



Beschlusskammer 8

Beschluss

Aktenzeichen: BK8-23/004-A

In dem Verwaltungsverfahren

wegen **Festlegung zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten und Erlöse bzw. Erträge aus der Beschaffung und Vergütung von Regelleistung nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 4 und § 11 Abs. 2 Satz 2 Nr. 3 ARegV**

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch den Vorsitzenden	Karsten Bourwieg,
den Beisitzer	Wolfgang Wetzl
und den Beisitzer	Bernd Petermann

gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB)

- 1.) 50Hertz Transmission GmbH, Heidestraße 2, 10557 Berlin, vertreten durch die Geschäftsführung,
- 2.) Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund, vertreten durch die Geschäftsführung,
- 3.) TenneT TSO GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth, vertreten durch die Geschäftsführung und der
- 4.) TransnetBW GmbH, Pariser Platz, Osloer Straße 15-17, 70173 Stuttgart, vertreten durch die Geschäftsführung,

am 28.08.2023 beschlossen:

1. Das Verfahren zur Beschaffung und Vergütung von Regelleistung der Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung unterliegt gemäß den Verfahrensfestlegungen der Bundesnetzagentur für Primärregelung (BK6-10-097), Sekundärregelung (BK6-15-158) und für Minutenreserve (BK6-15-159) bzw. ersetzender Folgeentscheidungen sowie weiterer konkretisierender Festlegungen und Genehmigungen einer wirksamen Verfahrensregulierung.
2. Die nach Tenor zu Ziffer 1) entstehenden Kosten und Erlöse bzw. Erträge unterliegen einem Anreizsystem gemäß **Anlage 1**.
3. Die gemäß Tenor zu Ziffer 1) und 2) entstehenden Kosten und Erlöse bzw. Erträge gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 2 S. 2 Nr. 3 und S. 4 ARegV.
4. Jeder Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung darf seine Erlösobergrenzen im Hinblick auf die nach Tenor zu Ziffer 1) und 2) entstehenden dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres t, für welches die in Tenor zu Ziffer 1) genannten Leistung zu beschaffen ist, anpassen.

Die Differenz zwischen den nach Satz 1 ansetzbaren Plankosten bzw. Planerlösen bzw. -erträgen und den dem Übertragungsnetzbetreiber entstehenden tatsächlichen Kosten und Erlösen bzw. Erträgen des Kalenderjahres t inkl. Bonus/Malus (Istkosten) hat der Übertragungsnetzbetreiber jährlich zu ermitteln auf seinem Regulierungskonto des Kalenderjahres t zu verbuchen.

5. Die Festlegung ist bis zum 31.12.2028 befristet und findet erstmals 2023 für das Jahr 2024 Anwendung.
6. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I. Sachverhalt

- 1 Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung (§ 3 Nr. 10a EnWG – im Folgenden: ÜNB) haben nach § 12 EnWG die Verantwortung für die Systemsicherheit in den deutschen Übertragungsnetzen. In diesem Zusammenhang obliegt ihnen unter anderem die Beschaffung von Regelleistung. Diese Aufgabe nehmen die ÜNB gemeinsam im Rahmen des Netzregelverbundes (NRV) wahr.
- 2 Es bestehen gesetzliche Vorgaben in § 22 EnWG auf nationaler Ebene und in Form der VO (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem vom 23.11.2017 auf europäischer Ebene. Durch die Vorgabe für die Beschaffungsverfahren für Regelernergie soll das Ziel einer möglichst preisgünstigen Versorgung mit Energie realisiert werden (§ 22 Abs. 1 S. 2 EnWG).
- 3 Durch ein effizientes und wettbewerbliches Beschaffungsverfahren sollen die Kosten für die Beschaffung der Regelernergie niedrig gehalten werden. Gleichzeitig ist aus Gründen der Systemsicherheit und der Leistungs-Frequenz-Regelung stets eine ausreichende Leistung an Regelernergie vorzuhalten. Soweit Kosten einem Verursacher zugeordnet werden können, wird die bezogene Regelarbeit dem verantwortlichen Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt und tangiert die Netzkosten nicht. Die Kosten für die Regelleistungsvorhaltung können keinem Verursacher zugeordnet werden und gehen daher in die Netzkosten ein. Sie werden über die Netzentgelte der ÜNB refinanziert.
- 4 Die Vorgaben zur diskriminierungsfreien Beschaffung und Bereitstellung von Systemdienstleistungen sind Gegenstand einer Vielzahl von Einzelregelungen der Strombinnenmarktverordnung VO (EU) 2019/943, der Strombinnenmarkttrichtlinie RL (EU) 2019/944 und der genannten VO (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem.
- 5 Beschaffungsvorgänge haben auch bei vollständig entflochtenen Unternehmen diskriminierungsfrei und in marktlichen Verfahren zu erfolgen. Um zu einer größeren Marktintegration in Europa zu gelangen, werden ausgehend von der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung VO (EU) 2019/943 und der VO 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem harmonisierte unionsweite Bilanzierungsregeln festgelegt. Marktteilnehmende sowie Netznutzer wollen in der EU in verschiedenen Bilanzierungszonen auf ähnliche Marktregeln und eine

wirtschaftlich effiziente und nichtdiskriminierende Bewirtschaftung der Ausgleichsenergie treffen (ErwGr. 9 ff. VO (EU) 2019/943).

- 6 Vorgaben zur Beschaffung und zum Austausch von Primärregelleistung werden insbesondere durch die folgenden Entscheidungen der Bundesnetzagentur national verbindlich ausgestaltet und festgelegt:
 - BK6-10-097
 - BK6-18-006 (Genehmigung der FCR-Kooperation),
 - BK6-21-366 (Genehmigung Änderungsantrag zur FCR-Kooperation).
- 7 Vorgaben zur Beschaffung und zum Austausch von Sekundärregelleistung finden sich insbesondere in den weiteren Entscheidungen:
 - BK6-15-158
 - BK6-18-064 (Genehmigung der SRL-Kooperation DE/AT),
 - BK6-19-160 (Genehmigung Änderungsantrag zur SRL-Kooperation DE/AT)
 - BK6-17-046 zur Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve durch Letztverbraucher
- 8 Vorgaben zur Beschaffung von Minutenreserve finden sich insbesondere in der folgenden Entscheidung der Bundesnetzagentur:
 - BK6-15-159 zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve
- 9 Mit der vorliegenden Festlegung soll es den ÜNB ermöglicht werden, das Ergebnis der Beschaffung unter Berücksichtigung von Anreizelementen als wirksam verfahrensreguliert gemäß § 11 Abs. 2 Satz 2 Nr. 3 und Satz 4 ARegV zu behandeln.
- 10 Eine Festlegung zur Verfahrensregulierung mittels freiwilliger Selbstverpflichtung der ÜNB bestand schon in der 3. Regulierungsperiode von 2019 bis 2023 (BK8-18-0008-A). Die Beschlusskammer hat die dort in Bezug genommenen Ansätze zur „Bestimmung des EE-bedingten Bedarfs an Sekundär- und Minutenreserve“ aus dem Kurzgutachten vom 17.04.2018 (Anlage zu Anlage 1) empirisch überprüft.
- 11 Mit Veröffentlichung im Internet und nachfolgend im Amtsblatt der Bundesnetzagentur vom 07.06.2023 hat die Beschlusskammer das vorliegende Verfahren eröffnet und den ÜNB und den übrigen Marktteilnehmern gemäß § 67 Abs. 1 EnWG zugleich die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Tennet TSO GmbH hat mit E-Mail vom

30.06.2023 auf eine Stellungnahme verzichtet. Weitere Stellungnahmen sind nicht eingegangen.

- 12 Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Der Länderausschuss wurde gemäß § 60a EnWG ebenfalls unterrichtet.
- 13 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

II.

- 14 Der Beschluss beruht auf einer Anwendung des nationalen Rechts vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18. Eine Rechtsgrundlage für den Beschluss liegt vor. Der Beschluss ist formell und materiell rechtmäßig.

1. Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18

- 15 Die Beschlusskammer hat in rechtmäßiger Weise die Vorgaben des nationalen Rechts in Form der normativen Regulierung, soweit diese im vorliegenden Verfahren Anwendung finden und von der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (Urteil vom 02.09.2021, C-718/18) erfasst werden, für ihre Entscheidung herangezogen. Als „normative Regulierung“ werden im Allgemeinen solche Regeln des nationalen Gesetz- und Verordnungsgebers (z.B. in StromNEV, GasNEV und ARegV) bezeichnet, die konkrete methodische und materielle Vorgaben für die Regulierung durch die Bundesnetzagentur enthalten. Die Pflicht zur Anwendung dieser nationalen Vorgaben folgt aus Art. 20 Abs. 3 GG und gilt auch angesichts der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs fort, bis sie vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber außer Kraft gesetzt oder neu geregelt werden. Dies hat der Bundesgerichtshof bereits entschieden (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 60 ff., siehe auch OLG Düsseldorf vom 11.02.2021, VI-5 Kart 10/19 [V], S. 10 ff., OLG Düsseldorf vom 28.04.2021, VI-3 Kart 798/19 [V], S. 72 ff., OLG Schleswig vom 11.01.2021, 53 Kart 1/18, S. 27 ff.).

1.1 Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

- 16 Der Europäische Gerichtshof hat zwar in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie

2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der NRB verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

1.2 Reichweite der Entscheidung

- 17 Der Europäische Gerichtshof hat aber weder über die Zuständigkeitsfragen hinausgehend einen materiell-rechtlichen Verstoß einzelner Vorgaben der normativen Regulierung gegen EU-Recht gerügt, noch hat er sich ausdrücklich zu der Frage geäußert, ob die normative Regulierung bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der nationale Gesetz- und Verordnungsgeber den festgestellten Verstoß beseitigt, weiter anwendbar ist. Der EuGH hat sich insbesondere auch nicht explizit zu der Frage geäußert, ob die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit unmittelbar anwendbar sind.

1.3 Keine Nichtigkeit des nationalen Rechts

- 18 Die Regelungen der normativen Regulierung sind nicht nichtig. Weder nach den Grundsätzen des europäischen Rechts noch nach nationalem Recht führt der Verstoß einer nationalen Regelung gegen Unionsrecht zu deren Nichtigkeit (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 61 ff.). Vielmehr sind die Grundsätze des Anwendungsvorrangs des Unionsrechts vor nationalem Recht zu beachten.
- 19 Zudem scheidet eine richtlinienkonforme Auslegung der Vorschriften der normativen Regulierung aus. Der Europäische Gerichtshof sieht zwar sowohl in der an die Bundesregierung gem. § 24 EnWG erfolgten Zuweisung von Zuständigkeiten, als auch in den bindenden Vorgaben der normativen Regulierung eine mit den oben genannten Richtlinien unvereinbare Beschränkung der ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (EuGH a.a.O., Rz. 101 f., 115 f.). Eine Umdeutung der nationalen Vorgaben in nicht bindende Programmsätze, die die ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde nicht beeinträchtigen, kommt angesichts des eindeutigen Wortlauts, der Systematik und des Regelungszwecks der Vorschriften der normativen

Regulierung jedoch nicht in Betracht (Verbot der contra legem-Auslegung, BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 66 ff.).

- 20 Der Grundsatz vom Anwendungsvorrang des Unionsrechts führt indes nicht dazu, die Vorschriften der normativen Regulierung unangewendet zu lassen. Der Anwendungsvorrang besagt, dass eine nationale Regelung, die mit einer unmittelbar geltenden Regelung des Unionsrechts unvereinbar ist, von nationalen Behörden und Gerichten nicht angewendet werden darf (vgl. Streinz, EUV, 3. Aufl. 2018, Art. 4 Rn. 40; Ruffert, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, Art. 288 AEUV, Rn. 69 f.). Dieser Grundsatz gilt jedoch nur, soweit unmittelbar anwendbares Unionsrecht betroffen ist (EuGH, Urteil vom 24.06.2019, C-573/17, Rn. 62). Die normative Regulierung verstößt nicht gegen unmittelbar anwendbares Unionsrecht. Die hier maßgeblichen Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, mit denen die Vorgaben der normativen Regulierung unvereinbar sind, sind nicht unmittelbar anwendbar.

1.4 Keine unmittelbare Anwendbarkeit der Richtlinie

- 21 Damit eine Richtlinienbestimmung unmittelbar angewendet werden kann, müssen spezifische Voraussetzungen vorliegen (Grabitz/Hilf/Nettesheim, AEUV, 71. EL August 2020, Art. 288 Rn. 149). Der Europäische Gerichtshof geht von der unmittelbaren Anwendbarkeit einer nicht oder nicht ordnungsgemäß umgesetzten Richtlinienbestimmung nach Ablauf der Umsetzungsfrist aus, wenn die Bestimmung hinreichend genau und inhaltlich unbedingt ist. Zudem können die Bestimmungen einer Richtlinie grundsätzlich nur Rechte, aber keine Pflichten eines Einzelnen begründen (sog. Belastungsverbot). Insofern kommt auch eine objektive unmittelbare Wirkung vorliegend nicht in Betracht. Im Einzelnen:

1.4.1 Unionsvorschriften inhaltlich nicht unbedingt

- 22 Die Richtlinienvorgaben sind nicht unbedingt. Eine Unionsvorschrift ist inhaltlich unbedingt, wenn sie eine Verpflichtung normiert, die an keine Bedingung geknüpft ist und zu ihrer Durchführung oder Wirksamkeit auch keiner weiteren Maßnahmen der Unionsorgane oder der Mitgliedstaaten bedarf. Die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit sind nicht als inhaltlich unbedingt anzusehen.
- 23 Gegenwärtig fehlt es an den erforderlichen und zureichenden Umsetzungsnormen im nationalen Recht. Das betrifft sowohl die konkrete umfassende Aufgabenzuweisung als auch die für einen Eingriff erforderliche Ermächtigungsgrundlage. Die Bundesnetzagen-

tur hat nach nationalem Recht gegenwärtig (nur) die Befugnis, die Vorgaben der normativen Regulierung anzuwenden und ggf. unter Rückgriff auf § 29 EnWG je nach Festlegungsermächtigung weiter auszugestalten und zu konkretisieren. Sie hat aber mangels entsprechender Aufgabenzuweisung durch den Gesetzgeber nicht die übergeordnete, allgemeine und uneingeschränkte Befugnis, die ihr nach den Richtlinien vorbehaltenen Aufgaben vollumfänglich und selbständig auszuüben (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 105) beispielsweise also die Methoden oder Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang frei festzulegen oder zu genehmigen (vgl. nur § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG). Dass es hierzu einer umfassenden mitgliedstaatlichen Aufgabenzuweisung bedarf, entspricht im Übrigen auch dem europäischen Leitbild, wonach die Mitgliedstaaten zur Einrichtung von Regulierungsbehörden mit spezifischen Zuständigkeiten verpflichtet sind (vgl. Erwägungsgrund 33 der Richtlinie 2009/72/EG bzw. Erwägungsgrund 29 der Richtlinie 2009/73/EG). Die Mitgliedstaaten verfügen bei der Organisation und Strukturierung der Regulierungsbehörde zwar über eine Autonomie, haben diese aber unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben und insoweit sicherzustellen, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung der ihr vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen autonom treffen kann (vgl. EuGH, a.a.O., Rz. 119). Dieser Befund wird auch durch das in der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs mündende Vertragsverletzungsverfahren bestätigt: Gegenstand der Rüge durch die Europäische Kommission war nicht die fehlerhafte Ausübung einer nach nationalem Recht bereits ordnungsgemäß zugewiesenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, sondern der Umstand, dass eine den Richtlinien entsprechende umfassende Aufgabenzuweisung an die nationale Regulierungsbehörde im nationalen Recht bislang nicht erfolgt ist (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 88). Vielmehr liegt hier eine fehlerhafte Aufgabenzuweisung vor (EuGH, a.a.O., Rz. 130); diese kann und muss durch den Mitgliedstaat korrigiert werden, der dann die noch möglichen Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten vorsehen kann (EuGH a.a.O., Rz. 126, 127).

1.4.2 Belastung Einzelner verboten

- 24 Mit der unmittelbaren Anwendung der Richtlinien wären Belastungen Einzelner verbunden, sodass eine solche ausscheidet. Zwar ist die Einräumung subjektiver Rechte keine Voraussetzung für eine unmittelbare Anwendbarkeit (woran es vorliegend wegen des Verstoßes gegen objektiv geprägte Zuständigkeitsnormen auch fehlen würde), allerdings gilt das Belastungsverbot. Wenn der Bundesnetzagentur aus einer

unmittelbaren Anwendung der Richtlinie weitergehende oder jedenfalls anders ausgestaltete Kompetenzen zukämen, könnte sich dies je nach Einzelfall zugunsten, aber auch zu Lasten bestimmter Beteiligter auswirken. Daraus wiederum könnten sich Belastungen ergeben, die nach Auffassung des Bundesgerichtshofs nur durch das europäische Primärrecht oder durch EU-Verordnungen begründet werden können, nicht aber durch Richtlinien (vgl. BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 73).

- 25 Eine Belastung würde sich zudem bereits aus dem Heranziehen der Richtlinien als Ermächtigungsgrundlage ergeben. Dies wäre europarechtlich unzulässig. Sofern die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit als inhaltlich unbedingt anzusehen wären, müssten sie von der Bundesnetzagentur unmittelbar als Ermächtigungsgrundlage auch für belastende Regulierungsentscheidungen herangezogen werden. Anders als in den vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fällen, in denen er eine unmittelbare Belastung durch Richtlinienrecht verneinte, weil die Belastung erst durch einungsverfahren auf Basis nationalen Rechts eintrat, würden vorliegend die Richtlinienbestimmungen als solche unmittelbar gegenüber den Betroffenen herangezogen werden und als materiell-rechtliche Befugnisnormen für belastende Verwaltungsverfahren und Regulierungsentscheidungen fungieren. Soweit ersichtlich existiert bislang keine hier einschlägige Judikatur, in der der EuGH es für europarechtskonform eingestuft hätte, dass eine Richtlinienbestimmung als eigenständige Ermächtigungsgrundlage für Eingriffe in Rechte des Einzelnen herangezogen werden darf.

1.4.3 Keine objektive unmittelbare Wirkung des Unionsrechts

- 26 Eine ausnahmsweise objektive unmittelbare Wirkung der Richtlinienbestimmungen bezogen auf die ausschließliche Zuständigkeit scheidet ebenfalls aus. Der Europäische Gerichtshof hat eine objektive unmittelbare Wirkung von Richtlinienbestimmungen anerkannt, aus denen sich für staatliche Stellen eindeutige Pflichten ergeben. Konkret ging es beispielsweise um die nicht rechtzeitig in nationales Recht umgesetzte Pflicht der zuständigen Behörde zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens für die Errichtung eines Wärmekraftwerks (EuGH, Urteil vom 11.08.1995, C-431/92 – Wärmekraftwerk Großkrotzenburg).
- 27 Zwar mag sich vorliegend aus den Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde die Verpflichtung ergeben, von dieser Zuständigkeit auch Gebrauch zu machen, um den Zielsetzungen der Richtlinien hinreichend Rechnung tragen zu können. Anders als im Fall des Wärmekraftwerks Großkrotzenburg ist diese Verpflichtung vorliegend jedoch nicht inhaltlich unbedingt. Im

vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fall konnte die zuständige Behörde der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ohne Weiteres nachkommen, weil diese als unselbstständiger Bestandteil des nach nationalem Recht vorgesehenen und ihr bereits zugewiesenen Genehmigungsverfahrens durchzuführen war. Demgegenüber kann die Bundesnetzagentur die ihr nach den Richtlinienbestimmungen zugewiesene ausschließliche Zuständigkeit erst ausüben, wenn ihr entsprechende Befugnisse nach nationalem Recht eingeräumt werden (siehe oben).

1.5 Interessenabwägung

- 28 Ungeachtet der Tatsache, dass die Richtlinienbestimmungen nicht unmittelbar anwendbar sind, sprechen aus Sicht der Beschlusskammer weitere erhebliche Gründe dafür, die Vorgaben der normativen Regulierung in der Übergangszeit zur Anwendung zu bringen. Die Nichtanwendung der normativen Regulierung in der Übergangszeit würde zu einem Zustand führen, der mit den Zielsetzungen der genannten Richtlinien erst recht unvereinbar wäre (so auch BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 76).
- 29 Die Richtlinien verlangen, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Diesem Gebot der ex ante-Regulierung wird in Deutschland gegenwärtig zu einem großen Teil über die Vorgaben der normativen Regulierung Rechnung getragen. Die normative Regulierung strukturiert die Methoden für die Berechnung der Netzentgelte vor und legt ex ante die wesentlichen Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang fest. Sie regelt unmittelbar Rechte und Pflichten für Netzbetreiber und andere Marktakteure und schafft auf diese Weise den von den Richtlinien geforderten transparenten und vorhersehbaren, verlässlichen Regulierungsrahmen. Bestehende Festlegungen und Genehmigungen der Bundesnetzagentur, die sie im Rahmen ihrer bisherigen Zuständigkeiten erlassen hat, tragen zwar ebenfalls zu der erforderlichen ex ante-Regulierung bei, dies jedoch nur in Teilbereichen und in Ergänzung der normativen Regulierung und damit nicht in dem von der Richtlinie geforderten Umfang.
- 30 Ein faktisches Außerkrafttreten der Vorgaben der normativen Regulierung würde daher zu beträchtlichen Regelungslücken und damit einhergehend erheblichen Rechtsunsicherheiten für alle Marktbeteiligten führen. Auch dies wäre mit den genannten Richtlinienvorgaben und den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts schwerlich vereinbar.

Beispielsweise dürfte eine derart unklare Rechtslage im Übergangszeitraum kaum Investitionsanreize setzen und Unsicherheiten für die unternehmerische Tätigkeit der regulierten Unternehmen und auch der sonstigen Marktteilnehmer auslösen. Für den Übergangszeitraum ist es daher sinnvoll und angebracht, stabile und berechenbare Verhältnisse zu gewährleisten.

III. Rechtliche Würdigung

1. Formelle Rechtmäßigkeit

1.1 Zuständigkeit

- 31 Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die vorliegende Festlegung ergibt sich aus §§ 54 Abs. 1, 1. HS und 56 Nr. 1 EnWG, die der Beschlusskammer aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

1.2 Ermächtigungsgrundlage

- 32 Die Festlegung nach Tenor zu Ziffer 1.) bis 4.) beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 4 sowie § 11 Abs. 2 S. 2 Nr. 3 und S. 4, 1. Alt. ARegV. Danach kann die Regulierungsbehörde Festlegungen zu den Bereichen treffen, die nach § 11 Abs. 2 S. 2 bis 4 ARegV einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen.
- 33 Die Regelung des § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV sieht bei Stromversorgungsnetzen die Möglichkeit vor, Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile zu behandeln, soweit diese einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen. Eine wirksame Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 2 liegt jedenfalls dann vor, wenn sie sich aus Maßnahmen des Netzbetreibers ergeben, die einer Verfahrensregulierung aus der VO (EU) 2019/943 unterliegen. Die Beschaffungsverfahren für die gegenständliche Regelenenergie sind durch Festlegungen und Genehmigungen der Beschlusskammer 6 auf Basis § 22 EnWG sowie der VO (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem vorgegeben. Diese ist ausdrücklich in die Strombinnenmarktverordnung (EU) 2019/943 einbezogen (Erwägungsgründe 10 bis 15, Art. 59 Abs. 1 c), Art. 70. Die Voraussetzung des § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV liegen vor, da durch die Entscheidungen der Beschlusskammer 6 und die ergänzenden Bestimmungen dieser Festlegung eine umfassende Regulierung des betreffenden

Bereichs durch vollziehbare Entscheidung der Regulierungsbehörde erfolgt ist und dies nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV mit dieser Festlegung festgestellt wird.

1.3 Beteiligung

- 34 Den ÜNB und den von dem Verfahren berührten Wirtschaftskreisen wurde gemäß § 67 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
- 35 Die Beschlusskammer hat gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG die zuständigen Landesregulierungsbehörden und das Bundeskartellamt über die Einleitung des Verfahrens informiert. Die Behörden konnten gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Stellung nehmen. Der Länderausschuss wurde gemäß § 60a EnWG unterrichtet.

2. Materielle Rechtmäßigkeit

- 36 Die Voraussetzungen für den Erlass dieser Festlegung liegen vor. Die Beschlusskammer hat das ihr zustehende Ermessen ausgeübt. Die Festlegung zur wirksamen Verfahrensregulierung ist erforderlich und geboten.

2.1 Festlegungszweck

- 37 Nach § 32 Abs. 1 ARegV kann die Regulierungsbehörde Festlegungen im Rahmen der Anreizregulierung treffen, wenn sie der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke dienen.
- 38 Die vorliegende Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung dient der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs gemäß § 32 Abs. 1 ARegV sowie §§ 20 bis 21a EnWG, indem sie zuverlässige Rahmenbedingungen für die betroffenen ÜNB hinsichtlich der sachgerechten Berücksichtigung von effizienten Kosten, die aus Maßnahmen nach § 22 Abs. 1 und Abs. 2 EnWG und der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem resultieren, schafft. Damit wird dem Ziel eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Übertragungsnetzen Rechnung getragen. Ferner wird der Ansatz des § 21 Abs. 2 EnWG, Anreize für eine effiziente Leistungserbringung zu setzen, konsequent angewendet.
- 39 Die Festlegung dient somit der Verwirklichung der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke einer möglichst sicheren, preisgünstigen und effizienten Versorgung der Allgemeinheit mit Strom. Bei der vorliegenden Festlegung stehen insbesondere die Ziele einer sicheren und effizienten Versorgung sowie die Sicherung eines langfristig angeleg-

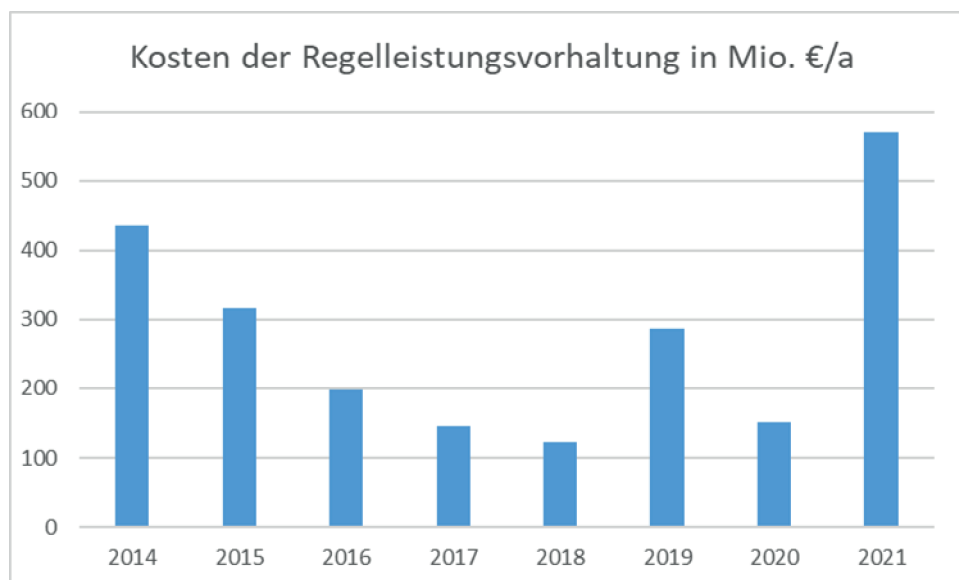
ten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen gemäß § 1 Abs. 2 EnWG im Vordergrund. Durch die Verteilung der Kosten aus der Beschaffung von Regelleistung zwischen den ÜNB und den Bilanzkreisverantwortlichen, verbunden mit den in dieser Festlegung enthaltenen Anreizen der Minimierung der Dimensionierung der Sekundärregelleistung und Minutenreserve unterstützt die Festlegung darüber hinaus die Ziele der Schaffung und Erhaltung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs auf den Regelleistungsmärkten (§ 1 Abs. 2 EnWG) und stützt das Ausgleichsenergiepreissystem gem. § 1a Abs. 2 S. 1 EnWG.

2.2 Festlegung ist geeignet, erforderlich und geboten

- 40 Bei der Entscheidung, ob die Beschlusskammer von ihrem Aufgreifermessen Gebrauch macht, hat sie berücksichtigt, dass die Festlegung erforderlich und geboten ist, um die Kosten im Sinne des Art. 8 Abs. 1 VO (EU) 2017/2195 in das bestehende Kostenregulierungsregime in Deutschland einzufügen.
- 41 Bei der Entscheidung zur Ausgestaltung der Verfahrensregulierung von Amts wegen hat die Beschlusskammer das ihr zustehende Auswahlermessen ausgeübt. Gegenüber der Festlegung BK8-2018-0008-A (FSV Regelleistung der 3. Regulierungsperiode) ist die Beschlusskammer zu der Überzeugung gelangt, dass die wesentlichen Inhalte der Beschaffungsvorgaben in den Festlegungen und Genehmigungen der Beschlusskammer 6 bestimmt werden. Die Bestimmungen zur Refinanzierung und die Vorgaben zur Anpassung der Erlösobergrenzen der ÜNB sind in der vorliegenden Festlegung enthalten.
- 42 Es verbleiben für die ÜNB Spielräume bei der Dimensionierung der Regelleistung. Diese sind aufgrund der dynamischen Veränderung der Aufgaben eines ÜNB auch unvermeidbar. Diese können jedoch nicht in der methodisch statischen Verfahrensregulierung geschlossen werden. Daher werden die verbleibenden Spielräume durch die Anreizkomponente gemäß Anlage 1 adressiert (dazu unter Kapitel 2.3). Die Beschlusskammer ist zu dem Schluss gekommen, dass die vorliegende Festlegung „als letzter Baustein“ eine Lücke füllt, die zu einer Anerkennung der Kosten für Regelleistung als verfahrensreguliert fehlt. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass mit der vorliegenden Festlegung für die besondere Situation der ÜNB eine sach- und interessengerechte Regelung vorliegt, die zum einen den berechtigten Interessen der ÜNB an Verlässlichkeit in der Kostenerstattung für wirtschaftlich sehr erhebliche und potentiell sehr volatile

Kostenpositionen im Rahmen der ARegV Rechnung trägt und zum anderen verbleibende Effizienzanreize setzt.

- 43 Vorliegend haben die ÜNB ein berechtigtes Interesse daran, dass die Kosten möglichst zeitnah erstattet werden, da die finanzielle Belastung von Jahr zu Jahr höchst unterschiedlich ausfallen kann.



Quelle: Monitoringberichte Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt

- 44 Dabei stehen die Kosten für die Regelleistung im Zusammenhang mit den Marktopportunitäten am Großhandelsmarkt für Strom und sind daher aus den Preisentwicklungen dort auch in gewissem Umfang planbar und im Vorhinein erkennbar. Über die Festlegung werden die Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile auf Plankostenbasis behandelt. Dadurch erhalten die ÜNB größtmögliche Sicherheit in Bezug auf die Auswirkungen auf die Liquidität eines Kalenderjahres sowie auf die Kostenerstattung.
- 45 All diesen Gesichtspunkten trägt die vorliegende Entscheidung Rechnung.

2.3 Ausgestaltung der Verfahrensvorgaben der Beschlusskammer 6 nicht abschließend (Tenor zu Ziffer 1) und 2)

- 46 Mit Tenor zu Ziffer 1) wird die Feststellung getroffen, dass das Verfahren zum Umgang mit den Kosten für die Beschaffung von Regelleistung nach § 22 EnWG i. V. m. Verordnung (EU) 2017/2195 für die ÜNB einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegt. Unter Regelleistung wird die Vorhaltung derjenigen Leistung verstanden, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der Regelzone erforderlich ist. Regelleistungskosten sind Kosten der Regelleistungsbeschaffung gemäß den Verfahrensfestle-

gungen der BNetzA zur Beschaffung und zum Austausch von Primärregelleistung in den Entscheidungen der Bundesnetzagentur

- BK6-10-097
- BK6-18-006 (Genehmigung der FCR-Kooperation),
- BK6-21-366 (Genehmigung Änderungsantrag zur FCR-Kooperation);

zur Beschaffung und zum Austausch von Sekundärregelleistung in den Entscheidungen

- BK6-15-158
- BK6-18-064 (Genehmigung der SRL-Kooperation DE/AT),
- BK6-19-160 (Genehmigung Änderungsantrag zur SRL-Kooperation DE/AT)
- BK6-17-046 zur Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve durch Letztverbraucher

sowie zur Beschaffung von Minutenreserve in der Entscheidung

- BK6-15-159 zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve.

- 47 Die darin geregelten Vorgaben zur Bestimmung der Erforderlichkeit und Höhe der Regelenenergieprodukte erfüllen die Anforderungen einer wirksamen Verfahrensregulierung. Die Verfahrensregulierung regelt ebenso den Bereich der Kostenberücksichtigung im Hinblick auf Leistungen nach § 22 EnWG i. V. m. Verordnung (EU) 2017/2195 in einer Art und Weise so umfassend, dass dem Netzbetreiber in diesem Rahmen nur noch solche Möglichkeiten einer eigenständigen Kostenbeeinflussung bleiben, die unter Betrachtung aller Umstände der Gesamtsituation als geringfügig bewertet werden können. Insbesondere ist dadurch ein transparenter und von eigenen Interessen des ÜNB unabhängiger Markt für Regelenenergieprodukte gestaltet.
- 48 Gleichwohl verbleibt den ÜNB bei der Dimensionierung und Beschaffung von Regelleistungsprodukten ein Spielraum, der der energiewirtschaftlichen Bewirtschaftung zugänglich ist. Mithin sind Effizienzpotentiale vorhanden, die den Netznutzern zu Gute kommen können.
- 49 Daher sieht die vorliegende Festlegung in Tenor zu Ziffer 2) in Verbindung mit **Anlage 1** ein Anreizsystem vor, die entsprechenden Spielräume mit dem Ziel von Effizienzanreizen und Kosteneinsparungen zu nutzen. Durch die ansonsten bestehenden Verfahrens-

vorgaben werden diese Spielräume insbesondere in der Dimensionierung sowie in der Beschaffung in einem dynamischen Umfeld also nicht vollständig geschlossen.

- 50 Mit der vorliegenden Entscheidung wird es ermöglicht, das Ergebnis des Vorgehens als wirksam verfahrensreguliert gemäß § 11 Abs. 2 S. 4, 1. Alt. ARegV zu behandeln.
- 51 In der Folge erhält der ÜNB größere Sicherheit und Verlässlichkeit in Bezug auf die Erstattung der Kosten für Systemdienstleistungen, d.h. deren jährliche Berücksichtigung und Anpassung in der Erlösobergrenze nach § 4 ARegV.

3. Anpassung der Erlösobergrenze und Ist-Kosten-Abgleich (Tenor zu Ziffer 3) und 4))

- 52 Die Vorgaben zur Anpassung der Erlösobergrenze und zum Ist-Kosten-Abgleich in Tenor zu Ziffer 3) und 4) des Beschlusstexts beruhen auf § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV. Gemäß dieser Vorschrift kann die Bundesnetzagentur zwecks Verwirklichung eines in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecks durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG Entscheidungen zu den Erlösobergrenzen und deren Anpassung nach § 4 ARegV treffen.
- 53 Von dieser Ermächtigung macht die Beschlusskammer Gebrauch. Eine gesetzliche Regelung zur Anpassung der Erlösobergrenze bei Verfahrensregulierungen enthält § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV selbst nicht. Dort ist normiert, dass der ÜNB jeweils eine Anpassung der Erlösobergrenze zum 1. Januar eines Kalenderjahres vornehmen kann, sofern eine Änderung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 bis S. 3 ARegV erfolgt ist. Vorliegend steht aber eine Änderung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV in Rede.
- 54 In Anlehnung an die in § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV zum Ausdruck kommende gesetzgeberische Wertung hat die Beschlusskammer entschieden, den ÜNB zu ermöglichen, die ihnen entstehenden Regelleistungskosten jeweils ohne Zeitverzug zu refinanzieren. Der Sachverhalt entspricht wirtschaftlich und materiell den Ausnahmen bei Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6a, 8, 13, 16 und 18 ARegV; in diesen Fällen darf der ÜNB auf das Kalenderjahr abstellen, auf das die Erlösobergrenze anzuwenden sein soll (sog. t-0-Ansatz, auf Plankostenbasis mit Ist-Abrechnung). Bei den vorliegenden dauerhaft nicht beeinflussbaren Regelleistungskosten handelt es sich ebenfalls um Kosten, die aus Versorgungsaufgaben, nämlich solchen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit resultieren. Die Regelleistung ist aufgrund der Vergütungsvolumina mit einer ganz erheblichen Kostenbelastung für die ÜNB verbunden.

Hinzu kommt, dass die Kosten durch ihre mittelbare Anbindung an den Stromgroßhandelsmarkt stark volatil sein können. Die Regelenenergie ist für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit von höchster Bedeutung.

- 55 Vor diesem Hintergrund ist es sachgerecht, dem ÜNB auch die ihm aufgrund von Maßnahmen auf durch europäische und nationale Verfahrensregulierung wettbewerblich und effizient ausgestalteten Märkten entstehenden Kosten ohne Zeitverzug jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres über die Netzentgelte refinanzieren zu lassen.
- 56 Damit wird gewährleistet, dass die Versorgungssicherheit nicht durch etwaige Verzögerungen der Refinanzierung und damit etwaig einhergehenden Liquiditätsengpässen beim ÜNB gefährdet wird.
- 57 Um dies zu ermöglichen, hat der ÜNB die voraussichtlichen Kosten und -erlöse (Plankosten und -erlöse) auf Grundlage realistischer Prognosen im Rahmen der Datenmeldung zur Erlösobergrenze spätestens zwei Werktage vor dem 01. Oktober des Vorjahres mitzuteilen (vgl. Festlegung der Berichtspflichten der ÜNB hinsichtlich der Bildung der vorläufigen und endgültigen Netzentgelte; BK8-19/0001-A).
- 58 Satz 2 des Tenors zu Ziffer 4) greift die von Gesetzes wegen bestehende Rechtspflicht des ÜNB nach § 5 Abs. 1 ARegV auf. Das bedeutet bei der Regelenenergie, dass die Differenz zwischen den voraussichtlich aus der Regelleistungsbeschaffung entstehenden Kosten und Erlöse bzw. Erträge (Plankosten) und den beim ÜNB tatsächlich entstandenen Kosten und Erlöse bzw. Erträge (Ist-Kosten) jährlich vom ÜNB in t+1 zu ermitteln und auf seinem Regulierungskonto zu verbuchen ist.
- 59 Der ÜNB hat die aus der tatsächlichen Regelleistungsbeschaffung resultierenden Istkosten des Jahres t gegenüber der Beschlusskammer im Rahmen des von der Bundesnetzagentur entweder durch Übersendung oder durch Veröffentlichung auf der Internetseite

www.bundesnetzagentur.de/Beschlusskammer8

zur Verfügung gestellten Erhebungsbogens im Rahmen der Regulierungskontomeldung gesondert zu erfassen und nachzuweisen. Dabei hat der ÜNB die tatsächlichen Kosten im Erhebungsbogen einzutragen.

4. Befristung (Tenor zu Ziffer 5))

- 60 Die nach Maßgabe der Festlegung zur Beschaffung entstehenden Kosten und Erlöse bzw. Erträge gelten für die Dauer der vierten Regulierungsperiode als verfahrensregu-

lierte Kosten und damit als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV. Die Festlegung findet somit erstmalig im Jahr 2023 für das Jahr 2024 Anwendung.

- 61 Eine Anpassung des Modells kann gem. § 29 Abs. 2 EnWG erfolgen, falls sich die dem Modell zugrundeliegenden Umstände in erheblichem Maße ändern. In diesem Falle gelten die Maßgaben der Festlegung jedoch bis zu ihrer Änderung fort.

5. Kosten (Tenor zu Ziffer 6))

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Beschluss nach § 91 EnWG.

6. Anlagenverweis

- 62 Die beigefügte Anlage 1 ist Bestandteil dieses Beschlusses.

Rechtsmittelbelehrung

- 63 Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.
- 64 Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.
- 65 Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer

Bourwieg

Wetzel

Petermann

Anreizsystem für die Beschaffung von Regelleistung und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten in der vierten Regulierungsperiode

1. Allgemeine Modellbeschreibung

Das Modell für die Beschaffung von Regelleistung stellt einen methodischen Gesamtansatz dar, mit dessen Hilfe der Umgang mit den Kosten für die Beschaffung von Regelleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung (ÜNB) geregelt wird.

Unter Regelleistung wird die Vorhaltung derjenigen Leistung verstanden, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der Regelzone erforderlich ist. Regelleistungskosten sind Kosten der Regelleistungsbeschaffung gemäß den Verfahrensfestlegungen der Bundesnetzagentur für Primärregelung (BK6-10-097), Sekundärregelung (BK6-15-158) und für Minutenreserve (BK6-15-159) bzw. ersetzender Folgeentscheidungen sowie weiterer konkretisierender Festlegungen und Genehmigungen.

Der Effizienzanreiz wird in Form einer sog. Bonus-/Malus-Funktion realisiert. Der Nullpunkt der Bonus-/Malus-Funktion auf der Abszisse stellt den Punkt dar, der sich aus den Plankosten entsprechend der festgelegten Modellstruktur für die Beschaffung von Regelleistung ergibt. Dieser Nullpunkt bzw. die Differenz zwischen den mengeninduzierten Ist-Kosten (Bestimmung unter Kapitel 3.4) und diesem Nullpunkt dient ex-post zur Ermittlung des Bonus bzw. des Malus.

Nach Ablauf des Jahres t , in dem die Kosten angefallen sind, findet auf Basis der Ist-Kosten im Leistungszeitraum t sowie der Bonus-/Malus-Funktion eine Abrechnung statt. Die resultierenden Abrechnungsergebnisse werden, mit Ausnahme des bei dem ÜNB verbleibenden Bonus/Malus, über das Regulierungskonto gemäß § 5 ARegV ausgeglichen. Von jeder Überschreitung der mengeninduzierten Ist-Kosten über den Nullpunkt hinaus tragen die ÜNB einen Anteil entsprechend der Malus-Steigung, von jeder Unterschreitung unter den Nullpunkt dürfen die ÜNB einen Anteil entsprechend der Bonus-Steigung behalten.

In der folgenden Abbildung 1 wird die Grundstruktur des Anreizmodells mit den relevanten Parametern dargestellt. Dabei handelt es sich um eine Bonus-/Malus-Funktion in Abhängigkeit von den mengeninduzierten Ist-Kosten der ÜNB.

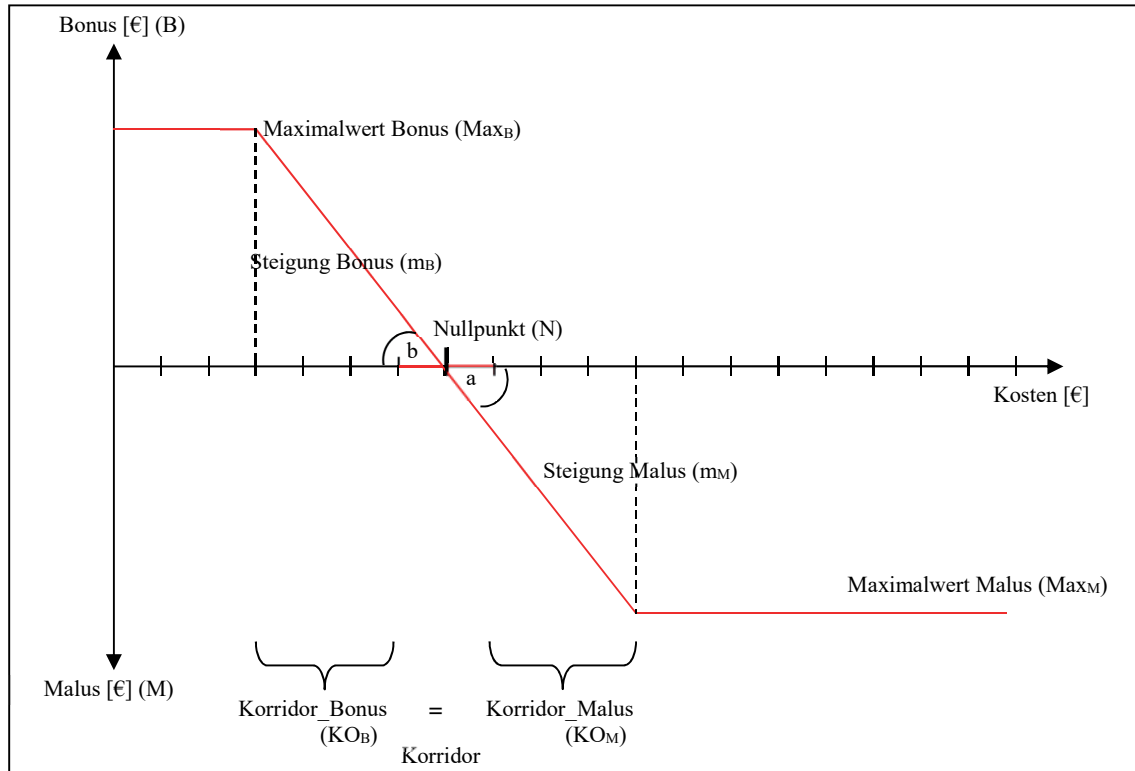


Abbildung 1: Grundstruktur des Anreizmodells für Regelleistung.

In Abhängigkeit vom Nullpunkt erfolgt ex-ante die Festlegung von Maximalwerten für Bonus und Malus. Befinden sich die mengeninduzierten Ist-Kosten der ÜNB unterhalb des Nullpunktes, so behalten die ÜNB höchstens einen vordefinierten Maximalwert als Bonus. Befinden sich die mengeninduzierten Ist-Kosten oberhalb des Nullpunktes, dann tragen die ÜNB höchstens einen vordefinierten Maximalwert als Malus. Eine darüberhinausgehende Kostendifferenz wird dem Netznutzer komplett gutgeschrieben bzw. bei Kostensteigerungen vollständig vom Netznutzer getragen.

Liegen die mengeninduzierten Ist-Kosten innerhalb des Korridors erfolgt bis zum Erreichen der Maximalwerte eine Aufteilung der Kostendifferenz zwischen den ÜNB und den Netznutzern entsprechend der Steigung der Bonus-/Malus-Funktion.

Es erfolgt innerhalb der vierten Regulierungsperiode eine jährliche Anpassung des Nullpunktes vor Beginn des jeweiligen Geltungszeitraumes. Die Berechnung des Korridors erfolgt im vorausgehenden Jahr t-1 vor Gültigkeit der EOG für das Jahr t und ist

im Rahmen der Datenmeldung zur Erlösobergrenze spätestens zwei Werktage vor dem 01. Oktober des Vorjahres mitzuteilen (vgl. Festlegung der Berichtspflichten der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Bildung der vorläufigen und endgültigen Netzentgelte; BK8-19/0001-A).

Im Jahr $t-1$ wird durch die ÜNB der jeweilige Nullpunkt für das folgende Jahr t anhand von Planpreisen auf Basis historischer Preise und Planmengen (s. Kapitel 2.5 Nullpunkt) ermittelt. Der nach dem Verfahren in dieser Festlegung gemeinsam ermittelte Nullpunkt für das Jahr t wird mit Hilfe des KWK-Schlüssels 2021 (s. Kapitel 3.5, Tabelle 2) auf die einzelnen ÜNB aufgeteilt.

Etwaige Anpassungen bei den PRL-Mengen oder bei den EE-Zubaumengen nach dem Stichtag für das Jahr t werden im Nullpunkt N^t und damit bei der Ist-Abrechnung des Jahres t berücksichtigt. Daraus folgt jedoch keine Anpassung der Netzentgelte. Resultierende Differenzen werden über das Regulierungskonto ausgeglichen.

Nach Ablauf des Jahres t werden ex-post bis jeweils 31.12. des Jahres $t+1$ die Höhe des Bonus bzw. Malus anhand der Bonus-/Malus-Funktion durch die ÜNB ermittelt. Der Ausgleich der ermittelten Kostendifferenz korrigiert um Bonus bzw. Malus erfolgt über das (jeweilige) Regulierungskonto. Die nach dem Verfahren in der Festlegung gemeinsam ermittelten Ist-Kosten sowie das Abrechnungsergebnis und der Bonus/Malus für das Jahr t werden mit Hilfe des KWK-Schlüssels 2021 (s. Kapitel 3.5, Tabelle 2) auf die einzelnen ÜNB aufgeteilt.

2. Grundformeln des Anreizmodells

2.1 Kostenabweichung (Abrechnung)

Die Kostenabweichung des Jahres t ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Nullpunkt N^t und den tatsächlichen Kosten des Jahres t . Der ermittelte Wert wird um Bonus-/Malus-Beträge korrigiert und auf dem Regulierungskonto verbucht.

2.2 Bonus-/Malus-Funktion

Der allgemeine Funktionsverlauf der Bonus-Malus-Funktion in Abhängigkeit der mengeninduzierten Ist-Kosten ist in der Formel (1) dargestellt.

(1)

$$BM_{Regelleistung}^t(K_{ist}^{*t}) = \begin{cases} \text{Max}_B^t, & \text{wenn } K_{ist}^{*t} < (N^t - KO_B^t) \\ (N^t - K_{ist}^{*t}) * m_B, & \text{wenn } (N^t - KO_B^t) \leq K_{ist}^{*t} \leq N^t \\ (N^t - K_{ist}^{*t}) * m_M, & \text{wenn } N^t < K_{ist}^{*t} \leq (N^t + KO_M^t) \\ \text{Max}_M^t, & \text{wenn } K_{ist}^{*t} > (N^t + KO_M^t) \end{cases}$$

$BM_{Regelleistung}^t(K_{ist}^{*t})$	Bonus-Malus-Funktion in Abhängigkeit von den mengeninduzierten Ist-Kosten des Jahres t
K_{ist}^{*t}	Mengeninduzierte Ist-Kosten des Jahres t
N^t	Nullpunkt für das Jahr t. Der Nullpunkt wird im Jahr t-1 bestimmt
Max_B^t	Maximalwert für den Bonus des Jahres t
Max_M^t	Maximalwert für den Malus des Jahres t
KO_B^t	Korridor für den Bonus des Jahres t
KO_M^t	Korridor für den Malus des Jahres t
m_B	Steigung der Funktion im Bonus-Bereich
m_M	Steigung der Funktion im Malus-Bereich

Mit t wird das Jahr bezeichnet, für das der Nullpunkt gilt, t-1 ist die Bezeichnung für das Jahr, in dem die Nullpunktermittlung und in Abhängigkeit davon die Ermittlung der Absolutwerte der übrigen Parameter stattfindet. t+1 steht für das Jahr, in dem der Abgleich der Soll/Ist-Werte sowie die Ermittlung der Bonus-/Malus-Zahlung erfolgt.

Entsprechend der Formel (1) werden im Funktionsverlauf fünf Bereiche unterschieden:

- Die mengeninduzierten Ist-Kosten sind geringer als der Nullpunkt und liegen unterhalb des Korridors für den Bonus. In diesem Fall verbleibt ein maximaler Bonus bei den ÜNB.
- Die mengeninduzierten Ist-Kosten sind geringer als oder gleich dem Nullpunkt und liegen innerhalb des Korridors für den Bonus. In diesem Fall verbleibt ein Bonus entsprechend der Bonus-Steigung bei den ÜNB.
- Die mengeninduzierten Ist-Kosten sind größer als der Nullpunkt und liegen innerhalb des Korridors für den Malus. In diesem Fall geht ein Malus entsprechend der Malus-Steigung zu Lasten der ÜNB.

- Die mengeninduzierten Ist-Kosten sind größer als der Nullpunkt und liegen oberhalb des Korridors für den Malus. In diesem Fall geht ein maximaler Malus zu Lasten der ÜNB.

Der Ausgleich der Differenz der Ist-Kosten des Jahres t zum Nullpunkt oder einem abweichenden EOG-Plankostenwert des Jahres t (siehe Ziffer 2.3) korrigiert um den entsprechenden Bonus bzw. Malus erfolgt über das (jeweilige) Regulierungskonto.

Die graphische Darstellung ist der Abbildung 1 zu entnehmen.

2.3 Bestimmung Planpreise

Für die Bestimmung der Planpreise je Regelleistungsqualität k werden grundsätzlich die mengengewichteten mittleren Leistungspreise über zwölf Monate (01.09.(t-2) bis 31.08.(t-1)) angesetzt. Die Bestimmung erfolgt wie in Formel (2).

$$(2) \quad P_k^{t, Plan} = \bar{P}_k^{[01.09.(t-2); 31.08.(t-1)]} = \frac{\sum_{i=01.09.(t-2)}^{31.08.(t-1)} (p_k^i \cdot m_k^i)}{\sum_{i=01.09.(t-2)}^{31.08.(t-1)} m_k^i}$$

Mit: p_k^i - Mittlerer Leistungspreis der Regelleistungsqualität k zum Zeitpunkt i in €/MW/h.

m_k^i - Bedarf an Regelleistungsqualität k zum Zeitpunkt i in MW.

Erwarten die ÜNB im Jahr t-1 aufgrund außergewöhnlicher Entwicklungen insbesondere auf dem Strommarkt für das Jahr t erheblich hiervon abweichende Planpreise für dasselbe Jahr, so können ausschließlich zur Bestimmung des EOG-Plankostenwerts die ermittelten Planpreise in Abstimmung mit der Beschlusskammer angepasst werden.

2.4 Bestimmung Planmengen

Die Regelleistungsvorhaltung für Primärregelung erfolgt auf Basis der Vorgaben durch ENTSO-E. Die Anpassung der Planmengen für die Primärregelung (PRL) im Modell erfolgt daher entsprechend der jährlichen Ermittlung durch ENTSO-E für das Folgejahr. Der Wert der zu beschaffenden PRL steht zum Zeitpunkt der Bestimmung der Planmengen für die vorläufige Veröffentlichung der Netzentgelte zum 01.10. eines jeden Jahres noch nicht abschließend fest, daher ist als Planmenge ein vorläufiger PRL-Wert, gemäß dem jeweils aktuellen Diskussionsstand bei ENTSO-E anzusetzen.

Alternativ kann auch der PRL-Wert des Jahres t-1 als Planwert angesetzt werden. Die Abweichungen der tatsächlichen PRL-Menge entsprechend der Festlegung durch ENTSO-E im 4.Quartal zu dem angesetzten Planwert werden im Rahmen der Ist-Abrechnung entsprechend berücksichtigt (siehe Kapitel 3.4).

Für die Bestimmung der übrigen Planmengen je Regelleistungsqualität k werden zunächst grundsätzlich die mittleren Mengen über zwölf Monate (01.09.(t-2) bis 31.08.(t-1)) angesetzt.

Da die Regelleistungsvorhaltung für Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL) maßgeblich von der installierten Leistung von Anlagen mit erneuerbaren Energiequellen (EE-Anlagen) abhängt und diese jährlich stark ansteigt, wird bei der Ermittlung der Planmengen für positive (+) und negative (-) Sekundärregelleistung sowie für positive und negative Minutenreserveleistung der im jeweiligen Jahr t aus dem entsprechend der im Rahmen der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs erstellten gutachterlichen Prognosen erwarteten Zubau an Wind- (on- und offshore) und Solaranlagen resultierende zusätzliche Regelleistungsbedarf berücksichtigt.

Für die Bestimmung der künftig erwarteten Bedarfsmengen für die Regelleistungsqualitäten SRL und MRL wird die mittlere Menge über zwölf Monate für alle ÜNB zuzüglich dem infolge des prognostizierten EE-Zubaus je Regelenergiequalität zu erwartenden zusätzlichen Regelleistungsbedarf angesetzt.

Die Ermittlung der Planmengen für die vier Regelleistungsqualitäten SRL +, SRL-, MRL+ und MRL- erfolgt entsprechend der Formel (3).

$$(3) \quad M_k^{t, Plan} = \overline{M}_k^{[01.09.(t-2); 31.08.(t-1)]} + \Delta M_k^t = \frac{\sum_{i=01.09.(t-2)}^{31.08.(t-1)} m_k^i}{i} + \Delta M_k^t$$

Mit: ΔM_k^t - Erwarteter Mehrbedarf der Regelleistungsqualität k für Zeitraum t in MW.

Der zusätzliche Regelleistungsbedarf ergibt sich dabei entsprechend dem im Consen-tec-Gutachten vom 17.04.2018 vorgegebenen Dimensionierungsverfahren für die Regelenergiearten SRL+ und MRL+ gleichermaßen mit 15,55 MW je 1 GW EE-Zubau. Für die Regelenergiearten SRL- und MRL- beträgt der EE-bedingte Regelleistungsmehrbedarf gleichermaßen 1,85 MW je 1 GW EE-Zubau. Die genaue Herleitung der

Berechnung dieses zusätzlichen Regelleistungsbedarfs in Abhängigkeit des EE-Zubaus inkl. der zu Grunde liegenden Daten kann dem Gutachten (siehe Anlage) entnommen werden. Der Zubau ergibt sich dabei als Differenz zwischen der im Zeitraum 01.09.(t-2) und 31.08. (t-1) durchschnittlich installierten EE-Leistung und der im Rahmen der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs für das Jahr t gutachterlich prognostizierten durchschnittlichen EE-Leistung.

$$(4) \quad \Delta M_{EE,SRL(+)}^t = \frac{15,55 MW}{1 GW} * (\bar{P}_{EE,installiert}^t - \bar{P}_{EE,installiert}^{[01.09.(t-2);31.08.(t-1)]})$$

$$(5) \quad \Delta M_{EE,SRL(-)}^t = \frac{1,85 MW}{1 GW} * (\bar{P}_{EE,installiert}^t - \bar{P}_{EE,installiert}^{[01.09.(t-2);31.08.(t-1)]})$$

$$(6) \quad \Delta M_{EE,MRL(+)}^t = \frac{15,55 MW}{1 GW} * (\bar{P}_{EE,installiert}^t - \bar{P}_{EE,installiert}^{[01.09.(t-2);31.08.(t-1)]})$$

$$(7) \quad \Delta M_{EE,MRL(-)}^t = \frac{1,85 MW}{1 GW} * (\bar{P}_{EE,installiert}^t - \bar{P}_{EE,installiert}^{[01.09.(t-2);31.08.(t-1)]})$$

2.5 Nullpunkt

Die Bestimmung des Nullpunktes erfolgt jedes Jahr ex-ante gemäß der Formel (8).

$$(8) \quad N^t = K_{RE}^t = \sum_{k=1}^5 P_k^{t,Plan} \cdot M_k^{t,Plan} \cdot S^t$$

$$N^t = \sum_{k=1}^5 [\bar{P}_k^{[01.09.(t-2);31.08.(t-1)]} \cdot (\bar{M}_k^{[01.09.(t-2);31.08.(t-1)]} + \Delta M_k^t)] \cdot S^t$$

Mit: $P_k^{t,Plan}$ - Planpreis der Regelleistungsqualität k gem. Formel (2) in €/MW/h

$M_k^{t,Plan}$ - Planmenge der Regelleistungsqualität k gem. Formel (3) in MW.

S^t - Anzahl der Stunden im Jahr t .

3. Darstellung der Parameter des Anreizmodells

3.1 Maximalwerte für Bonus und Malus

Die Maximalwerte für die Bonus-/Malus-Funktion betragen für die Dauer der vierten Regulierungsperiode 2,5% des Nullpunktes des Jahres t . Durch die jährliche Ermittlung des Nullpunktes entsprechend der beschriebenen Systematik erfolgt eine jährliche Anpassung der Maximalwerte entsprechend der Formel (9).

$$(9) \quad \text{Max}_B^t = -\text{Max}_M^t = 2,5\% \times N^t$$

3.2 Steigung der Bonus- und Malus-Funktion

Die Steigungen für die Bonus- bzw. Malus-Funktion betragen jeweils 25%, $m_B = m_M = 25\%$.

3.3 Bestimmung der mengeninduzierten Ist-Kosten

Aufgrund der hohen Volatilität und schweren Prognostizierbarkeit der Regelleistungspreise werden zur Bestimmung der Bonus-/Malus-Berechnung nur die mengengetriebenen Abweichungen berücksichtigt.

Die mengeninduzierten Ist-Kosten ergeben sich nach folgender Formel:

$$(10) \quad K_{Ist}^{*t} = \sum_{k=1}^5 M_k^{t,Ist} \times P_k^{t,Plan} \times S^t$$

Mit: $P_k^{t,Plan}$ - Planpreis der Regelleistungsqualität k gem. Formel (2) in €/MW/h

$M_k^{t,Ist}$ - (bezuschlagte) Ist-Menge der Regelleistungsqualität k aus dem Zeitraum 01.01. t bis 31.12. t in MW. Für PRL ist der Planwert $M_{PRL}^{t,Plan}$ gem. Kapitel 2.4 anzusetzen, so dass kein Bonus/Malus aus der Plan-Ist-Abweichung bei PRL resultiert.

S^t - Anzahl der Stunden im Jahr t .

3.4 Aufteilungsschlüssel

Der Aufteilungsschlüssel für die ÜNB-spezifischen Nullpunkte, Ist-Kosten und Parameter der Bonus-/Malus-Funktion (maximaler Bonus bzw. Malus) entspricht dem ungerundeten Anteil am Letztverbraucherabsatz je Regelzone gemäß § 28 Abs. 5 Satz 2 Num. 1 KWKG 2020.

Der Aufteilungsschlüssel bleibt über die gesamte Regulierungsperiode konstant. Maßgeblich hierfür ist der testierte KWK-Letztverbrauch des Jahres 2021 gemäß Wirtschaftsprüfertestat vom 20.10.2022 und ohne Berücksichtigung etwaiger Korrekturen in Folgejahren.

	KWK-Letztverbrauch 2021 [in kWh]	Schlüssel [in Prozent]
50Hertz Transmission GmbH	96.387.714.994	20,636
Amprion GmbH	168.470.711.382	36,068
TenneT TSO GmbH	142.678.177.708	30,546
TransnetBW GmbH	59.554.759.325	12,750
Gesamt	467.091.363.409	100,000

* Schlüssel hier nur zur Übersicht auf drei Nachkommastellen gerundet

Tabelle 2: Aufteilungsschlüssel gemäß Letztverbrauch des Jahres 2021 nach KWKG 2020

3.5 Anpassung der Erlösobergrenze für das Startjahr 2024

Die Methodik findet erstmalig im Jahr 2023 für das Jahr 2024 Anwendung.

3.6 Umgang mit den von den Regelleistungsanbietern geleisteten Vertragsstrafen

Gemäß der Rahmenverträge zwischen dem jeweiligen Anschluss-ÜNB und Regelreserveanbietern kann der Anschluss-ÜNB im Falle der Verletzung der Vorhaltungs-, Erbringungs- oder sonstigen Vertragspflichten vom Regelreserveanbieter eine Vertragsstrafe verlangen.

Alle erlöswirksamen Vertragsstrafen, welche nicht bereits in den Regelleistungs-Ist-Kosten (z.B. als Leistungspreiskürzung) oder in der Verrechnung der Aktivierungskosten mit den Bilanzkreiserlösen abgebildet sind, werden bei der Ist-Abrechnung als gesonderte Abzugsposition kostenmindernd als Auf-/Abschlag vom ÜNB-individuellen

Rückerstattungsbetrag (inkl. Bonus/Malus) berücksichtigt. Für die Bonus/Malus-Ermittlung haben diese Pönalen keine Relevanz.

4. Datenübermittlungserfordernisse

Die ÜNB übermitteln der BNetzA alle zur Ist-Abrechnung, zur Nullpunktbestimmung sowie zur Berechnung des Bonus und des Malus notwendigen Daten. Dies umfasst u.a.:

- Regelleistung
 - Die ÜNB übermitteln der BNetzA jeden Monat für den abgelaufenen Monat:
 - jeweils eine Übersicht über die auf den Tag bezogenen mittleren mengengewichteten Leistungspreise als Ergebnis der Ausschreibung,
 - die ÜNB geben dabei für jedes Angebot an:
 - Angebotszeitraum
 - Produktname
 - Name des Anbieters
 - Leistung
 - Leistungspreis
 - Arbeitspreis inkl. der Zahlungsrichtung
 - Poststempel und Zeitnummer
 - Erbringungs-Regelzone
 - Zuschlag oder Absage
 - für SRL zusätzlich noch den/die ÜNB, für den/die das Angebot nicht verfügbar ist.
 - Die Daten zur Regelleistung sind getrennt nach der jeweiligen Regelleistungsqualität monatlich an die BNetzA zu übermitteln. Ergänzend wird die bisher praktizierte Datenweitergabe an die BNetzA weiterhin durchgeführt.

- EE-Zubau
 - Die ÜNB übermitteln im Zuge der Plankostenmeldung der BNetzA zwei Werktage vor dem 01.10.(t-1) die installierten Leistungen der Energieträger PV, Wind on- und offshore in monatlicher Auflösung.

Für die Ist-Abrechnung sind die entsprechenden Daten für Regelleistung und die tatsächlich geleisteten Vertragsstrafen nach Kapitel 3.7 für den gesamten Geltungsbereich (Vorjahr) bis zum 31.12.(t+1) zur Verfügung zu stellen. Für die Prognose des Nullpunktes werden die Daten für den Zeitraum vom 01.09.(t-2) bis zum 31.08.(t-1) benötigt. Diese sind der BNetzA im Rahmen der EOG-Meldung gem. § 28 Abs. 1 ARegV spätestens zwei Werktage vor dem 01.10.(t-1) zu übermitteln.

Neben dem Datengerüst ist eine Ist-Abrechnung der Regelleistung zum 31.12. jeden Jahres für das Vorjahr vorzulegen.

Die ÜNB legen eine detaillierte Berechnung des Bonus bzw. des Malus und eine Kalkulation des sich für das jeweilige Folgejahr aus den Preis- und Mengenentwicklungen ergebenden Nullpunktes vor. Diese enthält Datengrundlagen, Rechenwege, Berechnungen und Endwerte.

5. Anlage

Kurzgutachten vom 17.04.2018 „Bestimmung des EE-bedingten Bedarfs an Sekundärregel- und Minutenreserve“, Consentec GmbH, Aachen

**Bestimmung des EE-bedingten
Bedarfs an Sekundärregel- und
Minutenreserve**

Kurzgutachten für

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2, 10557 Berlin

17. April 2018

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0
Fax +49. 241. 93836-15
E-Mail info@consentec.de
www.consentec.de

Inhalt

1	Einleitung	1
2	Bisher eingesetzte Methodik	3
3	Ursachen für EE-bedingten RegelleLeistungsbedarf	5
4	Angepasste Methodik der ÜNB	6
5	Berechnungsergebnisse	10
6	Zusammenfassung und Fazit	12

1 Einleitung

Der sichere Betrieb elektrischer Netze erfordert eine kontinuierlich ausgeglichene Systembilanz, d. h. ein Gleichgewicht zwischen eingespeister und entnommener Energie. Da diese ausgeglichene Systembilanz auf Basis von Prognose- und Fahrplanwerten nur unvollständig gewährleistet werden kann, muss sie kontinuierlich überwacht und, im Bedarfsfall, durch korrektive Eingriffe sichergestellt werden. Hierfür erbringen die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Systemdienstleistung der Leistungs-Frequenz-Regelung. Diese umfasst die Vorhaltung und den Einsatz von Regelleistung in den drei Reservequalitäten Primärregelreserve, Sekundärregelreserve und Minutenreserve. Dabei ist bei der – hier nicht betrachteten – Primärregelreserve die vorzuhaltende Reserveleistung durch ENTSO-E-Regularien unmittelbar vorgegeben, während der Bedarf an Sekundärregelreserve und Minutenreserve durch die ÜNB nach gutachterlich geprüftem und mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) abgestimmten Verfahren selbst bestimmt und im Zeitablauf angepasst wird.

Die Bewirtschaftung von Regelleistung verursacht Kosten, deren Höhe sich von den ÜNB nur bedingt beeinflussen lässt. Kosten für ÜNB können sich zum einen durch den Einsatz von Regelleistung und zum anderen durch deren Vorhaltung ergeben. Während der Einsatz von Regelleistung direkt über die Ausgleichsenergiepreise mit den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV)¹ verrechnet wird, werden die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung über die Netzentgelte den Netznutzern in Rechnung gestellt.

Die durch Regelleistungsvorhaltung (wie durch andere Systemdienstleistungen) verursachten Kosten fließen über eine mit der BNetzA abgestimmte Systematik in die Erlösobergrenze ein. Als ein maßgeblicher Treiber des Regelleistungsbedarfs wurde in der Vergangenheit der Prognosefehler der Einspeisung aus erneuerbaren Energien (EE) identifiziert, der von deren installierter Leistung abhängt. Da sich im Laufe einer Regulierungsperiode bei Systemdienstleistungskosten wie der Regelleistungsvorhaltung und deren Treibern wie der installierten EE-Leistung erhebliche Schwankungen ergeben können, ist es sinnvoll und notwendig, die Erlösobergrenze innerhalb einer Regulierungsperiode anzupassen. Als Instrument hierfür einigen

¹ Zu kleineren Teilen erfolgt auch eine Verrechnung mit ausländischen ÜNBs, wenn der Regelleistungseinsatz im Rahmen von Regelleistungs-Kooperationen stattfindet.

sich die ÜNB mit der Regulierungsbehörde BNetzA auf sogenannte freiwillige Selbstverpflichtungen (FSV), die einerseits den Umgang der ÜNB mit bestimmten Kostenpositionen bzw. den dahinter liegenden Prozessen kodifizieren und damit die Grundlage für eine regulatorische Erstattung der dadurch hervorgerufenen Kosten schaffen, andererseits Anreize für einen effizienten Umgang der ÜNB mit diesen Kostenpositionen schaffen sollen.

Im Bereich der Regelleistungsvorhaltung haben die ÜNB zu Beginn der letzten Regulierungsperiode im Rahmen einer FSV eine Methodik zur Bestimmung des EE-bedingten Regelleistungsbedarfs entwickelt, die eine Prognose des Regelleistungsbedarfs und der damit verbundenen Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode erlaubt. Diese Methode wurde bereits 2014 mit der BNetzA abgestimmt und als Grundlage für Erlösberggrenzenanpassungen bei Änderungen der installierten EE-Leistung verwendet. Im Rahmen dieses unabhängigen Gutachtens soll nun – zu Beginn der dritten Regulierungsperiode in 2019 – diese Methode begutachtet und eventueller Anpassungs- und Erweiterungsbedarf identifiziert werden. Hierzu hat uns die 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz) stellvertretend für alle vier deutschen ÜNB um gutachterliche Unterstützung gebeten.

Kernziel besteht in der Begutachtung einer von den ÜNB entwickelten Methodik, mit welcher der EE-bedingte Regelleistungsbedarf prognostiziert werden kann. Der Fokus unserer Untersuchung liegt darauf, ob diese von den ÜNB vorgeschlagene Methodik die Frage des EE-bedingten Regelleistungsbedarfs umfassend (wesentliche Wirkungsmechanismen betrachtet, relevante Lösungsansätze untersucht), nachvollziehbar (der vorgeschlagene Lösungsansatz erscheint der Fragestellung angemessen, folgerichtig und gegenüber Alternativen vorzugswürdig, notwendige Annahmen werden sinnvoll begründet) und mit plausiblen Ergebnissen (überprüfbar z. B. an historischen Entwicklungen und der Robustheit gegenüber Veränderungen der Eingangsdaten) behandelt.

Im Folgenden stellen wir zunächst die von den ÜNB zu Beginn der letzten Regulierungsperiode entwickelte und eingesetzte Methodik vor und prüfen die Zuverlässigkeit der Prognose (Kapitel 2). In Kapitel 3 diskutieren wir die Ursachen für Regelleistungsbedarf aufgrund steigender Stromerzeugung aus EE-Anlagen und ordnen gleichzeitig die entstandenen Abweichungen zwischen prognostiziertem und tatsächlich eingetretenem Regelleistungsbedarf ein. Im Anschluss stellen wir die angepasste Methodik der ÜNB sowie die quantitativen Ergebnisse bei Anwendung der Methodik vor und beurteilen diese kritisch (Kapitel 4 und 5). Abschließend werden wir unsere Erkenntnisse kurz zusammenfassen (Kapitel 6).

2 Bisher eingesetzte Methodik

Die in der zweiten Regulierungsperiode von den ÜNB verwendete und mit der BNetzA abgestimmte Methodik zur Bestimmung des EE-bedingten Regelleistungsbedarfs soll in der dritten Regulierungsperiode im Grundsatz beibehalten werden. Der Vergleich des in der letzten Regulierungsperiode abgeschätzten Regelleistungsbedarfs mit in der Praxis zu beobachtenden und insbesondere niedriger eingetretenen Werten zeigt aber gleichzeitig auf, dass eine Überprüfung der Methodik sowie der verwendeten Eingangsdaten notwendig erscheint.

In der zweiten Regulierungsperiode wurde der EE-bedingte Regelleistungsbedarf mittels historischer Wind- und PV-Prognosefehler und unter Berücksichtigung geschätzter Entwicklungen des Windenergie- und Photovoltaikanlagenportfolios prognostiziert. In Bild 2.1 ist der zu Beginn der zweiten Regulierungsperiode prognostizierte Gesamtregelleistungsbedarf (GRL-Bedarf als Summe aus SRL und MRL) in Abhängigkeit von der installierten Leistung dargebotsabhängiger EE dargestellt, der in dieser Form ebenfalls Grundlage der mit der BNetzA abgestimmten FSV wurde.

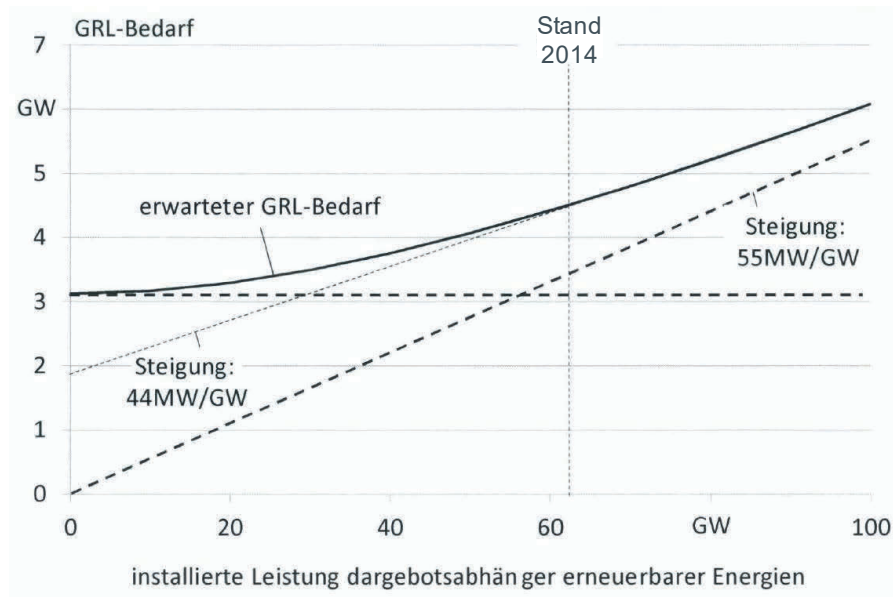


Bild 2.1: Zu Beginn der zweiten Regulierungsperiode berechneter Gesamtregelleistungsbedarf (GRL-Bedarf) in Abhängigkeit von der installierten Leistung dargebotsabhängiger EE-Anlagen²³.

Ausgehend vom Stand 2014 hätte sich bei Extrapolation über alle Jahre der zweiten Regulierungsperiode und dem zwischenzeitlich eingetretenen Anstieg der installierten Leistung von Wind- und Photovoltaikanlagen auf fast 100 GW ein Regelleistungsbedarf von ca. 6 GW ergeben müssen, wenn ansonsten keine Veränderungen der Ursachen für Regelleistungsbedarf eingetreten wären. Die Ursachen dafür, dass die ÜNB im Vergleich aktuell lediglich GRL in Höhe von ungefähr 3 GW beschaffen sind vielfältig und werden z. T. in Kapitel 3 erläutert. Zur Berücksichtigung derartiger Veränderungen im GRL-Bedarf und Vermeidung größerer Abweichungen zwischen dem tatsächlichen Bedarf und der Prognose haben die ÜNB jährlich rollierend ausgehend vom zum Prognosezeitpunkt bzw. im davorliegenden Referenzzeitraum beobachteten tatsächlichen Bedarf zzgl. des EE-bedingten Mehrbedarfs jeweils nur für ein Jahr im Voraus prognostiziert. Da die in der zweiten Regulierungsperiode entwickelte und eingesetzte

² Quelle: Anlage 1 zur Freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) nach § 11 Abs. 2 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für ein verbindliches Anreizsystem für Regelleistung und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten, 50 Hertz Transmission GmbH, Berlin, Mrz. 2014.

³ Die Gerade mit einer Steigung von 55 MW/GW stellt den rechnerisch ermittelten RL-Bedarf bei ausschließlicher Berücksichtigung von EE ohne den Einfluss sonstiger Prognosefehler dar.

Methodik den zusätzlichen Regelleistungsbedarf aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien überschätzt hat, soll diese kritisch geprüft und überarbeitet werden.

3 Ursachen für EE-bedingten Regelleistungsbedarf

Dass der in der Vergangenheit prognostizierte Regelleistungsbedarf höher lag als tatsächlich eingetreten, ist auf mehrere Gründe zurückzuführen.

EE-Stromerzeugung insbesondere aus Wind und Sonne verursacht Regelleistungsbedarf aufgrund der eingeschränkten Prognostizierbarkeit. Prognosefehler führen zu einem Abweichen von vermarkteter und tatsächlich eingespeister Energie und damit zu Bilanzungleichgewichten, die über Regelleistung ausgeglichen werden müssen. Dabei ist zu beachten, dass ein EE-bedingter Regelleistungsbedarf ausschließlich für solche Prognosefehler besteht, die von den zuständigen BKV nicht durch eigene oder am Markt beschaffte Flexibilität ausgeglichen wurden. BKV sind im Rahmen der Bilanzkreisverantwortung im Prinzip zum eigenen Ausgleich von Prognosefehlern verpflichtet. Dieser Ausgleich erfolgt jedoch nicht unbedingt vollständig. Gründe hierfür können zum einen in der fehlenden Kenntnis seitens der BKV über die Prognosefehler liegen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn BKV die Einspeisung ihres vermarkteten Portfolios zur Echtzeit z. B. aufgrund fehlender Ist-Einspeisungs-Messung nicht überwachen können. Zum anderen besteht Regelleistungsbedarf, wenn die Möglichkeiten zum kurzfristigen Ausgleich nicht ausreichend sind oder von den BKV nicht genutzt werden. Diese Fälle können auftreten, wenn BKV über ein eingeschränktes und wenig flexibles Kraftwerksportfolio verfügen oder der kurzfristige Stromhandel (börslich oder over-the-counter) nur eingeschränkt möglich ist.

In den vergangenen Jahren ist zu beobachten, dass trotz steigender EE-Leistung der Regelleistungsbedarf nicht gestiegen oder teilweise sogar zurückgegangen ist. Zwei wesentliche Ursachen hierfür sind verbesserte Prognoseverfahren für die zu erwartende Einspeisung aus Wind- und Sonnenenergie einerseits sowie Veränderungen in der Vermarktungspraxis der BKV andererseits: Neben höheren Anreizen zum aktiven Ausgleich der Prognosefehler im Rahmen der Bilanzkreisbewirtschaftung, z. B. durch Einführung der Direktvermarktung und Änderungen bei der Ausgleichsenergiebepreisung, wurden ebenfalls die Möglichkeiten der BKV zum kurzfristigen Ausgleich von Prognosefehlern über die Strombörse bedeutend erweitert. Insbesondere sind die gehandelten Volumina am Intraday-Markt in der Vergangenheit kontinuierlich gestiegen, was auf eine höhere Liquidität dieses Marktes schließen lässt. Zudem wurden die

gate closure Zeiten verringert und neue Produkte bzw. Handelsmöglichkeiten eingeführt (z. B. Eröffnungsauktion für 15-Minuten-Produkte). BKV haben damit ggü. der Situation zum Beginn der zweiten Regulierungsperiode bessere Möglichkeiten zum kurzfristigen Ausgleich ihrer Bilanzkreise.

Diese Möglichkeiten scheinen für BKV aktuell ausreichend zu sein, um ihnen bekannte Prognosefehler bis kurz vor dem Erfüllungszeitraum auszugleichen. Im Extremfall wäre dann kein Regelleistungsabruf für EE-Prognosefehler notwendig und der EE-bedingte Regelleistungsbedarf würde weiter sinken. Dies gilt insbesondere auch für BKV, die zum Ausgleich von Prognosefehlern direkt auf in ihrem Portfolio befindliche Kraftwerke zugreifen können und somit nicht an die gate closure Zeiten des Intraday-Marktes gebunden sind.

Einschränkend ist allerdings zu berücksichtigen, dass nach wie vor ein großer Teil der EE-Einspeisung nicht mit Online-Messungen der Einspeiseleistung ausgestattet ist (betrifft insbesondere die Anlagen in der ÜNB-Vermarktung), Prognosefehler nicht immer bekannt sind und Restmengen aufgrund sehr kurzfristig auftretender Prognosefehler unvermeidbar bleiben. Es erscheint allerdings schwer möglich, die Rückwirkungen dieser Entwicklungen vollständig zu quantifizieren und durch ein Modell den zukünftigen EE-bedingten Regelleistungsbedarf robust abzuschätzen. Dies gilt insbesondere für die Bewertung der Möglichkeiten und Bereitschaft der BKV zum Ausgleich kurzfristiger Prognosefehler zum einen und die Kenntnis über Prognosefehler zum anderen. Der Vorschlag der ÜNB zur Abschätzung des künftigen EE-bedingten Regelleistungsbedarfs muss hierüber zwangsläufig Annahmen treffen.

4 Angepasste Methodik der ÜNB

Die ÜNB schlagen vor, bei der Abschätzung des EE-bedingten Regelleistungsbedarfs hinsichtlich der Vermarktungsform der Anlagen zu differenzieren und zwischen Anlagen in der **Direktvermarktung** und in der **festen Einspeisevergütung** zu unterscheiden.

Zwar ergibt sich der Regelleistungsbedarf für alle EE-Anlagen jeweils aus Prognosefehlern, die zu Echtzeit nicht ausgeglichen wurden, bei Anlagen in der Direktvermarktung kann aber davon ausgegangen werden, dass diese zu einem Großteil **leistungsgemessen und obligatorisch steuerbar** sind und BKV die Einspeisung dieser Anlagen kontinuierlich und insbesondere zu Echtzeit überwachen können. Abweichungen zwischen der tatsächlichen und der prognostizierten Einspeisung sollten den BKV somit unmittelbar bekannt sein und könnten durch kurzfristigen Stromhandel oder durch Zugriff auf das eigene Kraftwerksportfolio ausgeglichen werden.

Demgegenüber dürfte es sich bei Anlagen in der festen Einspeisevergütung, für deren Vermarktung die ÜNB zuständig sind, weit überwiegend um **nicht leistungsgemessene** Anlagen handeln. Abweichungen der tatsächlichen von der prognostizierten Einspeisung sind den ÜNB somit nicht unmittelbar bekannt, sondern müssen über andere Faktoren, wie bspw. Überprüfung und Abschätzung des Dargebots oder Auswertung von Leistungsflüssen an Übergabestellen zu unterlagerten Netzebenen abgeschätzt werden. Zum Teil liegen ÜNB auch Daten über Einspeisungen aus Referenzanlagen vor, mit denen eine Hochrechnung für das Anlagenkollektiv vorgenommen wird. Dennoch dürfte die Kenntnis über Prognosefehler dieser Anlagen im Vergleich zu Anlagen in der Direktvermarktung weniger robust und somit letztlich auch der EE-bedingte Regelleistungsbedarf größer ausfallen.

Insofern ergeben sich deutliche Unterschiede zwischen direktvermarkteten Anlagen und solchen in der festen Einspeisevergütung, die die vorgeschlagene Unterscheidung nachvollziehbar begründen.

Für diese Unterscheidung müssen die ÜNB für beide Gruppen den in der dritten Regulierungsperiode durch diese Anlagen verursachten Regelleistungsbedarf abschätzen können. Für Anlagen in der Direktvermarktung liegen den ÜNB hierzu keine detaillierten bzw. disaggregierten Eingangsdaten vor. Erforderlich wäre hier der Prognosefehler in Form der in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie von Marktpremien-Bilanzkreisen der Direktvermarkter. Den ÜNB liegen hierzu zwar grundsätzlich Daten aus der Bilanzkreisabrechnung vor. Die für die Bilanzkreisabrechnung relevante Ebene in der Bilanzkreisstruktur umfasst zu einem sehr großen Anteil jedoch auch Einspeisemengen aus sonstiger Erzeugung, bspw. auf Basis thermischer Kraftwerke. In der Folge liegen den ÜNB keine ausschließlich EE-bedingten Prognosefehler der BKV in Direktvermarktung vor, und sie können diese aus den verfügbaren Daten auch nicht rückrechnen. Es ist den ÜNB entsprechend nicht möglich, den ausschließlich auf EE-Anlagen zurückzuführenden Regelleistungsbedarf robust zu quantifizieren. Gleichzeitig scheint die Entwicklung von Vermarktungsmöglichkeiten und Prognosemodellen unsicher. Für die dritte Regulierungsperiode schlagen die ÜNB daher vor, von einem gleichbleibenden Regelleistungsbedarf für direktvermarktete EE-Anlagen (und andere Treiber für den Regelleistungsbedarf wie sonstige Prognosefehler) auszugehen und im Rahmen einer FSV ausschließlich nicht leistungsgemessene Anlagen in der ÜNB-Vermarktung zu betrachten. Dieses Vorgehen ist aus unserer Sicht insofern richtungssicher, als dass es angesichts der bereits erzielten Verbesserungen in der Bilanzkreisbewirtschaftung durch Direktvermarkter und gleichzeitig weiter wachsender

und überwiegend direktvermarkteter EE-Leistung eine Unterschätzung des tatsächlichen Regelleistungsbedarfs für die kommenden fünf Jahre bedeuten dürfte. Insbesondere hat sich in der Vergangenheit gezeigt, dass mit anwachsender EE-Leistung in Situationen mit tendenziell hoher prognostizierter Einspeisung auch die Prognosefehler in absoluter Höhe zunehmen und regelleistungsdimensionierend wirken können. Es ist somit zu erwarten, dass mit einer höheren installierten Leistung an EE-Anlagen auch der Prognosefehler von in der Direktvermarktung befindlichen Anlagen in der Tendenz ansteigen wird und entsprechende Regelleistung erfordert.

Da für die Vermarktung von EE-Anlagen in der festen Einspeisevergütung die ÜNB selbst verantwortlich sind, liegen ihnen entsprechende Prognosefehler in viertelstündlicher Auflösung und über einen hinreichend großen Zeitraum vor. Der methodische Ansatz der ÜNB sieht aktuell vor, eine gleichbleibende Prognosegüte für Anlagen in ÜNB-Vermarktung zu unterstellen und für die Prognose des EE-bedingten Regelleistungsbedarfs den historisch beobachteten Prognosefehler entsprechend dem prognostizierten Zubau von nicht leistungsgemessenen EE-Anlagen zu skalieren. Bei diesem Zubau dürfte es sich vorrangig um kleine Photovoltaikanlagen handeln. Sowohl Freiflächenphotovoltaik- als auch Windenergieanlagen dürften demgegenüber hauptsächlich leistungsgemessen und direktvermarktet sein und würden entsprechend dem Methodenvorschlag der ÜNB nicht als Treiber für den Regelleistungsbedarf berücksichtigt.

Aus unserer Sicht ist zwar für die Zukunft von weiteren Verbesserungen der Prognosegüte auszugehen. Vor dem Hintergrund der oben geschilderten systematischen Unterschätzung des Regelleistungsbedarfs aufgrund von direktvermarkteten EE-Anlagen ist der ÜNB-Vorschlag aber vertretbar.

In Bild 4.1 ist die von den ÜNB vorgeschlagene Methodik zur Prognose des EE-bedingten Regelleistungsbedarfs in der Übersicht dargestellt. Zur Bestimmung des Regelleistungsbedarfs setzen die ÜNB seit mehreren Jahren ein gutachterlich ermitteltes und mit der Regulierungsbehörde abgestimmtes Verfahren zur Regelleistungsdimensionierung ein, das auf dem mathematischen Ansatz der Faltung von individuellen Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen unterschiedlicher Ursachen von Leistungsungleichgewichten beruht und diese in eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung überführt. Die für die Zulässigkeit dieses Ansatzes erforderliche Unkorreliertheit der betrachteten Einflussgrößen sehen wir als hinreichend gut erfüllt an. Die Ermittlung des Regelleistungsbedarfs erfolgt anhand der tolerierten Überschuss- und

Defizitwahrscheinlichkeiten mittels Quantilbildung. Anhand der zuvor ermittelten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Leistungsungleichgewichte werden die Werte ermittelt, bei denen die Einhaltung der Überschuss- und Defizitwahrscheinlichkeiten gerade noch gewährleistet ist. Diese Werte entsprechen dann der benötigten positiven bzw. negativen Regelleistung.

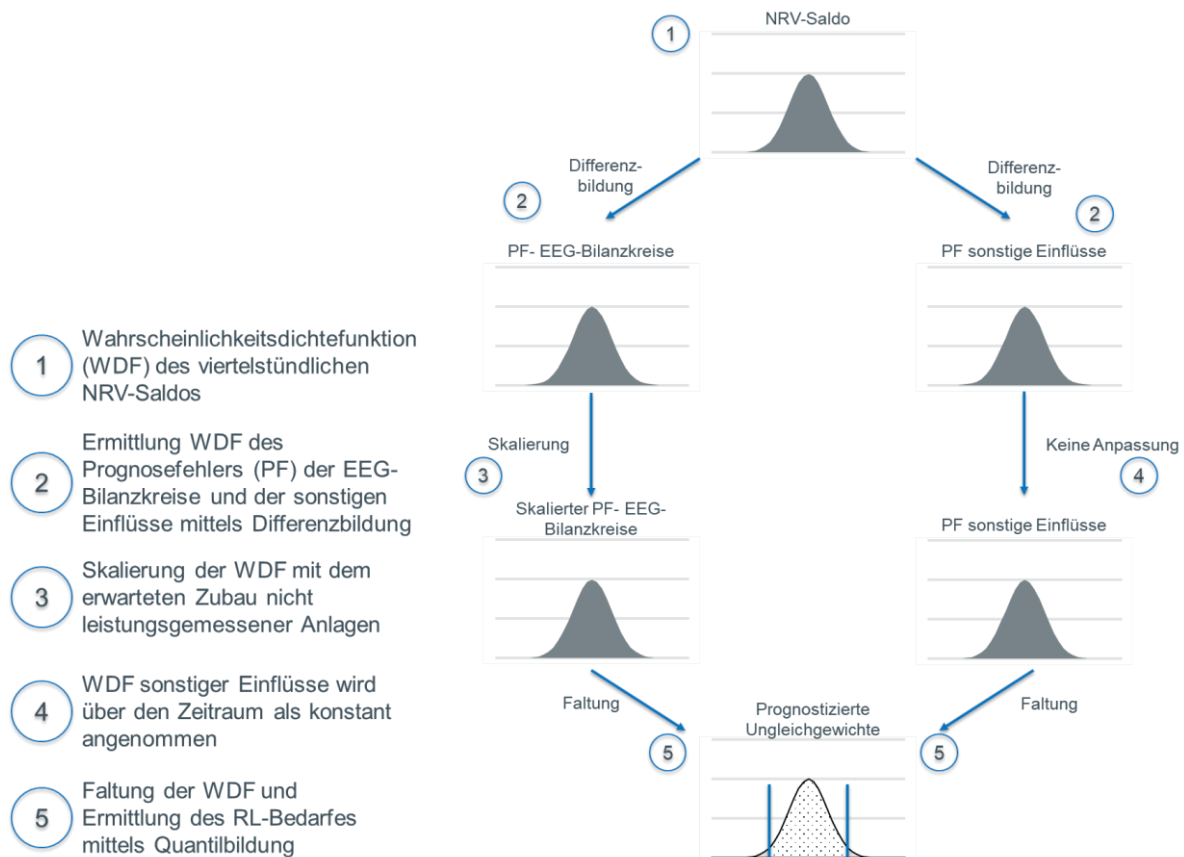


Bild 4.1: Von den ÜNB entwickelte Methode zur Berechnung des EE-bedingten Regelleistungsbedarfs.

Um den EE-bedingten Regelleistungsbedarf zu bestimmen, ermitteln die ÜNB zunächst zwei unterschiedliche Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen aus dem Saldo des deutschen Netzregelverbunds (NRV): Zum einen wird die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion des Prognosefehlers von Anlagen in der festen Einspeisevergütung bestimmt. Zum anderen wird die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion sonstiger Leistungsungleichgewichte des gesamten NRV ermittelt. Neben dem Prognosefehler der leistungsgemessenen EE-Anlagen umfasst diese Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion ebenfalls sonstige Abweichungen wie beispielsweise Prognosefehler der Last.

Im nächsten Schritt wird die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Prognosefehler von EE-Anlagen in der festen Einspeisevergütung gemäß den erwarteten Zubauten nicht leistungsgemessener Anlagen über die nächsten Jahre skaliert. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion mit den Leistungsungleichgewichten der sonstigen Einflüsse wird hingegen unverändert fortgeschrieben. Durch eine anschließende Faltung der beiden Funktionen je untersuchtem Betrachtungsjahr und einer Quantilbildung kann der entsprechende Regelleistungsbedarf ermittelt werden. Durch einen Vergleich mit den aktuellen Ausschreibungsmengen ist zudem ersichtlich, wie hoch der Regelleistungsbedarf aufgrund zusätzlicher EE-Leistung (in nicht leistungsgemessenen Anlagen) ist.

Wir halten das von den ÜNB vorgeschlagene Vorgehen insgesamt für ausgewogen. Zwar ist die Annahme gleichbleibender Prognosegüten in der EE-Vermarktung eher pessimistisch, gleichzeitig halten wir es jedoch für wahrscheinlich, dass der EE-bedingte Regelleistungsbedarf der direktvermarkteten Anlagen unterschätzt wird. In der Praxis könnten daher höhere als hier ausgewiesene Werte möglich sein.

5 Berechnungsergebnisse

Neben der grundsätzlichen Prüfung der Methodik haben wir weiterhin die von den ÜNB zur Verfügung gestellten Eingangsdaten sowie Zwischen- und Endergebnisse geprüft. Dabei haben wir uns auf Robustheitstests beschränkt und keine eigenen umfangreichen, selbstständigen Analysen durchgeführt. Die Ergebnisse wurden zudem anhand historischer Entwicklungen und der Robustheit gegenüber Veränderungen der Eingangsdaten plausibilisiert.

Die Berechnungen der ÜNB basieren auf dem Zeitraum 2015 und 2016. Durch diesen Zwei-Jahres-Zeitraum erscheint die berücksichtigte Datenbasis ausreichend umfassend, um nicht anfällig gegenüber Ausreißern in der Datenbasis zu sein, die ansonsten dimensionierend wirken könnten. Gleichzeitig wird durch den Zeitraum gewährleistet, dass die Berechnungen auf zwei unterschiedlichen Wetterjahren basieren. Laut Aussagen der ÜNB handelt es sich zudem um die aktuellste momentan verfügbare Datenbasis, da viertelstündliche Daten für das Jahr 2017 noch nicht vollständig ausgewertet sind. Die Nutzung der aktuellsten vorliegenden Datenbasis berücksichtigt die in den letzten Jahren stetig verbesserte Prognosegüte der EE-Einspeisung.

Innerhalb der betrachteten zwei Jahre hat sich das von den ÜNB vermarktete Anlagenkollektiv insbesondere zubaubedingt verändert. Die absoluten Bilanzkreisabweichungen der EEG-

Bilanzkreise wurden daher von den ÜNB auf die durchschnittliche monatliche installierte Leistung normiert. Durch eine anschließende Skalierung mit der installierten Leistung nicht leistungsgemessener EE-Anlagen auf Basis des in den nächsten Jahren zu erwartenden Zubaus gemäß der EEG-Mittelfristprognose für die EEG-Umlagenberechnung 2018 wird dann der zukünftige EE-Prognosefehler bestimmt.

Um die Prognosefehler der leistungsgemessenen Anlagen sowie sonstiger Ursachen von Leistungsungleichgewichten wie Lastprognosefehler abzubilden, haben die ÜNB das viertelstündliche Saldo des Netzregelverbundes ausgewertet. Durch Differenzbildung mit den viertelstündlichen Bilanzkreisabweichungen der EEG-Bilanzkreise wurde die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion von Leistungsschwankungen auf Basis sonstiger Ursachen ermittelt. Gemäß der aktuellen bei der Regelleistungsdimensionierung berücksichtigten Praxis wurden Saldierungen von Leistungsungleichgewichten mit benachbarten Regelzonen nicht berücksichtigt. Die so ermittelte Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion wurde bei den Berechnungen für die kommenden Jahre entsprechend konstant gehalten.

Die Berechnungen der ÜNB zeigen auf, dass der EE-bedingte Bedarf an positiver GRL um etwa 635 MW ansteigt, während hingegen der Bedarf an negativer GRL zeitgleich lediglich um rund 75 MW zunimmt. Aufgrund dieser deutlich unterschiedlichen prognostizierten Entwicklung des EE-bedingten Regelleistungsbedarfs zwischen der positiven und negativen GRL erscheint es daher sinnvoll, zukünftig zwischen dem positiven und negativen EE-bedingten Mehrbedarf zu differenzieren und somit von dem in der zweiten Regulierungsperiode mit der BNetzA abgestimmten Vorgehen abzuweichen.

In der FSV der 2. Regulierungsperiode wird der zusätzliche EE-bedingte Regelleistungsbedarf zum Gesamtzubau an volatilen EE-Anlagen (Wind onshore, Wind offshore und PV) ins Verhältnis gesetzt. Behält man diesen Ansatz bei und geht von einem Zubau der volatilen EE-Anlagen je Energieträger gemäß EEG-Umlagenprognose 2018 von insgesamt etwa 20 GW aus, ergibt sich damit ein zusätzlicher Regelleistungsbedarf von 31,1 MW je GW Zubau EE-Anlagenleistung für die positive GRL sowie von 3,7 MW je GW Zubau für die negative GRL.

Unsere Prüfungen haben keine Hinweise auf Datenfehler oder Unplausibilitäten ergeben.

6 Zusammenfassung und Fazit

In der zweiten Regulierungsperiode wurde ein weitestgehend linearer Zusammenhang zwischen dem Regelleistungsbedarf und der installierten Leistung von Wind- und Photovoltaikanlagen unterstellt. Es hat sich aber im Laufe der zweiten Regulierungsperiode gezeigt, dass BKV zunehmend Möglichkeiten wahrnehmen, ihre Bilanzkreise auch kurzfristig auszugleichen. Neben Möglichkeiten zum flexiblen Ausgleich, wie z. B. über einen ausreichend liquiden Intraday-Markt, müssen BKV hierzu allerdings über die Kenntnis von Bilanzkreisabweichungen verfügen. Während diese Voraussetzung bei leistungsgemessenen Anlagen, deren Einspeisedaten in Echtzeit ausgewertet werden können, als weitestgehend erfüllt angesehen werden kann, dürften nicht-leistungsgemessene Anlagen demgegenüber mit deutlich höheren Prognosefehlern belastet sein, die erst ex-post bekannt werden. Die ÜNB haben daher für die dritte Regulierungsperiode ihren Prognosevorschlag angepasst. Sie schlagen vor, beim EE-bedingten Regelleistungsbedarf zwischen leistungsgemessenen und nicht-leistungsgemessenen Anlagen zu differenzieren.

Insbesondere aufgrund aktuell fehlender ausreichend robuster Datenbasis schlagen die ÜNB für die kommende Regulierungsperiode vor, den durch leistungsgemessene Anlagen verursachten Regelleistungsbedarf als konstant anzusetzen. Dies dürfte tendenziell eine Unterschätzung des Regelleistungsbedarfs bedeuten.

Den Einfluss nicht-leistungsgemessener Anlagen schätzen die ÜNB über das von ihnen vermarktete EEG-Anlagenportfolio ab und schlagen vor, von einer gleichbleibenden Prognosegüte auszugehen, d. h. den Prognosefehler anhand der installierten Anlagenleistung zu skalieren.

Auch wenn Fortschritte bei der Prognosegüte sicherlich weiterhin möglich sind, halten wir dieses Vorgehen aufgrund der tendenziellen Unterschätzung des Regelleistungsbedarfs leistungsgemessener Anlagen für insgesamt sachgerecht.

Die Berechnungen der ÜNB zeigen auf, dass der EE-bedingte Mehrbedarf an positiver Regelleistung um etwa 635 MW, an negativer Regelleistung um etwa 75 MW zunimmt. Gemessen am prognostizierten Gesamtzubau von volatilen EE-Anlagen von rund 20 GW ergibt sich somit ein Verhältnis von 31,1 MW zusätzlichem positiven bzw. 3,7 MW zusätzlichem negativen Regelleistungsbedarf je GW Zubau.

Wir haben diese Berechnungen der ÜNB überprüft und halten die Größenordnung der Ergebnisse für plausibel.

Aachen, den 17. April 2018

