



Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik

Gutachten

im Auftrag der

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

31. Juli 2026

Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik

Gutachten

im Auftrag der

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: info@consentec.de

<https://www.consentec.de>

In Kooperation mit:

Institute of Management, Economics and Law (IMEL)

Abteilung für deutsches und internationales Berg- und Energierecht

Technische Universität Clausthal

Univ.-Prof. Dr. iur. Hartmut Weyer

Arnold-Sommerfeld-Straße 6

38678 Clausthal-Zellerfeld

Deutschland

Tel. +49 (53 23) 72-50 35

E-Mail: hartmut.weyer@tu-clausthal.de

<https://www.iber.tu-clausthal.de>

Inhalt

Inhalt	i
Abbildungsverzeichnis	vi
1 Aufgabenstellung und Gliederung	1
1.1 Hintergrund und Aufgabenstellung	1
1.2 Themenfelder und Gliederung	2
1.3 Abgrenzung von nicht vertieften Themenfeldern	2
2 Ziele und Bewertungskriterien	4
2.1 Grundfunktionen und Kostenreflexivität von Netzentgelten	4
2.1.1 Forderung der Kostenorientierung	4
2.1.2 Finanzierungsfunktion der Netzentgelte	5
2.1.3 Anreizfunktion der Netzentgelte	8
2.1.4 Unterscheidung von Netzentgeltkomponenten nach Funktionen	14
2.2 Rechtlicher Rahmen	15
2.2.1 Unionsrechtliche Vorgaben zur Netzentgeltsystematik	15
2.2.2 Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik nach deutschem Recht	40
2.3 Weitere Ziele und Bewertungsaspekte	46
3 Entgelte mit Finanzierungsfunktion für Letztverbraucher	47
3.1 Abgrenzung des Betrachtungsgegenstands	47
3.2 Allgemeine Klassifizierung von Netzentgeltkomponenten	47
3.3 Reguläres Entgeltsystem	49
3.3.1 Status quo und Reformbedarf	49
3.3.2 Reformoptionen	51
3.3.3 Rechtliche Erwägungen	52
3.3.4 Eingliedrige Netzentgeltmodelle	54
3.3.5 Modell mit Arbeitspreis und Grundpreis	54
3.3.6 Modell mit Arbeitspreis und Leistungspreis	55

3.3.7	Modell mit Arbeitspreis und Kapazitätspreis auf Netzanschlusskapazität.....	55
3.3.8	Modell mit Arbeitspreis und Kapazitätspreis auf Wahlkapazität	57
3.4	Abweichende Regelungen für Letztverbraucher in der Niederspannung	67
3.4.1	Status quo und Reformbedarf	67
3.4.2	Reformoptionen	69
3.4.3	Rechtliche Erwägungen	70
3.4.4	Reguläres Entgeltsystem für alle Nutzer mit iMSys.....	73
3.4.5	Saisonale Differenzierung der Arbeitspreise	74
3.4.6	Pauschaler Grundpreis.....	75
3.4.7	Gestaffelter Grundpreis.....	77
3.4.8	Grundpreis mit Aufschlag für Prosumer	79
3.4.9	Bemessung der Entgeltkomponenten	81
3.4.10	Abgrenzungskriterium für abweichende Regelungen	81
3.5	Zusammenfassung	82
4	Entgelte mit Finanzierungsfunktion für Einspeiser	84
4.1	Status quo	84
4.2	Grundsätzliche Erwägungen	84
4.2.1	Ökonomische Erwägungen	84
4.2.2	Rechtliche Erwägungen	88
4.3	Wirkungen unterschiedlicher Gestaltungsoptionen.....	92
4.3.1	Arbeitspreis.....	92
4.3.2	Grundpreis	95
4.3.3	Leistungspreis	96
4.3.4	Kapazitätspreis.....	96
4.4	Bemessung eines Einspeiseentgelts	97
4.4.1	Rechtliche Vorgaben.....	97
4.4.2	Ökonomische Erwägungen	102

4.5	Rechtliche Erwägungen zur Behandlung von Bestandsanlagen	103
4.5.1	Art. 6 EE-RL	103
4.5.2	Unionsrechtlicher Vertrauensschutz	104
4.5.3	Verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz	110
4.5.4	Hilfsweise Erwägungen zum verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz.....	123
4.6	Zusammenfassung	127
5	Entgelte mit Finanzierungsfunktion für Speicher	129
5.1	Begriffsdefinitionen, Status quo und Reformbedarf	129
5.2	Grundsätzliche Erwägungen	131
5.2.1	Ökonomische Erwägungen	131
5.2.2	Rechtliche Erwägungen	134
5.3	Wirkungen unterschiedlicher Gestaltungsoptionen.....	139
5.3.1	Adaption des für Letztverbraucher vorgeschlagenen Entgeltmodells	139
5.3.2	Modell mit reinem Kapazitätspreis	141
5.4	Bemessung eines kapazitätsbasierten Speicherentgelts	142
5.5	Rechtliche Erwägungen zur Behandlung von Bestandsanlagen	143
5.5.1	Unionsrechtlicher Vertrauensschutz	143
5.5.2	Verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz	150
5.6	Behandlung von anlagengekoppelten Speichern	157
5.6.1	Speicher in der Sphäre von Letztverbrauchern	157
5.6.2	Speicher in der Sphäre von Einspeisern	159
5.7	Zusammenfassung	159
6	Vertikale Kostenwälzung	162
6.1	Status quo und Reformbedarf	162
6.2	Überblick über Reformoptionen.....	164
6.3	Bidirektionale Ansätze	164
6.4	Anwendung der regulären Netzentgelte für die Kostenwälzung	165

6.5	Entkopplung der Kostenwälzung von der Netzentgeltstruktur	166
6.5.1	Vorüberlegungen	166
6.5.2	Rechtliche Erwägungen	167
6.5.3	Kapazitätsbasierte Schlüsselung	173
6.5.4	Leistungsbezogene Schlüsselung	174
6.5.5	Letztverbrauchsbezogene Schlüsselung	175
6.6	Abrechnungsrelevante Umspannebenen	183
6.6.1	Status Quo und Reformbedarf	183
6.6.2	Reformoptionen	183
6.7	Zusammenfassung	184
7	Anreize für Einsatzentscheidungen: Dynamische Netzentgelte	186
7.1	Status quo	186
7.2	Zielsetzung und grundsätzliche Erwägungen	186
7.2.1	Ökonomische Erwägungen	186
7.2.2	Rechtliche Erwägungen	188
7.3	Gestaltungsoptionen und -anforderungen	190
7.3.1	Arbeits- vs. kapazitäts- oder leistungsbezogene Entgelte	190
7.3.2	Symmetrische Ausgestaltung	191
7.3.3	Freiwilligkeit vs. Verpflichtung	191
7.3.4	Zeitliche Granularität und Fristen	192
7.3.5	Adressierte Netzebenen und räumliche Granularität	193
7.3.6	Adressaten nach Anschlussnetzebenen	195
7.3.7	Adressierte Netznutzergruppen	196
7.4	Bemessung	200
7.5	Verteilungseffekte	202
7.6	Veröffentlichung und Weitergabe/Kaskadierung	204
7.7	Umsetzungsvoraussetzungen und Einführungspfad	206

7.8	Rechtliche Erwägungen zur Behandlung von Bestandsanlagen	208
7.8.1	Vertrauen in die generelle Nichterhebung von Netzentgelten	209
7.8.2	Vertrauen in die Nichterhebung dynamischer Netzentgelte	209
7.9	Zusammenfassung	210
8	Anreize mit Fokus auf Investitionsentscheidungen	213
8.1	Status quo	213
8.2	Grundsätzliche Erwägungen	213
8.2.1	Rechtliche Erwägungen	213
8.2.2	Ökonomische Erwägungen	216
8.3	Ausgestaltungsoptionen	217
8.4	Überlegungen zur Bemessung eines Baukostenzuschusses	218
8.5	Zusammenfassung	219
9	Zusammenfassung	221
10	Literaturverzeichnis	230
A	Weiterführende Analysen	237
A.1	Gleichzeitigkeitsfunktion auf Basis der Langfristszenarien	237
A.2	Analysen zum AP-KP-Modell auf Wahlkapazität	237
A.3	Kostenwälzung bei mehreren vorgelagerten Netzebenen	241

Abbildungsverzeichnis

Bild 3.1	Zusammensetzung der gesamten Netzentgeltbelastung aus Leistungs- und Arbeitspreisteilen in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer.....	50
Bild 3.2	Gleichzeitigkeitsgrad von ca. 4.000 Mittelspannungsnutzern und Approximation der Korrelation durch eine Geradenfunktion mit und einer ohne Knickpunkt bei 2.500 Benutzungsstunden	51
Bild 3.3	Schematische Darstellung des Entgeltmodells mit Arbeitspreis und Kapazitätspreis auf Wahlkapazität anhand der Jahresdauerlinie eines Bezugsprofils	58
Bild 3.4	Resultierende Netzentgeltbelastung eines exemplarischen Netznutzers bei verschiedenen Arbeitspreis-Verhältnissen und gewählten Kapazitäten.....	58
Bild 3.5	Aufteilung der Erlösanteile auf die Entgeltkomponenten im Modell mit Arbeitspreis und Kapazitätspreis auf Wahlkapazität.....	59
Bild 3.6	Mindestverhältnisse von AP2 zu AP1 bei verschiedenen Sollwerten für den Erlösanteil Kapazität im Modell ohne Mindestkapazität	62
Bild 3.7	Durchschnittliches Preisniveau der AP-Aufschläge in der Hoch- und Mittelspannungsebene für das Jahr 2026 bei unterschiedlichen Ansätzen für den Erlösanteil Kapazität („KP-EOG“). Schraffiert dargestellte Kombinationen sind nur unter Vorgabe einer Mindestkapazität realisierbar.	63
Bild 3.8	Durchschnittlicher Preis je kWh im Status quo (g-Funktion), bei einem AP-KP-Modell auf NAK und einem eingliedigen AP-Modell.....	64
Bild 3.9	Durchschnittlicher Preis je kWh beim vorgeschlagenen AP-KP-Modell bei einem Verhältnis AP2/AP1 von 2,0 und verschiedenen Vorgaben für den Erlösanteil Kapazität ohne Mindestkapazitätsvorgabe	65
Bild 3.10	Durchschnittlicher Preis je kWh beim vorgeschlagenen AP-KP-Modell bei einem Verhältnis AP2/AP1 von 2,0 und verschiedenen Vorgaben für den Erlösanteil Kapazität mit einer Mindestkapazität i. H. v. 50 % der Jahreshöchstlast.....	66
Bild 3.11	Durchschnittlicher Preis je kWh beim vorgeschlagenen AP-KP-Modell bei einem Verhältnis AP2/AP1 von 2,0 und verschiedenen Vorgaben für den Erlösanteil Kapazität mit einer Mindestkapazität i. H. v. 50 % der Last in der 1000-höchsten Viertelstunde	66
Bild 3.12	Vergleich der Netzentgeltzahlungen eines typischen Verbrauchers und eines Prosumers mit einem Eigenverbrauchsanteil von 30 % auf Grundlage der Netzentgeltprognose des BDEW	68
Bild 3.13	Wirkung saisonal differenzierter Arbeitspreise.....	75
Bild 3.14	Auswirkung (deutlich) erhöhter pauschaler Grundpreise auf die Entgeltzahlung im Vergleich zum Status quo abhängig vom jährlichen Strombezug	76
Bild 3.15	Auswirkung steigender pauschaler Grundpreise auf die Entgeltzahlung von Typnetznutzern im Vergleich zum Status quo; die Verbrauchsmengen 4.000 und 10.000 kWh bezeichnen hier den Bruttoverbrauch	77
Bild 3.16	Jahresnetzentgelte bei einer mengenbasierten Staffelung des Grundpreises. Die Verbrauchsangabe bezieht sich immer auf den Bruttoverbrauch, der bei den Prosumern um PV-Eigenverbrauch reduziert wird.	79
Bild 3.17	Jahresnetzentgelte bei einem pauschalen Grundpreisaufschlag für Prosumer zuzüglich zum regulären Grundpreis für alle Letztverbraucher	80
Bild 3.18	Jahresnetzentgelte bei einem größenabhängigen Grundpreisaufschlag für Prosumer zuzüglich zum regulären Grundpreis für alle Letztverbraucher	81
Bild 4.1	Schemabild zur Frage der Konstenzuordnung zu Erzeugung und Verbrauch	85

Bild 4.2	Merit Order der Stromerzeugung mit/ohne Einspeiseentgelt in einheitlicher Höhe für alle Erzeugungseinheiten (schematische Darstellung in Anlehnung an Neon, 2025).....	92
Bild 5.1	Einfluss eines Kapazitätspreises auf die Fixkosten eines Großspeichers bei aktuellen Kostenverhältnissen und unterschiedlichen Dimensionierungen.....	142
Bild 6.1	Kostenwälzung bei Anschluss an einer Netzebene des vorgelagerten VNB	177
Bild 6.2	Kostenwälzung bei Anschluss an zwei Netzebenen des vorgelagerten VNB	178
Bild 6.3	Kostenwälzung bei Anschluss an mehreren Netzebenen des vorgelagerten VNB	179
Bild 6.4	Wälzkosten aus dem Übertragungsnetz umgelegt auf den gesamten netzbezogenen Letztverbrauch im jeweiligen Versorgungsgebiet im Vergleich zur heutigen Kostenwälzung für 11 beispielhaft ausgewählte VNB.....	181
Bild 6.5	Veränderung der absoluten Kosten, die nach vollständiger Wälzung von den Letztverbrauchern der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene zu tragen sind, bei Wälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch im Vergleich zum Status quo	182
Bild 7.1	Verteilung der Mehrkosten, die sich durch ein dynamisches Entgelt in Höhe von 10 ct/kWh in lastbedingten Engpassregionen ergäben, bezogen auf den Jahresverbrauch in einem Netznutzerkollektiv von ca. 4.000 Netznutzern in der Mittelspannungsebene bei unterschiedlicher Engpasshäufigkeit, basierend auf historischen Netzengpasszeitreihen des Jahres 2024	203
Bild 7.2	Veranschaulichung unterschiedlicher Arten von Netzengpässen, die als Wirkungsziele für den durch dynamische Netzentgelte angereizten Einsatz flexibler Entnahmen und Einspeisungen in Frage kommen könnten.....	205
Bild 7.3	Kaskadierung von dynamischen Netzentgelten	206
Bild 10.1	Modellbasierter Vergleich einer Gleichzeitigkeitsfunktion mit und ohne Knickpunkt auf Basis von Übertragungsnetzmodellierungen in den Langfristszenarien (T45-Strom Szenario mit Analysejahr 2025)	237
Bild 10.2	Charakterisierung des Nutzerkollektivs nach Benutzungsstunden und kalibrierte Gleichzeitigkeitsfunktion für den Status quo	237
Bild 10.3	Durchschnittlicher Preis je kWh im AP-KP-Modell bei einem Verhältnis von AP2 zu AP1 von 1,5 und verschiedenen Erlösanteilen der Kapazitätsbepreisung ohne Mindestkapazität.....	238
Bild 10.4	Durchschnittlicher Preis je kWh im AP-KP-Modell bei einem Verhältnis von AP2 zu AP1 von 2,5 und verschiedenen Erlösanteilen der Kapazitätsbepreisung ohne Mindestkapazität.....	238
Bild 10.5	Durchschnittlicher Preis je kWh im AP-KP-Modell bei einem Verhältnis von AP2 zu AP1 von 2,0 und verschiedenen Mindestkapazitäten (m) anteilig an der Jahreshöchstlast mit einem Erlösanteilen der Kapazitätsbepreisung i. H. v. 30 %	239
Bild 10.6	Durchschnittlicher Preis je kWh im AP-KP-Modell bei einem Verhältnis von AP2 zu AP1 von 2,0 und verschiedenen Mindestkapazitäten (m) anteilig an der Last in der 1000-höchsten Viertelstunde mit einem Erlösanteilen der Kapazitätsbepreisung i. H. v. 30 %	239
Bild 10.7	Anteil der Netznutzer, die genau die Mindestkapazität wählen, bei Orientierung der Mindestkapazität an der Jahreshöchstlast.....	240
Bild 10.8	Anteil der Netznutzer, die genau die Mindestkapazität wählen, bei Orientierung der Mindestkapazität am 1000-höchsten Viertelstundenwert.....	240

1 Aufgabenstellung und Gliederung

1.1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Die Systematik zur Ermittlung der Netzentgelte für die Stromübertragungs- und -verteilernetze ist seit vielen Jahren nahezu kontinuierlich Gegenstand von energiepolitischen und regulatorischen Reformdebatten. Einzelne Aspekte der Systematik wurden in den vergangenen Jahren durch den Gesetzgeber und die Bundesnetzagentur (BNetzA) angepasst, teilweise mit durchaus signifikanten Wirkungen. Unter anderem wurden im Zeitraum 2019-2023 stufenweise die Übertragungsnetzentgelte bundesweit vereinheitlicht und zum Jahresbeginn 2025 ein Umlagemechanismus für netzseitige Mehrkosten, die auf die Integration von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE) zurückzuführen sind, eingeführt („EE-Mehrkostenausgleich“). Eine umfassende Reform der Netzentgeltstruktur, die in weiten Teilen auf die im Zuge der Liberalisierung der Stromversorgung vor gut 25 Jahren abgeschlossenen Verbändevereinbarungen zurückgeht, hat aber noch nicht stattgefunden.

Die BNetzA wurde jedoch infolge des Urteils des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom September 2021 zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde damit betraut, Regelungen u. a. zur Ermittlung der Stromnetzentgelte festzulegen. Zugleich wurde entschieden, dass die hierfür bisher einschlägige Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) Ende 2028 außer Kraft treten wird. Die BNetzA hat daraufhin Mitte 2025 mit Eröffnung ihres Verfahrens zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) einen umfassenden Diskussions- und Reformprozess zur Netzentgeltsystematik vor dem Hintergrund aktueller und absehbarer energiewirtschaftlicher Entwicklungen initiiert¹.

Zur fachlichen und wissenschaftlichen Begleitung dieses Prozesses hat die BNetzA einen Gutachtensauftrag zur Untersuchung von Gestaltungsoptionen der Netzentgeltsystematik ausgeschrieben und an das Autorenteam des vorliegenden Berichts vergeben. Die Aufgabenstellung des Gutachtens besteht darin,

- ausgehend von der aktuellen Gestaltung Handlungsbedarf für eine Reform der Netzentgeltsystematik sowie betrachtungsrelevante Reformoptionen zu identifizieren,
- die betrachteten Optionen konzeptionell aus ökonomischer, technischer und rechtlicher Sicht zu bewerten und ihre wesentlichen Wirkungen quantitativ zu untersuchen und
- aus den Ergebnissen Empfehlungen zur Auswahl, Gestaltung und Umsetzung der Reformoptionen abzuleiten.

Mit dem vorliegenden Gutachten berichten wir über die betrachteten Optionen, unsere Untersuchungsergebnisse und die daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen. Das Gutachten basiert neben den durchgeführten Recherchen und Untersuchungen auf umfangreichen Vertiefungsgesprächen mit der BNetzA sowie unserer Teilnahme an dem von der BNetzA initiierten Diskussionsprozess mit vielfältigen Stakeholdern und Experten.

¹ (Bundesnetzagentur, 2025c)

1.2 Themenfelder und Gliederung

Die fachlichen Schwerpunkte dieses Gutachtens liegen auf den Fragenkomplexen,

- welche Netznutzergruppen (Verbraucher, Einspeiser und Speicher) in welcher Weise in die Erhebung von Netzentgelten einbezogen werden sollten,
- wie die Entgeltkomponenten ausgestaltet und kalkuliert werden sollten, ggf. differenziert nach Netznutzergruppen und anderen Unterscheidungskriterien und
- ob und ggf. für welche Netznutzergruppen dynamische Netzentgelte eingeführt und wie diese ausgestaltet werden sollten.

Das Gutachten beginnt mit einer Erörterung der Ziele der Netzentgeltsystematik und der Bewertungskriterien für Gestaltungsoptionen (Kapitel 2). Hierbei wird herausgearbeitet, dass es zielführend ist, zwei Grundfunktionen der Netzentgelte zu unterscheiden, einerseits die Finanzierungsfunktion, die der Deckung der Netzkosten dient, und andererseits die Anreizfunktion, die auf die Schaffung von Anreizen für Investitions- und Einsatzentscheidungen der Netznutzer zielt. Daraus leitet sich der grundlegende Vorschlag ab, auch die Netzentgeltkomponenten nach diesen Funktionen zu unterscheiden, auch wenn sich die Wirkungen von Entgeltkomponenten hinsichtlich der beiden Ziele in der Praxis zweifellos überlappen. Es hat sich als sinnvoll herausgestellt, die Diskussion der betrachteten Gestaltungsoptionen zuvorderst nach diesen beiden Grundfunktionen zu gliedern. Im Detail ist das Gutachten wie folgt gegliedert:

- Die Entgelte mit Finanzierungsfunktion werden jeweils separat für die Netznutzergruppen Letztverbraucher (Kapitel 3), Einspeiser (Kapitel 4) und Speicher (Kapitel 5) behandelt. Darüber hinaus ist die Systematik der vertikalen Kostenwälzung dem Themenfeld der Finanzierungsentgelte zuzuordnen (Kapitel 6), denn bei den Entgelten mit Anreizfunktion sollte die Ebenenstruktur des Netzes auf andere Weise berücksichtigt werden.
- Bei den Entgelten mit Anreizfunktion wird danach differenziert, ob es (primär) um Anreize für Einsatzentscheidungen der Netznutzer geht, die sich insbesondere durch dynamische Netzentgelte vermitteln lassen (Kapitel 7), oder um Anreize, die ausschließlich auf Investitions- und damit verbundene Anschlussentscheidungen zielen (Kapitel 8). Die Ausführungen zu diesen Entgeltkomponenten beziehen sich in weiten Teilen auf alle Netznutzergruppen und sind daher nur in der Untergliederung weiter nach den Nutzergruppen unterteilt.

Abschließend fasst Kapitel 9 die wesentlichen Ergebnisse und Empfehlungen des Gutachtens zusammen.

1.3 Abgrenzung von nicht vertieften Themenfeldern

Der Festlegungsprozess AgNes umfasst weitere Themenfelder, die jedoch gemäß Abstimmung mit der BNetzA in diesem Gutachten nicht vertieft werden. Dies betrifft insbesondere folgende Themenfelder:

- Die BNetzA beabsichtigt, die Regelungen zu individuellen Netzentgelten für Letztverbraucher mit hoher Benutzungsdauer nach § 19 Abs. 2 Satz 2 ff. StromNEV grundlegend zu reformieren. Dieses Themenfeld wurde zunächst in einem separaten Festlegungsprozess behandelt, später aber in das AgNes-Verfahren integriert. Die BNetzA hat im September 2025 in einem Diskussionspapier drei Ausgestaltungsoptionen für reformierte Regelungen vorgestellt. Ein Teil der Optionen soll in nächster Zeit in Pilotprojekten durch ausgewählte Industrieunternehmen und Netzbetreiber praktisch erprobt werden. Die Gutachter waren

punktuell in Gespräche zu den Gestaltungsoptionen eingebunden, haben aber auftragsgemäß keine vertiefenden Untersuchungen hierzu vorgenommen.

- Ein Teil der Netzkosten wird heute nicht über Netzentgelte, sondern über arbeitsbezogene Umlagen gedeckt, deren Ausgestaltung gesetzlich geregelt ist. Dies sind die Offshore-Netzumlage gemäß § 17f EnWG und der Aufschlag für besondere Netznutzung. Letzterer deckt die entgangenen Einnahmen durch Gewährung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 1 (atypische Netznutzung) und Satz 2 ff. StromNEV (s. oben) und durch Netzentgeltbefreiung für Anlagen nach § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG (insb. Elektrolyseure) sowie die Ausgleichszahlungen an Verteilnetzbetreiber gemäß dem eingangs erwähnten EE-Mehrkostenausgleich. Vor Einführung des Mehrkostenausgleichs wurde diese Umlage als § 19 StromNEV-Umlage bezeichnet. Das vorliegende Gutachten befasst sich in Kapitel 6 mit der Kompatibilität der vorgeschlagenen Kostenwälzungsmethodik mit dem Mechanismus des EE-Mehrkostenausgleichs. Die Ausgestaltung der beiden auf Netzkosten bezogenen Umlagen ist jedoch nicht Gegenstand des Gutachtens.
- In ihrem Auftaktworkshop zum AgNes-Prozess Anfang Juni 2025 und dem zugrunde liegenden Diskussionspapier vom Mai 2025 hat die BNetzA Überlegungen zu einer möglichen bundesweiten Vereinheitlichung der Verteilernetzentgelte zur Diskussion gestellt. Später hat sie jedoch entschieden, diese Option im Rahmen des AgNes-Prozesses nicht weiter zu verfolgen. Die Gutachter haben hierzu Fragen zur praktischen Umsetzbarkeit und zum erwarteten Umsetzungsaufwand behandelt, basierend im Wesentlichen auf bereits vorliegenden Untersuchungen zu diesem Themenfeld². Eine umfassende Analyse und Bewertung der Umverteilungswirkungen und sonstiger Folgewirkungen dieser Gestaltungsoption hat jedoch in Abstimmung mit der BNetzA im Rahmen des Gutachtens nicht stattgefunden.

² (Consentec, 2024)

2 Ziele und Bewertungskriterien

2.1 Grundfunktionen und Kostenreflexivität von Netzentgelten

2.1.1 Forderung der Kostenorientierung

Ausgangspunkt der Gestaltung und Kalkulation von Netzentgelten sind die Netzkosten, also die Kosten der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber (ÜNB und VNB) durch Errichtung und Betrieb von Netzen und die damit verbundenen technischen, netzwirtschaftlichen, administrativen und sonstigen Prozesse. Maßgeblich sind dabei nicht die gesamten tatsächlich anfallenden Kosten der Netzbetreiber gemäß deren Buchhaltung, sondern die nach regulatorischen Vorgaben kalkulierten und nach Anwendung von Instrumenten der Kostenprüfung und Anreizregulierung regulatorisch anerkannten Netzkosten. Diese drücken sich im deutschen Regulierungsrahmen in den Erlösobergrenzen (EOG) der Netzbetreiber aus. Der Regulierungsrahmen sieht vor, dass jeder Netzbetreiber die ihm zugestandene, jahresscharf ermittelte EOG vollständig durch Netzentgelte decken darf (soweit dies nicht durch andere Finanzierungsbeiträge wie etwa Bundeszuschüsse erfolgt). Die in der Praxis unvermeidlich auftretenden Abweichungen zwischen EOG und tatsächlichen Erlösen werden im Nachhinein über ein Regulierungskonto und somit letztlich über die Netzentgelte in Folgejahren ausgeglichen, so dass die Ausgestaltung der Netzentgelte keine signifikante Rückwirkung auf die Deckung der EOG hat (abgesehen von Zinsdifferenzeffekten). Die Regelungen und Instrumente zur Ermittlung der EOG haben im Umkehrschluss keine Auswirkungen auf die Gestaltung der Netzentgelte und sind daher nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Begrifflich wird im Weiteren anstelle des Begriffs der EOG vorwiegend der Begriff der Netzkosten verwendet, da dieser in der Debatte über Netzentgelte üblicher ist und sich auch in weiteren Begriffen wie Kostenorientierung und Kostenallokation wiederfindet. (Bei den ÜNB soll die zuvor beschriebene Systematik der Ermittlung von EOG durch Instrumente der Anreizregulierung gemäß dem aktuellen Entwurf der „Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber“ der BNetzA zukünftig durch eine Cost-Plus-Regulierung in Verbindung mit punktuellen Anzelelementen ersetzt werden. An die Stelle der EOG treten dann jährlich zu ermittelnde Plankosten in Verbindung mit einem jährlichen Plan-Ist-Abgleich. Für die Ermittlung der Netzentgelte bedeutet dies aber unverändert, dass jeweils für das Folgejahr ein Gesamtbeitrag der Soll-Erlöse ermittelt wird, die durch die Netzentgelte gedeckt werden sollen.)

Die Orientierung der Netzentgelte an den Netzkosten ist eine zentrale EU-rechtliche Anforderung an die Gestaltung der Netzentgeltsystematik (vgl. Art. 18 Abs. 1 EltVO). Der Begriff der Kostenorientierung führt aber, wie in Abschnitt 2.2 erörtert, keineswegs zu eindeutigen Gestaltungsvorgaben. Es sind zunächst zwei grundlegende Aspekte dieses Begriffs zu unterscheiden:

- Die Netzentgelte sollen sich insgesamt an der Gesamthöhe der Netzkosten orientieren, so dass die Netzkosten durch die Entgelte möglichst genau gedeckt werden (abgesehen von prognosebedingten Abweichungen, s. oben). Diese Forderung dürfte unbestritten sein, soweit klar ist, dass sie sich nur auf den regulatorisch anerkennungsfähigen Teil der realen Kosten bezieht. Sie ließe sich, falls sie die einzige zu beachtende Anforderung wäre, durch simple Entgeltstrukturen wie z. B. einen Einheitspreis pro bezogener kWh Strom oder einen Einheits-Festpreis pro Zählpunkt ohne jegliche weitere Differenzierung erfüllen.
- Darüber hinaus wird Kostenorientierung üblicherweise aber auch so verstanden, dass die Netzentgelte für den einzelnen Netznutzer in einem angemessenen Verhältnis zu den von diesem Netznutzer durch seine Entscheidungen und sein Verhalten verursachten Netzkosten stehen. Diese Forderung ist weitaus weniger trivial zu erfüllen, weil sie voraussetzt, dass

die Netzkosten den einzelnen Netznutzern oder sogar ihren einzelnen Entscheidungen und Verhaltensweisen zugeordnet werden. Dies ist bei einer gemeinsam genutzten Infrastruktur für einen großen Teil der Kosten nicht eindeutig möglich, so dass sich erheblicher Spielraum für Zuordnungsansätze und deren Bewertung ergibt.

Der letztgenannte Aspekt führt zu einem grundlegenden Spannungsfeld bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik, weil je nach Perspektive unterschiedliche Ziele bei der Zuordnung von Kosten zu Netznutzern und deren Entscheidungen und Verhaltensweisen in den Vordergrund gestellt werden. Die Forderung nach einer angemessenen Kostenzuordnung wird häufig mit Begriffen wie Verursachungsgerechtigkeit und Kostenreflexivität verbunden. Diese Begriffe sind nicht eindeutig definiert und werden mit uneinheitlichen Schwerpunktsetzungen verwendet. Teils steht im Vordergrund, ob die sich ergebende Kostenallokation im Verhältnis zu Art und Umfang der Netzinanspruchnahme als gerecht empfunden wird, teils wird stärker auf Ursache-Wirkungszusammenhänge zwischen nutzerseitigen Entscheidungen und der Höhe der Netzkosten abgestellt. Diese Begriffe liefern keine objektivierbare Grundlage für die Ausgestaltung von Kostenzuordnungen. Ein klareres Bild ergibt sich, wenn die verfolgten Ziele und die damit verbundenen Konzepte der Kostenorientierung nach den beiden Grundfunktionen der Netzentgelte – der Finanzierungsfunktion und der Anreizfunktion – differenziert werden.

2.1.2 Finanzierungsfunktion der Netzentgelte

Die Finanzierungsfunktion der Netzentgelte besteht darin, die (regulatorisch anerkannten) Netzkosten zu decken, soweit diese nicht durch Finanzierungsbeiträge außerhalb der Netzentgeltsystematik wie z. B. Umlagen und Bundeszuschüsse gedeckt werden. Dies ist eine obligatorische Funktion der Netzentgelte. Soweit aufgrund gesetzlicher Vorgaben festgelegt ist, welcher Teil der Netzkosten durch Netzentgelte finanziert werden soll, ist die integrale Zielgröße der Finanzierungsfunktion vorgegeben. Die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik betrifft insoweit nur die Fragen, welche Netznutzer welche Finanzierungsbeiträge leisten sollen und wie die gewünschte Verteilung der Kostentragung erreicht werden kann. Das Ziel, dabei eine angemessene Verteilung der Finanzierungsbeiträge auf die Netznutzer zu erreichen, soll hier bewusst losgelöst von dem Ziel diskutiert werden, Entscheidungen der Netznutzer, die sich auf die zukünftige Entwicklung der Netzkosten auswirken, in einer bestimmten Weise zu beeinflussen. Letzteres ist Gegenstand der Anreizfunktion der Netzentgelte, die in Abschnitt 2.1.3 diskutiert wird. Die Differenzierung nach diesen beiden typischerweise mit dem Begriff der Kostenorientierung verbundenen Zielen ermöglicht eine fokussiertere Bewertung von Gestaltungsoptionen und, wie in Abschnitt 2.1.4 diskutiert, auch eine entsprechend differenzierte Ausgestaltung von Netzentgeltkomponenten.

Bei der Ausgestaltung der Netzentgelte mit Blick auf die Finanzierungsfunktion geht es somit darum, die in ihrer Gesamthöhe vorgegebene Finanzierungsaufgabe in einer Weise zu erfüllen, die in verschiedener Hinsicht als angemessen anerkannt wird. Maßgebliche Kriterien hierfür sind die (empfundene) Gerechtigkeit der Kostenallokation und die Auswirkungen der Kostenbelastung auf die unterschiedlichen Netznutzer, nicht hingegen die Auswirkungen auf die zukünftige Entwicklung der Netzkosten. Letztere wären in einer bestehenden Infrastruktur typischerweise auch nicht ausreichend, um die Finanzierungsaufgabe vollständig zu erfüllen. Vielfach haben zusätzliche Netznutzungen – z. B. die Netzinanspruchnahme durch einen hinzukommenden Letztverbraucher – sogar überhaupt keine Auswirkung auf die Netzkosten, weil hierdurch fallweise kein Ausbaubedarf oder sonstige Maßnahmen erforderlich werden. Dennoch wird es in der Regel als angemessen angesehen, dass Netznutzer auch in solchen Fällen einen Finanzierungsbeitrag leisten. Die Finanzierungsaufgabe bezieht sich allgemein auf die Netzkosten in ihrer

aktuellen Höhe, die auf vergangenen Entwicklungen und Entscheidungen beruht. Sie ist unabhängig davon zu erfüllen, wie sich die Netzkosten zukünftig entwickeln werden und wie die Entscheidungen der Netznutzer hierzu beitragen.

Gerechtigkeit der Kostenallokation und Prinzip der Durchschnittskostenkalkulation

Das o. g. Kriterium der Gerechtigkeit der Kostenallokation ist für die Akzeptanz der Netzentgeltssystematik von großer Bedeutung, wie sich auch an der häufigen Forderung nach Verursachungsgerechtigkeit zeigt. Diese ist aber nicht objektiv definierbar, da der einzelnen Netznutzung in einer gemeinsam genutzten Netzinfrastruktur kein Anteil an der Kostenverursachung eindeutig zugeordnet werden kann. Insofern ist auch die verbreitete und oft als Argument für Gestaltungsvorschläge vorgebrachte Annahme, es ließen sich mit Blick auf die Verursachungsgerechtigkeit eindeutige Gestaltungsnotwendigkeiten ableiten, eine Illusion. Dies wird auch daran deutlich, dass Gerechtigkeit in der Debatte vielfach eher an Änderungen gegenüber dem Status quo festgemacht wird als an der absoluten sich ergebenden Kostenverteilung.

Der übliche Weg, eine als gerecht empfundene Kostenallokation herbeizuführen, besteht darin, einen oder mehrere Kostenträger wie z. B. die von Letztverbrauchern aus dem Netz bezogene Arbeit oder die jährliche Höchstleistung des Strombezugs zu definieren und die Kosten auf Basis dieser Kostenträger zu verteilen. Hierzu wird im einfachsten Fall eines einzigen, nicht weiter differenzierten Kostenträgers ein Preis berechnet, der sich auf eine dem Kostenträger entsprechende Bezugsgröße (z. B. die entnommene Arbeit in kWh) bezieht, die für jeden an der Netzfinanzierung zu beteiligenden Netznutzer eindeutig ermittelt werden kann. Der Preis ergibt sich in diesem Fall durch Division der zu deckenden Netzkosten durch die Summe der Werte dieser Bezugsgröße für alle einbezogenen Netznutzer. Wenn mehr als ein Kostenträger berücksichtigt wird und/oder nach weiteren Aspekten wie etwa der Anschlussnetzebene differenziert wird, werden zusätzliche Schlüsselungsmethoden herangezogen, die eine eindeutige Aufteilung der Kosten und der Bezugsgrößen entsprechend der gewünschten Differenzierung ermöglichen.

Unabhängig davon, wie stark hierbei differenziert wird, beruht die Kostenallokation hier auf dem für die Finanzierungsfunktion üblichen Prinzip der **Durchschnittskostenkalkulation**. Der Begriff Durchschnittskosten ist dabei in Abgrenzung zum Begriff der Grenzkosten zu verstehen. Die Durchschnittskosten entsprechen dem auf eine Einheit eines Kostenträgers entfallenden Anteil an den über diesen Kostenträger zu deckenden Gesamtkosten. Anders als bei den Grenzkosten geht es nicht um die Frage, welche *zusätzlichen* Kosten durch eine *zusätzliche* Einheit des Kostenträgers ausgelöst werden.

Die entscheidende Herausforderung besteht bei diesem Kalkulationsprinzip darin, geeignete Kostenträger und Differenzierungen zu definieren und die Netzkosten vor der Kalkulation der Preiselemente entsprechend der gewünschten Differenzierung aufzuteilen. Um hierbei die Wirkungszusammenhänge bei der Entstehung von Netzkosten zumindest näherungsweise zu berücksichtigen, können Ergebnisse von Kostentreiberanalysen herangezogen werden. Solche Analysen liefern Hinweise darauf, wie stark die Netzkosten von Aspekten wie der jährlichen Strombezugsmenge und den Jahreshöchstlasten sowie von gebietsstrukturellen Aspekten wie der räumlichen Dichte und Verteilung von Netzanschlusspunkten im Netzgebiet getrieben werden. Derartige Erkenntnisse können grobe Anhaltspunkte für geeignete Differenzierungen und Kostenschlüsselungen liefern. Es darf jedoch nicht erwartet werden, dass sich hieraus eindeutige Zuordnungen und Rechenansätze ableiten lassen, denn auch dieses analytische Hilfsmittel ändert nichts daran, dass eine eindeutig „richtige“ Zuordnung der Netzkosten zu einzelnen Netznutzern und deren Entscheidungen nicht möglich ist. Es geht somit auch hierbei primär darum,

eine als gerecht erachtete und zugleich praktisch umsetzbare Kostenallokation zu entwickeln und zu begründen.

Kostentragfähigkeit und Kostensensitivität der Netznutzer

Neben dem Maßstab der gerechten Kostenallokation, der erheblichen Gestaltungsspielraum bestehen lässt, sind weitere Kriterien zu beachten. Hierzu gehören die Auswirkungen der zu leistenden Finanzierungsbeiträge auf die Netznutzer. Die Finanzierungsbeiträge belasten je nach Netznutzergruppe die Kosten der privaten Lebensführung, die Kosten von Unternehmen im GHD- und im Industriesektor, von Behörden und anderen Institutionen wie auch die Kosten von Stromerzeugern und/oder Speicherbetreibern, soweit diese in die Kostentragung einbezogen werden. In diesem Zusammenhang wird häufig die Kostentragfähigkeit von unterschiedlichen Netznutzergruppen als Kriterium genannt, wobei es hierfür in der Regel keine scharfe Grenze geben dürfte; vielmehr ist davon auszugehen, dass die Folgewirkungen der Kostenbelastung mit deren Höhe zunehmen. Dies kann beispielsweise eine Belastung der Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen sein, u. U. mit der Folge einer Verlagerung der Tätigkeit ins Ausland (die im Inland kurzfristig zu einer Umverteilung der Netzkostentragung führt). Bei Einspeisern und Speichern kann die Belastung mit Netzkosten zu Ineffizienzen im Stromversorgungssystem führen, wie in den Kapiteln 4 und 5 diskutiert wird.

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist die grundlegende Erkenntnis der optimalen Besteuerung bzw. der Ramsey-Boiteux-Preissetzung zu beachten, dass Beiträge zur Finanzierung einer Infrastruktur umso stärkere Wohlfahrtsverluste verursachen, je stärker sie Nutzungsentscheidungen verzerren. Entsprechend sollten die Beiträge bei gegebenem Finanzierungsbedarf umso geringer ausfallen, je elastischer die Nachfrage bzw. Nutzung auf diese Kostenbelastung reagiert^{3,4}. So weist etwa ein Industrieunternehmen mit hohem Stromkostenanteil an den Produktionskosten in dieser Hinsicht eine wesentlich höhere Preissensitivität auf als ein Bürobetrieb, bei dem die Stromkosten nur einen kleinen Teil der Kosten ausmachen.

Vermeidung von Fehlanreizen

Ein weiteres wichtiges Gestaltungskriterium für die Prinzipien, nach denen die Finanzierungsbeiträge der Netznutzer ermittelt werden, ergibt sich aus der Erkenntnis, dass Netzentgelte unvermeidbar Anreizwirkungen entfalten, auch wenn sie nicht bewusst daraufhin ausgestaltet sind. Diese Wirkungen müssen dahingehend untersucht werden, ob sich problematische Folgen ergeben können. Ein Beispiel hierfür ist die in den letzten Jahren intensiv diskutierte Frage, welche Auswirkungen Leistungspreise, die sich auf die individuelle Jahreshöchstlast eines Netznutzers beziehen, auf den Einsatz von Flexibilität haben können: Netznutzer erhalten hierdurch den Anreiz, ihre Flexibilität in erster Linie zur Vergleichmäßigung ihres Strombezugsprofils einzusetzen. Diese Wirkung kann in einem Stromsystem mit hochgradig volatilen Einspeisungen und Entnahmen kontraproduktiv sein, weil die vorhandene Flexibilität dann nicht optimal eingesetzt wird. Dies spricht dafür, diese Anreizwirkung möglichst zu vermeiden. Hierbei geht es wohlge-merkt nur um die Vermeidung von unerwünschten Fehlanreizen. Im Gegensatz dazu können Netzentgelte auch gezielt auf eine erwünschte Anreizfunktion hin ausgestaltet werden, wie im folgenden Abschnitt diskutiert wird.

³ (Boiteux, 1971)

⁴ (Ramsey, 1927)

2.1.3 Anreizfunktion der Netzentgelte

Netzentgelte können so ausgestaltet werden, dass sie gezielt Preisanreize vermitteln, die sich auf die Entscheidungen der Netznutzer auswirken. Die Ziele dieser Anreizsetzung können unterschiedliche Bereiche betreffen, die nicht zwingend mit den Netzkosten zusammenhängen müssen. Beispielsweise wäre vorstellbar, Netzentgelte so zu gestalten, dass sie Preissignale vom Strommarkt verstärken. Ökonomisch am naheliegendsten ist jedoch eine Fokussierung der Anreizwirkungen auf die Netzkosten mit dem Ziel, die netzseitigen Kostenwirkungen der Entscheidungen von Netznutzern in deren Entscheidungsfindung zu internalisieren. Dies kann sowohl auf Investitionsentscheidungen, die z. B. zum Anschluss neuer Anlagen an das Netz oder zur Erweiterung oder Änderung bestehender Netzan Anschlüsse führen, als auch auf Einsatzentscheidungen für die von Netznutzern betriebenen Anlagen – also das Verhalten der Netznutzer am Anschlusspunkt – zielen. Diese Ausrichtung möglicher gezielter Anreizwirkungen auf die Internalisierung von netzseitigen Kostenwirkungen steht bei den nachfolgenden Ausführungen im Fokus.

Die Schaffung gezielter Anreize über die Netzentgelte ist naheliegend, weil Entgelte ohnehin unvermeidbar Anreize auslösen, ob gewollt oder nicht. Sie ist aber nicht zwingend. Jeder vermittelte Anreiz zielt auf bestimmte nutzerseitige Entscheidungen. Wenn diese Entscheidungen bereits durch andere Instrumente so gesteuert werden, dass netzseitige Folgewirkungen ausreichend berücksichtigt werden, muss und sollte hierfür nicht ein zusätzlicher Anreiz über die Netzentgelte gesetzt werden. Diese Frage stellt sich beispielsweise im Hinblick auf die Steuerung der Standortwahl für neue Erzeugungsanlagen. Wie aktuell intensiv diskutiert wird, haben diese Standortentscheidungen wesentliche Auswirkungen auf Netzausbaubedarf und Netzkosten. Für die Umsetzung einer solchen Steuerung werden unterschiedliche Instrumente etwa in den Bereichen der EE-Förderung und der Entschädigung von EE-Anlagenbetreibern für Redispatch-Maßnahmen diskutiert. Wenn Maßnahmen dieser Art umgesetzt werden, sollte geprüft werden, ob auf eine Steuerung durch Anreize im Bereich der Netzentgelte verzichtet werden kann, falls eine Übersteuerung oder ein in anderer Weise ineffizientes Zusammenwirken der Instrumente zu befürchten ist.

Allgemein ist bei Überlegungen zur Schaffung von Anreizen über Netzentgelte zu prüfen, ob

- ein Anreizziel relevant genug ist, um den Umsetzungsaufwand für eine ausreichend zielgenaue Ausgestaltung zu rechtfertigen, und
- ob das Anreizziel bereits durch bestehende oder absehbare Instrumente außerhalb der Netzentgeltsystematik adressiert wird und, falls ja, ob evtl. dennoch eine zusätzliche Anreizsetzung hierfür sinnvoll ist.

In jedem Fall sollten etwaige Anreize über Netzentgelte bewusst und mit klar definierten Zielen ausgestaltet und sachgerecht bemessen werden. Bei Anreizen, die sich eher zufällig als „Nebenprodukt“ der Ausgestaltung der Netzentgelte ergeben, besteht ein hohes Risiko, dass sich in vielen Fällen unbeabsichtigte und ggf. sogar kontraproduktive Wirkungen einstellen.

Kostenreflexivität im engeren Sinne und Grenzkostenprinzip

Ein Anzeilelement im Bereich der Netzentgelte, das darauf zielt, bestimmte Netzkostenwirkungen in das Entscheidungsverhalten der Netznutzer zu internalisieren, muss nach anderen als den im Zusammenhang mit der Finanzierungsfunktion diskutierten Kriterien ausgestaltet werden. Hier geht es nicht darum, eine gerechte Kostenallokation herbeizuführen und dabei die Kostentragfähigkeit der Netznutzer zu berücksichtigen. Vielmehr ist die Internalisierung einer Kostenwirkung dann am effizientesten, wenn sie die mit einer nutzerseitigen Entscheidung unmittelbar

verursachte Änderung der Netzkosten hinreichend genau reflektiert. Diese Bedingung wird im Weiteren als Kostenreflexivität im engeren Sinne bezeichnet. Sie ist strenggenommen nur dann gegeben, wenn die Kostenänderung, die das Anzelelement reflektiert, eindeutig der entsprechenden Entscheidung eines Netznutzers zugeordnet werden kann und auch der Höhe nach mit der Höhe des gesetzten Anzeiles übereinstimmt. In diesem Fall reflektiert das Anzelelement die netzseitigen Grenzkosten in Bezug auf die nutzerseitige Entscheidung, die die Kostenänderung auslöst. Die Bemessung eines Anzelelements in der Netzentgeltsystematik sollte also auf dem **Grenzkostenprinzip** beruhen, nicht auf dem für die Finanzierungsfunktion üblichen Durchschnittskostenprinzip.

Der strenge Maßstab der Zuordnung von Kostenwirkungen zu nutzerseitigen Entscheidungen kann in der Praxis nicht vollständig erfüllt werden. Wenn beispielsweise die Kostenwirkungen des Anschlusses neuer Netznutzer an das Netz betrachtet werden, so würde dieser Maßstab zu einer stark ungleichen Belastung der Netznutzer führen, abhängig von der Reihenfolge deren Netzzutritts. Ausbaumaßnahmen des Netzes erfolgen typischerweise in größeren Stufen und nicht nur genau in dem Ausmaß, für das unmittelbar Bedarf besteht. Daher tritt Ausbaubedarf z. B. einer Station, an die neue Netznutzer angeschlossen werden sollen, nicht bei jedem einzelnen Neuanschluss auf, sondern immer nur dann, wenn die Kapazität der aktuellen Ausbaustufe vollständig erschöpft ist. Eine strenge Orientierung an den erforderlichen Ausbaukosten würde somit dazu führen, dass manche Netznutzer keine Ausbaukosten in ihre Entscheidung internalisieren müssten, manche hingegen sehr hohe Ausbaukosten, die für die Entscheidung evtl. sogar prohibitiv sein können. Eine Anreizsetzung mit solchen Effekten wäre zweifellos inakzeptabel, zumal die Entscheidung über den Umfang von Ausbaustufen der Netzkapazität bei den Netzbetreibern liegt und von den Netznutzern nicht beeinflusst werden kann. Um derartige Effekte zu vermeiden, sind in der Praxis auch bei Anzelelementen gewisse Pauschalierungen erforderlich, so dass die Kostenwirkungen nicht einzelfallgenau, sondern in ihrer typischen Höhe reflektiert werden.

Diese Pauschalierungen dürfen aber nicht so weit gehen, dass die Zuordnung von Kostenwirkungen zu nutzerseitigen Entscheidungen weitgehend aufgelöst wird und im Einzelfall sogar kontraproduktive Anreize entstehen können. Beispielsweise können die in Abschnitt 2.1.2 thematisierten Fehlanreize von Leistungspreisen in Bezug auf den Einsatz nutzerseitiger Flexibilität nicht allein deswegen als sachgerecht bewertet werden, weil es im Einzelfall zufällig vorkommen kann, dass die individuelle Höchstlast eines Netznutzers mit einem lastbedingten Engpass auf dem Transportpfad hin zum Anschlusspunkt des Netznutzers zusammenfällt. Es ist nämlich sehr wahrscheinlich, dass in vielen anderen Zeitpunkten, in denen der Netznutzer Flexibilität einsetzt, um seine Jahreshöchstlast gering zu halten, hierdurch keine Entlastung eines Netzenspasses erreicht wird und evtl. sogar eine kontraproduktive Wirkung eintritt, weil in einem Zeitpunkt eine hohe EE-Einspeisung vorherrscht und somit ein höherer Verbrauch netzentlastend wäre.

Aus diesen Überlegungen folgt, dass ein sinnvoll gestaltetes Anzelelement zur Internalisierung von netzseitigen Kostenwirkungen hohen Anforderungen genügen muss. Allein die Bedingung, dass die Kostenwirkungen mehr oder weniger eindeutig bestimmten Handlungen der Netznutzer zuordenbar sein müssen, schränkt den Anwendungsspielraum deutlich ein. Die Frage, ob eine ausreichend zielgenaue Anreizsetzung erreichbar ist, muss für jedes in Frage kommende Anreizziel untersucht werden. Darauf basierend ist abzuwägen, ob der erwartete Nutzen das Risiko überwiegt, fallweise wirkungslose oder sogar kontraproduktive Anreize zu setzen.

Es stellt sich die Frage, für welche Elemente der Netzkosten die Einführung von sachgerecht gestalteten Anzelelementen realistisch und mit Blick auf das Kostenvolumen vielversprechend

ist. Hierzu ist es sinnvoll, nach kurzfristigen und mittel- bis langfristigen Kostenwirkungen zu unterscheiden.

Internalisierung kurzfristig variabler Netzkostenelemente

Ein überwiegender Teil der Netzkosten ist kurzfristig nicht oder kaum variabel und hängt insbesondere nicht unmittelbar vom Entnahme- oder Einspeisungsverhalten der Netznutzer ab. Das gilt nicht nur für die Kapitalkosten, sondern auch für einen erheblichen Teil der Betriebskosten, beispielsweise für die Kosten der Wartung und Instandhaltung der Netzbetriebsmittel und die Kosten vieler von der konkreten Netznutzung unabhängiger Geschäftsprozesse und Querschnittstätigkeiten. Es gibt jedoch auch Elemente der Betriebskosten, die kurzfristig vom Verhalten der Netznutzer abhängen und bei denen eine Internalisierung in die nutzerseitigen Verhaltensentscheidungen grundsätzlich in Frage kommt. Hierzu gehören insbesondere die Netzverlustkosten und die Kosten des Netzengpassmanagements. Dagegen sind die Kosten für die Beschaffung von Systemdienstleistungen entweder nur schwach vom Nutzerverhalten abhängig, wie im Fall der Spannungshaltungskosten, oder nicht Gegenstand der Netzentgelte, wie im Fall der Regelernergie-Einsatzkosten, die über die Ausgleichsenergiepreise verrechnet werden.

Bei den **Netzverlustkosten** wird der auf stromabhängige Verlustenergie bezogene Kostenanteil von den Belastungen der Leitungen und Transformatoren getrieben. Er hängt somit unmittelbar von den Einspeise- und Entnahmeprofilen der Netznutzer ab. Ein – aus Stabilitätsgründen nur in der Theorie vorstellbares – vollkommen leerlaufendes Netz würde keine stromabhängigen Verluste aufweisen. Die Gesamtkosten für die Deckung der (stromabhängigen) Netzverlustenergie sind auch durchaus relevant: Die BNetzA veranschlagt die gesamten jährlichen Verlustenergiekosten aller ÜNB und VNB für 2026 mit rund 2,5 Mrd. €⁵. Der auf stromabhängige Verluste entfallende Anteil davon dürfte in der Größenordnung von 60-80 %, d. h. 1,5-2,0 Mrd. € liegen. Es erscheint daher grundsätzlich naheliegend, ein Anreizelement einzuführen, das für jeden Netznutzer die Auswirkungen seines Verhaltens auf die Verlustenergiekosten reflektiert.

Dieses Anreizelement müsste allerdings eine sehr hohe zeitliche und örtliche Granularität aufweisen. Es würde nicht reichen, die gesamten Verlustkosten z. B. auf die gesamte Stromentnahme umzulegen, da dies einer Durchschnittskostenkalkulation entspräche, die gerade nicht geeignet ist, die Kostenwirkungen zielgenau zu internalisieren. Vielmehr müsste, dem Grenzkostenprinzip folgend, ausgehend von einem prognostizierten Netzzustand zeitpunktgenau und vorzeichengerecht für jeden Netzanschlusspunkt (oder zumindest für geeignete Gruppen von Anschlusspunkten) ermittelt werden, wie stark sich Änderungen der Stromentnahme oder -einspeisung auf die Verlustenergie im gesamten Netz auswirken. Aus technischer Sicht müsste hierfür zeitpunktbezogen mittels Lastflussberechnungen die Sensitivität der Netzverlustleistung gegenüber den Leistungsbilanzen an den einzelnen Netzanschlusspunkten ermittelt werden. Zur Ermittlung eines Preiselements müssten die ermittelten Sensitivitäten mit Monetarisierungsfaktoren multipliziert werden, in die (ggf. zeitabhängige) Informationen zu spezifischen Verlustenergiekosten eingehen.

Da die gesamte Verlustmenge aber nur geringfügig vom Verhalten am einzelnen Anschlusspunkt abhängt, würde sich bei sachgerechter Bemessung für den einzelnen Netznutzer hierbei nur ein relativ schwaches Preissignal ergeben. Aus diesen Gründen erscheint der Aufwand für die Ausgestaltung und laufende Ermittlung eines solchen Anreizelements gemessen an den

⁵ (Bundesnetzagentur, 2026a)

realistischerweise erzielbaren Absenkungen der gesamten Verlustenergiekosten unverhältnismäßig hoch.

Gleichwohl finden sich im Ausland Beispiele für die Ausprägung eines solchen Anreizelements. So erhebt der schwedische ÜNB Svenska Kraftnät eine Entgeltkomponente für die marginalen Netzverlustkosten, die anschlusspunktscharf (aber nicht zeitabhängig) ermittelt wird und je nach Ort ein positives oder negatives Vorzeichen aufweist⁶. Dieses Element dürfte stark durch die langgezogene Struktur des schwedischen Übertragungsnetzes mit ausgeprägten Last- und Einspeisungsschwerpunkten motiviert sein.

Anders verhält sich dies für die **Kosten des Netzengpassmanagements**, also vor allem die Kosten der Entschädigung von Erzeugungsanlagenbetreibern für Redispatch-Maßnahmen. Auch hier liegen die nutzungsabhängigen Gesamtkosten (in Abgrenzung zu den Kosten für die Vorhaltung benötigter Reservekapazitäten) aktuell in der Größenordnung von 1,5-2,0 Mrd. € jährlich^{7,8}. Die Abhängigkeit vom Nutzerverhalten in den betroffenen Engpassgebieten ist jedoch weitaus stärker als bei den Verlustenergiekosten. Insbesondere in strahlenförmig betriebenen Teilen des Netzes (also v. a. auf den Verteilungsebenen) kann sich die Bezugs- oder Einspeiseleistung eines Netznutzers in voller Höhe in der Belastung eines engpassbehafteten Betriebsmittels niederschlagen, und die variablen Kosten des Engpassmanagements steigen ab dem Punkt, ab dem eine Überlastung zu befürchten ist und Maßnahmen ergriffen werden müssen, abrupt mit der Belastung des Engpasses an.

Daher erscheint es mit Blick auf die zu erwartende Kostenentlastung bei den Engpasskosten deutlich vielversprechender als bei den Verlustkosten, ein Anreizelement einzuführen, das sich auf die Verhaltensentscheidungen der Netznutzer auswirkt. Auch dieses Anreizelement müsste allerdings eine ausreichende zeitliche und örtliche Granularität und Dynamik aufweisen, um die hohe Volatilität des Engpassgeschehens und die Abhängigkeit der Engpasskosten vom Verhalten der Netznutzer zielgenau reflektieren zu können. Hier gilt ebenso wie bei den Netzverlustkosten, dass eine reine Umlage der Engpasskosten auf den Gesamtumfang der Netzinanspruchnahme nicht zielführend wäre.

Ein solches Anreizelement würde primär auf Verhaltensentscheidungen der Netznutzer zielen, d. h. auf Entscheidungen über den Einsatz ihrer Flexibilität. Diese Anreize können aber auch Einfluss auf Investitionsentscheidungen haben, beispielsweise auf die Standortwahl für neue Anlagen der Netznutzer. Die Stärke dieses Einflusses hängt davon ab, welche wirtschaftlichen Auswirkungen das Anreizelement auf die Netznutzer hat und inwieweit seine zukünftige Entwicklung für die Netznutzer antizipierbar ist.

Internalisierung von mittel- bis langfristig verursachten Netzausbaukosten

Die weitere Umsetzung der Energiewende wird in den kommenden zwei Jahrzehnten erhebliche Investitionen in den Netzausbau erfordern. Aktuelle Szenarioanalysen gehen sowohl bei den ÜNB als auch den VNB von Investitionsvolumina von jeweils mehreren 100 Mrd. € aus^{9, 10, 11}.

⁶ (Svenska Kraftnät, 2026)

⁷ (energate, 2026a)

⁸ (energate, 2026b)

⁹ (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, 2026)

¹⁰ (Bundesnetzagentur, 2025a)

¹¹ (Consentec, Frontier Economics, 2024)

Angesichts dieser Dimension ist es naheliegend, Anzelelemente in der Netzentgeltsystematik in Betracht zu ziehen, die eine Internalisierung von erwarteten Netzausbaukosten in die Entscheidungen der Netznutzer herbeiführen und darauf zielen, den Netzausbau auf ein volkswirtschaftlich effizientes Maß zu begrenzen.

Die Netzausbaukosten sind überwiegend das Ergebnis mittel- bis langfristiger Planungsprozesse, teilweise verbunden mit umfangreichen institutionalisierten Konsultations- und Prüfungsprozessen wie im Fall der Netzentwicklungspläne der ÜNB. Hieraus ergibt sich für die Gestaltung effizienter Anreize für die Netznutzer die Problematik, dass die Kostenwirkungen weniger klar den nutzerseitigen Entscheidungen zugeordnet werden können als im Fall der oben diskutierten kurzfristig variablen Kostenelemente. Beispielsweise führen Zubauentscheidungen von Verbrauchern, Erzeugungsanlagen oder Speichern nicht zwingend und eindeutig zu bestimmten Netzausbauerfordernissen, außer evtl. im Nahbereich der Anschlusspunkte (s. unten). Vielmehr hängen Netzausbauentscheidungen davon ab, welches Netznutzungsszenario insgesamt erwartet wird. Der Begriff des Szenarios schließt dabei nicht nur die Art und Dimensionierung der installierten Anlagen der Netznutzer ein, sondern auch das Verhalten der Netznutzer einschließlich des Einsatzes ihrer Flexibilität. Darüber hinaus ändert sich der Netzausbaubedarf naturgemäß stark, wenn Ausbau- oder Restrukturierungsmaßnahmen im Netz stattfinden, so dass mögliche gesetzte Anreize nicht langfristig Bestand haben müssen. Diese Abhängigkeiten äußern sich etwa in Bezug auf Standortentscheidungen darin, dass es vielfach nicht möglich ist, eindeutig „netzdienliche“ Standorte für neue Anlagen zu identifizieren.

Daher besteht bei Anreizen, die sich auf erwartete Netzausbaukosten beziehen, ein hohes Risiko, ineffiziente oder sogar kontraproduktive Anreize zu setzen. Beispielsweise kann sich ein Gebiet mit aktuellem Erzeugungsüberschuss, in dem ein Anreiz zur Ansiedlung zusätzlicher Verbraucher gesetzt würde, durch wenige Zubauentscheidungen großer Verbraucher in ein Gebiet mit Lastüberschuss verwandeln, noch bevor eventuelle Netzausbaumaßnahmen umgesetzt sind. Bereits der lange Zeitverzug zwischen auslösenden Nutzerentscheidungen und der Durchführung von Netzausbaumaßnahmen bewirkt hier somit, dass die tatsächlich auftretenden Netzkostenwirkungen nicht verlässlich den Netznutzern und ihren Entscheidungen zugeordnet werden können.

Für eine genauere Analyse der Zuordenbarkeit von Netzausbaukosten zu Netznutzern ist es sinnvoll, nach Kostenwirkungen im Nahbereich der Netzanschlusspunkte von Netznutzern und im Fernbereich, der vorwiegend durch das kollektive Verhalten der Netznutzer geprägt wird, zu unterscheiden.

Im **Nahbereich** von Netzanschlusspunkten können Netzausbaumaßnahmen in vielen Fällen vergleichsweise gut den auslösenden Entscheidungen der Netznutzer zugeordnet werden, insbesondere wenn diese Entscheidungen den Anschluss neuer Anlagen oder die Erweiterung bestehender Anschlüsse betreffen. Der Nahbereich umfasst mindestens die Anschlussstation und dort u. a. die Frage, ob Raum für benötigte zusätzliche Anschlussschaltfelder vorhanden ist, sowie die unmittelbar und evtl. auch mittelbar damit verbundenen Leitungen und Transformatoren, deren Kapazität ausreichen muss, um die hinzukommende Last zu versorgen bzw. Einspeisung abzutransportieren. Im Nahbereich ist die Durchmischung unterschiedlicher Nutzungsprofile gering, so dass bei der Netzausbauplanung mit hohen Gleichzeitigkeiten gerechnet werden muss. Hier spielt auch die von Anschlusspetenten nachgefragte vertragliche Netzanschlusskapazität (NAK) eine wesentliche Rolle, da Netzbetreiber zumindest im Vorfeld der Errichtung eines Netzanschlusses nicht beurteilen können, ob die beantragte NAK tatsächlich benötigt wird oder evtl. überdimensioniert ist.

Daher ist ein Anreizelement, das die Netzausbaukosten reflektiert, die typischerweise im Zusammenhang mit der Errichtung neuer oder der Erweiterung bestehender Netzanschlüsse von Netznutzern auftreten, durchaus vorstellbar. Da dieses Element auf einmalige (Investitions-) Entscheidungen und nicht auf kontinuierliche Einsatzentscheidungen von Anlagen zielen würde, wäre eine Ausgestaltung als Einmalzahlung wie bei dem heute bereits üblichen Instrument des Baukostenzuschusses (BKZ) am treffendsten. Denkbar wäre aber auch eine Ausgestaltung als periodisch zu zahlendes Entgelt. Um Abhängigkeiten von der Reihenfolge des Netzzutritts zu vermeiden, müsste eine gewisse Pauschalierung vorgesehen werden. Zudem wäre zu untersuchen, welche Differenzierungen z. B. nach Netzebene oder Standort sachgerecht und umsetzbar sind.

Im **Fernbereich** des Netzes aus Sicht eines bestimmten Netzanschlusspunkts ergibt sich die auslegungsrelevante Netzbelastung hingegen nicht aus der Summe der NAK aller im jeweiligen Einzugsbereich angeschlossenen Netznutzer, sondern aus dem Zusammenwirken der Einsatzentscheidungen aller Netznutzer. Beispielsweise werden die besonders kostenintensiven Gleichstromkorridore im Übertragungsnetz ebenso wie die meisten weiteren Maßnahmen im Netzentwicklungsplan nicht auf Basis von NAK-Summen geplant, sondern auf Basis von Netzbelastungsszenarien, die eigens für diesen Zweck aufgestellt und konsultiert werden. Ähnliches gilt für große Teile des Netzausbaubedarfs der VNB, insbesondere auf den oberen Verteilnetzebenen. Es erscheint daher kaum möglich, diesen – sehr großen – Anteil der Netzausbaukosten zielgenau den Investitions- und Netzanschlussentscheidungen der einzelnen Netznutzer zuzuordnen. Allenfalls bei sehr robusten strukturellen Engpässen wie dem Nord-Süd-Engpass im Übertragungsnetz wäre für Netznutzer mit weitgehend klar vorhersehbarer Einsatzcharakteristik vorstellbar, die erwarteten Netzausbaukosten bereits den Investitions- und Anschlussentscheidungen zuzuordnen und ein hierauf bezogenes Anreizelement einzuführen.

Der überwiegende Teil der Netzausbaukosten kann jedoch nicht verlässlich den Anschlussentscheidungen, sondern nur den Einsatzentscheidungen der Netznutzer zugeordnet werden. Ein hierauf zielendes Anreizelement müsste ähnlich ausgestaltet sein wie ein Anreizelement, das die Kosten des kurzfristigen Engpassmanagements reflektiert. Auch hier würde sich die Zuordnung daran orientieren, welchen Einfluss das Nutzungsverhalten (Einspeisung oder Entnahme) an einem bestimmten Anschlusspunkt und zu einem bestimmten Zeitpunkt auf die Belastung von Engpassstellen hat, die durch Netzausbau entlastet werden sollen. Der entscheidende Unterschied zu einem auf die tatsächlichen Engpasskosten abstellenden Anreizelement bestünde darin, dass der Kostenmaßstab aus den erwarteten Ausbaukosten abgeleitet werden müsste. Hierzu wurde in der Vergangenheit bereits verschiedentlich ein Konzept der langfristigen Grenzkosten des Netzausbaus vorgeschlagen, z. B. von Jahn et al.¹². Dieses Konzept führt allerdings zu einem weniger eindeutigen Maßstab, da die Ausbaukosten nicht ohne weitere Annahmen den Zeitpunkten kritischer Netzbelastung zugeordnet werden können.

Darüber hinaus besteht hier ein prinzipielles Risiko von Fehlanreizen, da der (spätere) Netzausbau nicht eine zwingende und eindeutige Folge der Netzbelastung zu einem bestimmten Zeitpunkt ist, sondern nur indirekt über die Ermittlung von Szenarien und Netzausbauplänen daraus abgeleitet wird. Somit könnte ein solches Anreizelement z. B. Netznutzungen verteuern und ggf. verhindern, die als Treiber eines späteren Netzausbaus angesehen werden, obwohl sie im aktuellen Zeitpunkt keinen akuten Engpass und somit auch keine Engpasskosten auslösen würden. Es ist daher abzuwägen, ob eine solche Anreizsetzung insgesamt als vorteilhaft angesehen wird,

¹² (Jahn, Hümmer, 2025)

weil damit frühzeitig ein engpassvermeidendes und den Netzausbaubedarf dämpfendes Verhalten angereizt wird (dynamische Effizienz der Preissignale), oder ob der Nachteil überwiegt, dass hiermit die vollständige und effiziente Ausnutzung bestehender Netzkapazität (statische Effizienz der Netzauslastung) beeinträchtigt werden kann.

2.1.4 Unterscheidung von Netzentgeltkomponenten nach Funktionen

Wie die obigen Überlegungen zeigen, ergeben sich aus den beiden Grundfunktionen der Netzentgelte deutlich unterschiedliche Anforderungen an deren Ausgestaltung und die zugrunde liegenden Kalkulationsprinzipien. Es ist daher herausfordernd, die Netzentgelte so zu gestalten, dass beide Funktionen in angemessener Weise erfüllt werden. In der Vergangenheit wurde meist in erster Linie von der Finanzierungsfunktion ausgegangen und versucht, die Entgelte im Rahmen des bestehenden Spielraums so zu gestalten, dass sie zumindest näherungsweise auch Anreize in einer gewünschten Richtung vermitteln. Hierbei ist jedoch das Risiko hoch, dass die erzielten Anreizwirkungen fallweise nicht effizient sind oder sogar in die falsche Richtung gehen.

Um eine klarere Fokussierung auf die unterschiedlichen Anforderungen für die beiden Funktionen zu ermöglichen, schlagen die Gutachter daher vor, für jede der Funktionen eigenständige Netzentgeltkomponenten vorzusehen, die jeweils nur oder primär nach den Anforderungen der jeweiligen Funktion ausgestaltet werden. Dies bedeutet,

- für die Finanzierungsfunktion Entgeltkomponenten vorzusehen, die auf dem Durchschnittskostenprinzip beruhen und primär mit Blick auf eine angemessene Verteilung der Finanzierungsbeiträge und unter Beachtung der Auswirkungen der Kostenbelastung auf die unterschiedlichen Netznutzer ausgestaltet werden, und
- für die Anreizfunktion Entgeltkomponenten vorzusehen, die auf dem Grenzkostenprinzip beruhen und zielgenau auf die damit verfolgten Anreizziele ausgerichtet sind.

Diese Differenzierung vereinfacht die Ausgestaltung der einzelnen Komponenten, da jeweils nur eine der beiden Grundfunktionen fokussiert wird. Es ist aber nicht möglich, die Wirkungen einer Entgeltkomponente vollständig auf eine der beiden Funktionen zu beschränken. Vielmehr vermitteln auch Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion Anreize, und Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion wirken sich auf die Finanzierungsbeiträge der Netznutzer aus. Aus diesen Wechselwirkungen ergeben sich folgende Leitlinien für die Ausgestaltung:

- Der Finanzierungsbeitrag von Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion ist nicht als Vorgabe für die Ausgestaltung, sondern als Ergebnis der Anwendung dieser Entgeltkomponenten aufzufassen. Es stünde im Widerspruch zum Grenzkostenprinzip, wenn ein bestimmter Kostenanteil vorgegeben würde, der mit den Entgeltkomponenten gedeckt werden soll. Die Höhe des resultierenden Finanzierungsbeitrags hängt auch davon ab, wie intensiv die Netznutzer auf den mit den Entgeltkomponenten geschaffenen Anreiz reagieren. Hieraus folgt, dass es Aufgabe der Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion sein muss, den Teil der Netzkosten zu decken, der nicht bereits durch Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion gedeckt wird. Je nach Ausgestaltung ist dabei auch denkbar, dass die Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion für einen Teil der Netznutzer und evtl. sogar insgesamt negative Finanzierungsbeiträge bewirken, was bei Anreizen für netzkostensenkendes Verhalten auch durchaus konzeptgemäß sein kann.
- Die Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion sollten so ausgestaltet werden, dass sie die gezielten Anreizwirkungen der Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion möglichst wenig beeinträchtigen; im Idealfall sollten sie hinsichtlich dieser Anreizziele neutral sein. Darüber

hinaus sollte, wie in Abschnitt 2.1.2 erörtert, generell angestrebt werden, dass die Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion möglichst wenige Fehlanreize vermitteln bzw. die unvermeidbaren Anreize möglichst geringe nachteilige Auswirkungen auf die volkswirtschaftliche Effizienz der Netznutzung haben. Das letztgenannte Ziel ist selbst dann zu beachten, wenn überhaupt keine Entgelte mit Anreizfunktion eingeführt werden.

Vorschläge zur Orientierung an diesen Leitlinien und zur Differenzierung der Entgeltkomponenten nach ihren Grundfunktionen in dieser oder ähnlicher Form finden sich auch in der einschlägigen wissenschaftlichen Literatur der letzten Jahre (vgl. Morell-Dameto et al.¹³, Weidlich et al.¹⁴).

Die vorgeschlagene Differenzierung kann dazu führen, dass insgesamt mehr Entgeltkomponenten vorgesehen werden und die Komplexität der Entgeltsystematik daher als erhöht empfunden wird. Dabei müssen die Netznutzer nicht zwingend mit der vollständigen Differenzierung konfrontiert werden. Wenn zwei Entgeltkomponenten, von denen eine der Finanzierungs- und eine der Anreizfunktion dient, die gleiche Bezugsgröße aufweisen, also beispielsweise Arbeitspreise in ct/kWh sind, können sie gegenüber den Netznutzern auch als summarische Entgeltkomponente ausgewiesen werden. Aus Transparenzgründen wäre es aber voraussichtlich auch in diesem Fall sinnvoll, den daran interessierten Netznutzern zu erläutern, wie sich die Entgeltkomponente zusammensetzt.

Die Behandlung der in Frage kommenden Entgeltkomponenten im vorliegenden Gutachten orientiert sich an der vorgeschlagenen Differenzierung nach den beiden Grundfunktionen. Die nachfolgenden Kapitel 3-6 befassen sich mit Entgelten mit Finanzierungsfunktion, wobei nach Netznutzergruppen differenziert und der Aspekt der vertikalen Kostenwälzung in einem eigenen Kapitel behandelt wird. Anschließend werden mögliche Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion behandelt, und zwar zunächst solche mit Wirkung auf Einsatzentscheidungen der Netznutzer (dynamische Netzentgelte; Kapitel 7) und anschließend solche, die sich ausschließlich auf Investitions- und damit verbundene Anschlussentscheidungen auswirken (Kapitel 8).

2.2 Rechtlicher Rahmen

2.2.1 Unionsrechtliche Vorgaben zur Netzentgeltsystematik

2.2.1.1 Für die Netzentgeltsystematik maßgebliche Rechtsgrundlagen

2.2.1.1.1 Regelungskompetenz des Unionsgesetzgebers

Die materielle Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik fällt in die Regelungskompetenz des Unionsgesetzgebers. Die Gesetzgebungskompetenz der EU ergibt sich aus Art. 194 AEUV.¹⁵ Die Netzentgeltsystematik ist insbesondere relevant für den Zugang Dritter zur Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur und damit für das Funktionieren des Energiemarkts (Art. 194 Abs. 1 lit. a AEUV).¹⁶ Darüber hinaus hat sie Bedeutung für den stabilen und zuverlässigen Netzbetrieb und damit für die Energieversorgungssicherheit in der Union (Art. 194 Abs. 1 lit. b AEUV). Zudem

¹³ (Morell-Dameto, 2023)

¹⁴ (Weidlich, 2025)

¹⁵ Vgl. auch BET/Aecoute, Gutachten - Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom, 5.1.2026, S. 12 ff.

¹⁶ Vgl. auch Erwägungsgrund 26 EltVO (VO (EU) 2019/943); zur Vorgängerverordnung (StromHVO (EG) Nr. 714/2009) auch EuGH v. 16.7.2020, C-771/18, EU:C:2020:584, Rn. 45 – Kommission/Ungarn.

kann die Netzentgeltsystematik insbesondere die Energieeffizienz und die Integration erneuerbarer Energien unterstützen und damit der Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen dienen (Art. 194 Abs. 1 lit. c AEUV).

Der Unionsgesetzgeber hat Regelungen, die die Netzentgeltsystematik betreffen, insbesondere in der Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (EltRL), in der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EltVO), in der Richtlinie (EU) 2023/1791 zur Energieeffizienz (EnEffRL), in der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (EE-RL) sowie in der Verordnung (EU) 838/2010 zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte getroffen. Auf den Inhalt dieser Vorschriften wird im weiteren Gutachten näher eingegangen. Da es sich um Unionsrechtsakte handelt, sind bei ihrer Auslegung besondere Anforderungen zu beachten. Nach der Rechtsprechung des EuGH erfordern die einheitliche Anwendung des Unionsrechts und der Gleichheitssatz, Begriffe einer Vorschrift des Unionsrechts in der gesamten Union einheitlich und autonom auszulegen, soweit unionsrechtliche Vorschriften nicht auf das Recht der Mitgliedstaaten verweisen und auch sonst keinen Spielraum lassen.¹⁷ Bei der Interpretation der Vorschrift sind alle Gesetzesfassungen in den Amtssprachen der EU zu berücksichtigen.¹⁸ Sollten durch die wörtliche Auslegung Divergenzen auftreten, versucht der EuGH diese im Wege der systematischen und teleologischen Auslegung auszuräumen und ein autonomes und einheitliches Begriffsverständnis zu entwickeln.¹⁹

2.2.1.1.2 Unterscheidung zwischen Vorgaben zur Kostenbasis und zur Netzentgeltsystematik

Bei der Bestimmung der Netzentgelte verfolgt das deutsche Recht einen zweistufigen Ansatz. Dieser liegt auch der Neuordnung durch Festlegungen der BNetzA zugrunde. Auf einer ersten Stufe werden die anerkennungsfähigen Gesamtnetzkosten des Netzbetreibers (Kostenbasis) ermittelt²⁰ und diese auf einer zweiten Stufe nach den Vorgaben der Netzentgeltsystematik auf die Netznutzer verteilt.²¹ Diese zweite Stufe lässt sich weiter differenzieren in die Festlegung der Methodik und die Bestimmung der konkreten Netzentgelte einzelner Netzentgeltspflichtiger.²² Ein solcher zweistufiger Ansatz ist unionsrechtlich nicht zwingend.²³ Andererseits sind aber auch keine Gründe für seine Unvereinbarkeit mit dem Unionsrecht ersichtlich.

¹⁷ So etwa EuGH v. 17.10.2019 - C-31/18, EU:C:2019:868, Rn. 43 f. - Elektrorazpredelenie Yug; EuGH v. 28.11.2024 - C-293/23, EU:C:2024:992, Rn. 51 - ENGIE Deutschland; BGH v. 13.5.2025 - EnVR 83/20 Rn. 17 - Kundenanlage.

¹⁸ EuGH v. 6.10.1982, C-283/81, EU:C:1982:335, Rn. 18 - CILFIT; EuGH v. 9.3.2006, C-174/05, EU:C:2006:170 Rn. 20 - Stichting Zuid-Hollandse Milieufederatie; Calliess/Ruffert/Wichard, 6. Aufl. 2022, AEUV Art. 342, Rn. 17.

¹⁹ EuGH v. 19.4.2007, C-455/05, EU:C:2007/232 Rn. 20 - Velvet & Steel/FA Hamburg-Eimsbüttel; EuGH v. 22.10.2015, C-264/14, EU:C:2015:718 Rn. 47 - Skatteverket/David Hedqvist; Calliess/Ruffert/Wichard, 6. Aufl. 2022, AEUV Art. 342, Rn. 17.

²⁰ Vgl. die Festlegungen im Rahmen des NEST-Prozesses, z.B. BNetzA v. 8.12.2025, GBK-25-01-1#1 - RAMEN Strom, und GBK-24-02-1#3 - StromNEF.

²¹ Hierzu soll die AgNes-Festlegung (GBK-25-01-1#3) ergehen, in deren Kontext das vorliegende Gutachten beauftragt wurde.

²² Vgl. auch ACER, Getting the Signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025, Rn. 225.

²³ Vgl. z.B. EuGH v. 16.7.2020, C-771/18, EU:C:2020:584 Rn. 46 ff. - Kommission/Ungarn, wonach die Netzerlöse nicht zwingend auf Grundlage aller Netzkosten ermittelt werden müssen. Zulässig wären zudem etwa eine Yardstick-Regulierung oder eine Preisobergrenzenregulierung.

Für das vorliegende Gutachten ist nur die zweite Stufe der Netzentgeltbestimmung relevant. Dementsprechend sind nur die Vorschriften des Unionsrechts heranzuziehen, die die Netzentgeltsystematik regeln. Ob eine unionsrechtliche Vorschrift die Kostenbasis oder aber die Netzentgeltsystematik betrifft, ist teilweise schwer festzustellen, da in beiden Fällen auf „Netzentgelte“, „Netztarife“, „Tarifmethoden“ o.ä. abgestellt wird. Möglich ist auch, dass Vorschriften sowohl die Kostenbasis als auch die Kostenverteilung betreffen.

Eine Vorschrift zur Netzentgeltsystematik liegt jedenfalls dann vor, wenn sie spezifisch die Netzentgeltermittlung für bestimmte Netzentgeltpflichtige regelt.

Beispiel (Art. 18 Abs. 7 EltVO): „Die Verteilungstarife müssen kostenorientiert sein, wobei die Nutzung des Verteilernetzes durch die Netznutzer einschließlich der aktiven Kunden zu berücksichtigen ist. Verteilungstarife können auf die Netzanschlusskapazität bezogene Elemente enthalten und können sich anhand der Verbrauchs- oder Erzeugungsprofile der Netznutzer unterscheiden. In den Mitgliedstaaten, die bereits intelligente Messsysteme verwenden, ziehen die Regulierungsbehörden gemäß Artikel 59 der Richtlinie (EU) 2019/944 bei der Festlegung oder Genehmigung von Übertragungs- oder Verteilungstarifen oder der entsprechenden Methoden zeitlich abgestufte Netztarife in Erwägung und führen diese erforderlichenfalls ein, um die Nutzung des Netzes auf eine für die Endkunden transparente, kosteneffiziente und vorhersehbare Weise zum Ausdruck zu bringen.“

Demgegenüber liegt eine Vorschrift zur Kostenbasis vor, wenn sie die Investitionstätigkeit oder Betriebsführung der Netzbetreiber regelt.

Beispiel (Art. 18 Abs. 2 lit. a EltVO): „Die Tarifmethoden a) spiegeln die Fixkosten der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber wider und berücksichtigen sowohl Kapital- als auch Betriebskosten, einschließlich antizipatorischer Investitionen, um sowohl kurzfristig als auch langfristig angemessene Anreize für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zu setzen und so die Effizienz einschließlich der Energieeffizienz zu steigern,“

Der Bezug auf Netzentgeltsystematik oder auf Kostenbasis ist insbesondere dann schwer festzustellen, wenn Vorschriften dem Wortlaut nach weder auf die Netzentgeltpflichtigen noch auf die Netzbetreiber abstellen.

Beispiel (Art. 18 Abs. 2 lit. b EltVO): „Die Tarifmethoden ... b) fördern die Marktintegration, die Integration erneuerbarer Energie und die Versorgungssicherheit,“

Nähere Ausführungen zur Bedeutung der einzelnen Regelungen für die Netzentgeltsystematik erfolgen im jeweiligen Sachzusammenhang, soweit für das vorliegende Gutachten relevant.

2.2.1.1.3 Netzentgeltbegriff des Unionsrechts

Die grundlegende Vorschrift zur materiellen Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik findet sich in Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 EltVO. Sie verwendet den Obergriff „Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben“ und spezifiziert drei Unterfälle. Der Begriff „Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben“ ist damit weit gefasst.

„Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben, einschließlich Entgelte für den Anschluss an die Netze, Entgelte für die Nutzung der Netze und etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze“

Die drei Unterfälle „Entgelte für den Anschluss an die Netze“, „Entgelte für die Nutzung der Netze“ sowie „Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze“ sind nicht näher definiert. Unter den Begriff „Entgelte für den Anschluss an die Netze“ dürften jedenfalls Entgelte zur

Abdeckung der Kosten für Herstellung oder Verstärkung von Netzanschlüssen fallen, möglicherweise aber auch Entgelte für den Betrieb von Netzanschlüssen. „Entgelte für die Nutzung der Netze“ dürften jedenfalls die Abdeckung der Kosten für den laufenden Netzbetrieb sowie für Abschreibungen umfassen. „Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze“ sprechen Entgelte für Netzausbaumaßnahmen an, die im Zusammenhang mit dem Netzanschluss von Anlagen oder dem laufenden Netzbetrieb anfallen.²⁴ Dies dürfte nach deutscher Systematik auch Baukostenzuschüsse (BKZ) erfassen. BKZ sind einmalige Aufwendungen für den Ausbau (Erstellung und / oder Verstärkung) des vorgelagerten Netzes bei Herstellung oder Verstärkung eines Netzanschlusses (dazu 2.2.2.3.3). Für das vorliegende Gutachten sind angesichts des geplanten Regelungsinhalts der AgNES-Festlegung vor allem die Regelungen zu Netznutzungsentgelten und zu Entgelten für den damit verbundenen Netzausbau relevant. Nicht eingegangen wird auf die unionsrechtlichen Vorgaben zu Netzanschlussentgelten, soweit diese die Kosten für Herstellung oder Verstärkung von Netzanschlüssen betreffen.

Andere Regelungen in Art. 18 Abs. 1 sowie Abs. 4-6 EltVO sprechen in der Folge von „Netzentgelten“, „Netzzugangsentgelten“ oder auch nur „Entgelten“. Diese Begriffe dürften nach ihrem sprachlichen und systematischen Zusammenhang dem Begriff „Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben“ entsprechen. Auch in den rechtlichen Ausführungen des vorliegenden Gutachtens wird in diesem Sinne grundsätzlich von „Netzentgelten“ gesprochen. Ebenso dürfte dieses weite Verständnis der Netzentgelte aus systematischen Gründen auch den Vorgaben zu Netztarifen, die die von einzelnen Netzentgeltpflichtigen zu leistenden Netzentgelte vorstrukturieren, nach Art. 18 Abs. 2, 3, 7-10 EltVO zugrunde liegen.

Aus systematischen Gründen dürfte dieses weite Verständnis grundsätzlich auch für die Vorschriften der EltRL, der EnEffRL sowie der EE-RL gelten, die Netzentgelte, Zugangsentgelte oder Netztarife regeln. Ein solches einheitliches Begriffsverständnis kommt auch in der ausdrücklichen Bezugnahme auf „Artikel 18 der Verordnung (EU) 2019/943“ in Art. 16 Abs. 1 lit. e und Art. 60 Abs. 1 S. 1 EltRL sowie Art. 27 Abs. 1 S. 2, Abs. 3 S. 4 und Anhang XIII Nr. 1 EnEffRL zum Ausdruck.

Im Einzelfall können sich allerdings aufgrund der Wortwahl Zweifel ergeben. So müssen die Regulierungsbehörden gemäß Art. 59 Abs. 7 lit. a Halbs. 2 EltRL zumindest die nationalen Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen „für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der Tarife für die Übertragung und die Verteilung oder ihrer Methoden“ festlegen oder genehmigen. Dies bezieht sich dem Wortlaut nach nicht auf „Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze“. Auch der Wortlaut des Art. 27 Abs. 9 EnEffRL, der Sonderregelungen zur Standortsteuerung von KWK-Anlagen enthält, spricht nur von „Anschluss- und Netznutzungsgebühren“ und adressiert nicht die „Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze“.²⁵ Eine bewusste Einschränkung des Anwendungsbereichs lässt sich hieraus aber nicht ohne weiteres ableiten. Insbesondere werden Netzanschlussentgelte häufig in einem weiten Sinn verstanden werden, der auch die damit verbundenen

²⁴ Nach Verständnis der Gutachter umfassen „Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze“ damit insbesondere sog. „deep connection charges“ (dazu etwa ACER, Report on transmission and distribution tariff methodologies in Europe, 2023, Rn. 23).

²⁵ Entsprechend klar gefasst sind auch die englische und die französische Sprachfassung.

Netzausbaukosten umfasst („deep connection charges“).²⁶ In diesem Sinne hat z.B. auch das OLG Düsseldorf BKZ den Netzanschlussentgelten zugeordnet.²⁷

Einen eindeutig eingeschränkten Anwendungsbereich bringt die Anknüpfung an die „von den Erzeugern zu zahlenden jährlichen durchschnittlichen Übertragungsentgelte“ in Anhang Teil B Nr. 1-3 VO (EU) 838/2010 zum Ausdruck. Die Regelung beschränkt sich nicht nur auf Erzeuger, sondern umfasst insbesondere auch keine Entgelte für Netzanschlussanlagen, für Hilfsdienste und für spezifische Netzverluste, vgl. Anhang Teil B Nr. 2 UAbs. 2 Nr. 1-3 VO (EU) 838/2010. Angesichts der Anknüpfung an „jährliche durchschnittliche Übertragungsentgelte“ werden zudem keine Einmalzahlungen für den mit Netzanschluss oder Netznutzung verbundenen Netzausbau erfasst.

Vom Netzentgeltbegriff zu unterscheiden sind Engpasserlöse i.S.v. Art. 19 EltVO. Solche Engpasserlöse können sich im Falle gebotszonenübergreifender Netzengpässe ergeben, wie die Bezugnahme auf „Einnahmen aus der Vergabe von zonenübergreifender Kapazität“ bzw. auf die „auf Verbindungsleitungen zwischen den betreffenden Gebotszonen eingenommenen Engpasserlöse[n]“ in Art. 19 Abs. 2 EltVO verdeutlicht.²⁸ Engpasserlöse i.S.v. Art. 19 EltVO sind nicht vom Netzentgeltbegriff des Art. 18 EltVO umfasst. In diesem Sinne unterscheidet bereits die Überschrift von Kapitel III Abschnitt 2 EltVO, der die Art. 18 und 19 umfasst, zwischen Netzentgelten und Engpasserlösen. Ebenso unterscheidet Art. 18 Abs. 5 EltVO zwischen „Netzzugangsentgelten“ und „Entgelten aufgrund des in Artikel 16 genannten Engpassmanagements“ sowie Art. 19 Abs. 5 EltVO zwischen „Engpasserlösen“ und „Netztarifen“. Ebenso findet sich diese Unterscheidung in Art. 44 Abs. 4 sowie Art. 59 lit. d und f EltRL. Dagegen sind etwaige Entgelte, die für das gebotszoneninterne Engpassmanagement erhoben werden, keine „Engpasserlöse“ i.S.v. Art. 19 EltVO, sondern fallen unter den Begriff der „Netzentgelte“. Dies kommt auch in der Regelung zu Entgelten für Hilfsdienste i.S.v. Anhang Teil B Nr. 2 UAbs. 2 Nr. 2 VO (EU) 838/2010 zum Ausdruck (dazu 4.4.1.1).

2.2.1.2 Unionsrechtliche Grundsätze der Netzentgeltsystematik

2.2.1.2.1 Grundsatz der Lebensfähigkeit der Netze

Gemäß Art. 59 Abs. 7 lit. a Halbs. 2 EltRL, bestätigt in Art. 27 Abs. 5 EnEffRL, sind die Netztarife oder Methoden so zu gestalten, „dass die notwendigen Investitionen in die Netze auf eine Art und Weise vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist“. Die Netzentgelte müssen daher angemessene Kapitalrenditen sicherstellen, die es den Betreibern erlauben, die für die Lebensfähigkeit der Netze notwendigen Investitionen zu tätigen.²⁹ Die entsprechende Vorschrift der alten GasRL 2009 (Art. 41 Abs. 6 lit. a RL (EG) 2009/73) schreibt den NRB nach der Rechtsprechung des EuGH vor, „entweder zum Zeitpunkt der Annahme der Methode zur Berechnung der Tarife für die Fernleitung und Verteilung von Erdgas oder bei der konkreten Festsetzung dieser Tarife zusätzlich zur Deckung der den Fernleitungs- und

²⁶ Vgl. ACER, Report on transmission and distribution tariff methodologies in Europe, 2023, Rn. 23; ACER, Getting the Signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025, Rn. 55.

²⁷ OLG Düsseldorf v. 20.12.2023, VI-3 Kart 183/23 (V), N&R 2024, 96 (97, 98 f.).

²⁸ In diesem Sinne auch zur Vorgängervorschrift nach Art. 16 StromHVO 2009 (VO (EG) Nr. 714/2009) BerIKommEnergieR/Pritzsche/Reimers, 4. Aufl. 2018, StromHVO Art. 16 Rn. 1 f., 18; vgl. auch OLG Düsseldorf Beschl. v. 15.3.2017 – 3 Kart 181/15, BeckRS 2017, 112334 Rn. 145.

²⁹ So zu den Übertragungsnetzen auf Grundlage von Art. 14 Abs. 1 und 2 StromHVO (VO (EG) Nr. 714/2009) EuGH v. 16.7.2020, C-771/18, EU:C:2020:584, Rn. 46 – Kommission/Ungarn. Vgl. auch EuGH v. 29.10.2009, C-274/08, EU:C:2009:673 – Kommission/Schweden, Rn. 38, zur erforderlichen Vorhersehbarkeit der Tarife.

Verteilernetzbetreibern für die Gewährleistung des Netzzugangs entstehenden tatsächlichen Kosten [...] die Deckung der für die Lebensfähigkeit dieser Netze notwendigen Investitionen [...] vorzusehen“.³⁰ Der Grundsatz der Lebensfähigkeit der Netzentgelte betrifft damit die Gewährleistung des Zuflusses der für die notwendigen Investitionen erforderlichen Finanzmittel.

Auf Grundlage des zweistufigen deutschen Systems der Netzentgeltbestimmung (oben 2.2.1.1.2) hat dieser Grundsatz zunächst Bedeutung für die Bestimmung der anerkennungsfähigen Netzkosten (Kostenbasis). Die damit verbundenen Fragen, etwa nach der Anerkennung einzelner konkreter Kostenpositionen oder nach effizienzbedingten Einschränkungen der Kostenanerkennung, sind nicht Gegenstand des vorliegenden Gutachtens. Der Grundsatz der Lebensfähigkeit der Netze hat zugleich aber eine Schnittstelle zur Netzentgeltsystematik, indem er verlangt, dass den Netzbetreibern die erforderlichen Finanzmittel zufließen. Dies legt nahe, dass die Netzentgelte in Summe zumindest die anerkennungsfähigen Netzkosten decken können müssen.³¹ Die Möglichkeit zur Kostendeckung soll in der geplanten deutschen Netzentgeltsystematik insbesondere über die Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion sichergestellt werden (Kap. 3-6). Nicht ausgeschlossen wird hierdurch, dass die anerkennungsfähigen Netzkosten teilweise durch andere Einnahmen der Netzbetreiber gedeckt werden, soweit alle sonstigen rechtlichen Vorgaben (etwa des Beihilferechts nach Art. 107 ff. AEUV) eingehalten werden. Nach deutschem Recht betrifft dies z.B. die teilweise Deckung der Übertragungsnetzkosten über Ausgleichsenergiepreise³² oder staatliche Zuschüsse.³³

2.2.1.2.2 Grundsatz der Kostenorientierung

Der Grundsatz der Kostenorientierung ist zentrales Element des Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 EltVO als der grundlegenden Vorschrift zur Netzentgeltbestimmung wie auch der speziellen Vorschrift zu den Verteilungstarifen nach Art. 18 Abs. 7 S. 1 EltVO.

Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 EltVO: „Die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben, einschließlich Entgelte für den Anschluss an die Netze, Entgelte für die Nutzung der Netze und etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze, müssen kostenorientiert und transparent sein, der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen und die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden. Die Entgelte dürfen keine damit nicht zusammenhängenden Kosten zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen.“

Die Kostenorientierung der Netzentgelte wird hierbei jeweils als wesentliches Kriterium der Netzentgeltbestimmung an erster Stelle genannt. Das Erfordernis kostenorientierter Netzentgelte wird außerdem als zentrale Netzentgeltanforderung in Art. 15 Abs. 1 und Abs. 2 lit. e EltRL für aktive Kunden, in Art. 15a Abs. 4 lit. a EltRL für die gemeinsame Energienutzung, in Art. 16 Abs. 1 lit. e EltRL für Bürgerenergiegemeinschaften, in Art. 21 Abs. 2 lit. a i EE-RL für Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität sowie in Art. 22 Abs. 4 lit. d EE-RL für Erneuerbare-

³⁰ EuGH v. 23.10.2025, Rs. C-87/24, EU:C:2025:826, Rn. 61 – Gaso.

³¹ Vgl. auch Kommission, C(2025) 4010 final, Anhang „Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs“, S. 9 („cost recovery is a key purpose of network tariffs“).

³² Vgl. § 23 Abs. 4 EnWG.

³³ Vgl. §§ 24a ff. EnWG.

Energie-Gemeinschaften betont.³⁴ Die Kostenorientierung der Netzentgelte kann daher als wesentlicher materieller unionsrechtlicher Grundsatz der Netzentgeltbildung angesehen werden.³⁵

Art. 18 EltVO lässt, indem er die Kostenorientierung auf die Netznutzung durch einzelne Netzentgeltspflichtige bezieht, auch eindeutig erkennen, dass der Grundsatz der Kostenorientierung die Netzentgeltsystematik und nicht nur die Kostenbasis betrifft.³⁶ So müssen die Verteilungstarife gemäß Art. 18 Abs. 7 S. 1 EltVO „kostenorientiert sein, wobei die Nutzung des Verteilernetzes durch die Netznutzer einschließlich der aktiven Kunden zu berücksichtigen ist.“ Nach Art. 18 Abs. 7 S. 2 EltVO können Verteilungstarife „auf die Netzanschlusskapazität bezogene Elemente enthalten und können sich anhand der Verbrauchs- oder Erzeugungsprofile der Netznutzer unterscheiden.“

Der Grundsatz der Kostenorientierung bringt die Vorstellung zum Ausdruck, dass die Netzentgelte in Beziehung zu den Kosten stehen sollen, die mit der jeweiligen Inanspruchnahme des Netzes verbunden sind. So spricht Erwägungsgrund 37 EltRL von „Echtzeit-Preissignalen, die den Wert und die Kosten von Elektrizität oder deren Transport in unterschiedlichen Zeiträumen aufzeigen“. Gemäß Art. 18 Abs. 3 EltVO tragen die Tarife nach Art. 18 Abs. 3 EltVO „dem Umfang der verursachten Netzverluste und Engpässe und den Kosten von Investitionen in die Infrastruktur Rechnung.“

Teilweise wird „Kostenorientierung“ dahin verstanden, dass jedem Netzentgeltpflichtigen die von ihm „verursachten“ Netzkosten – im Sinne eines individuellen Verursachungsbeitrags – in Rechnung gestellt werden sollen.³⁷ Ein solches Verständnis scheint auch Art. 18 Abs. 3 EltVO zugrunde zu liegen, wonach die Tarife „dem Umfang der verursachten Netzverluste und Engpässe“ Rechnung tragen sollen. In diese Richtung weist auch der Begriff „Verursachungsgerechtigkeit“ in der deutschen Fassung der Empfehlung der Kommission über zukunftsichere Netzentgelte zur Senkung der Energiesystemkosten (offener die englische Fassung: „cost-reflectivity“).³⁸ Es erscheint allerdings problematisch, einen klaren Verursachungszusammenhang zwischen dem Verhalten des Netzentgeltpflichtigen und den Kosten des Netzbetreibers festzustellen. Am ehesten kommt dies bei den Netzanschlusskosten und den Netzausbaukosten im Nahbereich des Netzanschlusses sowie bei bestimmten Betriebskosten (Netzverluste und Engpassmanagementkosten) in Betracht. Überwiegend dürfte ein klarer Verursachungszusammenhang aber nicht feststellbar sein. Dies gilt aufgrund von Durchmischungseffekten insbesondere für die Kapital- und Betriebskosten bei Mitnutzung vorhandener Netzinfrastruktur und für die Netzausbaukosten im Fernbereich eines Netzanschlusses. Dementsprechend wenden die Mitgliedstaaten nach den Feststellungen von ACER unterschiedliche Kostenzuordnungsmodelle („cost allocation models“, nämlich „average cost“, „incremental cost“ oder „forwardlooking cost“) an, wobei die überwiegende Anzahl der Mitgliedstaaten einem Durchschnittskostenansatz folgt.³⁹

³⁴ Vgl. weiterhin auch Anhang XIII Nr. 1 EnEffRL.

³⁵ Vgl. auch BerlKommEnergieR/Säcker/Meinzenbach, 4. Aufl. 2019, EnWG § 21 Rn. 9.

³⁶ Ob er daneben auch Bedeutung für die Ermittlung der Kostenbasis haben kann, ist nicht Gegenstand des vorliegenden Gutachtens.

³⁷ In diesem Sinne Stiftung Umweltenergie recht/Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, 2024, S. 20 f.; wohl auch Meyer, Die Netzentgeltsystematik Strom, 2021, S. 223; BerlKommEnergieR/Säcker/Meinzenbach, 4. Aufl. 2019, EnWG § 21 Rn. 11.

³⁸ Empfehlung der Kommission v. 2.7.2025, C(2025) 4024 final, Tz. 41.

³⁹ ACER, Getting the Signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025, Rn. 253 ff.

Der Grundsatz der Kostenorientierung behält aber auch dort Bedeutung, wo eine „verursachungsgerechte“ Zuordnung von Netzkosten nicht möglich ist. Insoweit liegt eine Orientierung an dem Wert des in Anspruch genommenen Netzes und den Netzkosten nahe. In diesem Sinne sollen die Verbraucher nach Erwägungsgrund 37 EltRL in die Lage versetzt werden, ihren Verbrauch den Echtzeit-Preissignalen anzupassen, die „den Wert und die Kosten von Elektrizität oder deren Transport“ in unterschiedlichen Zeiträumen aufzeigen. Außerdem veröffentlichen die Regulierungsbehörden gemäß Art. 59 Abs. 9 EltRL „die ausführliche Beschreibung der Methode und die zugrunde liegenden Kosten, die für die Berechnung der jeweiligen Netztarife verwendet wurden“. Dies ist nach Auffassung der Gutachter dahingehend zu verstehen, dass bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik in einem ersten Schritt die Kostensituation des Netzes beurteilt werden muss, wobei z.B. eine zeitlich differenzierte Betrachtung vorgenommen werden kann, um die Kostenzuordnung zu verbessern (vgl. auch Art. 18 Abs. 7 S. 3 EltVO). In einem zweiten Schritt ist dann der jeweiligen Netznutzung ein bestimmter Kostenanteil zuzuordnen, wobei Verteilungstarife u.a. auf die Netzanschlusskapazität bezogene Elemente enthalten und sich anhand der Verbrauchs- oder Erzeugungsprofile der Netznutzer unterscheiden können (vgl. Art. 18 Abs. 7 S. 2 EltVO).

Im Ergebnis lässt der Grundsatz der Kostenorientierung einen erheblichen Spielraum bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik. Dies bringt bereits der Begriff der (Kosten-) „Orientierung“ zum Ausdruck. Zudem zeigen verschiedene unionsrechtliche Vorschriften, dass unterschiedliche Netzentgeltsystematiken jeweils mit dem Grundsatz der Kostenorientierung vereinbar sein können. So bringt Art. 18 Abs. 3 EltVO zum Ausdruck, dass sowohl Verbraucher- als auch Einspeiseentgelte nach dem Grundsatz der Kostenorientierung möglich sind („Von der Höhe der gegenüber den Erzeugern oder Endkunden oder beiden erhobenen Tarife ...“). Ebenso ist die Anwendung räumlich oder zeitlich differenzierter Netzentgelte mit dem Grundsatz der Kostenorientierung vereinbar, aber nicht zwingend („Das Erfordernis der Kostenorientierung sollte die Möglichkeit einer effizienten Kostenumverteilung, wenn standort- oder zeitabhängige Netzentgelte erhoben werden, nicht einschränken.“).⁴⁰ Auch gemäß Art. 18 Abs. 7 S. 3 EltVO sind zeitlich abgestufte Netztarife nur „in Erwägung“ zu ziehen. Netzentgelte für Balkonkraftwerke können je nach Lage in einem Mitgliedstaat „sehr niedrig ausfallen oder sogar null betragen und gleichzeitig kostenorientiert, transparent und diskriminierungsfrei sein.“⁴¹ Gemäß Art. 18 Abs. 7 S. 2 EltVO „können“ Verteilungstarife auf die Netzanschlusskapazität bezogene Elemente enthalten, müssen dies aber nicht.

Dieser Verständnis des Grundsatzes der Kostenorientierung, das den nationalen Regulierungsbehörden einen weiten Gestaltungsspielraum belässt, entspricht dem Ziel, Raum für unterschiedliche nationale Netzentgeltregelungen zu lassen, „wo eine verbindliche Harmonisierung als nicht adäquat angesehen wird“.⁴² Dieses Ziel kommt auch darin zum Ausdruck, dass der Kommission im Bereich der Stromnetzentgelte – anders als im Bereich der Erdgas- und der Wasserstoffnetzentgelte nach Art. 70 ff. VO (EU) 2024/1789 – keine Kompetenz zum Erlass von Netzkodizes oder Leitlinien übertragen wurde.

⁴⁰ Erwägungsgrund 23 der VO (EU) 2024/1747 zur Änderung der EltVO.

⁴¹ Erwägungsgrund 25 der RL (EU) 2024/1711 zur Änderung der EltRL.

⁴² Vgl. Erwägungsgrund 40 EltVO.

2.2.1.2.3 Grundsatz der Nichtdiskriminierung

Der Grundsatz der Nichtdiskriminierung ist ein weiterer fundamentaler Grundsatz der Netzentgeltsystematik. Der nichtdiskriminierende Zugang Dritter zur Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur ist Voraussetzung für das Funktionieren der Energiemärkte als einem wesentlichen Ziel des Unionsrechts.⁴³ Die nichtdiskriminierende Gestaltung der Netzentgelte wird daher sowohl in der EltRL als auch der EltVO und der EnEffRL hervorgehoben.

Art. 6 Abs. 1 S. 1 EltRL: „Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass ein System für den Zugang Dritter zu den Übertragungs- und Verteilernetzen auf der Grundlage veröffentlichter Tarife eingeführt wird; die Zugangsregelung gilt für alle Kunden und wird nach objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung zwischen den Netzbenutzern angewandt.“

Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 EltVO: „Die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben [...] müssen kostenorientiert und transparent sein, der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen und die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden.“

Anhang XIII Nr. 1 EnEffRL: „Netztarife müssen transparent und nichtdiskriminierend sein und mit Artikel 18 der Verordnung (EU) 2019/943 im Einklang stehen [...]“.

Die Verpflichtung zur nichtdiskriminierenden Netzentgeltbestimmung trifft hierbei sowohl die Netzbetreiber (insbesondere Art. 31 Abs. 2 und 40 Abs. 1 lit. f EltRL) als auch die Regulierungsbehörden (insbesondere Art. 58 lit. d EltRL). Zudem verpflichtet Art. 3 lit. q EltVO alle Mitgliedstaaten, Regulierungsbehörden, Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber, Marktbetreiber und delegierten Betreiber auf den Grundsatz, dass Marktteilnehmer den Zugang zu Übertragungs- und Verteilungsnetzen auf der Grundlage objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Bedingungen beanspruchen können.

Besonders betont wird die Verpflichtung zur Nichtdiskriminierung im Hinblick auf aktive Kunden und Bürgerenergiegemeinschaften,⁴⁴ auf Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität und Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften,⁴⁵ auf Energiespeicherung und -aggregation⁴⁶ sowie auf die Gleichbehandlung von an die Verteilerebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen gegenüber den an die Übertragungsebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen.⁴⁷

Der Grundsatz der Nichtdiskriminierung erfordert eine vergleichende Betrachtung der Netzentgeltbestimmung für mehrere Sachverhalte. Das Diskriminierungsverbot der Netzentgeltregulierung stellt damit eine spezielle Ausprägung des allgemeinen Gleichheitsgrundsatzes dar.⁴⁸ Dieser kann sowohl zur Prüfung einer unterschiedlichen Behandlung vergleichbarer Sachverhalte

⁴³ Vgl. auch Erwägungsgrund 26 EltVO (VO (EU) 2019/943); zur Vorgängerverordnung (StromHVO (EG) Nr. 714/2009) auch EuGH v. 16.7.2020, C-771/18, EU:C:2020:584, Rn. 45 – Kommission/Ungarn.

⁴⁴ Art. 15 Abs. 2 lit. a, 15a Abs. 1 und Abs. 4 lit. a, 16 Abs. 1 lit. e EltRL.

⁴⁵ Art. 21 Abs. 2 lit. a i, 22 Abs. 4 lit. e EE-RL.

⁴⁶ Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 2 EltVO.

⁴⁷ Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO.

⁴⁸ EuGH v. 27.1.2022, C-179/20, EU:C:2022:58, Rn. 70 - Fondul Proprietatea SA (zu Art. 32 Abs. 1 EltRL 2009 (RL 2009/72); EuGH v. 29.9.2016, C-492/14, EU:C:2016:732, Rn. 79 - Essent Belgium (zu Art. 16 EltRL 1996 (RL 96/92/EG) und Art. 20 EltRL 2003 (RL 2003/54)); EuGH v. 7.6.2005, C-17/03, EU:C:2005:362, Rn. 47 - VEMW u. a. (zu Art. 7 Abs. 5 und Art. 16 EltRL 1996 (RL 96/92/EG)).

als auch zur Prüfung einer Gleichbehandlung unterschiedlicher Sachverhalte herangezogen werden.

„Vergleichbare Sachverhalte dürfen nicht unterschiedlich, unterschiedliche Sachverhalte nicht gleichbehandelt werden, es sei denn, dass eine derartige Betrachtung objektiv gerechtfertigt ist.“⁴⁹

Soweit Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 EltVO verlangt, dass die Netzentgelte „unterschiedslos angewandt“ werden, könnte dies möglicherweise nur eine Diskriminierung durch unterschiedliche Behandlung, nicht aber durch Gleichbehandlung von Sachverhalten verbieten. Das Verständnis des Diskriminierungsverbots der Netzentgeltregulierung als Sonderfall des allgemeinen Gleichheitssatzes legt allerdings die Einbeziehung auch einer diskriminierenden Gleichbehandlung nahe. Dies entspricht zugleich der englischen und der französischen Sprachfassung, die allgemein eine nichtdiskriminierende Behandlung verlangen („non-discriminatory“, „non discriminatoire“).

Je nach Ausgestaltung der Rechtsgrundlage kann diese nur die ungerechtfertigte Besserstellung von Sachverhalten, nur die ungerechtfertigte Benachteiligung von Sachverhalten oder beides regeln. Umfassend regelt z.B. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 2 Halbs. 1 EltVO, dass die Netzentgelte die Energiespeicherung oder –aggregation „weder bevorzugen noch benachteiligen“ dürfen. Enger verlangt demgegenüber Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 2 Halbs. 2 EltVO nur, dass die Netzentgelte „keine Negativanreize“ für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung setzen. Dies lässt sich nach Auffassung der Gutachter dahin verstehen, dass eine Besserstellung zwar als weniger problematisch angesehen wird, eine Rechtfertigung für eine gezielte Besserstellung („positive Diskriminierung“) von Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder Teilnahme an der Laststeuerung damit aber nicht zum Ausdruck gebracht wird.

Der Grundsatz der Nichtdiskriminierung erlangt vor allem für die unterschiedliche Behandlung von Sachverhalten Bedeutung. Er steht nach ständiger Rechtsprechung des EuGH nur einer unterschiedlichen Behandlung „vergleichbarer“ Sachverhalte entgegen. Die Vergleichbarkeit verschiedener Sachverhalte ist hierbei in Anbetracht aller Merkmale zu beurteilen, die sie kennzeichnen. Diese Merkmale sind u. a. im Licht des Gegenstands und des Ziels der Unionsmaßnahme, die die fragliche Unterscheidung einführt, zu bestimmen und zu beurteilen. Außerdem sind die Grundsätze und Ziele des Regelungsbereichs zu berücksichtigen, in den diese Maßnahme fällt.⁵⁰

Eine Ungleichbehandlung vergleichbarer Sachverhalte verstößt nicht per se gegen den Grundsatz der Nichtdiskriminierung, sondern kann gerechtfertigt sein. Eine Rechtfertigung setzt voraus, dass die unterschiedliche Behandlung auf einem objektiven und angemessenen Kriterium beruht, das seinerseits im Zusammenhang mit einem rechtlich zulässigen Ziel steht, das mit der in Rede stehenden Regelung verfolgt wird.

„Eine unterschiedliche Behandlung ist gerechtfertigt, wenn sie auf einem objektiven und angemessenen Kriterium beruht, d. h., wenn sie im Zusammenhang mit einem rechtlich zulässigen Ziel steht, das mit der in Rede stehenden Regelung verfolgt wird, und wenn diese unterschiedliche

⁴⁹ EuGH v. 11.6.2020, C-634/18, EU:C:2020:455, Rn. 43 - JI; EuGH v. 21.7.2011, C-2/10, EU:C:2011:502, Rn. 64 - Azienda Agro-Zootecnica Franchini Srl u.a.; EuGH v. 3.5.2007, C-303/05, EU:C:2007:261, Rn. 56 - Advocaten voor de Wereld.

⁵⁰ EuGH v. 10.2.2022, C-522/20, EU:C:2022:87, Rn. 20 - OE; EuGH v. 6.6.2019, C-264/18, EU:C:2019:472, Rn. 29 - P.M. u. a.

*Behandlung in angemessenem Verhältnis zu dem mit der betreffenden Behandlung verfolgten Ziel steht (...).*⁵¹

Die unterschiedliche Behandlung der Sachverhalte ist daher in einem ersten Schritt daraufhin zu prüfen, ob ein objektives Differenzierungskriterium angewendet wird, das durch die Regelungsziele der Vorschrift begründbar ist. Anschließend ist die unterschiedliche Behandlung in einem zweiten Schritt auf ihre Verhältnismäßigkeit zu prüfen, wobei diese Prüfung an den Regelungszielen auszurichten ist, die mit der unterschiedlichen Behandlung verfolgt werden. Die Prüfung ist jeweils im konkreten Fall anhand der dort verfolgten Regelungsziele vorzunehmen. Näher eingegangen wird im vorliegenden Gutachten insbesondere auf die unterschiedliche Bemessung von Verbraucher-, Erzeuger- und Speicherentgelten (4.2.2, 5.2.2), auf die Anwendung von Obergrenzen auf etwaige Einspeiseentgelte in der Übertragungs- und der Verteilernetzebene (4.4.1.2) sowie auf die unterschiedliche Systematik für Verbraucherentgelte und Kostenwälzung in nachgelagerte Netze (6.5.1).

2.2.1.2.4 Transparenzgrundsatz

Einen weiteren wesentlichen Grundsatz der Netzentgeltbestimmung bildet der Transparenzgrundsatz, der sowohl in der EltRL als auch der EltVO und der EnEffRL verankert ist.

*Art. 59 Abs. 1 lit. a EltRL: „Sie [die Regulierungsbehörde] ist dafür zuständig, anhand transparenter Kriterien die Übertragungs- oder Verteilungstarife oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen.“*⁵²

*Art. 18 Abs. 1 EltVO: „Die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben [...] müssen kostenorientiert und transparent sein [...]“*⁵³

Art. 24 Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII Nr.1 EnEffRL: „Netztarife müssen transparent und nichtdiskriminierend sein und mit Artikel 18 der Verordnung (EU) 2019/943 im Einklang stehen ...“

Der Transparenzgrundsatz hat sowohl formelle als auch materielle Bedeutung. Er verlangt zum einen die Veröffentlichung netzentgeltrelevanter Informationen.⁵⁴ Dies betrifft gemäß Art. 6 Abs. 1 S. 2 und Art. 59 Abs. 9 EltRL insbesondere die Netztarife und Methoden, die zugrunde liegenden Kosten, die für die Berechnung der jeweiligen Netztarife verwendet wurden, sowie etwaige Vorschläge für Entscheidungen über Übertragungs- und Verteilungstarife. Zum anderen verlangt der Transparenzgrundsatz die inhaltliche Klarheit, ausreichende Bestimmbarkeit, Kontrolle und Nachvollziehbarkeit der Tarifgestaltung.⁵⁵

Im Verhältnis zu den vorgenannten Grundsätzen – Lebensfähigkeit der Netze, Kostenorientierung und Nichtdiskriminierung – hat der Transparenzgrundsatz damit eine dienende Funktion, indem er deren Einhaltung unterstützt.⁵⁶ Er erleichtert insoweit die Kontrolle, ob die

⁵¹ EuGH v. 27.1.2022, C-179/20, EU:C:2022:58 Rn. 72 - Fondul Proprietatea SA; EuGH v. v. 29.9.2016, C-492/14, EU:C:2016:732, Rn. 81 - Essent Belgium.

⁵² Spezielle Regelungen für aktive Kunden und Bürgerenergiegemeinschaften enthalten zudem Art. 15 Abs. 2 lit. a und Art. 16 Abs. 1 lit. 3 EltVO.

⁵³ Vgl. auch Art. 3 lit. q EltVO.

⁵⁴ Vgl. auch BET/Aecoute, Gutachten - Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom, 5.1.2026, S. 31

⁵⁵ BET/Aecoute, Gutachten - Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom, 5.1.2026, S. 31; BerlKommEnR/Pritzsche/Reimers, 4. Aufl. 2019, StromHVO Art. 14, Rn. 5; Durschang/Großmann, KlimR 2025, 370, 371.

⁵⁶ Meyer, Die Netzentgeltsystematik Strom, 2021, S. 211; Stiftung Umweltenergierecht/Schilderth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, 2024, S. 31.

Netzentgeltsystematik den materiellen unionsrechtlichen Vorgaben entspricht, u.a. bei Beschwerden nach Art. 60 Abs. 3 EitRL. Gleichzeitig trägt er durch Verbesserung der Nachvollziehbarkeit für die Netzentgeltpflichtigen zur Akzeptanz der Netzentgeltsystematik bei.

Darüber hinaus unterstützt der Transparenzgrundsatz auch die Funktion des Strommarktes, indem er die wirtschaftliche Planbarkeit verbessert. Die Tarife oder Elemente einer Methode zur Berechnung der Tarife müssen nach der Rechtsprechung des EuGH so genau sein, dass die Wirtschaftsteilnehmer ihre Kosten für den Zugang zu den Übertragungs- und Verteilernetzen abschätzen können.⁵⁷ Dies erleichtert den Wirtschaftsteilnehmern die Prüfung der Wirtschaftlichkeit von Strommarktgeschäften.⁵⁸ Nicht ausreichend ist daher ein Rechtsrahmen, der „nur allgemeine Grundsätze und Kriterien enthält, denen die Netztarife entsprechen müssen, und damit keine Methode, die es den Wirtschaftsteilnehmern erlaubt, die anzuwendenden Tarife auch nur annäherungsweise vorauszusehen.“⁵⁹

2.2.1.3 Netzentgeltspezifische Lenkungsziele für Zwecke des Netzes

2.2.1.3.1 Grundlagen

Neben den vorstehend dargestellten Grundsätzen enthält das Unionsrecht weitere netzentgeltspezifische Regelungen, die der Verfolgung spezieller Ziele dienen und das Verhalten der Netzentgeltpflichtigen über die Netzentgeltsystematik entsprechend lenken sollen. Dadurch unterscheiden sich netzentgeltspezifische Regelungen von allgemeinen Zielvorgaben des Unionsrechts (z.B. Verbraucherschutz, Umweltschutz), die vom Unionsgesetzgeber nicht in einen spezifischen Zusammenhang mit den Netzentgelten gestellt werden, sondern querschnittsartig für alle Regelungsbereiche gelten. Diese Zielvorgaben enthalten keine Aussage zu der Frage, mit welchen Instrumenten – insbesondere der Netzentgeltsystematik – sie verfolgt werden sollen. Auf ihre Bedeutung für die Netzentgeltsystematik ist gesondert einzugehen (2.2.1.5). Nicht Gegenstand des Gutachtens sind schließlich netzentgeltspezifische Regelungen, die eine Verhaltenslenkung der Netzbetreiber (z.B. im Sinne der Kosteneffizienz) bezwecken und damit die Kostenbasis betreffen.

Netzentgeltspezifische Ziele der Netzentgeltsystematik sollen die Netznutzung der Netzentgeltpflichtigen durch positive oder negative Anreize lenken. Der Einsatz der Netzentgeltsystematik für diese Zwecke liegt nahe, da die Netzentgelte eine Gegenleistung für die Netznutzung darstellen. Außerdem setzt die Netzentgeltsystematik durch die Bepreisung der Netznutzung unmittelbare Anreize für die Netznutzung und ist daher besonders geeignet, die Lenkungsziele zu erreichen. Die Lenkungsziele können sowohl kurzfristige Entscheidungen zur Netznutzung (z.B. Dispatch von Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsanlagen) als auch längerfristige Entscheidungen (z.B. Standortentscheidungen) betreffen.

Netzentgeltspezifische Ziele der Netzentgeltsystematik können in erster Linie Zwecken des Netzes dienen, insbesondere der Kosten- oder Energieeffizienz des Netzes oder dem sicheren und flexiblen Netzbetrieb (2.2.1.3.2 – 2.2.1.3.4). Hierbei können auch die Auswirkungen auf das Gesamtsystem der Stromnetze zu berücksichtigen sein, vgl. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EitVO („Gesamteffizienz des Netzes“). Netzentgeltspezifische Ziele der Netzentgeltsystematik können

⁵⁷ EuGH v. 29.10.2009, C-274/08, EU:C:2009:673, Rn. 40 – Kommission/Schweden.

⁵⁸ Vgl. Bourwieg/Hermes/Hellermann/Groebel, 4. Aufl. 2023, EnWG § 21, Rn. 51; BerIKommEnR/Pritzsche/Reimers, StromHVO Art. 14, Rn. 5.

⁵⁹ EuGH v. 29.10.2009, C-274/08, EU:C:2009:673, Rn. 39 – Kommission/Schweden.

möglicherweise aber auch darüber hinausgehen und Zwecken des Energieversorgungssystems insgesamt dienen, z.B. der Bereitstellung von Flexibilität für Zwecke des Strommarkts oder der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in den Strommarkt. Inwieweit netzentgeltspezifische Regelungen solche weitergehenden Ziele verfolgen, ist gesondert zu prüfen (2.2.1.4).

Die unionsrechtlichen Vorgaben lassen der nationalen Regulierungsbehörde (NRB) in der Regel einen weiten Gestaltungsspielraum bei der Verfolgung netzentgeltspezifischer Lenkungsziele. Zum einen sind die Lenkungsziele häufig sehr allgemein gefasst, z.B. Kosteneffizienz, Energieeffizienz, Marktintegration, Integration erneuerbarer Energien. Zum anderen sind die Anforderungen an die Zielverfolgung in der Regel sehr weich formuliert, z.B. „fördern“, „unterstützen“, „Rechnung tragen“ etc. Teilweise beschränken sich die Anforderungen zudem auf die Verhinderung negativer Wirkungen der Netzentgeltsystematik auf netzentgeltspezifische Lenkungsziele, verlangen aber keine positive Unterstützung der Zielerreichung. Dies gilt z.B. für Art. 15 Abs. 5 lit. b EltRL („keiner doppelten Netzentgelpflicht unterworfen“), für Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 2 EltVO („keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung“) oder für Anhang XIII Nr. 2 EnEffRL („nicht daran hindern, Systemdienste für Laststeuerungs-Maßnahmen, Nachfragemanagement und dezentrale Erzeugung auf organisierten Strommärkten ... zur Verfügung zu stellen“). Schließlich sind häufig verschiedene Zielsetzungen des Unionsrechts gegeneinander abzuwägen. Z.B. gilt der Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ gemäß Art. 27 Abs. 1 EnEffRL auch für die Netztarife, doch können die nationalen Energieregulierungsbehörden „unter Wahrung der Klimaziele der Union und der Nachhaltigkeit die Kosteneffizienz, die Systemeffizienz und die Versorgungssicherheit sowie die Marktintegration berücksichtigen, wie in Artikel 18 der Verordnung (EU) 2019/943 [...] festgelegt.“

Im Ergebnis kann aus den netzentgeltspezifischen Lenkungszielen in der Regel keine zwingende Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik abgeleitet werden.

2.2.1.3.2 Kosteneffizienz des Netzes

Das Ziel der Kosteneffizienz des Netzes ist in Art. 58 lit. f EltRL, Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 und Abs. 3 EltVO sowie Art. 27 Abs. 1 S. 2 EnEffRL verankert.

Art. 58 lit. f EltRL: „Bei der Wahrnehmung der in dieser Richtlinie genannten Regulierungsaufgaben trifft die Regulierungsbehörde alle angemessenen Maßnahmen zur Verwirklichung folgender Ziele im Rahmen ihrer Aufgaben und Befugnisse gemäß Artikel 59, [...] f) Sicherstellung, dass für Netzbetreiber und Netznutzer kurzfristig wie langfristig angemessene Anreize bestehen, für Effizienzsteigerungen, insbesondere Energieeffizienz, bei der Netzleistung zu sorgen und die Marktintegration zu fördern“

Die Vorschrift betrifft nach ihrem Wortlaut nicht nur die Ermittlung der Kostenbasis, sondern auch die Netzentgeltsystematik (Anreize für „Netznutzer“) und erfasst sowohl den Netzbetrieb als auch die Netzentwicklung („kurzfristig wie langfristig“). Sie dürfte nach Wortlaut und Systematik zudem neben der Energieeffizienz auch die Kosteneffizienz des Netzes umfassen. Hierfür sprechen insbesondere Art. 58 lit. d EltRL („Beiträge zur möglichst kosteneffizienten Verwirklichung der Entwicklung sicherer, zuverlässiger, effizienter und diskriminierungsfreier Systeme“) sowie Art. 31 Abs. 1 EltRL („in seinem Gebiet unter wirtschaftlichen Bedingungen ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsverteilernetz unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes und der Energieeffizienz zu betreiben, zu warten und auszubauen“).

Nicht abschließend geklärt ist, ob Art. 58 lit. f EltRL eine verbindliche Vorgabe für die Netzentgeltsystematik enthält. Die Vorschrift steht (nur) in Art. 58 EltRL („Allgemeine Ziele der Regulierungsbehörde“) und nicht in Art. 59 EltRL („Aufgaben und Befugnisse der

Regulierungsbehörden“).⁶⁰ Für den - dem Art. 58 EltRL 2019 bzw. Art. 36 EltRL 2009 entsprechenden - Art. 40 GasRL 2009 („Allgemeine Ziele der Regulierungsbehörde“) hat der EuGH aber ausdrücklich anerkannt, dass die dort normierten Ziele für die NRB verbindlich und daher im Rahmen des Art. 41 Abs. 8 GasRL 2009 zu beachten waren.⁶¹ Allerdings beschränken sich sowohl Art. 41 Abs. 8 GasRL 2009 als auch die entsprechende Vorschrift des Art. 37 Abs. 8 EltRL 2009 für den Stromsektor auf Anreize für Netzbetreiber und betrafen daher nicht die Netzentgeltsystematik. Gleiches gilt für den heutigen Art. 18 Abs. 2 lit. a EltVO, der insoweit an die Stelle des Art. 37 Abs. 8 EltRL 2009 getreten ist. Es erscheint jedoch möglich, dass Art. 58 lit. f EltRL entsprechend seinem Wortlaut auch für Netznutzer Beachtung verlangen kann und daher z.B. im Rahmen des Art. 59 Abs. 1 lit. a, Abs. 7 lit. a EltRL zu berücksichtigen ist.

Findet Art. 58 lit. f EltRL Anwendung, so räumt er der NRB einen erheblichen Gestaltungsspielraum ein. In Bezug auf Effizienzsteigerungen der Gasnetzbetreiber hat der EuGH zum Begriff „angemessene Anreize“ in Art. 41 Abs. 8 GasRL 2009 festgestellt, die Richtlinie räume den NRB „einen Gestaltungsspielraum hinsichtlich der Form dieser Anreize, aber auch hinsichtlich der Beurteilung und Feststellung ihrer Angemessenheit ein, wobei insbesondere die in Art. 40 der Richtlinie genannten Ziele, die für jede nationale Regulierungsbehörde verbindlich sind, die Begründungspflicht nach Art. 41 Abs. 16 der Richtlinie und die besonderen Merkmale des nationalen Erdgasmarkts zu beachten sind.“⁶² Gleichzeitig muss die NRB jedoch „entweder im Rahmen der Methode zur Berechnung der Erdgasfernleitungs- und -verteilungstarife oder spätestens bei deren Festsetzung oder Genehmigung klar, unmissverständlich und hinreichend genau darlegen [...], wie ihrer Auffassung nach mit diesen Tarifen sichergestellt werden soll, dass den Betreibern der entsprechenden Netze ein Anreiz geboten wird, sowohl kurzfristig als auch langfristig, die Ziele zu verfolgen und die Arbeiten zu unterstützen, die in Art. 41 Abs. 8 dieser Richtlinie aufgeführt sind.“⁶³

Deutlich kommt das Ziel der Kosteneffizienz außerdem in Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO zum Ausdruck. Danach „muss die Methode zur Bestimmung der Netzentgelte in neutraler Weise langfristig durch Preissignale für Kunden und Erzeuger zur Gesamteffizienz des Netzes beitragen“. Die Vorschrift betrifft die Netzentgeltsystematik („Preissignale für Kunden und Erzeuger“). Unklar ist, ob sie nur die Effizienz der Netzentwicklung oder auch des Netzbetriebs umfasst („langfristig“). Eingeschränkt auf standortbezogene Investitionssignale auf Unionsebene⁶⁴ legt zudem Art. 18 Abs. 3 EltVO das Ziel der Kosteneffizienz für die Netzentgeltsystematik fest („Anreize mittels Tarifstrukturen, um die Kosten für Redispatch und Ausbau des Stromnetzes zu senken“). Derartige Anreize sind aber nur „erforderlichenfalls“ vorgesehen und lassen der NRB damit zusätzlichen Gestaltungsspielraum. Ausdrücklich kommt das Ziel der Kosteneffizienz schließlich auch in Art. 27 Abs. 1 S. 2 EnEffRL zum Ausdruck, wonach die NRB bei ihren Beschlüssen zu Netztarifen u.a. die Kosteneffizienz berücksichtigen können, wie in Artikel 18 EltVO festgelegt.

⁶⁰ Anders noch Art. 36 lit. f und Art. 37 Abs. 8 EltRL 2009, wobei Art. 37 Abs. 8 EltRL 2009 allerdings auf Anreize für Netzbetreiber, nicht aber Netznutzer, beschränkt war.

⁶¹ EuGH v. 23.10.2025, Rs. C-87/24, EU:C:2025:826, Rn. 74 – Gaso.

⁶² EuGH v. 23.10.2025, Rs. C-87/24, EU:C:2025:826, Rn. 74 – Gaso.

⁶³ EuGH v. 23.10.2025, Rs. C-87/24, EU:C:2025:826, Rn. 77 – Gaso.

⁶⁴ Zu weitgehend erscheint die Beschränkung auf „grenzüberschreitende Stromlieferung“ bei Stiftung Umweltenergierecht/Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, 2024, S. 21, da Art. 18 EltVO die gebotszoneninternen Netzentgelte regelt.

2.2.1.3.3 Sicherheit und Flexibilität des Netzbetriebs

Als weiteres netzentgeltspezifisches Lenkungsziel formuliert Art. 18 Abs. 1 ErtVO die Sicherheit und Flexibilität des Netzbetriebs. Gemäß Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 ErtVO müssen Netzentgelte „der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen“ und nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 ErtVO dürfen die Netzentgelte „Energiespeicherung oder -aggregation weder bevorzugen noch benachteiligen und auch keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung setzen“. Hierbei regelt jedenfalls Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 ErtVO Fragen der Netzentgeltsystematik, da er die Auswirkungen der Netzentgelte auf bestimmte Tätigkeiten außerhalb des Netzbetriebs betrifft. Gleiches ist angesichts des systematischen Zusammenhangs auch für Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 ErtVO naheliegend. Die Regelungen betreffen zudem jedenfalls die Erbringung von Flexibilitätsleistungen für Zwecke des Netzes.⁶⁵

Die Flexibilität des Netzbetriebs ist außerdem Ziel des Art. 18 Abs. 2 lit. c ErtVO. Danach „unterstützen [die Tarifmethoden] die Nutzung von Flexibilitätsleistungen und ermöglichen die Nutzung flexibler Anschlüsse“. Die Vorschrift ist jedenfalls im Hinblick auf flexible Anschlüsse relevant für die Netzentgeltsystematik, da die „Nutzung flexibler Anschlüsse“ durch die Netzentgeltspflichtigen erfolgt.⁶⁶ Dagegen könnte die „Nutzung von Flexibilitätsleistungen“ nur die Ermittlung der Kostenbasis betreffen, da die „Nutzung“ der Flexibilitätsleistungen durch die Netzbetreiber erfolgt. Für ein solch restriktives Verständnis spricht insbesondere auch die Ursprungsfassung des Art. 18 Abs. 2 ErtVO aus dem Jahr 2019, die ausdrücklich nur Anreize für Netzbetreiber regelte. Aus entsprechenden Erwägungen zur Ursprungsfassung liegt ein restriktives Verständnis des Art. 18 Abs. 2 lit. e ErtVO nahe, wonach die Tarifmethoden „die Energiespeicherung, die Lastensteuerung und die damit verbundenen Forschungstätigkeiten“ unterstützen. Zudem dürfte jedenfalls die Unterstützung der Forschungstätigkeiten sich nur auf die Netzbetreiber beziehen.

Eine weitere netzentgeltspezifische Regelung zur Flexibilität des Netzbetriebs enthält Art. 15 Abs. 5 lit. b ErtRL. Danach sorgen die Mitgliedstaaten dafür, dass aktive Kunden, in deren Eigentum sich eine Speicheranlage befindet, „für gespeicherte Elektrizität, die an Ort und Stelle verbleibt, oder, wenn sie für Netzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen erbringen, keiner doppelten Entgeltspflicht und damit auch keiner doppelten Netzentgeltspflicht unterworfen sind“. Die Regelung bezieht sich jedenfalls im Hinblick auf die Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen aktiver Kunden für die Netzbetreiber auf die Netzentgeltsystematik und betrifft den Flexibilitäts-einsatz für Netzzwecke.

Klar zum Ausdruck kommt das Ziel der Flexibilität des Netzbetriebs auch in Art. 27 Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII Nr. 3 EnEffRL⁶⁷: „Netz- oder Einzelhandelstarife können einer dynamischen Tarifierung im Hinblick auf Laststeuerung-Maßnahmen seitens der Endkunden förderlich sein, z. B. a) nutzungszeitspezifische Tarife; b) Tarifierung in kritischen Spitzenzeiten; c) Echtzeit-Tarifierung und d) Spitzenzeitenrabatte.“ Die Regelung betrifft auch die Behandlung der nachfrageseitigen bzw. Laststeuerung in der Netzentgeltsystematik und kann jedenfalls auch Netzzwecken dienen, wie der Hinweis auf „netznutzungszeitspezifische Tarife“ zeigt.

⁶⁵ Vgl. zu § 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 ErtVO auch die französische Sprachfassung: „tiennent compte de la nécessité de garantir la sécurité et la flexibilité des réseaux“.

⁶⁶ Vgl. auch Art. 6a Abs. 2 lit. b ErtRL.

⁶⁷ Vgl. zudem Art. 27 Abs. 7 S. 2 EnEffRL.

Die Flexibilität des Netzbetriebs ist schließlich auch Gegenstand von Art. 27 Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII Nr. 2 EnEffRL. Danach dürfen Netzregulierung und Netztarife „Netzbetreiber oder Energie-einzelhändler nicht daran hindern, Systemdienste für Laststeuerungs-Maßnahmen, Nachfrage-management und dezentrale Erzeugung auf organisierten Strommärkten – auch auf außerbörs-lichen Märkten und Strombörsen zum Handel mit Energie, Kapazität, Ausgleichs- und Hilfsdiens-ten in allen Zeiträumen, einschließlich Terminmärkte, Day-Ahead- und Intraday-Märkte – zur Verfügung zu stellen [...]“. Die Regelung betrifft auch die Netzentgeltsystematik, soweit behin-dernde Wirkungen der Netztarife auf Energieeinzelhändler geregelt werden. Zudem bezieht sie sich auch auf die Bereitstellung von Flexibilität für Zwecke des Netzes, wie die Begriffe „System-dienste“ und „Hilfsdienste“ verdeutlichen.

2.2.1.3.4 Energieeffizienz des Netzes

Ein weiteres netzentgeltspezifisches Lenkungsziel stellt die Energieeffizienz des Netzes dar. Hier-bei bezeichnet „Energieeffizienz“ gemäß Art. 2 Nr. 30 EltRL das Verhältnis zwischen dem Ertrag an Leistung, Dienstleistungen, Waren oder Energie und dem Energieeinsatz. Diese Definition gilt gemäß Art. 2 Nr. 49 EltVO auch für die EltVO und findet sich entsprechend in Art. 2 Nr. 8 EnEffRL.

Verankert ist das Ziel der Energieeffizienz des Netzes jedenfalls in Art. 58 lit. f EltRL: „Bei der Wahrnehmung der in dieser Richtlinie genannten Regulierungsaufgaben trifft die Regulierungs-behörde alle angemessenen Maßnahmen zur Verwirklichung folgender Ziele im Rahmen ihrer Aufgaben und Befugnisse gemäß Artikel 59, [...] f) Sicherstellung, dass für Netzbetreiber und Netznutzer kurzfristig wie langfristig angemessene Anreize bestehen, für Effizienzsteigerungen, insbesondere Energieeffizienz, bei der Netzleistung zu sorgen und die Marktintegration zu för-dern“. Die Regelung betrifft die Netzentgeltsystematik, soweit angemessene Anreize für Netz-nutzer zur Steigerung der Energieeffizienz gefordert werden, und bezieht sich im Hinblick auf Effizienzsteigerungen „bei der Netzleistung“ auf die Energieeffizienz des Netzes. Nicht eindeutig geklärt ist allerdings die Verbindlichkeit dieser Aufgabennorm für die Netzentgeltsystematik (vgl. dazu 2.2.1.3.2).

Relevant ist weiterhin Art. 27 Abs. 1 S. 1 EnEffRL, wonach NRB bei ihren Beschlüssen zu Netztar-ifen „den Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ gemäß Artikel 3 der vorliegenden Richt-linie“ anwenden. Die Regelung dürfte, insbesondere aufgrund der ausdrücklichen Einbeziehung der Energieeffizienz von Stromübertragung und -verteilung in Art. 27 Abs. 7 S. 1 EnEffRL, auch die Energieeffizienz des Netzes umfassen. Unklar bleibt nach dem Wortlaut allerdings, ob das Energieeffizienzziel nur bei der Ermittlung der Kostenbasis oder auch im Rahmen der Netzent-geltsystematik zu berücksichtigen ist. Für eine Einbeziehung in die Netzentgeltsystematik spricht insbesondere der systematische Zusammenhang mit Art. 27 Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII Nr. 2 EnEffRL. Wie bereits zur Flexibilität des Netzbetriebs angesprochen, betrifft diese Vorschrift auch die Netzentgeltsystematik, soweit behindernde Wirkungen der Netztarife auf Energieein-zelhändler geregelt werden. Die dort angesprochenen Systemdienste dienen u.a. auch der Ener-gieeffizienz, z.B. Energieeinsparungen infolge Laststeuerung (lit. b) oder Anbindung von Erzeu-gungsquellen an verbrauchsnäheren Standorten (lit. e). Damit dürfte auch Art. 27 Abs. 1 S. 1 EnEffRL als Vorgabe für die Netzentgeltsystematik zu verstehen sein.

Schließlich dürfte die Energieeffizienz des Netzes auch Ziel des Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO sein. Danach „muss die Methode zur Bestimmung der Netzentgelte in neutraler Weise langfristig durch Preissignale für Kunden und Erzeuger zur Gesamteffizienz des Netzes beitragen“. Ange-sichts der Bezugnahme auf „Kunden und Erzeuger“ handelt es sich um eine Vorgabe zur Netzent-geltsystematik. Nach dem Wortlaut ist allerdings nicht eindeutig, ob neben der Kosteneffizienz auch die Energieeffizienz des Netzbetriebs adressiert werden soll. Hierfür spricht jedoch

Erwägungsgrund 39 EltVO, wonach die Netztarife zu keiner Benachteiligung der Energiespeicherung führen und keine Negativanreize für die Teilnahme an der Laststeuerung schaffen oder die Verbesserung der Energieeffizienz behindern sollten. Der Wortlaut („langfristig“) legt allerdings nahe, dass nur die Energieeffizienz der Netzentwicklung, nicht aber des Netzbetriebs umfasst sein soll.

2.2.1.4 Netzentgeltspezifische Lenkungsziele für Zwecke des Energieversorgungssystems

2.2.1.4.1 Marktintegration und Versorgungssicherheit

Die unionsrechtlichen Netzentgeltvorschriften können - über die in 2.2.1.3 dargestellten Lenkungsziele für Zwecke des Netzes hinaus – weitergehende Lenkungsziele für Zwecke des Energieversorgungssystems insgesamt verfolgen. Einzugehen ist zunächst auf die Ziele der Marktintegration und der Versorgungssicherheit. Der bereits im Zusammenhang mit der Kosten- und Energieeffizienz angesprochene Art. 58 lit. f EltRL regelt insoweit: „Bei der Wahrnehmung der in dieser Richtlinie genannten Regulierungsaufgaben trifft die Regulierungsbehörde alle angemessenen Maßnahmen zur Verwirklichung folgender Ziele im Rahmen ihrer Aufgaben und Befugnisse gemäß Artikel 59, [...] f) Sicherstellung, dass für Netzbetreiber und Netznutzer kurzfristig wie langfristig angemessene Anreize bestehen, für Effizienzsteigerungen, insbesondere Energieeffizienz, bei der Netzleistung zu sorgen und die Marktintegration zu fördern“. Die Vorschrift betrifft auch die Netznutzer und damit die Netzentgeltsystematik. Sie reicht auch über reine Netzzwecke hinaus. Ungeklärt ist allerdings die Verbindlichkeit dieser Regelung, da sie (nur) in Art. 58 EltRL („Allgemeine Ziele der Regulierungsbehörde“) steht. Denkbar erscheint aber ihre Berücksichtigung im Rahmen von Art. 59 Abs. 1 lit. a, Abs. 7 lit. a EltRL (vgl. dazu bereits 2.2.1.3.2).

Die zuvor bestehende Befugnisnorm des Art. 37 Abs. 8 EltRL 2009 zur Förderung von Marktintegration und Versorgungssicherheit – die allerdings nur Anreize für die Netzbetreiber und damit die Ermittlung der Kostenbasis, nicht die Netzentgeltsystematik betraf – findet in Art. 59 EltRL 2019 keine Entsprechung, sondern wurde in den unmittelbar anwendbaren Art. 18 Abs. 2 lit. b EltVO überführt. Dieser regelt „Die Tarifmethoden [...] fördern die Marktintegration, die Integration erneuerbarer Energie und die Versorgungssicherheit“ und wird auch von Art. 27 Abs. 1 S. 2 EnEffRL in Bezug genommen. Hierbei gehen die Ziele der Marktintegration und Versorgungssicherheit über reine Netzzwecke hinaus und können das gesamte Energieversorgungssystem betreffen.

Der Wortlaut lässt allerdings offen, ob Art. 18 Abs. 2 lit. b EltVO nur die Ermittlung der Kostenbasis regeln soll oder auch eine Vorgabe für die Netzentgeltsystematik enthält. Für ein restriktives Verständnis könnte sprechen, dass Art. 18 Abs. 2 lit. b EltVO in seiner Ursprungsfassung des Jahres 2019 nur die Netzkostenanerkennung betraf:⁶⁸ „Die Tarifmethoden spiegeln die Fixkosten der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber wider und setzen sowohl kurzfristig als auch langfristig angemessene Anreize für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, um die Effizienz einschließlich der Energieeffizienz zu steigern, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern, effiziente Investitionen zu unterstützen, die damit verbundenen Forschungstätigkeiten zu unterstützen, und Innovationen im Interesse der Verbraucher in Bereichen wie Digitalisierung, Flexibilitätsdienste und Verbindungsleitungen zu erleichtern.“ Demgegenüber ist der Wortlaut der Neufassung des Art. 18 Abs. 2 EltVO nun aber nicht mehr auf Netzbetreiber

⁶⁸ Gleiches galt bereits für die Vorgängervorschrift des Art. 37 Abs. 8 EltRL 2009.

beschränkt. Zudem könnte der Zusammenhang mit Art. 58 lit. f EltRL für seine Anwendung auch in der Netzentgeltsystematik sprechen. Die Frage erscheint letztlich ungeklärt.

2.2.1.4.2 Flexibilität des Energieversorgungssystems

Ein weiteres mögliches netzentgeltspezifisches Lenkungsziel könnte die Bereitstellung von Flexibilität für Zwecke des Energieversorgungssystems (jenseits der Stromnetze) darstellen. Wie bereits dargestellt müssen die Netzentgelte nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 EltVO „der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen“. Die deutsche Sprachfassung könnte damit ein solches Lenkungsziel umfassen. Der Zusammenhang zwischen „Netzsicherheit“ und „Flexibilität“ legt allerdings ein engeres, nur auf Netzzwecke beschränktes Verständnis nahe. Hierfür spricht auch die französische Sprachfassung („tiennent compte de la nécessité de garantir la sécurité et la flexibilité des réseaux“).

Auch für weitere Vorschriften ist trotz ihres weitgefassten Wortlauts zweifelhaft, ob sie die Bereitstellung von Flexibilität für das Energieversorgungssystem (jenseits der Netze) regeln sollen. Dies gilt für Art. 18 Abs. 2 lit. c EltVO, wonach die Tarifmethoden die Nutzung von Flexibilitätsleistungen unterstützen und die Nutzung flexibler Anschlüsse ermöglichen. Die Vorschrift ist jedenfalls teilweise (Nutzung flexibler Anschlüsse) nur auf Netzzwecke zugeschnitten. Es gilt weiterhin für Art. 18 Abs. 2 lit. e EltVO, wonach die Tarifmethoden „die Energiespeicherung, die Lastensteuerung und die damit verbundenen Forschungstätigkeiten“ unterstützen. Unklar ist hier zudem, ob der Tatbestand überhaupt die Netzentgeltsystematik betrifft. Jedenfalls die Unterstützung von Forschungstätigkeiten dürfte nur auf die Kostenbasis zielen. Auch galt die Ursprungsfassung des Art. 18 Abs. 2 EltVO aus dem Jahr 2019 nur für die Ermittlung der Kostenbasis. Die Vorgaben von Art. 18 Abs. 2 lit. c und lit. e EltVO hinsichtlich einer Bereitstellung von Flexibilität für das Energieversorgungssystem erscheinen damit letztlich ungeklärt.

Für andere Vorschriften liegt hingegen ein Verständnis nahe, das auch die Bereitstellung von Flexibilität für das Energieversorgungssystem insgesamt umfasst. So regelt Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 2 EltVO: „Die Netzentgelte dürfen Energiespeicherung oder –aggregation weder bevorzugen noch benachteiligen und auch keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung setzen.“ Die Vorschrift betrifft, wie bereits ausgeführt, auch die Netzentgeltsystematik. Für eine auf das Energieversorgungssystem insgesamt gerichtete Zielrichtung spricht der Zusammenhang mit der Sicherstellung der Angemessenheit der Ressourcen nach Art. 20 Abs. 3 lit. e EltVO. Dieser sieht vor: „Um Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen anzugehen, müssen die Mitgliedstaaten insbesondere den in Artikel 3 genannten Grundsätzen Rechnung tragen und Folgendes in Betracht ziehen: [...] e) die Ermöglichung von Eigenerzeugung, Energiespeicherung, Laststeuerungsmaßnahmen und Energieeffizienz durch den Erlass von Maßnahmen zur Beseitigung ermittelter regulatorischer Hindernisse“. Die Beseitigung regulatorischer Hemmnisse könnte sich hierbei in Zusammenhang mit Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 2 EltVO auch auf die Netzentgeltsystematik beziehen.

Relevant erscheint auch der bereits angesprochene Art. 27 Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII Nr. 2 EnEffRL: „Netzregulierung und Netztarife dürfen Netzbetreiber oder Energieeinzelhändler nicht daran hindern, Systemdienste für Laststeuerungs-Maßnahmen, Nachfragemanagement und dezentrale Erzeugung auf organisierten Strommärkten – auch auf außerbörslichen Märkten und Strombörsen zum Handel mit Energie, Kapazität, Ausgleichs- und Hilfsdiensten in allen Zeiträumen, einschließlich Terminmärkte, Day-Ahead- und Intraday-Märkte – zur Verfügung zu stellen [...]“. Wie ausgeführt betrifft die Vorschrift auch die Netzentgeltsystematik (Bereitstellung von Flexibilität durch Energieeinzelhändler). Wie die Bezugnahme auf organisierte Strommärkte einschließlich außerbörslichen Märkten und Strombörsen zeigt, zielt die Vorschrift auch auf die

Bereitstellung von Flexibilität für Zwecke des Strommarkts. Aufgrund des systematischen Zusammenhangs könnte auch Art. 27 Abs. 7 S. 2 EnEffRL („Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass [...] die Tarife eine nachfrageseitige Steuerung ermöglichen.“) in diesem Sinne verstanden werden.

2.2.1.4.3 Energieeffizienz des Energieversorgungssystems

Als weiteres netzentgeltspezifisches Lenkungsziel kommt die Förderung der Energieeffizienz des Energieversorgungssystems (jenseits der Stromnetze) in Betracht. Relevant ist zunächst Art. 27 Abs. 7 S. 1 EnEffRL:

„Die nationalen Regulierungsbehörden stellen sicher, dass Anreize in Übertragungs- bzw. Fernleitungs- und Verteilungstarifen, die sich nachteilig auf die Energieeffizienz der Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -lieferung sowie der Gaserzeugung, -fernleitung, -verteilung und -lieferung auswirken, beseitigt werden.“

Die Regelung kann auch die Netzentgeltsystematik betreffen, wie insbesondere die Bezugnahme auf Anreize für die Stromerzeugung und -lieferung zeigt. Dies macht zugleich deutlich, dass die Netzentgeltsystematik nicht nur der Energieeffizienz des Netzes, sondern auch anderer Teile des Energieversorgungssystems dienen soll. Die Reichweite dieses Ziels ist allerdings insoweit begrenzt, als nur die Beseitigung von Negativanreizen in Rede steht.

Ein solches Verständnis bringt auch Art. 27 Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII Nr. 2 EnEffRL zum Ausdruck:

„Netzregulierung und Netztarife dürfen Netzbetreiber oder Energieeinzelhändler nicht daran hindern, Systemdienste für Laststeuerungs-Maßnahmen, Nachfragemanagement und dezentrale Erzeugung auf organisierten Strommärkten – auch auf außerbörslichen Märkten und Strombörsen zum Handel mit Energie, Kapazität, Ausgleichs- und Hilfsdiensten in allen Zeiträumen, einschließlich Terminmärkte, Day-Ahead- und Intraday-Märkte – zur Verfügung zu stellen [...]“

Wie bereits angesprochen, können die angesprochene Systemdienste auch der Energieeffizienz dienen, z.B. Energieeinsparungen infolge Laststeuerung (lit. b) oder Nachfrageverringern infolge von Energieeffizienzmaßnahmen (lit. c). Die Vorschrift betrifft zudem die Netzentgeltsystematik, soweit behindernde Wirkungen der Netztarife auf Energieeinzelhändler geregelt werden. Sie bezieht sich auch auf die Energieeffizienz des Energieversorgungssystems jenseits der Netze, wie die Einbeziehung von Systemdiensten auf organisierten Strommärkten einschließlich außerbörslichen Märkten und Strombörsen verdeutlicht. Auch hier steht aber nur die Beseitigung von Negativanreizen in Rede.

Entsprechend könnte auch Art. 27 Abs. 1 EnEffRL in solch weitem Sinne zu verstehen sein:

„Die nationalen Energieregulierungsbehörden wenden bei der Erfüllung ihrer Regulierungsaufgaben gemäß den Richtlinien 2009/73/EG und (EU) 2019/944 in Bezug auf ihre Beschlüsse zum Betrieb der Gas- und Strominfrastruktur, einschließlich ihrer Beschlüsse zu Netztarifen, den Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ gemäß Artikel 3 der vorliegenden Richtlinie an. Zusätzlich zum Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ können die nationalen Energieregulierungsbehörden unter Wahrung der Klimaziele der Union und der Nachhaltigkeit die Kosteneffizienz, die Systemeffizienz und die Versorgungssicherheit sowie die Marktintegration berücksichtigen, wie in Artikel 18 der Verordnung (EU) 2019/943 und Artikel 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 festgelegt.“

Zwar lässt der Wortlaut offen, ob über die Netzentgeltsystematik auch Energieeffizienzziele jenseits der Stromnetze verfolgt werden sollen. Neben dem systematischen Bezug zu Art. 27 Abs. 7 S. 1 und Art. 27 Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII Nr. 2 EnEffRL legt aber auch der Begriff

„Systemeffizienz“ in Art. 27 Abs. 1 S. 2 EnEffRL ein nicht auf die Energieeffizienz der Stromnetze beschränktes Verständnis nahe. Gemäß Art. 2 Nr. 4 EnEffRL bezeichnet „Systemeffizienz“ die Auswahl energieeffizienter Lösungen, wenn diese auch einen kosteneffizienten Dekarbonisierungspfad, zusätzliche Flexibilität und die effiziente Nutzung von Ressourcen ermöglichen. Damit werden auch Aspekte des Energieversorgungssystems jenseits der Stromnetze in die Betrachtung einbezogen. Aus systematischen Gründen könnte aber erwogen werden, dass auch Art. 27 Abs. 1 EnEffRL insoweit primär auf die Beseitigung von Negativanreizen für die Energieeffizienz gerichtet sein könnte.

2.2.1.4.4 Integration erneuerbarer Energie

Gemäß Art. 18 Abs. 2 lit. b EltVO fördern die Tarifmethoden die Integration erneuerbarer Energie. Die Vorschrift kann nach ihrem Wortlaut nicht nur die Ermittlung der Kostenbasis, sondern auch die Netzentgeltsystematik betreffen. Zwar zielte die Ursprungsfassung des Art. 18 Abs. 2 EltVO (2019) nur auf die Ermittlung der Kostenbasis und nicht auf die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik. Sie enthielt aber auch noch keine vergleichbare Regelung zur Integration erneuerbarer Energie und hat daher wenig Aussagekraft. Für ein weites Verständnis spricht hingegen Erwägungsgrund 23 der VO 2024/1747, mit der die EltVO 2019 geändert wurde:

„Das Erfordernis der Kostenorientierung sollte die Möglichkeit einer effizienten Kostenumverteilung, wenn standort- oder zeitabhängige Netzentgelte erhoben werden, nicht einschränken. Dies würde darüber hinaus dazu beitragen, Energie aus erneuerbaren Quellen zu den geringsten Kosten für das Stromsystem zu integrieren und es den Endkunden ermöglichen, den Nutzen der Flexibilitätslösungen zu schätzen.“

Der Erwägungsgrund stellt die Integration erneuerbarer Energie in einen Zusammenhang mit dem Verhalten der Endkunden und nicht nur der Netzbetreiber. Gleiches gilt für die Regelung des Art. 18 Abs. 7 S. 2 EltVO zu zeitlich abgestuften Netztarifen. Dies spricht für die Geltung des Ziels der Integration erneuerbarer Energie auch für die Netzentgeltsystematik.

Der Wortlaut lässt zudem offen, ob Art. 18 Abs. 2 lit. b EltVO nur auf die Integration erneuerbarer Energie in das Stromnetz oder weitergehend in das Energie-, insbesondere Stromversorgungssystem abzielt. Für ein weites Verständnis spricht wiederum Erwägungsgrund 23 VO 2024/1747 mit der Formulierung „Energie aus erneuerbaren Quellen zu den geringsten Kosten für das Stromsystem zu integrieren“. Dabei macht Erwägungsgrund 46 VO 2024/1747 deutlich, dass die Verordnung Stromsystem und Stromnetz unterscheidet, so dass das Ziel der EE-Integration nicht auf die Netzintegration beschränkt zu sein scheint. Letztlich ist die Frage aber nicht abschließend geklärt.

Ein über die Netzintegration von erneuerbarer Energie hinausreichendes Ziel der Netzentgeltsystematik scheint weiterhin Art. 21 Abs. 2 EE-RL zugrunde zu liegen. Dieser enthält Regelungen zu den Netzentgelten für Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität, insbesondere auch bei Verkauf ihrer Überschussproduktion von erneuerbarer Elektrizität. Er betrifft damit die Netzentgeltsystematik und dürfte angesichts der Bezugnahme auf den Verkauf, „auch mittels Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom, Liefervereinbarungen mit Elektrizitätsversorgern und Peer-to-Peer-Geschäftsvereinbarungen“, nicht auf die Integration erneuerbarer Energie in das Stromnetz beschränkt sein.

Ähnliches gilt im Ergebnis für Art. 22 Abs. 4 lit. d EE-RL, wonach für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften kostenorientierte Netzentgelte sowie einschlägige Umlagen, Abgaben und Steuern gelten sollen, damit sie sich „gemäß einer von den zuständigen nationalen Stellen erstellten, transparenten Kosten-Nutzen-Analyse der dezentralen Energiequellen, angemessen und

ausgewogen an den Systemgesamtkosten beteiligen“. Der Hinweis auf eine „Kosten-Nutzen-Analyse der dezentralen Energiequellen“ und die Beteiligung an die den „Systemgesamtkosten“ spricht für eine auf die Integration erneuerbarer Energie in das Energieversorgungssystem gerichtete Zielrichtung.

Schließlich ist der bereits mehrfach angesprochene Art. 27 Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII Nr. 2 EnEffRL relevant. Die dort angesprochenen Systemdienste betreffen auch das Ziel der Integration erneuerbarer Energie, z.B. hinsichtlich der Lastverlagerung auf Zeiten hohen EE-Angebots (lit. a), der Anbindung von EE-Anlagen (lit. d) sowie der Energiespeicherung (lit. f). Hierbei geht die Zielrichtung über die Netzintegration hinaus, wie die Bezugnahme auf organisierte Strommärkte einschließlich außerbörslichen Märkten und Strombörsen verdeutlicht.

2.2.1.4.5 Verwirklichung der IEKP-Ziele und Verringerung der Umweltauswirkungen

Zu prüfen ist weiterhin die Zielsetzung des Art. 18 Abs. 2 lit. f EltVO. Danach tragen die Tarifmethoden „zur Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele bei, verringern die Umweltauswirkungen [...]“. Die Vorschrift könnte nach ihrem Wortlaut, der nicht auf Regelungen zur Kostenbasis beschränkt ist, auch die Netzentgeltsystematik betreffen.⁶⁹ Zwar beschränkte sich die Ursprungsfassung des Art. 18 Abs. 2 EltVO aus dem Jahr 2019, wie bereits ausgeführt, auf die Ermittlung der Kostenbasis. Da sie aber noch keine dem Art. 18 Abs. 2 lit. f EltVO vergleichbare Regelung enthielt, ist dies von geringer Aussagekraft. Vielmehr liegt wie dargestellt nahe, dass inzwischen auch andere Regelungen des Art. 18 Abs. 2 EltVO die Netzentgeltsystematik betreffen. Dies gilt insbesondere für Art. 18 Abs. 2 lit. c (vgl. 2.2.1.3.3., 2.2.1.4.2). Für ein Verständnis, wonach auch Art. 18 Abs. 2 lit. f EltVO die Netzentgeltsystematik betrifft, spricht aus Sicht der Gutachter zudem Erwägungsgrund 46 der VO (EU) 2024/1747, mit der Art. 18 Abs. 2 lit. f EltVO eingeführt wurde. Dieser Erwägungsgrund verweist einleitend auf die Notwendigkeit weiterer verfügbarer Flexibilitätslösungen, damit die Integration der erneuerbaren Energie in das Netz sichergestellt wird und sich das Stromsystem und das Stromnetz an die Variabilität der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs über verschiedene Zeithorizonte hinweg anpassen können, und führt sodann aus:

„Auf der Grundlage der nationalen Berichte über den Flexibilitätsbedarf sollten die Mitgliedstaaten ein indikatives nationales Ziel für nichtfossile Flexibilität, einschließlich der jeweiligen spezifischen Beiträge sowohl der Laststeuerung als auch der Energiespeicherung zu diesem Ziel, festlegen, das sich im Einklang mit der Verordnung (EU) 2018/1999 auch in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen widerspiegeln sollte.“

Flexibilitätsbeiträge der Laststeuerung und der Energiespeicherung hängen von deren Betriebsentscheidungen ab und stehen daher in engem Zusammenhang mit der Netzentgeltsystematik. Dementsprechend spricht auch der deutsche IEKP ausdrücklich die Sicherstellung von Flexibilität und hierbei insbesondere die Bezüge zur Netzentgeltsystematik an.⁷⁰ Es liegt daher nahe, dass Art. 18 Abs. 2 lit. f EltVO auch die Netzentgeltsystematik betrifft. Insoweit dürfte er angesichts des weit gefassten Wortlauts auch Zielen des Energieversorgungssystems jenseits der Stromnetze dienen. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der Beiträge zur Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele und der Verringerung der

⁶⁹ Vgl. auch Stiftung Umweltenergierecht/Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, 2024, S. 24, 33, der Art. 18 Abs. 2 lit. f EltVO allerdings nur im Rahmen des Grundsatzes der Nichtdiskriminierung heranzieht.

⁷⁰ BMWK, Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplanes der Bundesrepublik Deutschland – August 2024, S. 116 ff.

Umweltauswirkungen, weil Klima- und Umweltziele in der Regel nicht unmittelbar den Zwecken des Netzes dienen.

Besondere Relevanz könnte der in Art. 18 Abs. 2 lit. f EltVO genannte Beitrag zur Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele in Bezug auf Elektrolyseure gewinnen. Der deutsche IEKP enthält spezifische Ziele zum Ausbau der Elektrolysekapazitäten, um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu unterstützen. Insbesondere nimmt er Bezug auf die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS), die das Ziel für die heimische Elektrolysekapazität im Jahr 2030 von 5 GW auf mindestens 10 GW erhöht hat.⁷¹ Zudem will die Bundesregierung gezielt Rahmenbedingungen für die Entwicklung und großvolumige Skalierung der Elektrolyse- und Raffinerieprozesse schaffen, um den Einsatz klimaschonender Grund- und Kraftstoffe zu ermöglichen.⁷² Die Ziele zum Ausbau der Elektrolysekapazitäten stehen dabei vor allem im Zusammenhang mit den IEKP-Dimensionen der Dekarbonisierung⁷³ und der Sicherheit der Energieversorgung.⁷⁴ Zudem spricht der IEKP ausdrücklich „systemdienliche Elektrolyseure, insbesondere als variable und systemdienliche Stabilisatoren bzw. flexible Lasten“ an⁷⁵ und betont damit deren Rolle bei der in Erwägungsgrund 46 der VO (EU) 2024/1747 angesprochenen Flexibilitätsbereitstellung.

Das Lenkungsziel des Art. 18 Abs. 2 lit. f EltVO kann daher nach Auffassung der Gutachter bei der Bemessung der Stromnetzentgelte für Elektrolyseure berücksichtigt werden. Insoweit bestehen auch keine Bedenken aufgrund der Rechtsprechung des EuGH zu den Grenzen der NRB bei Entscheidungen politischer Art.⁷⁶ Zum einen sieht der Unionsgesetzgeber in Art. 18 Abs. 2 lit. f EltVO selbst ausdrücklich vor, dass die Tarifmethoden zur Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele beitragen. Zum anderen nimmt die NRB damit keine eigenen politischen Handlungsspielräume wahr, sondern ist an die Ziele des Mitgliedstaats gebunden, die zudem ihrerseits in erheblichem Umfang unionsrechtlich determiniert sind. Spezifische Regelungen für Elektrolyseure erscheinen schließlich auch nicht grundsätzlich unvereinbar mit dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung. Vielmehr können sie im Rahmen der Sektorenkopplung zur Dekarbonisierung auch solcher „molekülgebundener“ Anwendungen vor allem im Industrie-, Chemie- oder Verkehrssektor sowie bei der Stromspeicherung gerechtfertigt sein, die aufgrund spezifischer Anforderungen – etwa hinsichtlich der Energiedichte oder im Hochtemperaturbereich – nicht unmittelbar auf elektrische Energie zurückgreifen können.

2.2.1.4.6 Einbeziehung der Bürgerinnen und Bürger in die Energiewende

Die Netzentgeltsystematik könnte außerdem allgemein der Einbeziehung der Bürgerinnen und Bürger in die Energiewende dienen. Von Interesse ist insoweit zunächst die 2024 eingeführte

⁷¹ BMWK, Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans der Bundesrepublik Deutschland – August 2024, S. 173 sowie Anhang 1 S. 3.

⁷² BMWK, Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans der Bundesrepublik Deutschland – August 2024, S. 187.

⁷³ BMWK, Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans der Bundesrepublik Deutschland – August 2024, S. 153 ff., 163 ff., 173 ff.

⁷⁴ BMWK, Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans der Bundesrepublik Deutschland – August 2024, S. 90 ff., 100.

⁷⁵ BMWK, Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans der Bundesrepublik Deutschland – August 2024, S. 174.

⁷⁶ EuGH v. 2.9.2021, C-718/18, EU:C:2021:662, Rn. 131 f. – Kommission/Deutschland; vgl. dazu auch 2.2.1.5.

Regelung des Art. 15a Abs. 9 EltRL: „Die Mitgliedstaaten können die Einführung von Steckersolargeräten mit einer Kapazität von bis zu 800 W an und auf Gebäuden vorantreiben.“ Hierzu enthält Erwägungsgrund 25 der RL (EU) 2024/1711 folgende Erläuterung:

„Steckersolargeräte könnten zusammen mit anderen Systemen und Technologien zu einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien und zu einer stärkeren Einbeziehung der Bürgerinnen und Bürger in die Energiewende beitragen. Die Mitgliedstaaten sollten die Einführung solcher Systeme zur Verringerung des Verwaltungsaufwands und des technischen Aufwands fördern können. Die Regulierungsbehörden sollten Netztarife für die Einspeisung von Strom aus Steckersolargeräte oder die Methode zur Berechnung dieser Tarife festlegen können. Je nach Lage in einem Mitgliedstaat könnten die Tarife sehr niedrig ausfallen oder sogar null betragen und gleichzeitig kostenorientiert, transparent und diskriminierungsfrei sein.“

Als Regelung zu den Netzentgelten für Einspeiser aus Steckersolargeräten betrifft Art. 15a Abs. 9 EltRL auch die Netzentgeltsystematik. Die Regelung dient hierbei nicht Netzzwecken, sondern soll gemäß Erwägungsgrund 25 RL (EU) 2024/1711 zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien und zu einer stärkeren Einbeziehung der Bürgerinnen und Bürger in die Energiewende beitragen. Diese Ziele können damit in der Netzentgeltsystematik berücksichtigt werden.

Relevant sind weiterhin verschiedene Vorschriften zu den Handlungsmöglichkeiten aktiver Kunden, Bürgerenergiegemeinschaften, Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften. Dies betrifft insbesondere Art. 15 Abs. 1, Abs. 2 lit. e EltRL, Art. 15a Abs. 4 lit. a EltRL, Art. 16 Abs. 1 lit. e EltRL sowie Art. 21 Abs. 2 und 4 EE-RL und 22 Abs. 4 EE-RL. Diese Regelungen enthalten spezifische Vorgaben zu den Netzentgelten für die genannten Kunden und betreffen damit die Netzentgeltsystematik. Nach ihrer Zielrichtung dienen sie nicht Zwecken der Stromnetze, sondern sollen generell die aktive Teilnahme an der Energiewende fördern.

Erwägungsgrund 43 EltRL: „[...] Die Bürgerenergie bietet allen Verbrauchern eine umfassende Möglichkeit, unmittelbar daran mitzuwirken, Energie zu erzeugen, zu verbrauchen oder gemeinsam zu nutzen. [...] Erfolgreiche Initiativen dieser Art erzielen einen wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Mehrwert für das Gemeinwesen, der über die Vorteile der bloßen Bereitstellung von Energiedienstleistungen hinausgeht. Mit dieser Richtlinie sollen bestimmte Kategorien von Bürgerenergieinitiativen auf Unionsebene als „Bürgerenergiegemeinschaft“ anerkannt werden, um ihnen einen förderlichen Rahmen, eine faire Behandlung, gleiche Wettbewerbsbedingungen und einen klar definierten Katalog von Rechten und Pflichten zu bieten. [...]“

Erwägungsgrund 70 EE-RL: „Dass sich Bürgerinnen und Bürger vor Ort und lokale Behörden im Rahmen von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften an Projekten im Bereich erneuerbare Energie beteiligen, hat einen erheblichen Mehrwert gebracht, was die Akzeptanz erneuerbarer Energie und den Zugang zu zusätzlichem Privatkapital vor Ort anbelangt; das führt dazu, dass vor Ort investiert wird, Verbraucher mehr Auswahl haben und Bürgerinnen und Bürger stärker an der Energiewende teilhaben. Dieses Engagement vor Ort wird vor dem Hintergrund wachsender Kapazitäten im Bereich erneuerbare Energie in Zukunft umso wichtiger. Mit Maßnahmen, die es Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften ermöglichen, zu gleichen Bedingungen mit anderen Produzenten zu konkurrieren, wird auch bezweckt, dass sich Bürgerinnen und Bürger vor Ort vermehrt an Projekten im Bereich erneuerbare Energie beteiligen und somit erneuerbare Energie zunehmend akzeptiert wird.“

Allerdings ist die Bedeutung dieser Regelungen für die Netzentgeltsystematik beschränkt. Sie zielen primär nur auf die Verhinderung negativer Effekte der Netzentgeltsystematik auf die Beteiligung an der Energiewende.

Erwägungsgrund 46 EltRL: „[...] Wird Elektrizität gemeinsam genutzt, so sollte das die Erhebung von Netzentgelten, Umlagen, Steuern und Abgaben im Zusammenhang mit Stromflüssen unberührt lassen. [...] Die Bestimmungen dieser Richtlinie über Bürgerenergiegemeinschaften lassen die Befugnis der Mitgliedstaaten, eigene Maßnahmen für den Energiesektor zu Netzentgelten oder zur Finanzierung und Kostenteilung zu konzipieren und umzusetzen, unberührt, sofern diese Maßnahmen diskriminierungsfrei und nicht rechtswidrig sind.“

Erwägungsgrund 68 EE-RL: „Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität sollten keine diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Lasten und Kosten zu tragen haben, und ihnen sollten keine ungerechtfertigten Umlagen und Abgaben auferlegt werden. Ihr Beitrag zur Verwirklichung des Klimaschutzes und Energieziels sowie die Kosten und Nutzen, die sie für das Energiesystem im weiteren Sinne mit sich bringen, sollten berücksichtigt werden. [...] Gleichzeitig sollten die Mitgliedstaaten dafür sorgen, dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität, wenn Strom ins Netz eingespeist wird, ausgewogen und angemessen an den mit der Produktion, der Verteilung und dem Verbrauch von Strom verbundenen Gesamtkosten beteiligt werden.“

2.2.1.4.7 Förderung der öffentlichen Akzeptanz

Gemäß Art. 18 Abs. 2 lit. f EltVO fördern die Tarifmethoden die öffentliche Akzeptanz. Unklar ist, ob die Vorschrift auch die Netzentgeltsystematik betreffen soll. Die Ursprungsfassung des Art. 18 Abs. 2 EltVO aus dem Jahr 2019 enthielt noch keine dem heutigen Art. 18 Abs. 2 lit. f EltVO vergleichbare Regelung. Erwägungsgrund 23 VO 2024/1747 stellt die öffentliche Akzeptanz jedoch in Zusammenhang mit Investitionen der Netzbetreiber und der Beschleunigung des Netzausbaus, was eine Beschränkung auf die Ermittlung der Kostenbasis nahelegt:

„Die Regulierungsbehörden sollten die öffentliche Akzeptanz und die Nutzung antizipatorischer Investitionen und so die Beschleunigung der Netzentwicklung fördern, um dem schnelleren Ausbau der Erzeugung erneuerbarer Energien, gegebenenfalls auch in ausgewiesenen Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energie, und der intelligenten elektrifizierten Nachfrage zu entsprechen.“

Sollte die Vorschrift auch auf die Netzentgeltsystematik Anwendung finden, so ist der Wortlaut des Art. 18 Abs. 2 lit. f EltVO nicht auf die öffentliche Akzeptanz der Netze beschränkt. Erwägungsgrund 23 VO 2024/1747 bezieht die öffentliche Akzeptanz aber deutlich auf die Netzentwicklung. Dies spricht gegen eine Berücksichtigung von Akzeptanzzielen jenseits des Stromnetzausbaus.

2.2.1.4.8 Optionale Lenkungsziele nach Entscheidung der Mitgliedstaaten

Das Unionsrecht lässt teilweise die Verfolgung optionaler Ziele im Rahmen der Netzentgeltsystematik zu. Die Berücksichtigung dieser Ziele hängt von einer diesbezüglichen Entscheidung des Mitgliedstaats ab. Hierbei kann das Unionsrecht die Entscheidungskompetenz allgemein dem Mitgliedstaat zuweisen. In diesem Fall richtet sich die innerstaatliche Kompetenzwahrnehmung nach dem nationalen Recht, wobei der Mitgliedstaat die Kompetenz auch der NRB zuweisen kann. Alternativ kann das Unionsrecht die Entscheidungskompetenz auch unmittelbar der NRB zuweisen.

Ein derartiges optionales Lenkungsziel sieht Art. 27 Abs. 9 EnEffRL hinsichtlich der Förderung der Ansiedlung hocheffizienter KWK in der Nähe von Wärmebedarfsgebieten vor.

„Die nationalen Regulierungsbehörden können gegebenenfalls von den Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern verlangen, dass sie die Ansiedlung hocheffizienter KWK-Anlagen in der Nähe von Wärmebedarfsgebieten fördern, indem sie die Anschluss- und Netznutzungsgebühren senken.“

Die Vorschrift betrifft die Netzentgeltsystematik, da sie explizit die Möglichkeit einer Senkung der Anschluss- und Netznutzungsgebühren für hocheffiziente KWK-Anlagen vorsieht. Die Regelung dient hierbei nicht Zwecken der Stromnetze, sondern der Verbesserung der Wärmenutzung und damit der Energieeffizienz des Energieversorgungssystems. Die Entscheidung über Wahrnehmung der Option ist unionsrechtlich bewusst der NRB zugewiesen. Deutlich wird dies durch die Abweichung des Unionsgesetzgebers von der Vorgängervorschrift des Art. 15 Abs. 6 UAbs. 2 EnEffRL 2012 (RL (EU) 2012/27), die die Entscheidungszuständigkeit noch dem Mitgliedstaat zuwies.

Ein weiteres optionales Lenkungsziel enthält Art. 27 Abs. 6 EnEffRL hinsichtlich der Berücksichtigung sozialer Erwägungen

„Die Mitgliedstaaten können Systemkomponenten und Tarifstrukturen mit sozialer Zielsetzung für die netzgebundene Energieübertragung bzw. -fernleitung und -verteilung genehmigen, sofern alle störenden Auswirkungen auf das Übertragungs- bzw. Fernleitungs- und Verteilernetz auf das erforderliche Mindestmaß begrenzt werden und in keinem unangemessenen Verhältnis zu der sozialen Zielsetzung stehen.“

Auch dieses Ziel betrifft die Netzentgeltsystematik, da es Regelungen zu Systemkomponenten und Tarifstrukturen für bestimmte (sozial benachteiligte) Netzentgeltpflichtige vorsieht. Die Regelung dient sozialen Zielsetzungen und erfolgt damit nicht für Zwecke des Stromnetzes. Die Entscheidung über Wahrnehmung der Option liegt nach dem Wortlaut bei dem Mitgliedstaat. Hierauf ist noch gesondert einzugehen (2.2.2.3.1.)

2.2.1.5 Allgemeine Ziele des Unionsrechts

Das Unionsrecht enthält über die dargestellten netzentgeltspezifischen Ziele hinaus auch allgemeine Ziele, die in der gesamten Unionsrechtsordnung und damit grundsätzlich auch bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik zu berücksichtigen sind. Beispielfhaft genannt werden können der Klima- und Umweltschutz (Art. 191 ff., Art. 194 Abs. 1 und Art. 11 AEUV, Art. 1 lit. a EltVO) sowie der Verbraucherschutz (Art. 169 und Art. 12 AEUV, Art. 1 UAbs. 1 und 2 EltRL).

Unklar erscheint, inwieweit die Netzentgeltsystematik gezielt als Instrument eingesetzt werden darf, um diese allgemeinen Ziele aktiv zu verfolgen. Im Unterschied zu den netzentgeltspezifischen Lenkungszielen gibt das Unionsrecht nicht vor, dass diese allgemeinen Ziele mit dem Instrument der Netzentgeltsystematik verfolgt werden sollen oder können. Ein Rückgriff auf solche allgemeinen Ziele würde daher den Gestaltungsspielraum der NRB sehr weit ausdehnen, ohne dass eine klare gesetzliche Konturierung bestünde. Die könnte in Widerspruch zu der Rechtsprechung des EuGH in der Entscheidung C-718/18 zur normativen Regulierung stehen. Dort hat der EuGH ausgeführt:

„Zum einen fallen die den NRB vorbehaltenen Zuständigkeiten in den Bereich der Durchführung, und zwar auf der Grundlage einer technisch-fachlichen Beurteilung der Wirklichkeit. Zum anderen unterliegen die NRB, wie sich aus den Rn. 120 bis 123 des vorliegenden Urteils ergibt, bei der Ausübung dieser Zuständigkeiten Grundsätzen und Regeln, die durch einen detaillierten

normativen Rahmen auf Unionsebene festgelegt werden, ihren Wertungsspielraum beschränken und sie daran hindern, Entscheidungen politischer Art zu treffen.“⁷⁷

Eine Instrumentalisierung der Netzentgeltsystematik zur aktiven Verfolgung allgemeiner Ziele des Unionsrechts begegnet daher nach Einschätzung der Gutachter erheblichen Bedenken. Zudem wäre jedenfalls den spezielleren unionsrechtlichen Vorgaben zur Netzentgeltbestimmung Vorrang einzuräumen. Relevant erscheinen vor allem der Grundsatz der Kostenorientierung sowie die vorstehend dargestellten netzentgeltspezifischen Lenkungsziele. Die allgemeinen Ziele des Unionsrechts können nach Auffassung der Gutachter allerdings herangezogen werden, um die Auswahlentscheidung zwischen verschiedenen Gestaltungsalternativen der Netzentgeltsystematik im Rahmen des Gestaltungsspielraums der NRB zu leiten.

2.2.1.6 Netzentgeltspezifische Spezialregelungen

Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass das Unionsrecht vereinzelte konkrete Spezialregelungen mit Relevanz für die Netzentgeltsystematik enthält. So dürfen die Netzentgelte gemäß Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 3 EltVO grundsätzlich nicht entfernungsabhängig ausgestaltet werden. Zudem dürfen gemäß Art. 18 Abs. 6 EltVO keine gesonderten Netzentgelte für einzelne Transaktionen für den zonenübergreifenden Stromhandel erhoben werden. Gemäß Art. 15 Abs. 2 lit. e EltRL müssen die in das Netz eingespeiste Elektrizität und die aus dem Netz bezogene Elektrizität für die Berechnung der Netzentgelte aktiver Kunden getrennt ausgewiesen werden, damit sichergestellt ist, dass sie in geeigneter und ausgewogener Weise zu den Gesamtsystemkosten beitragen. Schließlich enthält Art. 2 VO (EU) 838/2010 konkrete Obergrenzen für die Erhebung von Einspeiseentgelten auf der Übertragungsnetzebene (dazu im Einzelnen 4.4.1.1).

2.2.2 Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik nach deutschem Recht

2.2.2.1 Grundsätzliche Regelungszuständigkeit der NRB

2.2.2.1.1 Unionsrechtliche Begründung der Regelungszuständigkeit der NRB

Die Zuständigkeit für die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik – innerhalb der unionsrechtlich vorgegebenen Grenzen – liegt gemäß Art. 59 Abs. 1 lit. a, Abs. 7 lit. a EltRL grundsätzlich bei der nationalen Regulierungsbehörde (NRB).

Art. 59 Abs. 1 lit. a EltRL: „Die Regulierungsbehörde hat folgende Aufgaben: a) Sie ist dafür zuständig, anhand transparenter Kriterien die Übertragungs- oder Verteilungstarife oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen.“

Art. 59 Abs. 7 lit. a EltRL: „Den Regulierungsbehörden obliegt es [...] zumindest die nationalen Methoden zur Berechnung oder Festlegung folgender Bedingungen mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten festzulegen oder zu genehmigen: a) die Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der Tarife für die Übertragung und die Verteilung oder ihrer Methoden [...].“

Es handelt sich um eine ausschließliche Zuständigkeit der NRB. Normative Vorgaben des deutschen Rechts durch Gesetze oder Rechtsverordnungen sind in diesem Bereich grundsätzlich ausgeschlossen. Dies hat der EuGH für die Vorgängerregelungen nach Art. 37 Abs. 1 lit. a und Abs.

⁷⁷ EuGH v. 2.9.2021, C-718/18, EU:C:2021:662, Rn. 132 - Kommission/Deutschland.

6 lit. a EltRL 2009 ausdrücklich bestätigt.⁷⁸ Da diese inhaltlich weitgehend dem heutigen Art. 59 Abs. 1 lit. a, Abs. 7 lit. a EltRL entsprechen, erscheint die Rechtsprechung übertragbar.

Manche Normen des Unionsrechts legen auch ausdrücklich die Zuständigkeit der NRB für spezifische Fragen der Netzentgeltsystematik fest. Ein Beispiel bietet Art. 27 Abs. 9 EnEffRL (dazu 2.2.1.4.8).

2.2.2.1.2 Möglicher Gestaltungsspielraum für Netzbetreiber

Art. 59 Abs. 7 lit. a EltRL verpflichtet BNetzA zu einer Methodenregulierung im Bereich der Netzentgeltsystematik. Es ist nach dieser Vorschrift aber ausreichend, wenn die BNetzA Methoden (nur) zur Festlegung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Übertragungs- und Verteilungstarife festlegt. Eine Ausgestaltung der Methoden ist daher nachrangig auch durch die Netzbetreiber zulässig. Bei der Frage, bis zu welchem Detaillierungsgrad sie selbst Methodenfestlegungen trifft, besteht ein Ermessensspielraum der BNetzA.

2.2.2.2 Ausnahmsweise Regelungszuständigkeit des deutschen Gesetzgebers

2.2.2.2.1 Spezialgesetzliche Regelungszuständigkeit des Mitgliedstaats

Das Unionsrecht kann die Regelungskompetenz zur Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik im Einzelfall – abweichend von Art. 59 EltRL – dem „Mitgliedstaat“ und damit nicht speziell der NRB zuweisen. In diesem Fall liegt es in der Entscheidung des Mitgliedstaats, ob er die Regelungskompetenz durch Gesetz- oder Verordnungsregelungen wahrnimmt oder die Regelungskompetenz auf die Regulierungsbehörde überträgt.

Gemäß Art. 38 Abs. 2 S. 2 lit. b EltRL können die Mitgliedstaaten veranlassen, dass der Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzes von den Regulierungsbehörden von der nach Art. 6 Abs. 1 EltRL geltenden Verpflichtung freigestellt wird, Tarife oder die Methode zu ihrer Berechnung vor deren Inkrafttreten gemäß Art. 59 Abs. 1 EltRL genehmigen zu lassen. In diesem Fall werden gemäß Art. 38 Abs. 3 EltRL die geltenden Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung auf Verlangen eines Benutzers des geschlossenen Verteilernetzes gemäß Art. 59 Abs. 1 EltRL überprüft und genehmigt.

Die Freistellung fällt in die Zuständigkeit des Mitgliedstaats und wurde in Deutschland durch § 110 EnWG ausgeübt. Dieser regelt die Nichtanwendbarkeit u.a. von §§ 14a, 14c, 14d, 14e, 18, 19, 20b, 21a, 22 Abs. 1 und 23a EnWG auf geschlossene Verteilernetze. Daher sind weder das System der Netzentgeltgenehmigung noch das System der Anreizregulierung auf geschlossene Verteilernetze anwendbar. Dagegen ist eine Ausnahme von §§ 20 und 21 EnWG für geschlossene Verteilernetze nicht vorgesehen. Jeder Netznutzer eines geschlossenen Verteilernetzes kann nach § 110 Abs. 4 EnWG eine Überprüfung der Entgelte durch die Regulierungsbehörde verlangen, wobei eine gesetzliche Vermutungsregelung für Vereinbarkeit mit den rechtlichen Vorgaben eingeführt wurde.

Eine weitere relevante Regelung enthält Art. 27 Abs. 6 EnEffRL. Danach können die Mitgliedstaaten Systemkomponenten und Tarifstrukturen mit sozialer Zielsetzung für die netzgebundene Energieübertragung bzw. -fernleitung und -verteilung genehmigen, sofern alle störenden Auswirkungen auf das Übertragungs- bzw. Fernleitungs- und Verteilernetz auf das erforderliche Mindestmaß begrenzt werden und in keinem unangemessenen Verhältnis zu der sozialen

⁷⁸ EuGH v. 2.9.2021, C-718/18, EU:C:2021:662 – Kommission/Deutschland. Vgl. zuvor bereits EuGH v. 29.10.2009, C-474/08, EU:C:2009:681 – Kommission/Belgien; EuGH v. 11.6.2020, C-378/19, EU:C:2020:462 – Prezident Slovenskej republiky; EuGH v. 3.12.2020, C-767/19, EU:C:2020:984 – Kommission/Belgien.

Zielsetzung stehen. Nach dem Wortlaut liegt die Regelungskompetenz auch hier bei dem „Mitgliedstaat“. Dabei unterscheidet der Unionsgesetzgeber in den verschiedenen Absätzen des Art. 27 EnEffRL auch klar zwischen „Mitgliedstaat“ und „NRB“. Zudem zeigt die Neufassung des Art. 27 EnEffRL gegenüber der Vorgängervorschrift des Art. 15 EnEffRL 2012 (RL 2012/27/EU), dass der Gesetzgeber die Differenzierungen grundsätzlich mit Bedacht vorgenommen hat. So wurde in Art. 29 Abs. 6 EnEffRL die Zuständigkeit des „Mitgliedstaats“ wie in Art. 15 Abs. 3 EnEffRL 2012 beibehalten, während in anderen Absätzen des Art. 27 EnEffRL „Mitgliedstaat“ durch „NRB“ ersetzt wurde. Dies gilt für Art. 27 Abs. 1 n.F. im Gegensatz zu Art. 15 Abs. 1 a.F., für Art. 27 Abs. 7 S. 1 n.F. im Gegensatz zu Art. 15 Abs. 4 S. 1 a.F. und für Art. 27 Abs. 9 n.F. im Gegensatz zu Art. 15 Abs. 6 UAbs. 2 a.F. Für eine bewusste Zuweisung an den Mitgliedstaat könnte schließlich sprechen, dass die Berücksichtigung sozialer Zielsetzungen der NRB einen politischen Entscheidungsspielraum zuweisen könnte, der in Widerspruch zu der Funktion der NRB als Fachbehörde steht.⁷⁹

Dennoch bleiben aufgrund der grundsätzlichen unionsrechtlichen Kompetenzzuweisung an die NRB im Bereich der Netzentgeltsystematik Zweifel. Insbesondere sprechen auch Art. 27 Abs. 3 S. 4 und Abs. 5 EnEffRL von dem „Mitgliedstaat“, obwohl naheliegend erscheint, dass die NRB gemeint ist. Gemäß Art. 27 Abs. 3 S. 4 EnEffRL bestärken die „Mitgliedstaaten“ die Übertragungs- bzw. Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber durch anreizbasierte Regelungen im Einklang mit den Tarifgrundsätzen gemäß Artikel 18 EltVO und Artikel 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009, innovative Lösungen zur Verbesserung der Energieeffizienz bestehender und künftiger Systeme zu entwickeln. Nach Art. 27 Abs. 5 EnEffRL gewährleisten die Mitgliedstaaten für den Strombereich, dass die Netzregulierung und die Netztarife die Kriterien des Anhangs XIII erfüllen, wobei die gemäß der EltVO entwickelten Netzkodizes und Leitlinien sowie die in Art. 59 Abs. 7 lit. a EltRL festgelegte Verpflichtung, zu ermöglichen, dass die notwendigen Investitionen in die Netze auf eine Art und Weise vorgenommen werden, die die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet, berücksichtigt werden. Insbesondere die Bezugnahmen auf Art. 18 EltVO und Art. 59 Abs. 7 lit. a EltRL sprechen hier für die Zuständigkeit der NRB. Insoweit erscheint nicht vollständig ausgeschlossen, dass auch die Berücksichtigung sozialer Zielsetzungen den NRB zugewiesen werden sollte.

2.2.2.2.2 Energiepolitische Grundsatzentscheidungen des Mitgliedstaats

In Ausnahmefällen können schließlich auch normative energiepolitische Grundsatzentscheidungen auf Ebene des deutschen Rechts den Gestaltungsspielraum der BNetzA einschränken. Diese Möglichkeit ist auch in Erwägungsgrund 87 EltRL ausdrücklich angesprochen.

„Durch diese Richtlinie und die Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (10) wird den Mitgliedstaaten nicht die Möglichkeit genommen, ihre nationale Energiepolitik festzulegen und auszugestalten. Folglich könnte es — je nach der nationalen Verfassung — in die Zuständigkeit eines Mitgliedstaates fallen, den politischen Rahmen festzulegen, innerhalb dessen die Regulierungsbehörden handeln müssen, beispielsweise bei der Versorgungssicherheit. Jedoch soll mit den vom Mitgliedstaat herausgegebenen energiepolitischen Leitlinien nicht in die Unabhängigkeit oder Autonomie der Regulierungsbehörden eingegriffen werden.“

⁷⁹ Vgl. zu dieser Frage auch EuGH v. 2.9.2021, C-718/18, EU:C:2021:662, Rn. 132 – Kommission/Deutschland.

Diese Möglichkeit wird auch vom EuGH ausdrücklich anerkannt. Der Mitgliedstaat darf insoweit aber keine Detailregelungen vornehmen.⁸⁰

2.2.2.3 Festlegungskompetenzen der BNetzA

2.2.2.3.1 Allgemeines

Das Unionsrecht weist die Zuständigkeit für die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik der NRB zu. Nach herrschendem Verständnis bedarf es zusätzlich einer Befugnisnorm im deutschen Recht. Hierbei ist insbesondere zu klären, in welcher Handlungsform die Regulierungsbehörde handeln kann und wie die Zuständigkeiten zwischen BNetzA und Landesregulierungsbehörden verteilt sein sollen.

Der deutsche Gesetzgeber hat sich zur Umsetzung des EuGH-Urteils C-718/18 in der Rechtssache Kommission/Deutschland im Wesentlichen für das Handlungsinstrument der Festlegung i.S.v. § 29 Abs. 1 EnWG⁸¹ entschieden.⁸² Gemäß § 54 EnWG findet grundsätzlich eine Aufteilung der Zuständigkeiten zwischen BNetzA und Landesregulierungsbehörden statt. Die Landesregulierungsbehörden sind gemäß § 54 Abs. 2 EnWG grundsätzlich zuständig, soweit an das Elektrizitätsversorgungsnetz weniger als 100.000 Kunden angeschlossen sind und das Netz nicht über das Gebiet eines Landes hinausreicht. Gemäß § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG ist die BNetzA aber zuständig für die bundesweit einheitliche Festlegung der Bedingungen und Methoden für den Netzzugang sowie der Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte nach §§ 20 bis 23a sowie §§ 24 bis 24b EnWG.⁸³

2.2.2.3.2 Festlegungskompetenzen zu den Bedingungen und Methoden für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte

Gemäß Art.18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 EltVO umfassen „Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben“ (hier als „Netzzugangsentgelte“ oder kurz „Netzentgelte“ bezeichnet) die Untergruppen der Netzanschlussentgelte, der Netznutzungsentgelte und etwaiger Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze. Zur letztgenannten Untergruppe gehören nach dem Verständnis der Gutachter auch BKZ. Im Rahmen des AgNes-Verfahrens sind insbesondere die Bedingungen und Methoden für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte und die Bedingungen und Methoden für die Ermittlung der BKZ von Interesse (vgl. bereits 2.2.1.1.3).

Hier soll zunächst auf die Festlegungskompetenzen für die Bedingungen und Methoden für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte eingegangen werden. Zuständige Regulierungsbehörde für diese Festlegungen ist gemäß § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG die BNetzA.

Eine umfassende Kompetenz der BNetzA als insoweit zuständiger Regulierungsbehörde zur Festlegung der Bedingungen und Methoden für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte ergibt sich aus § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG:

„Die Regulierungsbehörde kann in einem Verfahren nach § 29 Absatz 1 die Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen oder die Methoden zur Bestimmung dieser Entgelte oder

⁸⁰ EuGH v. 6.3.2025, C-48/23, EU:C:2025:144 - Alajärven Sähkö Oy u. a.

⁸¹ Dagegen wurde z.B. für die Bestimmung der Zugangsentgelte für LNG-Anlagen nach § 14 LNG-Verordnung das Instrument einer delegierten Rechtsverordnung der BNetzA gewählt, vgl. auch § 1 der § 118a EnWG-Subdelegationsverordnung.

⁸² BT-Drs. 20/7310, S. 51, 52.

⁸³ Vgl. dazu auch BT-Drs. 20/7310, S. 109 f.

beides gegenüber den Betreibern von Energieversorgungsnetzen festlegen oder diese auf Antrag genehmigen.“

Der umfassende Charakter der Regelung kommt auch in der Gesetzesbegründung zum Ausdruck, wonach die Festlegungskompetenzen nach § 21 Abs. 3 EnWG die Elemente des Netzentgeltsystems beinhalten, die nach dem EuGH-Urteil zum Kernbereich der Netzentgelt-regulierung gehören und damit Teil der ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde sind.⁸⁴ Bei § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG handelt es sich um eine eigenständige Festlegungskompetenz, die unabhängig von den Beispielstatbeständen in Satz 4 besteht. Dies entspricht der Systematik der Norm, die in Satz 4 nur besondere Regelungsbereiche hervorhebt („insbesondere“).⁸⁵ In diesem Sinne spricht auch § 21 Abs. 3 S. 2 EnWG von den „nach Satz 1 festgelegten Methoden“. Soweit § 118 Abs. 6 S. 12 EnWG auf § 21 Abs. 3 S. 3 [nunmehr S. 4] Nr. 3 EnWG als Rechtsgrundlage einer Festlegung verweist,⁸⁶ erscheint dies angesichts der klaren Systematik des § 21 Abs. 3 EnWG als bloße Ungenauigkeit.

Die „Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen“ i.S.v. § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG umfassen jedenfalls die Entgelte für die Netznutzung. Dies entspricht dem Begriffsverständnis des Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 EltVO und wird u.a. durch die Beispielstatbestände des § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. a, f und g EnWG bestätigt. Die Festlegungskompetenz des § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG umfasst daher grundsätzlich alle Regelungen in Bezug auf die Methoden zur Bestimmung der Netzentgelte. § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 EnWG enthält weitere Konkretisierungen der Festlegungskompetenz in Form von Beispielstatbeständen („insbesondere“). Hierauf ist im Gutachten an geeigneter Stelle näher einzugehen.

Einen weiteren Spezialtatbestand außerhalb des § 21 EnWG enthält § 118 Abs. 6 S. 12 EnWG. Dieser betrifft die Abweichungskompetenz der BNetzA von Netzentgeltbefreiungen nach § 118 Abs. 6 S. 1-11 EnWG.

„Auf Grundlage von § 21 Absatz 3 Satz 3 Nummer 3 kann die Regulierungsbehörde von den Sätzen 1 bis 11 abweichende Regelungen treffen, insbesondere zum zeitlichen Anwendungsbereich, zu den zu erfüllenden Voraussetzungen und zum Ausgleich entgangener Erlöse, die Netzbetreiber auf Grund der Freistellung von den Entgelten für den Netzzugang haben.“

Darüber hinaus enthält § 14a Abs. 1 S. 1 EnWG eine spezielle Festlegungskompetenz der BNetzA zu Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bzw. steuerbaren Netzanschlüssen. Insbesondere kann diese Festlegung nach § 14a Abs. 1 S. 3 Nr. 8 EnWG spezielle Regelungen zu „Methoden für die bundeseinheitliche Ermittlung von Entgelten für den Netzzugang für steuerbare Verbrauchseinrichtungen und steuerbare Netzanschlüsse im Sinne des Satzes 1“ beinhalten.

2.2.2.3.3 Festlegungskompetenzen zu den Bedingungen und Methoden für die Ermittlung von BKZ

Das deutsche Recht kennt das Instrument des Baukostenzuschusses (BKZ). Hierbei handelt es sich um ein Entgelt, das als einmalige Aufwendung für den Ausbau (Erstellung und / oder Verstärkung) des vorgelagerten Netzes bei Herstellung oder Verstärkung eines Netzanschlusses

⁸⁴ BT-Drs. 20/7310, S. 81 f.

⁸⁵ Vgl. auch die Gesetzesbegründung, BT-Drs. 20/7310, S. 81 f.: „Ebenfalls konkret benannt werden...“.

⁸⁶ Ähnlich verweist auch die Gesetzesbegründung teilweise auf einzelne Beispielstatbestände als Kompetenzgrundlage, BT-Drs. 20/7310, S. 81 f.

erhoben wird.⁸⁷ Dieses Instrument wird auch im Rahmen der Neuordnung der Netzentgeltsystematik in Betracht gezogen (vgl. Kapitel 8).

Gemäß § 17 Abs. 4 S. 1 und 2 EnWG kann die BNetzA durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG Vorgaben zu den technischen und wirtschaftlichen Bedingungen – einschließlich BKZ – für einen Netzanschluss nach § 17 Abs. 1 S. 1 oder Abs. 2b EnWG oder zu den Methoden für die Bestimmung dieser Bedingungen machen. Dies betrifft insbesondere alle Letztverbraucher, Erzeugungsanlagen und Stromspeicher („Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“). Hierbei kann die BNetzA auch von Rechtsverordnungen nach § 17 Abs. 3 EnWG abweichen oder ergänzende Regelungen treffen, vgl. § 17 Abs. 4 S. 1 EnWG. Außerdem enthält § 14a Abs. 1 S. 1 EnWG eine spezielle Festlegungskompetenz der BNetzA zu Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bzw. steuerbaren Netzanschlüssen. Insbesondere kann diese Festlegung nach § 14a Abs. 1 S. 3 Nr. 7 EnWG spezielle Regelungen zu „von einer Rechtsverordnung nach § 18 abweichenden besonderen Regelungen für den Netzanschluss und die Anschlussnutzung, insbesondere zu Anschlusskosten und Baukostenzuschüssen“ beinhalten.

Teilweise bestehen Sonderregelungen zu BKZ. So enthält § 8 Abs. 2 und 3 KraftNAV eine spezielle Regelung zur Kostentragung für Netzausbaumaßnahmen. Ein gesonderter BKZ darf gemäß § 8 Abs. 3 KraftNAV von Anschlussnehmern bei Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 MW und Anschluss an Elektrizitätsversorgungsnetze mit einer Spannung von mindestens 110 kV nicht erhoben werden.⁸⁸ § 17 Abs. 4 EnWG ermöglicht insoweit abweichende Festlegungen, da die KraftNAV auf § 17 Abs. 3 EnWG gestützt ist. Daneben schließen § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG i.V.m. § 8 KraftNAV für KWK-Anlagen mit einer Nennleistung unter 100 MW und / oder Anschluss unterhalb der 110 kV-Ebene⁸⁹ sowie § 17 EEG 2023 (im Folgenden: EEG) für Anlagen i.S.d. § 3 Nr. 1 EEG⁹⁰ derzeit BKZ aus, ohne dass eine Abweichungskompetenz für Festlegungen der BNetzA bestünde.⁹¹ Eine weitere Sonderregelung enthält § 11 NAV, der auf die Verordnungsermächtigung des § 18 Abs. 3 EnWG gestützt ist, für Letztverbraucher in Niederspannung.

Schließlich besteht eine Festlegungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 Nr. 3 lit. d EnWG. Gemäß § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. d kann die Regulierungsbehörde Regelungen treffen zu den Entgelten für den Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen, und zwar insbesondere „d) zu verschiedenen Entgeltkomponenten, einschließlich Entgelten für den Anschluss an das Netz der allgemeinen Versorgung sowie Elementen, die auf die Netzanschlusskapazität bezogen sind“. Dieser Tatbestand könnte dem Wortlaut nach möglicherweise auch BKZ umfassen. Die Gesetzesmaterialien⁹² geben hierzu keine nähere Begründung. Allerdings enthält auch § 21 Abs. 3 S.

⁸⁷ Vgl. BNetzA BK8, Positionspapier zu Erhebung von Baukostenzuschüssen, November 2024, S. 5; OLG Düsseldorf v. 8.11.2006, 3 Kart 291/06, BeckRS 2007, 9786; Bentke/Hennig, ZNER 2025, 103; Goldberg/Glahn, RdE 2025, 505 f.

⁸⁸ Vgl. auch Bentke/Hennig, ZNER 2025, 103, 107; allgemein Theobald/Kühling/Hartmann, 133. EL Januar 2026, KraftNAV § 8 Rn. 7 ff.

⁸⁹ Dazu BeckOGKE nR/Lührig, 15.2.2024, KWKG § 3 Rn. 24.

⁹⁰ Dazu BNetzA BK8, Positionspapier zu Erhebung von Baukostenzuschüssen, November 2024, S. 7; Baumann/Gabler/Günther/Gabler, EEG, 2019, § 16, Rn. 80 ff.; Bentke/Hennig, ZNER 2025, 103, 107.

⁹¹ Seit 29.7.2026 liegt der Regierungsentwurf eines „Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und markt-orientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor“ vor (sog. Netzpaket), das die Festlegungskompetenzen der BNetzA in Bezug auf BKZ nach KraftNAV, KWKG und EEG erweitern könnte.

⁹² BT-Drs. 20/7310, S. 81 f.

4 Nr. 3 lit. d EnWG keine ausdrückliche Abweichungskompetenz von Rechtsverordnungen nach § 18 Abs. 3 EnWG, von § 3 Abs. 1 Nr. 3 KWKG i.V.m. § 8 KraftNAV oder von § 17 EEG.

2.3 Weitere Ziele und Bewertungsaspekte

Neben den zuvor erörterten rechtlichen Rahmenbedingungen, die den Gestaltungsspielraum für die Netzentgeltsystematik abgrenzen, und den grundlegenden wirtschaftlichen Zielen, eine angemessene Verteilung der Finanzierungsbeiträge zu erreichen und zugleich effiziente Anreize für Entscheidungen der Netznutzer zu vermitteln, sind bei der Gestaltung der Netzentgelte weitere Ziele und Kriterien zu beachten. Diese beziehen sich vorwiegend auf die praktische Umsetzung und Anwendung der Entgeltsystematik:

- Die Entgeltsystematik soll für alle Beteiligten transparent darstellbar (vgl. Abschnitt 2.2.1.2.4) und nachvollziehbar sein. Sie soll auch möglichst einfach sein, d. h. keine unnötige Komplexität aufweisen, etwa in Bezug auf die vorgenommenen Differenzierungen und die Methodik zur Ermittlung der Entgelte für die einzelnen Netznutzer.
- Der Umsetzungsaufwand für Netzbetreiber, Netznutzer und Regulierungsbehörden soll möglichst gering sein. Dieser Aspekt bezieht sich nicht nur auf die vorgenannte Komplexität der Systematik, sondern auch auf die Verfügbarkeit notwendiger Daten und die Prüfbarkeit von Kalkulationen.
- Die Entgelte sollen in ihrer Höhe möglichst gut vorhersehbar und über die Zeit stabil sein. Dies bezieht sich sowohl auf die Netznutzer, die die Belastung mit Netzentgelten in ihre Entscheidungen einbeziehen und hierfür möglichst genau zu antizipieren versuchen, als auch auf die Netzbetreiber, die an vorhersehbaren und gleichmäßigen Erlösströmen interessiert sind.

Diese praktischen Zielsetzungen stehen teilweise in Konflikt zu den wirtschaftlichen Gestaltungszielen, denn eine stark differenzierte und zielgenaue Ausgestaltung von Finanzierungsbeiträgen und Anreizwirkungen führt tendenziell zu höherer Komplexität. Im Umkehrschluss wären sehr einfache Entgeltsysteme mit z. B. nur einer einzigen, wenig differenzierten Entgeltkomponente aufgrund ihrer hohen Pauschalität nicht akzeptabel. Daher sind die o. g. Zielsetzungen nicht als dominierende Gestaltungsziele, sondern eher als Bewertungskriterien für den Vergleich von Gestaltungsoptionen, die die rechtlichen Anforderungen erfüllen und hinsichtlich der Verteilungs- und Anreizwirkungen zielführend erscheinen, aufzufassen.

3 Entgelte mit Finanzierungsfunktion für Letztverbraucher

3.1 Abgrenzung des Betrachtungsgegenstands

Gegenstand dieses Kapitels sind Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für Letztverbraucher, also für private Haushalte sowie gewerbliche und industrielle Unternehmen, die Strom aus dem Netz beziehen, ohne diesen ihrerseits wieder in das Netz einzuspeisen. Von den Letztverbrauchern abzugrenzen sind insbesondere netzgekoppelte Stromspeicher, die Gegenstand von Kapitel 5 sind. Gleiches gilt für Netznutzer, die neben Verbrauchsanlagen auch anlagengekoppelte Speicher betreiben; auch diese Konstellationen werden dort vertieft behandelt. Für letztgenannte Netznutzer gelten im Grundsatz jedoch ähnliche Überlegungen wie für sonstige Letztverbraucher. Demgegenüber sind Prosumer, also Letztverbraucher mit Eigenverbrauchsanlagen, die grundsätzlich auch Strom in das Netz einspeisen können, Teil des Betrachtungsgegenstands dieses Kapitels.

Im derzeitigen Netzentgeltsystem werden Netzentgelte nicht ausschließlich von Letztverbrauchern entrichtet, sondern auch zwischen vor- und nachgelagerten Netzebenen gezahlt bzw. rechnerisch berücksichtigt. Dieser Aspekt der Netzentgeltsystematik ist Teil der vertikalen Kostenwälzung und wird in Kapitel 6 gesondert behandelt.

3.2 Allgemeine Klassifizierung von Netzentgeltkomponenten

Wie in Abschnitt 2.1.2 erörtert, besteht der übliche Weg der Ausgestaltung von Netzentgelten mit Blick auf die Finanzierungsfunktion darin, eine oder mehrere Netzentgeltkomponenten zu definieren, die sich durch ihre Bezugsgrößen unterscheiden, und die zu deckenden Netzkosten auf diese Komponenten zu verteilen. Üblicherweise werden drei Klassen von Entgeltkomponenten unterschieden: mengenabhängige Entgelte, leistungsabhängige Entgelte und pauschale Entgelte.

Mengenabhängige Entgelte (Arbeitspreise, AP) werden je bezogener Kilowattstunde erhoben. Arbeitspreise können sowohl zeitvariabel als auch nicht zeitvariabel ausgestaltet sein. Sofern mit der Zeitvariabilität ein spezifisches Anreizziel verfolgt wird, sind sie der hier gewählten Systematik zufolge den Entgelten mit Anreizfunktion zuzuordnen und werden in Kapitel 7 behandelt. Zeitvariable Ausgestaltungen, die im unmittelbaren Zusammenhang mit der Finanzierungsfunktion stehen, werden demgegenüber in Abschnitt 3.4.4 betrachtet. Soweit im Folgenden nicht anders angegeben, ist bei Arbeitspreisen mit Finanzierungsfunktion von einer nicht zeitvariablen Ausgestaltung auszugehen.

Leistungsabhängige Entgelte beziehen sich entweder auf eine gemessene (Höchst-)Leistung innerhalb eines definierten Betrachtungszeitraums (Leistungspreis, LP) oder auf eine festgelegte Kapazität (Kapazitätspreis, KP, bzw. Baukostenzuschuss, BKZ). Die zugrunde gelegte Kapazität kann sich dabei auf die technische Anschlusskapazität, die vertraglich vereinbarte Netzananschlusskapazität oder eine anderweitig definierte Bezugsgröße beziehen. Auch hier gilt, dass – sofern nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet – von nicht zeitvariablen Ausgestaltungsformen auszugehen ist.

Pauschale Entgelte (Grundpreise, GP) werden im Wesentlichen einheitlich je Bezugspunkt erhoben, beispielsweise je Marktlotation oder je Netzananschlusspunkt. Differenzierungen nach strukturellen Merkmalen von Netznutzern sind grundsätzlich möglich, etwa nach messtechnischen Eigenschaften oder dem Vorhandensein von Eigenerzeugungsanlagen.

Den Ausführungen in Abschnitt 2.1 folgend weisen Netzentgeltkomponenten stets sowohl eine Verteilungs- als auch eine Anreizwirkung auf, auch wenn letztere nicht notwendigerweise intendiert ist und im Einzelfall als Fehlanreiz wirken kann. Den drei genannten Klassen von Entgeltkomponenten lassen sich im Hinblick auf Letztverbraucher unterschiedliche Wirkungsprofile zuordnen.

Arbeitspreise belasten jede bezogene Kilowattstunde in gleicher Weise, so dass die resultierenden Gesamtkosten von der insgesamt bezogenen Strommenge, aber nicht von der Nutzungsdauer oder dem Bezugszeitpunkt abhängen. Arbeitspreiszahlungen können durch Eigenverbrauch reduziert werden. Dies führt zu einer Verringerung des Finanzierungsbeitrags zur Netzinfrastruktur, auch wenn die kostenrelevante Inanspruchnahme des Netzes hierdurch nicht notwendigerweise im gleichen Maße sinkt.

Darüber hinaus vermitteln Arbeitspreise einen Anreiz zur Reduktion des Stromverbrauchs. Dieser kann im Hinblick auf stromsystemseitige Energieeffizienz vorteilhaft sein, wirkt im Kontext des Energieträgerwettbewerbs allerdings auch potenziell nachteilig für den Einsatz von Strom. In diesem Zusammenhang beeinflussen Arbeitspreise auch den Einsatz von Flexibilitäten im Stromsystem, beispielsweise bei bivalenter Wärmeerzeugung.

Bei leistungsabhängigen Entgeltkomponenten hängt die Kostentragung von der jeweils zugrunde gelegten Leistungsgröße bzw. Kapazitätsbemessung und nicht von der insgesamt bezogenen Strommenge ab. Die aus beiden Ausgestaltungsformen (als LP und als KP) resultierende Gesamtbelastung ist im Vergleich zu Arbeitspreisen vorteilhaft für Netznutzer mit hohen Nutzungsdauern. Zudem ist sie weitgehend unabhängig von Eigenverbrauch, insbesondere bei darbotsabhängigen Erzeugungsanlagen wie Photovoltaikanlagen.

Leistungsabhängige Entgeltkomponenten setzen grundsätzlich einen Anreiz, die jeweilige Bemessungsgrundlage zu reduzieren. Bei Leistungspreisen betrifft dies bei der Ausgestaltung entsprechend dem heutigen Entgeltsystem die individuelle Jahreshöchstlast, während bei Kapazitätspreisen abhängig von der konkreten Ausgestaltung Anreize bestehen, die technische, die vertraglich vereinbarte oder eine anderweitig definierte Kapazität zu minimieren. Netznutzer setzen daher vorhandene Flexibilitäten tendenziell dafür ein, die für die Entgeltbemessung relevante Größe zu verringern. Da diese Bemessungsgrundlagen in einem bestehenden System in der Regel keine unmittelbaren Auswirkungen auf die Netzkosten haben, ist diese Anreizwirkung zur Vergleichsmäßigung des eigenen Strombezugsprofils tendenziell als Fehlanreiz einzuordnen. Sie entzieht die hierfür eingesetzte Flexibilität anderen, aus systemischer Sicht nutzbringenden Einsatzzwecken (markt- oder netzorientiert), ohne unmittelbar zu einer Kostenabsenkung zu führen⁹³. Das Ausmaß dieses Fehlanreizes hängt bei Kapazitätspreisen allerdings maßgeblich von der konkreten Ausgestaltung der Überschreitungsregeln ab, also davon, welche (Kosten-) Wirkungen bei einer Überschreitung der festgelegten Kapazität eintreten.

Die Kostentragung bei Grundpreisen ist unabhängig von Strombedarf, Bezugsprofil und evtl. vorhandenem Eigenverbrauch. Je nach Ausgestaltung kann sie aber von Charakteristika der Netznutzer (Eigenverbrauchsanlage, messtechnische Einrichtung o. ä.) abhängen. Die Pauschalität von Grundpreisen führt zu einer stark größenabhängigen spezifischen (d. h. auf die Bezugsmenge bezogenen) Belastung. Grundpreise entfalten keine unmittelbaren Anreize für den Einsatz von Flexibilität.

⁹³ (Jeddi, Sitzmann, 2019)

Unabhängig von ihren Auswirkungen auf den Einsatz von Flexibilität ist festzustellen, dass sämtliche Entgeltkomponenten auch Investitionsentscheidungen der Netznutzer beeinflussen, da diese ihre Entscheidungen auf Basis der erwarteten Gesamtbelastung durch Netzentgelte treffen.

3.3 Reguläres Entgeltsystem

3.3.1 Status quo und Reformbedarf

Das derzeitige reguläre Entgeltsystem findet Anwendung bei allen Netznutzern mit registrierender Leistungsmessung (RLM). Es besteht aus den beiden Entgeltkomponenten Arbeits- und Leistungspreis, die jeweils nach Benutzungsdauerbereichen unter- und oberhalb von 2.500 Benutzungsstunden pro Jahr differenziert werden. Ergänzend kann bei Errichtung oder Erweiterung eines Netzanschlusses einmalig ein BKZ erhoben werden. Sämtliche Entgeltkomponenten sind grundsätzlich nicht zeitvariabel ausgestaltet. Ausnahmen bilden nur die statisch zeitvariablen Entgelte für atypische Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV sowie für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG. Auf diese Ausnahmen wird in Kapitel 7 näher eingegangen.

Zur Bemessung der Entgeltkomponenten wird das Modell der Gleichzeitigkeitsfunktion (g-Funktion) herangezogen. Dieses Modell basiert auf der Annahme, dass der Gleichzeitigkeitsgrad eines Netznutzers, verstanden als relativer Beitrag seiner individuellen Jahreshöchstlast zur Höchstlast der jeweiligen Netzebene, näherungsweise aus der Benutzungsdauer abgeleitet werden kann. Dabei wird ein monoton steigender Zusammenhang unterstellt, wonach bei geringer Benutzungsdauer ein niedriger und bei hoher Benutzungsdauer ein entsprechend hoher Gleichzeitigkeitsgrad angenommen wird.

Zentraler Bestandteil des Modells ist die Annahme, dass sich dieser Zusammenhang in guter Näherung durch eine abschnittsweise lineare Funktion mit zwei Bereichen abbilden lässt. Hierbei wird unterstellt, dass der Zusammenhang im Bereich von 0 bis 2.500 Benutzungsstunden eine höhere Steigung aufweist als im darüberliegenden Bereich. Die beiden Geradenabschnitte treffen sich am Knickpunkt bei 2.500 Benutzungsstunden, wobei der untere Abschnitt steiler verläuft als der obere.

Die Höhe der Arbeits- und Leistungspreise ergibt sich aus dem Zusammenwirken der spezifischen Netzkosten einer Netzebene nach vertikaler Kostenwälzung (auch als „Briefmarke“ bezeichnet, entsprechend dem Quotienten aus Erlösobergrenze und netzweiter Jahreshöchstlast) und der Gleichzeitigkeitsfunktion. Die Arbeitspreise ergeben sich aus dem Produkt der Briefmarke mit den Steigungen der jeweiligen Geradenabschnitte, während die Leistungspreise aus dem Produkt der Briefmarke mit den y-Achsenabschnitten der (extrapolierten) Geradenabschnitte resultieren. Im Ergebnis liegen zwei Entgeltkomponenten mit jeweils zwei Preisniveaus vor, wobei der Arbeitspreis unterhalb des Knickpunkts höher ist als oberhalb und der Leistungspreis unterhalb niedriger als oberhalb.

Wie bereits in Abschnitt 3.2 ausgeführt, setzt der Leistungspreis des bestehenden Entgeltsystems einen Anreiz, vorhandene Flexibilität zur Glättung des individuellen Lastprofils einzusetzen, ohne dass hiermit im Allgemeinen volkswirtschaftliche Vorteile verbunden sind. Vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung eines markt- und netzorientierten Einsatzes von Flexibilität ergibt sich hieraus Reformbedarf im bestehenden System.

Daneben erweist sich auch das Modell der Gleichzeitigkeitsfunktion sowohl aus konzeptioneller als auch aus quantitativer Sicht als reformbedürftig. Der modellinhärente Knickpunkt bei 2.500

Benutzungsstunden führt zu einem systematischen Bruch in den Anreizwirkungen. Wie in Bild 3.1 exemplarisch dargestellt, verändert sich die Zusammensetzung der gesamten Netzentgeltbelastung aus Leistungs- und Arbeitspreisanteilen in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer deutlich. Während unterhalb von 2.500 Benutzungsstunden typischerweise der Arbeitspreis die Entgeltzahlung dominiert, überwiegt oberhalb dieses Schwellenwerts der Leistungspreis (vgl. auch Jahn et al.⁹⁴).

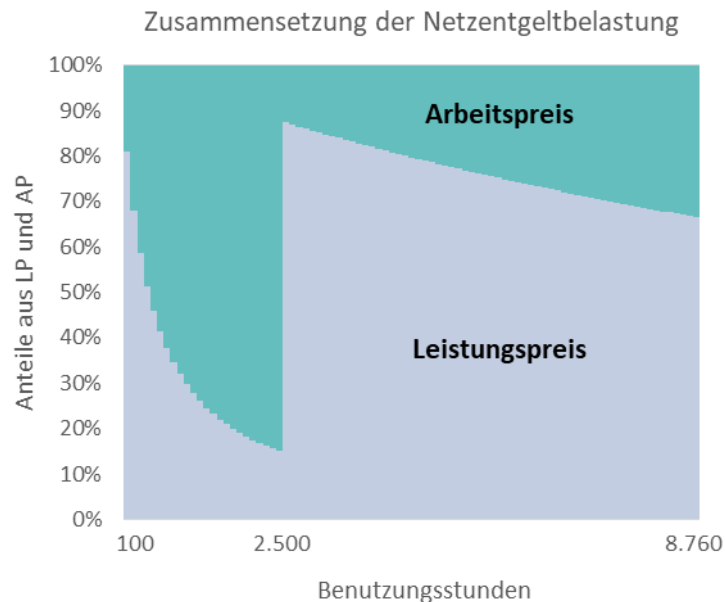


Bild 3.1 Zusammensetzung der gesamten Netzentgeltbelastung aus Leistungs- und Arbeitspreisanteilen in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer⁹⁵

Darüber hinaus ist das Modell der Gleichzeitigkeitsfunktion strukturell an die Verwendung von Arbeits- und Leistungspreisen gebunden. Diese Eigenschaft schränkt den Gestaltungsspielraum für alternative Entgeltsysteme erheblich ein. Hinzu kommt, dass die Differenzierung in jeweils zwei Arbeitspreise und zwei Leistungspreise je Netzebene in Verbindung mit dem aufwändigen Parametrierungsprozess zu erhöhter Komplexität führt.

Auch aus quantitativer Sicht bestehen erhebliche Zweifel an der Eignung des Modells. Empirische Untersuchungen zum Zusammenhang zwischen Gleichzeitigkeitsgrad und Benutzungsdauer können weder den unterstellten linear steigenden Zusammenhang noch insbesondere die Existenz eines ausgeprägten Knickpunkts bei 2.500 Benutzungsstunden bestätigen. So zeigen Analysen auf Basis eines Nutzerkollektivs von rund 4.000 Mittelspannungskunden mit viertelstündlich aufgelösten Lastgangdaten aus dem Jahr 2016⁹⁶, dass weder eine ausgeprägte statistische Korrelation zwischen Gleichzeitigkeitsgrad und Benutzungsdauer besteht noch eine signifikant bessere Approximation durch eine abschnittsweise lineare Funktion mit Knickpunkt im Vergleich zu einer durchgehenden linearen Funktion erreicht wird (Bild 3.2).

⁹⁴ (Jahn, Fritz, Maurer, 2021)

⁹⁵ Als Preise sind hier exemplarisch unterstellt: Unterhalb von 2.500 Benutzungsstunden ein Leistungspreis von 20,35 EUR/kW und ein Arbeitspreis von 4,81 ct/kWh, oberhalb von 2.500 Benutzungsstunden ein Leistungspreis von 123 EUR/kW und ein Arbeitspreis von 0,71 ct/kWh. Dies entspricht einem g0-Wert von 0,11 und einem g-Wert am Knickpunkt von 0,76 bei einer Briefmarke von 185 EUR/kW.

⁹⁶ (Tiemann, 2024)

Die Approximation der Messwerte durch eine Geradenfunktion mit Knickpunkt ergibt einen mittleren quadratischen Fehler (MSE) von 0,033 und ein Bestimmtheitsmaß (R^2) von 0,40, während eine durchgehende lineare Funktion mit einem MSE von 0,036 und einem R^2 von 0,36 nur geringfügig schlechter abschneidet. Vor diesem Hintergrund ist festzustellen, dass die g-Funktion mit Knickpunkt im betrachteten Nutzerkollektiv lediglich eine marginale Verbesserung gegenüber einer einfachen linearen Approximation darstellt und insgesamt nur eine sehr grobe Annäherung an die tatsächlichen Zusammenhänge liefert. Vergleichbare empirische Analysen mit umfassenderen Nutzerkollektiven in anderen Ländern gelangen zu ähnlichen Ergebnissen⁹⁷, ebenso wie modellbasierte Auswertungen auf Grundlage der BMW-Langfristszenarien (s. Anhang A.1)⁹⁸. Die zunehmende Bedeutung der gezielten Nutzung von verbrauchsseitiger Flexibilität wird zudem in der Zukunft tendenziell dazu führen, dass die Streuung der tatsächlichen Gleichzeitigkeitsgrade der Lastprofile noch weiter zunimmt.

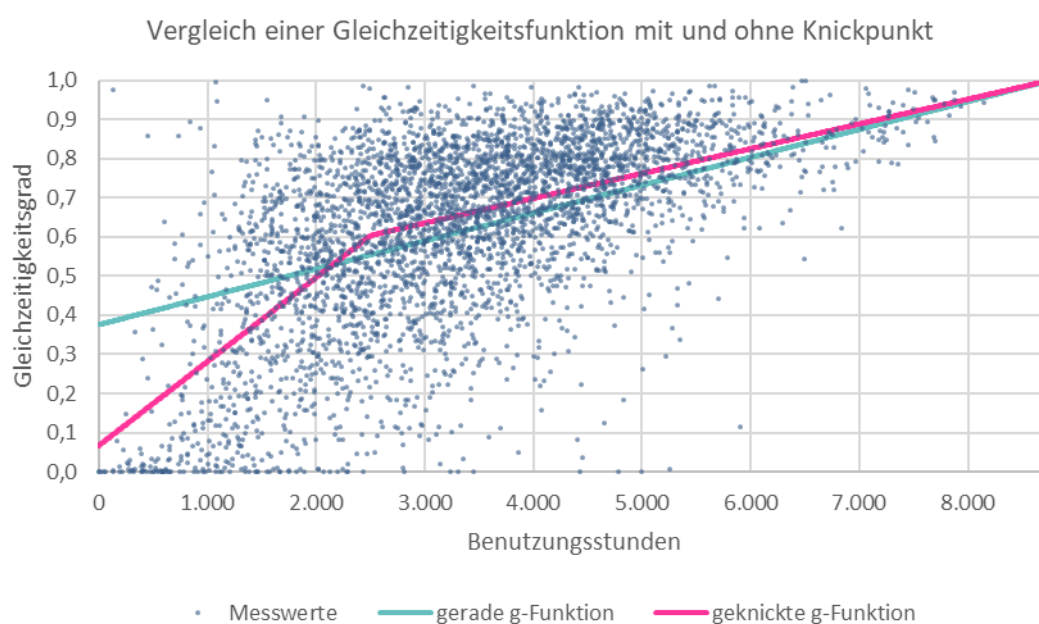


Bild 3.2 Gleichzeitigkeitsgrad von ca. 4.000 Mittelspannungsnutzern und Approximation der Korrelation durch eine Geradenfunktion mit und einer ohne Knickpunkt bei 2.500 Benutzungsstunden

3.3.2 Reformoptionen

Die im Weiteren diskutierten Änderungsoptionen für die Gestaltung der Letztverbraucherentgelte mit Finanzierungsfunktion werden mit Blick auf die sich ergebenden Kostenverteilungen und die damit einhergehenden potenziellen (Fehl-)Anreize bewertet. Im Einzelnen werden folgende Optionen betrachtet:

- Eingliedrige Netzentgeltmodelle
- Zweigliedrige Netzentgeltmodelle bestehend einerseits aus einem Arbeitspreis und andererseits einem Grundpreis, einem Leistungspreis oder einem Kapazitätspreis, wobei weiter nach der Bezugsgröße der Kapazität unterschieden wird

⁹⁷ (Consentec, 2025)

⁹⁸ (Consentec, Fraunhofer ISI, ifeu, TU Berlin, 2022)

3.3.3 Rechtliche Erwägungen

3.3.3.1 Auswahl und Ausgestaltung der Netzentgeltkomponenten

Eine wichtige Funktion der Netzentgelte liegt in der Sicherstellung der Netzfinanzierung. Gemäß dem Grundsatz der Lebensfähigkeit der Netze muss sichergestellt sein, dass die anerkenntnisfähigen Netzkosten vollständig durch Netzentgelte gedeckt werden können, soweit sie nicht aus anderen Mitteln wie z.B. staatlichen Zuschüssen abgedeckt werden (2.2.1.2.1). Hierzu kann an relativ stabile Parameter der Netznutzung wie insbesondere die elektrische Arbeit, die elektrische Leistung oder die vertraglich oder technisch bestimmte Kapazität der angeschlossenen Anlagen angeknüpft werden oder ggf. eine fixe Preiskomponente vorgesehen werden. Die derzeitige Netzentgeltsystematik zieht zur Netzfinanzierung im Wesentlichen nur Stromverbraucher heran (zu Stromspeichern vgl. Kap. 5) und verwendet für den Regelfall eine Kombination aus Leistungs- und Arbeitspreis (3.3.1). Die im Rahmen des AgNes-Verfahrens angedachte Netzentgeltsystematik sieht demgegenüber als Netzentgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion eine Kombination aus Kapazitäts- und Arbeitspreisen vor, wobei die Kapazität vom Netznutzer (vorbehaltlich einer möglichen Mindestkapazität) gewählt werden kann und bei deren Überschreitung für die bezogenen Mengen oberhalb der gewählten Kapazität ein erhöhter Arbeitspreis erhoben wird (3.3.8).

Die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik muss, wie bereits ausgeführt, dem Grundsatz der Kostenorientierung entsprechen. Die Netzentgelte sollen danach in Beziehung zu den Kosten stehen, die mit der jeweiligen Inanspruchnahme des Netzes verbunden sind. Lässt sich kein konkreter Verursachungszusammenhang ermitteln, so sollen sich die Netzentgelte an dem Wert des in Anspruch genommenen Netzes und den Netzkosten orientieren. Wie ausgeführt lässt dies einen weiten Gestaltungsspielraum bei der Bestimmung der Netzentgelte (2.2.1.2.2). Der Grundsatz der Kostenorientierung ist auch bei der Auswahl und Ausgestaltung der Netzentgeltkomponenten zu beachten. Diese sollten die Kostenstruktur des Netzbetreibers abbilden können.⁹⁹ Dabei ist die Dimensionierung der Netzbetriebsmittel primär von der bereit zu stellenden Netzkapazität abhängig, so dass die Kapazität im Vergleich zur bezogenen Arbeit einen stärkeren – aber nicht den einzigen und auch nicht den dominanten – Treiber der Netzkosten darstellt. Dies legt die Verwendung einer leistungs- oder kapazitätsbezogenen Entgeltkomponente nahe. Hierauf weist auch Art. 18 Abs. 7 S. 2 EltVO explizit hin, wonach Verteilungstarife auf die Netzanschlusskapazität bezogene Elemente enthalten können. Dem werden sowohl die derzeitige als auch die angedachte Netzentgeltsystematik gerecht.

Die Verwendung einer leistungs- oder kapazitätsbezogenen Netzentgeltkomponente ist darüber hinaus an den weiteren Zielen der Netzentgeltsystematik zu messen. Eine derartige Komponente dient dem Ziel der Kosteneffizienz des Netzes (2.2.1.3.2) insoweit, als sie zur Reduzierung der Spitzenlast im Netz beitragen und damit Netzausbaubedarf reduzieren kann. Zur Steigerung der Treffgenauigkeit liegt allerdings nahe, eine solche Netzentgeltkomponente zeit- und ortsabhängig auszugestalten.¹⁰⁰ Auch Art. 18 Abs. 7 S. 2 und 3 EltVO weist auf eine Differenzierung der Verteilnetztarife nach Verbrauchsprofilen und die Möglichkeit zeitlich abgestufter Tarife hin. Ist ausreichende Netzkapazität verfügbar, sprechen verschiedene Ziele der Netzentgeltregulierung gegen eine zu starke Bepreisung von Leistung bzw. Kapazität. Der Kosteneffizienz des Netzes

⁹⁹ Vgl. auch Kommission, C(2025) 4010 final, Anhang „Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs“, S. 13.

¹⁰⁰ Vgl. auch Kommission, C(2025) 4010 final, Anhang „Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs“, S. 9 f., 13.

dient es insoweit mehr, wenn vorhandene Netzkapazität möglichst genutzt wird. Auch die angestrebte Flexibilität des Netzes wie auch des Energieversorgungssystems insgesamt (2.2.1.3.3 und 2.2.1.4.2) sprechen dafür, Netzentgeltanreize zu reduzieren, die eine Nutzung des Netzes in Zeiten ohne Knappheit an Netzkapazitäten einschränken könnten, um so die Stromversorgung bedarfsgerechter durchführen zu können. Zugleich dient dies dem Ziel der Integration erneuerbarer Energien (2.2.1.4.4), da das Verbrauchsverhalten leichter an die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien angepasst werden könnte. Schließlich entspricht eine begrenzte Leistungs- bzw. Kapazitätskomponente in Zeiten ausreichender Netzkapazitäten – und damit einhergehend eine höhere Arbeitskomponente – dem Ziel der Energieeffizienz des Energieversorgungssystems (2.2.1.4.3) insoweit, als größere Anreize für eine Beschränkung des Energieverbrauchs erhalten bleiben.

Diesem Zielsystem wird die derzeitige Netzentgeltsystematik nur sehr eingeschränkt gerecht. Eine gewisse zeitliche und örtliche Differenzierung ergibt sich im Wesentlichen nur aus der Reduktion der Netzentgelte bei atypischer Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV. Häufig dürfte sich der Leistungspreis daher als Flexibilitätshemmnis auswirken. Die angedachte Netzentgeltsystematik würde insoweit zu wichtigen Verbesserungen führen. Zum einen wäre die hemmende Wirkung des Kapazitätspreises insoweit begrenzt, als die Überschreitung der gewählten Kapazität nicht zu einer Erhöhung des Kapazitätsentgelts, sondern lediglich zu einer erhöhten Bepreisung der zur Zeit der Kapazitätsüberschreitung entnommenen Strommenge führen würde. Dies käme der Kosten- und Energieeffizienz sowie der Flexibilität zugute. Zum anderen würde die Kosteneffizienz aufgrund verringerten Netzausbaubedarfs durch die angedachte Anreizkomponente gestärkt, die drohende Netzengpässe abbilden soll (dazu Kap. 7). Dieses Ziel würde damit außerhalb der Netzentgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion verfolgt, was zugleich die Stabilität der Kostendeckung und die Kostenorientierung verbessern würde. Die angedachte Netzentgeltsystematik erscheint daher mit den genannten Zielen vereinbar und vorteilhaft gegenüber der derzeitigen Systematik.

Neben der leistungs- bzw. kapazitätsbezogenen Netzentgeltkomponente sehen sowohl die derzeitige als auch die angedachte Netzentgeltsystematik die Erhebung eines Arbeitspreises für die aus dem Netz entnommene Strommenge vor. Aus dem Blickwinkel der Kostenorientierung erscheint dies begründbar, um die unterschiedliche Inanspruchnahme des Netzes abzubilden, wenn für Netznutzer mit gleicher Entnahmeleistung bzw. -kapazität aufgrund unterschiedlicher Benutzungsdauern deutlich unterschiedliche Strommengen transportiert werden.¹⁰¹ Darüber hinaus dient ein Arbeitspreis dem Ziel der Energieeffizienz des Energieversorgungssystems (2.2.1.4.3), indem ein Anreiz zur Verringerung des Stromverbrauchs gesetzt wird.

3.3.3.2 Festlegungskompetenz

Die Auswahl und Ausgestaltung der genannten Netzentgeltkomponenten unterfällt der Festlegungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG zu den Netzentgelten. Insbesondere kann die BNetzA nach dem Beispielstatbestand des § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. d EnWG ausdrücklich Regelungen treffen „zu verschiedenen Entgeltkomponenten, einschließlich Entgelten für den Anschluss an das Netz der allgemeinen Versorgung sowie Elementen, die auf die

¹⁰¹ Arbeitspreise werden auch von der Kommission als grundsätzlich mögliche Netzentgeltkomponenten anerkannt, aber eine Ergänzung um kapazitätsbezogene Komponenten angeregt, vgl. Kommission, C(2025) 4010 final, Anhang „Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs“, S. 13.

Netzanschlusskapazität bezogen sind“. Dies deckt sowohl leistungs- und kapazitätsbezogene als auch arbeitsbezogene Netzentgeltkomponenten für die Netznutzung ab.

3.3.4 Eingliedrige Netzentgeltmodelle

Wie in Abschnitt 3.2 dargelegt, sind sämtliche Entgeltkomponenten sowohl mit Verteilungs- als auch mit Anreizwirkungen verbunden. Das Ausmaß dieser Wirkungen hängt dabei nicht nur von der Art der jeweiligen Entgeltkomponente, sondern in erheblichem Maße auch von deren Preishöhe ab. Bei eingliedrigen Netzentgeltmodellen ergibt sich die Preishöhe unmittelbar aus der Notwendigkeit, die gesamten Netzkosten über diese eine Komponente zu decken. Dies führt zwangsläufig zu vergleichsweise hohen Entgeltniveaus und verstärkt somit die verbundenen Verteilungs- und Anreizwirkungen. Demgegenüber ermöglichen Kombinationen mehrerer Entgeltkomponenten eine stärkere Glättung dieser Wirkungen.

Eingliedrige Netzentgeltmodelle schränken damit die Möglichkeit erheblich ein, einen ausgewogenen Ausgleich zwischen den Zielen einer als angemessen empfundenen Kostenverteilung und der Vermeidung von Fehlanreizen zu erreichen. Eine Erweiterung auf dreigliedrige Modelle würde zwar zusätzliche Differenzierungsmöglichkeiten eröffnen, zugleich jedoch die Komplexität der Entgeltsystematik deutlich erhöhen, ohne dass hiermit zwangsläufig ein entsprechender Mehrwert verbunden wäre. Vor diesem Hintergrund erscheint aus Sicht der Gutachter weiterhin ein zweigliedriges Netzentgeltmodell vorzugswürdig.

3.3.5 Modell mit Arbeitspreis und Grundpreis

Ein Entgeltmodell mit Arbeitspreis und Grundpreis würde insbesondere im Hinblick auf die Vermeidung von Fehlanreizen Vorteile bieten. Arbeitspreise beeinträchtigen den Einsatz markt- und netzorientierter Flexibilitäten nicht, sofern es sich nicht um grundsätzliche Entscheidungen über den Einsatz von Strom im Energieträgerwettbewerb handelt. Grundpreise wiederum entfalten keine unmittelbaren Anreizwirkungen auf Einsatzentscheidungen, da sie unabhängig vom konkreten Nutzungsverhalten erhoben werden.

Gleichwohl erscheint ein AP-GP-Modell mit Blick auf die Verteilungswirkungen nicht vorzugswürdig, zumindest ab der Mittelspannungsebene aufwärts. Die Bandbreite der Jahresverbrauchswerte von Letztverbrauchern in einer Netzebene ist so hoch, dass der GP bei einer für Verbraucher mit niedrigem Verbrauch noch tragbaren Höhe so niedrig sein müsste, dass er für Verbraucher mit durchschnittlichem oder hohem Verbrauch kaum ins Gewicht fallen würde. So käme es für einen großen Teil der Verbraucher zu einer weitgehenden Dominanz des AP, was gerade für Verbraucher mit hohen Verbräuchen zu einer starken Mehrbelastung im Vergleich zum Status quo führen würde.

Beispielhaft kann dies für Verbraucher im Mittelspannungsnetz quantifiziert werden: Von außergewöhnlichen Fällen abgesehen, dürften die Netzanschlusskapazitäten von Letztverbrauchern dort im Bereich zwischen wenigen 100 kW und wenigen MW und die Benutzungsdauern zwischen rund 1.000 und 5.000 Benutzungsstunden liegen, so dass sich ein Faktor von etwa 50 zwischen den kleinsten und größten Verbrauchswerten ergibt. Wenn der GP bei den kleinsten Verbrauchswerten beispielsweise einen (hohen) Entgeltanteil von rund 50 % ausmachen würde, so läge sein Entgeltanteil bei den höchsten Verbrauchswerten nur noch bei rund 1 % und wäre damit praktisch vernachlässigbar. In der Praxis dürfte sich durch Extremfälle an beiden Rändern, die sich z. B. durch betriebsbedingte Änderungen der Anschlussnutzung ergeben können, sogar

eine noch höhere Bandbreite der auftretenden Jahresverbräuche ergeben. In dem beispielhaft betrachteten Verbraucherkollektiv¹⁰² zeigt sich etwa eine Spreizung um den Faktor 100.

Für das Niederspannungsnetz sind diese Wirkungen anders zu bewerten, weil dort zumindest im bisherigen Standardlastprofilkunden-Segment ein AP-GP-Modell üblich ist. Die damit verbundene Dominanz der Arbeitspreise ist dort akzeptiert und wird – etwa bei Überlegungen zur Erhöhung des GP – vielfach aus Verbrauchersicht sogar als vorzugswürdig angesehen. Daher halten wir das AP-GP-Modell für Verbraucher in diesem Segment weiterhin für sinnvoll, auch für Verbraucher, die mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind (vgl. Abschnitt 3.4).

3.3.6 Modell mit Arbeitspreis und Leistungspreis

Ein Entgeltmodell aus Arbeitspreis und Leistungspreis entspricht im Grundsatz dem heutigen Entgeltsystem, wobei hier die Ausgestaltung ohne Gleichzeitigkeitsfunktion und somit ohne Differenzierung nach Benutzungsdauern betrachtet wird.

Mit einem solchen Modell ließen sich voraussichtlich Verteilungswirkungen erzielen, die insgesamt als ausgewogen und akzeptabel bewertet würden. Gleichwohl spricht der bereits mehrfach herausgearbeitete Fehlanreiz zur Vergleichmäßigung des individuellen Bezugsprofils gegen eine solche Ausgestaltung. Dieser Anreiz führt dazu, dass vorhandene Flexibilitäten primär zur Reduktion der individuellen Jahreshöchstlast eingesetzt werden, ohne dass hiermit im Regelfall netz- oder marktseitige Effizienzgewinne verbunden sind. Vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung eines netz- und marktorientierten Flexibilitätseinsatzes ist ein solches Modell daher kritisch zu bewerten.

3.3.7 Modell mit Arbeitspreis und Kapazitätspreis auf Netzanschlusskapazität

Kapazitätspreise gehören ebenso zur Klasse der leistungsbezogenen Entgeltkomponenten wie Leistungspreise. Ein AP-KP-Modell unterscheidet sich im Kern von einem AP-LP-Modell dadurch, dass die zugrunde gelegte Leistungsgröße nicht ex post gemessen, sondern ex ante festgelegt wird. Im vorliegenden Unterabschnitt werden Kapazitätspreise betrachtet, die entweder auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität (NAK) oder auf die technische Anschlusskapazität Bezug nehmen.

Im Hinblick auf die Verteilungswirkungen ist davon auszugehen, dass mit einer solchen Kombination aus Arbeits- und Kapazitätspreisen grundsätzlich ebenso eine ausgewogene Kostenverteilung erreicht werden kann wie mit einem AP-LP-Modell oder dem gegenwärtigen System auf Basis der Gleichzeitigkeitsfunktion.

Allerdings ergibt sich eine wesentliche Änderung hinsichtlich des Abrechnungsadressaten. Während im bestehenden System sowie in den meisten diskutierten Reformoptionen der Netznutzer Adressat der Entgeltabrechnung ist, richtet sich ein Kapazitätspreis auf Basis der NAK typischerweise an den Anschlussnehmer. Dieser ist – auch außerhalb des Privatkundensegments, für das typischerweise eine andere Entgeltstruktur angewandt wird – nicht notwendigerweise mit dem Netznutzer identisch, etwa im Fall vermieteter Gewerbeimmobilien. Wenn ein KP dennoch an die einzelnen Netznutzer abgerechnet werden soll, erfordert seine Umsetzung eindeutige Zuordnungsregeln der NAK zu den einzelnen Netznutzern. Dies wäre u. a. auch im Hinblick auf Sanktionsmechanismen, die bei Überschreitung der kontrahierten NAK durch die Netzbetreiber

¹⁰² (Tiemann, 2024)

ergriffen werden, herausfordernd, da Überschreitungen bei gemeinsamer Anschlussnutzung nicht immer einem einzigen Nutzer zugeordnet werden könnten.

Darüber hinaus setzen Kapazitätspreise analog zu Leistungspreisen einen Anreiz, die jeweilige Bemessungsgrundlage zu reduzieren. Da die von den Nutzern gewünschte Kapazität wiederum von der erwarteten individuellen Jahreshöchstlast beeinflusst wird (zuzüglich eines Puffers für unvorhergesehenen Mehrbedarf), entsteht auch hier ein Anreiz, vorhandene Flexibilität primär zur Glättung des Bezugsprofils einzusetzen¹⁰³.

Im Unterschied zu Leistungspreisen entfaltet sich dieser Anreiz nicht ganz kurzfristig, da weder die vertragliche noch die technische Anschlusskapazität jederzeit unmittelbar angepasst werden kann. Daher wird in der Debatte mitunter davon ausgegangen, diese Preiselemente hätten keinen Einfluss auf die betriebliche Flexibilitätsnutzung. Dies ist jedoch nicht zutreffend, denn es kann Netznutzern nicht vollkommen verwehrt werden, Anpassungen an der Kapazität vorzunehmen, mindestens in Richtung einer Absenkung der Kapazität. Dies kann in der Folge wiederum dazu führen, dass Netznutzer Leistungsüberschreitungen der verbleibenden Kapazität nur noch vermeiden können, indem sie ihre Flexibilität zur Glättung des Bezugsprofils einsetzen. Dieser Effekt kann somit zeitverzögert eintreten, unterscheidet sich aber nicht prinzipiell von dem Fehl-anreiz, der von Leistungspreisen ausgeht.

Im Fall der NAK kann Netznutzern kaum verwehrt werden, mindestens Absenkungen mit einer gewissen Regelmäßigkeit – z. B. jährlich – vorzunehmen. Eine disziplinierende Wirkung kann hierbei dadurch entstehen, dass spätere Anhebungen der NAK nur auf Antrag und in Abhängigkeit der Verfügbarkeit freier Kapazität und evtl. gegen Zahlung eines BKZ möglich sind. Dies kann im Gegenzug aber den Druck auf Netznutzer, deren NAK (evtl. infolge von Absenkungen) knapp bemessen ist, zur Einhaltung der gegebenen NAK durch Einsatz ihrer Flexibilität weiter erhöhen.

Aus diesen Gründen und unter Berücksichtigung der obigen Überlegungen zum Adressaten der Netzentgelte wäre die Einführung eines KP auf die vertragliche NAK aus Sicht der Gutachter nicht zielführend. Sie würde das Problem des häufig ineffizienten Anreizes zur Glättung des Bezugsprofils nicht beseitigen und zudem praktische Umsetzungsherausforderungen aufwerfen.

Es könnte die Ansicht vertreten werden, dass die Anreizproblematik bei einer Bezugnahme auf die *technische* Anschlusskapazität als Bemessungsgrundlage eliminiert werden könnte, weil Netznutzer diese Kapazität kaum selbst beeinflussen können¹⁰⁴. Genau diese mangelnde Beeinflussbarkeit ist aber ein gravierendes Argument gegen die Bezugnahme auf diese Kapazitätsgröße. Die technische Anschlusskapazität hängt stark von netzbetreiberseitigen Gestaltungsentscheidungen der Netzanschlusskonfiguration und des umgebenden Netzes ab und kann in vielen Fällen gar nicht eindeutig bestimmt werden. Und wenn statt der netzseitig möglichen technischen Kapazität die Kapazität der nutzerseitigen Anschlussanlagen (z. B. der Sicherungsgröße) betrachtet wird, kann sie wiederum sehr wohl den Netznutzern beeinflusst werden.

Aus diesen Gründen sollte die technische Anschlusskapazität aus Sicht der Gutachter nicht als Bezugsgröße für Netzentgeltkomponenten in Betracht gezogen werden.

¹⁰³ (Morell-Dameto, 2023)

¹⁰⁴ (Morell-Dameto, 2023)

3.3.8 Modell mit Arbeitspreis und Kapazitätspreis auf Wahlkapazität

Modellbeschreibung

Aus Sicht der Gutachter lassen sich die Zielsetzungen einer ausgewogenen Kostenverteilung mit vertretbaren Umverteilungseffekten gegenüber dem Status quo und einer möglichst weitgehenden Vermeidung von Fehlanreizen am besten mit einem Entgeltmodell erreichen, das auf einer vom Netznutzer wählbaren Kapazität beruht. Das Modell umfasst einen Kapazitätspreis und einen zweistufigen Arbeitspreis (Bild 3.3). Der Netznutzer wählt eine Kapazität, die bei rationaler, d. h. kostenminimierender Wahl unterhalb der erwarteten Jahreshöchstlast liegt. Für diese Wahlkapazität wird ein Kapazitätspreis erhoben. Für die Energiemenge, die unterhalb der gewählten Kapazität bezogen wird, fällt ein niedrigerer Arbeitspreis (AP1) an, während für die darüber hinausgehende Bezugsmenge ein höherer Arbeitspreis (AP2) erhoben wird.

Aus Sicht der Gutachter erscheint dabei eine jährliche Wahl der Kapazität zweckmäßig. Dies entspricht dem grundsätzlichen Jahresrhythmus der Netzentgeltabrechnung und bietet Netznutzern die Möglichkeit, erwartete Veränderungen ihres Bezugsverhaltens angemessen zu berücksichtigen. Kürzere Wahlperioden würden die Kapazitätswahl stärker an das tatsächliche Verhalten jeweils innerhalb eines Jahres annähern und damit tendenziell wieder die für Leistungssysteme charakteristischen Anreize zur kurzfristigen Optimierung individueller Lastspitzen verstärken. Deutlich längere Wahlperioden würden demgegenüber die Anpassungsfähigkeit des Modells bei sich ändernden Bezugsprofilen einschränken. Um den administrativen Aufwand gering zu halten, sollte die gewählte Kapazität automatisch fortgeschrieben werden, sofern der Netznutzer keine Änderung vornimmt.

Die Grundidee dieses Modells besteht darin, Überschreitungen der gewählten Kapazität zuzulassen und nicht – so wie dies bei einer Bepreisung auf Basis der vertraglichen NAK vermutlich gesehen würde – als Fehlverhalten einzuordnen, das einer starken Sanktionierung bedarf. Zugleich haben Leistungsüberschreitungen bei diesem Modell anders als beim LP keine Auswirkung auf die Höhe des zu zahlenden Kapazitätsentgelts im laufenden Jahr.

Auf diese Weise wird der Anreiz, das eigene Bezugsprofil unter Einsatz von Flexibilität auf eine bestimmte Leistungsobergrenze hin zu optimieren, weitgehend eliminiert. Überschreitungen der gewählten Kapazität führen nur zu einer vergleichsweise moderaten Mehrbelastung durch die im Weiteren als AP-Aufschlag bezeichnete Differenz zwischen AP2 und AP1. Zugleich bleibt die Verteilungswirkung einer leistungsbezogenen Entgeltkomponente zumindest teilweise erhalten, so dass – etwa im Vergleich zu eingliedrigem Entgeltmodellen – starke Umverteilungen zulasten von Verbrauchern mit besonders hoher oder besonders niedriger Benutzungsdauer vermieden werden.

Schematische Dauerlinie des Strombezugs eines Netznutzers

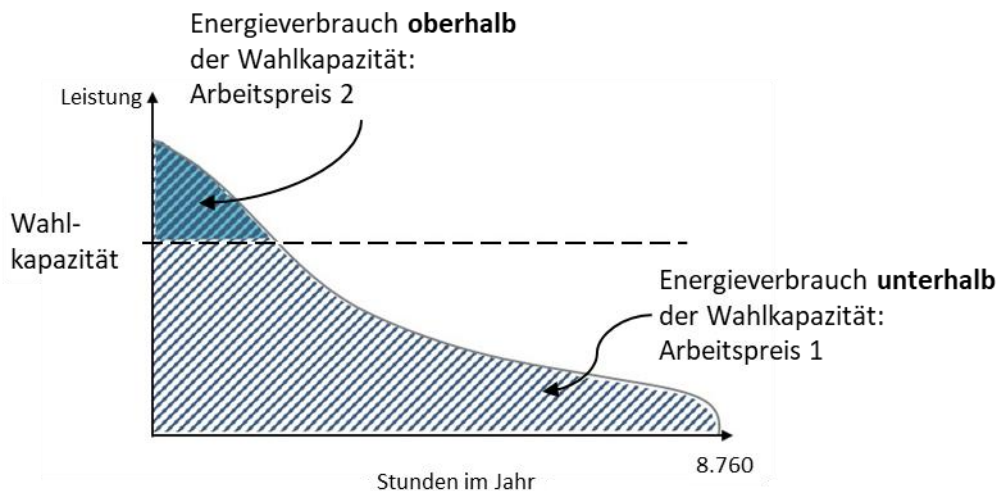


Bild 3.3 Schematische Darstellung des Entgeltmodells mit Arbeitspreis und Kapazitätspreis auf Wahlkapazität anhand der Jahresdauerlinie eines Bezugsprofils

Aus Sicht eines einzelnen Netznutzers ergibt sich bei gegebenem Bezugsprofil eine eindeutige kostenminimierende Wahl der Kapazität, wie exemplarisch in Bild 3.4 dargestellt. Das Optimum ergibt sich aus einer Abwägung zwischen den zusätzlichen Kosten einer höheren Kapazitätswahl einerseits und den Einsparungen beim AP-Aufschlag andererseits. Da AP1 unabhängig von der gewählten Kapazität auf die gesamte bezogene Energiemenge anfällt, können durch eine Erhöhung der Kapazität ausschließlich die Mehrkosten durch den AP-Aufschlag reduziert werden.

Wenn das Verhältnis von AP2 zu AP1 gleich eins, der AP-Aufschlag also null ist, ergibt sich die kostenminimierende Wahl bei einer Kapazität von null. Mit zunehmender Höhe des AP-Aufschlags verschiebt sich die kostenminimierende Wahlkapazität in Richtung höherer Werte. Sie kann so je nach Parametrierung nah an die individuelle Jahreshöchstlast heranreichen, wird diese aber nicht vollständig erreichen. Neben dem AP-Aufschlag beeinflusst auch das Verhältnis des Kapazitätspreises zum Arbeitspreis AP1 die optimale Kapazitätswahl.

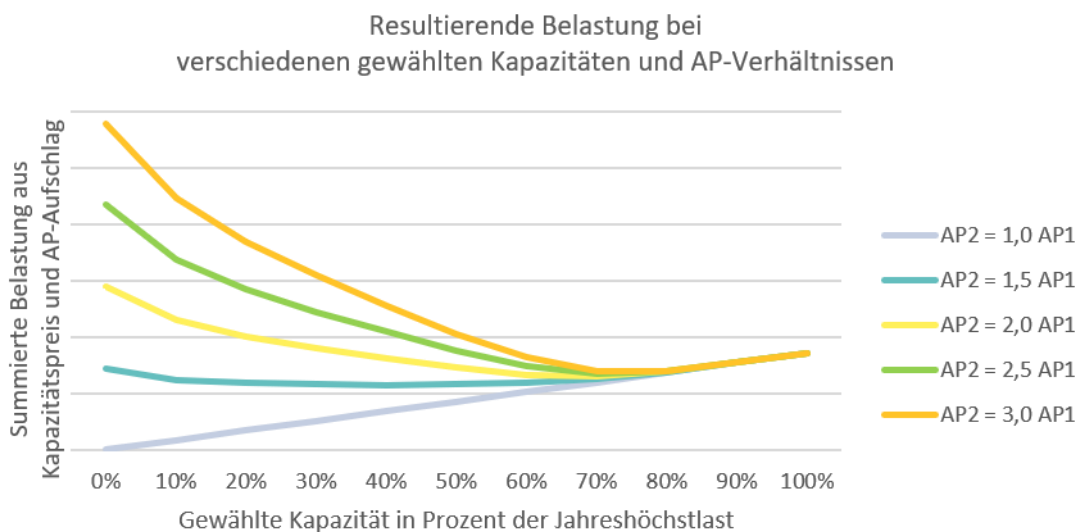


Bild 3.4 Resultierende Netzentgeltbelastung eines exemplarischen Netznutzers bei verschiedenen Arbeitspreis-Verhältnissen und gewählten Kapazitäten

Bemessung und Parametrierung des Entgeltmodells

Im derzeitigen Entgeltsystem ergeben sich die Verhältnisse der Entgeltkomponenten zueinander aus dem Modell der Gleichzeitigkeitsfunktion (vgl. Abschnitt 3.3.1). Bei Verzicht auf die g-Funktion müssen die Verhältnisse der Entgeltkomponenten auf andere Weise festgelegt werden. Hierfür kommen grundsätzlich zwei Ansätze in Betracht, die Festlegung fester Erlösanteile für einzelne Entgeltkomponenten oder die Definition fester Relationen zwischen den Komponenten. Für das empfohlene Modell schlagen die Gutachter eine Kombination beider Ansätze vor.

Ausgangspunkt ist die Festlegung eines festen Erlösanteils für den Arbeitspreis AP1, der auf die gesamte bezogene Energiemenge erhoben wird. Dieser Erlösanteil wird im Weiteren als „Erlösanteil Arbeit“ bezeichnet, und der verbleibende Erlösanteil als „Erlösanteil Kapazität“ (Bild 3.5). Letzterer setzt sich zusammen aus den Erlösen, die über den KP erzielt werden, und den Erlösen über den AP-Aufschlag. Dass der AP-Aufschlag dem Erlösanteil Kapazität zugeordnet wird, ergibt sich aus seiner Funktion als „Gegengewicht“ bei der Wahl der Kapazität.

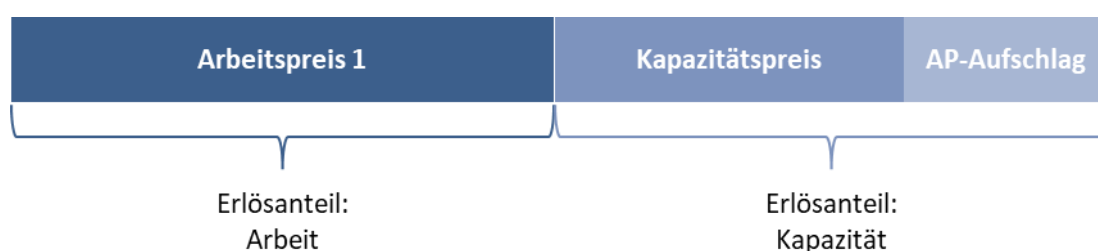


Bild 3.5 Aufteilung der Erlösanteile auf die Entgeltkomponenten im Modell mit Arbeitspreis und Kapazitätspreis auf Wahlkapazität

AP1 ergibt sich somit unmittelbar aus dem vorgegebenen Erlösanteil Arbeit und der gesamten bezogenen Energiemenge. Als zweiter vorzugebender Parameter bietet es sich an, die Höhe des AP-Aufschlags in Form des Verhältnisses von AP2 zu AP1 vorzugeben. Mit diesen Vorgaben lässt sich bei Kenntnis der Bezugsprofile der Verbraucher auch der KP ermitteln. Methodisch ist hierfür eine Kalibrierungsaufgabe zu lösen: Es ist derjenige KP zu bestimmen, bei dem die aggregierten Erlöse aus KP und AP-Aufschlag dem angestrebten Erlösanteil Kapazität entsprechen. Die Bestimmung dieses Werts kann beispielsweise iterativ mit folgenden Schritten erfolgen:

1. Annahme eines Startwerts für den KP
2. Bestimmung der kostenoptimalen Kapazitätswahl für jeden Verbraucher
3. Berechnung der resultierenden Erlöse durch KP und AP-Aufschlag
4. Prüfung, ob die Erlöse dem gewünschten Erlösanteil entsprechen
5. Falls nicht, Anpassung des KP und erneute Iteration

Auch für große Netznutzerkollektive kann auf dieser Basis für verschiedene Kombinationen von AP1, AP-Aufschlag und KP ermittelt werden, welche Gesamterlöse sich unter Berücksichtigung des antizipierten Wahlverhaltens ergeben. Auf diese Weise kann der KP so festgelegt werden, dass die angestrebte Erlösverteilung zwischen mengen- und kapazitätsbezogenen Komponenten erreicht wird. Weichen die tatsächlichen Entscheidungen der Netznutzer bei Wahl ihrer Kapazität vom unterstellten kostenminimierenden Verhalten ab, resultieren tendenziell höhere

Erlöse für den Netzbetreiber, da in diesen Fällen Kapazitäten gewählt werden, die für den einzelnen Netznutzer zu höheren Gesamtkosten führen¹⁰⁵.

Zum Vergleich mit dem Status quo sei angemerkt, dass das Modell der Gleichzeitigkeitsfunktion ebenfalls Vorgaben zu verschiedenen Parametern sowie einen Berechnungsschritt erfordert, in den Informationen zu den Bezugsprofilen der einzelnen Netznutzer eingehen. Das vorgeschlagene Modell erfordert mit zwei vorzugebenden Parametern sogar weniger Vorgaben als das in dieser Hinsicht komplexere Modell im Status quo.

Varianten einer Mindestkapazitätsvorgabe

In den Konsultationen mit Stakeholdern zum vorgeschlagenen Entgeltmodell für Letztverbraucher wurde verschiedentlich die Einführung einer Mindestkapazität angeregt. Eine solche zusätzliche Vorgabe würde die Kostenverteilung in der Weise beeinflussen, dass der Finanzierungsbeitrag von Verbrauchern mit niedrigen Benutzungsdauern, die ohne Mindestvorgabe eine sehr niedrige Kapazität (evtl. sogar eine Kapazität von null) wählen würden, angehoben wird. Die konkreten Auswirkungen einer Mindestkapazitätsvorgabe werden nachfolgend näher untersucht.

Eine Mindestkapazitätsvorgabe würde definiert als ein bestimmter prozentualer Anteil einer geeigneten Bezugsgröße. Die Wahl der Bezugsgröße ist für die Wirkungen der Mindestkapazitätsvorgabe entscheidend. Grundsätzlich denkbar wäre, Größen als Bezugsgröße zu verwenden, die auch für die Bildung von Netzentgeltkomponenten in Frage kommen, also z. B. die (letztjährige) Jahreshöchstlast oder die vertragliche NAK. Diese Bezugsgrößen würden jedoch bei den Verbrauchern, deren Kapazitätswahl durch die Mindestkapazität bestimmt würde, ähnlich problematische Anreizwirkungen für den Flexibilitätseinsatz auslösen wie Netzentgeltkomponenten, die unmittelbar auf diesen Bezugsgrößen beruhen. Wenn ein Verbraucher weiß, dass für ihn die Mindestkapazität relevant wird und diese z. B. im kommenden Jahr aus der Jahreshöchstleistung im laufenden Jahr abgeleitet wird, wird er bemüht sein, seine Flexibilität so einzusetzen, dass sich im laufenden Jahr eine möglichst niedrige Jahreshöchstlast ergibt. Ein ähnlicher Anreiz entsteht, wenn die NAK als Bezugsgröße für die Mindestkapazität herangezogen würde.

Es erscheint daher sinnvoll, alternative Ausgestaltungsvarianten zu prüfen, mit denen derartige Fehlanreize vermieden werden können. Eine Möglichkeit besteht darin, anstelle der Jahreshöchstlast – also der Spitze der Lastdauerlinie – einen in der Lastdauerlinie weiter unten liegenden Leistungswert als Bezugsgröße heranzuziehen, also den Leistungswert an der x-ten Stelle der Dauerlinie. Der Parameter x gibt dabei an, in wie vielen Viertelstunden im Jahr der dort abgegriffene Leistungswert erreicht oder überschritten wird. Beispielsweise könnte $x = 1.000$ angesetzt werden, so dass sich der Leistungswert ergibt, der in 1.000 Viertelstunden im Jahr erreicht oder überschritten wird (entsprechend ungefähr einer Stunde pro Wochentag Montag-Freitag). Hierdurch würde die Abhängigkeit der Mindestkapazitätsvorgabe von einzelnen Lastspitzen reduziert und der oben beschriebene Fehlanreiz erheblich abgeschwächt. Der Aufwand der Ermittlung dieser Größe wäre nicht höher, als wenn die Jahreshöchstlast herangezogen würde, denn auch Letztere lässt sich nur auf Basis des vollständigen viertelstündlichen Bezugsprofils eines Verbrauchers ermitteln. Etwas höher dürfte allerdings der Aufwand sein, die Bemessungsgrundlage gegenüber den Netznutzern nachvollziehbar zu erläutern.

¹⁰⁵ Erlösrisiken infolge unsicherer Mengenprognosen bleiben hierbei unberücksichtigt. Diese Unsicherheiten bestehen jedoch auch im heutigen Entgeltsystem und sind somit kein spezielles Merkmal der vorgeschlagenen Systematik.

Unter der Prämisse, dass ein solcher Ansatz gewählt wird, mit dem nachteilige Anreizwirkungen im Wesentlichen vermieden werden, kann eine Mindestkapazitätsvorgabe ein vertretbarer Weg sein, um die Verteilungswirkungen des KP-AP-Modells abzustimmen. Diese Wirkungen werden nachfolgend auf Basis quantitativer Analysen eingehender untersucht.

Quantitative Analysen zur Parametrierung des Entgeltmodells

Die Parametrierung des vorgeschlagenen Entgeltmodells erfolgt im Spannungsfeld mehrerer Zielsetzungen:

- Die vorgegebenen Erlösanteile müssen gedeckt werden.
- Lastverschiebungen und -spitzen sollen ohne hohe Mehrkosten möglich sein.
- Es soll eine ausgewogene Kostentragung erreicht werden.

Im Hinblick auf die Erlösdeckung ergeben sich aus grundlegenden Überlegungen Einschränkungen für die zulässigen Parameterkombinationen (vgl. Bild 3.6). Um einen bestimmten Zielanteil der Erlöse aus der kapazitätsbezogenen Bepreisung (bestehend aus KP und AP-Aufschlag) zu erreichen, sind Mindestverhältnisse zwischen AP2 und AP1 erforderlich. Werden diese Mindestverhältnisse unterschritten, kann die angestrebte Erlösdeckung nicht mehr erreicht werden. Beispielsweise muss das Verhältnis von AP2 zu AP1 mindestens 2 betragen, damit ein Erlösanteil Kapazität von 50 % erreicht werden kann.

Dieser Zusammenhang lässt sich wie folgt begründen: Ein Netznutzer wird nur dann eine Kapazität über null wählen, wenn die damit verbundenen Kosten geringer sind als die zusätzlichen Zahlungen durch den AP-Aufschlag. Andernfalls ist es für ihn günstiger, eine Kapazität von null zu wählen und für den gesamten Strombezug den AP2 zu zahlen. Im Extremfall, in dem alle Netznutzer eine Kapazität von null wählen, ergibt sich der maximal mögliche Erlös für den Erlösanteil Kapazität aus dem AP-Aufschlag. Damit die angestrebte Erlösdeckung überhaupt erreichbar ist, muss dieser maximale Erlös mindestens dem Erlösanteil Kapazität ($anteil_{KP} \cdot EOG_{tot}$) entsprechen. Andernfalls existiert keine Parametrierung des KP, mit der die Erlösvorgabe erfüllt werden kann. Formal ergibt sich daraus die folgende Bedingung:

$$\Delta AP \cdot Energie_{gesamt} \geq anteil_{KP} \cdot EOG_{tot}$$

Diese Ungleichung lässt sich umformen zu der in Bild 3.6 dargestellten Beziehung:

$$\frac{AP2}{AP1} \geq 1 + \frac{anteil_{KP}}{1 - anteil_{KP}}$$

Diese Bedingung gilt allgemein und ist unabhängig vom betrachteten Netznutzerkollektiv, sofern keine Mindestkapazität vorgegeben wird. Wird hingegen eine Mindestkapazität eingeführt, kann die angestrebte Erlösverteilung grundsätzlich stets erreicht werden, da der erforderliche Erlösanteil durch eine entsprechende Erhöhung des Kapazitätspreises sichergestellt werden kann. Allerdings kann eine solche Ausgestaltung in Randfällen mit der Folge einhergehen, dass alle Netznutzer ihre Kapazitätswahl auf das vorgegebene Mindestniveau beschränken.

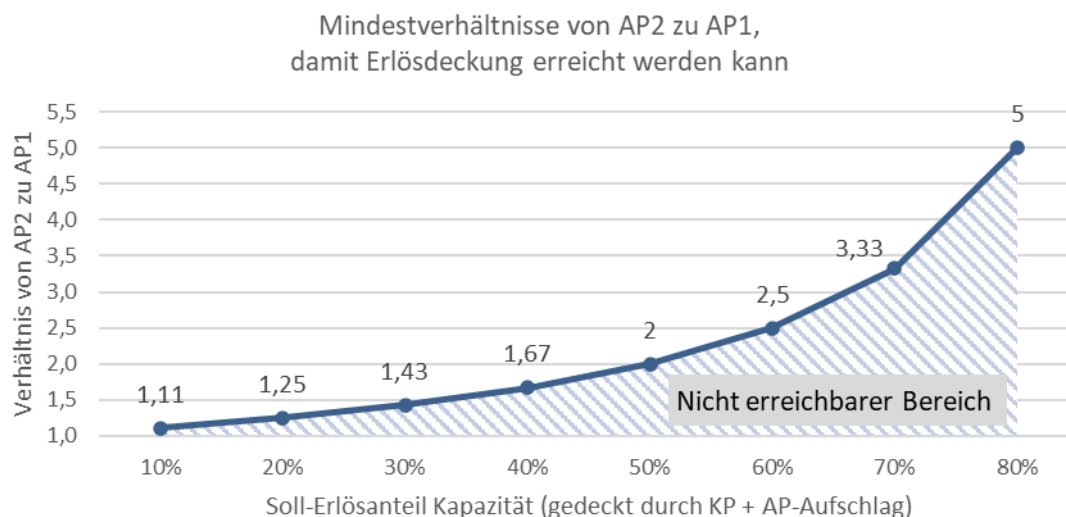


Bild 3.6 Mindestverhältnisse von AP2 zu AP1 bei verschiedenen Sollwerten für den Erlösanteil Kapazität im Modell ohne Mindestkapazität

Im Hinblick auf das Ziel, Lastverschiebungen und -erhöhungen mit möglichst geringen Mehrkosten zu belasten und damit Hemmnisse für einen markt- und netzorientierten Einsatz von Flexibilität zu reduzieren, ergeben sich je nach Art des Flexibilitätseinsatzes unterschiedliche Wirkungen des vorgeschlagenen Entgeltmodells. Für eine Bewertung ist daher eine Differenzierung nach den jeweiligen Einsatzformen erforderlich.

Lastverschiebungen, die sich vollständig innerhalb des Leistungsbereichs unterhalb oder vollständig oberhalb der gewählten Kapazität abspielen, haben keine Auswirkungen auf die Netzentgeltbelastung. In diesen Fällen bleibt die Zuordnung der bezogenen Energiemengen zu den jeweiligen Arbeitspreisen unverändert, sodass keine zusätzlichen Kosten entstehen.

Anders verhält es sich bei Lastverschiebungen, die dazu führen, dass Strombezüge aus dem Leistungsbereich unterhalb der gewählten Kapazität in den Bereich oberhalb der Kapazität verlagert werden. In diesen Fällen entsteht eine zusätzliche Belastung in Höhe des AP-Aufschlags für die entsprechend verschobene Energiemenge. Für eine wirksame Abschwächung des Fehlanreizes ist daher entscheidend, dass der AP-Aufschlag nicht so hoch bemessen wird, dass die hierdurch entstehenden Mehrkosten die potenziellen Erlöse aus einem markt- oder netzorientierten Flexibilitätseinsatz übersteigen.

Bild 3.7 zeigt die Ergebnisse einer quantitativen Abschätzung der Höhe des AP-Aufschlags für verschiedene Verhältnisse von AP2 zu AP1 sowie unterschiedliche Zielerlösanteile der kapazitätsbezogenen Bepreisung in der Hoch- und Mittelspannungsebene. Die Preisangaben beziehen sich auf das Jahr 2026 und wurden auf Grundlage einer BDEW-Studie zur Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung ermittelt¹⁰⁶. Veränderungen, die sich aus einer möglichen Anpassung der Kostenwälzungssystematik ergeben könnten, sind in dieser Quantifizierung nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel 6).

¹⁰⁶ (Consentec, Frontier Economics, 2024)

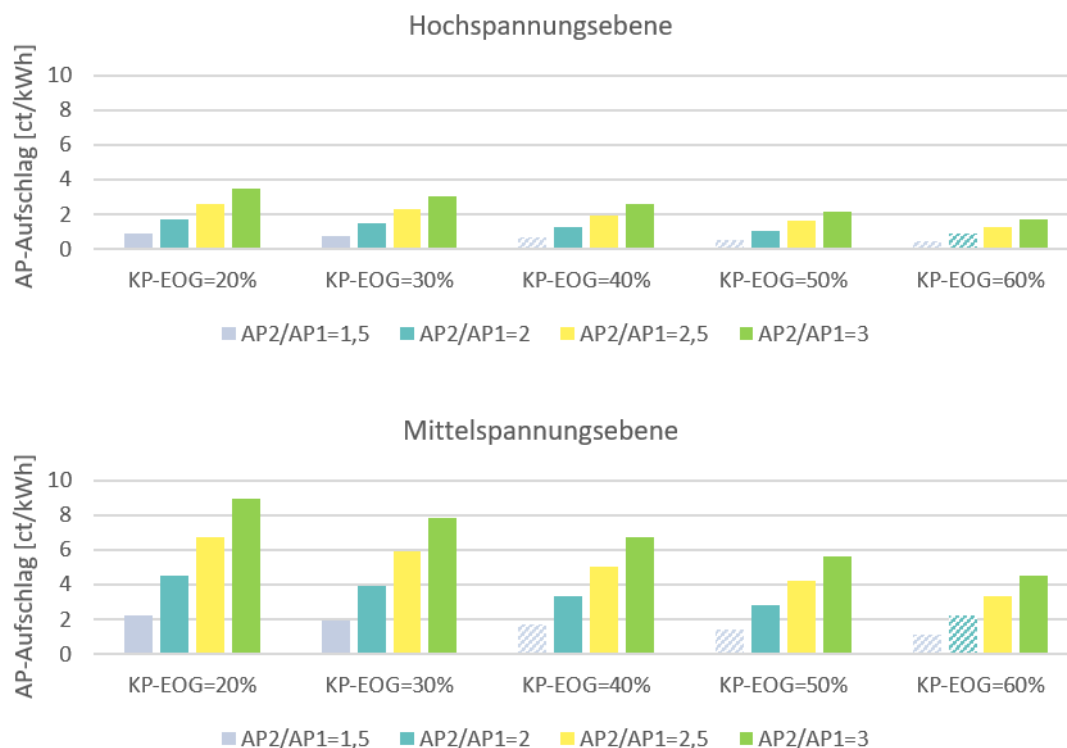


Bild 3.7 Durchschnittliches Preisniveau der AP-Aufschläge in der Hoch- und Mittelspannungsebene für das Jahr 2026 bei unterschiedlichen Ansätzen für den Erlösanteil Kapazität („KP-EOG“). Schraffiert dargestellte Kombinationen sind nur unter Vorgabe einer Mindestkapazität realisierbar.

Die Ergebnisse zeigen, dass mit Blick auf die Anreizwirkungen insbesondere Kombinationen mit vergleichsweise geringen AP2/AP1-Verhältnissen und höheren Erlösanteilen Kapazität vorteilhaft sind. Dabei ist zu beachten, dass diese Parameterkombinationen teilweise nur in Verbindung mit Mindestkapazitätsvorgaben realisierbar sind (erkennbar an der schraffierten Darstellung). Für die Hochspannungsebene erscheinen AP2/AP1-Verhältnisse im Bereich von bis zu 2-2,5 vertretbar, da davon ausgegangen werden kann, dass bei einem AP-Aufschlag in der Größenordnung von etwa 2 ct/kWh weiterhin ein erheblicher Teil der Preisspreads an den Spotmärkten sowie aus möglichen dynamischen Entgelten (vgl. Kapitel 7) wirtschaftlich nutzbar bleibt. Für die Mittelspannungsebene deuten die Ergebnisse auf etwas geringere Verhältnisse im Bereich von bis zu 1,5-2 hin. Dabei hängt die tatsächliche Entscheidung zum Einsatz von Flexibilitäten jedoch nicht allein vom Verhältnis zwischen Preisspreads und AP-Aufschlag ab, sondern auch von weiteren betrieblichen und technischen Randbedingungen. Die hier aufgeführten, an Preisspreads orientierten Überlegungen liefern daher nur eine Orientierung für geeignete Parameterverhältnisse.

Insgesamt stehen diese Anforderungen aus Anreizsicht jedoch in einem Spannungsverhältnis zu den zuvor dargestellten Bedingungen für die Erlösdeckung, bei denen tendenziell geringere Erlösanteile der Kapazitätsbepreisung und höhere Arbeitspreisverhältnisse vorteilhaft sind.

Das dritte eingangs genannte Zielkriterium für die Parametrierung des Modells betrifft das Ziel, eine möglichst ausgewogene und als akzeptabel empfundene Kostenverteilung zwischen Netznutzern unterschiedlicher Größe und Benutzungsdauer innerhalb einer Netzebene zu erreichen. Zur Analyse der hieraus resultierenden Verteilungswirkungen wurden quantitative

Auswertungen durchgeführt, die im Folgenden auszugsweise dargestellt und im Anhang A.2 ergänzend dokumentiert sind.

Sämtliche Analysen basieren auf dem bereits für Bild 3.2 verwendeten Verbraucherkollektiv in der Mittelspannungsebene, das auf Lastdaten aus dem Jahr 2016 des Bundesverbands der Energie-Abnehmer e. V. beruht¹⁰⁷. Der Datensatz umfasst rund 4.000 viertelstundenscharfe Lastzeitreihen von Netznutzern aus ganz Deutschland und bildet eine breite Spannweite an Benutzungsdauern ab (vgl. Anhang A.2, Bild 10.2). Zusätzlich liegen für jeden Netznutzer die jeweils geltenden Arbeits- und Leistungspreise vor. Für die vorliegenden Analysen wurde unterstellt, dass alle Netznutzer demselben Netzgebiet zugeordnet sind. Auf dieser Grundlage wurden die gezahlten Netzentgelte aggregiert und so eine Erlösobergrenze bestimmt. Für die Abbildung des Status quo wurde eine Gleichzeitigkeitsfunktion so kalibriert, dass die vorgegebene Erlösobergrenze gedeckt wird (vgl. Anhang A.2, Bild 10.2).

Der sich daraus ergebende durchschnittliche mengenbezogene Preis – also der Quotient aus der Summe der gezahlten Leistungs- und Arbeitsentgelte und dem Jahresverbrauch – in Abhängigkeit von den Benutzungsstunden ist in Bild 3.8 dargestellt. Ergänzend zeigt die Darstellung zwei Referenzfälle, die nicht als konkrete Reformoptionen betrachtet werden, jedoch der Einordnung der Ergebnisse dienen: ein eingliedriges Arbeitspreismodell sowie ein AP-KP-Modell mit Bezug auf die NAK. Da der Anteil der Erlöse, der sich im Status quo aus den Leistungspreiszahlungen ergibt, rund 60 % beträgt, wurde im AP-KP-Modell ebenfalls ein KP-Erlösanteil von 60 % unterstellt.

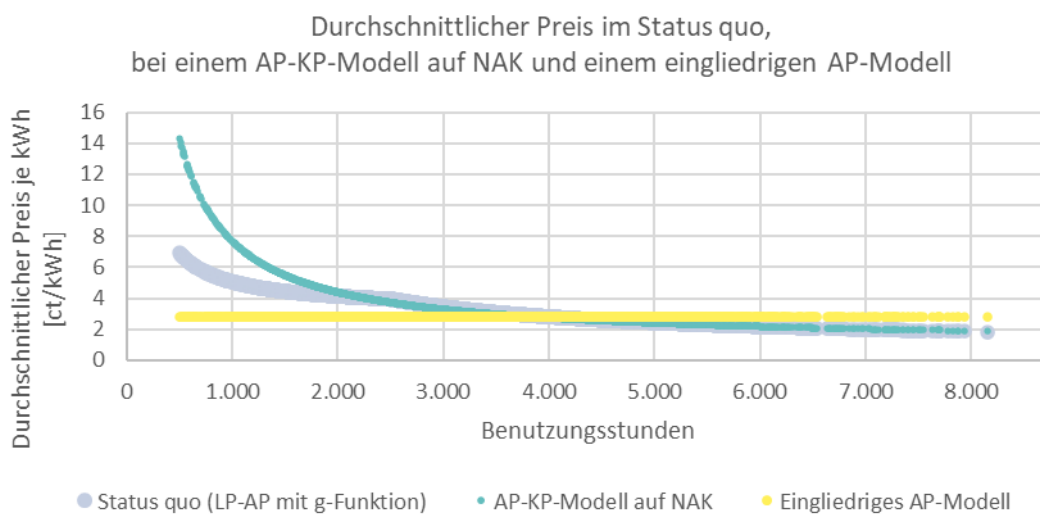


Bild 3.8 Durchschnittlicher Preis je kWh im Status quo (g-Funktion), bei einem AP-KP-Modell auf NAK und einem eingliedrigen AP-Modell

Die Analyse zeigt, dass im Status quo erwartungsgemäß eine spezifische Mehrbelastung von Verbrauchern mit niedrigen Benutzungsdauern gegenüber solchen mit hohen Benutzungsdauern auftritt, die bei der Bandbreite der Benutzungsdauern in diesem Verbraucherkollektiv einen Spreizungsfaktor von rund 4 abdeckt. Bei einem AP-KP-Modell mit Bezug auf die NAK wäre diese Spreizung mit einem Faktor von rund 7 deutlich stärker ausgeprägt.

¹⁰⁷ (Tiemann, 2024)

Eine entsprechende Analyse der spezifischen Kostenbelastung bei dem vorgeschlagenen AP-KP-Modell mit Wahlkapazitäten ohne Mindestkapazität ist in Bild 3.9 dargestellt. Dabei wurde ein festes AP2/AP1-Verhältnis von 2 unterstellt und der Erlösanteil Kapazität (KP-EOG) variiert.

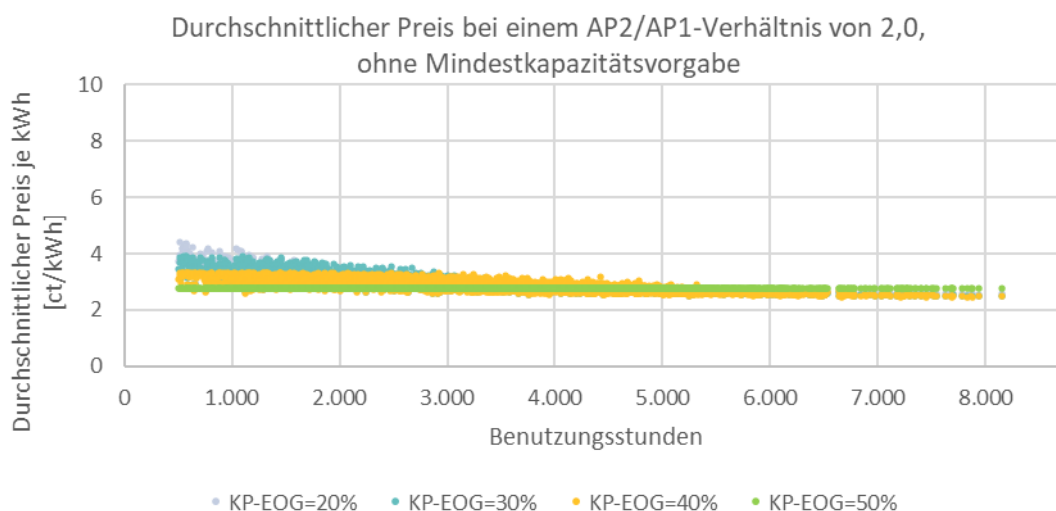


Bild 3.9 *Durchschnittlicher Preis je kWh beim vorgeschlagenen AP-KP-Modell bei einem Verhältnis AP2/AP1 von 2,0 und verschiedenen Vorgaben für den Erlösanteil Kapazität ohne Mindestkapazitätsvorgabe*

Die Ergebnisse zeigen, dass Varianten mit einem KP-EOG-Anteil von 20 bis 40 % ebenfalls eine moderate Mehrbelastung von Netznutzern mit niedrigen Benutzungsdauern im Vergleich zu solchen mit höheren Benutzungsdauern aufweisen. Die Korrelation zwischen Entgeltbelastung und Benutzungsdauer ist dabei weniger ausgeprägt als in den in Bild 3.8 betrachteten Modellen (AP-LP-Modell und AP-KP-Modell mit Bezug auf die NAK). Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Entgeltbelastung im vorgeschlagenen Modell nicht unmittelbar von der Benutzungsdauer, sondern von der Form der Lastdauerlinie abhängt, die zwar mit der Benutzungsdauer korreliert, jedoch nicht eindeutig durch diese bestimmt wird. Der Fall eines KP-EOG-Anteils von 50 % bei einem Arbeitspreisverhältnis von $AP2/AP1 = 2$ stellt schließlich einen Grenzfall dar, in dem alle Netznutzer eine Kapazität von null wählen. In diesem Fall reduziert sich das Modell faktisch auf ein reines Arbeitspreismodell. Die Kostenwirkung für andere AP-Verhältnisse ist im Anhang, Bild 10.3 und Bild 10.4, dargestellt.

Bild 3.10 und Bild 3.11 zeigen die Verteilung der Kostenbelastung für Varianten mit Mindestkapazitätsvorgabe, einmal bei einer Mindestkapazität in Höhe von 50 % der Jahreshöchstlast und einmal bei einer Mindestkapazität in Höhe von 50 % des Leistungswerts der 1.000-höchsten Viertelstunde in der Lastdauerlinie. Beide Varianten verdeutlichen, dass die Vorgabe einer Mindestkapazität insbesondere für Netznutzer mit geringen Benutzungsdauern zu höheren Finanzierungsbeiträgen führt. Die Variante mit Bezug auf die Jahreshöchstlast führt dabei faktisch zu höheren Mindestkapazitäten und somit auch zu stärkeren Auswirkungen.

Kostenverteilungen, die dem Status quo annähernd entsprechen, ergeben sich vor allem bei Erlösanteilen Kapazität im Bereich von 20 bis 40 %. Insbesondere in der Variante mit einer an der Jahreshöchstlast orientierten Mindestkapazität (die mit Blick auf ihre Anreizwirkungen für den Flexibilitätseinsatz nicht vorzugswürdig ist) führen höhere Anteile jedoch rasch zu deutlichen Mehrbelastungen im Bereich niedriger Benutzungsdauern.

Ergänzend sind im Anhang (Bild 10.5 und Bild 10.6) entsprechende Ergebnisse für unterschiedliche Bemessungen der Mindestkapazität dargestellt.

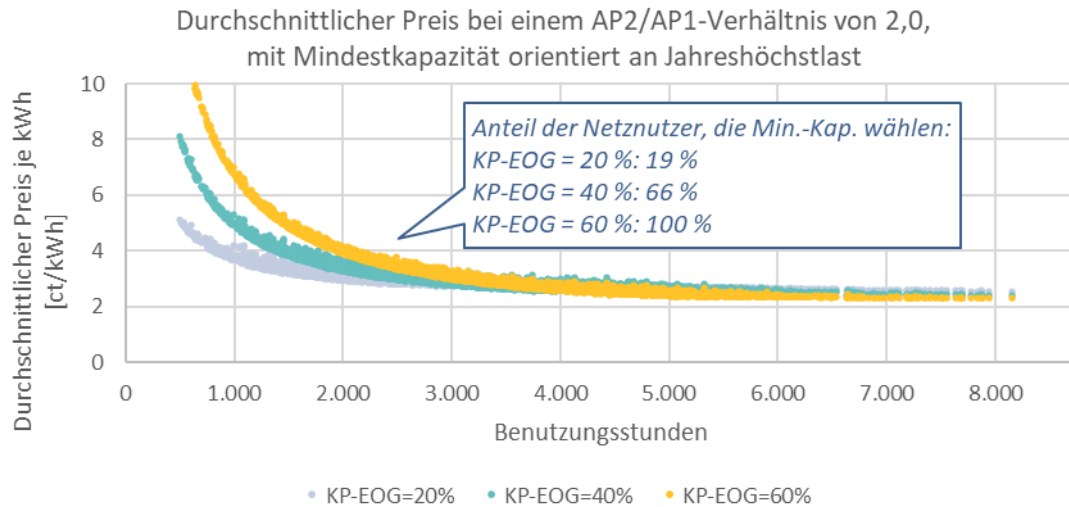


Bild 3.10 Durchschnittlicher Preis je kWh beim vorgeschlagenen AP-KP-Modell bei einem Verhältnis AP2/AP1 von 2,0 und verschiedenen Vorgaben für den Erlösanteil Kapazität mit einer Mindestkapazität i. H. v. 50 % der Jahreshöchstlast

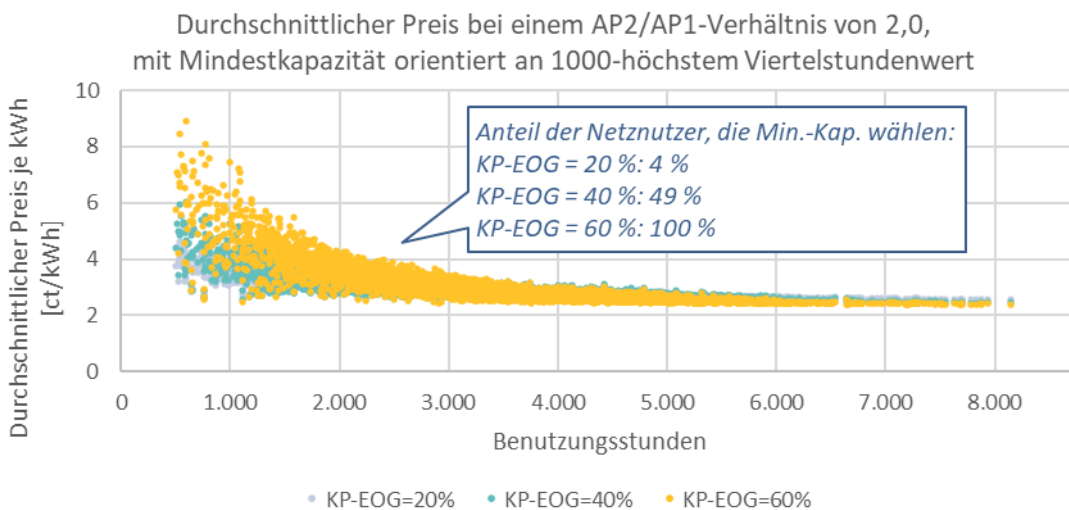


Bild 3.11 Durchschnittlicher Preis je kWh beim vorgeschlagenen AP-KP-Modell bei einem Verhältnis AP2/AP1 von 2,0 und verschiedenen Vorgaben für den Erlösanteil Kapazität mit einer Mindestkapazität i. H. v. 50 % der Last in der 1000-höchsten Viertelstunde

Ergänzend zu den dargestellten Kostenwirkungen zeigen Bild 3.10 und Bild 3.11, welcher Anteil der Netznutzer bei der jeweiligen Parametrierung eine Kapazität genau in Höhe der Mindestkapazität wählt. Dieser Anteil dient als Indikator dafür, wie stark die Mindestkapazitätsvorgabe das Wahlverhalten prägt. Bei moderaten Ausgestaltungen – insbesondere bei Mindestkapazitäten bis zu 50 % und Erlösanteilen Kapazität bis zu 30 % – bleibt der Anteil dieser Netznutzer begrenzt. Die Mindestkapazität wirkt dann vor allem als untere Begrenzung für einzelne Netznutzer mit sehr niedriger Kapazitätswahl, ohne die individuelle Kapazitätswahl insgesamt zu dominieren. Bei höheren Mindestkapazitäten oder höheren Erlösanteilen Kapazität steigt dieser Anteil

dagegen deutlich an; in diesen Fällen tritt die differenzierende Wirkung der individuellen Kapazitätswahl zunehmend in den Hintergrund. Ausführliche Darstellungen hierzu sind ergänzend im Anhang (Bild 10.7 und Bild 10.8) zu finden.

Zusammenfassend zeigen die quantitativen Analysen, dass für das vorgeschlagene Entgeltmodell ein begrenzter Parameterraum existiert, in dem die Zielsetzungen einer gesicherten Erlösdeckung, vertretbarer Anreizwirkungen und ausgewogener Verteilungswirkungen gleichzeitig erreicht werden können. Aus Sicht der Gutachter erscheinen dabei insbesondere Kombinationen mit einem Erlösanteil Kapazität im Bereich von etwa 20 bis 40 % sowie moderaten Arbeitspreisverhältnissen im Bereich von etwa 1,5 bis 2,5 als geeignet. Innerhalb dieses Bereichs lassen sich einerseits die Anforderungen an die Erlösdeckung erfüllen und andererseits die Mehrkosten für flexiblen Strombezug begrenzen, sodass markt- und netzorientierter Flexibilitätseinsatz nicht wesentlich beeinträchtigt wird.

Wird ergänzend eine Mindestkapazitätsvorgabe eingeführt, sollte diese auf einem in der Lastdauerlinie weiter unten liegenden Leistungswert basieren, etwa dem Leistungswert der 1.000-höchsten Viertelstunde. Eine Orientierung an der Jahreshöchstlast oder der vertraglichen Anschlusskapazität ist bei höheren Mindestkapazitäten demgegenüber weniger empfehlenswert, da hierdurch erneut Anreize zur gezielten Reduktion einzelner Lastspitzen gesetzt würden. Bei geringen Mindestkapazitäten, beispielsweise in der Größenordnung von 10 % der Jahreshöchstlast, dürfte dieser Fehlanreiz hingegen kein kritisches Ausmaß erreichen. Bei der empfohlenen Ausgestaltung kann die Mindestkapazität die Kapazitätswahl einiger Netznutzer wirksam begrenzen, ohne das Wahlverhalten im Kollektiv zu dominieren. Dies gilt insbesondere bei Mindestkapazitäten von bis zu etwa 50 % und moderaten Erlösanteilen Kapazität; höhere Werte führen hingegen dazu, dass ein zunehmender Anteil der Netznutzer die Mindestkapazität wählt und die differenzierende Wirkung des Modells abgeschwächt wird.

Insgesamt ermöglicht das vorgeschlagene Modell damit bei geeigneter Parametrierung einen belastbaren Ausgleich zwischen den zentralen Zielsetzungen.

3.4 Abweichende Regelungen für Letztverbraucher in der Niederspannung

3.4.1 Status quo und Reformbedarf

Vom regulären Entgeltsystem abweichende Regelungen finden im derzeitigen Netzentgeltsystem Anwendung bei Netznutzern ohne registrierende Leistungsmessung (RLM). Hierbei handelt es sich um Letztverbraucher in der Niederspannung mit einem jährlichen Strombezug unterhalb von 100.000 kWh. Die Entgeltstruktur für diese Netznutzer besteht aus einem Arbeitspreis sowie optional einem pauschalen Grundpreis. Dabei soll die Höhe des Grundpreises in einem angemessenen Verhältnis zum Arbeitspreis sowie zu den von Netznutzern mit registrierender Leistungsmessung zu entrichtenden Entgelten stehen.

Aus dieser Ausgestaltung ergeben sich mehrere Ansatzpunkte für Reformbedarf. Die starke Gewichtung des Arbeitspreises – mit einem Erlösanteil von aktuell rund 70 - 80 %¹⁰⁸ – führt insbesondere bei Prosumern zu verringerten Finanzierungsbeiträgen (vgl. Bild 3.12). Da deren Eigenverbrauch häufig auf dargebotsabhängiger Erzeugung, insbesondere Photovoltaik, basiert, geht die Reduktion der aus dem Netz bezogenen Strommenge in der Regel nicht mit einer entsprechenden Verringerung der auslegungsrelevanten Netzbelastung und somit auch praktisch nicht

¹⁰⁸ (Bundesnetzagentur, 2025b)

mit einer Reduktion der Netzkosten einher. Diese Diskrepanz zwischen individuellen Kosteneinsparungen bei den zu leistenden Netzentgelten und den netzseitigen Kostenwirkungen hat bereits seit einigen Jahren zu einer Debatte über die Gerechtigkeit der Entgeltsystematik geführt. Bei einer Fortschreibung der heutigen Entgeltsystematik würde hierdurch in Zukunft eine weiter zunehmende Kostenumverteilung zulasten der Netznutzer ohne Eigenversorgungsanlagen ausgelöst.

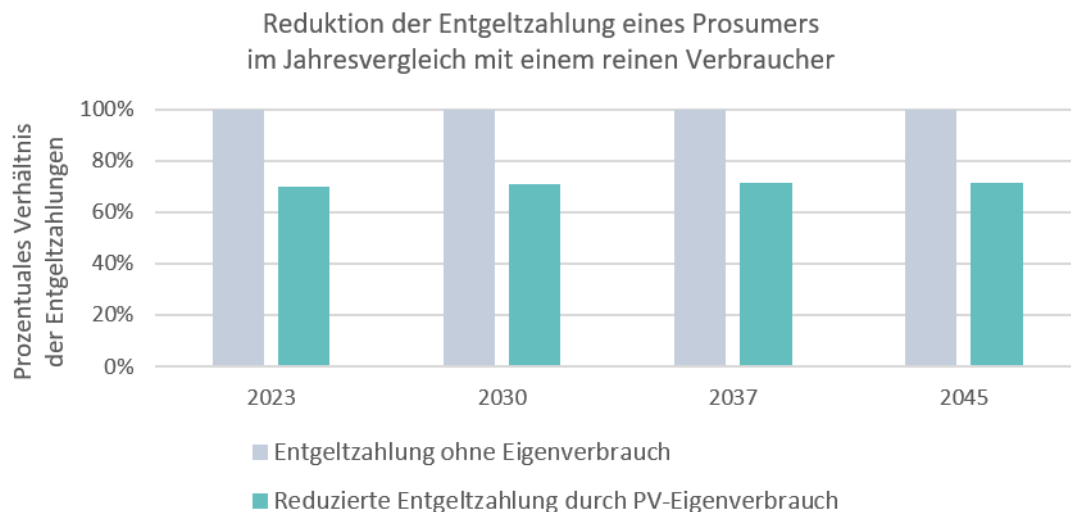


Bild 3.12 Vergleich der Netzentgeltzahlungen eines typischen Verbrauchers und eines Prosumers mit einem Eigenverbrauchsanteil von 30 % auf Grundlage der Netzentgeltprognose des BDEW¹⁰⁹

Darüber hinaus wird der Grundpreis bislang nur optional erhoben und weist der Höhe nach in der Praxis eine erhebliche Bandbreite auf. So lag der durchschnittliche Grundpreis im Jahr 2025 bei 73 Euro/Jahr, wobei der minimale Preis bei 12 Euro/Jahr und der maximale bei 200 Euro/Jahr lag und 23 VNB gar keinen Grundpreis erhoben haben¹¹⁰. Dies führt zu einer uneinheitlichen und teilweise stark divergierenden Kostenverteilung zwischen vergleichbaren Netznutzern¹¹¹.

Aus Sicht der Anreizfunktion hat das derzeitige Entgeltmodell jedoch durchaus Vorteile, da es nahezu keine Fehlanreize für den kurzfristigen Einsatz von Flexibilität setzt. Der dominierende Arbeitspreis vermittelt im Wesentlichen einen Anreiz zur Reduktion des Stromverbrauchs. Dieser Anreiz kann – wie bereits ausgeführt – sowohl positiv (im Sinne von Energieeffizienz) als auch negativ (im Hinblick auf den Energieträgerwettbewerb) bewertet werden, ist jedoch nicht auf die kurzfristige Steuerung von Flexibilität ausgerichtet. Zugleich ist im betrachteten Netznutzersegment davon auszugehen, dass kurzfristige Einsatzoptimierungen zwischen unterschiedlichen Energieträgern – etwa bei bivalenten Wärmeerzeugern – nur eine untergeordnete Rolle spielen. Insofern resultieren aus dem Arbeitspreis im Regelfall keine relevanten Fehlanreize für den kurzfristigen Flexibilitätseinsatz. Der Grundpreis ist vollständig unabhängig vom Nutzungsverhalten und entfaltet daher keinerlei Anreizwirkungen auf den Einsatz von Flexibilität. Im

¹⁰⁹ (Consentec, Frontier Economics, 2024)

¹¹⁰ (Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, 2026)

¹¹¹ (Jahn, 2018)

Ergebnis weist das bestehende Entgeltmodell damit eine weitgehende Neutralität gegenüber kurzfristigen Flexibilitätsentscheidungen auf.

Vor diesem Hintergrund besteht die zentrale Herausforderung darin, die Finanzierungsbeteiligung der Netznutzer ausgewogener auszugestalten, insbesondere mit Blick auf die Beteiligung von Prosumern sowie die Vermeidung übermäßiger Belastungen kleinerer Verbraucher, ohne die weitgehende Neutralität der Anreizwirkungen zu beeinträchtigen.

Im Zusammenhang mit der Behandlung von Prosumern sei angemerkt, dass auch die aktuell verschiedentlich geäußerten Forderungen nach Netzentgeltermäßigungen für das sogenannte Energy Sharing, bei dem Energie aus gemeinschaftlich genutzten Erzeugungsanlagen unter Nutzung des Stromnetzes an Mitwirkende verteilt wird, nicht durch Netzkosteneinsparungen zu rechtfertigen sind. Die Erkenntnis, dass Eigenerzeugungsanlagen – weitestgehend PV-Anlagen – bei Netznutzern im Niederspannungsnetz praktisch nicht zu einer Reduktion der erforderlichen Netzauslegung und allenfalls marginal (aufgrund geringfügig reduzierter Netzverluste) zur Reduktion der Netzkosten beitragen¹¹², ist unabhängig davon, ob der erzeugte und nicht vor Ort verbrauchte Strom nahegelegenen anderen Verbrauchern verkauft oder über die Mechanismen der Einspeisevergütung oder Direktvermarktung vermarktet wird. Die Forderung nach reduzierten Netzentgelten für das Energy Sharing läuft somit auf die Forderung nach einer Förderung für dieses Nutzungskonzept hinaus, die in praktisch voller Höhe durch die anderen Letztverbraucher im Niederspannungsnetz finanziert wird. Eine solche Förderung ist nach Auffassung der Gutachter weder netzwirtschaftlich zu rechtfertigen noch den Letztverbrauchern, die sie finanzieren müssten, zuzumuten. Eine vertiefende Analyse von Fragen zur netzentgeltlichen Behandlung dieses und ähnlicher gemeinschaftlicher Nutzungskonzepte ist jedoch nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

3.4.2 Reformoptionen

Als Reformoptionen für Netznutzer, die auch nach der Reform ein vom regulären Entgeltsystem abweichendes Modell erhalten, werden im Folgenden verschiedene Ansätze betrachtet:

- Reguläres Entgeltsystem für alle Nutzer mit intelligentem Messsystem (iMSys)
- Saisonale Differenzierung des Arbeitspreises
- Obligatorischer pauschaler und tendenziell erhöhter Grundpreis
- Obligatorischer gestaffelter Grundpreis mit unterschiedlichen Staffelnungskriterien:
 - Staffelnung nach Leistungsgrößen (Höchstlast, Rückspeiseleistung, Kapazität)
 - Staffelnung nach Bezugsmenge
- Grundpreis mit Aufschlag für Prosumer

Für die Abgrenzung der Netznutzer, für die ein solches abweichendes Entgeltmodell zur Anwendung kommt, wird bisher das jährliche Verbrauchsvolumen als maßgebliches Kriterium genutzt. Im Folgenden wird zusätzlich erörtert, ob die bestehende Grenze von 100.000 kWh beibehalten, angehoben oder abgesenkt werden sollte.

¹¹² (Consentec, Polynomics, ZHAW, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät der Universität Basel, 2021)

3.4.3 Rechtliche Erwägungen

3.4.3.1 Auswahl und Ausgestaltung der Netzentgeltkomponenten

In der Niederspannungsebene findet auf größere Letztverbraucher nach derzeitiger Netzentgelt-systematik das reguläre Entgeltsystem mit Leistungs- und Arbeitspreis (dazu 3.3) Anwendung. Hingegen wird für Entnahmestellen mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh im Falle einer Zählerstandsgangmessung oder einer anderen Form der Arbeitsmessung nur ein Arbeitspreis in ct/kWh sowie ggf. ein fixer Grundpreis in EUR/Monat festgelegt, vgl. § 17 Abs. 6 StromNEV (dazu 3.4.1). Im Rahmen des AgNes-Verfahrens ist beabsichtigt, eine solche gesonderte Regelung beizubehalten und hierbei weiterhin Arbeits- und Grundpreis als mögliche Entgeltkomponenten vorzusehen. In Betracht gezogen wird, die Abgrenzung der beiden Entgeltsysteme zu verändern.

Zu prüfen ist, ob ein Netzentgeltsystem mit einer Bepreisung auf Basis der elektrischen Arbeit sowie einem Grundpreis mit dem Grundsatz der Kostenorientierung vereinbar ist. Wie ausgeführt, legt dieser Grundsatz die Verwendung einer leistungs- oder kapazitätsbezogenen Netzentgeltkomponente nahe (3.3.3.1). Allerdings bildet auch die elektrische Arbeit den Umfang der Inanspruchnahme des Netzes ab und grundsätzlich kann von einer gewissen Korrelation zwischen entnommener Energiemenge und bereitzustellender Netzkapazität ausgegangen werden. Auch Art. 18 Abs. 7 S. 2 EltVO sieht insoweit nur vor, dass Verteilungstarife auf die Netzan-schlusskapazität bezogene Elemente enthalten und sich anhand der Verbrauchs- oder Erzeugungsprofile der Netznutzer unterscheiden „können“. Sowohl ACER als auch die Kommission empfehlen daher zwar, kapazitätsbezogene Komponenten einzuführen, schließen weitgehend arbeitspreisbasierte Netzentgeltsystematiken aber nicht grundsätzlich aus.¹¹³ Dem Grundsatz der Kostenorientierung trägt es zudem Rechnung, wenn über einen Grundpreis auch bei geringen Verbrauchsmengen die in Anspruch genommene Netzkapazität sowie weitere Leistungen (z.B. Abrechnung) mit einem Mindestbetrag abgegolten werden. Über eine Staffelung des Grundpreises nach Höhe der entnommenen Energiemenge kann ggf. noch eine weitere Annäherung an die in Anspruch genommene Netzkapazität erreicht werden.

Besondere Bedenken gegen eine rein arbeitspreisbasierte Netzentgeltsystematik ergeben sich im Hinblick auf die Auswirkungen nutzerseitiger Eigenerzeugung (d.h. Verringerung der Entnahmemenge, aber nicht in gleicher Weise der Anschlusskapazität) und auf die Erfassung des Beitrags zur Spitzenlast im Netz.¹¹⁴ Im AgNes-Verfahren ist insoweit beabsichtigt, die Auswirkungen dezentraler Erzeugung durch speziell auf Prosumer zugeschnittene Regelungen zu berücksichtigen, sodass diesen Bedenken Rechnung getragen werden kann (unten 3.4.3.2). Zudem würde der angedachte dynamische Arbeitspreis Anreize zur Vermeidung von Netzenspässen und damit zur Verringerung des Höchstlastbeitrags setzen (Kap. 7). Allerdings kommt die Einführung auf Niederspannungsebene möglicherweise erst in späteren Jahren in Betracht. Insoweit ist jedoch zu berücksichtigen, dass eine arbeitspreisbasierte Netzentgeltsystematik nur für die Niederspannungsebene und möglicherweise auch nur für bestimmte Niederspannungskunden in Betracht gezogen wird. Bedenken im Hinblick auf die Kostenorientierung erscheinen hier deutlich geringer. Zum einen erscheint zweifelhaft, inwieweit ein Kapazitätspreis aufgrund der hohen Durchmischung der Entnahmen in der Niederspannung sachgerecht wäre. Zum anderen fehlt es

¹¹³ ACER, Getting the Signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025, Rn. 116 ff., 125 ff.; Kommission, C(2025) 4010 final, Anhang „Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs“, S. 13.

¹¹⁴ Dazu ACER, Getting the Signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025, Rn. 118 f.

bei Niederspannungskunden häufig an den erforderlichen Messeinrichtungen, wobei deren Einführung erheblichen Aufwand verursachen würde. Schließlich dürfte das reguläre Netzentgeltsystem gerade für Kleinverbraucher Nachteile hinsichtlich der Transparenz aufweisen und die Bestimmung der Bestellkapazität müsste aus Praktikabilitätsgründen vermutlich angepasst werden. Dieses sind Erwägungen, die bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik neben dem Grundsatz der Kostenorientierung zusätzlich zu berücksichtigen sind. Im Ergebnis erscheint ein auf Arbeits- und ggf. Grundpreis beruhendes Netzentgeltsystem für Niederspannungskunden insbesondere unter Berücksichtigung der Verhältnismäßigkeit des verursachten Aufwands, der Transparenz und der Praktikabilität als vereinbar mit dem Grundsatz der Kostenorientierung.

Weiterhin zu prüfen ist der Grundsatz der Nichtdiskriminierung (vgl. 2.2.1.2.3). Die abweichende Netzentgeltsystematik für Letztverbraucher in Niederspannung im Vergleich zu der regulären Netzentgeltsystematik könnte eine unterschiedliche Behandlung vergleichbarer Sachverhalte darstellen. Die Vergleichbarkeit der Sachverhalte ist nach der Rechtsprechung des EuGH an Gegenstand und Ziel der Unionsmaßnahme, die die fragliche Unterscheidung einführt, sowie an den Grundsätzen und Zielen des Regelungsbereichs, in den diese Maßnahme fällt, zu messen.¹¹⁵ Im Hinblick auf den Grundsatz der Kostenorientierung ist festzustellen, dass Kunden in Niederspannung und in höheren Netz- oder Umspannebenen – ungeachtet der Unterschiede z.B. bei den vorhandenen Messeinrichtungen – jeweils in vergleichbarer Weise Leistungen des Netzbetreibers in Anspruch nehmen (insbesondere Bereitstellung von Netzinfrastruktur und Erbringung von Systemdienstleistungen und Engpassmanagement), sodass von vergleichbaren Sachverhalten ausgegangen werden kann.

Die unterschiedliche Behandlung müsste daher auf einem objektiven und angemessenen Kriterium beruhen, das seinerseits im Zusammenhang mit einem rechtlich zulässigen Ziel steht, das mit der in Rede stehenden Regelung verfolgt wird.¹¹⁶ Die im Rahmen des AgNes-Verfahrens zur Abgrenzung in Betracht gezogenen Kriterien – insbesondere Spannungsebene und Jahresenergieverbrauch oder vorhandene Messeinrichtungen – stellen objektive Unterscheidungskriterien dar. Die differenzierte Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik dient hierbei dem Ziel, eine kostenorientierte Bepreisung der Netznutzung vorzunehmen, die auch für Kleinverbraucher geeignet und mit angemessenem Aufwand durchführbar ist. Wie ausgeführt ergeben sich insoweit Unterschiede für Kleinverbraucher einerseits hinsichtlich der Relevanz der in Anspruch genommenen Netzkapazität (höhere Durchmischung), andererseits hinsichtlich Aufwand, Transparenz und Praktikabilität des regulären Netzentgeltsystems. Die unterschiedliche Behandlung muss schließlich in angemessenem Verhältnis zu dem mit der betreffenden Behandlung verfolgten Ziel stehen. Gegenübergestellt werden müssen insoweit die Abweichungen, die sich im Vergleich zum regulären Netzentgeltsystem ergeben, und die Vorteile, die sich für eine kostenorientierte, transparente und praktikable Bestimmung der Netzentgelte auf allen Spannungsebenen ergeben. Vorbehaltlich einer Detailanalyse der Auswirkungen erscheint die abweichende Behandlung der Niederspannungsebene damit grundsätzlich angemessen und mit dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung vereinbar.

3.4.3.2 Prosumer-spezifische Regelungen

Im Rahmen des AgNes-Verfahrens wird erwogen, die Auswirkungen dezentraler Erzeugung für solche Sachverhalte besonders zu berücksichtigen, in denen hinter dem Zählpunkt eines

¹¹⁵ EuGH v. 10.2.2022, C-522/20, EU:C:2022:87, Rn. 20- OE; EuGH v. 6.6.2019, C-264/18, EU:C:2019:472, Rn. 29 - P. M. u. a.

¹¹⁶ EuGH v. 27.1.2022, C-179/20, EU:C:2022:58, Rn. 72 - Fondul Proprietatea SA.

Letztverbraucher auch Stromerzeugungsanlagen liegen, die den Letztverbraucher (teilweise) mit Strom versorgen. Hintergrund ist die Feststellung, dass eine Stromerzeugung hinter dem Zählpunkt die entnommene Strommenge und damit die zu zahlenden Arbeitsentgelte verringert, dass sie aber nicht in gleicher Weise zu einer Reduzierung der in Anspruch genommenen Netzkapazität führt. Um die Inanspruchnahme des Netzes durch Letztverbraucher in derartigen Konstellationen (im Folgenden vereinfachend: Prosumer) besser in den Netzentgelten abzubilden, zieht die BNetzA verschiedene Instrumente in Betracht, insbesondere einen erhöhten Grundpreis für Prosumer oder eine saisonale Differenzierung der Arbeitspreise, wobei höhere Arbeitspreise für Zeiträume mit tendenziell geringer dezentraler Erzeugung gelten und die Prosumer damit stärker treffen würden (Abschnitt 3.4.4).

Soweit die Bereitstellung von Netzkapazität nicht proportional zu der entnommenen Energiemenge sinkt, können derartige Ausgestaltungen der Netzentgeltkomponenten zu einer besseren Abbildung der Inanspruchnahme des Netzes und der damit verbundenen Netzkosten führen. Bei geeigneter Parametrierung entsprechen sie daher dem Grundsatz der Kostenorientierung.¹¹⁷

Aus dem Blickwinkel der Nichtdiskriminierung können derartige Prosumerspezifische Regelungen im Vergleich zu sonstigen Letztverbrauchern eine unterschiedliche Behandlung vergleichbarer Sachverhalte darstellen. Die Vergleichbarkeit ist vor dem Hintergrund des Grundsatzes der Kostenorientierung zu bejahen, da Prosumer und Nicht-Prosumer jeweils in vergleichbarer Weise Leistungen des Netzbetreibers in Anspruch nehmen (insbesondere Bereitstellung von Netzinfrastruktur und Erbringung von Systemdienstleistungen und Engpassmanagement), wobei sich lediglich der Umfang der Inanspruchnahme des Netzes unterscheidet. Die unterschiedliche Behandlung beruht auf der Prosumereigenschaft und damit auf einem objektiven Kriterium. Dieses steht seinerseits im Zusammenhang mit dem zulässigen Ziel einer kostenorientierten Bepreisung der Netznutzung.¹¹⁸ Die unterschiedliche Behandlung steht schließlich auch in angemessenem Verhältnis zu dem mit der betreffenden Behandlung verfolgten Ziel, wenn sie die Inanspruchnahme des Netzes insoweit abbildet, als diese nicht bereits durch die allgemeine Netzentgeltsystematik für Kleinverbraucher berücksichtigt wird. Sie verfolgt damit durch ein anderes Instrument das gleiche Ziel (nämlich die adäquate Erfassung der Netzkostenwirkungen dezentraler Erzeugung hinter dem Zählpunkt), dem im Rahmen des regulären Netzentgeltsystems die Einführung eines Kapazitätspreises und eines erhöhten Arbeitspreises bei Überschreitung der Bestellkapazität dienen. Bei geeigneter Parametrierung stehen derartige Prosumerspezifische Regelungen daher nicht in Widerspruch zu dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung.

3.4.3.3 Festlegungskompetenz

Die Auswahl und Ausgestaltung der Netzentgeltkomponenten für Letztverbraucher in Niederspannung unterfällt der Festlegungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG zu den Netzentgelten. Wie bereits für das reguläre Netzentgeltsystem ausgeführt, kann die BNetzA insbesondere nach dem Beispielstatbestand des § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. d EnWG ausdrücklich Regelungen treffen „zu verschiedenen Entgeltkomponenten, einschließlich Entgelten für den Anschluss an das Netz der allgemeinen Versorgung sowie Elementen, die auf die Netzanschlusskapazität bezogen sind“. Dies deckt auch Regelungen zum Arbeitspreis und zum Grundpreis ab. Gemäß § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. a EnWG kann die BNetzA zudem insbesondere Vorgaben „zur

¹¹⁷ Vgl. auch ACER, Getting the Signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025, Rn. 118.

¹¹⁸ Zur Zulässigkeit von Sonderregelungen für Prosumer vgl. auch Empfehlung der Kommission v. 2.7.2025, C(2025) 4024 final, Tz. 38, wo allerdings nur netzkostensenkende Wirkungen von Prosumern angesprochen werden.

verursachungsgerechten und sachgerechten Verteilung von Netzkosten auf verschiedene Nutzergruppen“ machen. Darunter können sowohl die generelle Verwendung abweichender Netzentgeltkomponenten für Kleinverbraucher als auch Prosumer-spezifische Regelungen in Bezug auf Kleinverbraucher gefasst werden.

3.4.4 Reguläres Entgeltsystem für alle Nutzer mit iMSys

Mit dem teilweisen Roll-out intelligenter Messsysteme (iMSys) stellt sich die Frage, ob Netznutzer mit iMSys in der Niederspannung künftig in das reguläre Entgeltsystem einbezogen werden sollten. Technisch ermöglichen diese Messsysteme grundsätzlich die Erfassung viertelstündlich aufgelöster Verbrauchsdaten, so dass auch eine entsprechende Abrechnung möglich wäre.

Wie in Abschnitt 3.3 erläutert, stellt das für Netznutzer mit registrierender Leistungsmessung vorgeschlagene AP-KP-Modell einen Kompromiss im Hinblick auf die erzielten Anreiz- und Verteilungswirkungen dar. Die Einführung einer kapazitätsbezogenen Entgeltkomponente wird dabei primär durch die angestrebten Verteilungswirkungen begründet. Im Gegenzug wird der einem Kapazitätspreis inhärente Fehlanreiz zur Vergleichmäßigung des individuellen Bezugsprofils in Kauf genommen und durch die konkrete Ausgestaltung des Modells mit Wahlkapazitäten und AP-Aufschlag möglichst weitgehend abgeschwächt, jedoch nicht vollständig beseitigt.

Die Frage nach einer möglichen Einbeziehung von Netznutzern mit iMSys in das reguläre Entgeltsystem ist daher aus ökonomischer Sicht vor allem danach zu beurteilen, ob die mit dem AP-KP-Modell verbundenen Verteilungswirkungen hinreichend gewichtig sind, um den verbleibenden Fehlanreiz zu rechtfertigen. Daneben ist die Praxistauglichkeit eines solchen Modells zu berücksichtigen, da im betrachteten Nutzersegment ein Vielfaches mehr an Nutzern angeschlossen sind als in den höheren Netzebenen.

Aus Sicht der Gutachter wäre eine Überführung der iMSys-Netznutzer in das reguläre Entgeltsystem mit Blick auf die angestrebten Verteilungsziele kaum zu rechtfertigen, da die bestehende AP-GP-Struktur diese Ziele in diesem Nutzersegment bereits weitgehend und in einer auch in der Vergangenheit nicht grundsätzlich beanstandeten Weise erfüllt. Das einzige relevante Verteilungsproblem in diesem Segment betrifft, wie bereits angesprochen, die Finanzierungsbeteiligung von Prosumern. Es kann durch Anpassungen innerhalb des AP-GP-Modells adressiert werden, ohne hierfür kapazitätsbezogene Entgeltkomponenten einführen zu müssen (vgl. nachfolgende Abschnitte).

Demgegenüber wären die mit einem AP-KP-Modell verbundenen Fehlanreize im Niederspannungssegment besonders problematisch. Aufgrund der hohen Anzahl und Heterogenität der angeschlossenen Netznutzer liegen die Gleichzeitigkeitsgrade der Bezugsprofile typischerweise weit unter denen im RLM-Segment und v. a. in den höheren Netzebenen. Die individuelle Höchstleistung eines einzelnen Haushalts- oder Kleingewerbekunden hat daher nur einen sehr geringen Einfluss auf die tatsächlich auslegungsrelevante Netzbelastung. Ein auf die Reduktion individueller Leistungsspitzen gerichteter Flexibilitätseinsatz wäre somit aus gesamtwirtschaftlicher Sicht weitgehend ineffizient.

Hinzu kommt, dass die Einführung eines kapazitätsbezogenen Entgeltmodells im Massenkundengeschäft mit erheblichem zusätzlichem Aufwand verbunden wäre. Neben den anzupassenden Abrechnungsprozessen müssten Prozesse für die Wahl und Verwaltung von Kapazitäten etabliert werden. Gleichzeitig wären Millionen von Netznutzern erstmals damit konfrontiert, ihre Bezugsleistung im Auge zu behalten und Entscheidungen über eine geeignete Kapazität zu treffen.

Insgesamt ergeben sich damit keine hinreichend starken Argumente für eine Überführung von Netznutzern mit iMSys in das reguläre Entgeltsystem. Demgegenüber sprechen die auch bei diesem Entgeltmodell verbleibenden Fehlanreize für den Flexibilitätseinsatz sowie der zusätzliche Umsetzungsaufwand im Massenkundengeschäft gegen einen solchen Schritt. Aus Sicht der Gutachter erscheint es daher vorzugswürdig, auch künftig für diese Netznutzergruppe ein vom regulären Entgeltsystem abweichendes Modell vorzusehen, unabhängig vom Vorhandensein eines iMSys.

3.4.5 Saisonale Differenzierung der Arbeitspreise

Saisonal differenzierte Arbeitspreise stellen eine statisch zeitvariable Ausgestaltung von Arbeitspreisen dar, bei der in wenigen, längeren Zeitintervallen (z. B. halbjährlich oder quartalsweise) unterschiedliche Preisniveaus zur Anwendung kommen. Ziel dieser Ausgestaltung ist es, die Finanzierungsbeteiligungen von Prosumern und reinen Verbrauchern einander anzunähern, indem insbesondere in den Wintermonaten, in denen die Eigenerzeugung aus Photovoltaikanlagen deutlich geringer ausfällt, höhere Arbeitspreise gelten als in den übrigen Monaten, in denen Prosumer einen größeren Teil ihres Verbrauchs durch Eigenerzeugung decken.

Da die Arbeitspreise hierbei nicht kurzfristig variieren, sondern über längere Zeiträume konstant bleiben, werden keine Anreize für den Einsatz von Flexibilität gesetzt, die typischerweise auf Zeithorizonten von Stunden bis wenigen Tagen nutzbar ist. Insofern liegt hier eine gänzlich andere Zielsetzung vor als bei dynamischen Netzentgelten (Kapitel 7).

Zur Quantifizierung der potenziellen Wirkungen wurde ein Vergleich der Finanzierungsbeiträge eines reinen Verbrauchers und eines Prosumers unter statischen und saisonal differenzierten Arbeitspreisen durchgeführt. Hierzu wurden als repräsentative Lastprofile die Standardlastprofile H25 und P25 des BDEW herangezogen¹¹⁹. Diese Profile stellen stark durchmischte Verbrauchsverläufe dar und bilden keine individuellen Lastprofile einzelner Haushalte ab. Der Rückgriff auf solche Standardlastprofile erscheint für diese Betrachtung sinnvoller als die Verwendung einzelner realer Verbraucherlastprofile, da diese zu arbiträren, von der Auswahl der Profile abhängigen Ergebnissen führen würden.

Bild 3.13 zeigt die aus dem Arbeitspreis (ohne Grundpreis) resultierenden Entgeltzahlungen für einen Verbraucher und einen Prosumer auf Basis dieser Standardlastprofile für unterschiedliche zeitliche Granularitäten der Preisvariation (statisch sowie täglich, monatlich, quartalsweise und halbjährlich variierende Arbeitspreise). Dabei werden zwei Fälle betrachtet: Im ersten Fall kann der Arbeitspreis frei variieren, solange die jährlichen Gesamterlöse gedeckt werden. Im zweiten Fall werden die Preisschwankungen begrenzt, indem der maximale Arbeitspreis höchstens das Doppelte und der minimale mindestens die Hälfte des durchschnittlichen Arbeitspreises beträgt.

¹¹⁹ (BDEW, 2025)

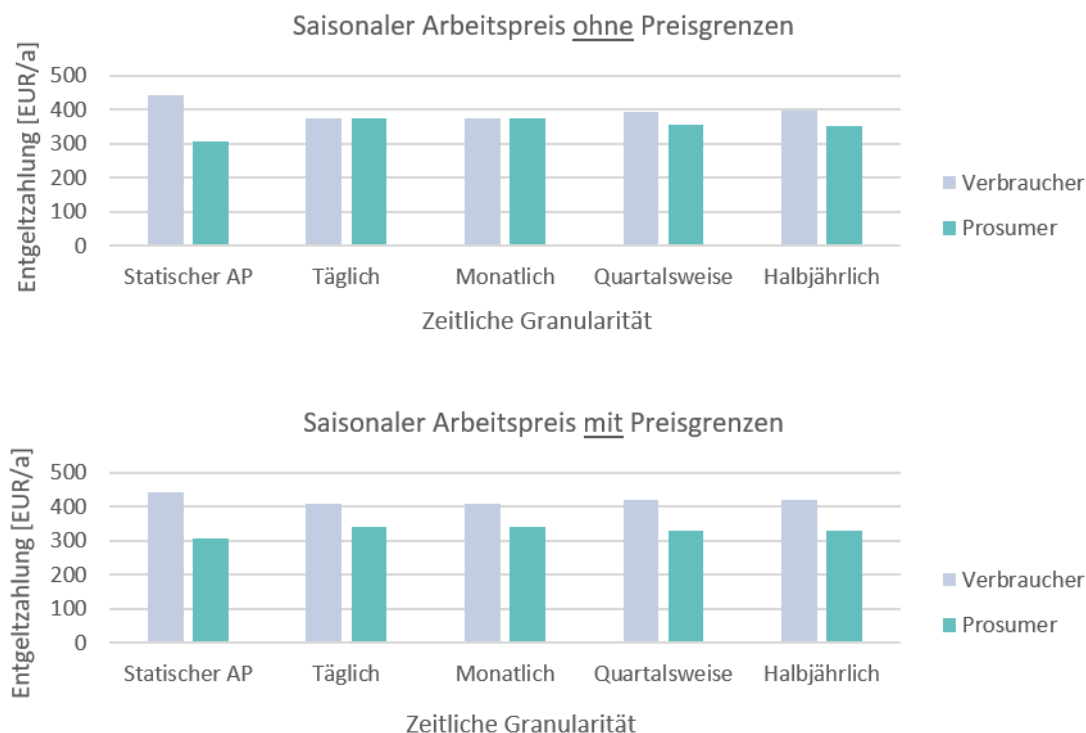


Bild 3.13 Wirkung saisonal differenzierter Arbeitspreise

Die Ergebnisse zeigen zunächst, dass saisonal differenzierte Arbeitspreise grundsätzlich geeignet sind, die Entgeltzahlungen von Prosumern und reinen Verbrauchern einander anzunähern. Ohne Begrenzung der Preisspreizungen kann bereits bei monatlicher Anpassung eine sehr weitgehende Annäherung erreicht werden. Auch quartalsweise oder halbjährliche Anpassungen zeigen bereits eine deutliche, wenn auch geringere Wirkung.

Diese Annäherung erfordert jedoch erhebliche Spreizungen der Arbeitspreise zwischen 0 und 500 % des Niveaus des statischen AP zwischen den betrachteten Zeiträumen. Die hierfür notwendigen Preisniveaus liegen deutlich auseinander und würden insbesondere in verbrauchsintensiven Wintermonaten zu hohen Belastungen führen.

Vor diesem Hintergrund erscheint eine Begrenzung der Preisspreizungen erforderlich, um ein akzeptables Entgeltniveau sicherzustellen. Unter der hier betrachteten Begrenzung reduziert sich die erreichbare Annäherung deutlich. Selbst bei täglicher oder monatlicher Anpassung verbleiben merkliche Unterschiede zwischen Prosumer- und Verbraucherentgeltzahlungen, während die operativ realistischeren Varianten mit quartalsweiser oder halbjährlicher Anpassung nur noch eine vergleichsweise geringe Annäherung bewirken. Zugleich wären selbst diese begrenzten Preisspreizungen für wintertypische Verbraucher wie Wärmepumpen mit spürbaren Mehrbelastungen verbunden. Insgesamt stehen damit die erreichbaren Verteilungswirkungen in keinem angemessenen Verhältnis zu den operativen Anforderungen und den resultierenden Belastungswirkungen.

3.4.6 Pauschaler Grundpreis

Zur Annäherung der Netzentgeltzahlungen von Prosumern und reinen Verbrauchern wird auch die Einführung eines obligatorischen, pauschalen und tendenziell erhöhten Grundpreises diskutiert. Da der Grundpreis im Status quo optional erhoben wird und zugleich eine erhebliche Bandbreite in seiner absoluten Höhe aufweist, kann nicht pauschal von einer Erhöhung des

Grundpreises gesprochen werden. Im Durchschnitt beträgt der Erlösanteil des Grundpreises derzeit rund 20 – 30 %, so dass eine Ausweitung dieses Anteils im Mittel mit einer Erhöhung des Grundpreisniveaus einhergehen würde.

Bei einem erhöhten Grundpreis würde ein größerer Anteil der Entgeltzahlungen nutzungsunabhängig erhoben. Dadurch würden Änderungen des Strombezugs, wie sie bei Prosumern auftreten, weniger stark auf die Höhe der Netzentgeltzahlungen durchschlagen.

Bild 3.14 und Bild 3.15 zeigen die Ergebnisse entsprechender quantitativer Analysen. Bild 3.14 stellt die prozentualen Mehr- bzw. Minderbelastungen gegenüber dem Status quo dar, die sich bei einer Erhöhung des Grundpreis-EOG-Anteils auf 50 % bzw. 100 % ergeben. Die Ergebnisse zeigen, dass höhere Grundpreise insbesondere bei Netznutzern mit geringem Stromverbrauch zu Mehrbelastungen führen, die bei sehr niedrigen Verbräuchen (z. B. im Bereich von 1.000 kWh pro Jahr) erheblich ausfallen können. Demgegenüber werden Netznutzer mit höheren Verbräuchen entlastet. Ursache hierfür ist, dass mit steigendem Grundpreisniveau gleichzeitig der Arbeitspreis sinkt, da ein geringerer Anteil der Erlöse über die mengenabhängige Komponente gedeckt werden muss. Da bei höheren Verbräuchen der Arbeitspreis die Entgeltzahlung dominiert, überwiegt hier der entlastende Effekt.

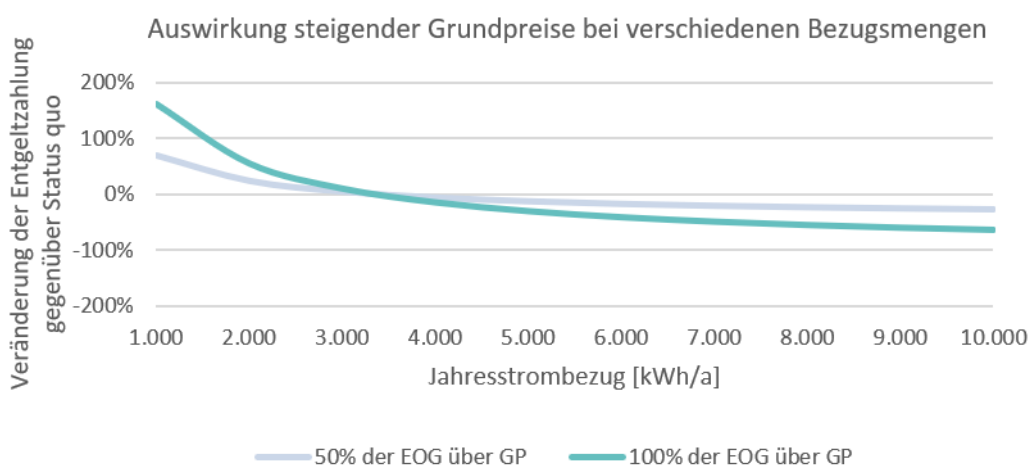


Bild 3.14 *Auswirkung (deutlich) erhöhter pauschaler Grundpreise auf die Entgeltzahlung im Vergleich zum Status quo abhängig vom jährlichen Strombezug*

Bild 3.15 veranschaulicht die Wirkungsweise am Beispiel typisierter Netznutzer. Verglichen werden Netznutzer ohne und mit PV-Anlage bei einem Bruttoverbrauch von jeweils 4.000 und 10.000 kWh pro Jahr. Bei den Prosumern wird der Bruttoverbrauch entsprechend um den Eigenverbrauch reduziert (hier: 30 % bei 900 Volllaststunden). Die Ergebnisse zeigen, dass eine Erhöhung des Grundpreises bei kleineren Prosumern (4.000 kWh/a Bruttoverbrauch) zu einer Mehrbelastung führt, während bei größeren Prosumern eine deutliche Entlastung eintritt.

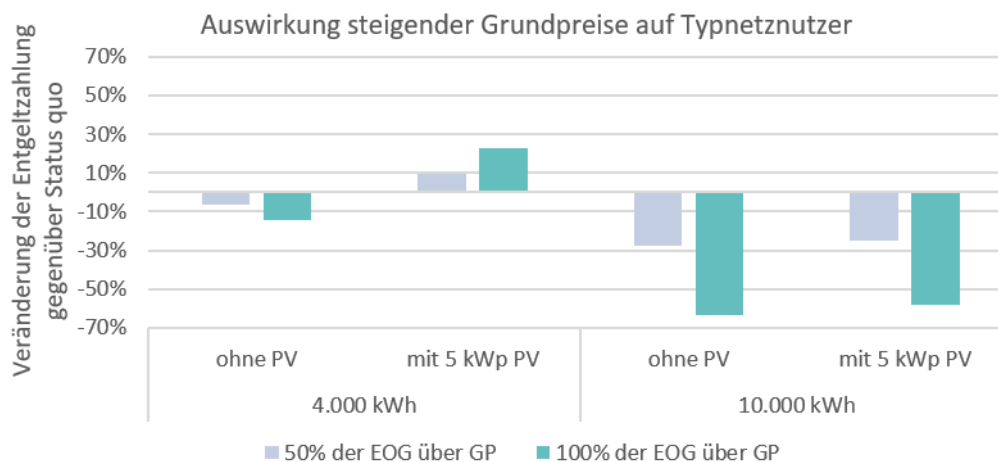


Bild 3.15 Auswirkung steigender pauschaler Grundpreise auf die Entgeltzahlung von Typnetznutzern im Vergleich zum Status quo; die Verbrauchsmengen 4.000 und 10.000 kWh bezeichnen hier den Bruttoverbrauch

Das Ziel einer stärkeren Beteiligung von Prosumern wird durch eine Erhöhung des pauschalen Grundpreises somit nur bei Prosumern mit vergleichsweise geringem Verbrauch erreicht, während größere Prosumer aufgrund der dann sinkenden Arbeitspreise im Saldo entlastet werden. Dieser Ansatz ist daher keine befriedigende Lösung zur Schaffung einer ausgewogeneren Kostentragung, zumal er zu erheblichen Mehrbelastungen für (reine) Verbraucher mit geringem Jahresverbrauch führen kann.

3.4.7 Gestaffelter Grundpreis

Gestaffelt ausgestaltete Grundpreise besitzen das Potenzial, eine zielgenauere und ausgewogenere Finanzierungsbeteiligung unterschiedlicher Netznutzergruppen zu erreichen. Im Folgenden werden verschiedene mögliche Staffelungskriterien qualitativ und, soweit erforderlich, quantitativ eingeordnet. Sofern nicht anders angegeben, werden für die Prosumer folgende Anlagenparameter angenommen:

- Eigenverbrauchsquote von 30 %
- PV-Erzeugungsanlage mit 900 Volllaststunden
- PV-Anlagengröße in Abhängigkeit vom Bruttoverbrauch gemäß Tabelle 3.1

Tabelle 3.1 Bruttoverbrauchswerte und PV-Anlagengrößen für fünf Typnetznutzer

Bruttoverbrauch [kWh/a]	PV-Anlagen-größe [kW]	Bruttoverbrauch [kWh/a]	PV-Anlagen-größe [kW]
3.000	4	15.000	20
4.500	6	20.000	27
6.000	8	35.000	47
8.000	11	50.000	67
10.000	13	75.000	100

Staffelung nach Leistungsgrößen

Nach Leistungsgrößen gestaffelte Grundpreise wurden von verschiedenen Stakeholdern vorgeschlagen. In diesen Modellen richtet sich die Höhe des Grundpreises nach einer leistungsbezogenen Kenngröße des Netznutzers, beispielsweise der Jahreshöchstlast oder der Rückspeiseleistung. Je nach Ausgestaltung kann dabei auch auf über mehrere Jahre gemittelte Werte oder eine vertraglich vereinbarte Bezugs- bzw. Rückspeisekapazität abgestellt werden. Voraussetzung hierfür ist ein intelligentes Messsystem.

Modelle dieser Art dürften in Kombination mit Arbeitspreisen grundsätzlich geeignet sein, eine ausgewogene und an den Verteilungszielen ausgerichtete Finanzierungsbeteiligung unterschiedlicher Netznutzergruppen zu erreichen. Gleichwohl erscheint eine solche Ausgestaltung aus gutachterlicher Sicht nicht empfehlenswert.

Ausschlaggebend hierfür ist die mit leistungsbezogenen Staffelungskriterien verbundene Fehl-anreizwirkung. Durch die Kopplung des Grundpreises an Kenngrößen wie die individuelle Jahreshöchstlast entsteht ein Anreiz, Flexibilität primär dazu einzusetzen, eine der für die Staffelung angesetzten Grenzen zu unterschreiten. Damit wird Flexibilität ähnlich wie beim Leistungspreis zur Glättung des individuellen Lastprofils genutzt, ohne dass hiermit netz- oder marktseitige Vorteile verbunden sind. Dieser Effekt kann besonders ausgeprägt und damit problematisch sein, wenn eine Leistungsgrenze innerhalb des für Haushalte und sonstige Kleinverbraucher typischen Leistungsbereichs angesetzt wird, weil dann Energiemanagementsysteme massenhaft für die Unterschreitung der Grenze eingesetzt werden dürften.

Staffelung nach Bezugsmenge

Alternativ zur leistungsbezogenen Staffelung kann eine Staffelung auch anhand der bezogenen Energiemengen erfolgen. Eine solche Ausgestaltung ist unabhängig von der messtechnischen Ausstattung für alle Netznutzer umsetzbar. Der bei leistungsbezogenen Ansätzen bestehende Fehlanreiz zur Glättung des Bezugsprofils wird dabei eliminiert. Es entsteht lediglich ein Anreiz, den gesamten Stromverbrauch so abzusenken, dass eine Staffelungsgrenze unterschritten wird.

Im Hinblick auf die Finanzierungsbeteiligung von Prosumern erweist sich eine rein mengenbasierte Staffelung jedoch als nicht zielführend. Da sich der Grundpreis ausschließlich an der Netzbezugsmenge orientiert, können Prosumer im Vergleich zu reinen Verbrauchern mit

identischem Bruttoverbrauch höchstens den gleichen, häufig jedoch einen geringeren Grundpreis entrichten. Gleichzeitig fallen ihre Arbeitspreiszahlungen aufgrund des Eigenverbrauchs geringer aus. Insgesamt führt dies dazu, dass sich die Differenz der Entgeltzahlungen gegenüber dem Status quo nicht verringert, sondern in Teilen sogar erhöht.

Bild 3.16 verdeutlicht diesen Zusammenhang anhand einer quantitativen Analyse der Entgeltzahlungen verschiedener Typnetznutzer. Im betrachteten Verbrauchsbereich bis 10.000 kWh pro Jahr wird dabei eine vierstufige Staffelung zugrunde gelegt (Stufe 1 bis 2.999 kWh, Stufe 2 bis 5.999 kWh, Stufe 3 bis 9.999 kWh und Stufe 4 bis 19.999 kWh). Es zeigt sich, dass bei allen betrachteten Bezugsmengen eine erhebliche Differenz zugunsten der Prosumer verbleibt.

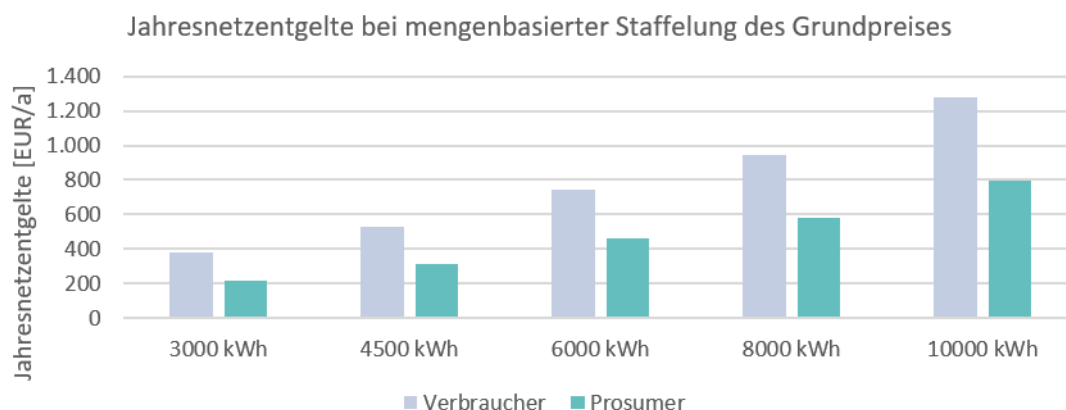


Bild 3.16 Jahresnetzentgelte bei einer mengenbasierten Staffelung des Grundpreises. Die Verbrauchsangabe bezieht sich immer auf den Bruttoverbrauch, der bei den Prosumern um PV-Eigenverbrauch reduziert wird.

3.4.8 Grundpreis mit Aufschlag für Prosumer

Um die unterschiedliche Entgeltbelastung von reinen Verbrauchern und Prosumern gezielt zu adressieren, könnte auch ein veränderter Grundpreis in direkter Abhängigkeit von der Prosumereigenschaft vorgesehen werden. Hierbei wird für Prosumer neben dem regulären Grundpreis ein zusätzlicher Aufschlag erhoben. Alternativ ist auch denkbar, den regulären Grundpreis vollständig fallen zu lassen und ausschließlich einen Grundpreis für Prosumer vorzusehen.

Aus Anreizsicht bleibt der kurzfristige Einsatz von Flexibilität von einer solchen Regelung unberührt, da der Grundpreis unabhängig vom Nutzungsverhalten erhoben wird. Investitionsentscheidungen in Photovoltaikanlagen werden jedoch im Vergleich zum Status quo zusätzlich belastet. Bei der Parametrierung ist daher zu beachten, dass die zusätzliche Kostenbelastung die Investitionsanreize nicht in unangemessener Weise beeinträchtigen darf.

Quantitative Analysen zeigen, dass bei der hier verwendeten Datengrundlage ein Grundpreisaufschlag für Prosumer in der Größenordnung von etwa 100 Euro pro Jahr dazu führen würde, die Entgeltzahlungen von Prosumern und vergleichbaren reinen Verbrauchern bei geringen Verbräuchen praktisch anzugleichen und bei höheren Verbräuchen einander anzunähern (vgl. Bild 3.17). Die konkrete Höhe des Aufschlags ist jedoch abhängig vom Netzentgeltniveau, von der allgemeinen Netzentgeltentwicklung, den spezifischen Gegebenheiten des jeweiligen Netzgebiets, dem angenommenen Verhältnis von Arbeits- und Grundpreisannteilen sowie von Annahmen zur Eigenverbrauchsquote und zur angestrebten Zielsetzung der Kostenangleichung.

Insgesamt erweist sich die genannte Größenordnung von maximal 100 Euro pro Jahr aber als robuste Orientierung (vgl. auch BNetzA¹²⁰).

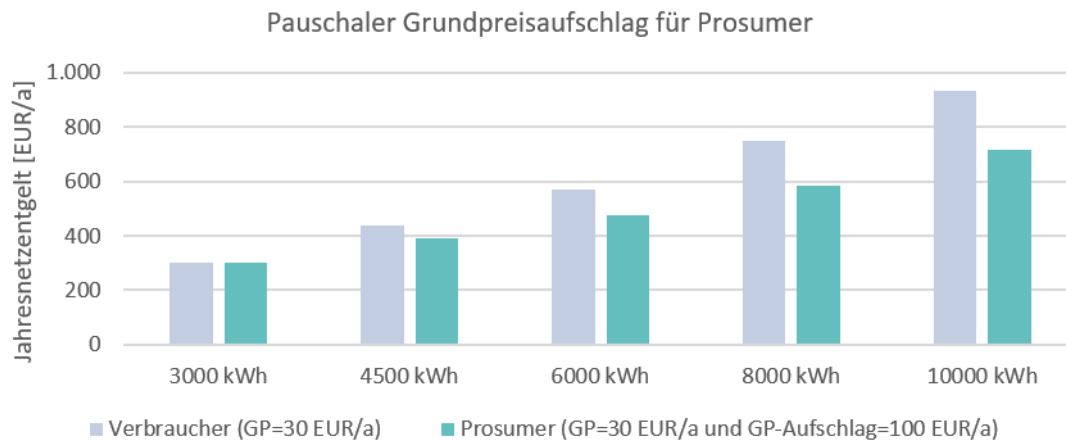


Bild 3.17 *Jahresnetzentgelte bei einem pauschalen Grundpreisaufschlag für Prosumer zuzüglich zum regulären Grundpreis für alle Letztverbraucher*

Ein pauschaler Grundpreisaufschlag für Prosumer kann jedoch keine gleichmäßige Annäherung über alle Größenklassen hinweg gewährleisten. Insbesondere kann er bei kleinen Anlagen eine vergleichsweise hohe Belastung darstellen, während er für größere Anlagen – etwa im gewerblichen Bereich – kaum ins Gewicht fällt. Daher erscheint alternativ eine größenabhängige Ausgestaltung des Grundpreisaufschlags naheliegend. Die in Bild 3.18 dargestellten Analyseergebnisse zeigen, dass so eine über die Größenklassen hinweg ausgewogenere Verteilung der Kostenbelastung erreicht werden kann.

Zu berücksichtigen ist jedoch, dass die installierte Leistung der Erzeugungsanlage lediglich einen groben Indikator für die tatsächliche Eigenverbrauchsmenge und die hieraus resultierende verringerte Finanzierungsbeteiligung darstellt. Im Einzelfall können daher Abweichungen auftreten. Zudem erhöht ein größenabhängiges Entgeltmodell den Umsetzungs- und Abwicklungsaufwand gegenüber einem pauschalen Preisaufschlag für Prosumer. Ein pauschaler Preisaufschlag hätte allerdings konzeptbedingt eine noch geringere „Treffgenauigkeit“ hinsichtlich der tatsächlichen Eigenverbrauchsvorteile und der dadurch verringerten Finanzierungsbeteiligung.

Im Rahmen einer solchen Ausgestaltung erscheint zudem die Einführung einer Bagatellgrenze sinnvoll, um Kleinstanlagen – insbesondere typische Balkonkraftwerke – von einer zusätzlichen Belastung auszunehmen. Eine solche Grenze könnte in der Größenordnung von etwa 2 kW angesetzt werden.

Die Umsetzung des Modells setzt voraus, dass Netzbetreiber Prosumer eindeutig identifizieren und zuordnen können. Wir gehen davon aus, dass die hierfür notwendigen Daten durch die von den Anlagenbetreibern zu erfüllenden Meldepflichten zur Verfügung stehen. Dieser Umsetzungsaspekt müsste jedoch vor einer Einführung dieses Ansatzes vertieft geprüft werden.

¹²⁰ (Bundesnetzagentur, 2026b)

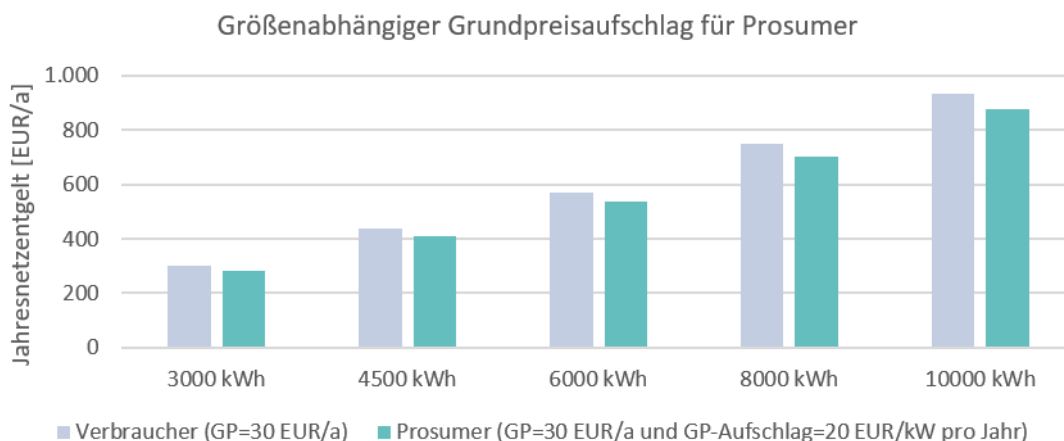


Bild 3.18 Jahresnetzentgelte bei einem größenabhängigen Grundpreisaufschlag für Prosumer zuzüglich zum regulären Grundpreis für alle Letztverbraucher

3.4.9 Bemessung der Entgeltkomponenten

Im Unterschied zum bisherigen System, in dem Grundpreise optional sind und nach § 17 Abs. 6 StromNEV lediglich in einem „angemessenen Verhältnis“ zum Arbeitspreis stehen müssen, ergibt sich im Rahmen einer Reform ein eigenständiger Festlegungsbedarf für deren Bemessung. Vor dem Hintergrund der vorgeschlagenen verpflichtenden Anwendung des Grundpreises erscheint es zielführend, seine Höhe vorzugeben oder zumindest eng einzugrenzen. Um die unterschiedlichen Entgeltniveaus der Netzbetreiber zu berücksichtigen, kann dies – anstelle einer absoluten Vorgabe in Euro/Jahr – durch Vorgabe eines in diesem Verbrauchersegment über den Grundpreis zu erzielenden Erlösanteils geschehen. Bei gestaffelten Ausgestaltungen sollten zusätzlich die relativen Staffelungsverhältnisse vorgegeben werden. Ergänzend kann zur Vermeidung besonderer finanzieller Härten eine absolute Bandbreite für zulässige Grundpreise definiert werden.

3.4.10 Abgrenzungskriterium für abweichende Regelungen

Für die Abgrenzung der Netznutzer, für die ein vom regulären Entgeltsystem abweichendes Modell zur Anwendung kommt, wird heute das jährliche Verbrauchsvolumen herangezogen. Netznutzer mit einem Jahresverbrauch von bis zu 100.000 kWh werden über ein AP-GP-Modell abgerechnet, während oberhalb dieser Grenze das reguläre Entgeltsystem zur Anwendung kommt. Es kann die Frage aufgeworfen werden, ob diese Grenze zukünftig angepasst werden sollte.

Eine Absenkung dieser Grenze würde dazu führen, dass zusätzliche Netznutzer in das vorgeschlagene AP-KP-Modell überführt werden. Wie in Abschnitt 3.4.4 erläutert, wären damit jedoch kapazitätsbezogene Entgeltkomponenten und die hiermit verbundenen Fehlanreize in einem Nutzersegment verbunden, in dem diese aus Sicht der Gutachter nur schwer zu rechtfertigen wären.

Eine Anhebung der Grenze würde demgegenüber den Anwendungsbereich des AP-GP-Modells ausweiten. Hierdurch könnten zwar die mit kapazitätsbezogenen Entgeltkomponenten verbundenen Fehlanreize und administrativen Aufwände für einen weiteren Teil der Netznutzer vermieden werden. Dies könnte prinzipiell sogar so weit gehen, dass die zahlenmäßige Grenze aufgehoben wird und alle Nutzer der Niederspannungsebene nach dem AP-GP-Modell behandelt werden, was sicherlich nennenswert zur administrativen Vereinfachung beitragen würde. Gleichzeitig würden jedoch die im regulären Entgeltsystem angelegten Verteilungswirkungen

für den betroffenen Teil des heutigen RLM-Nutzersegments entfallen, in dem bisher nach Leistungs- und Arbeitspreisen abgerechnet wird. Um dies auszugleichen, wären voraussichtlich weitgehende Differenzierungen der Grundpreiskomponente erforderlich.

Insgesamt erscheint es aus Sicht der Gutachter vertretbar, bei der heutigen Grenze von 100.000 kWh Jahresverbrauch als Ansatz zur Abgrenzung der Anwendungsbereiche beider Entgeltmodelle zu bleiben, da der mit einer Anpassung der Grenze verbundene Umstellungsaufwand nicht eindeutig durch die damit ggf. erzielbaren Vorteile im Hinblick auf die Anreizsituation für die Flexibilitätsnutzung und den administrativen Aufwand überwogen wird.

3.5 Zusammenfassung

Hinsichtlich der Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für Letztverbraucher, d. h. für Netznutzer, die Strom aus dem Netz beziehen, ohne diesen ihrerseits wieder in das Netz einzuspeisen, leiten sich aus den zuvor dargelegten Erwägungen folgende Empfehlungen für die künftige Netzentgeltsystematik ab:

- Die Zielsetzungen einer ausgewogenen Kostenverteilung mit vertretbaren Umverteilungseffekten gegenüber dem Status quo und einer möglichst weitgehenden Vermeidung von Fehlankreizen für den Einsatz von Flexibilität lassen sich am besten mit einem Entgeltmodell erreichen, das auf einer vom Netznutzer wählbaren Kapazität beruht.
- Das Modell umfasst einen Kapazitätspreis und einen zweistufigen Arbeitspreis.
- Der Netznutzer wählt jeweils für eine bevorstehende Betrachtungsperiode – sinnvollerweise für ein Jahr – eine Kapazität, die bei rationaler, d. h. kostenminimierender Wahl unterhalb der erwarteten Jahreshöchstlast liegt. Für diese Wahlkapazität wird ein Kapazitätspreis erhoben.
- Für die Energiemenge, die unterhalb der gewählten Kapazität bezogen wird, fällt ein niedrigerer Arbeitspreis (AP1) an, während für die darüber hinausgehende Bezugsmenge ein höherer Arbeitspreis (AP2) erhoben wird.
- Auf diese Weise wird der im bestehenden Entgeltsystem durch den auf die individuelle Jahreshöchstleistung bezogenen Leistungspreis vorhandene Anreiz, das eigene Bezugsprofil unter Einsatz von Flexibilität auf eine bestimmte Leistungsobergrenze hin zu optimieren, weitgehend eliminiert. Überschreitungen der gewählten Kapazität führen nur zu einer vergleichsweise moderaten Mehrbelastung durch die im Weiteren als AP-Aufschlag bezeichnete Differenz zwischen AP2 und AP1. Zugleich bleibt die Verteilungswirkung einer leistungsbezogenen Entgeltkomponente zumindest teilweise erhalten, so dass – etwa im Vergleich zu eingliedrigem Entgeltmodellen – starke Umverteilungen zulasten von Verbrauchern mit besonders hoher oder besonders niedriger Benutzungsdauer vermieden werden.
- Für dieses Entgeltmodell existiert ein begrenzter Parameterraum, in dem die Zielsetzungen einer gesicherten Erlösdeckung, vertretbarer Anreizwirkungen und ausgewogener Verteilungswirkungen gleichzeitig erreicht werden können. Aus Sicht der Gutachter erscheinen dabei insbesondere Kombinationen mit einem Erlösanteil Kapazität im Bereich von etwa 20 bis 40 % sowie moderaten Verhältnissen von AP2 zu AP1 im Bereich von etwa 1,5 bis 2,5 als geeignet. Innerhalb dieses Bereichs lassen sich einerseits die Anforderungen an die Erlösdeckung erfüllen und andererseits die Mehrkosten für flexiblen Strombezug begrenzen, so dass markt- und netzorientierter Flexibilitätseinsatz nicht wesentlich beeinträchtigt wird.

- Wird ergänzend eine Mindestkapazitätsvorgabe eingeführt, sollte diese auf einem in der Lastdauerlinie deutlich unter der Höchstleistung liegenden Leistungswert basieren, beispielsweise dem Leistungswert der 1.000-höchsten Viertelstunde. Eine Orientierung an der Jahreshöchstlast oder der vertraglichen Anschlusskapazität ist bei höheren Mindestkapazitäten demgegenüber weniger empfehlenswert, da hierdurch erneut Anreize zur gezielten Reduktion einzelner Lastspitzen gesetzt würden. Bei geringen Mindestkapazitäten, beispielsweise in der Größenordnung von 10 % der Jahreshöchstlast, dürfte dieser Fehlanreiz hingegen kein kritisches Ausmaß erreichen. Bei der empfohlenen Ausgestaltung kann die Mindestkapazität die Kapazitätswahl einiger Netznutzer wirksam begrenzen, ohne das Wahlverhalten im Kollektiv zu dominieren. Dies gilt insbesondere bei Mindestkapazitäten von bis zu etwa 50 % und moderaten Erlösanteilen Kapazität. Höhere Werte führen hingegen dazu, dass ein zunehmender Anteil der Netznutzer die Mindestkapazität wählt und die differenzierende Wirkung des Modells abgeschwächt wird.
- Vom regulären Entgeltsystem abweichende Regelungen finden im derzeitigen Netzentgeltsystem Anwendung bei Netznutzern ohne registrierende Leistungsmessung (RLM), allein schon weil Modelle mit leistungsbezogenen Entgeltkomponenten nicht auf Netznutzer ohne RLM oder intelligentes Messsystem anwendbar sind. Die zentrale Herausforderung in diesem Netznutzersegment besteht darin, die Finanzierungsbeteiligung der Netznutzer ausgewogener auszugestalten, insbesondere mit Blick auf die Beteiligung von Prosumern sowie die Vermeidung übermäßiger Belastungen kleinerer Verbraucher, ohne die weitgehende Neutralität der Anreizwirkungen für den Flexibilitätseinsatz zu beeinträchtigen. Unter den betrachteten Optionen erscheint folgende Ausgestaltung am sinnvollsten:
- Im Grundsatz sollte das heutige Entgeltmodell bestehend aus einem Grund- und einem Arbeitspreis für diese Nutzergruppe beibehalten werden. Dies gilt auch für Letztverbraucher mit intelligentem Messsystem; eine Anwendung des regulären Entgeltmodells mit Kapazitäts- und Arbeitspreisen auf diese Verbraucher wird nicht empfohlen.
 - Zusätzlich könnte ein Grundpreisaufschlag für Prosumer erhoben werden, dessen Höhe ggf. proportional zur Leistung der Eigenerzeugungsanlage festgelegt werden könnte. Kleinstanlagen sollten hiervon ausgenommen werden. Dieser Aufschlag dient der Schaffung einer ausgewogeneren Verteilung der Kostentragung zwischen Letztverbrauchern mit und ohne Eigenerzeugungsanlagen und sollte nicht als ein Einspeiseentgelt für Prosumer missverstanden werden.

4 Entgelte mit Finanzierungsfunktion für Einspeiser

4.1 Status quo

Die aktuelle Netzentgeltsystematik sieht keine Zahlung von Netzentgelten durch Einspeiser vor. Dies gilt sowohl für Einspeisungen aus Erzeugungsanlagen als auch für Einspeisungen aus Speichern. Soweit Speicherbetreiber Netzentgelte zahlen, bezieht sich dies auf die Stromentnahme, nicht auf die Einspeisung ins Netz. (Speicher werden in diesem Kapitel nur nachrangig und in ihrer Funktion als Einspeiser betrachtet; eine umfassendere Behandlung erfolgt in Kapitel 5). Auch im Zusammenhang mit der vertikalen Kostenwälzung, die heute durch Entgeltzahlungen zwischen Netzbetreibern realisiert wird (vgl. Kapitel 6), werden keine Entgelte für Rückspeisungen von nachgelagerten in vorgelagerte Netze gezahlt.

Die heutige Systematik sieht hingegen unter bestimmten Bedingungen Zahlungen von Entgelten durch Netzbetreiber an Einspeiser vor, nämlich Entgelte für dezentrale Einspeisung gemäß § 18 StromNEV (allgemein bekannt als „vermiedene Netzentgelte“). Die Wirkungsreichweite dieser Regelung wurde in den vergangenen Jahren gegenüber ihrer ursprünglichen Ausgestaltung bereits deutlich eingeschränkt, u. a. indem diese Entgelte nicht mehr an geförderte EE-Anlagen ausbezahlt werden. Die BNetzA hat entschieden, dass diese Regelung mit Außerkrafttreten der StromNEV auslaufen und nicht durch eine vergleichbare Regelung ersetzt werden soll. Mit ihrer Festlegung GBK-25-02-1#1 vom 17.02.2026 hat sie beschlossen, dass die Höhe dieser Entgelte bis zum Auslaufen der Regelung Ende 2028 sukzessive abgeschmolzen werden soll.

4.2 Grundsätzliche Erwägungen

4.2.1 Ökonomische Erwägungen

4.2.1.1 Betrachtungsgegenstand

In Bezug auf die Behandlung von Einspeisern in der Netzentgeltsystematik sind in diesem Gutachten die Fragen zu untersuchen, ob zukünftig Netzentgelte für die Einspeisung von Strom ins Netz erhoben und wie diese ggf. ausgestaltet und bemessen werden sollten. Überlegungen zu einer möglichen Fortführung der oben erwähnten Regelung zur Zahlung von Entgelten für dezentrale Einspeisung an die Einspeiser sind hingegen nicht Gegenstand des Gutachtens, da die BNetzA hierüber bereits entschieden hat. Hierzu sei aber angemerkt, dass die Gutachter die Entscheidung, diese Regelung nicht fortzuführen, für sachgerecht halten. Die Entwicklung des Netzausbaubedarfs in den vergangenen Jahren hat deutlich gezeigt, dass die dieser Regelung zugrunde liegende Annahme, dezentrale Einspeisung ermögliche Einsparungen an Netzkapazität, in den meisten Fällen nicht zutrifft. Soweit dezentrale Einspeisung fallweise und ggf. situationsabhängig zur Einsparung von Netzkosten beitragen kann, wäre es Aufgabe eventueller Netzentgelte mit Anreizfunktion (s. unten), dies gezielt zu reflektieren. Eine generelle Rückvergütung von – aus Sicht des Anschlussnetzbetreibers – vermiedenen Netzentgeltzahlungen an überlagerte Netzbetreiber lässt sich hiermit jedoch nicht rechtfertigen.

Für die mögliche Einführung von Einspeiseentgelten besteht, wie in Abschnitt 4.2.2 dargelegt wird, aus rechtlicher Sicht hinreichender Ermessensspielraum für die BNetzA. Der Blick ins Ausland zeigt, dass Einspeiseentgelte in manchen Ländern Europas erhoben werden, in anderen nicht¹²¹. Allein hieraus ergibt sich keine klare Indikation zu der Frage, ob die Einführung von

¹²¹ (BET, Aecoute, 2025)

Einspeiseentgelten sinnvoll wäre. Vielmehr ist hierfür zu untersuchen, welche Zielwirkungen hiermit verbunden sein könnten und welche gewünschten oder ungewünschten Folgewirkungen Einspeiseentgelte haben könnten.

4.2.1.2 Finanzierungs- vs. Anreizfunktion und Zuordenbarkeit von Netzkosten

Aus ökonomischer Sicht sollte dabei wie bei den Netzentgelten für Letztverbraucher grundlegend nach den in Abschnitt 2.1 erörterten Funktionen der Netzentgelte unterschieden werden, der Finanzierungs- und der Anreizfunktion. Bei möglichen Entgeltkomponenten mit *Anreizfunktion* geht es nicht um die Verteilung der Netzkostentragung, sondern um die Schaffung von gezielten Preisanreizen für Investitions- und Einsatzentscheidungen der Netznutzer. Eine gezielte und sachgerecht bemessene Anreizsetzung, die dazu beiträgt, netzseitige Kostenwirkungen in die nutzerseitigen Entscheidungen zu internalisieren, kann grundsätzlich für alle Netznutzergruppen sinnvoll sein, auch für Einspeiser. Daher sollten Entgeltkomponenten mit *Anreizfunktion* auch für Einspeiser in Betracht gezogen werden. Ob und mit welcher Ausgestaltung solche Entgeltkomponenten tatsächlich für diese Nutzergruppe zu befürworten sind, hängt von den jeweiligen Anreizzielen, von Wechselwirkungen mit sonstigen Instrumenten und von weiteren Aspekten ab und sollte für jedes in Frage kommende Anreizziel separat beurteilt werden. Hiermit befassen sich Kapitel 7 und 8.

In diesem Kapitel stehen mögliche Einspeiseentgelte mit *Finanzierungsfunktion* im Vordergrund. Hier geht es primär um das Ziel, eine angemessene Verteilung der Netzkostentragung auf die Netznutzer zu erreichen. Zuvorderst stellt sich dabei die Frage, ob sich aus dem Grundsatz der Kostenorientierung oder den damit in der Debatte häufig verbundenen Begriffen der Verursachungsgerechtigkeit oder Kostenreflexivität eine Notwendigkeit ableiten lässt, Einspeiser an der Finanzierungsfunktion zu beteiligen.

Ob eine solche Notwendigkeit aus einer auf physikalischen Merkmalen von Netzanschlüssen und Stromflüssen basierenden Zuordnung von Kosten abgeleitet werden kann, sei dahingestellt. Die Gutachter hätten daran erhebliche Zweifel. Eine Zuordnung von Kosten zu einer bestimmten Nutzergruppe ist immer in gewissem Umfang arbiträr. Eben weil es sich um eine Zuordnungsentscheidung handelt, lässt sich daraus kein eindeutiges Argument pro oder contra einer bestimmten Entgeltstruktur herleiten, wie das nachfolgende Schaubild erläutert.

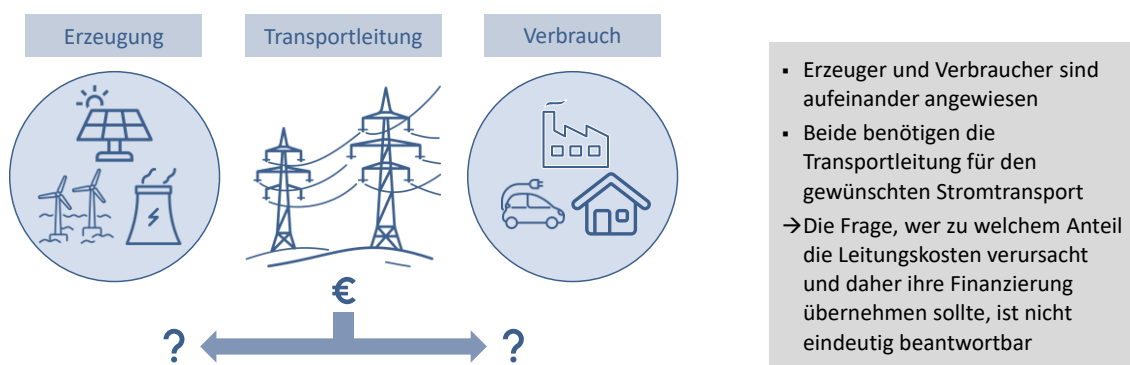


Bild 4.1 Schemabild zur Frage der Kostenzuordnung zu Erzeugung und Verbrauch

Diese Betrachtung lässt sich auch auf komplexere Netze übertragen und führt zu der Erkenntnis, dass sich die Kostenverursachung in einer Infrastruktur, die Quellen und Senken miteinander verbindet, nicht eindeutig zu bestimmten Anteilen den Quellen und Senken zuordnen lässt. Eine eindeutige Zuordnung ist allenfalls bei den *Grenzkosten* möglich, die mit bestimmten Entscheidungen einzelner Nutzer(gruppen) verursacht werden, nicht jedoch bei den Gesamtkosten eines

bestehenden Netzes (vgl. Abschnitt 2.1 zu den unterschiedlichen Kostenkalkulationsprinzipien, die mit der Finanzierungs- bzw. der Anreizfunktion kompatibel sind).

Angesichts dessen kann und sollte unter Beachtung anderer Ziele und Bewertungskriterien entschieden werden, wie die Kostentragung auf die Nutzergruppen aufgeteilt wird. Hierbei können sich je nach betrachteter Infrastruktur unterschiedliche Konzepte ergeben. So erfolgt die Kostentragung beispielsweise bei Post- und Telekommunikationsdiensten und in den weitgehend noch vertikal integrierten Versorgungssektoren Wasser und Fernwärme meist überwiegend quellenseitig, und auch Schienennetzgebühren werden von den Anbietern, nicht von den Nachfragern schienengebundener Transportdienste getragen. Bei den Ferngasnetzen hat sich dagegen durch Erhebung von Entry- und Exit-Entgelten in Verbindung mit Kapazitätsbuchungen eine beidseitige – wenn auch nicht exakt hälftige – Kostentragung etabliert. Im Stromsektor werden die Netzkosten in Europa quantitativ überwiegend von den Verbrauchern getragen, da auch in Ländern, in denen Einspeiseentgelte erhoben werden, hiermit ein deutlich kleinerer Kostenanteil gedeckt wird als mit verbrauchsseitigen Entgelten. Gleichzeitig zeigt der Befund aber, dass in manchen europäischen Ländern auch Einspeiser zu einem gewissen Umfang zur Finanzierung der Netze mit herangezogen werden. Aus diesen Vergleichen folgt, dass sich aus der Praxis im Bereich anderer Transportinfrastrukturen keine eindeutigen Maßgaben ableiten lassen. Es ist vielmehr zu untersuchen, welche gewünschten und unerwünschten Auswirkungen Einspeiseentgelte im konkreten Fall der Stromnetzinfrasturktur hätten.

4.2.1.3 Mögliche Ziele und Wirkungen von Einspeiseentgelten

In der Debatte über mögliche Einspeiseentgelte werden neben der oben erörterten Grundsatzfrage zur Kostenreflexivität sowie der möglichen Schaffung von Anreizen für Einsatz- oder Standortentscheidungen (siehe Kapitel 7-8) meist die beiden nachfolgend behandelten Zielsetzungen angesprochen, einerseits die Entlastung von Verbrauchern und andererseits die Schaffung einer regional ausgewogeneren Kostenallokation.

Entlastung von Letztverbrauchern

Wenn Einspeiser Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion zahlen, sinken der von den Letztverbrauchern zu leistende Finanzierungsbeitrag und damit auch die verbrauchsseitigen Netzentgelte. Ob dies tatsächlich zu einer Entlastung der Verbraucher in ihrer Gesamtheit führt oder ob es in erster Linie zu Umverteilungen zwischen unterschiedlichen Verbrauchergruppen kommt, hängt jedoch davon ab, inwieweit und über welche Mechanismen die Einspeiser die durch Netzentgelte verursachten Kosten weitergeben können. Umverteilungen können z. B. in der Form auftreten, dass

- netzentgeltbedingte Kosten über die Strommarktpreise weitergegeben und hierüber von den Verbrauchern getragen werden, wobei auch Umverteilungen zwischen den Gebotszonen auftreten können,
- erwartete Kosten in die Gebote bei Ausschreibungen zur EE-Förderung einkalkuliert und somit aktuell über den Bundeshaushalt – d. h. letztlich durch die Steuerzahler – refinanziert werden oder
- Kostenbelastungen insbesondere bei Bestandsanlagen fallweise zu vorzeitigen Stilllegungen und somit zur Verknappung von Erzeugungskapazität führen können, was wiederum die Preisbildung am Strommarkt beeinflussen kann.

Diese und andere Wirkungszusammenhänge wurden an anderer Stelle bereits ausführlich untersucht¹²² und werden in Abschnitt 4.3 mit Blick auf die Wirkungen unterschiedlicher Ausgestaltungsmöglichkeiten von Einspeiseentgelten näher erläutert.

Unabhängig von den konkreten Wirkungsmechanismen ist aus Sicht der Gutachter davon auszugehen, dass die Kostenbelastung von Einspeisern durch Einspeiseentgelte in hohem Umfang an die Letztverbraucher weitergereicht würde, ganz besonders bei Neuanlagen. Soweit ein Weiterreichen dieser Kosten nicht möglich ist, würde hiermit ein Teil der Margen der Einspeiser abgeschöpft. Ob dies ohne kritische Auswirkungen auf den Weiterbetrieb von Bestandsanlagen bzw. die Investitionsbereitschaft in Neuanlagen möglich ist, hängt von der Höhe der Einspeiseentgelte und der Marktsituation der Einspeiser ab. Da der Erzeugungssektor einschließlich der EE-Förderung weitgehend wettbewerblich organisiert ist, ist grundsätzlich nicht davon auszugehen, dass ein erhebliches Potenzial für die Abschöpfung von Margen besteht.

Einspeiseentgelte können daher voraussichtlich keinen sehr großen Beitrag dazu leisten, die Verbraucher in ihrer Gesamtheit nachhaltig zu entlasten. Aus dieser Einschätzung folgt aber nicht, dass Einspeiseentgelte mit Blick auf die damit verursachten Umverteilungseffekte generell nachteilig sein müssen. Um diesbezüglich zu einer Bewertung zu kommen, müssen die zu erwartenden Wirkungen näher analysiert und mit Blick auf die Belastbarkeit unterschiedlicher Verbrauchergruppen und die Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Stromerzeuger eingeordnet werden (siehe Abschnitt 4.3).

Regional ausgewogenere Kostenallokation

Die Entwicklung des Netzausbaubedarfs und der Netzkosten in den vergangenen Jahren hat gezeigt, dass Verteilernetzgebiete mit hohem Erzeugungsanteil besonders von Kostenzuwächsen betroffen sind, da die Integration neuer Erzeugungsanlagen ab einer gewissen Durchdringung netzkostentreibend wirkt. Dies führt in einem System ohne Einspeiseentgelte und ohne sonstige Kompensationsmechanismen dazu, dass die Verbraucher in diesen Gebieten von besonders starken Anstiegen des Netzentgeltelniveaus betroffen sind. Einspeiseentgelte könnten diesem Effekt entgegenwirken, indem sie die Einspeiser in diesen Gebieten an der Tragung der zunehmenden Netzkosten beteiligen. Der von den Einspeisern geleistete Finanzierungsbeitrag würde über die oben beschriebenen Mechanismen so umverteilt, dass er nicht (nur) von den Verbrauchern in den betroffenen Gebieten getragen werden müsste.

Einspeiseentgelte sind aber nicht die einzige Möglichkeit, dieser Problematik zu begegnen. Vielmehr hat die BNetzA mit dem EE-Mehrkostenausgleich bereits mit Wirkung ab Anfang 2025 einen Mechanismus etabliert, der explizit dazu dient, die durch EE-Zubau bedingten netzseitigen Mehrkosten bundesweit zu sozialisieren. Es stellt sich also allenfalls die Frage, ob auf diesen Mechanismus wieder verzichtet werden könnte, wenn Einspeiseentgelte eingeführt würden. Hierfür müssten diese Entgelte allerdings eine Höhe erreichen, die mit den einschlägigen EU-rechtlichen Vorgaben (vgl. Abschnitt 4.4.1) nicht vereinbar wäre. Zudem müssten sie in voller Höhe auch für Bestandsanlagen angewandt werden, um auch die heute bereits eingetretenen Mehrbelastungen in den Gebieten mit hoher EE-Durchdringung zu kompensieren.

Die Einführung einer Netzkostenbeteiligung von Einspeisern sollte daher nicht als Argument benutzt werden, um den EE-Mehrkostenausgleich in einspeisungsdominierten Netzgebieten in Frage zu stellen. Seine Zielgenauigkeit ist mit der eines Einspeiseentgelts mindestens vergleichbar und könnte durch Verfeinerungen der Methodik etwa zur besseren Abbildung der

¹²² (Neon, Consentec, 2025)

strukturellen Heterogenität von Netzgebieten weiter verbessert werden. Zudem ermöglicht es, wie sich bereits bei seiner Einführung gezeigt hat, erhebliche Umverteilungseffekte, die in dieser Höhe mit Einspeiseentgelten angesichts der oben erwähnten EU-Vorgaben nicht erreichbar wären.

Mit Blick auf diese Zielsetzung einer regional ausgewogeneren Kostenallokation ergibt sich somit keine Notwendigkeit zur Einführung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion. (Zu möglichen Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion, die sich u. a. auch auf Standortentscheidungen auswirken können, siehe Kapitel 7-8.)

4.2.2 Rechtliche Erwägungen

4.2.2.1 Unionsrechtliche Zulässigkeit der Erhebung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion

Das deutsche Recht schließt derzeit gemäß § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV Einspeiseentgelte in Form von Netznutzungsentgelten aus.¹²³ Dies ist unionsrechtlich aber nicht zwingend.¹²⁴ Generell ist zunächst festzustellen, dass Einspeiseentgelte in den Anwendungsbereich der Netzentgeltvorschriften des Unionsrechts fallen können. Die Regelungen der EltRL zur Netzentgeltsystematik gelten nach ihrem Wortlaut für „Netznutzer“ (z.B. Art. 6 Abs. 1 S. 1 EltRL, Art. 31 Abs. 2 EltRL, Art. 40 Abs. 1 lit. f EltRL), wobei „Netznutzer“ gemäß Art. 2 Nr. 36 EltRL eine natürliche oder juristische Person ist, die „Elektrizität in ein Übertragungs- oder Verteilernetz einspeist oder daraus versorgt wird“. Ähnlich adressiert Art. 3 lit. q EltVO Netzzugangsbedingungen für alle „Marktteilnehmer“, zu denen gemäß Art. 2 Nr. 25 EltVO auch Erzeuger gehören. Konkret enthalten zudem einzelne Vorschriften ausdrückliche Regelungen zu Netzentgelten für Erzeuger, insbesondere Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO („Preissignale für Kunden und Erzeuger“, Nichtdiskriminierung zwischen Erzeugungsanlagen in der Verteiler- und der Übertragungsebene) und Art. 18 Abs. 3 EltVO („gegenüber den Erzeugern oder Endkunden oder beiden erhobenen Tarife“). Für Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität müssen die Mitgliedstaaten gemäß Art. 21 Abs. 2 lit. a i EE-RL verhindern, dass „die von ihnen in das Netz eingespeiste Elektrizität diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Verfahren, Umlagen und Abgaben sowie Netzentgelten unterworfen ist, die nicht kostenorientiert sind“. Schließlich begrenzt Art. 2 i.V.m. Teil B Nr. 1 VO (EU) 838/2010 ausdrücklich die „von den Erzeugern in den einzelnen Mitgliedstaaten zu zahlenden jährlichen durchschnittlichen Übertragungsentgelte“.

Die angesprochenen Vorschriften stellen, wenn man die für die AgNes-Festlegung angedachte Unterscheidung von Finanzierungs- und Anreizfunktion zugrunde legt (oben 2.1), teilweise vorrangig auf Netzentgelte mit Anreizfunktion ab, die an dieser Stelle nicht zu behandeln sind (dazu Kap. 7 und 8). Dies gilt insbesondere für Art. 18 Abs. 3 EltVO, soweit die Netztarife danach standortbezogene Investitionssignale auf Unionsebene setzen und dem Umfang der verursachten Netzverluste und Engpässe und den Kosten von Investitionen in die Infrastruktur Rechnung tragen sollen. Art. 18 Abs. 3 EltVO stellt in seinem Einleitungsteil aber allgemein – d.h. auch für Entgelte mit Finanzierungsfunktion – klar, dass Netztarife „gegenüber den Erzeugern oder

¹²³ Die Verordnungsbegründung verwies insoweit auf die bisherige Praxis, die sich bewährt habe, BR-Drs. 245/05, S. 38.

¹²⁴ Bourwieg/Hellermann/Hermes/Henn, 4. Aufl. 2023, EnWG § 24 Rn. 46; BET/Aecoute, Gutachten - Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom, 5.1.2026, S. 32 ff. In diesem Sinne auch ausdrücklich die Verordnungsermächtigung nach § 24 S. 5 EnWG a.F. mit der Möglichkeit, „Entgelte nicht nur auf der Grundlage von Ausspeisungen, sondern ergänzend auch auf der Grundlage von Einspeisungen von Energie“ vorzusehen.

Endkunden oder beiden“ erhoben werden können.¹²⁵ Besonders deutlich wird die Zulässigkeit von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion bei Art. 2 i.V.m. Teil B Nr. 1 VO (EU) 838/2010, der die „von den Erzeugern in den einzelnen Mitgliedstaaten zu zahlenden jährlichen durchschnittlichen Übertragungsentgelte“ betrifft. Da Teil B Nr. 2 Abs. 2 Nr. 2 und 3 VO (EU) 838/2010 explizit die von den Erzeugern zu zahlenden Entgelte für Hilfsdienste (Nr. 2) und für spezifische Netzverluste (Nr. 3) vom Anwendungsbereich ausnimmt, also wichtige Einspeiseentgelte mit Anreizfunktion bewusst nicht einbezieht,¹²⁶ findet diese Vorschrift im Wesentlichen auf Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion Anwendung.

Das Unionsrecht geht somit eindeutig von der grundsätzlichen Zulässigkeit der Erhebung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion aus.

4.2.2.2 Keine unionsrechtliche Pflicht zur Erhebung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion

Weiter ist zu prüfen, ob das Unionsrecht die Mitgliedstaaten zur Erhebung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion verpflichten könnte. Eine solche Pflicht kann nach Einschätzung der Gutachter nicht aus den unionsrechtlichen Grundsätzen der Netzentgeltsystematik hergeleitet werden.

Der Grundsatz der Lebensfähigkeit der Netze verpflichtet zwar zur Erhebung von Netzentgelten, trifft aber keine Aussage zu den Personengruppen, von denen Netzentgelte erhoben werden sollen (vgl. 2.2.1.2.1).

Der Grundsatz der Kostenorientierung verlangt, dass die Netzentgelte in Beziehung zu den Kosten stehen, die mit der jeweiligen Inanspruchnahme des Netzes verbunden sind. Lässt sich kein konkreter Verursachungszusammenhang ermitteln, so sollen sich die Netzentgelte an dem Wert des in Anspruch genommenen Netzes und den Netzkosten orientieren. Wie ausgeführt lässt dies einen weiten Gestaltungsspielraum bei der Bestimmung der Netzentgelte (2.2.1.2.2). Hinsichtlich der Erhebung von Einspeiseentgelten ist insoweit zu berücksichtigen, dass die Netznutzung eine gesamthafte Transportleistung der Netzbetreiber erfordert, die sowohl die Stromeinspeisung in das Netz als auch die Stromentnahme aus dem Netz umfasst. In diesem Sinne versteht die Kommission die Netzentgelte als Gegenleistung der Netznutzer für die Dienstleistung, Strom vom Erzeugungsort zum Nutzungsort zu transportieren.¹²⁷ Ähnlich sprach der inzwischen außer Kraft getretene § 1 StromNZV a.F. im Zusammenhang mit dem Netzzugang von den „Bedingungen für Einspeisungen von elektrischer Energie in Einspeisestellen der Elektrizitätsversorgungsnetze und die damit verbundene zeitgleiche Entnahme von elektrischer Energie an räumlich davon entfernt liegenden Entnahmestellen der Elektrizitätsversorgungsnetze“. Eine gesamthafte Betrachtung des Stromtransports legt auch § 20 Abs. 1a EnWG nahe:

„Zur Ausgestaltung des Rechts auf Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen nach Absatz 1 haben Letztverbraucher von Elektrizität oder Lieferanten Verträge mit denjenigen Energieversorgungsunternehmen abzuschließen, aus deren Netzen die Entnahme und in deren Netze die

¹²⁵ Noch deutlicher die Vorgängerfassung des Art. 4 Abs. 2 S. 1 StromHVO 2003 (VO (EG) 1228/2003): „Den Erzeugern und Verbrauchern („Last“) kann ein Entgelt für den Zugang zu den Netzen in Rechnung gestellt werden.“

¹²⁶ Vgl. dazu die Ausführungen zur inhaltlich übereinstimmenden Vorgängerregelung bei ERGEG, Guidelines on transmission tariffication, 18.07.2005, Explanatory Note, S. 2 f.

¹²⁷ Kommission, C(2025) 4010 final, Anhang „Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs“, S. 4: „Network tariffs are what all users connected to the system pay for the service of having the possibility to have electricity transported from the point of production to where the electricity is used.“

Einspeisung von Elektrizität erfolgen soll (Netznutzungsvertrag) [...] Netznutzungsvertrag oder Lieferantenrahmenvertrag vermitteln den Zugang zum gesamten Elektrizitätsversorgungsnetz [...] Alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, in dem Ausmaß zusammenzuarbeiten, das erforderlich ist, damit durch den Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, der den Netznutzungs- oder Lieferantenrahmenvertrag abgeschlossen hat, der Zugang zum gesamten Elektrizitätsversorgungsnetz gewährleistet werden kann.“

Nach dem Verständnis der Gutachter verlangt der Grundsatz der Kostenorientierung damit primär, dass die Gesamtleistung „Stromtransport“ mit kostenorientierten Netzentgelten belegt wird, enthält aber nur wenige Vorgaben zu Notwendigkeit und Umfang einer Beteiligung der Erzeuger an den Netzkosten. Die weitergehende Konkretisierung nach Art. 4 Abs. 2 S. 2 StromHVO 2003 (VO (EG) 1228/2003)¹²⁸ entfiel bereits mit der StromHVO 2009 (VO (EG) 714/2009). Im Ergebnis belässt der Grundsatz der Kostenorientierung der NRB damit jedenfalls für Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion einen Gestaltungsspielraum hinsichtlich deren Einführung.

Weiterhin ist zu prüfen, ob der Grundsatz der Nichtdiskriminierung (vgl. 2.2.1.2.3) zur Erhebung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion verpflichten könnte. Die Erhebung von Verbraucherentgelten, während Erzeuger keine oder verringerte Netzentgelte zahlen, könnte eine unterschiedliche Behandlung vergleichbarer Sachverhalte darstellen. Die Vergleichbarkeit der Sachverhalte ist nach der Rechtsprechung des EuGH an Gegenstand und Ziel der Unionsmaßnahme, die die fragliche Unterscheidung einführt, sowie an den Grundsätzen und Zielen des Regelungsbereichs, in den diese Maßnahme fällt, zu messen.¹²⁹ Im Hinblick auf den Grundsatz der Kostenorientierung der Netzentgelte ist festzustellen, dass Erzeuger und Verbraucher jeweils in vergleichbarer Weise Leistungen des Netzbetreibers in Anspruch nehmen (insbesondere Bereitstellung von Netzinfrastruktur und Erbringung von Systemdienstleistungen und Engpassmanagement).¹³⁰ Insoweit kann von vergleichbaren Sachverhalten ausgegangen werden.

Eine unterschiedliche Behandlung von Erzeugern und Verbrauchern in der Netzentgeltsystematik müsste daher auf einem objektiven und angemessenen Kriterium beruhen, das seinerseits im Zusammenhang mit einem rechtlich zulässigen Ziel steht, das mit der in Rede stehenden Regelung verfolgt wird.¹³¹ Differenzierungskriterium ist vorliegend, ob die Netznutzung für die Einspeisung oder für den Letztverbrauch von Elektrizität erfolgt. Hierbei handelt es sich um ein objektives Kriterium. Das Ziel einer kostenorientierten Netzentgeltbildung ermöglicht allerdings, wie ausgeführt, grundsätzlich keine konkrete Zuordnung der Netzkosten zu den Erzeugern oder Verbrauchern. Insoweit müssen ergänzende Kriterien für die Kostenverteilung herangezogen werden. Denkbar erscheint insbesondere, die Nichterhebung oder verringerte Erhebung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion auf die Gefahr von Wettbewerbsverzerrungen zwischen Stromerzeugern im EU-Binnenmarkt zu stützen. Eine solche Berücksichtigung der Auswirkungen auf den Energiebinnenmarkt entspricht den Vorgaben des Art. 194 Abs. 1 AEUV („im Rahmen der Verwirklichung oder des Funktionierens des Binnenmarkts“) und wird ausdrücklich zur Begründung der betragsmäßigen Begrenzung etwaiger Einspeiseentgelte durch die VO

¹²⁸ Art. 4 Abs. 2 S. 2 StromHVO 2003 lautete: „Der Anteil, den die Erzeuger an dem gesamten Netzentgelt tragen, muss vorbehaltlich der Notwendigkeit geeigneter und wirksamer standortbezogener Preissignale niedriger als der Anteil der Verbraucher sein.“

¹²⁹ EuGH v. 10.2.2022, C-522/20, EU:C:2022:87, Rn. 20 - OE; EuGH v. 6.6.2019, C-264/18, EU:C:2019:472, Rn. 29 - P. M. u. a.

¹³⁰ Vgl. auch BET/Aecoute, Gutachten - Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom, 5.1.2026, S. 33 f.

¹³¹ EuGH v. 27.1.2022, C-179/20, EU:C:2022:58 Rn. 72 - Fondul Proprietatea SA.

838/2010 herangezogen.¹³² Aber auch andere Erwägungen sind denkbar, etwa im Hinblick auf eine volkswirtschaftlich möglicherweise nachteilige Beeinflussung der Einsatzentscheidungen der Erzeuger. Im Ergebnis sind daher zulässige Kriterien für eine unterschiedliche Behandlung möglich.

Die unterschiedliche Behandlung müsste nach der Rechtsprechung des EuGH schließlich in angemessenem Verhältnis zu dem mit der betreffenden Behandlung verfolgten Ziel stehen. Insofern erscheinen die Nachteile für Letztverbraucher, die sich aus einer fehlenden oder verringerten Netzentgeltspflicht der Erzeuger ergeben würden, begrenzt. Insbesondere würden Erzeuger etwaige Einspeiseentgelte in aller Regel über die Strompreise weitergeben, sodass im Ergebnis jedenfalls ganz überwiegend ebenfalls die Letztverbraucher belastet würden, auch wenn die Belastung des einzelnen Letztverbrauchers unterschiedlich ausfallen könnte. Dem gegenüberzustellen wären die Vorteile für die mit der Behandlung der Erzeuger verfolgten Ziele. Wie ausgeführt kommt u.a. die Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen zwischen Stromerzeugern im EU-Binnenmarkt in Betracht, die jedenfalls einen wichtigen Belang darstellt. Im Ergebnis kann daher eine fehlende oder verringerte Netzentgeltspflicht der Erzeuger mit dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung vereinbar sein.

Abschließend ist festzustellen, dass eine Pflicht zur Einführung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion auch nicht aus den Vorgaben des Teil B Nr. 1 i.V.m. Nr. 3 der VO 838/2010 hinsichtlich der „von den Erzeugern in den einzelnen Mitgliedstaaten zu zahlenden jährlichen durchschnittlichen Übertragungsentgelte“ resultiert. Die Untergrenze der zulässigen Entgeltspanne liegt hier ausdrücklich bei 0 EUR/MWh.

Im Ergebnis ist daher keine unionsrechtliche Pflicht zur Einführung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion erkennbar.

4.2.2.3 Festlegungskompetenz

Die Regelung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion wäre durch die allgemeine Festlegungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG gedeckt. Die Erhebung von Einspeiseentgelten unterfällt insbesondere dem Beispielstatbestand des § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. a EnWG. Danach kann die Regulierungsbehörde Regelungen treffen „zur verursachungsgerechten und sachgerechten Verteilung von Netzkosten auf verschiedene Nutzergruppen sowie zur Setzung von Anreizen zu Netzentlastung und zur Beschleunigung des Netzausbaus, zur Effizienz und Flexibilität bei Energieeinspeisung und -verbrauch“. Als „Nutzergruppe“ können, entsprechend der Definition der „Netznutzer“ nach § 3 Nr. 78 EnWG, auch Personen angesehen werden, die Energie in ein Elektrizitätsnetz einspeisen, und hierbei weiter zwischen Erzeugern und Speichern unterschieden werden (vgl. z.B. § 3 Nr. 36 und Nr. 43, § 17 Abs. 1 S. 1 EnWG). Die Festlegungskompetenz umfasst dabei auch Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion, wie jedenfalls aus § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. a EnWG in seiner ersten Regelungsalternative (Verteilung von Netzkosten auf Nutzergruppen) verdeutlicht.

Die nähere Ausgestaltung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion, insbesondere hinsichtlich Auswahl und Ausgestaltung der Netzentgeltkomponenten, ist insbesondere durch den Beispielstatbestand des § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. d EnWG gedeckt. Danach kann die Regulierungsbehörde Regelungen treffen „zu verschiedenen Entgeltkomponenten, einschließlich Entgelten für den Anschluss an das Netz der allgemeinen Versorgung sowie Elementen, die auf die

¹³² Erwägungsgrund 10 VO (EU) 838/2010.

Netzanschlusskapazität bezogen sind“. Dies deckt sowohl leistungs- und kapazitätsbezogene als auch arbeitsbezogene Netzentgeltkomponenten für die Netznutzung ab.

4.3 Wirkungen unterschiedlicher Gestaltungsoptionen

Wie eingangs erörtert, hängen die Auswirkungen einer Einführung von Einspeiseentgelten im Einzelnen stark davon ab, wie diese Entgelte ausgestaltet wären. In den nachfolgenden Abschnitten werden die typischerweise in Betracht gezogenen Ausgestaltungsoptionen in Form von Arbeits-, Grund-, Leistungs- und Kapazitätspreisen eingehender untersucht.

4.3.1 Arbeitspreis

Arbeitsbezogene Einspeiseentgelte würden für Stromerzeuger (ebenso wie für Speicherbetreiber in Bezug auf die Einspeisung ins Netz) variable Kosten darstellen, vergleichbar mit Brennstoffkosten und CO₂-Preisen bei fossilen Kraftwerken. Diese Kosten würden von rational handelnden Einspeisern in ihre Gebote an den kurzfristigen Stromhandelsmärkten eingepreist. Die Abgabe von Geboten mit Preisen unterhalb der variablen Kosten wäre in einem Commodity-Markt mit funktionierendem Wettbewerb auf Dauer nicht rational, da hierdurch systematisch Verlustrisiken hervorgerufen würden.

Hiermit müssen nicht zwingend Änderungen des Kraftwerkseinsatzes einhergehen. Bild 4.2 veranschaulicht dies schematisch am Beispiel einer Merit Order für ein Erzeugungssystem für die Situationen ohne Einspeiseentgelt sowie mit arbeitsbezogenem Einspeiseentgelt, das für alle Erzeugungseinheiten gleich hoch ist. Die Reihung der Erzeugungseinheiten wird durch die Einführung dieses Entgelts nicht verändert; der Markträumungspreis wird jedoch (bei Annahme einer in diesem Bereich starren Nachfrage) um den Betrag des Einspeiseentgelts nach oben verschoben.

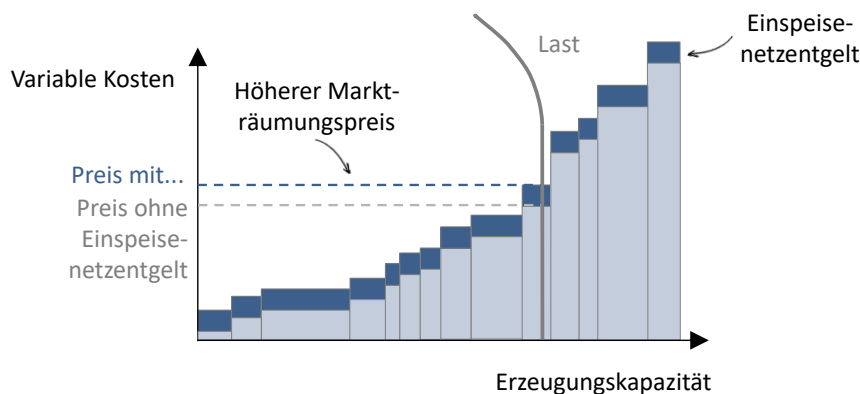


Bild 4.2 Merit Order der Stromerzeugung mit/ohne Einspeiseentgelt in einheitlicher Höhe für alle Erzeugungseinheiten (schematische Darstellung in Anlehnung an Neon, 2025¹³³)

Unter der Prämisse einer gleichmäßigen Belastung aller Einspeiser mit dem Einspeiseentgelt würden hierdurch somit keine Ineffizienzen beim Kraftwerkseinsatz ausgelöst. Die Einspeiseentgelte würden in voller Höhe an die Marktteilnehmer und damit letztlich an die Verbraucher weitergegeben. Hierbei würden Umverteilungswirkungen auftreten, da die Verbraucher mit dem Marktpreis grundsätzlich in einheitlicher Höhe konfrontiert sind, aber unterschiedlich stark von

¹³³ (Neon, Consentec, 2025)

der durch die Finanzierungsbeteiligung der Einspeiser ermöglichten Absenkung der verbrauchsseitigen Netzentgelte profitieren würden:

- Mit dem Preisniveau an den kurzfristigen Strommärkten ist zwar nur ein Teil der Verbraucher unmittelbar konfrontiert, wie etwa industrielle Verbraucher, die ihren Bedarf direkt an der Strombörse decken, oder Kleinverbraucher, die dynamische Stromtarife auf Basis der Börsenpreise in Anspruch nehmen. Ein großer Teil des Verbrauchs wird über Verträge mit längerfristigen Preisvereinbarungen und durch Geschäfte im Terminhandel gedeckt. Grundlage für jegliche längerfristigen Preisvereinbarungen sind aber die erwarteten Preisentwicklungen an den Kurzfristmärkten, so dass sich systematische Effekte wie die Preiserhöhung durch Einspeiseentgelte nach dem Auslaufen bestehender Preisvereinbarungen auch hier preislich niederschlagen würden. Daher würden die Strompreise für alle Verbraucher im Umfang der Einspeiseentgelte steigen, teils kurzfristig und teils nach dem Auslaufen längerfristiger Vereinbarungen.
- Die verbrauchsseitigen Netzentgelte sind für unterschiedliche Netznutzer unterschiedlich hoch. Dies liegt nicht nur an Unterschieden zwischen den Netzgebieten, sondern auch an der vertikalen Kostenwälzung, die im Normalfall dazu führt, dass das Entgeltniveau von den oberen zu den unteren Netzebenen hin zunimmt. Aufgrund dieser Wirkungsmechanismen und v. a. auch der Verteilung der Einspeisungen auf die Netzebenen wäre zu erwarten, dass die absoluten Absenkungen der verbrauchsseitigen Netzentgelte infolge einer Finanzierungsbeteiligung der Einspeiser auf den unteren Netzebenen höher ausfallen würden als auf den höheren Ebenen. Ganz besonders gilt dies für Verbraucher, die von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 StromNEV bzw. einer von der BNetzA festzulegenden Nachfolgeregelung profitieren.

Im Saldo würde die durch Einspeiseentgelte ausgelöste Umverteilung daher tendenziell zulasten der industriellen Verbraucher auf den oberen Netzebenen gehen.

Eine reine Umverteilungswirkung muss nicht per se volkswirtschaftlich nachteilig sein. Wenn diese allerdings systematisch zulasten industrieller Verbraucher geht, können durchaus schädliche volkswirtschaftliche Effekte durch zunehmende Belastung der stromintensiven Industrie im internationalen Wettbewerb entstehen bzw. bereits bestehende Wettbewerbsnachteile weiter zunehmen.

Darüber hinaus ist die oben unterstellte Prämisse einer einheitlichen Belastung der Einspeiser mit Einspeiseentgelten im europäischen Strommarkt nicht erfüllt und realistischerweise auch nicht erfüllbar, da sie eine vollkommene Harmonisierung der Entgelte voraussetzen würde. Ein in Deutschland eingeführtes Einspeiseentgelt würde nur für Einspeisungen in Deutschland gelten. Im Vergleich zu der Situation ohne Einspeiseentgelte kann dies im kurzfristigen Stromhandel zur Verdrängung inländischer Erzeugung führen, weil Gebote für ausländische Erzeugungseinheiten dann in der Merit Order vor die mit Netzentgelten belasteten Gebote für inländische Erzeugungseinheiten rücken können und – im Rahmen der verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazität – diese teilweise verdrängen können. Analoge Effekte können auftreten, wenn im Inland nicht alle Erzeugungseinheiten mit den gleichen Einspeiseentgelten belastet werden, etwa weil diese nach Netzgebieten, nach Netzebenen, nach Erzeugungstechnologien, nach Bestands- und Neuanlagen oder nach anderen Kriterien differenziert werden.

Derartige Verschiebungen in der Merit Order würden zu Änderungen des Kraftwerkseinsatzes führen, die als volkswirtschaftlich ineffizient, d. h. wohlfahrtsvermindernd einzustufen wären. Dies liegt daran, dass die Einspeiseentgelte, die die Verschiebungen auslösen, definitionsgemäß

– da es hier um Entgelte mit Finanzierungsfunktion geht – keine kurzfristigen und unmittelbar mit den Einsatzentscheidungen verbundenen Grenzkosten im Netz reflektieren, sondern einen Finanzierungsbeitrag zu den bestehenden Netzkosten einbringen sollen. Es handelt sich somit gewissermaßen um „künstlich“ erzeugte variable Kosten für Einspeiser, im Gegensatz etwa zu den Brennstoffkosten, die einen unmittelbaren Ressourcenverbrauch reflektieren.

Aufgrund dieser Nachteile für die Effizienz der Stromerzeugung und die Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Erzeugung wie auch der zuvor diskutierten Umverteilungswirkungen ist aus Sicht der Gutachter klar davon abzuraten, etwaige Einspeiseentgelte arbeitsbezogen auszugestalten.

Zwar könnte eingewandt werden, dass Ineffizienzen im Strommarkt auch dadurch ausgelöst werden können, dass *Letztverbraucher* mit arbeitsbezogenen Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion belastet werden und ihr Nachfrageverhalten entsprechend anpassen. Dem ist jedoch entgegenzuhalten, dass die Auswirkungen dieser „künstlichen“ variablen Kosten auf den Strommarkt bei den Einspeisern weitaus gravierender sind, weil diese hoch flexibel auf die Preisverhältnisse am Strommarkt reagieren, wohingegen die Nachfrageseite weiterhin vergleichsweise starr ist. Zudem werden, wie oben aufgezeigt, arbeitsbezogene Einspeiseentgelte ohnehin weitgehend in Form arbeitsbezogener Strompreisänderungen an die Verbraucher weitergereicht, so dass die mit diesen Preiselementen verbundenen Auswirkungen auf das Nachfrageverhalten nicht verhindert werden können; je nach Ausmaß der aufgezeigten Verteilungswirkungen würden sie bei besonders preissensitiven Verbrauchern evtl. sogar verstärkt.

Des Weiteren könnte eingewandt werden, dass den oben diskutierten Nachteilen auch Vorteile insbesondere im Bereich der Umverteilungswirkungen gegenüberstehen könnten. Nach Auffassung der Gutachter sind diese mitunter diskutierten Wirkungen jedoch keinesfalls relevant genug, um die mit arbeitsbezogenen Einspeiseentgelten verbundenen Nachteile zu überwiegen:

- Einspeiseentgelte könnten auf Rückspeisungen von Prosumern ins Netz angewandt werden und würden dann der in Abschnitt 3.4 diskutierten Umverteilungswirkung des zunehmenden Eigenverbrauchs entgegenwirken. Hier wäre zwar tatsächlich eine Wirkung in der gewünschten Richtung zu erwarten. Gleichwohl müsste eingeräumt werden, dass Einspeiseentgelte nicht auf den eigentlichen Auslöser der Umverteilungswirkung zielen würden, nämlich den Umfang des Eigenverbrauchs, sondern auf die Höhe der rückgespeisten Überschusserzeugung. Sie wären somit zumindest nicht sehr zielgenau und würden den volkswirtschaftlich fragwürdigen Anreiz vermitteln, die Selbstverbrauchsquote noch weiter zu erhöhen, etwa durch Investition in größere Heimspeicher. Zudem hätten auch solche Einspeiseentgelte Rückwirkungen auf den Strommarkt, da zukünftig von einer wachsenden Bedeutung der Direktvermarktung auch bei Prosumern im Kleinkundensegment auszugehen ist.
- Durch Einführung von Einspeiseentgelten könnte ein Teil der inländischen Netzkosten in Verbindung mit Stromexporten ins Ausland verlagert werden. Diese Wirkungsweise wäre allerdings gerade gegenüber Nachbarländern ohne Einspeiseentgelte nur schwer als legitime Zielsetzung der Netzentgeltgestaltung vertretbar. Zudem würde sie dadurch abgeschwächt, dass inländische Einspeiser, die zeitweise aufgrund der Einspeiseentgelte aus dem Markt gedrängt würden (s. oben), in diesen Zeiten auch keine Entgelte zahlen würden.

Die oben diskutierten Wirkungen eines arbeitsbezogenen Einspeiseentgelts beziehen sich primär auf die Einsatzentscheidungen der Netznutzer und den kurzfristigen Strommarkt. Daneben würden sich derartige Entgelte ebenso wie anders ausgestaltete Einspeiseentgelte auf

Investitions- und ggf. auch Stilllegungsentscheidungen von Einspeisern auswirken. Dies wird nachfolgend für die Ausgestaltungsoption des Grundpreises diskutiert.

4.3.2 Grundpreis

Grundpreise haben keine Auswirkungen auf Einsatzentscheidungen für bestehende Erzeugungsanlagen oder Speicher, da sie unabhängig vom Ausmaß der Netzinanspruchnahme erhoben werden. Sie haben somit zumindest kurzfristig auch keinen Einfluss auf den Strommarkt und die sich ergebenden Strompreise. Daher könnten Einspeiser die durch Einspeiseentgelte verursachten Kosten bei einer Gestaltung als Grundpreise auch nicht unmittelbar über die Marktpreise weiterwälzen.

Mittelbare Auswirkungen auf den Strommarkt und die Allokation der Netzkosten können sich jedoch dadurch ergeben, dass Grundpreise Investitionsentscheidungen über neue Erzeugungs- oder Speicherkapazitäten beeinflussen. Sie gehen in die Fixkosten des Anlagenbetriebs ein und wirken sich somit auf das Wirtschaftlichkeitskalkül der Betreiber und Investoren aus. Die Folgen dieses Einflusses hängen stark davon ab, ob Anlagen von einer Förderung profitieren können oder nicht:

- Bei geförderten Anlagen wie etwa EE-Anlagen, für die die Förderzuschläge über Ausschreibungen vergeben werden, können Ausschreibungsteilnehmer die erwarteten betrieblichen Kosten einschließlich jeglicher Form von Einspeiseentgelten in ihren Geboten berücksichtigen. Unter der Prämisse, dass von diesen Kosten alle Bieter in gleicher oder ähnlicher Höhe betroffen sind, wäre zu erwarten, dass sich zusätzliche Kosten etwa durch Einspeiseentgelte in Form von Grundpreisen nicht wesentlich auf die Investitionsbereitschaft auswirken würden. Sie würden aber dazu führen, dass sich in den Ausschreibungen höhere Zuschlagspreise ergeben als in einer Situation ohne Einspeiseentgelte. Auf diese Weise würden die Netzentgelte weitergereicht, im Fall der haushaltsfinanzierten EE-Förderung an die Steuerzahler.
- Bei nicht geförderten Anlagen (zu denen auch Speicher gehören, vgl. Kapitel 5) können Einspeiseentgelte die Wirtschaftlichkeit der Anlagen beeinträchtigen und zu Investitionszurückhaltung führen. Die durch die Entgelte bedingten Kosten könnten in diesen Fällen nicht über den Strommarkt oder über Fördermechanismen weitergewälzt werden. Unter der Prämisse, dass die Einspeiseentgelte keine unmittelbaren Grenzkosten im Netz reflektieren, sondern nur der Finanzierungsbeteiligung dienen, wäre eine hierdurch ausgelöste Zurückhaltung bei der Errichtung neuer Erzeugungs- oder Speicheranlagen volkswirtschaftlich ineffizient, ähnlich wie oben für arbeitsbezogene Einspeiseentgelte in Bezug auf die Beeinflussung des Kraftwerkseinsatzes diskutiert.

Bei Bestandsanlagen kann ein Einspeiseentgelt in Form eines Grundpreises zudem fallweise dazu führen, dass Anlagen, deren Betrieb sich ohne Netzentgelte in der Nähe der Wirtschaftlichkeitsgrenze bewegt, vorzeitig stillgelegt werden. Grund hierfür ist, dass Grundpreiszahlungen zwar vom Netznutzer nicht der Höhe nach beeinflusst werden können, aber wegfallen, wenn eine Anlage stillgelegt wird. Auch solche Stilllegungen wären tendenziell als wohlfahrtsmindernd einzustufen.

Ein wesentlicher Nachteil von Grundpreisen ist ihre Unabhängigkeit von der Größe einer Anlage und der vereinbarten Netzanschlusskapazität. Bezogen auf die in einem arbeitsbezogenen Strommarkt erzielbaren Erlöse hätte ein Grundpreis somit stark größenabhängige Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Neu- und Bestandsanlagen. Auch die oben unterstellte Prämisse, dass bei EE-Ausschreibungen alle Bieter ähnlich stark betroffen wären, wäre aufgrund dieser

Eigenschaft des Grundpreises nicht erfüllt. Es würde sich somit ein systematischer Vorteil für Gebote mit vergleichsweise großer Anlagendimensionierung ergeben.

Insbesondere aufgrund dieses Nachteils erscheint die Ausgestaltung möglicher Einspeiseentgelte als Grundpreis nicht empfehlenswert. Dieser Nachteil könnte durch eine kapazitätsabhängige Ausgestaltung (Abschnitt 4.3.4) vermieden werden.

4.3.3 Leistungspreis

Einspeiseentgelte könnten grundsätzlich auch als Leistungspreise in Analogie zu den heutigen leistungsbezogenen Netzentgelten für Verbraucher ausgestaltet werden, d. h. mit Bezug auf die in einem Kalenderjahr tatsächlich auftretende Höchstleistung der Einspeisung. Diese Ausgestaltung könnte allerdings den Einsatz von Einspeiseanlagen beeinflussen, da es sich je nach erwartetem Verlauf der Marktbedingungen im Kalenderjahr als rational herausstellen kann, auf einen nur geringen Bedarf an Einspeisungen mit hoher Leistung zu spekulieren und daher – zeitpunktabhängig – Leistungsanteile freiwillig zurückzuhalten. Dies könnte sich beispielsweise bei vornehmlich als Reserve für Knappheitssituationen dienenden Kraftwerken, die dann zum Jahresende hin Leistungspreisanteile in ihre Gebote einpreisen könnten, als problematisch erweisen. Bei EE-Anlagen würde hierdurch eine erst zum Jahresende hin abnehmende Unsicherheit über das wirtschaftlich sinnvolle Ausmaß einer freiwilligen Leistungsbegrenzung von Einspeisungsspitzen verursacht. Aus diesen Gründen erscheint diese Ausgestaltung klar nachteiliger als die nachfolgend diskutierte Ausgestaltung als Kapazitätspreis, die ansonsten ähnliche Auswirkungen hätte.

4.3.4 Kapazitätspreis

Unter Kapazitätspreis wird hier eine Ausgestaltung verstanden, die sich auf eine festgelegte, von betrieblichen Entscheidungen eines Einspeisers unabhängige Leistungsgröße bezieht. Dies könnte beispielsweise die installierte Leistung einer Erzeugungsanlage bzw. eines Speichers oder die vereinbarte Netzanschlusskapazität (NAK) sein. Letzteres ist ohne Weiteres allerdings nur in Fällen möglich, in denen ein Einspeiser über einen eigenen Netzanschluss verfügt.

Eine solche Bezugsgröße wäre zumindest kurzfristig unveränderlich, so dass ein Entgelt dieser Art keinen unmittelbaren Einfluss auf Einsatzentscheidungen hätte. Mittelfristig sowie bei Neuanlagen wäre hingegen ein Einfluss auf die verfügbare Einspeisekapazität zu erwarten, da es für Betreiber insbesondere im Fall von EE-Anlagen rational sein kann, die entgeltrelevante Kapazität bewusst unterhalb der technisch möglichen maximalen Einspeiseleistung anzusetzen, insbesondere wenn Einspeisungen mit Maximalleistung nur selten erfolgen würden.

So entstünde eine Anreizwirkung zur „Überbauung“ von Netzanschlüssen, die häufig sogar als wünschenswert erachtet wird. Aus ökonomischer Sicht ist dieser Anreiz jedoch nur dann angemessen, wenn das Einspeiseentgelt auch der Höhe nach näherungsweise die mit der Bereitstellung eines Netzanschlusses mit einer bestimmten NAK verbundenen netzseitigen Kosten reflektiert. Unter dieser Bedingung würde das Entgelt in die in Kapitel 8 behandelte Kategorie der Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion zur Beeinflussung von Investitionsentscheidungen fallen. Dagegen würde ein Einspeiseentgelt, das deutlich höher bemessen ist als die typischerweise zu erwartenden netzseitigen Grenzkosten, zu einer übermäßigen, volkswirtschaftlich nicht effizienten Beschränkung der Anschlusskapazität führen; in der Folge würde in einem ineffizient hohen Ausmaß auf mögliche Einspeisung verzichtet. Dies sollte bei der Bemessung eines möglichen kapazitätsbezogenen Einspeiseentgelts berücksichtigt werden.

Abgesehen von den mit seiner Größenabhängigkeit verbundenen Wirkungen hätte ein kapazitätsabhängiges Einspeiseentgelt ähnliche Auswirkungen wie ein Grundpreis. Es würde bei geförderten Neuanlagen voraussichtlich im Wesentlichen an die Akteure weitergereicht, die das Fördersystem refinanzieren. Bei Bestandsanlagen sowie nicht geförderten Neuanlagen wäre eine solche Weitergabe dagegen nicht möglich, so dass die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigt und Investitionszurückhaltung bzw. vorzeitige Stilllegungen und somit negative Wohlfahrtseffekte ausgelöst werden könnten. Auch diese Wirkungen würden dafür sprechen, ein mögliches kapazitätsabhängiges Einspeiseentgelt sehr maßvoll zu bemessen.

Im Ergebnis ist nach Auffassung der Gutachter für den Fall, dass ein (moderates) Einspeiseentgelt eingeführt werden soll, eine kapazitätsabhängige Ausgestaltung mit Bezug auf die technische installierte Leistung oder die vertragliche NAK klar gegenüber den anderen betrachteten Optionen zu bevorzugen. Hierdurch würden Einflüsse auf die Effizienz des Erzeugungssystems im Wesentlichen auf mögliche vorzeitige Stilllegungen von Bestandsanlagen (sofern diese überhaupt einbezogen werden) und eine mögliche Investitionszurückhaltung bei nicht geförderten Neuanlagen beschränkt. Die Weiterreichung der Entgelte würde in erster Linie auf Akteure außerhalb des Kollektivs der Netznutzer verlagert, insbesondere auf die Steuerzahler im Fall von haushaltsfinanzierten Fördermechanismen. Bei einer moderaten Bemessung eines solchen Entgelts dürften diese Wirkungen vertretbar sein und zumindest bei einem Teil der Netznutzer im Saldo eine gewisse Entlastung ermöglichen (nämlich soweit beim einzelnen Netznutzer die erzielte Absenkung der verbrauchsseitigen Netzentgelte nicht durch erhöhte steuerliche Belastung kompensiert wird).

4.4 Bemessung eines Einspeiseentgelts

4.4.1 Rechtliche Vorgaben

4.4.1.1 Vorgaben für ÜNB nach VO (EU) 838/2010

Für die Erhebung von Einspeiseentgelten für den Zugang zum deutschen Übertragungsnetz legt Art. 2 i.V.m. Teil B Nr. 1 und Nr. 3 VO (EU) 838/2010 bestimmte Grenzen fest. Durch die Vorgabe einer zulässigen Entgeltspanne für die durchschnittlichen Netzentgelte sollen negative Auswirkungen auf den EU-Binnenmarkt aufgrund unterschiedlich hoher Einspeiseentgelte in den Mitgliedstaaten auf ein verträgliches Maß begrenzt werden.¹³⁴

Die Regelung beschränkt sich auf die „von den Erzeugern in den einzelnen Mitgliedstaaten zu zahlenden jährlichen durchschnittlichen Übertragungsentgelte“. Gemäß Teil B Nr. 2 Abs. 1 VO (EU) 838/2010 entsprechen diese dem Gesamtbetrag der von den Erzeugern zu zahlenden jährlichen Übertragungsentgelte, dividiert durch die von den jeweiligen Erzeugern ins Übertragungsnetz eines Mitgliedstaats jährlich eingespeiste gemessene Gesamtenergiemenge. Die Höhe der Übertragungsentgelte muss sich für Deutschland gemäß Teil B Nr. 3 Abs. 1 VO (EU) 838/2010 in einer Größenordnung von 0 bis 0,5 EUR/MWh bewegen. Die Regelung berücksichtigt im Ausgangspunkt sowohl Übertragungsentgelte mit Finanzierungsfunktion als auch solche mit Anreizfunktion. Die Beschränkung auf „jährliche Übertragungsentgelte“ schließt nach Verständnis der Gutachter aber einmalig anfallende Entgelte wie insbesondere BKZ aus. Hierfür spricht auch, dass das Unionsrecht keinerlei Kriterien für eine etwaige anteilige jährliche Zuordnung von BKZ enthält.

¹³⁴ In diesem Sinne Erwägungsgrund 10 VO (EU) 838/2010.

Bestimmte Entgelte werden nach Teil B Nr. 2 Abs. 2 Nr. 1-3 VO (EU) 838/2010 explizit nicht bei der Berechnung der „jährlichen durchschnittlichen Übertragungsentgelte“ berücksichtigt. Dies betrifft die von den Erzeugern zu zahlenden Entgelte für Anlagen, die für den Netzanschluss oder für die Modernisierung des Netzanschlusses erforderlich sind (Nr. 1), die von den Erzeugern zu zahlenden Entgelte für Hilfsdienste (Nr. 2) sowie die von Erzeugern zu zahlenden Entgelte für spezifische Netzverluste (Nr. 3). Besondere Betrachtung erfordert insbesondere die Regelung zu Entgelten für Hilfsdienste (Nr. 2). Die BNetzA zieht im Rahmen des AgNes-Verfahrens in Betracht, ein dynamisches Netzentgelt einzuführen, das sich an den Kosten des Engpassmanagements orientiert. Ein derartiges Netzentgelt könnte ein Entgelt für „Hilfsdienste“ i.S.v. Teil B Abs. 2 Nr. 2 VO (EU) 838/2010 darstellen und daher nicht auf die Obergrenze von 0,5 EUR/MWh anzurechnen sein.

Der Begriff „Hilfsdienste“ (englisch „ancillary services“, französisch „services auxiliaires“) wird in VO (EU) 838/2010 nicht definiert. Teil B Abs. 2 Nr. 2 VO (EU) 838/2010 geht jedoch zurück auf die weitgehend übereinstimmenden (Draft) „Guidelines on transmission tarification“ der European Regulators Group for Electricity and Gas (EREG) aus dem Jahr 2005.¹³⁵ Die dortige Ausnahmeregelung („Annual average G shall exclude ... any charges paid by generators related to ancillary services...“) sollte ausdrücklich auch Entgelte für das Engpassmanagement umfassen.¹³⁶ Dies entsprach auch dem Verständnis der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ETSO) in der Konsultation der Kommission zur Harmonisierung der Übertragungsentgelte aus dem Jahr 2009.¹³⁷ Die EREG Guidelines wurden anschließend zunächst in die VO (EU) 774/2010 überführt, wobei eine inhaltliche Änderung – insbesondere auch im Hinblick auf Standortsignale, was vor allem Netzengpässe adressierte¹³⁸ – nicht beabsichtigt war.¹³⁹ Die VO (EU) 774/2010 wurde schließlich durch die weiterhin geltende und im Wortlaut großenteils identische VO (EU) 838/2010 abgelöst, ohne dass irgendwelche Hinweise auf eine beabsichtigte inhaltliche Änderung ersichtlich wären. Dieses Verständnis entspricht auch der Rechtsgrundlage dieser Verordnung, nämlich Art. 18 Abs. 2 UAbs. 1 StromHVO 2009 (VO (EG) 714/2009), die auf standortbezogener Preissignale nach den in Art. 14 StromHVO 2009 dargelegten Grundsätzen und damit auf die Reduzierung von Redispatch- und Netzausbaukosten sowie Verlustenergiekosten Bezug nimmt (näher 8.2.1.1). Ein solches Verständnis wird zusätzlich gestützt durch die umfassende Definition des Begriffs „Hilfsdienste“ (englisch „ancillary service“, französisch „service auxiliaire“) in Art. 2 Nr. 17 EltRL 2009 (RL 2009/72/EG) als ein „zum Betrieb eines Übertragungs- oder Verteilernetzes erforderlicher Dienst“. Im Ergebnis ist daher davon auszugehen, dass Entgelte

¹³⁵ EREG, Guidelines on transmission tarification, 18.07.2005, Explanatory Note, Ziff. 1.1.

¹³⁶ EREG, Guidelines on transmission tarification, 18.07.2005, Explanatory Note, S. 2: „Charges related to losses, congestion and other ancillary services are also an important feature. These charges are not, however, considered to be part of the G charge for the purpose of these Guidelines.“ Vgl. auch BET/Aecoute, Gutachten - Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom, S. 1.2026, S. 22 f.

¹³⁷ ETSO response to the EC Consultation Document on Harmonization of Transmission Tarification, 17.03.2009, S. 2: „We also agree that costs of internal congestions, losses and ancillary services or specific first connection charges should not be included in calculation of the “average national G”.

¹³⁸ Vgl. SEC(2010) 1075, S. 12.

¹³⁹ Vgl. SEC(2010) 1075, S. 36: „Neither as part of the consultation process or in the work undertaken by the consultants engaged by the Commission was significant evidence put forward to indicate a need at this point to adopt a different range of allowable G-charges than those provided for in the 2005 draft guidelines. Given the potential for adverse outcomes either in terms of costs faced by consumers of electricity or the effectiveness of locational signals within Member States, it is therefore not appropriate at this stage to make such changes to the regulatory regimes prevailing in Member States.“

für Hilfsdienste auch Entgelte für Engpassmanagementkosten umfassten und daher nicht auf die Obergrenze der VO (EU) 838/2010 anzurechnen waren.

Zu prüfen ist allerdings, ob dieses Verständnis der VO (EU) 838/2010 weiterhin Gültigkeit beansprucht. Zum einen umfassen die in der englischen bzw. französischen Fassung der VO (EU) 838/2010 verwendeten Begriffe „ancillary services“ bzw. „services auxiliaires“ nach der neuen Definition des Art. 2 Nr. 48 EltRL 2019 das Engpassmanagement ausdrücklich nicht mehr.¹⁴⁰ Diese Definition gilt gemäß Art. 2 Nr. 60 EltVO auch im Rahmen der EltVO, auf der die VO (EU) 838/2010 beruht. Dies könnte für ein eingeschränktes Verständnis des Teil B Abs. 2 Nr. 2 VO (EU) 838/2010 sprechen. Die deutsche Sprachfassung legt ein einheitliches Verständnis mit der VO (EU) 838/2010 allerdings nicht in gleicher Weise nahe, da sie in Art. 2 Nr. 48 EltRL bzw. Art. 2 Nr. 60 EltVO von „Systemdienstleistungen“ spricht, in der VO (EU) 838/2010 (ebenso wie in Art. 2 Nr. 17 EltRL 2009) aber von „Hilfsdiensten“. Zum anderen könnte für ein eingeschränktes Verständnis des Teil B Abs. 2 Nr. 2 VO (EU) 838/2010 sprechen, dass der Begriff „Hilfsdienste“ in Anhang XIII Nr. 2 EnEffRL 2023 (zuvor bereits Anhang XI Nr. 2 EnEffRL 2012 (RL 2012/27/EU)) mit einem Inhalt verwendet wird, der demjenigen der „Systemdienstleistungen“ i.S.v. Art. 2 Nr. 48 EltRL entsprechen könnte, da in den englischen und französischen Sprachfassungen die Begriffe „ancillary services“ bzw. „services auxiliaires“ verwendet werden. Insoweit ist allerdings zweifelhaft, ob die deutsche Fassung der EnEffRL 2023 sprachlich gelungen ist. Die korrekte Übersetzung der englischen und französischen Fassungen hätte nunmehr „Systemdienstleistungen“ lauten müssen. Offenbar wurde die bisherige Übersetzung aus der EnEffRL 2012 beibehalten, ohne die inhaltliche Änderung des Art. 2 Nr. 48 EltRL 2019 gegenüber Art. 2 Nr. 17 EltRL 2009 sprachlich zu berücksichtigen.

Eine Änderung des Begriffsverständnisses der „Hilfsdienste“ in der VO (EU) 838/2010 ergibt sich aus den vorstehend dargestellten Erwägungen nach Auffassung der Gutachter jedenfalls nicht.¹⁴¹ Zum einen wurde die VO (EU) 838/2010 seit ihrem Inkrafttreten nicht explizit geändert.¹⁴² Zum anderen basiert die VO (EU) 838/2010 zwar auf der EltVO 2019, die an die Stelle der aufgehobenen StromHVO (EG) 714/2009 getreten ist. Dies hat gemäß Art. 70 EltVO 2019 jedoch nur zur Folge, dass Bezugnahmen auf die aufgehobene Verordnung als Bezugnahmen auf die EltVO 2019 gelten. Änderungen der EltVO 2019 gegenüber der StromHVO 2009 führen hingegen nicht zu einer inhaltlichen Änderung der in Kraft befindlichen VO (EU) 838/2010. Dies gilt umso mehr, als Teil B Nr. 4 VO (EU) 838/2010 eine ständige Überprüfung der Angemessenheit der Spannen der zulässigen Übertragungsentgelte durch ACER vorsieht, Änderungsvorschläge zur Berücksichtigung der Entgelte für „Hilfsdienste“ den Gutachtern aber nicht bekannt sind. Schließlich ergeben sich auch aus der EltRL 2019 oder der EnEffRL 2023 keinerlei Hinweise, dass die dortigen Regelungen die VO (EU) 838/2010 inhaltlich ändern sollten. Im Ergebnis ist davon auszugehen, dass Entgelte für Hilfsdienste weiterhin Entgelte für Engpassmanagementkosten umfassen und daher nicht auf die Obergrenze der VO (EU) 838/2010 anzurechnen sind.

¹⁴⁰ Dagegen betrifft die Definition des Art. 2 Nr. 48 EltRL in der deutschen Fassung den Begriff „Systemdienstleistungen“ und nicht „Hilfsdienste“.

¹⁴¹ Vgl. auch BET/Aecoute, Gutachten - Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom, 5.1.2026, S. 23 f.

¹⁴² Eine Änderung durch die Kommission dürfte seit Inkrafttreten der EltVO 2019 auch nicht mehr möglich sein, da die zuvor nach Art. 18 Abs. 2, 5 StromHVO 2009 (VO (EG) Nr. 714/2009) bestehende Kompetenz der Kommission zur Harmonisierung der Stromnetzentgelte im Wege von Netzkodizes oder Leitlinien entfallen ist.

4.4.1.2 Vorgaben für VNB

Der Anwendungsbereich des Art. 2 VO (EU) 838/2010 ist auf „Übertragungsentgelte“ beschränkt. Die dort festgelegte Entgeltspanne gilt daher nicht für Verteilernetzentgelte. Die Entscheidung über eine Harmonisierung von Einspeiseentgelten auf Verteilernetzebene wurde bewusst zurückgestellt, obwohl die Gefahr von Wettbewerbsverzerrungen auch für Anlagen mit Anschluss an die Verteilernetzebene gesehen wurde. Dies ergibt sich eindeutig aus dem zugrunde liegenden ERGEG-Entwurf der Guidelines on transmission tarification¹⁴³ wie auch weiterem Material.¹⁴⁴ Aus Sicht von ERGEG bestand keine hinreichende Klarheit über die angemessenen Entgeltspannen für Einspeiseentgelte auf Verteilernetzebene. Auch die folgenden Verordnungen VO (EU) 774/2010 und dann VO (EU) 838/2010 der Kommission dehnten den Anwendungsbereich trotz diesbezüglicher Vorschläge¹⁴⁵ nicht auf Anlagen in der Verteilernetzebene aus. Schließlich wurde eine Regelung für Verteilernetzentgelte auch im Rahmen der Clean Energy Package diskutiert, aber nicht umgesetzt.¹⁴⁶ Der Verzicht auf eine Regelung für die Verteilernetzebene ist durch das gesetzgeberische Ermessen gedeckt.

Allerdings könnten die Vorgaben für Übertragungsentgelte nach der VO (EU) 838/2010 über das spezielle Diskriminierungsverbot des Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO und den allgemeinen Gleichheitssatz des Unionsrechts auch für Stromverteilernetze Bedeutung gewinnen. Nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO muss die Methode zur Bestimmung der Netzentgelte (unbeschadet der EnEffRL) insbesondere so angewandt werden, dass durch sie „die an die Verteilerebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen gegenüber den an die Übertragungsebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen weder bevorzugt noch benachteiligt werden“. Einspeiseentgelte für Erzeugungsanlagen auf Verteilernetzebene sind daher unter dem Gesichtspunkt der Nichtdiskriminierung an den Einspeiseentgelten auf Übertragungsnetzebene zu messen. Eine unterschiedliche Behandlung der an die Verteilernetzebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen bedarf daher einer Rechtfertigung. Die Kommission hat hieraus abgeleitet, dass die Spannen der VO (EU) 838/2010 den Ausgangspunkt für die Bestimmung der Einspeiseentgelte für Erzeuger auf Verteilernetzebene bilden sollten. Vor dem Hintergrund des Grundsatzes der Kostenorientierung

¹⁴³ ERGEG, Guidelines on transmission tarification, 18.7.2005, Explanatory Note, S. 2: „The need for harmonisation of G-charges on other voltage levels and harmonisation of tariff structures should be investigated at a later stage.“

¹⁴⁴ ERGEG, Application of G-charge across EU according to draft Guidelines on Transmission Tarification, Ref: E06-CBT-12-04, 6.12.2006, S. 5: „In principle, to ensure a level playing field for all generators, all voltage levels instead of only transmission voltages should be covered by the Guidelines. However, as a first step harmonisation of G-charges on transmission voltage level should be applied. [...] Requirements for further harmonisation should be defined on the basis of conclusions from reports under the Guidelines on Transmission Tarification and on further studies conducted after implementation of the Guidelines.“

¹⁴⁵ ETSO response to the EC Consultation Document on Harmonization of Transmission Tarification, 17.03.2009, S. 2: „We would also like to refer to our abovementioned letter dated 13 March 2006. We uphold our opinion that full harmonization should include all generators at all voltage levels as well as the full amount of energy produced in calculation of “average national G” thus avoiding possible economically inefficient exchanges in IEM. If, however, the calculation of the “average national G” is kept as proposed in the ERGEG draft Guidelines, then, to avoid any misunderstanding, the Guidelines should also define clearly what should be considered “transmission level” for this purpose or else state that “transmission level” should be considered as defined by national legislations in each Member State.“

¹⁴⁶ Dazu Meeus/Schittekatte, Who pays for the network when trade is international?, in: Meeus, The Evolution of Electricity Markets in Europe, S. 68, 69 f.: „A similar logic can be applied to distribution network tariffs. Indeed, producers increasingly access the European electricity market through distribution grids. In our research, we made a first attempt to calculate the spillover effects caused by distribution tariffs and concluded that they can be significant. [...] During the negotiations on the Clean Energy Package, the European Commission proposed harmonizing distribution network tariffs through the EU network code process, but this proposal was dropped due to strong opposition on the part of stakeholders and national governments.“

könnten Abweichungen jedoch gerechtfertigt sein, z.B. aufgrund reduzierter oder zusätzlicher Systemkosten bei Anschluss an die Verteilernetzebene.¹⁴⁷

Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO dient dem Ziel, für alle Marktteilnehmer gleiche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen.¹⁴⁸ Er findet auf die Einspeiseentgelte für Erzeugungsanlagen mit Anschluss an die Übertragungs- oder Verteilernetzebene Anwendung. Primärer Bezugspunkt der Diskriminierungsprüfung ist die Bemessung der jeweiligen Einspeiseentgelte im Hinblick auf den Grundsatz der Kostenorientierung. Mittelbare Bedeutung gewinnen damit auch die Entgeltspannen der VO (EU) 838/2010, da sie Vorgaben zur zulässigen Höhe der Einspeiseentgelte machen. Dies ändert jedoch nichts daran, dass entscheidend auf die nichtdiskriminierende Bemessung der Einspeiseentgelte vor dem Hintergrund der Kostenorientierung abzustellen ist. Den Spannen der VO (EU) 838/2010 kommt insoweit keine eigenständige Bedeutung zu. Dies gilt umso mehr, als der Gesetzgeber wie dargestellt bewusst auf eine Festlegung von Entgeltspannen für Erzeuger auf der Verteilernetzebene verzichtet hat. Es erscheint daher problematisch, auf dem Umweg über Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO mittelbar doch solche Preisspannen – wenn auch nur als „Ausgangspunkt“ – festzulegen. Auch den Erwägungsgründen der EltVO lässt sich kein Hinweis darauf entnehmen, dass das Diskriminierungsverbot die Entgeltspannen für die Übertragungsnetzebene auf die - insoweit bewusst unregelte - Verteilernetzebene übertragen sollte.

Nach dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung in seiner spezifischen Ausprägung nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO ist demgegenüber zu prüfen, ob unterschiedliche Einspeiseentgelte für Erzeugungsanlagen auf Verteilernetzebene im Vergleich zu solchen auf der Übertragungsnetzebene eine unterschiedliche Behandlung vergleichbarer Sachverhalte darstellen. Von der Vergleichbarkeit der Sachverhalte ist auszugehen, da die Gefahr von Wettbewerbsverzerrungen nicht nur bei Erzeugungsanlagen mit Anschluss an die Übertragungsnetzebene, sondern auch an die Verteilernetzebene besteht. Daher bedarf eine unterschiedliche Behandlung der Rechtfertigung im Hinblick auf den verfolgten Normzweck. Im Unterschied zu dem Ansatz der VO (EU) 838/2010 verlangt Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO hierbei aber nicht zwingend, dass auf die mitgliedstaatsweiten jährlichen durchschnittlichen Entgelte abzustellen ist. Vielmehr muss die unterschiedliche Behandlung insbesondere den Grundsatz der Kostenorientierung beachten.¹⁴⁹ Eine bundesweite Durchschnittsbetrachtung der Einspeiseentgelte für Erzeuger auf Übertragungs- und auf Verteilernetzebene würde dem allenfalls in stark pauschalierender Weise gerecht und widerspricht aus den dargestellten Gründen dem Willen des Gesetzgebers, der bewusst auf Entgeltspannen für die Verteilernetzebene verzichtet hat. Bei der konkreten Netzentgeltbestimmung lässt der Grundsatz der Kostenorientierung den NRB einen weiten Spielraum. Dementsprechend besteht ein solcher Spielraum auch bei der nichtdiskriminierenden Gestaltung der Einspeiseentgelte für Erzeuger auf Verteilernetzebene.

Im Ergebnis sind die Entgeltspannen der VO (EU) 838/2010 nach Auffassung der Gutachter nicht zwingend als „Ausgangspunkt“ zur Bestimmung der Einspeiseentgelte für Erzeuger auf der Verteilernetzebene im Vergleich zu solchen auf der Übertragungsnetzebene heranzuziehen. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO verlangt nur, die nichtdiskriminierende Bemessung der

¹⁴⁷ Kommission, C(2025) 4010 final, Anhang „Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs“, S. 8. So auch bereits CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition, Ref: C19-DS-55-04, 20.4.2020, S. 26, 30.

¹⁴⁸ Erwägungsgrund 40 EltVO.

¹⁴⁹ Insoweit übereinstimmend auch Kommission, C(2025) 4010 final, Anhang „Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs“, S. 8.

Einspeiseentgelte insbesondere vor dem Grundsatz der Kostenorientierung zu gewährleisten. Hierbei kommt der BNetzA ein weiterer Gestaltungsspielraum zu. Nicht ausgeschlossen ist damit, dass die BNetzA, soweit der Grundsatz der Kostenorientierung Spielräume lässt, im Rahmen ihres Gestaltungsermessens auch die Entgeltspannen für die Übertragungsnetzebene berücksichtigt, um unerwünschte Anreize für die Auswahlentscheidung zwischen einem Anschluss an die Übertragungs- oder die Verteilernetzebene zu vermeiden. Die Entgeltspannen für die Übertragungsnetzebene sind nach Auffassung der Gutachter aber nicht von vornherein als maßgeblicher Ausgangspunkt für die Bemessung der Einspeiseentgelte auf der Verteilernetzebene heranzuziehen.

4.4.2 Ökonomische Erwägungen

Wie zuvor erörtert, ergibt sich aus den typischerweise diskutierten Zielsetzungen nach Auffassung der Gutachter keine starke Begründung für die Einführung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion. Die Erzielung einer gewissen Entlastung von Verbrauchern durch Absenkung der verbrauchsseitigen Netzentgelte kann grundsätzlich als Rechtfertigung für Einspeiseentgelte gesehen werden. Hiermit würden allerdings im Bereich geförderter Neuanlagen Umverteilungen zulasten der Steuerzahler (oder zukünftig evtl. anderer Träger von Förderkosten) hervorgerufen und im Bereich nicht geförderter Anlagen die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigt und ggf. Investitionszurückhaltung ausgelöst. Insbesondere die letztgenannten Wirkungen hätten nachteilige Wohlfahrtseffekte und könnten die Umsetzung der Energiewende verlangsamen. Diese Wirkungen sollten daher weitgehend vermieden werden, indem ein Einspeiseentgelt, sofern es unter Abwägung der vorgenannten Wirkungen angestrebt wird, so gering bemessen wird, dass kein relevanter Einfluss auf die Investitionsbereitschaft in Neuanlagen zu befürchten ist.

Eine enge Grenze für die Bemessung eines Einspeiseentgelts ergibt sich ohnehin aus den oben erörterten EU-rechtlichen Vorgaben. Wenn die Obergrenze von 0,5 EUR/MWh (die sich exklusive bestimmter Kostenanteile versteht, siehe unten) in ein Kapazitätsentgelt umgerechnet wird, das gemäß den obigen Ausführungen am besten für die Ausgestaltung geeignet wäre, hängt die resultierende Obergrenze von der angenommenen Zahl der Volllaststunden ab. Sofern die Obergrenze als eine für jeden einzelnen Einspeiser zu beachtende Grenze interpretiert wird, dürfte der auf den von dieser Grenze erfassten Kostenblock bezogene Anteil des Kapazitätspreises beispielsweise für PV-Anlagen, die Volllaststundenzahlen in der Größenordnung von 1.000 h/a erreichen, nicht höher sein als etwa 0,5 EUR/kW/a. Wenn die Obergrenze eher als auf das gesamte Kollektiv von Erzeugungsanlagen bezogen interpretiert wird, könnte sich beim zukünftig zu erwartenden Kraftwerksmix ein auf diesen Kostenblock bezogener Anteil des Kapazitätspreises im Bereich von ca. 1-2 EUR/kW/a ergeben. Bei Ansätzen in dieser Größenordnung dürften keine gravierenden Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen zu erwarten sein.

Entsprechend den Vorschlägen der BNetzA im AgNes-Prozess könnte erwogen werden, mit dem Kapazitätspreis auch Kostenanteile abzudecken, die von der EU-rechtlichen Vorgabe nicht erfasst sind¹⁵⁰. Dies könnten z. B. Anteile der Verlustkosten und der Regelleistungsvorhaltungskosten sein, die heute ebenfalls über die Netzentgelte refinanziert werden (anders als z. B. die Regelergiekosten, die über die Ausgleichsenergiepreise gedeckt werden). So ergäbe sich nach Berechnungen der BNetzA insgesamt auf Basis aktueller Kostenverhältnisse eine Bandbreite von

¹⁵⁰ (Bundesnetzagentur, 2026a)

ca. 4-7 EUR/kW/a für den Kapazitätspreis. Diese Bandbreite liegt in der Größenordnung von rund 10 % der jährlichen Kapitalkosten von preisgünstigen Erzeugungsanlagen, die heute im Bereich mittlerer zweistelliger EUR/kW/a-Beträge liegen. Auch diese Größenordnung dürfte nach Einschätzung der Gutachter voraussichtlich noch vertretbar sein.

Angesichts dieser vergleichsweise geringen Beträge und der – mit Ausnahme der evtl. berücksichtigten Verlustkostenanteile – nicht an netzebenenspezifischen Kosten und generell nicht an den Netzkosten des einzelnen Netzbetreibers orientierten Herleitung erscheint es den Gutachtern vorzugswürdig, ein mögliches Einspeiseentgelt für alle Einspeiser in gleicher Höhe anzusetzen. Allenfalls könnte eine Differenzierung nach den Ebenen Übertragung und Verteilung vorgenommen werden¹⁵¹; mit Blick auf die erzielten Auswirkungen auf den Erzeugerwettbewerb erscheint aber auch dies eher fragwürdig.

Darüber hinaus sollte dieses Entgelt für Investitionen in Neuanlagen möglichst verlässlich auch für längere Zeit antizipierbar sein, um zu vermeiden, dass Investoren aufgrund zunehmender Unsicherheit über ihre Kostenentwicklung erhöhte Finanzierungskosten einkalkulieren müssen.

Diese Überlegungen sprechen dafür, dass die BNetzA die Höhe des Entgelts verbindlich und möglichst einheitlich festlegen und zugleich kommunizieren sollte, in welcher Häufigkeit und auf Grundlage welcher Indikatoren – beispielsweise geeigneter Inflationsindizes, die zudem noch durch gleitende Mittelwertbildung geglättet werden könnten – es in der Zukunft periodisch angepasst werden soll.

4.5 Rechtliche Erwägungen zur Behandlung von Bestandsanlagen

Einspeiseentgelte erhöhen die Kosten der Bereitstellung von Strom über das Stromnetz. Sie können sich daher negativ auf die Rentabilität von Erzeugungsanlagen auswirken. Dies ist von besonderer Relevanz für Erzeugungsanlagen, für deren Wirtschaftlichkeitsrechnung keine Einspeiseentgelte berücksichtigt worden waren. Daher ist zu prüfen, ob die Spezialvorschrift des Art. 6 EE-RL (4.5.1), der unionsrechtliche Grundsatz des Vertrauensschutzes (4.5.2) oder der Grundsatz des Vertrauensschutzes des deutschen Verfassungsrechts (4.5.3 und 4.5.4) der Erhebung von Einspeiseentgelten für bestimmte – insbesondere für bereits in Betrieb genommene – Erzeugungsanlagen entgegenstehen können.

4.5.1 Art. 6 EE-RL

Eine Sonderregelung für EE-Erzeugungsanlagen, die auch für die Erhebung von Einspeiseentgelten relevant sein könnte, enthält Art. 6 Abs. 1 EE-RL. Dessen Absätze 1 und 2 lauten:

„(1) Unbeschadet der zur Einhaltung der Artikel 107 und 108 AEUV erforderlichen Anpassungen stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Höhe der für Projekte im Bereich erneuerbare Energie gewährten Förderung sowie die damit verknüpften Bedingungen nicht in einer Weise überarbeitet werden, die sich negativ auf die daraus erwachsenden Rechte auswirkt und die Rentabilität von Projekten, denen bereits Förderung zugute kommt, infrage stellt.

(2) Die Mitgliedstaaten können die Höhe der Förderung nach objektiven Kriterien anpassen, sofern die betreffenden Kriterien in der Förderregelung von Anbeginn festgelegt waren.“

Daher ist zu klären, ob unter die mit der finanziellen Förderung von EE-Anlagen „verknüpften Bedingungen“ i.S.v. Art. 6 Abs. 1 EE-RL auch die Nichterhebung von Einspeiseentgelten zu

¹⁵¹ (Bundesnetzagentur, 2026a)

subsumieren ist. Der Begriff „verknüpfte Bedingungen“ legt jedoch ein enges Verständnis nahe, das nur die unmittelbar mit der finanziellen Förderung verbundenen weiteren Förderbedingungen umfasst, etwa Regelungen zu Sicherheitsleistungen oder Pönalen.¹⁵² Dieses Verständnis wird durch das Gesetzgebungsverfahren bestätigt. Das Europäische Parlament hatte einen Unterabsatz 2 des Art. 6 Abs. 1 EE-RL vorgeschlagen, um ausdrücklich die Änderung „anderer Regelungsinstrumente“ einzubeziehen.

„Werden andere Regelungsinstrumente geändert und kommt es durch die Änderungen zu Auswirkungen auf geförderte Projekte im Bereich der Energie aus erneuerbaren Quellen, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass sich die Änderungen nicht negativ auf die Wirtschaftlichkeit der geförderten Projekte auswirken.“¹⁵³

Dieser Änderungsvorschlag fand jedoch keinen Eingang in die endgültige Fassung des Art. 6 EE-RL. Im Ergebnis steht Art. 6 EE-RL daher der Erhebung von Einspeiseentgelten auch im Falle von Anlagen, die bereits eine EE-Förderung erhalten, nicht entgegen.

4.5.2 Unionsrechtlicher Vertrauensschutz

4.5.2.1 Anwendbarkeit des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes

Die Einführung von Einspeiseentgelten könnte weiterhin den unionsrechtlichen Vertrauensschutz berühren. Der Grundsatz des Vertrauensschutzes, abgeleitet aus dem Grundsatz der Rechtssicherheit, gehört zu den allgemeinen Rechtsgrundsätzen des Unionsrechts.¹⁵⁴ Auf den Grundsatz des Vertrauensschutzes kann sich nach ständiger Rechtsprechung des EuGH jeder Wirtschaftsteilnehmer berufen, bei dem eine nationale Behörde, insbesondere aufgrund bestimmter Zusicherungen, die sie ihm gegeben hat, begründete Erwartungen geweckt hat.¹⁵⁵ Zudem muss ein nationaler Gesetzgeber im Kontext einer Gesetzesänderung die besondere Situation der von ihr betroffenen Wirtschaftsteilnehmer berücksichtigen und gegebenenfalls Anpassungen bei der Anwendung der neuen Vorschriften vorsehen.¹⁵⁶ Darüber hinaus verlangt auch die Wahrung der Grundrechte der von einer Gesetzesänderung betroffenen Wirtschaftsteilnehmer, dass der nationale Gesetzgeber geeignete Maßnahmen ergreift, um diese Wirtschaftsteilnehmer vor Maßnahmen zu schützen, mit denen ihnen eine in Anbetracht ihrer besonderen Situation übermäßige Belastung auferlegt wird.¹⁵⁷

Der unionsrechtliche Vertrauensschutz muss bei Gesetzesänderungen im nationalen Recht nur beachtet werden, wenn es sich hierbei um einen „vom Unionsrecht erfassten Bereich“ handelt.¹⁵⁸ Dies kommt bei der Einführung von Einspeiseentgelten mindestens in zweifacher Hinsicht in Betracht. Zum einen setzt die BNetzA bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik

¹⁵² Vgl. auch BET/Aecoute, Gutachten - Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom, 5.1.2026, S. 36 f., 63.

¹⁵³ Abänderungen des Europäischen Parlaments vom 17.1.2018, Abänderung 132, P8_TA_(2018)0009.

¹⁵⁴ EuGH v. 27.6.2024, C-148/23, EU:C:2024:555 Rn. 54 - GSE; EuGH v. 11.7.2019, C-180/18 u. a., EU:C:2019:605, Rn. 28 f. - Agrenergó Srl und Fusignano Due Srl.

¹⁵⁵ EuGH v. 27.6.2024, C-148/23, EU:C:2024:555, Rn. 54 - GSE.

¹⁵⁶ EuGH v. 10.7.2025, C-254/23, EU:C:2025:569, Rn. 154 - INTERZERO Trajnostne rešitve za svet brez odpadkov d.o.o. u. a.; EuGH v. 7.6.2005, C-17/03, EU:C:2005:362, Rn. 81 - VEMW u. a.

¹⁵⁷ EuGH v. 10.7.2025, C-254/23, EU:C:2025:569, Rn. 153 - INTERZERO Trajnostne rešitve za svet brez odpadkov d.o.o. u. a.; in diesem Sinne auch EGMR v. 16.10.2018, CE:ECHR:2018:1016JUD002162313, §§ 48 und 50 - Könyv-Tár Kft u. a./Ungarn.

¹⁵⁸ EuGH v. 12.11.2025, C-475/24, EU:C:2025:898, Rn. 27 - Fashion TV RO SRL u. a.

Vorgaben der o.g. EU-Rechtsakte (insbesondere EltRL und EltVO) um. Zum anderen berührt die Einführung von Einspeiseentgelten die EE-Förderung, für die Art. 4 ff. EE-RL unionsrechtliche Vorgaben enthalten.

Der EuGH hat den Anwendungsbereich des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes in einer umfangreichen Rechtsprechung konkretisiert. Der Anwendungsbereich ist eröffnet, wenn Mitgliedstaaten Maßnahmen zur Durchführung des Unionsrechts erlassen, insbesondere bei der Ausübung der Befugnisse, die ihnen die Unionsrichtlinien einräumen.¹⁵⁹ Nach einer anderen Formulierung sind die Grundsätze der Rechtssicherheit und des Vertrauensschutzes einzuhalten, wenn die Mitgliedstaaten Maßnahmen zur Umsetzung des Unionsrechts erlassen.¹⁶⁰

Eine solche Durchführung bzw. Umsetzung von Unionsrecht ist jedenfalls bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik zu bejahen. Hier setzt die BNetzA insbesondere die Vorgaben des Art. 59 Abs. 1 lit. a, Abs. 7 lit. a EltRL sowie des Art. 27 EnEffRL um und konkretisiert im Rahmen ihres Spielraums nach Art. 62 EltVO die Vorgaben des Art. 18 EltVO. Der unionsrechtliche Vertrauensschutz findet daher Anwendung, soweit die Belastung von Erzeugungsanlagen mit Einspeiseentgelten als solche in Rede steht.

Aus der Rechtsprechung des EuGH ergibt sich darüber hinaus, dass eine Änderung nationaler Fördermaßnahmen für Strom aus erneuerbaren Energien, die auf der EE-Richtlinie beruhen, in den Anwendungsbereich des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes fällt.¹⁶¹ Nicht eindeutig erscheint, ob damit auch mittelbare Auswirkungen auf die EE-Förderung, die sich aus einer Änderung der Netzentgeltsystematik ergeben, in den Anwendungsbereich des unionsrechtlichen Vertrauensschutzgrundsatzes fallen können. Angesichts der unionsrechtlichen Vorgaben zur Gewährleistung der Förderhöhe und der potenziellen Relevanz von Einspeiseentgelten für die Höhe der tatsächlich verbleibenden EE-Förderung liegt aus Sicht der Gutachter nahe, dass der unionsrechtliche Vertrauensschutz auch insoweit Anwendung findet, als die mittelbare Beeinträchtigung der EE-Förderung durch Einspeiseentgelte in Rede steht (4.5.2.3). Allerdings ist nicht zu verkennen, dass das Unionsrecht keine konkreten Vorgaben zur Berücksichtigung von Netzentgelten bei der EEG-Förderung enthält.¹⁶² Die Anwendbarkeit des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes ist insoweit nicht abschließend geklärt.

Der Anwendbarkeit des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes steht im Übrigen nicht entgegen, dass das BVerfG seit 2019 von der grundsätzlichen „Mitgewährleistung“ des EU-Vertrauensschutzes durch den verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz ausgeht.¹⁶³ Hierdurch wird lediglich die Notwendigkeit einer Prüfung des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes durch das

¹⁵⁹ EuGH v. 5.9.2024, C-498/22 bis C-500/22, EU:C:686, En. 100 - Novo Banco SA – Sucursal en España; EuGH v. 26.7.2017, C-560/15, EU:C:2017:593, Rn. 79 – Europa Way und Persidera.

¹⁶⁰ EuGH v. 27.6.2024, C-148/23, EU:C:2024:555 Rn. 40 - GSE; EuGH v. 15.4.2021, C-798/18 und 799/18, EU:C:2021:280, Rn. 29 - Federazione nazionale delle imprese elettrotecniche ed elettroniche (Anie) u. a.; EuGH v. 11.7.2019, C-180/18, C-286/18 und C-287/18, EU:C:2019:605, Rn. 28 - Agrenergy und Fusignano Due.

¹⁶¹ EuGH v. 27.6.2024, C-148/23, EU:C:2024:555 Rn. 40 - GSE; EuGH v. 15.4.2021, C-798/18 und C-799/18, EU:C:2021:280, Rn. 28 ff. - Federazione nazionale delle imprese elettrotecniche ed elettroniche (Anie) u. a.; EuGH v. 11.7.2019, C-180/18 u.a., EU:C:2019:605, Rn. 27 ff. - Agrenergy Srl und Fusignano Due Srl.

¹⁶² Restriktiv zur Anwendung des unionsrechtlichen Vertrauensschutzgrundsatzes im Zusammenhang mit dem WindSeeG mangels eine „hinreichend gehaltvollen Rahmens“ des Unionsrechts BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 169.

¹⁶³ BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, NVwZ-RR 2021, 177 Rn. 169; grundlegend BVerfG v. 06.11.2019, 1 BvR 16/13, BVerfGE 152, 152 Rn. 44, 55 ff. – Recht auf Vergessen I.

BVerfG eingeschränkt, nicht aber dessen Anwendbarkeit. Zudem bleibt stets zu prüfen, ob das unionsrechtliche Fachrecht ausnahmsweise auch für nationale Umsetzungsspielräume engere grundrechtliche Maßgaben enthält und damit den Raum für grundrechtliche Vielfalt verengt.¹⁶⁴

4.5.2.2 Vertrauensgrundlage § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV

Schutzwürdiges Vertrauen in die Nichterhebung von Einspeiseentgelten könnte sich möglicherweise unmittelbar aus § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV ergeben. Dieser regelt:

„Für die Einspeisung elektrischer Energie sind keine Netzentgelte zu entrichten.“

Die Regelung tritt, ebenso wie die gesamte StromNEV, gemäß Art. 15 Abs. 3 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften v. 22.12.2023 Ende 2028 außer Kraft.

Eine Berufung auf den unionsrechtlichen Vertrauensschutz ist möglich, wenn eine nationale Behörde bei einem Wirtschaftsteilnehmer - insbesondere aufgrund bestimmter, ihm gegebener Zusicherungen - begründete Erwartungen geweckt hat.¹⁶⁵ Derartige Zusicherungen oder sonstige nationale Maßnahmen, die Erwartungen hinsichtlich der Nichterhebung von Einspeiseentgelten begründen könnten, sind jedoch nicht ersichtlich.

Darüber hinaus muss ein nationaler Gesetzgeber im Kontext einer Gesetzesänderung die besondere Situation der von ihr betroffenen Wirtschaftsteilnehmer berücksichtigen und gegebenenfalls Anpassungen bei der Anwendung der neuen Vorschriften vorsehen.¹⁶⁶ Die Wahrung der Grundrechte der von einer Gesetzesänderung betroffenen Wirtschaftsteilnehmer verlangt, dass der nationale Gesetzgeber geeignete Maßnahmen ergreift, um diese Wirtschaftsteilnehmer vor Maßnahmen zu schützen, mit denen ihnen eine in Anbetracht ihrer besonderen Situation übermäßige Belastung auferlegt wird.¹⁶⁷ Eine derartige Situation ist auch in Bezug auf Erzeugungsanlagen denkbar, für die bislang keine Einspeiseentgelte anfallen.

Bei der Prüfung, ob eine Gesetzesänderung eine übermäßige Belastung für die betroffenen Wirtschaftsteilnehmer darstellen kann, sind alle relevanten Gesichtspunkte zu berücksichtigen, die sich insbesondere aus dem Wortlaut, dem Aufbau und dem Zweck der betreffenden Regelung ergeben.¹⁶⁸ Insoweit enthält § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV keinerlei Anhaltspunkte dafür, dass eine Änderung dieser Vorschrift – sei es auch nur für einen gewissen Zeitraum – ausgeschlossen sein sollte. Nach ständiger Rechtsprechung des EuGH ist zudem zu berücksichtigen, ob ein umsichtiger und besonnener Wirtschaftsteilnehmer in der Lage war, den Erlass einer Maßnahme, die seine Interessen berühren kann, vorherzusehen.¹⁶⁹ Hierbei sind die Wirtschaftsteilnehmer

¹⁶⁴ Vgl. BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, NVwZ-RR 2021, 177 Rn. 169; BVerfG v. 29.9.2025, 2 BvR 934/19, NJW 2025, 3765, Rn. 149.

¹⁶⁵ EuGH v. 27.6.2024, C-148/23, EU:C:2024:555 Rn. 54 - GSE; EuGH v. 17.11.2022, C-443/21, EU:C:2022:899, Rn. 39 - Avicarvil Farms.

¹⁶⁶ EuGH v. 10.7.2025, C-254/23, EU:C:2025:569, Rn. 153 f. - INTERZERO Trajnostne rešitve za svet brez odpadkov d.o.o. u. a.; in diesem Sinne auch EGMR v. 16.10.2018, CE:ECHR:2018:1016JUD002162313, §§ 48 und 50 - Könyv-Tár Kft u. A./Ungarn.

¹⁶⁷ EuGH v. 10.7.2025, C-254/23, EU:C:2025:569, Rn. 153 - INTERZERO Trajnostne rešitve za svet brez odpadkov d.o.o. u. a.; in diesem Sinne auch EGMR v. 16.10.2018, CE:ECHR:2018:1016JUD002162313, §§ 48 und 50 - Könyv-Tár Kft u. A./Ungarn.

¹⁶⁸ In diesem Sinne EuGH v. 10.7.2025, C-254/23, EU:C:2025:569, Rn. 158 - INTERZERO Trajnostne rešitve za svet brez odpadkov d.o.o. u. a.; EuGH v. 22.9.2022, C-475/20 bis C-482/20, EU:C:2022:714, Rn. 65 - Admiral Gaming Network u. a.

¹⁶⁹ EuGH v. 10.7.2025, C-254/23, EU:C:2025:569, Rn. 158 - INTERZERO Trajnostne rešitve za svet brez odpadkov d.o.o. u. a.; EuGH v. 27.6.2024, C-148/23, EU:C:2024:555, Rn. 54 - GSE; EuGH v. 15.4.2021, C-798/18 und C-799/18, EU:C:2021:280, Rn. 42 - Federazione nazionale delle imprese elettrotecniche ed elettroniche [Anie] u. a.

grundsätzlich nicht berechtigt, auf den Fortbestand einer bestehenden Situation zu vertrauen, die die nationalen Behörden im Rahmen ihres Ermessens ändern können.¹⁷⁰ Angesichts des vom Unionsrecht eingeräumten weiten Gestaltungsermessens der NRB, das insbesondere auch die Einführung von Einspeiseentgelten zulässt (4.2.2.1), konnten Erzeuger daher nicht darauf vertrauen, dass weiterhin keine Einspeiseentgelte erhoben werden.

4.5.2.3 Vertrauensgrundlage §§ 19 ff. EEG i.V.m. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV

Schutzwürdiges Vertrauen in die Nichterhebung von Einspeiseentgelten könnte sich zudem möglicherweise aus den Förderregelungen für Anlagen zur Erzeugung von EE-Strom nach §§ 19 ff. EEG ergeben, soweit die EEG-Förderung durch Einführung von Einspeiseentgelten faktisch verringert wird. Dies betrifft die Förderung im Marktprämienmodell nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG und im Modell der Einspeisevergütung nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG.

Wie ausgeführt ist eine Berufung auf den unionsrechtlichen Vertrauensschutz möglich, wenn eine nationale Behörde bei einem Wirtschaftsteilnehmer - insbesondere aufgrund bestimmter, ihm gegebener Zusicherungen - begründete Erwartungen geweckt hat.¹⁷¹ In Betracht kommen präzise, nicht an Bedingungen geknüpfte und übereinstimmende Auskünfte von zuständiger und zuverlässiger Seite, unabhängig von der Form ihrer Mitteilung.¹⁷² Derartige Zusicherungen könnten in dem Zuschlag im Marktprämienmodell gesehen werden. Insoweit bestehen auch keine Bedenken gegen die Zuständigkeit der BNetzA als Zuschlag erteilende Stelle. Eine gewisse Vergleichbarkeit weist ein bereits entschiedener Fall auf, in dem der EuGH die Berufung auf den Grundsatz des Vertrauensschutzes als begründet angesehen hat. Dort hatte der Bieter Rechte zur Nutzung von Funkfrequenzen im Rahmen eines kostenpflichtigen Verfahrens erworben, das ihm die entsprechende Frequenz für die Dauer von 20 Jahren zuteilte.¹⁷³ Allerdings sichert der Zuschlag in einer EEG-Ausschreibung nur die Höhe der EEG-Förderung als solcher, ohne eine Aussage zur Erhebung von Einspeiseentgelten zu treffen. Bei Anwendung der Kriterien des EuGH erscheint er daher nicht geeignet, schutzwürdiges Vertrauen hinsichtlich der Nichterhebung von Einspeiseentgelten zu begründen, da es insoweit an einer „präzisen Auskunft“ fehlt.

Darüber hinaus muss ein nationaler Gesetzgeber im Kontext einer Gesetzesänderung die besondere Situation der von ihr betroffenen Wirtschaftsteilnehmer berücksichtigen und gegebenenfalls Anpassungen bei der Anwendung der neuen Vorschriften vorsehen (oben 4.5.2.2).¹⁷⁴ Eine derartige Situation ist auch in Bezug auf Erzeugungsanlagen denkbar, für die bislang keine Einspeiseentgelte anfallen. Ein so begründeter unionsrechtlicher Vertrauensschutz könnte sowohl für EE-Anlagen mit Förderung im Marktprämienmodell als auch im Modell der Einspeisevergütung eingreifen. Unionsrechtlichem Vertrauensschutz steht im Übrigen nicht entgegen, dass die Festlegung der Förderregelungen durch den Gesetzgeber, die Festlegung der

¹⁷⁰ EuGH v. 27.6.2024, C-148/23, EU:C:2024:555, Rn. 54 - GSE; EuGH v. 15.4.2021, C-798/18 und C-799/18, EU:C:2021:280, Rn. 42 - Federazione nazionale delle imprese elettrotecniche ed elettroniche [Anie] u. a.; EuGH v. 11.7.2019, C-180/18 u. a., Rn. 31 f. - Agerenergy Srl und Fusignano Due Srl. Vgl. entsprechend zum Vertrauen in den Fortbestand unionsrechtlicher Regelungen EuGH v. 2.10.2025, C-369/24, EU:C:2025:743, Rn. 39 - MET Magyarországi Energiakereskedő Zrt. u. a.

¹⁷¹ EuGH v. 27.6.2024, C-148/23, EU:C:2024:555, Rn. 54 - GSE; EuGH v. 17.11.2022, C-443/21, EU:C:2022:899, Rn. 39 - Avicarvil Farms.

¹⁷² EuGH v. 12.11.2025, C-475/24, EU:C:2025:898, Rn. 26 - Fashion TV RO SRL u. a.; EuGH v. 11.9.2025, C-764/23 bis C-766/23, EU:C:2025:691 Rn. 142 - Cairo Network Srl u. a., vgl. auch Rn. 145 "klare, unbedingte und übereinstimmende Garantien".

¹⁷³ EuGH v. 11.9.2025, C-764/23 bis C-766/23, EU:C:2025:691, Rn. 146 f. - Cairo Network Srl u. a.

¹⁷⁴ EuGH v. 10.7.2025, C-254/23, EU:C:2025:569, Rn. 153 f. - INTERZERO Trajnostne rešitve za svet brez odpadkov d.o.o. u. a.; in diesem Sinne auch EGMR v. 16.10.2018, CE:ECHR:2018:1016JUD002162313, §§ 48 und 50 - Könyv-Tár Kft u. a./Ungarn.

Netzentgeltsystematik aber durch die BNetzA erfolgt. Der unionsrechtliche Vertrauensschutz bindet den Mitgliedstaat und ist daher von allen mitgliedstaatlichen Akteuren zu beachten.

Bei der Prüfung, ob eine Gesetzesänderung eine übermäßige Belastung für die betroffenen Wirtschaftsteilnehmer darstellen kann, sind alle relevanten Gesichtspunkte zu berücksichtigen, die sich insbesondere aus dem Wortlaut, dem Aufbau und dem Zweck der betreffenden Regelung ergeben.¹⁷⁵ Die Förderregelungen des § 19 EEG sind auf 20 Jahre befristet und sollen einen wirtschaftlichen Betrieb der geförderten EEG-Anlagen sicherstellen.¹⁷⁶ Dies kann den Anschein besonderer Verlässlichkeit der Regelung für den festgelegten Zeitraum hervorrufen. Ähnlich schaffen nach der Rechtsprechung des BVerfG (zum deutschen verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzgrundsatz) die vom Gesetzgeber – wie im Falle des EEG – für einen konkret festgelegten längeren Zeitraum versprochene Vergütungen einer bestimmten Höhe für nach den Bedingungen des Gesetzes produzierten Strom eine besondere Vertrauensgrundlage für darauf aufbauende Investitionen.¹⁷⁷ Die Förderregelungen basieren im Falle der Einspeisevergütung auf Kostenannahmen, zu denen auch Annahmen zur Höhe etwaiger Einspeiseentgelte gehören. Im Falle von Ausschreibungen liegen den Geboten Annahmen zur Kostenlage einschließlich etwaiger Einspeiseentgelte zugrunde. Angesichts dieses Finanzierungszwecks liegt es nahe, dass eine Änderung der Kalkulationsgrundlagen zum Nachteil der Anlagenbetreiber Beschränkungen aus Gründen des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes unterliegen kann, soweit diese Änderungen vom Mitgliedstaat selbst veranlasst werden und nicht aus sonstigen Faktoren (z.B. Kostensteigerungen bei der Wartung) resultieren. Dies betrifft nach Auffassung der Gutachter grundsätzlich auch die nachträgliche Einführung von Einspeiseentgelten, die bei Festlegung der Einspeisevergütung oder bei Berechnung der Gebote nicht berücksichtigt wurden. Allerdings ist die Rechtslage nicht abschließend geklärt.¹⁷⁸

Bei der Prüfung der Situation der von einer Gesetzesänderung betroffenen Wirtschaftsteilnehmer und einer möglichen übermäßigen Belastung ergeben sich allerdings auch gegenläufige Aspekte. Nach ständiger Rechtsprechung des EuGH ist zu prüfen, ob ein umsichtiger und besonnener Wirtschaftsteilnehmer in der Lage war, den Erlass einer Maßnahme, die seine Interessen berühren kann, vorherzusehen.¹⁷⁹ Hierbei sind die Wirtschaftsteilnehmer grundsätzlich nicht berechtigt, auf den Fortbestand einer bestehenden Situation zu vertrauen, die die nationalen Behörden im Rahmen ihres Ermessens ändern können.¹⁸⁰ Insoweit ist zwar eine Änderung der Förderhöhe selbst nach Art. 6 EE-RL grundsätzlich ausgeschlossen, nicht aber eine Änderung sonstiger Faktoren wie der Netzentgelte. Der Rechtsrahmen für die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik lässt vielmehr die Einführung von Einspeiseentgelten zu (4.2.2.1). Nach Auffassung

¹⁷⁵ In diesem Sinne EuGH v. 10.7.2025, C-254/23, EU:C:2025:569 Rn. 158 - INTERZERO Trajnostne rešitve za svet brez odpadkov d.o.o. u. a.; EuGH v. 22.9.2022, C-475/20 bis C-482/20, EU:C:2022:714, Rn. 65 - Admiral Gaming Network.

¹⁷⁶ BT-Drs. 15/2327, S. 27 zu §§ 6 ff. EEG 2004; BT-Drs. 16/8148, S. 52 zu § 21 Abs. 2 EEG 2009; BeckOK EEG/Wiemer, 18. Ed. 1.11.2025, EEG 2023 § 19, Rn. 5.

¹⁷⁷ BVerfG v. 20.9.2016, 1 BvR 1299/15, NVwZ 2017, 702 Rn. 25; BVerfG v. 12.2.2019, 1 BvR 2914/17, NVwZ 2019, 715 Rn. 15, 23.

¹⁷⁸ Restriktiver BET/Aecoute, Gutachten - Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom, 5.1.2026, S. 59.

¹⁷⁹ EuGH v. 10.7.2025, C-254/23, EU:C:2025:569, Rn. 158 - INTERZERO Trajnostne rešitve za svet brez odpadkov d.o.o. u. a.; EuGH v. 27.6.2024, C-148/23, EU:C:2024:555, Rn. 54 - GSE; EuGH v. 15.4.2021, C-798/18 und C-799/18, EU:C:2021:280, Rn. 42 - Federazione nazionale delle imprese elettrotecniche ed elettroniche [Anie].

¹⁸⁰ EuGH v. 27.6.2024, C-148/23, EU:C:2024:555, Rn. 54 - GSE; EuGH v. 15.4.2021, C-798/18 und C-799/18, EU:C:2021:280, Rn. 42 - Federazione nazionale delle imprese elettrotecniche ed elettroniche (Anie); EuGH v. 11.7.2019, C-180/18 u.a., EU:C:2019:605, Rn. 31 f. - Agrenergy Srl und Fusignano Due Srl. Vgl. entsprechend zum Vertrauen in den Fortbestand unionsrechtlicher Regelungen EuGH v. 2.10.2025, C-369/24, EU:C:2025:743, Rn. 39, - MET Magyarországi Energiakereskedő Zrt. u.a.

der Gutachter mussten umsichtige und besonnene Wirtschaftsteilnehmer – trotz im Ausgangspunkt schutzwürdigem Vertrauen nach §§ 19 ff. EEG i.V.m. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV – jedenfalls ab dem Zeitpunkt mit einer Rechtsänderung rechnen, zu dem einem anderen Akteur, nämlich der Regulierungsbehörde, eine Änderungsbefugnis hinsichtlich der Einspeiseentgelte eingeräumt wurde. Die entsprechende Festlegungskompetenz der Regulierungsbehörde ergibt sich aus § 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 lit. a und d EnWG (4.2.2.3), der durch die EnWG-Novelle 2023 eingeführt wurde und seit dem 29.12.2023 gilt. Spätestens ab diesem Zeitpunkt erscheint unionsrechtlicher Vertrauensschutz daher ausgeschlossen.

Zusätzliche Einschränkungen des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes können sich aus der Rechtsprechung des EuGH ergeben, wonach nationale Maßnahmen grundsätzlich kein berechtigtes Vertrauen begründen können, in den Genuss einer unionsrechtswidrigen Behandlung zu kommen.¹⁸¹ Diese Rechtsprechung bezieht sich ausweislich der entschiedenen Sachverhalte primär auf eine materiell unionsrechtswidrige Behandlung. Eine solche liegt bei Nichterhebung von Einspeiseentgelten nicht vor (4.2.2.2). Die fehlende Schutzwürdigkeit des Vertrauens könnte in ähnlicher Weise jedoch auch für die formell unionsrechtswidrige Behandlung nach § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV gelten, der kompetenzwidrig vom Verordnungsgeber erlassen wurde. Ein Ausschluss von Einspeiseentgelten für Bestandsanlagen auf Grundlage des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes würde, auch wenn man ihn auf §§ 19 ff. EEG stützt, in der Sache zu einer Bindung der BNetzA an die bisherige Regelung des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV führen. Dies liefere der vom EuGH festgestellten ausschließlichen Zuständigkeit der NRB zuwider. Vorliegend tritt hinzu, dass die unionsrechtlichen Vorschriften gerade die Unabhängigkeit der NRB sichern sollen. Dem liefere es zuwider, wenn die NRB aufgrund des Vertrauensschutzgrundsatzes an die Entscheidung des Verordnungsgebers gebunden bliebe, keine Einspeiseentgelte zu erheben. Für fehlenden Vertrauensschutz bei formell unionsrechtswidriger Vertrauensgrundlage spricht zudem die oben dargestellte Rechtsprechung zum Vertrauensschutz aufgrund nationaler Maßnahmen, die begründete Erwartungen wecken, da solche Maßnahmen „von zuständiger Seite“ kommen müssen.¹⁸²

Teilweise schränkt die angesprochene EuGH-Rechtsprechung den unionsrechtlichen Vertrauensschutz nur bei Verstoß gegen eine „klare unionsrechtliche Bestimmung“ ein.¹⁸³ Ob die unionsrechtlichen Vorgaben zur ausschließlichen Zuständigkeit und Unabhängigkeit der NRB (Art. 59 Abs. 1 lit. a, Abs. 7 lit. a EltRL bzw. die entsprechenden Vorgängerregelungen) die notwendige Klarheit aufweisen, könnte fraglich erscheinen, da eine normative Vorstrukturierung der Netzentgeltsystematik durch nationales Recht insbesondere in Deutschland lange und verbreitet als zulässig angesehen wurde.¹⁸⁴ Spätestens seit der EuGH-Entscheidung vom 2.9.2021 in der

¹⁸¹ EuGH v. 20.3.2025, C-116/24, EU:C:2025:198, Rn. 43, 61 - Porcellino Grasso SRL; EuGH v. 16.1.2025, C-376/23, EU:C:2025:20, Rn. 65 - „BALTIC CONTAINER TERMINAL“ SIA; EuGH v. 19.12.2024, C-244/24 und C-290/24 [Kaduna], EU:C:2024:1038, Rn. 131 - P. u. a.; EuGH v. 17.11.2022, C-443/21, EU:C:2022:899, Rn. 39-41 - Avicarvil Farms.

¹⁸² EuGH v. 12.11.2025, C-475/24, EU:C:2025:898 Rn. 26 - Fashion TV RO SRL u.a.; EuGH v. 11.9.2025, C-764/23 bis C-766/23, EU:C:2025:691, Rn. 142 - Cairo Network Srl u.a. Entsprechend zu Zusicherungen der Unionsverwaltung EuGH v. 3.7.2025, C-534/23 P und C-539/23 P, EU:C:2025:523, Rn. 71 - Instituto Cervantes.

¹⁸³ EuGH v. 19.12.2024, C-244/24 und C-290/24 [Kaduna], EU:C:2024:1038, Rn. 131 - P. u. a.; EuGH v. 17.11.2022, C-443/21, EU:C:2022:899, Rn. 41 - Avicarvil Farms.

¹⁸⁴ Vgl. etwa Gundel, RdE 2019, 493, 499; Hahn, EnWZ 2020, 61, 66; Jacob, N&R 2020, 103, 110 f.; Kreuter-Kirchhof, NVwZ 2021, 589; Meinzenbach/Klein/Uwer, N&R-Beilage 1/2021, 1, 3 ff.

Rechtssache Kommission / Deutschland¹⁸⁵ sind der Inhalt der unionsrechtlichen Vorgaben und die daraus resultierende Unionsrechtswidrigkeit des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV jedoch geklärt.¹⁸⁶ Bereits zuvor hatte der EuGH - beginnend im Jahr 2009 - in Verfahren gegen andere Mitgliedstaaten die Unzulässigkeit nationaler normativer Vorgaben zur Netzentgeltsystematik mehrfach als unionsrechtswidrig eingestuft.¹⁸⁷ Es liegt daher nahe, dass aus der hier maßgeblichen unionsrechtlichen Perspektive jedenfalls seit der Entscheidung des EuGH vom 29.10.2009 in der Rechtssache C-474/08 von einer hinreichend klaren Rechtslage ausgegangen werden konnte und unionsrechtlicher Vertrauensschutz damit ausgeschlossen ist.

Im Ergebnis erscheint unionsrechtlicher Vertrauensschutz gegenüber der Erhebung von Einspeiseentgelten spätestens seit Geltung der entsprechenden Festlegungskompetenz der Regulierungsbehörde nach § 21 Abs. 3 EnWG (29.12.2023) ausgeschlossen. Bereits zuvor bestand aufgrund der formellen Unionsrechtswidrigkeit des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV nach Auffassung der Gutachter jedenfalls seit der EuGH-Entscheidung vom 29.10.2009 kein unionsrechtlicher Vertrauensschutz.¹⁸⁸

4.5.3 Verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz

4.5.3.1 Anwendbarkeit des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes

Der verfassungsrechtliche Vertrauensschutz ist objektivrechtlich durch das Rechtsstaatsprinzip des Art. 20 Abs. 3 GG garantiert.¹⁸⁹ Zu den wesentlichen Elementen des Rechtsstaatsprinzips zählt die Rechtssicherheit. Der rechtsunterworfenen Bürger soll nicht durch die rückwirkende Beseitigung erworbener Rechte in seinem Vertrauen auf die Verlässlichkeit der Rechtsordnung getäuscht werden.¹⁹⁰ Der verfassungsrechtliche Vertrauensschutz soll das Vertrauen der Unternehmen und Bürger in den Fortbestand des geltenden Rechts sicherstellen und deren Dispositionen grundsätzlich schützen.¹⁹¹ Bürger und Unternehmen sollen die Möglichkeit haben, ihre Handlungen auf neue Regelungen anzupassen.¹⁹² Der Wille und die Notwendigkeit des Gesetzgebers das Recht laufend anzupassen, kann in Konflikt mit dem Vertrauen des Bürgers auf die Beständigkeit der Rechtslage geraten.¹⁹³ Durch den rechtsstaatlich geprägten verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz soll so ein Ausgleich der Interessen erfolgen.¹⁹⁴

¹⁸⁵ EuGH v. 2.9.2021, C-718/18, EU:C:2021:662 – Kommission/Deutschland.

¹⁸⁶ Die Mitteilung der Beschwerdepunkt im Vertragsverletzungsverfahren Nr. 2014/2285 der Kommission gegen Deutschland erfolgte bereits am 27.2.2015.

¹⁸⁷ EuGH v. 29.10.2009, C-474/08, EU:C:2009:681 – Kommission/Belgien; EuGH v. 11.6.2020, C-378/19, EU:C:2020:462 – Präsident Slovenskej republiky; EuGH v. 3.12.2020, C-767/19, EU:C:2020:984 – Kommission/Belgien.

¹⁸⁸ Vgl. zu diesen Fragen auch BET/Aecoute, Gutachten - Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom, 5.1.2026, S. 60 ff.

¹⁸⁹ Vgl. Dürig/Herzog/Scholz/Grzeszick, 108. EL, GG Art. 20, Rn. 69; Jarass/Pieroth/Jarass, 18. Aufl. 2024, GG Art. 20 Rn. 94; Sachs/Sachs/von Coelln, 10. Aufl. 2024, GG Art. 20, Rn. 131; Stern/Sodan/Möstl/Leisner-Egensperger, 2. Aufl. 2022, § 89, Rn. 6.

¹⁹⁰ BVerfG v. 6. 7. 2010, 2 BvR 2661/06, BVerfGE 126, 286, Rn. 81.

¹⁹¹ Vgl. Dreier/Schulze-Fielitz, 3. Aufl. 2015, GG Art. 20, Rn. 147; Dürig/Herzog/Scholz/Grzeszick, 108. EL, GG Art. 20, Rn. 70; Huber/Voßkuhle/Sommermann, 8. Aufl. 2024, GG Art. 20, Rn. 292 f.

¹⁹² Huber/Voßkuhle/Sommermann, 8. Aufl. 2024, GG Art. 20, Rn. 293.

¹⁹³ Vgl. BeckOK GG/Axer, 64. Edition, GG Art. 20, Rn. 206; Dreier/Schulze-Fielitz, 3. Aufl. 2015, GG Art. 20, Rn. 150; Huber/Voßkuhle/Sommermann, 8. Aufl. 2024, GG Art. 20, Rn. 292.

¹⁹⁴ Vgl. Jarass/Pieroth/Jarass, 18. Aufl. 2024, GG Art. 20, Rn. 94.

Darüber hinaus ist Vertrauensschutz Gegenstand subjektivrechtlicher Grundrechtsverbürgungen. Für Bestandsanlagen kommt insbesondere die Herleitung aus Art. 14 GG in Betracht.¹⁹⁵ Der rechtsstaatliche Grundsatz des Vertrauensschutzes hat in Art. 14 Abs. 1 GG für die vermögenswerten Güter eine eigene Ausprägung gefunden. Das Eigentumsgrundrecht schützt unter bestimmten Voraussetzungen vor einer Entwertung von Investitionen in das Eigentum durch Rechtsänderungen. Es schützt insoweit berechtigtes Vertrauen in den Bestand der Rechtslage als Grundlage von Investitionen in das Eigentum und seiner Nutzbarkeit. Ob und inwieweit ein solches Vertrauen berechtigt ist, hängt von den Umständen des Einzelfalls ab. Voraussetzung dieses eigentumsspezifischen Vertrauensschutzes für Investitionsentscheidungen ist stets eine eigentumsfähige Rechtsposition, die faktisch durch Investitionen im Vertrauen auf den Bestand der Rechtslage geschaffen oder schon existierende Vertrauensgrundlage für Investitionen gewesen sein kann.¹⁹⁶ Umgekehrt unterfällt nicht jede Investition dem eigentumsspezifischen Vertrauensschutz für Investitionsentscheidungen.

Fehlt es an der Betroffenheit einer eigentumsfähigen Rechtsposition, so enthält Art. 2 Abs. 1 i.V.m. Art. 20 Abs. 3 GG ein allgemeines, subjektivrechtlich verbürgtes Vertrauensschutzgebot. Dieser allgemeine Vertrauensschutz ergänzt spezifische Vertrauensschutzverbürgungen der besonderen Freiheitsrechte, insbesondere den eigentumsspezifischen Vertrauensschutz nach Art. 14 Abs. 1 GG einschließlich eines davon umfassten Schutzes von Investitionsvertrauen.¹⁹⁷

Der verfassungsrechtliche Vertrauensschutz kann im unionsrechtlich nicht vollharmonisierten Bereich neben dem unionsrechtlichen Vertrauensschutz Anwendung finden.¹⁹⁸ Insoweit geht das BVerfG von der grundsätzlichen Annahme aus, dass das grundrechtliche Schutzniveau des Unionsrechts auf Grundrechtsvielfalt gerichtet ist und damit grundsätzlich Raum für die Anwendung nationaler Grundrechtsstandards bleibt.¹⁹⁹ Dies schließt die Gewährleistung des Vertrauensschutzes im Rahmen der Grundrechtsverbürgungen ein.

Die BVerfG-Rechtsprechung zum verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz betrifft bislang nur den Erlass von Rechtsnormen (insbesondere in Form formeller Gesetze oder Rechtsverordnungen), die die zuvor bestehende Rechtslage mit echter oder unechter Rückwirkung ändern. Sie findet damit keine unmittelbare Anwendung auf behördliche Festlegungen i.S.v. § 29 Abs. 1 EnWG, die die Rechtslage rückwirkend ändern. Die Übertragbarkeit der BVerfG-Rechtsprechung liegt aber jedenfalls insoweit nahe, als das Vertrauen in den Fortbestand der Rechtslage (hier § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV, ggf. i.V.m. §§ 19 ff. EEG) gegenüber Änderungen durch eine behördliche Festlegung jedenfalls nicht weniger stark geschützt sein dürfte als gegenüber Änderungen durch den Gesetz- oder Ordnungsgeber selbst.²⁰⁰

¹⁹⁵ Vgl. etwa BVerfG v. 18.2.2009, 1 BvR 3076/08, NVwZ 2009, 1025 Rn. 41, 55 ff., 62 ff.; BVerfG v. 20.9.2016, 1 BvR 1299/15, NVwZ 2017, 702 Rn. 16 ff.; BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 88.

¹⁹⁶ BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 88; BVerfG v. 6.12.2016, 1 BvR 2821/11, 1 BvR 321/12, 1 BvR 1456/12, BVerfGE 143, 246, Rn. 372.

¹⁹⁷ BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 122; BVerfG v. 7.12.2010, 1 BvR 2628/07, BVerfGE 128, 90, 105.

¹⁹⁸ Sachs/Sachs/von Coelln, 10. Aufl. 2024, GG Art. 20, Rn. 139a.

¹⁹⁹ Vgl. BVerfG v. 29.9.2025, 2 BvR 934/19, NJW 2025, 3765 Rn. 147; BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 169; BVerfG v. 6.11.2019, 1 BvR 16/13, BVerfGE 152, 152, Rn. 44, 47 ff., 50 ff., 65 – Recht auf Vergessen I.

²⁰⁰ Nach Dürig/Herzog/Scholz/Grzeszick, 108. EL August 2025, GG Art. 20 VII Rn. 96 kann im Rahmen des Vertrauensschutzes mit Verwaltungsbezug bei Bedarf auf die Grundsätze der Rechtsprechung zum Vertrauensschutz zurückgegriffen werden, wenn die gesetzlichen Ausformungen nicht genügen.

Im Rahmen des AgNes-Verfahrens wird die Erhebung von Einspeiseentgelten auf Bestandsanlagen erwogen, wobei eine Einführung frühestens mit Inkrafttreten der Festlegung für die Zukunft (ex nunc) erfolgen soll. Damit ist eine echte Rückwirkung der Festlegung ausgeschlossen. Eine Rechtsnorm (oder entsprechend Festlegung) entfaltet nur dann echte Rückwirkung, wenn sie nachträglich in einen abgeschlossenen Sachverhalt ändernd eingreift bzw. wenn ihre Rechtsfolge mit belastender Wirkung schon vor dem Zeitpunkt ihrer Verkündung für bereits abgeschlossene Tatbestände gelten soll („Rückbewirkung von Rechtsfolgen“).²⁰¹ Denkbar ist jedoch eine sog. unechte Rückwirkung. Eine solche ist nach der Rechtsprechung des BVerfG gegeben, wenn eine Rechtsnorm (oder entsprechend Festlegung) auf gegenwärtige, noch nicht abgeschlossene Sachverhalte und Rechtsbeziehungen für die Zukunft einwirkt und damit zugleich die betroffene Rechtsposition entwertet bzw. soweit belastende Rechtsfolgen einer Norm erst nach ihrer Verkündung eintreten, tatbestandlich aber von einem bereits ins Werk gesetzten Sachverhalt ausgelöst werden („tatbestandliche Rückanknüpfung“).²⁰²

Die Anwendbarkeit des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes ist nach Auffassung der Gutachter nicht dadurch eingeschränkt, dass die maßgeblichen Rechtsakte von unterschiedlichen Urhebern stammen, nämlich einerseits dem Gesetz- bzw. Ordnungsgeber (§§ 19 EEG bzw. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV) und andererseits der BNetzA (zukünftige AgNes-Festlegung). Zwar würde die Anerkennung von verfassungsrechtlichem Vertrauensschutz eine Bindung der BNetzA an Rechtsakte anderer staatlicher Akteure bewirken. Aufgrund seiner Herleitung aus dem Rechtsstaatsprinzip bzw. den Grundrechtsverbürgungen entfaltet der verfassungsrechtliche Vertrauensschutz jedoch Bindungswirkung für alle staatlichen Akteure und muss daher nach Auffassung der Gutachter grundsätzlich auch bei Wechsel des staatlichen Akteurs beachtet werden. Gesondert zu betrachten ist an späterer Stelle, ob sich ein abweichendes Ergebnis ausnahmsweise aus der Unzuständigkeit des Ordnungsgebers für die Regelung des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV ergibt (4.5.3.3).

4.5.3.2 Besondere Momente der Schutzwürdigkeit

4.5.3.2.1 Notwendigkeit einer besonderen Vertrauensgrundlage

Verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz ist nicht bei jeder Änderung des Rechtsrahmens zu gewähren, die zu einer unechten Rückwirkung führt. Damit die Erwartung an den unveränderten Fortbestand des geltenden Rechts besonderen verfassungsrechtlichen Schutz genießt, müssen „besondere Momente der Schutzwürdigkeit“ hinzutreten, um die Anpassungsfähigkeit der Rechtsordnung nicht in unververtretbarer Weise zu beschränken.²⁰³ Dies entspricht der vom BVerfG entwickelten Grundsystematik, wonach eine unechte Rückwirkung - anders als eine

²⁰¹ BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 129; BVerfG v. 12.2.2019, 1 BvR 2914/17, NVwZ 2019, 715, Rn. 11; BVerfG v. 10.4.2018, 1 BvR 1236/11, BVerfGE 148, 217, Rn. 135. Vgl. auch BVerfG v. 14.12.2022, 2 BvL 7/13 und 2 BvL 18/14, BVerfGE 165, 103, Rn. 98 - Vororganschaftliche Mehrabführungen.

²⁰² BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 130; BVerfG v. 12.2.2019, 1 BvR 2914/17, NVwZ 2019, 715, Rn. 11; BVerfG v. 10.4.2018, 1 BvR 1236/11, BVerfGE 148, 217, Rn. 136. Vgl. auch BVerfG v. 14.12.2022, 2 BvL 7/13 und 2 BvL 18/14, BVerfGE 165, 103, Rn. 99 - Vororganschaftliche Mehrabführungen.

²⁰³ BVerfG v. 14.12.2022, 2 BvL 7/13 und 2 BvL 18/14, BVerfGE 165, 103, Rn. 100, 103 - Vororganschaftliche Mehrabführungen; BVerfG v. 7.7.2010, 2 BvL 1/03 u.a., BVerfGE 127, 31, Rn. 68; st. Rspr.

echte Rückwirkung - „grundsätzlich zulässig“²⁰⁴ oder zumindest „nicht grundsätzlich unzulässig“²⁰⁵ ist.

„Der verfassungsrechtliche Vertrauensschutz geht nicht so weit, die Adressaten grundsätzlich vor Enttäuschungen ihrer in die Dauerhaftigkeit der Rechtslage gesetzten Erwartungen zu bewahren. Andernfalls wäre der dem Gemeinwohl verpflichtete Gesetzgeber in wichtigen Bereichen gelähmt und an der Wahrnehmung seiner demokratischen Verantwortung gehindert. Der Konflikt zwischen der Verlässlichkeit der Rechtsordnung und der Notwendigkeit ihrer Änderung im Hinblick auf einen Wandel der Lebensverhältnisse und der Veränderung politischer Präferenzen wäre damit in nicht mehr vertretbarer Weise zu Lasten der Anpassungsfähigkeit der Rechtsordnung entschieden. Soweit nicht besondere Momente der Schutzwürdigkeit hinzutreten, genießt die bloß allgemeine Erwartung, das geltende Recht werde zukünftig unverändert fortbestehen, keinen besonderen verfassungsrechtlichen Schutz.“²⁰⁶

Verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz erfordert daher eine besondere Vertrauensgrundlage.²⁰⁷ Die erforderlichen „besonderen Momente der Schutzwürdigkeit“ können sich im Zusammenhang mit Bestandsanlagen insbesondere ergeben, wenn der bisherige Rechtsrahmen zu Investitionen ermutigen sollte.²⁰⁸

„Ein Hinweis auf eine gewisse Stabilität einer günstigen Rechtslage kann darin liegen, dass zu Investitionen ermutigt wird; je deutlicher dies konkret ausgesprochen wird, umso eher ist das Vertrauen der Betroffenen schutzwürdig, dass die ihrer Investition zugrunde liegende Rechtslage einen gewissen Bestand haben wird.“²⁰⁹

Hingegen begründen umfangreiche Investitionen im Vertrauen auf die geltende Rechtslage als solche noch keinen zwingenden verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz, sondern können mindestens im Wege der Abwägung überwunden werden.²¹⁰ Insbesondere ist der Gesetzgeber von Verfassungs wegen nicht gehalten, bei Systemwechseln und der Umstellung von Rechtslagen die Betroffenen von jeder Belastung zu verschonen oder jeglicher Sonderlast mit einer Übergangsregelung zu begegnen.²¹¹ Darüber hinaus muss eine schützenswerte Rechtsposition entstanden sein, die im Falle der unechten Rückwirkung entwertet würde. Das BVerfG spricht insoweit auch von einer „rechtlich konturierten Situation“.²¹² Offen gelassen hat das BVerfG, ob

²⁰⁴ Z.B. BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 131; BVerfG v. 10.4.018, 1 BvR 1236/11, BVerfGE 148, 217, Rn. 136.

²⁰⁵ Z.B. BVerfG v. 7.7.2010, 2 BvL 1/03 u.a., BVerfGE 127, 31, Rn. 68; BVerfG v. 14.12.2022, 2 BvL 7/13 und 2 BvL 18/14, BVerfGE 165, 103, Rn. 99 f. - Vororganschaftliche Mehrabführungen.

²⁰⁶ BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 125.

²⁰⁷ BVerfG v. 20.9.2016, 1 BvR 1299/15, NVwZ 2017, 702 Rn. 25; BVerfG v. 12.2.2019, 1 BvR 2914/17, NVwZ 2019, 715, Rn. 15.

²⁰⁸ Vgl. BVerfG v. 7.3.2017, 1 BvR 1694/13, BVerfGE 145, 20, Rn. 189 (zu Spielhallen); BVerfG v. 6.12.2016, 1 BvR 2821/11 u.a., BVerfGE 143, 246, Rn. 376 (zum AtomG); auch schon BVerfG v. 23.3.1971, 2 BvL 17/69, BVerfGE 30, 392, 404.

²⁰⁹ BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 133.

²¹⁰ BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 125; BVerfG v. 7.3.2017, 1 BvR 1314/112 u.a., BVerfGE 145, 20, Rn. 189; BVerfG v. 6.12.2016, 1 BvR 2821/11 u.a., BVerfGE 143, 246, Rn. 372.

²¹¹ BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 125; BVerfG v. 6.12.2016, 1 BvR 2821/11 u.a., BVerfGE 143, 246, Rn. 372.

²¹² BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 139 (zum WindSeeG).

bereits die Genehmigung einer EEG-Anlagen ausreicht, um von einer unechten Rückwirkung auszugehen.²¹³

4.5.3.2.2 Vertrauensgrundlage § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV

Vor dem dargestellten Hintergrund ist zunächst zu prüfen, ob § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV besondere Momente der Schutzwürdigkeit entnommen werden können, die verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz bei Einführung von Einspeiseentgelten erforderlich machen könnten. Es sind jedoch keinerlei besondere Gründe ersichtlich, aufgrund derer Betroffene auf die Beständigkeit dieser Regelung hätte vertrauen können. Insbesondere sollte die Nichterhebung von Einspeiseentgelten nicht gezielt zu Investitionen ermutigen. Umgekehrt wurde die Erhebung von Einspeiseentgelten bereits seit längerem diskutiert, hat für die Übertragungsnetzebene eine ausdrückliche Regelung in Art. 2 VO (EU) 838/2010 gefunden und wird in anderen europäischen Staaten praktiziert.²¹⁴

4.5.3.2.3 Vertrauensgrundlage §§ 19 ff. EEG i.V.m. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV

Weiterhin ist zu prüfen, ob §§ 19 ff. EEG i.V.m. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV besondere Momente der Schutzwürdigkeit entnommen werden können, die verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz bei Einführung von Einspeiseentgelten erforderlich machen könnten. Insoweit liegt zunächst nahe, dass §§ 19 ff. EEG besondere Momente der Schutzwürdigkeit enthalten, die ein schutzwürdiges Vertrauen in die Beständigkeit der dort geregelten Höhe der EEG-Förderung begründen. Die Schutzwürdigkeit des Vertrauens kommt bereits in Art. 6 EE-RL zum Ausdruck, der die Mitgliedstaaten zur Stabilität der finanziellen Förderung verpflichtet. Zudem sollen die Förderregelungen der §§ 19 ff. EEG gezielt zu Investitionen in EEG-Anlagen ermutigen.²¹⁵ Die besondere Schutzwürdigkeit des Vertrauens wurde auch vom BVerfG in Bezug auf Änderungen der Einspeisevergütung (noch zur Vorgängervorschrift zu § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG) grundsätzlich anerkannt. Danach schaffen vom Gesetzgeber – wie im Falle des EEG – für einen konkret festgelegten längeren Zeitraum versprochene Vergütungen einer bestimmten Höhe für nach den Bedingungen des Gesetzes produzierten Strom eine besondere Vertrauensgrundlage für darauf aufbauende Investitionen. Diesen Investitionen kann der Gesetzgeber mit Wirkung für den geschützten Zeitraum nicht ohne weiteres im Nachhinein die Grundlage entziehen.²¹⁶ Diese Begründung gilt entsprechend für das Fördermodell der Einspeisevergütung nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG. Sie ist ebenso übertragbar auf das Marktprämienmodell nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG. Hierbei dürfte ein Zuschlag in der Ausschreibung die Vertrauensgrundlage zusätzlich stärken.

Zu prüfen bleibt, ob §§ 19 ff. EEG i.V.m. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV besondere Momente der Schutzwürdigkeit auch hinsichtlich der Rentabilität von EEG-Anlagen entnommen werden können, soweit die Rentabilität – bei unveränderter Höhe der EEG-Förderung – durch die Einführung von Einspeiseentgelten beeinträchtigt wird. Hierfür spricht zunächst, dass die Förderregelungen bezwecken, die Finanzierung von EEG-Anlagen sicherzustellen, um so zu Investitionen in EEG-Anlagen zu ermutigen. Dieser Normzweck wird nicht nur durch Absenkung der EEG-Förderung in Frage gestellt, sondern auch durch neue oder erhöhte Kostenpositionen, die die Rentabilität

²¹³ BVerfG v. 12.2.2019, 1 BvR 2914/17, NVwZ 2019, 715, Rn. 13 (zu § 46a EEG).

²¹⁴ Vgl. ACER, Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025, Rn. 168 ff.; ACER, Report on transmission and distribution tariff methodologies in Europe, 2023, Rn. 106 ff.

²¹⁵ Vgl. auch BVerfG v. 20.9.2016, 1 BvR 1299/15, NVwZ 2017, 702 Rn. 25.

²¹⁶ BVerfG v. 20.9.2016, 1 BvR 1299/15, NVwZ 2017, 702 Rn. 25; BVerfG v. 12.2.2019, 1 BvR 2914/17, NVwZ 2019, 715 Rn. 15, 23.

der EEG-Anlagen verringern. Auch die BVerfG-Rechtsprechung betrifft zwar unmittelbar nur Änderungen der Höhe der Einspeisevergütung, stellt zur Begründung aber auf einen Investitionsschutz ab. Eine Erstreckung des Vertrauensschutzes erscheint daher denkbar, wenn die Finanzierung der EEG-Anlage durch unecht rückwirkende Kostenbelastungen in Frage gestellt wird. Dies ist jedenfalls für Kostenbelastungen naheliegend, die in engem Zusammenhang mit der EEG-Förderung stehen, was bei Einspeisevergütung und Marktprämie gegeben ist, da der geförderte Strom stets in das Netz eingespeist und daher mit Einspeiseentgelten belastet wird. Außerdem dürfte erforderlich sein, dass es sich um Kostenbelastungen handelt, die in den Verantwortungsbereich des Staates fallen, insbesondere von staatlichen Akteuren veranlasst werden. Auch diese Voraussetzung ist im Falle der Einführung von Einspeiseentgelten durch die BNetzA erfüllt. Schließlich war die Nichterhebung von Einspeiseentgelten auch normativ in § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV verankert. Es lag daher nahe, sie bei der Kalkulation von EEG-Anlagen zu Grunde zu legen.

Aus Sicht der Gutachter sprechen diese Überlegungen im Ausgangspunkt für die Anerkennung besonderer Momente der Schutzwürdigkeit für EEG-Anlagenbetreiber, die nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 bzw. 2 EEG im Marktprämienmodell bzw. im Modell der Einspeisevergütung gefördert werden, gegenüber der Einführung von Einspeiseentgelten. Die Erstreckung des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes aus § 19 ff. EEG auf Regelungen, die die Rentabilität von EEG-Anlagen nur mittelbar beeinträchtigen, ist allerdings nicht eindeutig geregelt. Es sind auch keine diesbezüglichen Präzedenzfälle erkennbar. Die rechtliche Beurteilung ist daher nicht abschließend geklärt.

4.5.3.2.4 Zeitliche Grenzen des schutzwürdigen Vertrauens

Werden §§ 19 ff. EEG i.V.m. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV grundsätzlich als ausreichende Vertrauensgrundlage anerkannt, so ist weiter zu prüfen, bis zu welchem Zeitpunkt das Vertrauen in die Nichterhebung von Einspeiseentgelten schutzwürdig war. Wie ausgeführt ist unionsrechtlicher Vertrauensschutz nach Auffassung der Gutachter spätestens durch die seit 29.12.2023 geltende Festlegungskompetenz der Regulierungsbehörde nach § 21 Abs. 3 EnWG ausgeschlossen, da die Wirtschaftsteilnehmer nach ständiger Rechtsprechung des EuGH grundsätzlich nicht berechtigt sind, auf den Fortbestand einer bestehenden Situation zu vertrauen, die die nationalen Behörden im Rahmen ihres Ermessens ändern können (4.5.2.3). Demgegenüber entfällt schutzwürdiges Vertrauen im Rahmen des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes möglicherweise erst zu einem späteren Zeitpunkt. Zur Orientierung kann auf die verfassungsgerichtliche Rechtsprechung zum Vertrauensschutz bei rückwirkenden Gesetzesänderungen zurückgegriffen werden. Erst an späterer Stelle ist gesondert zu prüfen, wie sich die Unionsrechtswidrigkeit der Vertrauensgrundlage auf den verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz auswirkt (4.5.3.3).

Schutzwürdiges Vertrauen entfällt nach der Rechtsprechung des BVerfG jedenfalls mit Inkrafttreten bzw. Verkündung oder endgültigem Gesetzesbeschluss einer Neuregelung.²¹⁷

Bereits zuvor kann die Schutzwürdigkeit des Vertrauens entfallen, sobald die Rechtsänderung konkret vorhersehbar ist.

²¹⁷ Vgl. BVerfG v. 7.7.2010, 2 BvL 1/03 u.a., BVerfGE 127, 31, Rn. 88 ff.; BVerfG v. 10.10.2012, 1 BvL 6/07, BVerfGE 132, 302, Rn. 42 f.; BVerfG v. 14.12.2022, 2 BvL 7/13 und 2 BvL 18/14, BVerfGE 165, 103, Rn. 112 – Vororganschaftliche Mehrabführungen.

„Ist eine Rechtsänderung konkret vorhersehbar, ist ein Vertrauen in den Fortbestand des Rechts – freilich erst ab dem Zeitpunkt der konkreten Vorhersehbarkeit – von vornherein unberechtigt und verfassungsrechtlich nicht weiter schutzwürdig.“²¹⁸

Die besondere Schutzwürdigkeit entfällt bei Gesetzen in der Regel mit Einbringung der Neuregelung in den Bundestag bzw. mit Zuleitung zum Bundesrat nach Art. 76 Abs. 2 S. 1 GG. Ab diesem Zeitpunkt sind mögliche zukünftige Gesetzesänderungen in konkreten Umrissen allgemein vorhersehbar, sodass Betroffene regelmäßig nicht mehr darauf vertrauen können, das gegenwärtig geltende Recht werde unverändert fortbestehen.²¹⁹ Dies gilt jedenfalls dann, wenn die Betroffenen Vorsorge im Wege vertraglicher Abreden treffen können.²²⁰ Je nach den Umständen des Gesetzgebungsverfahrens kann die Schutzwürdigkeit auch bereits früher entfallen, etwa mit Veröffentlichung eines Referentenentwurfs.²²¹ Nicht ausreichend ist jedoch eine rein interne Prüfung der Notwendigkeit einer Neuregelung, solange keine Beteiligung der zur Gesetzesinitiative Berechtigten erfolgt, weil sie für die Betroffenen nicht ohne weiteres erkennbar ist.²²² Ebenso genügt es nicht, wenn eine Rechtsänderung nur allgemein absehbar ist:

„Auch war schon vor Inkrafttreten des Windenergie-auf-See-Gesetzes absehbar, dass es irgendwann zu einer grundlegenden Rechtsänderung kommen könnte. Ob und welche Rechtsänderung erfolgen würde, war jedoch nicht so konkret zu erkennen, dass jede Vertrauensberechtigung entfallen wäre. Ein Referentenentwurf zum Windenergie-auf-See-Gesetz datiert erst auf den 14. April 2016.“²²³

Nicht erforderlich ist, dass die Neuregelung dem Entwurf im Detail entspricht.²²⁴ Werden Neuregelungen zu den Vertrauensschutz-begründenden Aspekten jedoch erst im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens eingefügt oder in relevanter Weise geändert, so kann die Schutzwürdigkeit auch erst ab dem Änderungszeitpunkt entfallen.²²⁵

Übertragen auf das AgNES-Verfahren könnte die Schutzwürdigkeit des Vertrauens grundsätzlich mit Veröffentlichung eines Festlegungsentwurfs, der die Erhebung von Einspeiseentgelten vorsieht, entfallen. Eine solche Veröffentlichung zur Konsultation wäre vergleichbar mit der Einbringung eines Gesetzentwurfs in den Bundestag. Ein noch früherer Zeitpunkt kommt in Betracht, wenn die Erhebung von Einspeiseentgelten bereits zuvor in konkreten Umrissen allgemein vorhersehbar war. Zumindest eine deutliche Minderung der Schutzwürdigkeit ergab sich daher aus den Orientierungspunkten der BNetzA zu Einspeiseentgelten vom 17.2.2026. Auch wenn diese

²¹⁸ BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 124. Vgl. z.B. auch BVerfG v. 7.7.2010, 2 BvL 1/03 u.a., BVerfGE 127, 31, Rn. 74, 88.

²¹⁹ In diesem Sinne BVerfG v. 14.12.2022, 2 BvL 7/13 und 2 BvL 18/14, BVerfGE 165, 103, Rn. 111 – Vororganschaftliche Mehrabführungen; BVerfG v. 10.04.2018, 1 BvR 1236/11, BVerfGE 148, 217, Rn. 151 f.; BVerfG v. 7.7.2010, 2 BvL 1/03 u.a., BVerfGE 127, 31, Rn. 74.

²²⁰ Vgl. dazu insbesondere BVerfG v. 14.12.2022, 2 BvL 7/13 und 2 BvL 18/14, BVerfGE 165, 103, Rn. 141 – Vororganschaftliche Mehrabführungen.

²²¹ BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 149; vgl. auch zur Einbringung eines Gesetzentwurfs in einem früheren gescheiterten Gesetzgebungsverfahren mit demselben Gesetzgebungsziel BVerfG v. 10.4.2018, 1 BvR 1236/11, BVerfGE 148, 217, Rn. 146 ff.

²²² BVerfG v. 14.12.2022, 2 BvL 7/13 und 2 BvL 18/14, BVerfGE 165, 103 Rn. 113, 136 – Vororganschaftliche Mehrabführungen; BVerfG v. 25.3.2021, 2 BvL 1/11, BVerfGE 157, 177, Rn. 83 f.

²²³ BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 149.

²²⁴ BVerfG v. 7.3.2017, 1 BvR 1694/13 u.a., BVerfGE 145, 20, Rn. 205.

²²⁵ Vgl. dazu BVerfG 10.10.2012, 1 BvL 6/07, BVerfGE 132, 302, Rn. 60 f.; BVerfG 12.2.2019, 1 BvR 2914/17, NVwZ 2019, 715, Rn. 28 (zu § 46a EEG).

noch keinen konkreten Regelungsvorschlag enthielten, sprach sich die Große Beschlusskammer im Hinblick auf Einspeiser eindeutig „zum gegenwärtigen Zeitpunkt der Meinungsbildung für die Einführung von Entgeltinstrumenten mit Finanzierungsfunktion in Form von Kapazitätspreisen aus“. ²²⁶ Dagegen scheinen die Kriterien des BVerfG zum Wegfall schutzwürdigen Vertrauens, insbesondere dass die Regelung in konkreten Umrissen allgemein vorhersehbar war, zuvor noch nicht gegeben, auch wenn eine Prüfung der Erhebung von Einspeiseentgelten durch die zuständige Regulierungsbehörde bereits Jahre vorher absehbar war. Dies gilt für das Diskussionspapier der BNetzA zur AgNES-Festlegung vom Mai 2025, für die Schaffung der Festlegungskompetenz zu Einspeiseentgelten durch die EnWG-Novelle vom Dezember 2023 und für das EuGH-Urteil C-718/18 zur normativen Regulierung vom September 2021. Dort blieb jeweils völlig offen, ob (und erst recht in welcher Form) Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion eingeführt werden würden.

Fraglich ist jedoch, welche Konsequenzen sich daraus ergeben, dass das BVerfG den Wegfall schutzwürdigen Vertrauens teilweise auf die Möglichkeit der Betroffenen stützt, vertragliche Vorsorge für eine Gesetzesänderung zu treffen. So führte das BVerfG zur Maßgeblichkeit des Zeitpunkts der Einbringung des Gesetzentwurfs in den Bundestag aus:

„Mit der Einbringung eines Gesetzentwurfs im Bundestag durch ein initiativberechtigtes Organ werden geplante Gesetzesänderungen öffentlich. Ab diesem Zeitpunkt sind mögliche zukünftige Gesetzesänderungen in konkreten Umrissen allgemein vorhersehbar. Deshalb können Steuerpflichtige regelmäßig nicht mehr darauf vertrauen, das gegenwärtig geltende Recht werde auch im Folgejahr unverändert fortbestehen; es ist ihnen vielmehr grundsätzlich möglich, ihre wirtschaftlichen Dispositionen durch entsprechende Anpassungsklauseln auf mögliche zukünftige Änderungen einzustellen.“ ²²⁷

Bei fehlender Möglichkeit zu vertraglicher Vorsorge stellte das BVerfG daher teilweise explizit auf den Zeitpunkt des endgültigen Gesetzesbeschlusses ab:

„Die Einbringung eines Gesetzentwurfs allein begründet noch kein Vertrauen darauf, dass sein Inhalt Gesetz wird (vgl. BVerfGE 148, 217 <261 Rn. 151>). Für die Beteiligten ist zu dieser Zeit noch ungewiss, welche Rechtslage zukünftig gelten wird. Während die Parteien beim Abschluss eines Vertrags – soweit zulässig – durch Anpassungs- oder Kündigungsregeln Vorsorge im Hinblick auf mögliche für sie nachteilige Entwicklungen des Steuerrechts treffen können, bedarf es nach der Ausübung eines Kündigungsrechts für eine spätere Wiederherstellung des Vertrags der Zustimmung des anderen Vertragspartners. Bedenkt man außerdem die Tragweite der Entscheidung über die Beendigung eines Ergebnisabführungsvertrags für die Organgesellschaft und den Konzern, dem sie angehört, erscheint es nicht zumutbar, von den Beteiligten eine Entscheidung über die Lösung von dem Vertrag bereits im Zeitpunkt der Einbringung des Gesetzentwurfs zu verlangen. Sie dürfen jedenfalls bis zum endgültigen Gesetzesbeschluss durch den Bundestag auf das geltende Recht vertrauen.“ ²²⁸

Anknüpfend an die Rechtsprechung des BVerfG liegt damit nahe, schutzwürdiges Vertrauen auch nach Vorlage eines Festlegungsentwurfs und bis zur Veröffentlichung der endgültigen Festlegung weiterhin zu bejahen, wenn die Betroffenen über keine Möglichkeit zur Vorsorge für die

²²⁶ Vgl. BNetzA, Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA, 2026, S. 5 f., 12 ff.

²²⁷ BVerfG v. 7.7.2010, 2 BvL 1/03 u.a., BVerfGE 127, 31, Rn. 74.

²²⁸ BVerfG v. 14.12.2022, 2 BvL 7/13 und 2 BvL 18/14, BVerfGE 165, 103, Rn. 161 – Vororganschaftliche Mehrabführungen; vgl. dort auch Rn. 141.

etwaige Einführung von Einspeiseentgelten verfügen. Dies betrifft zunächst Erzeugungsanlagen im Modell der Einspeisevergütung. Berücksichtigt der gesetzlich bestimmte anzulegende Wert keine Einspeiseentgelte, so ist eine spätere Anpassung durch den Betroffenen nicht möglich. Dies stünde in Widerspruch zu dem gesetzlichen Ziel einer tragfähigen Anlagenfinanzierung und würde dem Ziel des Ausbaus der erneuerbaren Energien zuwiderlaufen. Aber auch bei Ermittlung des anzulegenden Werts im Wege der Ausschreibung ergeben sich starke Bedenken. Zwar kalkuliert der Investor die Anlagenkosten eigenständig und kann daher auch eine mögliche Einführung von Einspeiseentgelten berücksichtigen. Nach Abgabe seines Gebots ist eine Änderung jedoch ausgeschlossen, sodass der Bieter bereits bei Abgabe des Gebots endgültig entscheiden muss, ob er Einspeiseentgelte einpreisen will oder nicht. Wollen Investoren daher finanzielle Nachteile vermeiden, so müssen sie Einspeiseentgelte einpreisen, was – wenn Einspeiseentgelte nicht oder nicht in der eingepreisten Höhe eingeführt werden – zu einem überhöhten Förderniveau führen kann und den gesetzlichen Zielen zuwiderläuft. Aus Sicht der Gutachter spricht daher viel dafür, auf Grundlage der Rechtsprechung des BVerfG schutzwürdiges Vertrauen in die Nichterhebung von Einspeiseentgelten bis zur Veröffentlichung der endgültigen Festlegung zu bejahen.

4.5.3.3 Konsequenzen der Unionsrechtswidrigkeit des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV

4.5.3.3.1 Rechtswidrigkeit der Vertrauensgrundlage

Folgt man der vorstehend entwickelten Auffassung, so können sich besondere Momente der Schutzwürdigkeit aus §§ 19 ff. EEG i.V.m. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV ergeben. Zu prüfen ist allerdings, welche Konsequenzen sich daraus ergeben, dass § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV wegen Verletzung der ausschließlichen Zuständigkeit und Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde formell rechtswidrig ist.

Der Vertrauensschutz kann bei rechtswidriger Vertrauensgrundlage durch das Rechtsstaatsgebot eingeschränkt sein. Insoweit kann das Gebot materieller Richtigkeit sogar die Zulässigkeit einer echten Rückwirkung begründen.²²⁹ Die Rechtswidrigkeit der Vertrauensgrundlage schließt schutzwürdiges Vertrauen aber nicht per se aus. Insbesondere ist verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz selbst bei materiell unionsrechtswidriger Vertrauensgrundlage nicht ausgeschlossen. Von wesentlicher Bedeutung für die Gewährung verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes ist die Erkennbarkeit der Unionsrechtswidrigkeit der Vertrauensgrundlage.

„Die Schutzwürdigkeit des Vertrauens in ein unionsrechtswidriges Gesetz bestimmt sich insbesondere danach, inwieweit vorhersehbar war, dass der Gerichtshof eine derartige Regelung als unionsrechtswidrig einordnet.“²³⁰

Die formelle Unionsrechtswidrigkeit des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV ergab sich spätestens aus der EuGH-Entscheidung vom 2.9.2021 im Verfahren C-718/18 der Kommission gegen Deutschland.²³¹ Zuvor wurde die normative Regulierung in Deutschland ganz überwiegend als unionsrechtskonform angesehen.²³² Wie zum unionsrechtlichen Vertrauensschutz ausgeführt, lagen allerdings bereits seit dem Jahr 2009 wichtige Hinweise auf die formelle Unionsrechtswidrigkeit

²²⁹ Vgl. BVerfG v. 24.7.1957, 1 BvL 23/52, BVerfGE 7, 89, 94.

²³⁰ BVerfG v. 10.12.2014, 2 BvR 1549/07, Rn. 25; BVerfG v. 6.7.2010, 2 BvR 2661/06, BVerfGE 126, 286, Rn. 82.

²³¹ EuGH v. 2.9.2021, C-718/18, EU:C:2021:662 - Kommission/Deutschland.

²³² Vgl. etwa Gundel, RdE 2019, 493, 499; Hahn, EnWZ 2020, 61, 66; Jacob, N&R 2020, 103, 110 f.; Kreuter-Kirchhof, NVwZ 2021, 589; Meinzenbach/Klein/Uwer, N&R-Beilage 1/2021, 1, 3 ff.

der normativen Regulierung der Netzentgeltsystematik in Deutschland vor, da der EuGH in Verfahren gegen andere Mitgliedstaaten normative Regelungen der Netzentgeltsystematik als unionsrechtswidrig eingestuft hatte.²³³ Aus unionsrechtlicher Perspektive liegt daher nahe, die Rechtslage jedenfalls seit dem Jahr 2009 als hinreichend geklärt anzusehen (4.5.2.3). Ob dies gleichermaßen für den verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz gilt, erscheint unklar.

Weiter ist zu berücksichtigen, dass sich aus der Rechtsprechung des EuGH nur die formelle Rechtswidrigkeit einer normativen Regulierung der Netzentgeltsystematik ergibt. Wie ausgeführt, wäre die Nichterhebung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion hingegen mit den unionsrechtlichen Vorgaben vereinbar (4.2.2.2). Daher hätte die BNetzA anstelle des Ordnungsgebers eine entsprechende – formell rechtmäßige – Regelung treffen können. Eine Einschränkung der Schutzwürdigkeit ist daher nicht aus Gründen der materiellen Richtigkeit geboten. Ob allein die formelle Rechtswidrigkeit des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV die Schutzwürdigkeit des Vertrauens im Rahmen des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes ausschließt, ist nach Auffassung der Gutachter gleichfalls unklar.

Auf eine nähere Prüfung der Fragen nach der hinreichenden Vorhersehbarkeit der formellen Unionsrechtswidrigkeit und nach der Schutzwürdigkeit des Vertrauens in eine formell unionsrechtswidrige Regelung wird hier verzichtet. Wie im Folgenden auszuführen, steht jedenfalls der Vorrang des Unionsrechts der Gewährung verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes entgegen.

4.5.3.3.2 Vorrang des Unionsrechts

Zu untersuchen ist weiterhin, ob die Gewährung verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes gegen den Vorrang des Unionsrechts verstößt. Gemäß dem Urteil des EuGH im Verfahren C-718/18 verlangt das Unionsrecht grundsätzlich die ausschließliche Zuständigkeit und Unabhängigkeit der NRB bei der nationalen Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik. Das Urteil gilt mit Wirkung ex tunc, da der EuGH keine Begrenzung der Wirkungen ausgesprochen hat. Seine Wirkungen im Hinblick auf Bestandsanlagen werden – jedenfalls seit der EuGH-Entscheidung vom 29.10.2009 – auch nicht durch den unionsrechtlichen Vertrauensschutz eingeschränkt (4.5.2). Die Gewährung verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes durch Ausnahmen für Bestandsanlagen bei Einspeiseentgelten könnte mit diesen Anforderungen des Unionsrechts unvereinbar sein, da sie den Gestaltungsspielraum der BNetzA bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik beschränken würde.

Ein Verstoß gegen den Vorrang des Unionsrechts durch Gewährung verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes liegt bei materiell unionsrechtswidrigen Vorschriften nahe. Insoweit hat das BVerfG bereits ausdrücklich ausgesprochen, dass Vertrauensschutz von nationalen Gerichten grundsätzlich nicht dadurch gewährt werden kann, dass sie die Wirkung einer Vorabentscheidung zeitlich beschränken, indem sie die unionsrechtswidrige nationale Regelung für die Zeit vor Erlass der Vorabentscheidung anwenden.²³⁴ Dies muss erst recht für die Anwendung einer unionsrechtswidrigen nationalen Vorschrift in der Zeit nach Erlass der Vorabentscheidung gelten.²³⁵

Offen ist, ob dies in gleicher Weise für die Gewährung verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes durch Anwendung formell unionsrechtswidriger nationaler Regelungen nach Erlass einer anderslautenden Vorabentscheidung des EuGH gilt. Vorliegend muss diese Frage nicht allgemein

²³³ EuGH v. 29.10.2009, C-474/08, EU:C:2009:681 – Kommission/Belgien; EuGH v. 11.6.2020, C-378/19, EU:C:2020:462 – Präsident Slovenskej republiky; EuGH v. 3.12.2020, C-767/19, EU:C:2020:984 – Kommission/Belgien.

²³⁴ BVerfG v. 10.12.2014, 2 BvR 1549/07, Rn. 28; BVerfG v. 6. 7. 2010, 2 BvR 2661/06, BVerfGE 126, 286, Rn. 84.

²³⁵ Vgl. auch BVerfG v. 17.2.2000, 2 BvR 1210/98, NJW 2000, 2015; Dürig/Herzog/Scholz/Grzeszick, 108. EL, GG Art. 20, Rn. 94, 106.

untersucht werden. Vielmehr ist entscheidend darauf abzustellen, dass das Unionsrecht nach der Rechtsprechung des EuGH im Bereich der Netzentgeltsystematik die ausschließliche Zuständigkeit und Unabhängigkeit der NRB fordert. Damit ist eine Bindung der zuständigen Behörde (BNetzA), die für die Zukunft von dem bisherigen Ausschluss der Einspeiseentgelte nach § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV abweichen will, an diese – unionsrechtswidrige – Vorgängerregelung unvereinbar. Diese Unvereinbarkeit besteht grundsätzlich auch dann, wenn sich die Bindung aus dem verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz ergibt. Insbesondere gilt der Vorrang des Unionsrechts gegenüber nationalem Recht jeder Stufe, auch gegenüber nationalem Verfassungsrecht. Soweit eine unionsrechtskonforme Auslegung nicht möglich ist, muss das nationale Verfassungsrecht in aller Regel unangewendet bleiben.²³⁶ Auch die zeitliche Begrenzung des Vertrauensschutzes (insbesondere auf Bestandsanlagen) vermindert zwar das Ausmaß der unionsrechtswidrigen Bindung der Regulierungsbehörde, vermag diese aber nicht auszuschließen.

Näher zu untersuchen ist allerdings, ob das Unionsrecht den Mitgliedstaaten einen besonderen Spielraum zur Ausgestaltung des nationalen Grundrechtsschutzes und in diesem Zusammenhang auch des Vertrauensschutzes einräumt. In diesem Fall hätte das Unionsrecht selbst seinen Vorranganspruch zurückgenommen. Zu prüfen ist in diesem Zusammenhang die Rechtsprechung des BVerfG, wonach der verfassungsrechtliche Vertrauensschutz im unionsrechtlich nicht vollharmonisierten Bereich neben dem unionsrechtlichen Vertrauensschutz Anwendung finden kann. Insoweit geht das BVerfG von der grundsätzlichen Annahme aus, dass das grundrechtliche Schutzniveau des Unionsrechts auf Grundrechtsvielfalt gerichtet ist und damit grundsätzlich Raum für die Anwendung nationaler Grundrechtsstandards bleibt.²³⁷ Dies schließt die Gewährleistung des Vertrauensschutzes im Rahmen der Grundrechtsverbürgungen ein. Auch nach dieser Rechtsprechung bleibt jedoch zu prüfen, ob das unionsrechtliche Fachrecht ausnahmsweise auch für nationale Umsetzungsspielräume engere grundrechtliche Maßgaben enthält und damit den Raum für grundrechtliche Vielfalt verengt.²³⁸

In der vorliegenden Fallgestaltung ergibt sich aus dem unionsrechtlichen Fachrecht in der Auslegung des EuGH, dass die ausschließliche Zuständigkeit und Unabhängigkeit der NRB zu gewährleisten ist und dass insoweit auch für die Vergangenheit keine Einschränkungen gelten. Die Regelung des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV hätte daher nicht erlassen werden dürfen und kann die BNetzA nicht unmittelbar binden. Hinsichtlich einer mittelbaren Bindung über den verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz ist zu berücksichtigen, dass der Vorrang des Unionsrechts einen zentralen Grundsatz der gemeinschaftlichen Rechtsordnung von EU und Mitgliedstaaten darstellt.²³⁹ Einschränkungen dieses Grundsatzes bedürfen daher einer besonders gewichtigen Begründung. Eine Anwendung materiell unionsrechtswidriger nationaler Vorschriften unter Berufung auf den verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz hat das BVerfG daher ausdrücklich abgelehnt (s.o.). Gleiches liegt nach Auffassung der Gutachter nahe, wenn die Anwendung formell

²³⁶ BVerfG v. 6.7.2010, 2 BvR 2661/06, BVerfGE 126, 286, Rn. 86; BVerfG v. 29.9.2025, 2 BvR 934/19, NJW 2025, 3765, Rn. 210.

²³⁷ Vgl. BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 169; BVerfG v. 6.11.2019, 1 BvR 16/13, BVerfGE 152, 152, Rn. 44, 47 ff., 50 ff., 65 – Recht auf Vergessen I; BVerfG v. 1.6.2022, 1 BvR 75/20, NJW 2022, 3345, Rn. 17.

²³⁸ Vgl. BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 169; BVerfG v. 29.9.2025, 2 BvR 934/19, NJW 2025, 3765, Rn. 149.

²³⁹ EuGH v. 15.7.1964, 6/64, ECLI:EU:C:1964:66, Slg. 1964, 1251, Rn. 12 – Costa/ENEL; BVerfG v. 6.7.2010, 2 BvR 2661/06, BVerfGE 126, 286, Rn. 53 ff.; BVerfG v. 29.9.2025, 2 BvR 934/19, NJW 2025, 3765, Rn. 210; Grabitz/Hilf/Nettesheim/Nettesheim, AEUV Art. 288, Rn. 49.

unionsrechtswidriger nationaler Vorschriften zu materiellen Regelungen führt, die in Widerspruch zu der von der zuständigen Regulierungsbehörde gewollten Rechtslage stehen.

Umgekehrt ist zu berücksichtigen, dass die für einen verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz sprechenden Gründe nicht von höchstem Gewicht sind. Zum einen kann verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz mangels besonderer Momente der Schutzwürdigkeit von vornherein nicht aus § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV entnommen werden. Zum anderen ist auch der Vertrauensschutz nach §§ 19 ff. EEG i.V.m. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV nur aufgrund der mittelbaren Auswirkungen von Einspeiseentgelten auf die Rentabilität von EEG-Anlagen betroffen. Das Unionsrecht gewährt daher für diese Konstellation keinen Vertrauensschutz (4.5.2.3).

Im Ergebnis bestehen daher auch unter Berücksichtigung des Gedankens der Grundrechtsvielfalt starke Bedenken, ob der verfassungsrechtliche Grundsatz des Vertrauensschutzes eine Abweichung vom Vorrang des Unionsrechts erlauben kann. Die Gutachter gehen somit davon aus, dass keine verfassungsrechtliche Pflicht zur Gewährung von Vertrauensschutz besteht. Die Frage ist allerdings bislang nicht näher diskutiert worden und somit nicht abschließend geklärt.

4.5.3.3.3 Gestaltungsermessen der BNetzA

Auch wenn eine verfassungsrechtliche Pflicht zur Gewährung von Vertrauensschutz aus den genannten Gründen nicht besteht, ist zu prüfen, ob die BNetzA im Rahmen ihres Gestaltungsermessens die faktischen Auswirkungen berücksichtigen kann, die die Einführung von Einspeiseentgelten auf die Entscheidungen der Wirtschaftsteilnehmer hätte. Im Hinblick auf den Vorrang des Unionsrechts könnte dies fraglich erscheinen, da die formell rechtswidrige Regelung des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV damit Einfluss auf die Ausgestaltung der AgNES-Festlegung gewinnen würde. Aus Sicht der Gutachter schließt der Vorrang des Unionsrechts jedoch nur Gestaltungsvorgaben aus, die die BNetzA durch normative Regelungen des deutschen Rechts binden. Eigene Ermessensentscheidungen der BNetzA, die die faktischen Gegebenheiten berücksichtigen, entsprechen hingegen den unionsrechtlichen Vorgaben zur ausschließlichen Zuständigkeit und Unabhängigkeit der NRB und erscheinen daher nicht ausgeschlossen.

Relevante Auswirkungen ergeben sich zum einen auf zukünftige Investitionsentscheidungen für die Errichtung neuer Erzeugungsanlagen. Die übergangslose Einführung von Einspeiseentgelten für Bestandsanlagen kann die Investitionsbereitschaft erheblich beeinträchtigen, da Investoren diese Möglichkeit zukünftig in ihre Entscheidungsfindung einbeziehen würden. Dies könnte für die Einräumung von Übergangsregelungen für Bestandsanlagen sprechen. Derartige Erwägungen gehen über den Vertrauensschutz der Betroffenen hinaus. Sie stehen daher nicht in Widerspruch zu dem obigen Ergebnis, dass weder unionsrechtlicher noch verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz gewährt werden muss.

Zum anderen ergeben sich die im Zusammenhang mit dem Vertrauensschutz diskutierten Auswirkungen auf Bestandsanlagen, deren Kalkulation durch die Einführung von Einspeiseentgelten unzutreffend wird. Zwar muss aus den dargelegten Gründen weder unionsrechtlicher noch verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz gewährt werden. Die fehlende Verpflichtung aufgrund höherrangigen Rechts bedeutet jedoch nicht, dass gesetzliche Übergangsregelungen nicht eingeführt werden dürften, wenn der Gesetzgeber dies für angemessen hält.²⁴⁰ Gleiches muss für regulierungsbehördliche Übergangsregelungen gelten.

²⁴⁰ Vgl. beispielhaft zum unionsrechtlichen Vertrauensschutz EuGH v. 4.10.2024, C-541/20 bis C-555/20, EU:C:2024:818, Rn. 625 f. - Litauen u.a. vs. EP und Rat.

Zu berücksichtigen sind darüber hinaus die Wettbewerbswirkungen etwaiger Übergangsregelungen. Bei Neuanlagen, die mittels Marktprämie oder Einspeisevergütung gefördert werden, ist von einem Ausgleich der durch die Einspeiseentgelte entstehenden Mehrbelastung auszugehen, entweder durch Einpreisung in die Gebote oder durch Anpassung der gesetzlichen Fördersätze. Insoweit begründen Übergangsregelungen keine Bedenken im Hinblick auf Wettbewerbsverzerrungen im Verhältnis zu geförderten Neuanlagen. Hieraus kann allerdings nicht umgekehrt abgeleitet werden, dass eine vollständige Befreiung der Bestandsanlagen von Einspeiseentgelten zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen zwingend wäre. Denn Einschränkungen bei den Einspeiseentgelten von Bestandsanlagen laufen dem Ziel zuwider, Erzeuger an den Kosten der von ihnen in Anspruch genommenen Netzinfrastruktur zu beteiligen. Die Sachlage unterscheidet sich insoweit von Neuanlagen, die über die EEG-Förderung entlastet werden, aber Einspeiseentgelte entrichten.

Im Ergebnis kann die BNetzA nach Auffassung der Gutachter bei Einführung von Einspeiseentgelten im Rahmen ihres Gestaltungsermessens die faktischen Auswirkungen berücksichtigen, die eine solche Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Entscheidungen der Wirtschaftsteilnehmer hat. Daher kann sie Übergangsregelungen für Bestandsanlagen vorsehen, die mittels Marktprämie oder Einspeisevergütung gefördert werden. Auch diese Frage wurde bislang allerdings nicht näher diskutiert und ist nicht abschließend geklärt.

4.5.3.4 Zwischenergebnis

Die Prüfung des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes führt zu folgenden Ergebnissen:

§§ 19 ff. EEG i.V.m. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV können im Ausgangspunkt schutzwürdiges Vertrauen für EEG-Anlagenbetreiber begründen, die nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 bzw. 2 EEG im Marktprämienmodell bzw. im Modell der Einspeisevergütung gefördert werden. Diese besondere Vertrauensgrundlage könnte frühestens mit Veröffentlichung der Orientierungspunkte der BNetzA zu Einspeiseentgelten vom 17.2.2026 entfallen sein. Nach Auffassung der Gutachter liegt jedoch nahe, dass die besondere Vertrauensgrundlage noch bis zur Veröffentlichung der AgNes-Festlegung fortbesteht, soweit eine vorherige Anpassungsregelung zur Berücksichtigung einer etwaigen Einführung von Einspeiseentgelten nicht möglich ist.

Zu berücksichtigen ist jedoch die formelle Unionsrechtswidrigkeit des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV. Ob diese bereits vor der EuGH-Entscheidung vom 2.9.2021 hinreichend vorhersehbar war, um verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz auszuschließen, erscheint unklar. Ebenso erscheint unklar, ob allein die formelle Rechtswidrigkeit des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV die Schutzwürdigkeit des Vertrauens im Rahmen des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes ausschließt.

Unabhängig davon steht nach Auffassung der Gutachter aber jedenfalls der Vorrang des Unionsrechts der Gewährung verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes entgegen. Nach der Rechtsprechung des EuGH ist die ausschließliche Zuständigkeit und Unabhängigkeit der NRB zu gewährleisten. Dem liefe eine mittelbare Bindung der zuständigen Regulierungsbehörde über den verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz zuwider, die zu einer von ihr nicht gewollten Rechtslage führt. Die Gutachter gehen somit davon aus, dass keine verfassungsrechtliche Pflicht zur Gewährung von Vertrauensschutz besteht. Die Frage ist allerdings bislang nicht näher diskutiert worden und somit nicht abschließend geklärt.

Auch wenn Vertrauensschutz verfassungsrechtlich nicht geboten ist, kann die BNetzA nach Auffassung der Gutachter bei Einführung von Einspeiseentgelten im Rahmen ihres Gestaltungsermessens die faktischen Auswirkungen berücksichtigen, die eine solche Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Entscheidungen der Wirtschaftsteilnehmer hat. Daher kann sie

Übergangsregelungen für Bestandsanlagen vorsehen, die mittels Marktprämie oder Einspeisevergütung gefördert werden. Auch diese Frage wurde bislang allerdings nicht näher diskutiert und ist nicht abschließend geklärt.

4.5.4 Hilfsweise Erwägungen zum verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz

Der verfassungsrechtliche Vertrauensschutz verpflichtet die BNetzA nach Auffassung der Gutachter aufgrund des Vorrangs des Unionsrechts nicht zur Gewährung von Übergangsregelungen für Bestandsanlagen bei der Einführung von Einspeiseentgelten (4.5.3). Da diese Frage nicht abschließend geklärt ist, wird im Folgenden Hilfsweise erörtert, wie sich die Rechtslage darstellen würde, wenn verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz weder durch die formelle Rechtswidrigkeit des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV noch durch den Vorrang des Unionsrechts ausgeschlossen wäre.

4.5.4.1 Betätigung des Vertrauens

Verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz setzt in der Regel voraus, dass der Betroffene verbindliche Dispositionen im Vertrauen auf die Rechtslage getroffen hat („Betätigung des Vertrauens“).²⁴¹ Erforderlich ist daher zunächst eine verbindliche Disposition des Betroffenen.²⁴² Der betreffende Geschäftsvorgang muss nach außen erkennbar und objektiv gesichert sein:

„Um Vertrauensschutz gegen rückwirkende Gesetzesänderungen auslösen zu können, bedarf ein Geschäftsvorgang eines erkenn- und belegbaren gesteigerten Grades der Abgeschlossenheit. Diese liegt nicht allein in dem Gesellschafterbeschluss über die Vorabausschüttung. Da er keinen besonderen Formbindungen unterliegt und deshalb weder hinsichtlich seines Inhalts noch hinsichtlich des Beschlusszeitpunktes ohne Weiteres objektiv gesichert ist, vermittelt er allein hier noch keine Rechtsbeständigkeit gegenüber einer Gesetzesänderung. Erst der in Umsetzung des Gesellschafterbeschlusses erfolgte Zufluss der Ausschüttung beim Empfänger verschafft dem Sachverhalt einen gesteigerten Grad an Abgeschlossenheit, der Schutz gegen eine rückwirkende Änderung der Rechtslage bietet (vgl. BVerfGE 127, 31 <59>).“²⁴³

Aus der verbindlichen Disposition muss zudem eine schützenswerte Rechtsposition entstanden sein, die im Falle der unechten Rückwirkung entwertet würde. Das BVerfG spricht insoweit auch von einer „rechtlich konturierten Situation“.²⁴⁴ In gleiche Richtung weist das Erfordernis eines „gesteigerten Grades der Abgeschlossenheit“ des Geschäftsvorgangs.²⁴⁵

Der Betroffene muss schließlich bei Vornahme seiner Disposition berechtigterweise auf die bestehende Rechtslage vertraut haben. Das schutzwürdige Vertrauen darf daher zu diesem Zeitpunkt noch nicht entfallen sein (dazu 4.5.3.2.4). Ist diese Voraussetzung gegeben, so kann eine

²⁴¹ Daneben kann sich verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz ggf. aus der Gewährleistungsfunktion des geltenden Rechts ergeben, vgl. BVerfG v. 10.10.2012, 1 BvL 6/07, BVerfGE 132, 302, Rn. 54, 71.

²⁴² BVerfG v. 10.4.2018, 1 BvR 1236/11, BVerfGE 148, 217, Rn. 140; BVerfG v. 10.10.2012, 1 BvL 6/07, BVerfGE 132, 302 Rn. 54 ff.; BVerfG v. 7.7.2010, 2 BvL 1/03 u.a., BVerfGE 127, 31, Rn. 85.

²⁴³ BVerfG v. 10.10.2012, 1 BvL 6/07, BVerfGE 132, 302, Rn. 71. Auch wenn der Sachverhalt die Gewährleistungsfunktion des Rechts betraf, erfasst die Formulierung des BVerfG ebenso die Betätigung des Vertrauens durch verbindliche Dispositionen des Betroffenen.

²⁴⁴ BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238, Rn. 139 (zum WindSeeG).

²⁴⁵ BVerfG v. 10.10.2012, 1 BvL 6/07, BVerfGE 132, 302, Rn. 71

spätere Änderung der Rechtslage die Schutzwürdigkeit des Vertrauens nicht mehr nachträglich mindern.²⁴⁶

Vor dem geschilderten Hintergrund hat das BVerfG zum verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz hinsichtlich der Höhe der EEG-Förderung im Modell der Einspeisevergütung auf die Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage abgestellt. Auf die Höhe der Einspeisevergütung könne nach der ausdrücklichen gesetzgeberischen Festlegung (vgl. § 21 Abs. 2 S. 3 EEG 2009, § 21 Abs. 2 S. 2 EEG 2012) erst mit Inbetriebnahme der jeweiligen Anlage vertraut werden. Dementsprechend habe der Gesetzgeber auch in früheren Fassungen des EEG hinsichtlich der Anwendung von zum Nachteil der Betreiber abgeänderten Vergütungsregelungen auf Inbetriebnahmezeitpunkte nach Inkrafttreten der Neuordnung abgestellt (vgl. §§ 20 Abs. 1, 66 Abs. 1 EEG 2009; §§ 20 Abs. 1, 66 Abs. 1 EEG 2012; §§ 26, 100 Abs. 1 EEG 2014).²⁴⁷

Allerdings erscheint nicht von vornherein ausgeschlossen, der Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage vorgelagerte Vorgänge (insbesondere bzgl. Planung, Genehmigung oder Errichtung der Anlage) als verbindliche Dispositionen anzuerkennen, die eine schützenswerte Rechtsposition begründen. In diesem Sinne hat das BVerfG im Falle einer schützenswerten Erwartung, dass die Rechtslage für einen garantierten Zeitraum unverändert bleiben werde, einen besonderen verfassungsrechtlichen Schutz allgemein für „darauf aufbauende Investitionen“ bejaht, nicht zwingend also erst ab Inbetriebnahme der Anlage.²⁴⁸ Auch soweit es in seiner Entscheidung aus dem Jahr 2019 erst die Inbetriebnahme der Anlage als maßgeblich ansah, hat das BVerfG einen besonderen Vertrauenstatbestand bereits vor Inbetriebnahme der Anlage aufgrund von deren Planung, Genehmigung oder Errichtung zumindest hilfsweise in Betracht gezogen.²⁴⁹ Offen gelassen hat das BVerfG, ob bereits die Genehmigung einer EEG-Anlage ausreicht, um von einer solchen schützenswerten Rechtsposition auszugehen.²⁵⁰

Es muss sich nach der Rechtsprechung des BVerfG jedoch um einen nach außen erkennbaren und objektiv gesicherten Geschäftsvorgang handeln, der eine schützenswerte Rechtsposition begründet. Eine nur unternehmensintern getroffene finale Investitionsentscheidung (FID), die hinsichtlich Inhalt und Beschlusszeitpunkt nicht objektiv gesichert und verbindlich ist, erscheint daher nicht als ausreichend. Dagegen könnte eine schutzwürdige Rechtsposition vorliegen, wenn der Bieter in einer EEG-Ausschreibung einen Zuschlag erhalten hat. Damit ist dem Bieter ein Rücktritt nicht mehr ohne Inkaufnahme einer Pönale möglich. Zudem legt der Zuschlag die Höhe der Förderung verbindlich fest.

Im Ergebnis kann eine Betätigung des Vertrauens für EEG-Anlagen, die im Marktprämienmodell oder im Modell der Einspeisevergütung gefördert werden, jedenfalls dann bejaht werden, wenn diese vor Veröffentlichung der Orientierungspunkte der BNetzA zu Einspeiseentgelten in Betrieb genommen worden sind. Inwieweit Investitionen bereits vor Inbetriebnahme der EEG-Anlage (insbesondere bzgl. Planung, Genehmigung oder Errichtung der Anlage) eine schützenswerte Rechtsposition begründen können, ist in der verfassungsgerichtlichen Rechtsprechung bislang

²⁴⁶ BVerfG v. 7.7.2010, 2 BvL 1/03 u.a., BVerfGE 127, 31, Rn. 85.

²⁴⁷ BVerfG v. 12.2.2019, 1 BvR 2914/17, NVwZ 2019, 715, Rn. 23.

²⁴⁸ BVerfG v. 20.9.2016, 1 BvR 1299/15, NVwZ 2017, 702, Rn. 25.

²⁴⁹ BVerfG v. 12.2.2019, 1 BvR 2914/17, NVwZ 2019, 715, Rn. 24.

²⁵⁰ BVerfG v. 12.2.2019, 1 BvR 2914/17, NVwZ 2019, 715, Rn. 13 f. (zu § 46a EEG).

nicht geklärt. Naheliegender erscheint jedoch, dass der Zuschlag in einer EEG-Ausschreibung eine schutzwürdige Rechtsposition begründen kann.

4.5.4.2 Unverhältnismäßige Enttäuschung des Vertrauens

Nach ständiger Rechtsprechung des BVerfG ergeben sich Grenzen der Zulässigkeit von unecht rückwirkenden Gesetzen aus dem Grundsatz des Vertrauensschutzes und dem Verhältnismäßigkeitsprinzip. Diese Grenzen sind erst überschritten, wenn die vom Gesetzgeber angeordnete unechte Rückwirkung zur Erreichung des Gesetzeszwecks nicht geeignet oder erforderlich ist oder wenn die Bestandsinteressen der Betroffenen die Veränderungsgründe des Gesetzgebers überwiegen.²⁵¹ Auch wenn besondere Momente der Schutzwürdigkeit vorliegen und der Betroffene sein Vertrauen betätigt hat, ist daher anhand des Verhältnismäßigkeitsprinzips weiter zu prüfen, ob das Vertrauen unverhältnismäßig enttäuscht wird.²⁵²

Eine Gesetzesänderung (bzw. entsprechend eine Festlegung) mit unechter Rückwirkung muss zunächst einem legitimen Zweck dienen und geeignet und erforderlich sein, diesen Zweck zu erreichen.²⁵³ Die Einführung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion dient dem Zweck, Erzeuger an den Kosten des von ihnen in Anspruch genommenen Netzes zu beteiligen. Die Legitimität dieses Zwecks ergibt sich insbesondere aus dem Grundsatz der Kostenorientierung und dessen Konkretisierungen im Unionsrecht (4.2.2, 4.4.1). Die Einführung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion ist, auch bei Bestandsanlagen, grundsätzlich ein geeignetes Mittel zur Beteiligung der Erzeuger an den Netzkosten. Allerdings muss die Ausgestaltung der Einspeiseentgelte entsprechend der Zwecksetzung darauf ausgerichtet sein, die mit der Inanspruchnahme des Netzes durch die Erzeuger verbundenen Kosten abzubilden. Einspeiseentgelte sind zur Zweckerreichung auch erforderlich. Ein milderer Mittel läge insbesondere nicht in der Tragung der Netzkosten durch die Verbraucher. Die bloße Verschiebung der Finanzierungslast auf andere Personen, insbesondere die Allgemeinheit, stellt kein milderer Mittel dar.²⁵⁴

Eine Gesetzesänderung mit unechter Rückwirkung ist schließlich darauf zu prüfen, ob sie im engeren Sinne verhältnismäßig (angemessen) ist. Abzuwägen sind die Veränderungsgründe des Gesetzgebers gegenüber den Bestandsinteressen der Betroffenen.²⁵⁵ Im Rahmen der Abwägungsentscheidung muss nicht zwangsläufig das Änderungsinteresse oder das Bestandsinteresse in Gänze obsiegen. Als verhältnismäßig im Sinne einer Abwägung der Interessen kann auch eine Übergangsregelung gelten.²⁵⁶ Der Gesetzgeber hat einen erheblichen Spielraum in Bezug auf das „Ob“ und das „Wie“ der Gestaltung von Übergangsregelungen.²⁵⁷

Das Veränderungsinteresse der Regulierungsbehörde bei der Einführung von Einspeiseentgelten richtet sich auf die Einbeziehung der Erzeuger in die Netzfinanzierung. Hierbei handelt es sich

²⁵¹ BVerfG v. 20.9.2016, 1 BvR 1299/15, NVwZ 2017, 702 Rn. 23; BVerfG v. 10.10.2012, 1 BvL 6/07, BVerfGE 132, 302 Rn. 60; BVerfG v. 18.02.2009, 1 BvR 3076/08, BVerfGE 122, 374, Rn. 65.

²⁵² Vgl. BVerfG v. 12.2.2019, 1 BvR 2914/17, NVwZ 2019, 715 Rn. 16, 24 ff.; BVerfG v. 20.9.2016, 1 BvR 1299/15, NVwZ 2017, 702 Rn. 23 ff.

²⁵³ BVerfG v. 12.2.2019, 1 BvR 2914/17, NVwZ 2019, 715 Rn. 25; BVerfG v. 20.9.2016, 1 BvR 1299/15, NVwZ 2017, 702 Rn. 27 ff.

²⁵⁴ Vgl. z.B. BVerfG v. 18.11.2003, 1 BvR 302/96, BVerfGE 109, 64, 86.

²⁵⁵ BVerfG v. 12.2.2019, 1 BvR 2914/17, NVwZ 2019, 715 Rn. 26; BVerfG v. 20.9.2016, 1 BvR 1299/15, NVwZ 2017, 702 Rn. 34.

²⁵⁶ Vgl. Dreier/Schulze-Fielitz, 3. Aufl. 2015, GG Art. 20, Rn. 169; Dürig/Herzog/Scholz/Grzeszick, 108. EL, GG Art. 20, Rn. 93; Sachs/Sachs/von Coelln, 10. Aufl. 2024, GG Art. 20, Rn. 137.

²⁵⁷ BVerfG v. 30.9.1987, 2 BvR 933/82, BVerfGE 76, 256, 359 f.; BVerfG v. 4.5.2012, 1 BvR 367/12, BVerfGE 131, 47, 57 Rn. 36; Dreier/Schulze-Fielitz, 3. Aufl. 2015, GG Art. 20, Rn. 169; Dürig/Herzog/Scholz/Grzeszick, 108. EL, GG Art. 20, Rn. 93.

um ein aner kennenswertes Interesse, das durch die unionsrechtlichen Vorgaben gedeckt ist. Allerdings wurden Einspeiseentgelte in Deutschland bislang nicht erhoben und sind zur Netzfinanzierung weder zwingend erforderlich noch unionsrechtlich verpflichtend vorgegeben. Insofern ist das Gewicht des Finanzierungszwecks der Einspeiseentgelte eingeschränkt. Angesichts der zunehmenden Anzahl von Netzen, deren Auslegung durch die Netzeinspeisung von Erzeugungsanlagen bestimmt wird, nimmt jedoch auch deren Bedeutung für die Netzkosten zu und erhöht das Gewicht des Finanzierungszwecks.

Dem gegenüber stehen die Interessen der Erzeuger, dass die Wirtschaftlichkeit ihrer Bestandsanlagen nicht durch Einführung von Einspeiseentgelten verschlechtert und die Investition dadurch nachträglich entwertet wird. Diese Interessen sind umso höher zu gewichten, je stärker die Wirtschaftlichkeit der Anlagen beeinträchtigt wird. Für die Beurteilung ist daher u.a. zu berücksichtigen, wie hoch die Einspeiseentgelte im Verhältnis zu der Gesamtinvestition ausfallen, wie stark sie die Rentabilität beeinflussen und für welchen Zeitraum bereits eine Förderung ohne Einspeiseentgelte in Anspruch genommen werden konnte. Im Hinblick auf die Höhe der EEG-Förderung für Bestandsanlagen hat das BVerfG ausgeführt, dass - gerade wenn sich die Zusage über einen langen Zeitraum (20 Jahre) erstreckt - jedenfalls „Randkorrekturen“ zulässig sind, sofern sie sich auf ein berechtigtes öffentliches Interesse stützen können, die Garantie im Kern unberührt lassen und das berechnete Vertrauen der Betroffenen nicht unangemessen zurücksetzen.²⁵⁸ In einem Fall, der zum Zeitpunkt der Gesetzesänderung noch nicht in Betrieb genommene Anlagen betraf, hat das BVerfG festgestellt, dass selbst „nicht unerhebliche“ Absenkungen bzw. „signifikante Verschlechterungen“ der Rentabilität nicht zwingend unverhältnismäßig sind. Bedenken sah es erst dann, wenn das Geschäftsmodell der Betroffenen an sich oder auch nur der Betrieb der konkret betroffenen Anlagen infrage gestellt oder die getätigten Investitionen entwertet würden.²⁵⁹

Für die Gewährung von Vertrauensschutz im Rahmen des AgNes-Verfahrens ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass die BNetzA aufgrund des Wechsels der Regelungskompetenz die Netzentgeltsystematik neu gestaltet und hierbei eine wesentliche Umstellung vorsieht, indem Erzeuger netzentgeltspflichtig werden sollen. Im Falle von Systemwechseln räumt das BVerfG dem Gesetzgeber einen weiten Spielraum bei der Ausgestaltung des Übergangs ein. So hat das BVerfG zum WindSeeG entschieden:

„Insbesondere ist der Gesetzgeber von Verfassungs wegen nicht gehalten, bei Systemwechseln und der Umstellung von Rechtslagen die Betroffenen von jeder Belastung zu verschonen oder jeglicher Sonderlast mit einer Übergangsregelung zu begegnen (BVerfGE 131, 47 <57 f.>; 143, 246 <383 f. Rn. 372>).“²⁶⁰

Ob das Vertrauen der Betroffenen unverhältnismäßig enttäuscht wird, hängt im Ergebnis vor allem von dem Gewicht der wirtschaftlichen Auswirkungen von Einspeiseentgelten auf Bestandsanlagen ab. Im Rahmen der erfolgenden Systemumstellung müssen negative Auswirkungen auf Bestandsanlagen aber nicht vollständig vermieden werden. Vertrauensschutz ist jedoch insbesondere dann zu gewähren, wenn der Betrieb der Anlagen infrage gestellt oder die getätigten Investitionen entwertet würden.

²⁵⁸ BVerfG v. 20.9.2016, 1 BvR 1299/15, NVwZ 2017, 702 Rn. 25.

²⁵⁹ BVerfG v. 12.2.2019, 1 BvR 1914/17, NVwZ 2019, 715 Rn. 27.

²⁶⁰ BVerfG v. 30.6.2020, 1 BvR 1679/17 und 1 BvR 2190/17, BVerfGE 155, 238 Rn. 132, vgl. auch Rn. 167.

4.5.4.3 Zwischenergebnis

Die hilfsweise Prüfung des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes unter der Prämisse, dass verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz weder durch die formelle Rechtswidrigkeit des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV noch durch den Vorrang des Unionsrechts ausgeschlossen ist, führt zu folgenden Ergebnissen:

Eine besondere Vertrauensgrundlage kann sich aus §§ 19 ff. EEG i.V.m. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV für EEG-Anlagenbetreiber ergeben, die nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 bzw. 2 EEG im Marktprämienmodell bzw. im Modell der Einspeisevergütung gefördert werden. Diese besondere Vertrauensgrundlage könnte frühestens mit Veröffentlichung der Orientierungspunkte der BNetzA zu Einspeiseentgelten vom 17.2.2026 entfallen sein. Nach Auffassung der Gutachter liegt jedoch nahe, dass die besondere Vertrauensgrundlage noch bis zur Veröffentlichung der AgNES-Festlegung fortbesteht, soweit eine vorherige Anpassungsregelung zur Berücksichtigung einer etwaigen Einführung von Einspeiseentgelten nicht möglich ist (dazu 4.5.3.2).

Verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz setzt voraus, dass das Vertrauen vor dem Wegfall der Vertrauensgrundlage betätigt wurde. Dies kommt jedenfalls für EEG-Anlagen in Betracht, die vor dem dargestellten Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind. Ausreichend erscheinen aber auch verbindliche Dispositionen im Vorfeld der Inbetriebnahme, soweit diese eine schützenswerte Rechtsposition begründet haben. Dies liegt insbesondere nahe, wenn EEG-Anlagen einen Zuschlag in der Ausschreibung erhalten haben.

Bei der Ausgestaltung des Vertrauensschutzes verfügt die BNetzA über einen weiten Gestaltungsspielraum. Für die Frage, ob das Vertrauen unverhältnismäßig enttäuscht wird, sind vor allem die Auswirkungen der Einspeiseentgelte auf den wirtschaftlichen Betrieb von Bestandsanlagen zu berücksichtigen. Im Rahmen der erfolgenden Systemumstellung müssen negative Auswirkungen auf Bestandsanlagen aber nicht vollständig vermieden werden. Vertrauensschutz ist jedoch insbesondere dann zu gewähren, wenn der Betrieb der Anlagen infrage gestellt oder die getätigten Investitionen entwertet würden.

4.6 Zusammenfassung

Hinsichtlich der Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für Einspeiser (insbesondere für reine Einspeiser; zur Behandlung von Speichern siehe Kapitel 5) leiten sich aus den zuvor dargelegten Erwägungen nachfolgende Empfehlungen für die künftige Netzentgeltsystematik ab:

- Einspeiseentgelte können keinen wesentlichen Beitrag dazu leisten, die Verbraucher in ihrer Gesamtheit nachhaltig zu entlasten. Aus dieser Einschätzung folgt aber noch nicht, dass Einspeiseentgelte mit Blick auf die damit verursachten Umverteilungseffekte generell nachteilig sein müssen. Um diesbezüglich zu einer Bewertung zu kommen, müssen die zu erwartenden Wirkungen näher analysiert und mit Blick auf die Belastbarkeit unterschiedlicher Verbrauchergruppen und die Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Stromerzeuger eingeordnet werden.
- Mit Blick auf das Ziel, den erhöhten Netzkostenbelastungen in einspeisungsdominierten Netzgebieten zu begegnen, hat die BNetzA mit dem EE-Mehrkostenausgleich bereits mit Wirkung ab Anfang 2025 einen Mechanismus etabliert, der explizit dazu dient, die durch EE-Zubau bedingten netzseitigen Mehrkosten bundesweit zu sozialisieren. Um auf diesen Mechanismus verzichten zu können, müssten Einspeiseentgelte allerdings eine Höhe erreichen, die mit den einschlägigen EU-rechtlichen Vorgaben nicht vereinbar wäre. Zudem müssten sie in voller Höhe auch für Bestandsanlagen angewandt werden. Die Gutachter halten daher

den EE-Mehrkostenausgleich für das geeignetere Instrument, um den erhöhten Netzkostenbelastungen in einspeisungsdominierten Netzgebieten zu begegnen. Seine Zielgenauigkeit ist mit der eines Einspeiseentgelts mindestens vergleichbar und könnte durch Verfeinerungen der Methodik weiter verbessert werden.

- Aus Sicht der Gutachter ist klar davon abzuraten, etwaige Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion arbeitsbezogen auszugestalten, da hiermit Nachteile für die Effizienz der Stromerzeugung und die Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Erzeugung wie auch potenziell unerwünschte Umverteilungswirkungen verbunden wären.
- Auch Grundpreise für Einspeiser erscheinen nicht empfehlenswert, u. a. da sie unabhängig von der Größe einer Anlage und der vereinbarten Netzanschlusskapazität wären und sich ein systematischer Vorteil für Gebote mit vergleichsweise großer Anlagendimensionierung ergeben würde.
- Einspeiseentgelte könnten grundsätzlich auch als Leistungspreise ausgestaltet werden. Eine solche Ausgestaltung könnte allerdings den Einsatz von Einspeiseanlagen beeinflussen. Deshalb erscheint diese Ausgestaltung klar nachteiliger als die Ausgestaltung als Kapazitätspreis, die ansonsten ähnliche Auswirkungen hätte. Unter Kapazitätspreis wird hier eine Ausgestaltung verstanden, die sich auf die installierte Leistung einer Erzeugungsanlage oder die vereinbarte Netzanschlusskapazität (NAK) bezieht. Letzteres ist ohne Weiteres allerdings nur in Fällen möglich, in denen ein Einspeiser über einen eigenen Netzanschluss verfügt.
- Im Ergebnis ist festzuhalten, dass die Einführung eines Einspeiseentgelts mit Finanzierungsfunktion nicht zwingend erscheint und eher in begrenztem Umfang zu den damit in der Debatte verbundenen Umverteilungseffekten beitragen würde, bei adäquater Ausgestaltung aber vertretbar wäre. Falls ein solches Entgelt eingeführt wird, sollte es kapazitätsabhängig mit Bezug auf die technische installierte Leistung oder die vertragliche NAK ausgestaltet sein. Hierdurch würden Einflüsse auf die Effizienz des Erzeugungssystems im Wesentlichen auf mögliche vorzeitige Stilllegungen von Bestandsanlagen (sofern diese überhaupt einbezogen werden) und eine mögliche Investitionszurückhaltung bei nicht geförderten Neuanlagen beschränkt. Die Weiterreichung der Entgelte würde in erster Linie auf Akteure außerhalb des Kollektivs der Netznutzer verlagert. Bei einer moderaten Bemessung eines solchen Entgelts dürfte zumindest bei einem Teil der Netznutzer im Saldo eine gewisse Entlastung möglich sein.

5 Entgelte mit Finanzierungsfunktion für Speicher

5.1 Begriffsdefinitionen, Status quo und Reformbedarf

Stromspeicher dienen dazu, den an ihrem Anschlusspunkt entnommenen Strom in eine speicherbare Energieform umzuwandeln und die gespeicherte Energie zu einem späteren Zeitpunkt wieder in Strom umzuwandeln und diesen zurückzuspeisen. Die Behandlung dieser Art von Speichern, die die zwischengespeicherte Energie ausschließlich in Form von Strom zurückgewinnen, ist Gegenstand dieses Kapitels.

Hiervon abzugrenzen sind Anlagen, die zwar ebenfalls Strom in eine andere, speicherbare Energieform umwandeln, diese jedoch für unterschiedliche Nutzungszwecke zur Verfügung stellen, bei denen die Rückverstromung (ggf. an anderem Ort), sofern überhaupt möglich, nur eine von mehreren Optionen ist. Hierzu gehören etwa Elektrolyseure, also Anlagen zur strombasierten Erzeugung von Wasserstoff, der nicht nur zur Rückverstromung in Gaskraftwerken genutzt werden kann, sondern u. a. auch stofflich oder zur Wärmeerzeugung. In einem erweiterten Sinn gehören z. B. auch elektrisch betriebene Wärmespeicher zu dieser Klasse von Energiespeichern, wobei es hier nur um die zeitversetzte Wärmenutzung geht, nicht um die Rückverstromung. Auch bei derartigen Anlagen kann es im Sinne der Ausführungen in Abschnitt 5.2.1 erwägenswert sein, Sonderregelungen bei der Erhebung von Netzentgelten in Betracht zu ziehen, falls die regulären Entgelte zu volkswirtschaftlich ineffizienten Investitions- oder Nutzungsentscheidungen führen können. Eine Rechtfertigung hierfür lässt sich bei dieser Anlagenklasse jedoch nicht allein aus den Anforderungen an eine effiziente Stromversorgung herleiten, sondern müsste umfassendere Zielsetzungen wie die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft und der Industrie berücksichtigen. Überlegungen hierzu sind nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

Bei Stromspeichern ist für die Behandlung in der Netzentgeltsystematik weiter danach zu unterscheiden, ob sie als eigenständige Betriebsmittel an das Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen sind oder den Netzanschlusspunkt mit Verbrauchs- und/oder Erzeugungsanlagen teilen. Diese beiden Nutzungskonzepte werden im Weiteren entsprechend der Begriffsverwendung der BNetzA als „netzgekoppelt“ bzw. „anlagengekoppelt“ bezeichnet. (In der Fachwelt sind daneben andere Begriffe wie „Stand-alone-“, „Co-Location-“ und „Multi-use-Speicher“ verbreitet, die hier aber der Eindeutigkeit halber nicht verwendet werden.)

- **Netzgekoppelte Speicher** sind definitionsgemäß sowohl für den Strombezug als auch für die Stromeinspeisung vollständig auf die Nutzung des Stromnetzes angewiesen. Sie werden häufig für systemorientierte Nutzungszwecke wie den Stromhandel, die Bereitstellung von Regelleistung, die Entlastung von Netzengpässen oder spezielle netzseitige Nutzungen etwa in „Netzbooster“-Konzepten errichtet. Ihre Einsatzkonzepte können aber auch ähnlich wie die von anlagengekoppelten Speichern auf individuelle Ziele einzelner Netznutzer ausgerichtet sein, auch wenn die Verbindung zu diesen über das Stromnetz erfolgt.
- **Anlagengekoppelte Speicher** kommen in sehr unterschiedlichen Konstellationen vor, etwa als Heimspeicher von privaten Verbrauchern meist in Verbindung mit PV-Anlagen zur Eigenstromerzeugung, künftig auch in Form bidirektional nutzbarer Elektrofahrzeugspeicher (s. u.), als Teil von industriellen Stromversorgungskonzepten oder in Kopplung mit Erzeugungsanlagen (aber ohne Kopplung mit Verbrauchseinrichtungen). Sie werden in der Regel primär für Nutzungszwecke in der individuellen Sphäre ihrer Betreiber wie z. B. die Eigenverbrauchsoptimierung oder die Optimierung des Bedarfs an Netzanschlusskapazität

errichtet, können aber – je nach Einsatzkonzept auch gleichzeitig – zusätzlich für systemorientierte Nutzungszwecke eingesetzt werden.

Stromspeicher können auf unterschiedlichen Technologien beruhen. Besonders relevant sind in Deutschland **Pumpspeicherkraftwerke** und **Batteriespeicher**. Für die Behandlung in der Netzentgeltsystematik sollte grundsätzlich unerheblich sein, welche Technologie zum Einsatz kommt; je nach in Frage kommenden Entgeltkomponenten kann aber von Bedeutung sein, dass die Höhe der Speicherverluste stark technologieabhängig ist. In Abgrenzung zu den Pumpspeicherkraftwerken existieren auch Wasserkraftwerke mit Wasserspeicher, die nicht über eine Pumpmöglichkeit verfügen. Diese Speicherkraftwerke verhalten sich aus Netzsicht aber wie konventionelle steuerbare Kraftwerke, da abgesehen von Bezügen zur Deckung des geringen Eigenbedarfs keine Strombezüge auftreten. Sie sind daher mit Blick auf die Netzentgeltsystematik nicht als Speicher aufzufassen.

Eine Sonderform von Speichern sind **mobile Speicher**, d. h. die Batterien von Elektrofahrzeugen. Im bisher üblichen Fall einer rein unidirektionalen Nutzung von Ladeeinrichtungen wirken mobile Speicher aus Netzsicht jedoch nur wie eine spezielle Form von Verbrauchseinrichtungen, die je nach Nutzungskonstellation flexibel gesteuert werden können. Nur im Fall bidirektionaler Ladekonzepte ergibt sich die für Speicher typische Nutzung in beiden Stromflussrichtungen. Soweit sich solche Konzepte nur auf die Nutzung ein und desselben Ladepunkts beziehen, sind die Wirkungen aus Netzsicht ähnlich wie bei stationären anlagengekoppelten Speichern. Wenn Lade- und Entladevorgänge hingegen wechselnd an unterschiedlichen Ladepunkten stattfinden, ergeben sich netzseitig Besonderheiten in Bezug auf die Zuordnung von Strombezug und -einspeisung.

Die Ausführungen in diesem Kapitel beziehen sich **primär auf netzgekoppelte Speicher**, da sich deren Einsatz vollständig auf das Netz auswirkt und sich nicht wie bei anlagengekoppelten Speichern mit der Nutzung der jeweils gekoppelten Anlagen vermischt. In Abschnitt 5.6 wird aber erörtert, inwieweit sich die gewonnenen Ergebnisse auf anlagengekoppelte Speicher übertragen lassen und welche zusätzlichen (z. B. messtechnischen) Voraussetzungen hierfür ggf. geschaffen werden müssten.

Status quo und Reformbedarf

Stromspeicher werden in der heutigen Netzentgeltsystematik grundsätzlich nicht als gesonderte Anlagen behandelt, sondern als Kombinationen von strombeziehenden Letztverbrauchern und Einspeiseanlagen. Da heute keine Einspeiseentgelte erhoben werden, werden Speicher demnach grundsätzlich „nur“ mit verbrauchsseitigen Netzentgelten belastet. Es wurde jedoch schon früh erkannt, dass die Anwendung regulärer Netzentgelte auf Strombezüge den Speicherbetrieb erheblich verteuern und in vielen Fällen unwirtschaftlich machen kann. Daher wurden unterschiedliche Sonderregelungen auf Gesetzes- und Verordnungsebene etabliert, die an die besondere Eigenschaft der bidirektionalen Nutzung von Netzanschlusspunkten anknüpfen und teilweise sogar technologieabhängig ausgestaltet sind. Die Sonderregelungen führen teils zur Reduktion der zu zahlenden Netzentgelte und teils – zeitlich befristet – zu einer vollständigen Befreiung davon. Sie finden sich insbesondere in den Übergangsregelungen nach § 118 Abs. 6 EnWG sowie den Regelungen zu individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 und 4 StromNEV.

Reformbedarf hinsichtlich der Behandlung von Speichern in der Netzentgeltsystematik ergibt sich allein schon daraus, dass die vorgenannten Sonderregelungen nur noch zeitlich befristet Gültigkeit haben. Die auf Verordnungsebene verankerten Regelungen werden Ende 2028 mit Außerkrafttreten der StromNEV auslaufen, und die Regelungen nach § 118 Abs. 6 EnWG sind

auf Speicher beschränkt, die vor dem 4. August 2029 in Betrieb genommen werden. Für Speicher, die nach Ablauf dieser Fristen in Betrieb gehen, sind neue Regelungen einzuführen, die zumindest für einen Teil der Nutzungskonstellationen eine Reduktion der Entgeltbelastung im Vergleich mit der Anwendung regulärer Netzentgelte bewirken, denn Letztere würde den Betrieb von Speichern in vielen Fällen unwirtschaftlich machen.

Es besteht darüber hinaus aus weiteren Gründen Reformbedarf bei den Speicherentgelten gegenüber den aktuellen Sonderregelungen:

- Soweit Sonderregelungen dazu führen, dass Speicherbetreiber vollständig von Netzentgelten befreit werden, gilt dies auch für Netzentgelte mit Anreizfunktion wie z. B. dynamische Netzentgelte. Da diese Entgeltkomponenten aber gerade für hochgradig flexible Einrichtungen wie Speicher von Bedeutung sind, wäre es widersinnig, ihre Einführung mit einer gleichzeitigen Vollbefreiung der Speicher von Netzentgelten zu verbinden.
- Die Sonderregelungen nach § 19 Abs. 2 und 4 StromNEV beziehen sich auf die heutige Ausgestaltung der Netzentgeltkomponenten mit Leistungs- und Arbeitspreisen und einer Differenzierung nach Benutzungsstundenzahl. Sie können daher zukünftig nicht unverändert weiter angewandt werden, wenn die Entgeltstruktur etwa gemäß den in Kapitel 3 diskutierten Optionen reformiert wird.
- Die heutigen Sonderregelungen sind in ihrer gegenseitigen Überlappung und Abgrenzung teilweise schwer nachvollziehbar. Für die Zukunft sollten möglichst eindeutige und überlappungsfreie Regelungen für die Behandlung von Speichern angestrebt werden.

5.2 Grundsätzliche Erwägungen

5.2.1 Ökonomische Erwägungen

5.2.1.1 Finanzierungs- vs. Anreizfunktion

Wie bei den Netzentgelten für Letztverbraucher und bei der möglichen Einführung von Netzentgelten für Einspeiser sollte bei der Behandlung von Speichern nach den beiden zentralen Funktionen der Netzentgelte unterschieden werden, der Finanzierungs- und der Anreizfunktion. Netzentgelte mit *Anreizfunktion*, die der Internalisierung netzseitiger Kostenwirkungen in die Entscheidungen von Netznutzern dienen, können, wie bereits erörtert, grundsätzlich für alle Netznutzergruppen sinnvoll sein, auch für Speicher. Dies gilt ganz besonders für dynamische Netzentgeltkomponenten, die einen netzorientierten Einsatz von Flexibilität anreizen sollen, denn der Kernnutzen von Speichern besteht gerade darin, Flexibilität bereitzustellen. Mit der Gestaltung möglicher Netzentgelte mit Anreizfunktion befassen sich Kapitel 7 und 8.

In diesem Kapitel steht die Behandlung von Speichern bei Netzentgelten mit *Finanzierungsfunktion* im Vordergrund. Hier geht es nicht um die gezielte Schaffung bestimmter Anreize, sondern um die Verteilung der Netzkostentragung auf die Netznutzer und zugleich die möglichst weitgehende Vermeidung von Fehlanreizen oder sonstigen unerwünschten Wirkungen.

Bereits aus diesen grundlegenden Anforderungen an Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion ergibt sich, dass die Frage, ob und in welchem Umfang sie von Speicherbetreibern erhoben werden sollten, aus ökonomischer Sicht nicht trivial zu beantworten ist. In der Debatte zur Netzentgeltsystematik wird mitunter argumentiert, es sei sehr wohl eindeutig, dass Speicherbetreiber entsprechend ihrem Verhalten am Netzanschlusspunkt die gleichen Netzentgelte zahlen sollten wie Letztverbraucher und – sofern hierfür Entgelte vorgesehen sind – Einspeiser, denn sie nutzen das Netz ja in gleicher Weise wie diese Netznutzergruppen. Diese Argumentation stellt

jedoch primär auf Gerechtigkeitsaspekte ab und greift damit zu kurz. Eine Netzkostenallokation, die sich nur auf technische Kenngrößen des Umfangs der Netzinanspruchnahme abstützt, also Messwerte zu Stromflüssen oder auch vertraglich vereinbarte Größen wie Netzanschlusskapazitäten, kann aus volkswirtschaftlicher Sicht zu gravierenden Ineffizienzen führen. Netzentgelte können nämlich auch dann, wenn sie keine gezielten Anreize setzen sollen, erhebliche unerwünschte Anreizwirkungen haben. Im Fall der Speicher könnte beispielsweise eine Entgeltsystematik, die ausschließlich arbeitsbezogene Entgelte vorsieht, bei deren unverminderter Anwendung auf Strombezüge und ggf. -einspeisungen von Speichern eine so hohe Kostenbelastung für Einsatzzyklen der Speicher bewirken, dass ein großer Teil der ansonsten wirtschaftlich sinnvollen Einsätze unterbleibt. Da die Finanzierungsentgelte definitionsgemäß keine unmittelbaren Kostenwirkungen im Netz reflektieren, stünden den auf diese Weise verdrängten Speichereinsätzen keine netzseitigen Kosteneinsparungen gegenüber, so dass die Verdrängung der Einsatzzyklen volkswirtschaftlich ineffizient wäre. In der Folge würde dies auch die Wirtschaftlichkeit und damit die Realisierungswahrscheinlichkeit neuer Speicherkapazitäten in ineffizienter Weise beeinträchtigen.

Es ist daher nicht nur legitim, sondern aus ökonomischer Sicht notwendig, für die hinsichtlich ihrer Flexibilität und Preissensitivität besondere Netznutzergruppe der Speicher gesonderte Regelungen für die Erhebung von Entgelten mit Finanzierungsfunktion in Betracht zu ziehen, da klar erkennbar ist, dass eine unveränderte Anwendung der für andere Netznutzergruppen getroffenen Regelungen zu erheblichen Ineffizienzen führen würde (vgl. auch Abschnitt 2.1.2). Die heute noch geltenden Sonderregelungen für Speicher sind – unabhängig von der Bewertung ihrer konkreten Ausgestaltung – als Ansätze aufzufassen, dieser Anforderung nachzukommen.

5.2.1.2 Einspeisungs- vs. verbrauchsseitige Speicherentgelte

Bei den Überlegungen zu Netzentgelten für Speicher ist zu beachten, dass deren Einsatz im Allgemeinen sowohl mit Strombezügen aus dem Netz als auch mit Einspeisungen in das Netz verbunden ist. Wenn die zu erhebenden Netzentgelte aus den regulären Netzentgelten für andere Netznutzergruppen abgeleitet werden, sind somit sowohl die verbrauchsseitigen als auch die einspeiseseitigen Entgelte zu berücksichtigen. (Einspeiseentgelte werden jedoch in Deutschland bisher nicht erhoben und sollten zukünftig, wie in Kapitel 4 diskutiert, in Zukunft allenfalls in Form eines relativ gering bemessenen Kapazitätspreises auf die installierte Leistung oder die Netzanschlusskapazität (NAK) eingeführt werden.)

Wenn für Speicher, wie oben erörtert, gesonderte Regelungen für Netzentgelte angewendet werden, die eine systematische Abgrenzung von anderen Netznutzergruppen erfordern, ist letztlich nicht entscheidend, in welchem Verhältnis bei diesen Regelungen auf die Eigenschaften der Speicher als Strombezieher und Stromeinspeiser abgestellt wird. Wenn beispielsweise ausschließlich ein auf die NAK bezogenes Entgelt erhoben wird, ist unerheblich, auf welche Stromflussrichtung sich dieses bezieht. Die vereinbarte NAK wird in beiden Stromflussrichtungen genutzt, wenn auch je nach Speichertechnologie nicht zwingend mit der gleichen Höchstleistung. Ähnlich wäre es bei Erhebung eines rein arbeitsbezogenen, zeitlich unveränderlichen Entgelts grundsätzlich unerheblich, inwieweit sich dieses auf Strombezüge und/oder Einspeisungen bezieht, da der Speicherbetrieb auf Einsatzzyklen beruht und somit die gesamte Kostenbelastung pro Zyklus entscheidend ist. Hierbei wäre nur zu beachten, dass die bezogene Strommenge pro Zyklus aufgrund der Speicherverluste größer ist als die rückgespeiste Menge.

In diesem Zusammenhang sei angemerkt, dass die mitunter geführte Diskussion über eine mögliche Doppelbelastung von Speichern mit Netzentgelten nach Einschätzung der Gutachter durch uneinheitliche Verständnisse des Begriffs der Doppelbelastung erschwert wird:

- Soweit mit diesem Begriff auf Entgeltzahlungen für beide Stromflussrichtungen abgestellt wird, trifft die häufig geforderte Vermeidung der Doppelbelastung nicht den Kern der Sache: Für die Einsatzweise eines Speichers ist nicht entscheidend, ob sich (nutzungsabhängige) Netzentgelte aus Komponenten für Bezug und Einspeisung zusammensetzen, sondern welche Entgeltbelastung sich insgesamt pro Nutzungsmenge (z. B. pro kWh) je Speicherzyklus ergibt. Ähnliches gilt für Zubauentscheidungen: Hier ist entscheidend, welche Belastung mit nutzungsabhängigen und -unabhängigen Netzentgelten insgesamt bei der beabsichtigten Einsatzweise zu erwarten ist. Zu welchen Teilen sich diese aus Nutzungen in den beiden Stromflussrichtungen zusammensetzt, ist unerheblich. Somit steht bei der Ausgestaltung von Speicherentgelten nicht die Anforderung im Vordergrund, eine Doppelbelastung zu vermeiden, sondern die Anforderung, ein mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit der Speicher insgesamt vertretbares Niveau der Kostenbelastung nicht zu überschreiten.
- Manche Diskussionsteilnehmer verwenden diesen Begriff jedoch mit einer anderen Bedeutung. Sie sprechen dann von einer Doppelbelastung mit Netzentgelten, wenn eine bestimmte Energiemenge auf ihrem Weg von der Erzeugung zum Verbrauch einmalig zwischengespeichert und dabei sowohl bei der Speicherung (egal für welche Stromflussrichtung) als auch beim Letztverbrauch mit arbeitsbezogenen Entgelten belastet wird. Dieses Verständnis einer doppelten (im Sinne von „zweimaligen“) Entgeltbelastung einer Strommenge hängt eng mit der in Abschnitt 5.2.1.1 diskutierten Problematik zusammen, dass der Speichereinsatz bei Erhebung nutzungsabhängiger Entgelte in potenziell ineffizienter Weise beeinträchtigt werden kann.

Aufgrund dieser uneinheitlichen Interpretationen wird der Begriff der „Doppelbelastung“ (oder der „doppelter Netzentgelte“) in diesem Gutachten möglichst vermieden und nur herangezogen, soweit er in Gesetzesvorschriften oder amtlichen Dokumenten ausdrücklich Verwendung findet.

5.2.1.3 Mögliche Ziele und Wirkungen von Speicherentgelten

Die Frage nach möglichen Zielen von Speicherentgelten kann von zwei Seiten ausgehend diskutiert werden: Einerseits kann von der Auffassung ausgegangen werden, der „natürliche“ Ansatz bestehe darin, für Strombezüge und -einspeisungen von Speichern die gleichen Entgelte zu erheben wie von Letztverbrauchern und Einspeisern. Aus dieser Perspektive wäre die Frage zu beantworten, mit welchen Zielen eine hiervon abweichende Behandlung von Speichern begründet werden kann. Andererseits kann ausgehend von der in Abschnitt 5.2.1.1 erörterten Problematik, dass Speicherentgelte mit Finanzierungsfunktion zu ineffizienten Zubau- und Einsatzentscheidungen von Speichern führen können, argumentiert werden, die in dieser Hinsicht beste Lösung sei eine vollständige Befreiung der Speicher von Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion.

Die Gutachter sind aufgrund zahlreicher einschlägiger Untersuchungen aus der jüngeren Vergangenheit überzeugt, dass eine Anwendung der regulären Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion auf Speicher zu erheblichen Ineffizienzen und Investitionszurückhaltung führen würde und daher eine Sonderbehandlung von Speichern auch zukünftig unerlässlich ist^{261,262}. Diese Auffassung korrespondiert mit der nicht neuen, aber aktuell immer deutlicher werdenden Erkenntnis, dass die (unter anderem) durch Speicher bereitgestellte Flexibilität in einem Stromsystem mit

²⁶¹ (Neon, 2025)

²⁶² (Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2026)

hohem Anteil volatiler EE-Erzeugung und tendenziell volatiler werdenden Bezugsprofilen der Letztverbraucher essenziellen Wert hat²⁶³. Ausbau und Einsatzweise dieser Flexibilitätsoption sollten daher nicht in einer volkswirtschaftlich ineffizienten Weise durch die Erhebung von Beiträgen zur Netzkostentragung belastet werden.

Hieraus folgt nicht zwangsläufig, dass der vollständige Verzicht auf Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für Speicher volkswirtschaftlich optimal wäre. Netzentgelte können nämlich auch für Speicher in gewissem Umfang vertretbar sein, ohne deren Wirtschaftlichkeit signifikant zu beeinträchtigen. Zudem müssen Netzkosten, die nicht von Speicherbetreibern getragen werden, von den anderen Netznutzergruppen und hier insbesondere den Letztverbrauchern getragen werden, wo sie je nach deren Preissensitivität ebenfalls unerwünschte Auswirkungen haben können. Eine Rechtfertigung für die Erhebung von Speicherentgelten mit Finanzierungsfunktion kann sich somit aus der damit erreichten **Entlastung der Letztverbraucher** ergeben.

Ähnlich wie bei Einspeisern ist allerdings zu beachten, dass hiermit Rückwirkungen auf das Stromversorgungssystem verbunden sein können, die zulasten der Verbraucher gehen und somit die erzielbaren Entlastungswirkungen mindestens abschwächen. Die Verdrängung von Speicherbauten sowie marktbasierten Einsatzzyklen bestehender Speicher durch Netzentgelte führt jedenfalls im Allgemeinen zu negativen Wohlfahrtseffekten, weil auf den Zubau bzw. die Nutzung einer Flexibilitätsoption verzichtet wird, die ohne die Netzentgelte genutzt würde und daher offensichtlich fundamental kostengünstiger ist. In welcher Weise diese Effekte von der Ausgestaltung von Netzentgelten für Speicher abhängen, wird in Abschnitt 5.3 näher untersucht.

Weitere Ziele, die mitunter zur Rechtfertigung von Speicherentgelten angeführt werden, fallen in den Bereich der Netzentgelte mit Anreizfunktion. Hierzu gehören vor allem die Ziele, eine netzverträgliche oder sogar netzdienliche Standortwahl von Neuanlagen sowie Einsatzweise von Bestandsanlagen anzureizen. Diese Ziele können mit örtlich und – mit Blick auf Einsatzentscheidungen – zeitlich undifferenzierten Entgelten mit Finanzierungsfunktion nicht erreicht werden und sind daher nicht geeignet, deren Erhebung zu rechtfertigen. Netzentgelte mit Anreizfunktion werden in den Kapiteln 7-8 behandelt. Ein Ziel, das ebenfalls in den Bereich der Netzentgelte mit Anreizfunktion fällt, das aber durch ein als Kapazitätspreis ausgestaltetes Entgelt mit Finanzierungsfunktion „miterfüllt“ werden kann, ist die Anreizsetzung zu einer effizienten Wahl der Netzanschlusskapazität. Diese Frage der Überlappung von Finanzierungs- und Anreizfunktion wird in Abschnitt 5.3.2 aufgegriffen.

5.2.2 Rechtliche Erwägungen

5.2.2.1 Unionsrechtliche Zulässigkeit von Speicherentgelten mit Finanzierungsfunktion

Die Erhebung von Speicherentgelten ist unionsrechtlich zulässig. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 2 EltVO setzt die Möglichkeit voraus, Netzentgelte im Zusammenhang mit der Energiespeicherung zu erheben („Die Netzentgelte dürfen Energiespeicherung oder -aggregation weder bevorteilen noch benachteiligen [...]“). Angesichts der Bezugnahme auf bestimmte Tätigkeiten adressiert diese Vorschrift auch die Netzentgeltsystematik und nicht nur die Bestimmung der Kostenbasis. Ausdrücklich auf bestimmte Netznutzer und damit auf die Netzentgeltsystematik bezogen ist auch Art. 15 Abs. 5 lit. b EltRL, wonach aktive Kunden, in deren Eigentum sich eine

²⁶³ (ZHAW, Consentec, Kompetenzzentrum thermische Energiespeicher, 2025)

Speichieranlage befindet, für gespeicherte Elektrizität, die an Ort und Stelle verbleibt, oder, wenn sie für Netzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen erbringen, „keiner doppelten Entgeltspflicht und damit auch keiner doppelten Netzentgeltspflicht unterworfen“ werden sollen. Eine ähnliche Regelung enthält Art. 21 Abs. 2 lit. b EE-RL.

Zulässig sind nach diesen unionsrechtlichen Vorgaben sowohl Speicherentgelte mit Finanzierungsfunktion als auch solche mit Anreizfunktion. Dieses Verständnis entspricht der umfassenden Gesetzesfassung und kommt auch in der Empfehlung der Kommission über zukunftssichere Netzentgelte zur Senkung der Energiesystemkosten zum Ausdruck:

„Netztarife für die Stromspeicherung können genutzt werden, um Anreize für ein netzfreundliches Verhalten der Speicherbetreiber zu schaffen, um Investitionen in Speichieranlagen in die am besten geeigneten Gebiete zu lenken und Anreize für das Laden/Entladen in Zeiten zu schaffen, in denen es dem Stromnetz am meisten nützt. Tarifregelungen sollten den Besonderheiten der Speicherung Rechnung tragen und eine „Doppelbelastung“ von Speichieranlagen vermeiden, da dies der Nutzung von Speichieranlagen entgegenwirken könnte, allerdings auch die Gesamtauswirkungen der Speicherung auf die Netzkosten widerspiegeln.“²⁶⁴

Die Ausführungen betreffen im ersten Teil die Anreizfunktion der Netzentgelte, im zweiten Teil vor allem die Finanzierungsfunktion. Insbesondere dürfte die Kommission, da sie in ihrer Empfehlung weitgehend an Überlegungen von ACER anknüpft, mit der angesprochenen „Doppelbelastung“ von Speichern die Deckung von Kosten meinen, die bereits auf andere Weise gedeckt sind,²⁶⁵ und damit die Finanzierungsfunktion adressieren. Auch die Anforderung, dass die Tarife die Gesamtauswirkungen der Speicherung auf die Netzkosten widerspiegeln sollten, ist insbesondere für Speicherentgelte mit Finanzierungsfunktion relevant.

5.2.2.2 Grundsatz der Kostenorientierung

Die Gestaltung von Speicherentgelten mit Finanzierungsfunktion muss den unionsrechtlichen Vorgaben entsprechen. Nach dem Grundsatz der Kostenorientierung sollen die Netzentgelte in Beziehung zu den Kosten stehen, die mit der jeweiligen Inanspruchnahme des Netzes verbunden sind. Lässt sich kein konkreter Verursachungszusammenhang ermitteln, so sollen sich die Netzentgelte an dem Wert des in Anspruch genommenen Netzes und den Netzkosten orientieren. Wie ausgeführt lässt dies einen weiten Gestaltungsspielraum bei der Bestimmung der Netzentgelte (2.2.1.2.2). Besondere Fragen ergeben sich bei der Bemessung der Speicherentgelte. U.a. wird als problematisch angesehen, ob und inwieweit die Erhebung von Speicherentgelten, insbesondere wenn sie bei Einspeicherung und Ausspeicherung anfallen, eine ungerechtfertigte „Doppelbelastung“ darstellen könnte.²⁶⁶ Problematisch erscheint etwa auch, ob und inwieweit positive Wirkungen der Energiespeicherung auf das Netz oder das Energieversorgungssystem insgesamt eine Entlastung bei den Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion rechtfertigen können.

Der Grundsatz der Kostenorientierung stellt auf die mit der Inanspruchnahme des Netzes verbundenen Kosten ab. Netzentgelte sind daher grundsätzlich durch den jeweiligen Netznutzer zu entrichten. Zu den Netznutzern gehören auch Speicherbetreiber, soweit sie Strom aus dem Netz

²⁶⁴ Empfehlung der Kommission v. 2.7.2025, C(2025) 4024 final, Rn. 39.

²⁶⁵ Vgl. ACER, Report on transmission and distribution tariff methodologies in Europe, 2023, Rn. 138.

²⁶⁶ Empfehlung der Kommission v. 2.7.2025, C(2025) 4024 final, Rn. 39; Kommission, C(2025) 4010 final, Anhang „Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs“, S. 20; ACER, Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025, Rn. 44, 83, 89.

entnehmen oder in dieses einspeisen. Aufgrund der Entnahme aus bzw. Einspeisung in das Netz unterscheidet sich die Situation von Stromflüssen zwischen verschiedenen Netz- oder Umspannebenen, bei denen keine netzentgeltspflichtige Netznutzung vorliegt (dazu 6.5.2.2).²⁶⁷ Die Anknüpfung an die Netznutzung legt im Ausgangspunkt gleiche Netznutzungsentgelte für den Netzbezug von Speichern und von Letztverbrauchern nahe, bei Erhebung von Einspeiseentgelten auch gleiche Netznutzungsentgelte für die Netzeinspeisung aus Speichern und aus Erzeugungsanlagen. Dies entspricht der typischen Handhabung in den EU-Mitgliedstaaten.²⁶⁸ Soweit ein Netznutzer sowohl Strom entnimmt als auch einspeist, sind grundsätzlich beide Netznutzungen zu berücksichtigen.²⁶⁹ Gemäß dem Grundsatz der Kostenorientierung müssen jedoch mögliche Kostenverrechnungen und die Gesamtkostenwirkungen auf das Netz berücksichtigt werden.²⁷⁰

Zu prüfen ist, inwieweit Netzentgeltbefreiungen oder –reduzierungen für Speicher im Hinblick auf die Kostenorientierung gerechtfertigt sein können. Der ACER-Bericht zeigt, dass Netzentgeltentlastungen in den EU-Mitgliedstaaten häufig gewährt werden.²⁷¹ Auch der derzeitige deutsche Rechtsrahmen sieht für Stromspeicher unter bestimmten Voraussetzungen befristete Netzentgeltbefreiungen nach Art. 118 Abs. 6 EnWG oder Netzentgeltreduzierungen nach § 19 Abs. 4 bzw. Abs. 2 S. 1 StromNEV vor. Aus Perspektive der Kostenorientierung erscheint grundsätzlich denkbar, dass Besonderheiten der Speicherung Entlastungen bei den Speicherentgelten rechtfertigen können. So könnten Kapazitäts- oder Leistungsentgelte eine bestimmte, in Anspruch genommene Netzkapazität unabhängig von der Lastflussrichtung (Ein- oder Ausspeicherung) abdecken. Erwogen werden könnte auch, ob die Kapazitäts- oder Leistungsentgelte der Letztverbraucher und - soweit in der Netzentgeltsystematik vorgesehen - der Erzeuger die für Ein- und Ausspeicherung in Anspruch genommene Netzkapazität - außer hinsichtlich der Speicherverluste – abdecken könnten, da die Speicherung nur der zeitlichen und ggf. räumlichen Verlagerung der Energiebereitstellung dient. Zudem kann die Speicherung in erheblichem Umfang positive Wirkungen für das Stromnetz und/oder das Energieversorgungssystem entfalten und z.B. Netzausbaubedarf verringern.

Gleichzeitig ist jedoch zu berücksichtigen, dass eine Stromspeicherung netzkostensteigernde Wirkungen entfalten kann. So können z.B. zusätzliche Kosten für Netzverluste und Systemdienstleistungen anfallen, die einen Finanzierungsbeitrag der Speicher verlangen könnten. Der Speichereinsatz entfaltet in der Regel - vorbehaltlich verbindlicher Vereinbarungen mit dem Netzbetreiber - auch nicht zwingend positive, sondern ggf. sogar negative Netzwirkungen, so dass fraglich erscheint, inwieweit der Netzbetreiber hierdurch z.B. beim Netzausbau Kosteneinsparungen erzielen kann. Eine kostenorientierte Abbildung der Inanspruchnahme des Netzes durch Speicher erscheint daher nur näherungsweise möglich und würde, je stärker man sich ihr annähern wollte, eine umso komplexere Regelung erfordern, die ihrerseits in einem Spannungsverhältnis zu dem Transparenzgrundsatz stünde. Dies spricht für einen weiten

²⁶⁷ Dagegen sind Energiespeicher in Form vollständig integrierter Netzkomponenten nach Art. 2 Nr. 51 EltRL bzw. § 3 Nr. 111 EnWG als Teil des Netzes anzusehen, sodass keine netzentgeltspflichtige Netznutzung vorliegt.

²⁶⁸ ACER, Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025, Rn. 174.

²⁶⁹ ACER, Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025, Rn. 174; ACER, Report on transmission and distribution tariff methodologies in Europe, 2023, Rn. 142, 145. Vgl. auch Kommission, C(2025) 4010 final, Anhang „Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs“, S. 20

²⁷⁰ Empfehlung der Kommission v. 2.7.2025, C(2025) 4024 final, Rn. 39; ACER, Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025, Rn. 89.

²⁷¹ ACER, Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025, Rn. 175 ff.

Gestaltungsspielraum der NRB. Gestützt wird dieses Verständnis durch die sehr eingeschränkten gesetzlichen Anforderungen an Speicherentgelte. Soweit Vorschriften die Vermeidung „doppelter Netzentgelte“ für Speicher verlangen (vgl. Art. 15 Abs. 5 lit. b EltRL und Art. 21 Abs. 2 lit. b EE-RL), beschränken sie sich auf aktive Kunden sowie Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität und betreffen nur gespeicherte Elektrizität, die an Ort und Stelle verbleibt, sowie die Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen für Netzbetreiber.

Im Ergebnis lassen der Grundsatz der Kostenorientierung und der Transparenzgrundsatz den NRB nach Auffassung der Gutachter daher insbesondere für Speicherentgelte mit Finanzierungsfunktion einen weiten Gestaltungsspielraum.²⁷² Jedenfalls zu vermeiden sind doppelte Netzentgelte für aktive Kunden oder Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität für gespeicherte Elektrizität, die an Ort und Stelle verbleibt (Art. 15 Abs. 5 lit. b EltRL, Art. 21 Abs. 2 lit. b EE-RL), sowie für aktive Kunden, wenn sie für Netzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen erbringen (Art. 15 Abs. 5 lit. b EltRL). Umgekehrt erscheint eine vollständige (wenn auch befristete) Befreiung von Speicherentgelten angesichts der netzkostenrelevanten Wirkungen der Stromspeicherung problematisch.

5.2.2.3 Berücksichtigung netzentgeltspezifischer Lenkungsziele

Bei der Ausgestaltung der Speicherentgelte hat die BNetzA die netzentgeltspezifischen Lenkungsziele des Unionsrechts zu berücksichtigen. Für Speicher relevant sind insbesondere die Ziele der Sicherheit und Flexibilität des Netzbetriebs (2.2.1.3.3) sowie der Flexibilität des Energieversorgungssystems (2.2.1.4.2). Da die Speicherung der zeitlichen und ggf. räumlichen Verlagerung der Energiebereitstellung dient, ist sie in besonderer Weise geeignet, diese Ziele zu unterstützen. Diese Ziele legen einerseits nahe, Speicherentgelte mit Anreizfunktion einzuführen, um die Flexibilitätspotenziale von Speichern zu heben. Andererseits ist zu bedenken, dass Speicherentgelte mit Finanzierungsfunktion die Errichtung und Nutzung von Speichern hemmen können, insbesondere wenn sie in Form von Arbeitsentgelten erhoben werden. Diese Erwägungen sind bei der Ausgestaltung etwaiger Speicherentgelte mit Finanzierungsfunktion zu berücksichtigen.

5.2.2.4 Grundsatz der Nichtdiskriminierung

Die Ausgestaltung von Speicherentgelten mit Finanzierungsfunktion muss dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung als allgemeinem Grundsatz der Netzentgeltsystematik (2.2.1.2.3) Rechnung tragen. Eine spezielle Ausprägung für Speicher hat der Grundsatz der Nichtdiskriminierung in Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO gefunden. Danach dürfen die Netzentgelte „Energiespeicherung oder -aggregation weder bevorteilen noch benachteiligen“.

Die Erhebung von Netzentgelten von Verbrauchern und ggf. Erzeugern, während Speicher keine oder verringerte Netzentgelte für Netzbezug und/oder Netzeinspeisung zahlen, könnte eine unterschiedliche Behandlung vergleichbarer Sachverhalte darstellen. Zur Vereinfachung der Darstellung wird in der Folge nur auf den Vergleich von Speicher- und Verbraucherentgelten eingegangen. Dies entspricht auch der im Orientierungspapier der BNetzA angedachten Vorgehensweise, dass Speicher nicht isoliert sowohl für den Bezug aus dem Netz als auch für die Einspeisung in das Netz Entgelte mit Finanzierungsfunktion zahlen müssen. Die Abweichung gegenüber den Verbraucherentgelten würde voraussichtlich stärker sein als gegenüber etwaigen

²⁷² Vgl. auch die vorsichtige Feststellung von ACER, dass die Reformen und Reformüberlegungen der NRB zu den Speicherentgelten einen allgemeineren Überarbeitungsbedarf indizieren könnten, ACER, Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025, Rn. 178.

Netzentgelten für Erzeuger. Für den Vergleich etwaiger Speicherentgelte mit etwaigen Netzentgelten für Erzeuger würden, soweit relevant, aber grundsätzlich entsprechende Erwägungen gelten.

Die Anwendung des Grundsatzes der Nichtdiskriminierung setzt zunächst voraus, dass die Erhebung von Speicherentgelten einerseits und Verbraucherentgelten andererseits vergleichbare Sachverhalte darstellen. Die Vergleichbarkeit der Sachverhalte ist nach der Rechtsprechung des EuGH an Gegenstand und Ziel der Unionsmaßnahme, die die fragliche Unterscheidung einführt, sowie an den Grundsätzen und Zielen des Regelungsbereichs, in den diese Maßnahme fällt, zu messen.²⁷³ Da Verbraucher und Speicher jeweils in vergleichbarer Weise Leistungen des Netzbetreibers in Anspruch nehmen (insbesondere Bereitstellung von Netzinfrastruktur und Erbringung von Systemdienstleistungen und Engpassmanagement), kann im Hinblick auf den Grundsatz der Kostenorientierung von vergleichbaren Sachverhalten ausgegangen werden.

Eine unterschiedliche Behandlung von Speichern und Verbrauchern in der Netzentgeltsystematik müsste auf einem objektiven und angemessenen Kriterium beruhen, das seinerseits im Zusammenhang mit einem rechtlich zulässigen Ziel steht, das mit der in Rede stehenden Regelung verfolgt wird.²⁷⁴ Die Differenzierung nach Einspeicherung oder Letztverbrauch von Elektrizität stellt ein objektives Kriterium dar. Das Ziel einer kostenorientierten Netzentgeltbildung kann, wie ausgeführt, eine unterschiedliche Zuordnung der Netzkosten zu Speichern und Verbrauchern begründen, etwa im Hinblick auf die Inanspruchnahme derselben Netzkapazität für Ein- und Ausspeicherung oder im Hinblick auf positive Wirkungen der Energiespeicherung für das Stromnetz bzw. das Energieversorgungssystem (5.2.2.2). Zudem können die netzentgeltspezifischen Lenkungsziele der Sicherheit und Flexibilität des Netzbetriebs sowie der Flexibilität des Energieversorgungssystems (5.2.2.3) eine Begünstigung der Energiespeicherung gegenüber Letztverbrauchern von Strom begründen.

Die unterschiedliche Behandlung von Speichern und Letztverbrauchern müsste nach der Rechtsprechung des EuGH schließlich in angemessenem Verhältnis zu dem mit der betreffenden Behandlung verfolgten Ziel stehen. Die Entlastung bei den Speicherentgelten würde den Zielen einer kostenorientierten und transparenten Netzentgeltbildung sowie der Flexibilitätsförderung im Interesse des Netzes bzw. Energieversorgungssystems dienen. Demgegenüber erscheinen die Nachteile für Letztverbraucher, die sich aus einer Netzentgeltentlastung der Speicher ergeben würden, begrenzt. Denn Speicherbetreiber würden die Mehrkosten im Falle höherer Speicherentgelte in der Regel – ggf. über die Speicherkunden – an die Letztverbraucher weitergeben. Zudem würden die Netzkosten und damit die Verbraucher- sowie ggf. Einspeiseentgelte bei fehlender Speicherung voraussichtlich nur beschränkt sinken oder sogar steigen, da die Energiespeicherung nur einer zeitlichen und ggf. räumlichen Verlagerung der Energiebereitstellung dient. Im Ergebnis kann eine unterschiedliche Behandlung von Speichern und Letztverbrauchern daher auch dem Erfordernis der Angemessenheit entsprechen.

Im Ergebnis kann daher eine Netzentgeltentlastung der Speicher mit dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung vereinbar sein. Allerdings ist die Ausgestaltung im Detail zu prüfen. Problematisch erscheint insbesondere eine vollständige Netzentgeltbefreiung, die netzkostensteigernde Wirkungen der Speicherung überhaupt nicht berücksichtigen würde. Hier erscheint eine Rechtfertigung der unterschiedlichen Behandlung vor dem Hintergrund der Kostenorientierung sehr

²⁷³ EuGH v. 10.2.2022, C-522/20, EU:C:2022:87, Rn. 20 - OE; EuGH v. 6.6.2019, C-264/18, EU:C:2019:472, Rn. 29 - P. M. u. a.

²⁷⁴ EuGH v. 27.1.2022, C-179/20, EU:C:2022:58, Rn. 72 - Fondul Proprietatea SA.

schwierig und könnte etwa den Wettbewerb mit Laststeuerungsmaßnahmen unter Verstoß gegen Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO verzerren.

5.2.2.5 Festlegungskompetenz

Die Regelung von Speicherentgelten mit Finanzierungsfunktion wäre durch die allgemeine Festlegungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG gedeckt. Die Erhebung von Speicherentgelten unterfällt insbesondere dem Beispielstatbestand des § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. a EnWG. Danach kann die Regulierungsbehörde Regelungen treffen „zur verursachungsgerechten und sachgerechten Verteilung von Netzkosten auf verschiedene Nutzergruppen sowie zur Setzung von Anreizen zu Netzentlastung und zur Beschleunigung des Netzausbaus, zur Effizienz und Flexibilität bei Energieeinspeisung und -verbrauch“. Als eigene „Nutzergruppe“ können auch die Speicher angesehen werden. Zwar unterscheidet die Definition der „Netznutzer“ nach § 3 Nr. 78 EnWG nur allgemein zwischen Einspeisung und Bezug von Energie. Doch legen die gesonderten Regelungen zu „Energiespeicheranlagen“ (z.B. § 3 Nr. 36, § 17 Abs. 2a EnWG) und zu „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ (z.B. § 17 Abs. 1 S. 1, § 18 Abs. 2 S. 1, § 19 Abs. 1 S. 1 EnWG) eine eigenständige Behandlung nahe. Die Festlegungskompetenz umfasst dabei auch Speicherentgelte mit Finanzierungsfunktion, wie jedenfalls aus § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. a EnWG in seiner ersten Regelungsalternative (Verteilung von Netzkosten auf Nutzergruppen) verdeutlicht.

Die nähere Ausgestaltung von Speicherentgelten mit Finanzierungsfunktion, insbesondere hinsichtlich Auswahl und Ausgestaltung der Netzentgeltkomponenten, ist insbesondere durch den Beispielstatbestand des § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. d EnWG gedeckt. Danach kann die Regulierungsbehörde Regelungen treffen „zu verschiedenen Entgeltkomponenten, einschließlich Entgelten für den Anschluss an das Netz der allgemeinen Versorgung sowie Elementen, die auf die Netzanschlusskapazität bezogen sind“. Dies deckt sowohl leistungs- und kapazitätsbezogene als auch arbeitsbezogene Netzentgeltkomponenten für die Netznutzung ab.

Festlegungen der BNetzA können die Speicherentgelte hierbei auch abweichend von dem gesetzlichen Befreiungstatbestand des § 118 Abs. 6 EnWG ausgestalten. Gemäß § 118 Abs. 6 S. 12 EnWG kann die Regulierungsbehörde auf Grundlage von § 21 Abs. 3 S. 3 (nunmehr S. 4) Nr. 3 EnWG von § 118 Abs. 6 S. 1-11 EnWG abweichende Regelungen treffen, insbesondere zum zeitlichen Anwendungsbereich, zu den zu erfüllenden Voraussetzungen und zum Ausgleich entgener Erlöse, die Netzbetreiber auf Grund der Freistellung von den Entgelten für den Netzzugang haben. Nach der Gesetzesbegründung handelt es sich hierbei um eine „Klarstellung“.²⁷⁵ Aufgrund der uneingeschränkten Bezugnahme auf den gesamten § 118 Abs. 6 S. 1-11 EnWG gilt die Abweichungsbefugnis – vorbehaltlich etwaiger Schranken des Vertrauensschutzes kraft höherrangigen Rechts – auch für Speicher, die nach derzeitiger Rechtslage eine Netzentgeltbefreiung erhalten oder zukünftig erhalten würden, wie der Hinweis auf eine Abweichungsbefugnis „insbesondere zum zeitlichen Anwendungsbereich“ verdeutlicht (näher 5.7.1.2).

5.3 Wirkungen unterschiedlicher Gestaltungsoptionen

5.3.1 Adaption des für Letztverbraucher vorgeschlagenen Entgeltmodells

Eine Option für die Ausgestaltung von Speicherentgelten mit Finanzierungsfunktion besteht darin, das in Abschnitt 3.3.8 behandelte, aus Sicht der Gutachter für die Gestaltung der regulären Netzentgelte für Letztverbraucher vorzugswürdige Modell zu übernehmen und nach Bedarf

²⁷⁵ BT-Drs. 20/9187, 167.

anzupassen. Dieses Modell besteht aus einem Kapazitätspreis, der sich auf eine vom Netznutzer zu wählende Kapazität bezieht, und zwei unterschiedliche hohe Arbeitspreise 1 und 2 für die Bezugsmengen unterhalb und oberhalb der gewählten Kapazität.

Eine vollständige Anwendung dieses Modells auf Speicher würde dazu führen, dass Speicherbetreiber für ihren gesamten Strombezug mindestens den AP 1 zahlen müssten, der auch zukünftig auf jeder Netzebene in einer Größenordnung von mindestens einigen ct/kWh liegen dürfte. Eine derart hohe Kostenbelastung von Einsatzzyklen dürfte angesichts der ebenfalls häufig nur in dieser Größenordnung liegenden Tagesspreizungen der Spotmarktpreise gravierenden Einfluss auf den Speichereinsatz haben und wäre daher mit einem hohen Risiko eines ineffizienten Einsatzes verbunden.

Daher kommt eine Anwendung dieses Modells auf Speicher ohne Anpassungen aus Sicht der Gutachter nicht in Frage. Notwendige Anpassungen müssten dazu führen, dass die Höhe der Arbeitspreise und damit die Kostenbelastung von Einsatzzyklen sehr deutlich gegenüber den regulären Entgelten abgesenkt wird. Dies könnte auf unterschiedliche Weise erreicht werden:

- Die Höhe der beiden Arbeitspreise könnte auf einen festzulegenden kleinen Bruchteil reduziert werden. Dies würde in Verbindung mit der tendenziell geringen Benutzungsstundenzahl von Speichern voraussichtlich dazu führen, dass Speicherbetreiber eine Kapazität von Null bzw. in Höhe einer etwaigen Mindestkapazität wählen würden. In der Folge würden sie für den gesamten Strombezug bzw. einen überwiegenden Teil davon den AP 2 zahlen. So würde sich weitgehend die Wirkung eines eingliedrigen arbeitsbezogenen Entgeltmodells ergeben.
- Die Erhebung von Arbeitspreisen könnte auf den Saldo aus Strombezug und Stromeinspeisung innerhalb eines Betrachtungszeitraums wie etwa eines Jahres beschränkt werden. So würden Arbeitspreise nur auf den Energiebedarf in Höhe der Speicherverluste erhoben. Bei Batteriespeichern mit typischen Verlustquoten im Bereich 10-15 % würde sich hierdurch eine sehr deutliche Absenkung der Kostenbelastung von Einsatzzyklen ergeben. Bei Pumpspeicherkraftwerken liegen die Verlustquoten jedoch auch bei günstigen Einsatzweisen mit 20-35 % deutlich höher. Nach Auskunft von Kraftwerksbetreibern können sich in weniger günstigen Arbeitspunkten, die z. B. bei Bereitstellung von Regelleistung angefahren werden, auch deutlich höhere Verlustquoten von über 50 % ergeben. Die Kostenbelastung durch Netzentgelte würde dann wieder in einer offensichtlich problematischen Größenordnung liegen und wäre generell von der Speichertechnologie und dem Einsatzkonzept abhängig. Aber auch bei den geringeren Verlustquoten von Batteriespeichern könnte sich bei diesem Modell eine signifikante Beeinflussung der Einsatzweise von Speichern ergeben. Zudem würde das Modell weitere Fragen hinsichtlich einer sinnvollen Anwendung des Kapazitätspreises aufwerfen und einen erhöhten Umsetzungsaufwand verursachen, um die Saldierung von Bezügen und Einspeisungen abzubilden.
- Im Ergebnis wäre es unter der Prämisse, dass überhaupt ein Arbeitspreis für den Strombezug von Speichern erhoben werden soll, voraussichtlich am einfachsten, ein eingliedriges Modell anzuwenden, das nur aus einem hinreichend niedrig bemessenen Arbeitspreis besteht.

Die vorgenannten Modelle sind aber durchweg mit dem Nachteil verbunden, dass eine Belastung von Einsatzzyklen mit arbeitsbezogenen Entgelten, die definitionsgemäß keine unmittelbaren netzseitigen Grenzkosten reflektieren, ausgelöst wird. Selbst wenn diese Belastung gering bemessen wird, kann sie Ineffizienzen beim Einsatz verursachen und – ähnlich wie bei

arbeitsbezogenen Einspeiseentgelten – die Gebotspreise am Strommarkt beeinflussen (worüber ein Teil der Entgelte an die Verbraucher weitergewälzt würde). Da mit diesen Entgelten zugleich definitionsgemäß keine bestimmte Anreizwirkung geschaffen werden soll, ist nicht ersichtlich, welchen Vorteil dieses Modell gegenüber dem nachfolgend diskutierten Modell eines reinen Kapazitätspreises haben soll, bei dem Auswirkungen auf den Einsatz von (bestehenden) Speichern vollständig vermieden werden.

5.3.2 Modell mit reinem Kapazitätspreis

Wie zuvor erörtert, ist aus Sicht der Gutachter eine Gestaltung von Speicherentgelten zu bevorzugen, mit der Auswirkungen auf den Speichereinsatz vermieden werden. Hierfür kommen grundsätzlich Modelle mit reinen Grund- oder Kapazitätspreisen in Frage. Wie bereits für Letztverbraucher und Einspeiser diskutiert (Abschnitte 3.3.5 und 4.3.2), sind Grundpreise außerhalb des Segments der Kleinverbraucher aber ebenfalls problematisch, weil sie eine stark von der Anlagengröße abhängige spezifische Kostenbelastung bewirken. Daher erscheint ein Modell mit einem reinen Kapazitätspreis als bestgeeignete Lösung für die Gestaltung von Speicherentgelten. Die Kapazität könnte dabei an der vertraglich vereinbarten NAK oder an technischen Eigenschaften einer Speicheranlage festgemacht werden. Bei netzgekoppelten Speichern ist zu erwarten, dass die NAK in der Regel mit der installierten Leistung übereinstimmen wird, da es nicht rational wäre, mehr Leistung zu errichten als am Netzanschluss genutzt werden kann. Ebenso wäre es sinnlos, eine höhere NAK zu beantragen als für den Betrieb der Anlage benötigt wird.

Auch wenn mit diesem Modell ein Einfluss auf Einsatzentscheidungen von Speichern vermieden werden kann, müsste bei der Bemessung des Kapazitätspreises beachtet werden, dass dieser die Fixkosten eines Speichers erhöht und somit Zubauentscheidungen beeinflussen kann. Hieraus ergibt sich, welche Auswirkungen auf die Letztverbraucher zu erwarten sind: Bei Bestandsanlagen und bei Neuanlagen, die trotz des Entgelts errichtet werden, könnten die Entgelte nicht oder kaum an andere Marktteilnehmer weitergewälzt werden und würden somit die Renditen der Speicherbetreiber reduzieren. Soweit hingegen Speicherprojekte, die ansonsten wirtschaftlich wären, aufgrund der Entgelte nicht realisiert würden, könnte sich die Verdrängung effizienter Flexibilitätsoptionen wohlfahrtsmindernd auswirken, was sich letztlich in höheren Strommarktpreisen niederschlagen würde. Hier besteht ein Zusammenhang zu möglichen Anreizen mit Fokus auf Investitionsentscheidungen (Kapitel 8): Ein periodisch erhobener Kapazitätspreis und ein einmalig erhobener Baukostenzuschuss wirken – sofern beide an die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität anknüpfen – gemeinsam und in ähnlicher Weise auf die Investitionsentscheidung eines Speicherbetreibers. Diese Wechselwirkung sollte im Hinblick auf die angemessene Dimensionierung dieser beiden Preiskomponenten berücksichtigt werden.

Eine quantitative Beurteilung der Auswirkungen eines Kapazitätspreises für Speicher auf deren Wirtschaftlichkeit setzt eine umfassende Strommarktmodellierung voraus, die nicht Gegenstand dieses Gutachtens ist. Es erscheint jedoch empfehlenswert, einen solchen Kapazitätspreis so gering zu bemessen, dass Speicherprojekte hierdurch in aller Regel nicht unwirtschaftlich werden (siehe Abschnitt 5.4).

Insgesamt ergibt sich somit für Speicher eine sehr ähnliche Beurteilung der Gestaltungsoptionen wie für Einspeiser: Sofern ein (moderates) Netzentgelt für den Speicherbetrieb erhoben werden soll, ist eine rein kapazitätsbezogene Gestaltung mit Bezug auf die installierte Leistung oder die vertragliche NAK zu bevorzugen. Es spielt, wie eingangs erörtert, keine Rolle, ob dieses Entgelt der Eigenschaft des Speichers als Strombezieher oder der als Stromeinspeiser zugeordnet wird, da die benötigte Kapazität ohnehin in beiden Stromflussrichtungen genutzt wird. Für Fälle, in

denen unterschiedliche Kapazitäten für die beiden Richtungen vereinbart werden, wäre es tendenziell konsistenter mit der übrigen Netzentgeltsystematik, das Entgelt für Speicher auf den Strombezug zu beziehen, da Finanzierungsentgelte weiterhin vollständig oder – falls ein Entgelt für Einspeiser eingeführt wird – zumindest weit überwiegend auf den Strombezug erhoben werden. Wenn ein rein kapazitätsbezogenes Entgelt sowohl für Einspeiser als auch für Speicher eingeführt wird, wäre zugleich gewährleistet, dass aus den Netzentgelten keine Wettbewerbsunterschiede für einspeiser- und speicherseitige Flexibilitätsoptionen hervorgehen, jedenfalls nicht bei Einsatzentscheidungen.

5.4 Bemessung eines kapazitätsbasierten Speicherentgelts

Um einen Eindruck davon zu vermitteln, welche Höhe eines Speicherentgelts mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten voraussichtlich vertretbar wäre, ist in Bild 5.1 dargestellt, wie sich Kapazitätsentgelte unterschiedlicher Höhe auf die Fixkosten von Speichern unterschiedlicher Dimensionierung auswirken würden. Die Auswertung beruht auf aktuellen Angaben zu Errichtungskosten von Großspeichern^{276,277}.

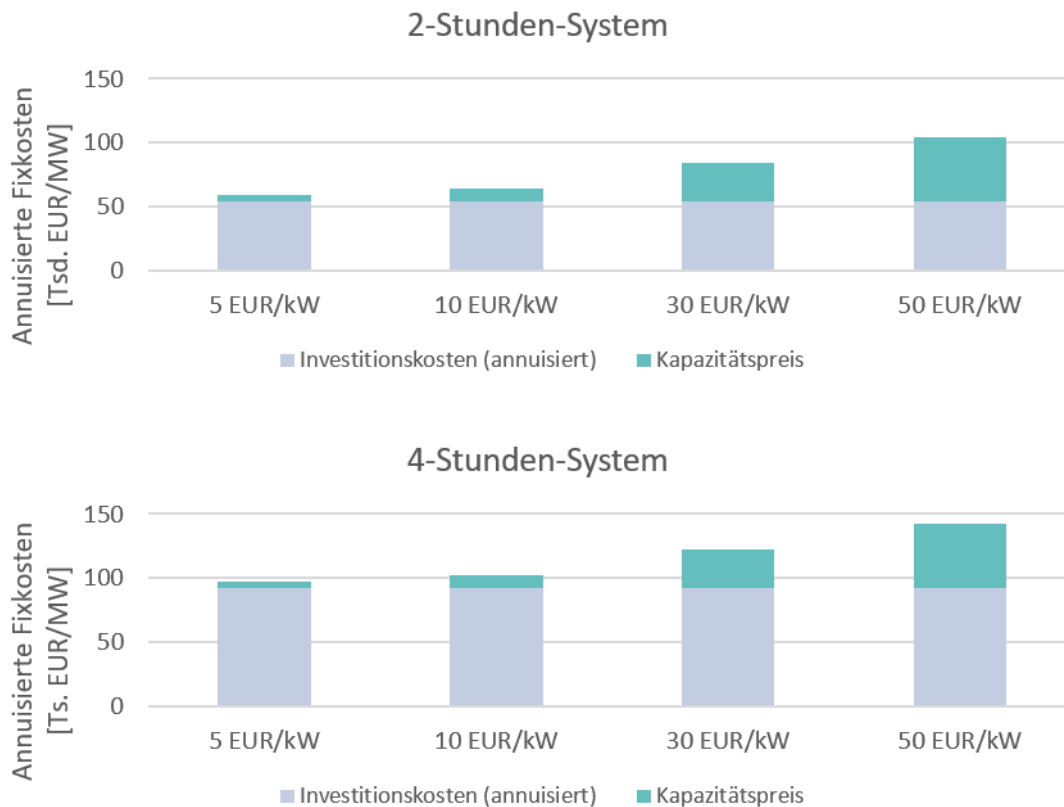


Bild 5.1 Einfluss eines Kapazitätspreises auf die Fixkosten eines Großspeichers bei aktuellen Kostenverhältnissen und unterschiedlichen Dimensionierungen

Es zeigt sich, dass – ähnlich wie bei Einspeisern – ein Entgelt im Bereich eines einstelligen Betrags in EUR/kW/a akzeptabel sein dürfte. Bereits ab einer Größenordnung von 10 EUR/kW/a kann

²⁷⁶ (ZHAW, Consentec, Kompetenzzentrum thermische Energiespeicher, 2025)

²⁷⁷ (Bloomberg, 2025)

sich einer Erhöhung der Fixkosten um mehr als 10 % ergeben, was bei knapp wirtschaftlichen Projekten die Rendite signifikant beeinträchtigen kann.

Angesichts dieser geringen Größenordnung und des Risikos, dass sich bei einer netzbetreiberindividuellen Bemessung eine starke Ortsabhängigkeit dieses Einflusses auf die Wirtschaftlichkeit von Speichern ergeben könnte, erscheint es den Gutachtern auch hier vorzugswürdig, ein mögliches Entgelt für alle (netzgekoppelten) Speicher anzusetzen, unabhängig vom Standort und von der Anschlussnetzebene. Wie bei Einspeisern sollte dieses Entgelt für Investitionen in neue Speicher möglichst verlässlich auch für längere Zeit antizipierbar sein, um zu vermeiden, dass Investoren aufgrund zunehmender Unsicherheit über ihre Kostenentwicklung erhöhte Finanzierungskosten einkalkulieren müssen. Dies spricht auch bei Speicherentgelten dafür, dass die BNetzA die Höhe des Entgelts verbindlich und möglichst einheitlich festlegt und erläutert, auf welcher Basis zukünftige Anpassungen erfolgen sollen.

5.5 Rechtliche Erwägungen zur Behandlung von Bestandsanlagen

Speicherentgelte erhöhen die Kosten der Stromspeicherung, soweit ein Netzbezug und/oder eine Netzeinspeisung durch den Speicher erfolgt. Vorrangig zu betrachten ist die bezugsseitige Netzentgeltspflicht von Speichern, da die BNetzA in ihrem Orientierungspapier zu Speicherentgelten vorsieht, Speicher nicht isoliert sowohl für den Bezug aus dem Netz als auch für die Einspeisung in das Netz durch Entgelte mit Finanzierungsfunktion zu belasten. Für etwaige einspeiseseitige Speicherentgelte würden, soweit relevant, grundsätzlich entsprechende Erwägungen gelten. Die Erhebung von Speicherentgelten ist von besonderer Relevanz für Speicheranlagen, für deren Wirtschaftlichkeitsberechnung keine Einspeiseentgelte berücksichtigt worden waren. Daher ist zu prüfen, ob der unionsrechtliche Vertrauensschutz (5.7.1) oder der verfassungsrechtliche Vertrauensschutz (5.7.2 und 5.7.3) der Erhebung von Speicherentgelten für bestimmte – insbesondere für bereits in Betrieb genommene Speicheranlagen – entgegenstehen können.

5.5.1 Unionsrechtlicher Vertrauensschutz

5.5.1.1 Anwendbarkeit des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes

Hinsichtlich der Anforderungen an unionsrechtlichen Vertrauensschutz kann im Ausgangspunkt auf die Ausführungen zu Einspeiseentgelten verwiesen werden. Entsprechend den dortigen Ausführungen ist die Anwendbarkeit des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes auf Speicherentgelte zu bejahen, da die BNetzA bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik insbesondere die Vorgaben des Art. 59 Abs. 1 lit. a, Abs. 7 lit. a EltRL sowie des Art. 27 EnEffRL umsetzt und im Rahmen ihres Spielraums nach Art. 62 EltVO die Vorgaben des Art. 18 EltVO konkretisiert (4.5.2.1).

5.5.1.2 Vertrauensgrundlage § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG

Schutzwürdiges Vertrauen in die Nichterhebung von Speicherentgelten könnte sich möglicherweise aus § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG ergeben. Dort ist geregelt:

„Nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 2011, innerhalb von 18 Jahren in Betrieb genommen werden, sind für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. [...] Die Freistellung nach Satz 1 wird nur gewährt, soweit die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz

entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird; § 21 des Energiefinanzierungsgesetzes gilt entsprechend.“

Nach dieser Regelung sind ab dem 1.1.2009 neu errichtete Stromspeicher, die ab dem 4.8.2011 und spätestens bis zum 3.8.2029 in Betrieb genommen wurden bzw. werden, hinsichtlich der aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommenen Elektrizität für 20 Jahre von bezugsseitigen Netzentgelten freigestellt, soweit die zurückgewonnene elektrische Energie nach der Zwischenspeicherung wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Freigestellt ist aufgrund des Verweises auf § 21 EnFG auch die entsprechende anteilige Strommenge, die infolge von Speicherverlusten nicht wieder eingespeist werden kann.²⁷⁸ Als Inbetriebnahme gilt gemäß § 118 Abs. 6 S. 6 Halbs. 1 EnWG der erstmalige Bezug von elektrischer Energie für den Probebetrieb.

Zu prüfen ist zunächst, ob unionsrechtlicher Vertrauensschutz deshalb zu gewähren ist, weil eine nationale Behörde bei einem Wirtschaftsteilnehmer - insbesondere aufgrund bestimmter, ihm gegebener Zusicherungen - begründete Erwartungen geweckt hat.²⁷⁹ In Betracht kommen präzise, nicht an Bedingungen geknüpfte und übereinstimmende Auskünfte von zuständiger und zuverlässiger Seite, unabhängig von der Form ihrer Mitteilung.²⁸⁰ Über die Gesetzesfassung hinausgehende Zusicherungen hinsichtlich der Nichterhebung von Speicherentgelten sind jedoch nicht ersichtlich. Insbesondere bedarf die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG - anders als die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 2 und 4 EnWG - keiner regulierungsbehördlichen Genehmigung, vgl. § 118 Abs. 6 S. 5 EnWG.²⁸¹ Auch die Gesetzesänderung 2023, mit der der mögliche Inbetriebnahmezeitraum um drei Jahre bis zum 3.8.2029 verlängert wurde, sollte nach der Gesetzesbegründung zwar sichere Investitionsbedingungen für den Fall schaffen, dass eine Festlegung der BNetzA nicht rechtzeitig bis zum bisherigen Enddatum erfolgt,²⁸² stellt aber keine derartige Zusicherung dar. Selbst wenn man die EuGH-Rechtsprechung auf eine solche Fallgestaltung übertragen wollte, fehlt es infolge der ausschließlichen Zuständigkeit der NRB jedenfalls an der Zusicherung durch eine zuständige Stelle. Zudem schloss die Gesetzesbegründung die Einführung von Speicherentgelten durch die BNetzA jedenfalls nicht mit der vom EuGH geforderten Eindeutigkeit aus, sondern sah ausdrücklich eine Abweichungskompetenz der BNetzA vor.²⁸³

Darüber hinaus kann unionsrechtlicher Vertrauensschutz geboten sein, weil ein nationaler Gesetzgeber im Kontext einer Gesetzesänderung die besondere Situation der von ihr betroffenen Wirtschaftsteilnehmer berücksichtigen und gegebenenfalls Anpassungen bei der Anwendung

²⁷⁸ Vgl. BT-Drs. 21/2793, S. 189: „Durch den eingefügten Verweis auf § 21 des Energiefinanzierungsgesetzes kommen die dort in den Absätzen 1 bis 4a geregelten Bestimmungen entsprechend für die anteilige Befreiung von den Netzentgelten zur Anwendung.“ Für eine Netzentgeltbefreiung nicht nur der anteiligen, sondern der gesamten Speicherverluste hingegen BeckOK EnWG/Peiffer, 18. Ed. 1.3.2026, EnWG § 118 Rn. 51.

²⁷⁹ EuGH v. 27.6.2024, C-148/23, EU:C:2024:555 Rn. 54 - GSE; EuGH v. 17.11.2022, C 443/21, EU:C:2022:899, Rn. 39 - Avicavil Farms.

²⁸⁰ EuGH v. 12.11.2025, C 475/24, EU:C:2025:898, Rn. 26 - Fashion TV RO SRL u.a.; EuGH v. 11.9.2025, C 764/23 bis C 766/23, EU:C:2025:691 Rn. 142 - Cairo Network Srl u.a., vgl. auch Rn. 145 „klare, unbedingte und übereinstimmende Garantien“.

²⁸¹ BeckOK EnWG/Peiffer, 18. Ed. 1.3.2026, EnWG § 118 Rn. 45; Theobald/Kühling/Missling, 133. EL Januar 2026, EnWG § 118 Rn. 41 ff.; Pritzsche/Vacha EnergieR/Kopplow, 2. Aufl. 2024, § 7 Rn. 39.

²⁸² BT-Drs. 20/9187, 167.

²⁸³ Vgl. auch BT-Drs. 20/9187, 167: „Wegen der Abweichungsbefugnis im neu angefügten Satz 12 kann die Regulierungsbehörde gleichwohl auch schon vorher abweichende Regelungen treffen.“

der neuen Vorschriften vorsehen muss.²⁸⁴ Die Wahrung der Grundrechte der von einer Gesetzesänderung betroffenen Wirtschaftsteilnehmer verlangt, dass der nationale Gesetzgeber geeignete Maßnahmen ergreift, um diese Wirtschaftsteilnehmer vor Maßnahmen zu schützen, mit denen ihnen eine in Anbetracht ihrer besonderen Situation übermäßige Belastung auferlegt wird.²⁸⁵ Bei der Prüfung, ob eine Gesetzesänderung eine übermäßige Belastung für die betroffenen Wirtschaftsteilnehmer darstellen kann, sind alle relevanten Gesichtspunkte zu berücksichtigen, die sich insbesondere aus dem Wortlaut, dem Aufbau und dem Zweck der betreffenden Regelung ergeben.²⁸⁶

Vorliegend kann die Befristung der Netzentgeltbefreiung auf 20 Jahre, verbunden mit einem gesetzlich vorgegebenen spätestestmöglichen Inbetriebnahmezeitpunkt des Speichers, den Anschein besonderer Verlässlichkeit der Regelung für die erfassten Speicherprojekte und den festgelegten Zeitraum hervorrufen. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die befristete Netzentgeltbefreiung, auch wenn es sich nicht um eine staatliche Zuwendung wie im Falle der EEG-Förderung nach §§ 19 ff. EEG handelt, den Zubau von Pumpspeicherkraftwerken und anderen Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie gezielt fördern sollte, wie die Gesetzesmaterialien belegen.²⁸⁷ Auch die Verlängerung des Inbetriebnahmezeitraums durch die Gesetzesänderung 2023 um drei Jahre bis zum 3.8.2029 erfolgte gemäß der Gesetzesbegründung, um IPCEI-Speicherprojekten „sichere Investitionsbedingungen zu gewähren auch für den Fall, dass eine Festlegung der Bundesnetzagentur nicht rechtzeitig zum Auslaufen der Regelung in der aktuellen Fassung erfolgt“. ²⁸⁸ Schließlich stellte auch die Gesetzesänderung 2025 zur anteiligen Netzentgeltbefreiung auf die Wirtschaftlichkeit der Vermarktung der in das Netz rückgespeisten Teilstrommenge ab.²⁸⁹ Diese Gesichtspunkte können für die Gewährung unionsrechtlichen Vertrauensschutzes sprechen. Ähnlich schaffen nach der Rechtsprechung des BVerfG (zum deutschen verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz) die vom Gesetzgeber – wie im Falle der §§ 19 ff. EEG – für einen konkret festgelegten längeren Zeitraum versprochene Vergütungen einer bestimmten Höhe für nach den Bedingungen des Gesetzes produzierten Strom eine besondere Vertrauensgrundlage für darauf aufbauende Investitionen (4.5.3.2.3).

Bei der Prüfung der Situation der von einer Gesetzesänderung betroffenen Wirtschaftsteilnehmer und einer möglichen übermäßigen Belastung ergeben sich allerdings auch gegenläufige Aspekte. Nach ständiger Rechtsprechung des EuGH ist zu prüfen, ob ein umsichtiger und besonnener Wirtschaftsteilnehmer in der Lage war, den Erlass einer Maßnahme, die seine Interessen berühren kann, vorherzusehen. Hierbei sind die Wirtschaftsteilnehmer grundsätzlich nicht berechtigt, auf den Fortbestand einer bestehenden Situation zu vertrauen, die die nationalen

²⁸⁴ EuGH v. 10.7.2025, C-254/23, EU:C:2025:569, Rn. 153 f. - INTERZERO Trajnostne rešitve za svet brez odpadkov d.o.o. u. a.; in diesem Sinne auch EGMR v. 16.10.2018, CE:ECHR:2018:1016JUD002162313, §§ 48 und 50 - Könyv-Tár Kft u. A./Ungarn.

²⁸⁵ EuGH v. 10.7.2025, C-254/23, EU:C:2025:569, Rn. 153 - INTERZERO Trajnostne rešitve za svet brez odpadkov d.o.o. u. a.; in diesem Sinne auch EGMR v. 16.10.2018, CE:ECHR:2018:1016JUD002162313, §§ 48 und 50 - Könyv-Tár Kft u. A./Ungarn.

²⁸⁶ In diesem Sinne EuGH v. 10.7.2025, C-254/23, EU:C:2025:569, Rn. 158 - INTERZERO Trajnostne rešitve za svet brez odpadkov d.o.o. u. a.; EuGH v. 22.9.2022, C 475/20 bis C 482/20, EU:C:2022:714, Rn. 65 - Admiral Gaming Network u. a.

²⁸⁷ BT-Drs. 16/12898, S. 20; BT-Drs. 17/6072, S. 97. Ebenso BGH v. 17.11.2009, EnVR 56/08, ZNER 2010, 172, Rn. 13 – Pumpspeicherkraftwerke; Theobald/Kühling/Missling, 133. EL Januar 2026, EnWG § 118 Rn. 15; Kment/Posser, EnWG § 118, 3. Aufl. 2023, Rn. 3.

²⁸⁸ BT-Drs. 20/9187, 167.

²⁸⁹ BT-Drs. 21/2793, S. 189.

Behörden im Rahmen ihres Ermessens ändern können.²⁹⁰ Der Rechtsrahmen für die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik lässt jedoch Einschränkungen der derzeitigen Entlastungsstatbestände für die Speicherentgelte zu (5.2.2.2-5.2.2.4). Nach Auffassung der Gutachter mussten umsichtige und besonnene Wirtschaftsteilnehmer – trotz im Ausgangspunkt schutzwürdigem Vertrauen nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG – jedenfalls ab dem Zeitpunkt mit einer Rechtsänderung rechnen, zu dem einem anderen Akteur, nämlich der Regulierungsbehörde, eine Änderungsbefugnis hinsichtlich der Speicherentgelte eingeräumt wurde. Die entsprechende Festlegungskompetenz der Regulierungsbehörde ergibt sich aus § 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 lit. a und d sowie § 118 Abs. 6 S. 12 EnWG (5.2.2.5), die durch die EnWG-Novelle 2023 eingeführt wurden und seit dem 29.12.2023 gelten. § 118 Abs. 6 S. 12 EnWG regelt insoweit deutlich:

„Auf Grundlage von § 21 Absatz 3 Satz 3 Nummer 3 kann die Regulierungsbehörde von den Sätzen 1 bis 11 abweichende Regelungen treffen, insbesondere zum zeitlichen Anwendungsbereich, zu den zu erfüllenden Voraussetzungen und zum Ausgleich entgangener Erlöse, die Netzbetreiber auf Grund der Freistellung von den Entgelten für den Netzzugang haben.“

§ 118 Abs. 6 S. 12 EnWG erkennt damit ausdrücklich eine Abweichungsbefugnis auch gegenüber der gesetzlichen Regelung des § 118 Abs. 6 S. 1-11 EnWG an. Aufgrund der uneingeschränkten Bezugnahme auf den gesamten § 118 Abs. 6 S. 1-11 EnWG gilt die Abweichungsbefugnis – vorbehaltlich etwaiger Schranken des Vertrauensschutzes kraft höherrangigen Rechts – auch für Speicher, die nach derzeitiger Rechtslage eine Netzentgeltbefreiung erhalten oder zukünftig erhalten würden.²⁹¹ Zusätzlich unterstrichen wird dies durch den Hinweis auf eine Abweichungsbefugnis „insbesondere zum zeitlichen Anwendungsbereich“. Vor diesem Hintergrund vermag auch die Festlegung eines spätestestmöglichen Inbetriebnahmezeitpunkts des Speichers nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG (3.8.2029) kein schutzwürdiges Vertrauen in den Fortbestand der Netzentgeltbefreiung bis zu diesem Zeitpunkt zu schaffen.

Dem steht auch die oben angesprochene Gesetzesbegründung der EnWG-Novelle 2023 nicht entgegen. Diese zielt nicht auf einen uneingeschränkten Vertrauensschutz gegenüber abweichenden Festlegungen der BNetzA.²⁹² Vielmehr dient die Änderung ausdrücklich nur dazu, IPCEI-Speicherprojekten „sichere Investitionsbedingungen zu gewähren auch für den Fall, dass eine Festlegung der Bundesnetzagentur nicht rechtzeitig zum Auslaufen der Regelung in der aktuellen Fassung erfolgt“.²⁹³ Sie soll damit nur Vorsorge für den Fall einer fehlenden Festlegung der BNetzA treffen, nicht aber eine spätere abweichende Regelung durch die BNetzA ausschließen. Vor diesem Hintergrund ist unionsrechtlicher Vertrauensschutz spätestens seit Einfügung der Festlegungskompetenz mit Geltung vom 29.12.2023 nicht mehr begründet.

Zu prüfen sind weiterhin die Konsequenzen der EuGH-Rechtsprechung, wonach nationale Maßnahmen grundsätzlich kein berechtigtes Vertrauen begründen können, in den Genuss einer

²⁹⁰ EuGH v. 27.6.2024, C-148/23, EU:C:2024:555, Rn. 54 - GSE; EuGH v. 15.4.2021, C-798/18 und C-799/18, EU:C:2021:280, Rn. 42 - Federazione nazionale delle imprese elettrotecniche ed elettroniche [Anie] u. a.; EuGH v. 11.7.2019, C-180/18 u. a., Rn. 31 f. - Agernergy Srl und Fusignano Due Srl. Vgl. entsprechend zum Vertrauen in den Fortbestand unionsrechtlicher Regelungen EuGH v. 2.10.2025, C-369/24, EU:C:2025:743, Rn. 39 - MET Magyarországi Energiakereskedő Zrt. u. a.

²⁹¹ Im Ausgangspunkt übereinstimmend wohl BeckOK EnWG/Peiffer, 18. Ed. 1.3.2026, EnWG § 118 Rn. 96.

²⁹² I.E. enger BeckOK EnWG/Peiffer, 18. Ed. 1.3.2026, EnWG § 118 Rn. 43.1, 99 f., der „schutzwürdiges Vertrauen“ bejaht.

²⁹³ BT-Drs. 20/9187, 167.

unionsrechtswidrigen Behandlung zu kommen.²⁹⁴ Entsprechend der oben dargestellten Rechtslage zu Einspeiseentgelten (4.5.2.2) schließt bereits die formelle Rechtswidrigkeit des § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG aus Sicht der Gutachter die Gewährung von unionsrechtlichem Vertrauensschutz aus. Die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG wurde nach der Rechtsprechung des EuGH kompetenzwidrig erlassen. Ein Ausschluss von Speicherentgelten für Bestandsanlagen auf Grundlage des unionsrechtlichen Vertrauensschutzes würde in der Sache zu einer Bindung der BNetzA an die bisherige Regelung des § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG führen. Dies würde nicht nur der vom EuGH festgestellten ausschließlichen Zuständigkeit der BNetzA zuwiderlaufen, sondern wäre auch unvereinbar mit der vom EuGH bestätigten Unabhängigkeit der BNetzA.

Darüber hinaus bestehen erhebliche Bedenken auch gegen die materielle Rechtmäßigkeit einer vollständigen Befreiung von Speicherentgelten für 20 Jahre. Dies betrifft zunächst die Vereinbarkeit mit dem Grundsatz der Kostenorientierung. Wie ausgeführt erscheint es aus Perspektive der Kostenorientierung zwar denkbar, dass Besonderheiten der Speicherung Entlastungen bei den Speicherentgelten rechtfertigen können, etwa weil Kapazitäts- oder Leistungsentgelte eine bestimmte, in Anspruch genommene Netzkapazität unabhängig von der Lastflussrichtung (Ein- oder Ausspeicherung) abdecken könnten. Gleichzeitig kann die Stromspeicherung jedoch netzkostensteigernde Wirkungen entfalten, etwa durch zusätzliche Kosten für Netzverluste und Systemdienstleistungen, sodass eine vollständige (wenn auch befristete) Befreiung von Speicherentgelten problematisch erscheint (5.2.2.2). Bedenken ergeben sich weiterhin aus dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung, der für Speicher eine spezielle Ausprägung in Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO gefunden hat, wonach die Netzentgelte „Energiespeicherung oder -aggregation weder bevorteilen noch benachteiligen“ dürfen. Zwar ist eine unterschiedliche Behandlung von Speichern einerseits und Verbrauchern bzw. Erzeugern andererseits durch das Ziel einer kostenorientierten Netzentgeltbildung sowie die netzentgeltspezifischen Lenkungsziele der Sicherheit und Flexibilität des Netzbetriebs sowie der Flexibilität des Energieversorgungssystems begründbar. Problematisch erscheint jedoch eine vollständige Netzentgeltbefreiung, die netzkostensteigernde Wirkungen der Speicherung überhaupt nicht berücksichtigen würde. Hier erscheint eine Rechtfertigung der unterschiedlichen Behandlung vor dem Hintergrund der Kostenorientierung sehr schwierig und könnte etwa den Wettbewerb mit Laststeuerungsmaßnahmen unter Verstoß gegen Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO verzerren (5.2.2.4).

Im Ergebnis kann die Befreiung von Speicherentgelten nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG somit keinen unionsrechtlichen Vertrauensschutz begründen.

5.5.1.3 Vertrauensgrundlage § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG

Zu prüfen ist weiterhin, ob sich schutzwürdiges Vertrauen in die Nichterhebung von Speicherentgelten aus § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG ergeben kann. Dort ist geregelt:

„Pumpspeicherkraftwerke, deren elektrische Pump- oder Turbinenleistung nachweislich um mindestens 7,5 Prozent oder deren speicherbare Energiemenge nachweislich um mindestens 5 Prozent nach dem 4. August 2011 erhöht wurden, sind für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. [...] Die Freistellung nach Satz 2 setzt voraus, dass auf Grund

²⁹⁴ EuGH v. 20.3.2025, C-116/24, EU:C:2025:198, Rn. 43, 61 - Porcellino Grasso SRL; EuGH v. 16.1.2025, C-376/23, EU:C:2025:20, Rn. 65 - „BALTIC CONTAINER TERMINAL“ SIA. 65; EuGH v. 19.12.2024, C 244/24 und C 290/24 [Kaduna], EU:C:2024:1038, Rn. 131 - P. u. a.; EuGH v. 17.11.2022, C 443/21, EU:C:2022:899, Rn. 39-41 - Avicarvil Farms.

vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Sie erfolgt durch Genehmigung in entsprechender Anwendung der verfahrensrechtlichen Vorgaben nach § 19 Absatz 2 Satz 3 bis 5 und 8 bis 10 der Stromnetzentgeltverordnung in der bis zum Ablauf des 31. Dezember 2028 geltenden Fassung.“

Damit sind Pumpspeicherkraftwerke, deren Pump- oder Turbinenleistung oder deren speicherbare Energiemenge im vorgegebenen Umfang nach dem 4.8.2011 erhöht wurde, für 10 Jahre ab Inbetriebnahme von bezugsseitigen Netzentgelten freigestellt, sofern der Höchstlastbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht und eine regulierungsbehördliche Genehmigung vorliegt. Als Inbetriebnahme gilt gemäß § 118 Abs. 6 S. 6 EnWG der erstmalige Bezug nach Abschluss der Maßnahme zur Erhöhung der elektrischen Pump- oder Turbinenleistung und der speicherbaren Energiemenge.

Zu prüfen ist zunächst, ob unionsrechtlicher Vertrauensschutz zu gewähren ist, weil eine nationale Behörde bei einem Wirtschaftsteilnehmer - insbesondere aufgrund bestimmter, ihm gegebener Zusicherungen - begründete Erwartungen geweckt hat.²⁹⁵ In Betracht kommen präzise, nicht an Bedingungen geknüpfte und übereinstimmende Auskünfte von zuständiger und zuverlässiger Seite, unabhängig von der Form ihrer Mitteilung.²⁹⁶ Eine solche Zusicherung könnte in der regulierungsbehördlichen Genehmigung nach § 118 Abs. 6 S. 5 EnWG liegen. Die BNetzA genehmigt dort ausdrücklich die Vereinbarung über eine zehnjährige bezugsseitige Netzentgeltbefreiung. Soweit die Genehmigung einen Widerrufsvorbehalt enthält, soll dieser die Einhaltung der Voraussetzungen des § 118 Abs. 6 S. 2 und 4 EnWG sicherstellen, nicht aber einen Widerruf bei zukünftiger Änderung dieser Vorschrift ermöglichen.²⁹⁷ Fraglich erscheint allerdings, ob die Zusicherung durch eine zuständige Stelle erlassen wurde. Zwar ist die BNetzA zuständig für die Regelung der Speicherentgelte. Sie wurde im Falle der bislang ergangenen Genehmigungen allerdings nicht auf Grundlage ihrer unionsrechtlich begründeten und nunmehr durch § 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 Nr. 3 und § 118 Abs. 6 S. 12 EnWG ausgestalteten Kompetenzen tätig, sondern als gesetzesausführende Behörde.²⁹⁸ Dennoch handelt es sich nach Auffassung der Gutachter um eine Zusicherung der zuständigen Behörde, da die BNetzA auf Grundlage der – zwar unionsrechtswidrigen, aber übergangsweise fortgeltenden – Regelung des § 118 Abs. 6 EnWG im Rahmen der ihr dort übertragenen Kompetenz tätig wurde. Grundsätzlich könnte daher unionsrechtlicher Vertrauensschutz bejaht werden, weil durch eine Genehmigung nach § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG begründete Erwartungen geweckt wurden.

Wie bereits zu § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG dargestellt, ist unionsrechtlicher Vertrauensschutz jedoch deshalb ausgeschlossen, weil nationale Maßnahmen grundsätzlich kein berechtigtes Vertrauen begründen können, in den Genuss einer unionsrechtswidrigen Behandlung zu kommen. Nach Auffassung der Gutachter steht bereits die formelle Rechtswidrigkeit des § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG der Gewährung von unionsrechtlichem Vertrauensschutz entgegen, weil der Ausschluss von Speicherentgelten für Bestandsanlagen in der Sache zu einer Bindung der BNetzA

²⁹⁵ EuGH v. 27.6.2024, C-148/23, EU:C:2024:555 Rn. 54 - GSE; EuGH v. 17.11.2022, C 443/21, EU:C:2022:899, Rn. 39 - Avicarvil Farms.

²⁹⁶ EuGH v. 12.11.2025, C 475/24, EU:C:2025:898, Rn. 26 - Fashion TV RO SRL u.a.; EuGH v. 11.9.2025, C 764/23 bis C 766/23, EU:C:2025:691 Rn. 142 - Cairo Network Srl u.a., vgl. auch Rn. 145 "klare, unbedingte und übereinstimmende Garantien".

²⁹⁷ Vgl. BNetzA v. 10.9.2022, BK4-21-061, S. 12; BNetzA v. 10.9.2022, BK4-21-062, S. 12; BNetzA v. 19.9.2019, BK4-19-002, S. 11 f.

²⁹⁸ So ausdrücklich BNetzA v. 10.9.2022, BK4-21-061, S. 8; BNetzA v. 10.9.2022, BK4-21-062, S. 8.

an die bisherige Regelung des § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG führen würde, die der ausschließlichen Zuständigkeit und Unabhängigkeit der BNetzA zuwiderliefe. Darüber hinaus bestehen erhebliche Bedenken gegen die materielle Rechtmäßigkeit einer vollständigen Befreiung von Speicherentgelten für 10 Jahre wegen Verstoßes gegen die Grundsätze der Kostenorientierung und der Nichtdiskriminierung (5.7.1.2).

Unionsrechtlicher Vertrauensschutz erscheint auch nicht deshalb geboten, weil eine Einschränkung der Netzentgeltbefreiung für Speicher den betroffenen Wirtschaftsteilnehmern eine in Anbetracht ihrer besonderen Situation übermäßige Belastung auferlegen würde. Zwar sieht § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG eine befristete Netzentgeltbefreiung vor und soll Investitionen in Umbau und Erweiterungsmaßnahmen anreizen, die den Nutzen von Pumpspeicherkraftwerken für das elektrische System erhöhen.²⁹⁹ Angesichts der Genehmigungsbedürftigkeit nach § 118 Abs. 6 S. 5 EnWG dürfte unionsrechtlicher Vertrauensschutz jedoch vor einer Genehmigung ausscheiden, da keinerlei Hinweise bestehen, die eine zukünftige Änderung der Vorschrift ausschließen. Zudem stellt § 118 Abs. 6 S. 12 EnWG die Abweichungsbefugnis der BNetzA gegenüber § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG ausdrücklich heraus, sodass unionsrechtlicher Vertrauensschutz spätestens seit Geltung der Festlegungskompetenz nach § 21 Abs. 3 und § 118 Abs. 6 S. 12 EnWG am 29.12.2023 nicht mehr begründet ist. Insoweit gelten entsprechende Überlegungen wie zu unionsrechtlichem Vertrauensschutz nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG (5.7.1.2). Schließlich steht unionsrechtlichem Vertrauensschutz die vorstehend dargestellte Rechtsprechung entgegen, dass nationale Maßnahmen grundsätzlich kein berechtigtes Vertrauen begründen können, in den Genuss einer unionsrechtswidrigen Behandlung zu kommen (5.7.1.2).

5.5.1.4 Vertrauensgrundlage § 19 Abs. 4 bzw. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

Zu prüfen ist weiterhin, ob sich schutzwürdiges Vertrauen in die Reduzierung von Speicherentgelten aus § 19 Abs. 4 bzw. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ergeben kann.

§ 19 Abs. 4 StromNEV regelt: *„Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben Letztverbraucher, die Strom dem Netz ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und den zurückgewonnenen Strom wieder in das Netz einspeisen, ein individuelles Netzentgelt anzubieten. Das Netzentgelt besteht abweichend von § 17 Absatz 2 nur aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt, wobei der Netzbetreiber die Gleichzeitigkeitsfunktion des oberen Benutzungsdauerbereichs nach Anlage 4 anwendet und den Jahresleistungspreis auf den Anteil der entnommenen Strommenge reduziert, der nicht wieder in das Netz eingespeist wird. Der Anteil nach Satz 2 ist für jede Anlage in geeigneter Form nachzuweisen. Bei gleichzeitigem netzdienlichen Verhalten nach Absatz 2 Satz 1 darf das individuelle Netzentgelt für Letztverbraucher nach Satz 1 nicht weniger als 20 Prozent des nach Satz 2 ermittelten Jahresleistungspreises betragen.“*

§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV regelt: *„Ist auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht, so haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen diesem Letztverbraucher in Abweichung von § 16 ein individuelles Netzentgelt anzubieten, das dem besonderen Nutzungsverhalten des Netzkunden*

²⁹⁹ BT-Drs. 17/6072, S. 97; BT-Drs. 17/11705, S. 57. So auch BGH v. 20.6.2017, EnVR 24/16, # Rn. 18 - Netzentgeltbefreiung III; Theobald/Kühling/Missling, 133. EL Januar 2026, EnWG § 118 Rn. 16; Kment/Posser, EnWG § 118, 3. Aufl. 2023, Rn. 9.

angemessen Rechnung zu tragen hat und nicht weniger als 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes betragen darf.“

Was die Gewährung unionsrechtlichen Vertrauensschutzes angeht, weil eine nationale Behörde bei einem Wirtschaftsteilnehmer - insbesondere aufgrund bestimmter, ihm gegebener Zusicherungen - begründete Erwartungen geweckt hat, so sind derartige nationale Maßnahmen weder im Hinblick auf § 19 Abs. 4 noch auf § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ersichtlich. Insbesondere werden derartige Netzentgeltreduzierungen nicht regulierungsbehördlich genehmigt. Für individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 4 StromNEV ist von vornherein keine behördliche Genehmigung und auch keine Anzeige gegenüber der Regulierungsbehörde vorgesehen.³⁰⁰ Für individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ist die Genehmigungspflicht nach § 19 Abs. 2 S. 5 StromNEV entfallen, da die BNetzA durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG die Kriterien der sachgerechten Ermittlung individueller Netzentgelte konkretisiert hat.³⁰¹ Erforderlich ist daher nur noch eine schriftliche Anzeige der getroffenen Vereinbarung eines individuellen Netzentgelts gegenüber der Regulierungsbehörde nach § 19 Abs. 2 S. 7 StromNEV. Eine solche Anzeige erscheint nicht ausreichend, um begründete Erwartungen in den Fortbestand der Netzentgeltreduzierung zu wecken.

Ebenso wenig erscheint unionsrechtlicher Vertrauensschutz deshalb geboten, weil eine Einschränkung der Netzentgeltreduzierung für Speicher den betroffenen Wirtschaftsteilnehmern eine in Anbetracht ihrer besonderen Situation übermäßige Belastung auferlegen würde. Weder § 19 Abs. 4 noch § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV enthalten Hinweise darauf, dass eine Rechtsänderung ausgeschlossen sein sollte, sodass die Wirtschaftsteilnehmer eine Änderung in Betracht ziehen mussten.

Zudem erscheint unionsrechtlicher Vertrauensschutz für beide Normen auch deshalb ausgeschlossen, weil nationale Maßnahmen grundsätzlich kein berechtigtes Vertrauen begründen können, in den Genuss einer unionsrechtswidrigen Behandlung zu kommen. Nach Auffassung der Gutachter steht bereits die formelle Rechtswidrigkeit beider Normen der Gewährung von unionsrechtlichem Vertrauensschutz entgegen, weil die Fortgeltung der Netzentgeltreduzierung für Bestandsanlagen in der Sache zu einer Bindung der BNetzA an die bisherige Regelung des § 19 Abs. 4 bzw. des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV führen würde, die der ausschließlichen Zuständigkeit und Unabhängigkeit der BNetzA zuwiderliefe.

5.5.2 Verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz

5.5.2.1 Anwendbarkeit des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes

Eine Einschränkung der Netzentgeltentlastungen für Speicher, die sich derzeit aus § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG, § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG, § 19 Abs. 4 StromNEV sowie § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ergeben, ist neben dem unionsrechtlichen Vertrauensschutz auch an dem verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz des deutschen Rechts zu messen. Insoweit gelten die Ausführungen zur Einführung von Einspeiseentgelten (4.5.3.1) entsprechend.

³⁰⁰ Theobald/Kühling/Hartmann/Voß, 133. EL Januar 2026, StromNEV § 19 Rn. 199.

³⁰¹ BNetzA v. 11.12.2013, BK4-13-739.

5.5.2.2 Besondere Momente der Schutzwürdigkeit

Damit die Erwartung an den unveränderten Fortbestand des geltenden Rechts besonderen verfassungsrechtlichen Schutz genießt, müssen „besondere Momente der Schutzwürdigkeit“ hinzutreten, um die Anpassungsfähigkeit der Rechtsordnung nicht in unvertretbarer Weise zu beschränken. „Besondere Momente der Schutzwürdigkeit“ können sich im Zusammenhang mit Bestandsanlagen insbesondere ergeben, wenn der bisherige Rechtsrahmen zu Investitionen ermutigen sollte. Dagegen begründen umfangreiche Investitionen im Vertrauen auf die geltende Rechtslage als solche noch keinen zwingenden verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz, sondern können mindestens im Wege der Abwägung überwunden werden. Insbesondere ist der Gesetzgeber von Verfassungs wegen nicht gehalten, bei Systemwechseln und der Umstellung von Rechtslagen die Betroffenen von jeder Belastung zu verschonen oder jeglicher Sonderlast mit einer Übergangsregelung zu begegnen. Darüber hinaus muss eine schützenswerte Rechtsposition entstanden sein, die im Falle der unechten Rückwirkung entwertet würde. Auch insoweit kann im Ausgangspunkt auf die Ausführungen zu Einspeiseentgelten (4.5.3.2) verwiesen werden.

5.5.2.2.1 Vertrauensgrundlage § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG

Vor dem dargestellten Hintergrund sprechen einige Aspekte dafür, § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG besondere Momente der Schutzwürdigkeit zu entnehmen. Zum einen kann die Befristung der Netzentgeltbefreiung auf 20 Jahre, verbunden mit einem gesetzlich vorgegebenen spätestestmöglichen Inbetriebnahmezeitpunkt des Speichers, den Anschein besonderer Verlässlichkeit der Regelung für die erfassten Speicherprojekte und den festgelegten Zeitraum hervorrufen. Zum anderen dient die befristete Netzentgeltbefreiung ausdrücklich der Investitionsförderung in neue Speicherprojekte.³⁰² Ähnlich dem unionsrechtlichen Vertrauensschutz (vgl. näher 5.7.1.2) können diese Gesichtspunkte auch für die Gewährung von verfassungsrechtlichem Vertrauensschutz sprechen. Insoweit bestehen Parallelen zur Rechtsprechung des BVerfG, wonach vom Gesetzgeber – wie im Falle der §§ 19 ff. EEG – für einen konkret festgelegten längeren Zeitraum versprochene Vergütungen einer bestimmten Höhe für nach den Bedingungen des Gesetzes produzierten Strom eine besondere Vertrauensgrundlage für darauf aufbauende Investitionen schaffen (4.5.3.2.3).

Fraglich erscheint, welche Konsequenzen die Änderungsbefugnis der NRB hinsichtlich der Speicherentgelte hat, die sich aus deren ausschließlicher Zuständigkeit und Unabhängigkeit ergibt und jedenfalls seit der EuGH-Entscheidung C-718/18 v. 2.9.2021 feststeht. Sie kommt seit der EnWG-Novelle 2023 auch klar in der Festlegungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 Nr. 3 und § 118 Abs. 6 S. 12 EnWG zum Ausdruck. Nach Auffassung der Gutachter ist unionsrechtlicher Vertrauensschutz damit spätestens durch die seit 29.12.2023 geltende Festlegungskompetenz der Regulierungsbehörde ausgeschlossen, da die Wirtschaftsteilnehmer nach ständiger Rechtsprechung des EuGH grundsätzlich nicht berechtigt sind, auf den Fortbestand einer bestehenden Situation zu vertrauen, die die nationalen Behörden im Rahmen ihres Ermessens ändern können (5.7.1.2). Demgegenüber entfällt schutzwürdiges Vertrauen im Rahmen des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes nach der Rechtsprechung des BVerfG grundsätzlich erst dann, wenn die Neuregelung in konkreten Umrissen allgemein vorhersehbar ist, bei Gesetzen in der Regel mit Einbringung der Neuregelung in den Bundestag bzw. mit Zuleitung zum Bundesrat nach Art.

³⁰² BT-Drs. 16/12898, S. 20; BT-Drs. 17/6072, S. 97. Vgl. zudem BT-Drs. 20/9187, 167; BT-Drs. 21/2793, S. 189.

76 Abs. 2 S. 1 GG. Ggf. ist sogar erst auf die Verkündung oder den endgültigen Gesetzesbeschluss einer Neuregelung abzustellen, wenn die Betroffenen nicht in der Lage sind, vertragliche Vorsorge für eine Gesetzesänderung zu treffen (4.5.3.2.4).

Übertragen auf das AgNES-Verfahren könnte die Schutzwürdigkeit des Vertrauens grundsätzlich mit Veröffentlichung eines Festlegungsentwurfs, der die erweiterte Erhebung von Speicherentgelten vorsieht, entfallen. Eine solche Veröffentlichung zur Konsultation wäre vergleichbar mit der Einbringung eines Gesetzentwurfs in den Bundestag. Zumindest eine deutliche Minderung der Schutzwürdigkeit ergab sich bereits zuvor aus den Orientierungspunkten der BNetzA zu Speicherentgelten vom 16.1.2026. Zwar enthielten diese noch keinen konkreten Regelungsvorschlag, doch sprach sich die Große Beschlusskammer dafür aus „sicherzustellen, dass auch Speicher angemessen an der Finanzierung des Netzes beteiligt werden“, und schlug vor, im Grundsatz das Grundmodell, das für die allgemeine Netzentgeltsystematik in den Orientierungspunkten vom 20.11.2025 skizziert worden war, auf Speicher anzuwenden.³⁰³ Grundsätzlich hätten Betroffene auch die Möglichkeit, bei der Speichervermarktung vertragliche Vorsorge für möglicherweise kommende erhöhte Speicherentgelte zu treffen. Daher dürfte das schutzwürdige Vertrauen nicht erst mit Veröffentlichung der endgültigen Festlegung entfallen.

Vor der Veröffentlichung der Orientierungspunkte der BNetzA zu Speicherentgelten vom 16.1.2026 erscheinen die Kriterien des BVerfG zum Wegfall schutzwürdigen Vertrauens, insbesondere dass die Regelung in konkreten Umrissen allgemein vorhersehbar war, noch nicht gegeben. Zwar war eine Überprüfung der Netzentgelterleichterungen für Speicher bereits seit langem absehbar. Doch enthielten weder das EuGH-Urteil C-718/18 zur normativen Regulierung vom September 2021 noch die Schaffung der Festlegungskompetenz zu Speicherentgelten durch die EnWG-Novelle vom Dezember 2023 oder das Diskussionspapier der BNetzA zur AgNES-Festlegung vom Mai 2025 klare Kriterien zur Erhebung von Speicherentgelten mit Finanzierungsfunktion.

5.5.2.2.2 Vertrauensgrundlage § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG

Eine Prüfung des § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG zeigt verschiedene Aspekte, die besondere Momente der Schutzwürdigkeit begründen können. Zum einen kann die Befristung der Netzentgeltbefreiung auf 10 Jahre, verbunden mit der Genehmigungsbedürftigkeit der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 5 EnWG, den Anschein besonderer Verlässlichkeit der Regelung für den festgelegten Zeitraum hervorrufen. Soweit die Genehmigung der BNetzA einen Widerrufsvorbehalt enthält, soll dieser die Einhaltung der Voraussetzungen des § 118 Abs. 6 S. 2 und 4 EnWG sicherstellen, nicht aber einen Widerruf bei zukünftiger Änderung dieser Vorschrift ermöglichen, sodass er die Verlässlichkeit der Genehmigung nicht einschränkt.³⁰⁴ Zum anderen soll die befristete Netzentgeltbefreiung gezielt Investitionen in Umbau und Erweiterungsmaßnahmen anreizen, die den Nutzen von Pumpspeicherkraftwerken für das elektrische System erhöhen.³⁰⁵ Diese Aspekte können für die Gewährung von verfassungsrechtlichem Vertrauensschutz sprechen. Insoweit bestehen wiederum Parallelen zur Rechtsprechung des BVerfG, wonach vom Gesetzgeber – wie im Falle der §§ 19 ff. EEG – für einen konkret festgelegten längeren

³⁰³ BNetzA v. 16.1.2026, Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA, S. 5, 7 ff. (Bundesnetzagentur, 2026c)

³⁰⁴ Vgl. BNetzA v. 10.9.2022, BK4-21-061, S. 12; BNetzA v. 10.9.2022, BK4-21-062, S. 12; BNetzA v. 19.9.2019, BK4-19-002, S. 11 f.

³⁰⁵ BT-Drs. 17/6072, S. 97; BT-Drs. 17/11705, S. 57. So auch BGH v. 20.6.2017, EnVR 24/16, RdE 2017, 462, Rn. 18 - Netzentgeltbefreiung III; Theo-bald/Kühling/Missling, 133. EL Januar 2026, EnWG § 118 Rn. 16; Kment/Posser, EnWG § 118, 3. Aufl. 2023, Rn. 9.

Zeitraum versprochene Vergütungen einer bestimmten Höhe für nach den Bedingungen des Gesetzes produzierten Strom eine besondere Vertrauensgrundlage für darauf aufbauende Investitionen schaffen (4.5.3.2.3).

Fraglich sind wiederum die Konsequenzen, die sich aus der Änderungsbefugnis der NRB hinsichtlich der Speicherentgelte für die Schutzwürdigkeit des Vertrauens der Betroffenen ergeben. Entsprechend den Ausführungen zum verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz auf Basis von § 118 Abs. 1 und 3 EnWG dürfte die Schutzwürdigkeit des Vertrauens grundsätzlich mit Veröffentlichung eines Festlegungsentwurfs entfallen, der die erweiterte Erhebung von Speicherentgelten vorsieht, und ist bereits seit Veröffentlichung der Orientierungspunkte der BNetzA zu Speicherentgelten vom 16.1.2026 zumindest stark eingeschränkt (vgl. 5.7.2.2.1). Genehmigungen der BNetzA nach § 118 Abs. 6 S. 5 EnWG dürften angesichts der beabsichtigten Neuregelung allerdings ohnehin nicht mehr zu erwarten sein. Für bereits zuvor erteilte Genehmigungen sind besondere Momente der Schutzwürdigkeit demgegenüber zu bejahen.

5.5.2.2.3 Vertrauensgrundlage § 19 Abs. 4 bzw. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

Momente besonderer Schutzwürdigkeit des Vertrauens in die Reduzierung von Speicherentgelten nach § 19 Abs. 4 bzw. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV sind nicht ersichtlich. Die Vorschriften enthalten keine Hinweise darauf, dass eine Rechtsänderung ausgeschlossen sein sollte. Netzentgeltreduzierungen nach diesen Vorschriften werden, wie bereits ausgeführt, auch nicht regulierungsbehördlich genehmigt (vgl. 5.7.1.4).

5.5.2.3 Konsequenzen der Unionsrechtswidrigkeit des § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 bzw. § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG

Auf Grundlage der vorstehenden Ausführungen lassen sich grundsätzlich sowohl § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 als auch § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG besondere Momente der Schutzwürdigkeit entnehmen. Weiterer Prüfung bedarf daher, welche Konsequenzen sich daraus ergeben, dass beide Regelungen wegen Verletzung der ausschließlichen Zuständigkeit und Unabhängigkeit der NRB formell rechtswidrig sind. Hierzu kann im Ausgangspunkt auf die Ausführungen zur Unionsrechtswidrigkeit des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV verwiesen werden (4.5.3.3).

5.5.2.3.1 Rechtswidrigkeit der Vertrauensgrundlage

Wie bereits ausgeführt hängt die Gewährung verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes wesentlich von der Erkennbarkeit der Unionsrechtswidrigkeit der Vertrauensgrundlage ab. Die formelle Unionsrechtswidrigkeit stand für § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 und § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG spätestens mit der EuGH-Entscheidung vom 2.9.2021 im Verfahren C-718/18 der Kommission gegen Deutschland fest. Ob sie angesichts der seit 2009 ergangenen EuGH-Rechtsprechung zur Unionsrechtswidrigkeit normativer Regelungen der Netzentgeltsystematik in anderen Mitgliedstaaten bereits zuvor im Sinne der Rechtsprechung des BVerfG hinreichend erkennbar war, erscheint unklar. Ebenso ist nach Auffassung der Gutachter unklar, ob allein die formelle Rechtswidrigkeit der § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 bzw. § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG die Schutzwürdigkeit des Vertrauens im Rahmen des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes ausschließt. Insoweit kann auf die Ausführungen zu Einspeiseentgelten verwiesen werden (4.5.3.3.1).

Anders als die Nichterhebung von Einspeiseentgelten wirft die vollständige (wenn auch befristete) Netzentgeltbefreiung für Speicher nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 bzw. § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG zusätzlich starke materielle Bedenken hinsichtlich ihrer Konformität mit den Grundsätzen der Kostenorientierung und der Nichtdiskriminierung auf. Auch insoweit ist nach

der Rechtsprechung des BVerfG entscheidend, ob die Unionsrechtswidrigkeit der Vorschriften hinreichend erkennbar war. Aus Sicht der Gutachter liegt dies jedenfalls auf Grundlage der EltVO 2019 nahe (5.2.2.2-5.2.2.4). Allerdings lassen die unionsrechtlichen Grundsätze der Kostenorientierung und der Nichtdiskriminierung erhebliche Gestaltungsspielräume. Zudem könnten die netzentgeltspezifischen Lenkungsziele der Sicherheit und Flexibilität des Netzbetriebs sowie der Flexibilität des Energieversorgungssystems auf die Zulässigkeit einer Begünstigung von Speichern hinweisen (5.2.2.3).

Auf eine weitere Prüfung der Fragen nach der hinreichenden Vorhersehbarkeit der formellen und materiellen Unionsrechtswidrigkeit sowie nach der Schutzwürdigkeit des Vertrauens in eine formell unionsrechtswidrige Regelung wird hier verzichtet. Wie im Folgenden auszuführen, steht jedenfalls der Vorrang des Unionsrechts der Gewährung verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes entgegen.

5.5.2.3.2 Vorrang des Unionsrechts

Zu untersuchen ist weiterhin, ob die Gewährung verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes gegen den Vorrang des Unionsrechts verstößt. Wie bereits zu den Einspeiseentgelten ausgeführt, ist entscheidend darauf abzustellen, dass das Unionsrecht nach der Rechtsprechung des EuGH im Bereich der Netzentgeltsystematik die ausschließliche Zuständigkeit und Unabhängigkeit der NRB fordert. Damit ist eine Bindung der zuständigen Behörde (BNetzA), die für die Zukunft von der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 bzw. § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG abweichen will, an diese – unionsrechtswidrige – Vorgängerregelung unvereinbar.

Auch wenn der Gedanken der Grundrechtsvielfalt herangezogen wird, bestehen starke Bedenken, ob der verfassungsrechtliche Grundsatz des Vertrauensschutzes eine Abweichung vom Vorrang des Unionsrechts erlauben kann. Insoweit kann wiederum auf die Ausführungen zu Einspeiseentgelten verwiesen werden (4.5.3.3.2). Bei der Beurteilung ist zu berücksichtigen, dass der Vorrang des Unionsrechts einen zentralen Grundsatz der gemeinschaftlichen Rechtsordnung von EU und Mitgliedstaaten darstellt, sodass Einschränkungen dieses Grundsatzes einer besonders gewichtigen Begründung bedürfen. Zwar ergeben sich aus § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 bzw. § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG unmittelbar besondere Momente der Schutzwürdigkeit hinsichtlich der Netzentgeltbefreiung. Doch ist eine Ausnahme vom Vorrang des Unionsrechts umso weniger gerechtfertigt, als die Netzentgeltbefreiungen nicht nur formell, sondern auch materiell unionsrechtswidrig erscheint. Die Gutachter gehen somit davon aus, dass keine verfassungsrechtliche Pflicht zur Gewährung von Vertrauensschutz besteht. Die Frage ist allerdings bislang nicht näher diskutiert worden und somit nicht abschließend geklärt.

5.5.2.3.3 Gestaltungsermessen der BNetzA

Wie bereits entsprechend zu Einspeiseentgelten ausgeführt (4.5.3.3.3), kann die BNetzA nach Auffassung der Gutachter bei Einschränkung der Netzentgeltbefreiungen für Speicher im Rahmen ihres Gestaltungsermessens die faktischen Auswirkungen berücksichtigen, die eine solche Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Entscheidungen der Wirtschaftsteilnehmer hat. Diese Frage wurde bislang allerdings nicht näher diskutiert und ist nicht abschließend geklärt.

Bei der Abwägung sind auf der einen Seite die negativen Auswirkungen zu berücksichtigen, die sich auf zukünftige Investitionsentscheidungen für die Errichtung neuer Speicheranlagen ergeben können. Zudem wird die Rentabilität von Bestandsanlagen durch die Einführung von Speicherentgelten mit Finanzierungsfunktion beeinträchtigt. Daher kann die BNetzA ggf. Übergangsregelungen für Bestandsanlagen vorsehen, die bislang von Speicherentgelten befreit waren. Auf

der anderen Seite ist zu berücksichtigen, dass Übergangsregelungen für Bestandsanlagen zu Wettbewerbsverzerrungen im Verhältnis zu neuen Speicheranlagen führen können, die Speicherentgelte mit Finanzierungsfunktion zu zahlen haben. Zudem laufen Einschränkungen bei den Speicherentgelten von Bestandsanlagen dem Ziel zuwider, Speicher an den Kosten der von ihnen in Anspruch genommenen Netzinfrastruktur zu beteiligen.

5.5.2.4 Hilfsweise Erwägungen zum verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz

Der verfassungsrechtliche Vertrauensschutz verpflichtet die BNetzA nach Auffassung der Gutachter aufgrund des Vorrangs des Unionsrechts nicht zur Gewährung von Übergangsregelungen für Bestandsanlagen bei der Erhebung von Speicherentgelten (5.7.2.3). Da diese Frage nicht abschließend geklärt ist, wird im Folgenden Hilfsweise erörtert, wie sich die Rechtslage darstellen würde, wenn verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz weder durch die Rechtswidrigkeit des § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 bzw. § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG noch durch den Vorrang des Unionsrechts ausgeschlossen wäre.

Verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz setzt in der Regel eine Betätigung des Vertrauens durch verbindliche Dispositionen voraus. Insoweit kann zunächst auf die Ausführungen zu Einspeiseentgelten verwiesen werden (4.5.4.1). Der Betroffene muss bei Vornahme seiner Disposition berechtigterweise auf die bestehende Rechtslage vertraut haben, sie also insbesondere vor Wegfall des schützenswerten Vertrauens aufgrund der Veröffentlichung von Änderungsvorschlägen getroffen haben. Eine solche verbindliche Disposition muss nach außen erkennbar und objektiv gesichert sein und zur Entstehung einer schützenswerten Rechtsposition geführt haben. Diese Voraussetzungen sind jedenfalls bei Inbetriebnahme eines Speichers vor Veröffentlichung der Orientierungspunkte der BNetzA zu Speicherentgelten gegeben. Inwieweit Investitionen bereits vor Inbetriebnahme des Speichers (insbesondere bzgl. Planung, Genehmigung oder Errichtung der Anlage) eine schützenswerte Rechtsposition begründen können, ist in der verfassungsgerichtlichen Rechtsprechung bislang nicht geklärt. Nicht ausreichend erscheint, da hinsichtlich Inhalt und Beschlusszeitpunkt nicht objektiv gesichert und verbindlich, eine unternehmensintern getroffene finale Investitionsentscheidung (FID).

Zu prüfen ist schließlich, ob eine – grundsätzlich zulässige bzw. zumindest nicht grundsätzlich unzulässige – unechte Rückwirkung die Grenzen überschreitet, die sich aus dem Grundsatz des Vertrauensschutzes und dem Verhältnismäßigkeitsprinzip ergeben. Nach ständiger Rechtsprechung des BVerfG sind diese Grenzen erst überschritten, wenn die vom Gesetzgeber angeordnete unechte Rückwirkung zur Erreichung des Gesetzeszwecks nicht geeignet oder erforderlich ist oder wenn die Bestandsinteressen der Betroffenen die Veränderungsgründe des Gesetzgebers überwiegen. Hierbei verfügt die BNetzA insbesondere im Falle von Systemwechseln – wie bei Neugestaltung der Netzentgeltsystematik – weiten Gestaltungsspielraum. Insoweit kann wiederum zunächst auf die Ausführungen zu Einspeiseentgelten verwiesen werden (4.5.4.2).

Die Erhebung von Speicherentgelten mit Finanzierungsfunktion dient dem legitimen Zweck, Speicher an den Kosten des von ihnen in Anspruch genommenen Netzes zu beteiligen, und ist insoweit auch erforderlich. Abzuwägen sind schließlich die Veränderungsgründe des Gesetzgebers gegenüber den Bestandsinteressen der Betroffenen, was ggf. auch nur zu einer Übergangsregelung führen kann. Die Einbeziehung von Speichern in die Netzfinanzierung entspricht den unionsrechtlichen Vorgaben, insbesondere den Grundsätzen der Kostenorientierung und der Nichtdiskriminierung. Dem gegenüber stehen die Interessen der Speicherbetreiber, dass die Wirtschaftlichkeit ihrer Bestandsanlagen nicht durch Erhebung von Speicherentgelten verschlechtert und die Investition dadurch nachträglich entwertet wird. Diese Interessen sind umso höher zu gewichten, je stärker die Wirtschaftlichkeit der Anlagen beeinträchtigt wird. Für die

Beurteilung ist daher u.a. zu berücksichtigen, wie hoch die Speicherentgelte im Verhältnis zu der Gesamtinvestition ausfallen, wie stark sie die Rentabilität beeinflussen und für welchen Zeitraum bereits eine Förderung ohne Speicherentgelte in Anspruch genommen werden konnte.

Ob das Vertrauen der Betroffenen unverhältnismäßig enttäuscht wird, hängt im Ergebnis vor allem von dem Gewicht der wirtschaftlichen Auswirkungen von Speicherentgelten auf Bestandsanlagen ab. Im Rahmen der erfolgenden Systemumstellung müssen negative Auswirkungen auf Bestandsanlagen aber nicht vollständig vermieden werden. Vertrauensschutz ist jedoch insbesondere dann zu gewähren, wenn der Betrieb der Anlagen infrage gestellt oder die getätigten Investitionen entwertet würden.

5.5.2.5 Zwischenergebnis

Die Prüfung des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes führt zu folgenden Ergebnissen:

Sowohl § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 als auch § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG lassen sich besondere Momente der Schutzwürdigkeit entnehmen. Diese besondere Vertrauensgrundlage könnte frühestens mit Veröffentlichung der Orientierungspunkte der BNetzA zu Speicherentgelten vom 16.1.2026 entfallen sein.

Zu berücksichtigen ist jedoch die Unionsrechtswidrigkeit dieser Vorschriften. Seit wann die formelle und nach Auffassung der Gutachter auch materielle Unionsrechtswidrigkeit im Sinne der Rechtsprechung des BVerfG hinreichend vorhersehbar war, erscheint unklar. Gleiches gilt für die Frage, ob bereits die formelle Rechtswidrigkeit die Schutzwürdigkeit des Vertrauens im Rahmen des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes ausschließen kann.

Unabhängig davon steht nach Auffassung der Gutachter jedenfalls der Vorrang des Unionsrechts der Gewährung verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes entgegen. Nach der Rechtsprechung des EuGH ist die ausschließliche Zuständigkeit und Unabhängigkeit der NRB zu gewährleisten. Dem liefe eine mittelbare Bindung der zuständigen Regulierungsbehörde über den verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz zuwider, die zu einer von ihr nicht gewollten Rechtslage führt. Die Gutachter gehen somit davon aus, dass keine verfassungsrechtliche Pflicht zur Gewährung von Vertrauensschutz besteht. Die Frage ist allerdings bislang nicht näher diskutiert worden und somit nicht abschließend geklärt.

Auch wenn Vertrauensschutz verfassungsrechtlich nicht geboten ist, kann die BNetzA nach Auffassung der Gutachter bei Einschränkung der Netzentgeltbefreiungen für Speicher im Rahmen ihres Gestaltungsermessens die faktischen Auswirkungen berücksichtigen, die eine solche Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Entscheidungen der Wirtschaftsteilnehmer hat. Auch diese Frage wurde bislang allerdings nicht näher diskutiert und ist nicht abschließend geklärt. Im Rahmen ihres Gestaltungsermessens kann die BNetzA ggf. Übergangsregelungen für Bestandsanlagen vorsehen, die bislang von Speicherentgelten befreit waren. Gegenläufig sind allerdings insbesondere die Wettbewerbsverzerrungen im Verhältnis zu neuen Speicheranlagen zu berücksichtigen, die ihrerseits Speicherentgelte mit Finanzierungsfunktion zu zahlen haben.

Wird verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz hilfsweise unter der Prämisse weiter geprüft, dass ihm weder durch die formelle und materielle Rechtswidrigkeit von § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 bzw. § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG noch der Vorrang des Unionsrechts entgegenstehen, so führt dies zu folgenden Ergebnissen:

Verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz setzt voraus, dass das Vertrauen vor dem Wegfall der Vertrauensgrundlage betätigt wurde. Diese Voraussetzung ist jedenfalls bei Inbetriebnahme eines Speichers vor Veröffentlichung der Orientierungspunkte der BNetzA zu Speicherentgelten

vom 16.1.2026 gegeben. Inwieweit Investitionen bereits vor Inbetriebnahme des Speichers (insbesondere bzgl. Planung, Genehmigung oder Errichtung der Anlage) eine schützenswerte Rechtsposition begründen können, ist in der verfassungsgerichtlichen Rechtsprechung bislang nicht geklärt. Nicht ausreichend erscheint, da hinsichtlich Inhalt und Beschlusszeitpunkt nicht objektiv gesichert und verbindlich, eine unternehmensintern getroffene finale Investitionsentscheidung (FID).

Bei der Ausgestaltung des Vertrauensschutzes verfügt die BNetzA über einen weiten Gestaltungsspielraum. Für die Frage, ob das Vertrauen unverhältnismäßig enttäuscht wird, sind vor allem die Auswirkungen der Speicherentgelte auf den wirtschaftlichen Betrieb von Bestandsanlagen zu berücksichtigen. Im Rahmen der erfolgenden Systemumstellung müssen negative Auswirkungen auf Bestandsanlagen aber nicht vollständig vermieden werden. Vertrauensschutz ist jedoch insbesondere dann zu gewähren, wenn der Betrieb der Anlagen infrage gestellt oder die getätigten Investitionen entwertet würden.

5.6 Behandlung von anlagengekoppelten Speichern

Die Überlegungen in Abschnitt 5.2.1 zur Notwendigkeit einer deutlichen Reduktion der von Speichern zu zahlenden Netzentgelte gegenüber den regulären Netzentgelten für Letztverbraucher beruhen auf der Auffassung, dass die Speichernutzung ansonsten bis hin zur Unwirtschaftlichkeit durch Netzentgelte belastet würde. Diese auf netzgekoppelte Speicher bezogene Erkenntnis trifft für anlagengekoppelte Speicher in vielen Fällen nicht zu, da die Speicher hier primär für einen Zweck in der Sphäre des jeweiligen Netznutzers eingesetzt werden. Die Hinzunahme eines anlagengekoppelten Speichers führt im Vergleich zu der Situation der betreffenden Anlagen ohne den Speicher nicht zwingend zu erhöhten Netzentgeltzahlungen, so dass die Wirtschaftlichkeit des Betriebs dieser Speicher auch nicht notwendigerweise von einer Sonderregelung bei den Netzentgelten abhängt. Zudem sind die primären Einsatzzwecke anlagengekoppelter Speicher – anders als bei der systemorientierten Nutzung netzgekoppelter Speicher – nicht in allen Fällen volkswirtschaftlich vorteilhaft, so dass eine Sonderbehandlung ggf. auch prinzipiell nicht gerechtfertigt wäre. Für eine genauere Analyse der Auswirkungen auf die von Netznutzern zu zahlenden Netzentgelte und der Fälle, für die auch bei anlagengekoppelten Speichern Sonderregelungen in Betracht gezogen werden sollten, wird nachfolgend nach Speichern in der Sphäre von Letztverbrauchern und solchen in der Sphäre von Einspeisern unterschieden.

5.6.1 Speicher in der Sphäre von Letztverbrauchern

Für Letztverbraucher wurde in Kapitel 3 die Empfehlung hergeleitet, grundsätzlich bei einem zweigliedrigen Netzentgeltmodell zu bleiben, dieses aber für Letztverbraucher mit registrierender Lastgangmessung (RLM) zukünftig in Form einer Kombination eines Kapazitätspreises auf eine vom Letztverbraucher zu wählende Kapazität und zweier unterschiedlich hoher Arbeitspreis auszugestalten. Für Letztverbraucher unterhalb der RLM-Schwelle sollte nach Auffassung der Gutachter weiterhin ein Grundpreis-/Arbeitspreismodell angewandt werden.

Die auf diesen Modellen beruhenden Netzentgeltzahlungen von Letztverbrauchern würden sich durch die Nutzung eines Speichers bei den typischen Einsatzzwecken in der Nutzersphäre nicht wesentlich ändern oder sogar absinken. Übliche Ziele wie die Eigenverbrauchsoptimierung und die Kappung von Bezugsleistungsspitzen führen Speicher nicht zu zusätzlichen Strombezügen und somit auch nicht zu zusätzlichen Arbeitspreiszahlungen, und die Höhe der gewählten Kapazität kann infolge dieser Einsatzweise eines Speichers evtl. sogar abgesenkt werden.

Auch wenn derartige Speicher zusätzlich zu ihrem primären Einsatzzweck für systemorientierte Zwecke genutzt werden, folgt hieraus nicht zwingend eine die Wirtschaftlichkeit solcher Nutzungen beeinträchtigende Erhöhung der Netzentgeltbelastung. Wenn z. B. das Strombezugsprofil in Reaktion auf dynamische Strompreise und zukünftig evtl. dynamische Netzentgelte angepasst wird, ohne dass es zu zusätzlichen Strombezügen kommt, ergibt sich keine wesentliche Änderung der zu zahlenden (Finanzierungs-) Netzentgelte. Die Wirkung von evtl. auftretenden erhöhten Bezugsleistungsspitzen wird bestimmungsgemäß durch das Kapazitäts-/Arbeitspreismodell im Vergleich zum heutigen Leistungs-/Arbeitspreismodell so stark abgeschwächt, dass hier kein gravierendes Flexibilitätshemmnis mehr zu erwarten ist.

Eine signifikante Mehrbelastung mit Netzentgelten ist einzig dann zu befürchten, wenn die anlagengekoppelten Speicher so eingesetzt werden, dass zusätzliche Speicherzyklen und hierdurch bedingt zusätzliche Strombezüge aus dem Netz auftreten. Diese Bezüge würden dann insbesondere zusätzliche Arbeitspreiszahlungen auslösen. Ein in der Vergangenheit häufig diskutierter Anwendungsfall dieser Art wäre z. B. die Aggregation einer großen Zahl von bidirektional arbeitenden Ladepunkten für Elektrofahrzeuge und die Nutzung der gebündelten Flexibilität für markt- oder netzorientierte Zwecke. Ähnliche Anwendungsfälle sind auch für stationäre Speicher von Kleinverbrauchern oder von Industrieunternehmen denkbar. Für solche Anwendungen könnte sich die Belastung mit regulären Netzentgelten und hierbei insbesondere den Arbeitspreisen tatsächlich als kritisch erweisen, da die Arbeitspreise in einer ähnlichen Größenordnung liegen können wie die Preisspreizungen, durch die die Einsatzweise motiviert ist. Insoweit lassen sich hier die für netzgekoppelte Speicher angestellten Überlegungen übertragen. Daher ist zu untersuchen, ob und wie eine Entlastung insbesondere von den arbeitsbezogenen Entgeltzahlungen für solche Anwendungen realisiert werden kann, ohne das Entgeltmodell für Letztverbraucher grundsätzlich in Frage zu stellen.

Eine Lösung könnte darin bestehen, die durch systemorientierte Nutzung ausgelösten zusätzlichen Einsatzzyklen von Speichern messtechnisch und rechnerisch von der sonstigen Nutzung abzugrenzen und für diesen Anteil auf die Erhebung von Arbeitspreisen zu verzichten. Dies dürfte mindestens die Installation einer weiteren Zähleinrichtung erfordern, die die Stromflüsse zur Ladung und Entladung eines Speichers in viertelstündlicher Auflösung erfasst. Auch damit lässt sich aber die benötigte Abgrenzung nicht vollkommen eindeutig erreichen. Vielmehr müssten zusätzlich Zuordnungsregeln in Analogie zu den Regeln, die die BNetzA in einem anderen Kontext in ihrem Festlegungsentwurf zur „Marktintegration von Speichern und Ladepunkten“ (MiSpEL) vorgeschlagen hat. Ziel dieser Zuordnungsregeln sollte sein, eine rechnerisch eindeutige Zuordnung zu ermöglichen und zugleich die Nutzungsmengen, die der von Netzentgelten zu entlastenden systemorientierten Einsatzweise zugeordnet werden, auf das eindeutig hierdurch verursachte Maß zu begrenzen, um eine ungerechtfertigte Bevorteilung der betreffenden Letztverbraucher oder sogar Missbrauchsmöglichkeiten auszuschließen.

Aus Sicht der Gutachter wäre eine solche Vorgehensweise zu befürworten, um zu erreichen, dass auch dieses Potenzial des systemorientierten Einsatzes von Flexibilität, die die Letztverbraucher primär aus anderen Gründen errichten, genutzt werden kann. Den mit der Einrichtung des erforderlichen Messkonzepts und der Anwendung der benötigten Zuordnungsregeln verbundenen Mehraufwand seitens der betreffenden Letztverbraucher halten die Gutachter als Gegenleistung für die damit geschaffene Möglichkeit der Flexibilitätsnutzung für zumutbar.

5.6.2 Speicher in der Sphäre von Einspeisern

Anlagengekoppelte Speicher in der Sphäre von Einspeisern dienen in erster Linie dazu, Einspeisungsspitzen zu kappen, um den Bedarf an NAK zu reduzieren, und im Übrigen das Einspeiseprofil in Reaktion auf markt- oder netzseitige Preissignale wertoptimal zu gestalten. Diese Einsatzweise führt auch dann, wenn für Einspeiser Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion in Form eines Kapazitätspreises eingeführt werden (vgl. Kapitel 4), nicht zu zusätzlichen Netzentgeltzahlungen. Sie kann vielmehr dazu dienen, die durch Vereinbarung einer NAK unterhalb der installierten Leistung der Erzeugungsanlage(n) angestrebte Reduktion der Entgeltzahlungen praktisch umzusetzen, ohne auf einen wesentlichen Teil der erzeugbaren Energie zu verzichten.

Auch bei diesen Speichern kann sich eine signifikante Mehrbelastung mit Netzentgelten daher nur ergeben, wenn zusätzliche Einsatzyklen gefahren werden, die zu Strombezügen aus dem Netz führen. Für diese Bezüge würden dann – so wie für den Eigenbedarf von Erzeugungsanlagen in Zeiträumen ohne Stromerzeugung – verbrauchsseitige Netzentgelte anfallen. Um auch hier das bestehende Flexibilitätspotenzial möglichst weitgehend für systemorientierte Zwecke nutzen zu können, sollten daher auch für diese Fälle Sonderregelungen in Betracht gezogen werden.

Eine einfache Lösung könnte darin bestehen, den Speicher in solchen Anlagenkonstellationen als einen netzgekoppelten Speicher zu interpretieren und zugleich anzuerkennen, dass der dann ggf. zu zahlende Kapazitätspreis bereits durch die Zahlung eines Kapazitätspreises für die Erzeugungsanlage abgegolten ist. Diese Lösung käme in Betracht, wenn sowohl für Einspeiser als auch für Speicher ein Kapazitätspreis in ähnlicher Größenordnung eingeführt wird. Im Ergebnis müsste der Anlagenbetreiber dann keine Entgelte für die Nutzung des Speichers zahlen. Dies würde aber voraussetzen, dass die Strombezüge durch Nutzung des Speichers von Strombezügen zur Deckung des Eigenbedarfs der Erzeugungsanlage (und etwaiger sonstiger dort angeschlossener Verbrauchseinrichtungen) abgegrenzt werden können, da ansonsten eine Ungleichbehandlung der Eigenbedarfsdeckung im Vergleich zu Erzeugungsanlagen ohne Speicher zu befürchten wäre. Nach Einschätzung der Gutachter dürfte sich diese Abgrenzung durch Installation einer zusätzlichen Zähleinrichtung am Speicher relativ einfach und auf rechnerisch weitgehend eindeutige Weise realisieren lassen. Inwieweit hierbei auch ausgeschlossen werden kann, dass Eigenbedarfsmengen durch Strombezug aus dem Netz über den Umweg der Zwischenspeicherung gezielt einer Belastung mit Netzentgelten vorenthalten werden, wäre näher zu untersuchen, ebenso wie die Frage, welche quantitative Relevanz dies entfalten könnte. Falls sich herausstellt, dass eine ausreichend treffgenaue Abgrenzung nicht viertelstundenscharf, sondern nur zeitpunktübergreifend – z. B. jahresbezogen – möglich ist, wäre weiter zu prüfen, welche Auswirkungen dies auf die Anwendung des vorgeschlagenen KP/AP-Modells für reguläre Netzentgelte auf den Strombezug für die Eigenbedarfsdeckung hätte. Wenn das hierfür benötigte viertelstündliche Bezugsprofil nicht verlässlich ermittelt werden kann, könnte eine Lösung evtl. darin bestehen, für diesen (in der Regel relativ geringen) Strombezug eine Wahlkapazität von Null anzusetzen und auf die gesamte Bezugsmenge den Arbeitspreis AP 2 anzuwenden.

5.7 Zusammenfassung

Hinsichtlich der Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für Speicher leiten sich aus den zuvor dargelegten Erwägungen nachfolgende Empfehlungen für die künftige Netzentgeltsystematik ab:

- Es ist nicht nur legitim, sondern aus ökonomischer Sicht notwendig, für die hinsichtlich ihrer Flexibilität und Preissensitivität besondere Netznutzergruppe der Speicher gesonderte Regelungen für die Erhebung von Entgelten mit Finanzierungsfunktion in Betracht zu ziehen, da klar erkennbar ist, dass eine unveränderte Anwendung der für andere Nutzergruppen getroffenen Regelungen zu erheblichen Ineffizienzen führen würde. Die heute noch geltenden Sonderregelungen für Speicher sind – unabhängig von der Bewertung ihrer konkreten Ausgestaltung – als Ansätze aufzufassen, dieser Anforderung nachzukommen.
- Dies bedeutet allerdings nicht zwangsläufig, dass der vollständige Verzicht auf Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für Speicher volkswirtschaftlich optimal wäre. Netzentgelte können nämlich auch für Speicher in gewissem Umfang vertretbar sein, ohne deren Wirtschaftlichkeit signifikant zu beeinträchtigen. Zudem müssen Netzkosten, die nicht von Speicherbetreibern getragen werden, von den anderen Netznutzergruppen und hier insbesondere den Letztverbrauchern getragen werden, wo sie je nach deren Preissensitivität ebenfalls unerwünschte Auswirkungen haben können. Eine Rechtfertigung für die Erhebung von Speicherentgelten mit Finanzierungsfunktion kann sich somit aus der damit erreichten Entlastung der Letztverbraucher ergeben.
- Weitere Ziele, die mitunter zur Rechtfertigung von Speicherentgelten angeführt werden, fallen in den Bereich der Netzentgelte mit Anreizfunktion. Hierzu gehören vor allem die Ziele, eine netzverträgliche oder sogar netzdienliche Standortwahl von Neuanlagen sowie Einsatzweise von Bestandsanlagen anzureizen. Diese Ziele können mit örtlich und – mit Blick auf Einsatzentscheidungen – zeitlich undifferenzierten Entgelten mit Finanzierungsfunktion nicht erreicht werden und sind daher nicht geeignet, deren Erhebung zu rechtfertigen.
- Eine Option für die Ausgestaltung von Speicherentgelten mit Finanzierungsfunktion könnte grundsätzlich darin gesehen werden, das für die regulären Netzentgelte für Letztverbraucher empfohlene Kapazitätspreis-/Arbeitspreis-Modell zu übernehmen und nach Bedarf anzupassen. Hiermit wäre aber der prinzipielle Nachteil verbunden, dass eine Belastung von Speichereinsatzzyklen mit arbeitsbezogenen Entgelten ausgelöst wird. Dies würde zu Ineffizienzen beim Speichereinsatz führen, da die Entgelte mit Finanzierungsfunktion definitionsgemäß nicht die unmittelbar auftretenden Grenzkosten im Netz reflektieren. Zudem könnten die Gebotspreise am Strommarkt beeinflusst werden, wodurch letztlich ein Teil der Entgelte an die Verbraucher weitergewälzt würde. Modelle mit arbeitsbezogenen Entgeltkomponenten erscheinen daher für Speicher nicht empfehlenswert.
- Vorzugswürdig wäre eine Gestaltung, mit der Auswirkungen auf den Speichereinsatz vermieden werden. Hierfür erscheint ein Modell mit einem reinen Kapazitätspreis am besten geeignet. Die Kapazität könnte dabei an der vertraglich vereinbarten NAK oder an technischen Eigenschaften einer Speicheranlage festgemacht werden. Bei netzgekoppelten Speichern ist zu erwarten, dass die NAK in der Regel mit der installierten Leistung übereinstimmen wird. Dabei ist zu empfehlen, einen solchen Kapazitätspreis so gering zu bemessen, dass Speicherprojekte hierdurch in aller Regel nicht unwirtschaftlich werden.
- Insgesamt ergibt sich somit für Speicher eine sehr ähnliche Beurteilung der Gestaltungsoptionen wie für Einspeiser: Sofern ein (moderates) Netzentgelt für den Speicherbetrieb erhoben werden soll, ist eine rein kapazitätsbezogene Gestaltung mit Bezug auf die installierte Leistung oder die vertragliche NAK zu bevorzugen.
- Bei anlagengekoppelten Speichern in der Sphäre von Verbrauchern ist eine Mehrbelastung mit Netzentgelten infolge des Speichereinsatzes nur dann zu befürchten, wenn die Speicher

so eingesetzt werden, dass zusätzliche Speicherzyklen und hierdurch bedingt zusätzliche Strombezüge aus dem Netz auftreten. Eine Lösung für solche Fälle kann darin bestehen, die durch systemorientierte Nutzung ausgelösten zusätzlichen Einsatzzyklen von Speichern messtechnisch und rechnerisch von der sonstigen Nutzung abzugrenzen und für diesen Anteil auf die Erhebung von Arbeitspreisen, die ansonsten auf die Bezüge an dem jeweiligen Netzanschluss zu entrichten sind, zu verzichten. Hiermit kann erreicht werden, dass auch dieses systemorientierte Nutzungspotenzial von Speichern, die die Letztverbraucher primär aus anderen Gründen errichten, genutzt werden kann.

- Auch für anlagengekoppelte Speicher in der Sphäre von Einspeisern kann sich eine signifikante Mehrbelastung mit Netzentgelten nur dann ergeben, wenn zusätzliche Einsatzzyklen gefahren werden, die zu Strombezügen aus dem Netz führen. Für diese Bezüge würden dann verbrauchsseitige Netzentgelte anfallen. Um auch hier das bestehende Flexibilitätspotenzial möglichst weitgehend für systemorientierte Zwecke nutzen zu können, sollten daher auch für diese Fälle Sonderregelungen in Betracht gezogen werden. Eine einfache Lösung könnte darin bestehen, den Speicher in solchen Anlagenkonstellationen als einen netzgekoppelten Speicher zu interpretieren und zugleich anzuerkennen, dass der dann ggf. zu zahlende Kapazitätspreis bereits durch die Zahlung eines Kapazitätspreises für die Erzeugungsanlage abgegolten ist. Diese Lösung käme in Betracht, wenn sowohl für Einspeiser als auch für Speicher ein Kapazitätspreis in ähnlicher Größenordnung eingeführt wird. Auch hierbei wäre eine messtechnische Abgrenzung der Entnahmemengen für Speicherzyklen von denen, die für die Eigenbedarfsdeckung der Erzeugungsanlage (v. a. in Zeiten ohne Stromerzeugung) benötigt werden, erforderlich.

6 Vertikale Kostenwälzung

6.1 Status quo und Reformbedarf

Die Systematik der vertikalen Kostenwälzung dient dazu, die Netzkosten der unterschiedlichen Netz- und Umspannebenen so auf die an die Ebenen angeschlossenen Netznutzerkollektive zu verteilen, dass die Mitnutzung von anderen Ebenen neben der jeweiligen Anschlussebene bei der Kalkulation der Netzentgelte angemessen berücksichtigt wird. Wie in Kap. 2 erörtert, wird ein solches Instrument bei der vorgeschlagenen Unterscheidung von Finanzierungs- und Anreizentgelten insbesondere für die Finanzierungsentgelte benötigt, da hier die angemessene Ausgestaltung der Finanzierungsbeiträge unterschiedlicher Nutzerkollektive im Vordergrund steht. Dagegen beruhen Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion auf einem anderen Kalkulationsprinzip, das nicht mit dem Prinzip der vertikalen Kostenwälzung kompatibel ist. Hierfür sollten andere Mechanismen zur Berücksichtigung der Gliederung des Netzes in Netz- und Umspannebenen zur Anwendung kommen (siehe Kap. 7 und 8). Die nachfolgenden Ausführungen fokussieren daher auf die Ermittlung von Netzentgelten mit Finanzierungsfunktion.

Im heutigen Netzentgeltsystem erfolgt die vertikale Kostenwälzung nach dem Top-down-Prinzip, d. h. indem die Kosten der Netz- und Umspannebenen beginnend bei der Höchstspannung jeweils anteilig auf Letztverbraucher und die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene weitergewälzt werden. Dies wird dadurch erreicht, dass Betreiber nachgelagerter Netze die gleichen Entgeltkomponenten an den Betreiber des vorgelagerten Netzes zahlen wie die daran direkt angeschlossenen Letztverbraucher. Für unterlagerte Netz- und Umspannebenen innerhalb des Netzes eines Netzbetreibers erfolgen diese Entgeltzahlungen zwar nicht explizit, werden aber kalkulatorisch berücksichtigt, so dass sich die gleiche Wirkung ergibt wie an der Grenze zwischen einem vor- und einem nachgelagerten Netzbetreiber. Vielfach kommen im heutigen Entgeltsystem zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern auch Sonderregelungen der Entgeltsystematik wie Entgelte für singulär genutzte Betriebsmittel nach § 19 Abs. 3 StromNEV oder Pooling nach § 17 Abs. 2a StromNEV zur Anwendung. Durch den Beschluss der Bundesnetzagentur vom 16.09.2025 (BK8-25-003-A) wurde jedoch die Anwendung der Entgelte für singulär genutzte Betriebsmittel für Netzbetreiber zum 01.01.2026 abgeschafft.

Im Einzelnen erfolgt die Kostenwälzung heute in folgenden Schritten: Zuerst werden auf Basis der Kosten und der zeitgleichen Jahreshöchstlast der höchsten vom jeweiligen Netzbetreiber betriebenen Netz- oder Umspannebene die spezifischen Jahreskosten dieser Ebene ermittelt. (Die spezifischen Jahreskosten einer Ebene werden in der Branche mitunter auch als „Briefmarke“ bezeichnet.) Die Kosten dieser Ebene enthalten auch die Entgeltzahlungen des Netzbetreibers an den Betreiber der direkt überlagerten Netz- oder Umspannebene; diese Kosten werden auch als „vorgelagerte Netzkosten“ bezeichnet. Die spezifischen Jahreskosten werden anschließend mit Hilfe der Gleichzeitigkeitsfunktion in die vier Entgeltpositionen (Arbeits- und Leistungspreis jeweils oberhalb und unterhalb des Knickpunkts) überführt. Im nächsten Schritt wird ermittelt, welche Erlöse auf Basis dieser Entgelte und der prognostizierten Abnahmemengen und -leistungen von direkt an die Ebene angeschlossenen Letztverbrauchern und nachgelagerten Netzen anderer Netzbetreiber zu erwarten sind. Diese Erlöse werden von den Gesamtkosten der Ebene subtrahiert. Der verbleibende Kostenanteil der Ebene wird dann auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene weitergewälzt.

Die Kosten der nachgelagerten Netz- oder Umspannebene bestehen somit aus den originären Kosten dieser Ebene und den aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene herabgewälzten Kosten. Dieser Vorgang wiederholt sich in jeder Netz- und Umspannebene. In der untersten

Ebene (Niederspannung) ist eine Weiterwälzung von Kosten an unterlagerte Ebenen nicht möglich. Dafür findet hier eine Aufteilung auf Letztverbraucher mit und ohne registrierende Leistungsmessung statt, da für diese beiden Letztverbrauchergruppen unterschiedliche Entgeltstrukturen ermittelt werden (Arbeits- und Leistungspreis bzw. Arbeits- und Grundpreis).

Das bestehende Wälzungsprinzip stammt aus einer Zeit, in der die Stromerzeugung überwiegend in wenigen zentralen Großkraftwerken stattfand, die an die oberen Netzebenen angeschlossen waren, so dass die Lastflüsse im Wesentlichen von den oberen zu den unteren Netzebenen erfolgten. Dezentrale Erzeugung gab es kaum. Genau deren erheblicher Zubau in den letzten Jahren führte zu einer mittlerweile deutlich veränderten Situation: Verteilernetze mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung (vor allem EE-Anlagen) weisen einen signifikant reduzierten Strombezug aus der vorgelagerten Übertragungs- oder Verteilernetzebene auf, sowohl hinsichtlich der bezogenen Energie als auch – abhängig von der Korrelation des Profils der Erzeugung zu dem des Verbrauchs – hinsichtlich der Jahreshöchstleistung. Dies führt dazu, dass Netze mit hoher Erzeugungsdurchdringung unterproportional zur Tragung der Kosten vorgelagerter Netze beitragen, obwohl deren Kosten hierdurch nicht signifikant reduziert werden. Dies führt nicht nur zu einer weniger sachgerechten Verteilung der Kostentragung auf die Netznutzer, sondern erhöht auch die Wahrscheinlichkeit für das in der Branche als „Tarifanomalie“ bekannte Phänomen, dass sich in manchen Netzgebieten in unterlagerten Netzebenen ein niedrigeres Entgeltniveau ergibt als in vorgelagerten Netzebenen.

Dass der räumlich ungleich verteilte Zubau von Erzeugungsanlagen zu einer deutlichen Umverteilung der Kostentragung führt, ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Kostenwälzung – sei es zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern oder zwischen den von einem Netzbetreiber betriebenen Ebenen – auf den gleichen Entgeltkomponenten beruht, die auch von Letztverbrauchern gezahlt werden. Diese Entgeltkomponenten beziehen sich auf die tatsächlichen, messtechnisch erfassten Stromflüsse zwischen den Netz- und Umspannebenen. Diese Stromflüsse und somit auch die einer unterlagerten Ebene zugewälzten Kosten nehmen ab, wenn in der unterlagerten Ebene Erzeugungsanlagen zugebaut werden.

Bei Einführung dieser Systematik wurde unterstellt, dass die Einspeisung aus Erzeugungsanlagen in unterlagerten Ebenen zumindest tendenziell zu einer Absenkung der Kosten vorgelagerter Ebenen führt. Dies ist jedoch, wie die Erfahrung mittlerweile zeigt, allenfalls bei geringen Durchdringungen mit Erzeugungsanlagen und auch dann nur in geringem Umfang der Fall, weil Netzkapazität auch für Situationen mit niedrigem Erzeugungsdargebot vorgehalten werden muss. Im Gegenteil hat sich gezeigt, dass der Erzeugungszubau mit Anschluss an die Verteilernetze zu erheblichem Netzausbaubedarf auf allen Netzebenen einschließlich des Übertragungsnetzes führt, weil Netzkapazität für Rückspeisungen und für veränderte großräumige Transportbedarfe benötigt wird.

Der zum Jahresbeginn 2025 von der BNetzA eingeführte EE-Mehrkostenausgleich trägt zu einer sachgerechteren Verteilung von EE-bedingten Netzkosten bei, indem er in Regionen, in denen eine hohe EE-Durchdringung mit einer im Vergleich dazu geringen Last einhergeht, eine bundesweite Sozialisierung eines pauschal ermittelten EE-bedingten Netzkostenanteils bewirkt. Dieser Mechanismus ändert jedoch nichts daran, dass sich Verteilernetzgebiete mit hoher Erzeugungsdurchdringung unterproportional an den Kosten vorgelagerter Netz- oder Umspannebenen beteiligen. Dies führt in Verbindung mit der hohen Pauschalität des Mechanismus tendenziell zu einer über das sachgerechte Maß hinausgehenden Entlastung von Gebieten mit viel dezentraler Erzeugung.

Diese und weitere Merkmale und Auswirkungen des heutigen Systems der vertikalen Kostenwälzung sind bereits seit vielen Jahren Gegenstand von Diskussionen über die Angemessenheit ihrer Ausgestaltung und über verschiedene Reformoptionen.

6.2 Überblick über Reformoptionen

Die im Weiteren diskutierten Änderungsoptionen der Kostenwälzungssystematik ergeben sich teils aus Überlegungen zur Sachgerechtigkeit der damit bewirkten Kostenallokation und teils aus den in Kapitel 3 diskutierten Optionen zur Reform der Netzentgeltstruktur. Im Einzelnen werden folgende Optionen betrachtet:

- Bidirektionale Ansätze
- Kapazitätsbasierte Kostenwälzung orientiert an der in Kap. 3 vorgeschlagenen Struktur der Netzentgelte
- Entkopplung der Prinzipien der Kostenwälzung von der Struktur der Netzentgelte, wobei weiter danach unterschieden wird, ob die Kostenschlüsselung nach Kapazitätsgrößen oder nach Letztverbrauchsmengen erfolgt

6.3 Bidirektionale Ansätze

In der heutigen Netzentgeltsystematik werden Rückspeisungen bei der Kostenallokation zwischen Netzbetreibern (und auch zwischen Netzebenen innerhalb eines Netzgebiets) nicht berücksichtigt. Angesichts der in vielen Netzgebieten inzwischen erheblichen Rückspeisungen wird mitunter argumentiert, die Netzkosten würden nicht (mehr) verursachungsgerecht gewälzt, da die Top-down-Kostenwälzung die tatsächlichen Stromflüsse nicht vollständig abbildet. Eine bidirektionale Kostenwälzung könne dagegen sowohl abwärts- als auch aufwärts gerichtete Stromflüsse berücksichtigen und die Kosten somit verursachungsgerechter den jeweiligen Netznutzern zuordnen. Eine solche Form der Kostenwälzung könnte sowohl innerhalb eines Netzgebiets als auch für die Kostenwälzung zwischen Netzgebieten angewandt werden. Bei der konkreten Ausgestaltung wären unterschiedliche Optionen denkbar, so zum Beispiel

- eine Ausgestaltung, bei der der Entgeltbildung ein Schritt der Aufwärtswälzung von Kosten vorgeschaltet wird; hierbei könnten die in die vorgelagerte Netzebene gewälzten Kosten beispielsweise über das Verhältnis zwischen Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene und Entnahme durch Letztverbraucher und nachgelagerte Netzebenen bestimmt werden;
- eine Ausgestaltung, bei der die Berücksichtigung von Rückspeisungen direkt in die Entgeltkalkulation integriert wird, so dass Rückspeisungen analog den abwärts gerichteten Stromflüssen behandelt werden.

Dem Ausgangspunkt der Argumentation für eine bidirektionale Kostenwälzung, wonach sich eine verursachungsgerechte Kostenallokation nur dann ergebe, wenn die Kosten entsprechend den tatsächlichen Stromflüssen im Netz verteilt werden, kann allerdings nicht zugestimmt werden. Netzkosten werden größtenteils nicht durch die Stromflüsse, sondern durch Vorhaltung und Betrieb der erforderlichen Netzbetriebsmittel getrieben. Auch grundsätzlich ist die Verursachung von Netzkosten im Allgemeinen nicht eindeutig den einzelnen Netznutzern oder Netznutzergruppen zuordenbar. Eine Ausnahme hiervon bilden nur die (näherungsweise) direkt zuordenbaren marginalen Netzkosten (v. a. Kosten des Engpassmanagements), die gemäß dem Vorschlag der Gutachter als Grundlage für die Ausgestaltung von Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion herangezogen werden (siehe Kap. 7). Die Frage, welche Form der Kostenwälzung

als verursachungsgerecht zu bewerten ist, hängt daher auch von anderen grundlegenden Entscheidungen wie etwa Art und Umfang der Beteiligung von Einspeisern und Speichern an der Netzkostentragung ab. In einer Systematik, bei der die Netzkosten – wie heute – vollständig von den Verbrauchern getragen werden oder die Einspeiser und Speicher hieran zwar grundsätzlich, aber (bezogen auf die gesamte EOG) nur in vergleichsweise geringem Umfang beteiligt werden, ist eine top-down gerichtete vertikale Kostenwälzung auch weiterhin naheliegend. Dies gilt insbesondere dann, wenn sie mit einem Instrument wie dem EE-Mehrkostenausgleich kombiniert wird, durch den die Netzkostenanteile, die allein durch dezentrale Erzeugung getrieben sind, bundesweit sozialisiert werden.

Abgesehen von dieser konzeptionellen Einordnung ist zu beachten, dass die bisher vorgeschlagenen und teils bereits untersuchten Methoden für eine bidirektionale Kostenwälzung in ihrer Ausgestaltung und Umsetzung im Detail sehr komplex und mit einem hohen administrativen Aufwand verbunden sind. Darüber hinaus haben bisherige Untersuchungen gezeigt, dass die bidirektionale Kostenwälzung zu einer fragwürdigen Kostenallokation wie z. B. einer Kumulation der zu tragenden Kosten in der Hochspannungsebene in Netzgebieten mit hohem Erzeugungsanteil führen kann^{306,307}. Das oben erwähnte Problem von vermehrt auftretenden Tarifierungsanomalien würde hierdurch voraussichtlich sogar verstärkt. Weiterhin liegen auch international keine Erfahrungen aus der Anwendung einer bidirektionalen Kostenwälzung vor. So ergab eine Befragung von ACER unter 28 europäischen Ländern (neben Deutschland), dass die Top-down-Kostenwälzung weiterhin der Standard bei der Umsetzung der Kostenwälzung ist³⁰⁸. Auch das von BET in Kooperation mit Aecoute im Auftrag der BNetzA in 2025 erstellte „Gutachten zum Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom“³⁰⁹ hat gezeigt, dass die Kostenwälzung in allen dort betrachteten zwölf Ländern von den oberen zu den unteren Spannungsebenen erfolgt. Eine umgekehrte oder bidirektionale Kostenwälzung gibt es nicht.

Aus den dargelegten Gründen ist eine bidirektionale Kostenwälzung aus unserer Sicht keine geeignete sachgerechte Alternative zu dem Ansatz einer Top-down-Kostenwälzung in Verbindung mit dem Instrument der EE-Mehrkostenwälzung.

6.4 Anwendung der regulären Netzentgelte für die Kostenwälzung

Gemäß dem in Kap. 3 hergeleiteten Vorschlag der Gutachter für die zukünftige Struktur der regulären Netzentgelte für Letztverbraucher würde anstelle des heutigen leistungsbezogenen Entgelts ein kapazitätsbezogenes Entgelt eingeführt, bei dem die Kapazität durch den einzelnen Netznutzer frei gewählt wird, evtl. innerhalb vorgegebener Grenzen. Das arbeitsbezogene Entgelt würde differenziert in zwei Entgelte für Bezugsmengen unterhalb und oberhalb der gewählten Kapazität. Das heute angewandte Modell der Gleichzeitigkeitsfunktion würde hierbei entfallen und durch andere Vorgaben zur Bemessung der Entgeltkomponenten ersetzt.

Wenn das heutige Grundprinzip, wonach die vertikale Kostenwälzung anhand genau der Entgeltkomponenten erfolgt, die auch von Letztverbrauchern erhoben werden, beibehalten würde, müsste die Kostenwälzung bei Einführung des vorgeschlagenen Kapazitäts-/Arbeitspreissystems an dieses angepasst werden. Netzbetreiber müssten dann für jede Netz- oder Umspannebene

³⁰⁶ (Consentec, Fraunhofer ISI, 2018)

³⁰⁷ (Consentec, 2021)

³⁰⁸ (ACER, 2025)

³⁰⁹ (BET, Aecoute, 2025)

eine Kapazität für Bezüge aus der jeweils vorgelagerten Ebene wählen und dem Betreiber dieser Ebene mitteilen, teilweise also auch sich selbst. Diese Kapazität würde sich nur auf Bezüge in Top-down-Richtung beziehen. Für Rückspeisungen könnte hingegen erwogen werden, einen zusätzlichen Bestandteil der Kostenwälzung zu ergänzen, sofern Netzentgelte (insbesondere solche mit Finanzierungsfunktion) für Einspeiser und Speicher eingeführt werden.

Eine solche Übertragung des Kapazitäts-/Arbeitspreissystems auf die vertikale Kostenwälzung wäre zwar grundsätzlich umsetzbar, hätte aber in verschiedener Hinsicht fragwürdige Konsequenzen. Netzbetreiber hätten z. B. anders als Letztverbraucher keinen ertragswirksamen Anreiz, die wirtschaftlich optimale Kapazität zu wählen, da vorgelagerte Netzkosten bei der Anreizregulierung nicht dem Effizienzvergleich unterliegen und jährlich anpassbar sind. Zugleich könnten durch die Notwendigkeit, Kapazitäten für die Übergänge zwischen den selbst betriebenen Netz- und Umspannebenen zu wählen und gegenüber sich selbst zu erklären, Gestaltungsspielräume für sachlich nicht begründete Umverteilungen zwischen den Ebenen entstehen.

Noch wesentlicher für die Beurteilung dieser Gestaltungsoption ist aber, dass sie den eingangs skizzierten Verwerfungen bei der Kostenallokation durch regional ungleich verteilte dezentrale Erzeugung nicht systematisch entgegenwirken würde. Auch bei einem Kapazitäts-/Arbeitspreissystem würde sich die Kostenallokation letztlich nach den Stromflüssen zwischen den Netz- und Umspannebenen richten, da die wirtschaftlich optimale Wahl der bestellten Kapazität von dem erwarteten zeitlichen Profil des Strombezugs abhängt.

Aus diesen Gründen erachten wir dieses Konzept zwar grundsätzlich als umsetzbar, aber mit Blick auf die dargestellten Probleme hinsichtlich der Kostenallokation und der Wahrscheinlichkeit von Tarifierungsanomalien nicht als eine befriedigende Lösung.

6.5 Entkopplung der Kostenwälzung von der Netzentgeltstruktur

6.5.1 Vorüberlegungen

Eine weitergehende und gezieltere Steuerung der von der vertikalen Kostenwälzung ausgehenden Allokationswirkungen lässt sich erreichen, indem die Kostenwälzung von der Struktur der regulären Netzentgelte entkoppelt wird. Der bisher in Deutschland praktizierte Gleichlauf von Kostenwälzung und Entgeltstruktur ist nicht zwingend, wie auch der Blick ins Ausland zeigt. So wird etwa in Österreich die Aufteilung der Übertragungsnetzkosten anhand von Schlüsseln vorgenommen, die nicht mit der Struktur der Übertragungsnetzentgelte übereinstimmen (siehe § 3 Abs. 1 Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 in der Fassung vom 27.03.2026). Eine solche Entkopplung würde darauf hinauslaufen, dass Netzbetreiber sich nicht gegenseitig Netzentgelte zahlen (bzw. diese kalkulatorisch für ihre eigenen Ebenen ansetzen), sondern die zu wälzenden Beträge auf Basis festzulegender Schlüsselungsprinzipien in einem eigenständigen Schritt ermittelt und den jeweils unterlagerten Netzbetreibern bzw. Ebenen als zu deckende vorgelagerte Netzkosten zugeordnet werden. Somit könnten für die Kostenwälzung Schlüsselungsprinzipien angewandt werden, die unabhängig von den Entgeltkomponenten sind. Damit würden sich zusätzliche Gestaltungsoptionen ergeben. Hierzu werden in den Abschnitten 6.5.3 bis 6.5.5 kapazitäts-, leistungs- und verbrauchsbezogene Schlüsselungsprinzipien erörtert; zuvor befasst sich Abschnitt 6.5.2 mit rechtlichen Erwägungen zu diesem Ansatz für die Kostenwälzung.

6.5.2 Rechtliche Erwägungen

6.5.2.1 Grundsatz der Kostenorientierung

Der Grundsatz der Kostenorientierung bringt die Vorstellung zum Ausdruck, dass die Netzentgelte in Beziehung zu den Kosten stehen sollen, die mit der jeweiligen Inanspruchnahme des Netzes verbunden sind. Lässt sich kein konkreter Verursachungszusammenhang ermitteln, so sollen sich die Netzentgelte an dem Wert des in Anspruch genommenen Netzes und den Netzkosten orientieren. Wie ausgeführt lässt dies einen weiten Gestaltungsspielraum bei der Bestimmung der Netzentgelte (2.2.1.2.2).

Sowohl im Zusammenhang mit der Einspeisung als auch der Entnahme von Strom wird in der Regel nicht nur die Anschlussnetz- oder -umspannebene in Anspruch genommen, sondern auch vor- oder nachgelagerte Netz- und Umspannebenen. Es entspricht daher dem Grundsatz der Kostenorientierung, anteilig auch die Kosten der weiteren genutzten Ebenen bei der Netzentgeltbildung zu berücksichtigen. Zur Vereinfachung wird derzeit – basierend auf der jedenfalls früher vorherrschenden Lastflusssituation – gemäß § 14 Abs. 1 S. 1 StromNEV von Stromflüssen aus den vorgelagerten in die nachgelagerten Netz- und Umspannebenen ausgegangen und dementsprechend die Kosten der vorgelagerten Ebenen anteilig den nachgelagerten Ebenen zugewiesen. Dies entspricht auch der Handhabung in den anderen EU-Mitgliedstaaten.³¹⁰ Soweit aufgrund zunehmender dezentraler Erzeugung teilweise auch Stromflüsse in umgekehrter Richtung vorliegen, wird dies von diesem Ansatz nicht berücksichtigt. Auch die seit dem Jahr 2025 praktizierte EE-Mehrkostenwälzung berücksichtigt diese nicht.³¹¹ Vor dem Hintergrund der begrenzten technisch-ökonomischen Begründbarkeit einer Kostenzuordnung und des daher bestehenden weiten Gestaltungsspielraums erscheint eine solche vereinfachende Betrachtung im Hinblick auf den Grundsatz der Kostenorientierung weiterhin vertretbar. Ebenfalls mit dem Grundsatz der Kostenorientierung vereinbar wäre aber auch eine differenziertere Abbildung der tatsächlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Ebenen.³¹²

Zur Bemessung der Inanspruchnahme der vorgelagerten durch die nachgelagerten Netz- und Umspannebenen wird derzeit nach § 14 Abs. 2 StromNEV auf den Strombezug der nachgelagerten Netz- oder Umspannebene aus der jeweils vorgelagerten Ebene abgestellt. Maßgeblich sind damit der kumulierte Strombezug der Letztverbraucher und Speicher der nachgelagerten Ebene sowie etwaige Stromflüsse in weiter unterlagerte Ebenen, soweit der Strombedarf nicht durch dezentrale Erzeugung auf der nachgelagerten Ebene gedeckt wird. Dezentrale Erzeugung auf den nachgelagerten Ebenen führt damit zu einem verringerten Kostenwälzungsbetrag. Zunehmend häufiger treten sogar sog. Tarifanomalien auf, bei denen das Netzentgelt bei gleichem Strombezugsverhalten auf einer nachgelagerten Ebene trotz Kostenwälzung geringer ausfällt als auf einer vorgelagerten Ebene. Der sich ergebende Wälzungsbetrag fließt in die Netzkosten der nachgelagerten Ebene ein und wird nach dem dortigen Preisblatt auf die dort angeschlossenen Letztverbraucher und Speicher sowie ggf. dort angeschlossene unterlagerte Netz- oder Umspannebenen verteilt. Ein solcher Kostenwälzungsmechanismus kann insoweit als vereinbar mit dem Grundsatz der Kostenorientierung angesehen werden, als er die Inanspruchnahme der

³¹⁰ ACER, Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025, Rn. 263 f.

³¹¹ Vgl. BNetzA, Festlegung BK8-24-001-A vom 28.8.2024, geändert durch BNetzA, Festlegung BK8-25-005-A v. 4.3.2026.

³¹² Von einem diesbezüglichen Gestaltungsspielraum ausgehend auch Kommission, C(2025) 4010 final, Anhang „Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs“, S. 12 f.; ACER, Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025, Rn. 269 ff., 276 ff. Beide Quellen halten eine Überprüfung des derzeitigen Modells bei zunehmenden Lastflüssen in vorgelagerte Ebenen für erforderlich.

vorgelagerten Ebene durch den tatsächlichen Stromfluss in die nachgelagerte Ebene abbildet. Eine verringerte Kostenwälzung in Korrelation zu geringeren Stromflüssen aus der vorgelagerten Ebene infolge erhöhter dezentraler Erzeugung wird etwa auch von ACER als denkbare Konzept für eine kostenorientierte Netzentgeltbildung angesehen.³¹³

Alternativ wird im Rahmen des AgNes-Verfahrens erwogen, auf den jeweiligen Strombezug der Letztverbraucher (und ggf. Speicher) der nachgelagerten Netz- und Umspannebenen aus ihrer jeweiligen Anschlussebene abzustellen („netzbezogener Letztverbrauch“). Damit entfällt die kumulierte Betrachtung anhand der Stromflüsse am Netzverknüpfungspunkt zum vorgelagerten Netz. Bei diesem Vorschlag bleibt dezentrale Erzeugung – soweit sie nicht hinter einem Zählpunkt der nachgelagerten Ebene liegt und daher keine Messdaten vorliegen – bei der Bemessung der Inanspruchnahme der vorgelagerten Ebenen unberücksichtigt. Eine solche Betrachtung kann dem Grundsatz der Kostenorientierung insofern entsprechen, als die von den Übertragungsnetzbetreibern erbrachten Systemdienstleistungen den Netznutzern nachgelagerter Netz- oder Umspannebenen auch bei hohem Anteil dezentraler Erzeugung in vollem Umfang zugutekommen. Zudem sind Netzbetreiber nach § 11 Abs. 1 EnWG (in Umsetzung von Art. 31 Abs. 1, 40 Abs. 1 lit. a EltRL) zum Betrieb sicherer, zuverlässiger und leistungsfähiger Netze verpflichtet, sodass vorgelagerte Netzbetreiber auch die Möglichkeit eines Ausfalls der dezentralen Erzeugung in nachgelagerten Ebenen berücksichtigen und daher entsprechende Netzkapazitäten vorhalten müssen. Zwar berücksichtigt auch die Netzentgeltbildung für Letztverbraucher diesen Umstand in gewissem Umfang, indem sie einen Kapazitätspreis und bei Überschreitung der Bestellkapazität einen erhöhten Arbeitspreis vorsieht (3.3.3.1). Aufgrund der kumulierten Betrachtung einer ganzen Netz- oder Umspannebene kommt diesem Umstand bei der Kostenwälzung aber eine wesentlich größere Bedeutung zu. Zudem kann dieser Umstand durch andere Instrumente berücksichtigt werden, wenn – anders als bei dezentraler Erzeugung hinter einem Zählpunkt – eigene Messwerte für den Letztverbrauch vorliegen. Schließlich passt auch das Konzept einer Bestellkapazität nicht auf den Betreiber der nachgelagerten Netz- oder Umspannebene, da er (abgesehen von seinem Betriebsverbrauch) keine Energie für den eigenen Verbrauch bezieht und den Verbrauch der Netznutzer auch nicht beeinflussen kann. Auch dieser alternative Ansatz kann daher nach Auffassung der Gutachter als vereinbar mit dem Grundsatz der Kostenorientierung angesehen werden.

Zur Bemessung der Inanspruchnahme der vorgelagerten Netz- und Umspannebenen kann auf unterschiedliche Parameter abgestellt werden. Wie zu Verbraucherentgelten ausgeführt, kommen insbesondere kapazitäts-, leistungs- oder arbeitsorientierte Parameter in Betracht. Hierbei sind unterschiedliche Ausgestaltungen denkbar und erscheinen grundsätzlich vereinbar mit dem Grundsatz der Kostenorientierung, sodass der Regulierungsbehörde ein weiter Gestaltungsspielraum verbleibt. Im Rahmen des AgNes-Verfahrens wird erwogen, zur Bemessung der Kostenwälzung auf die von den Letztverbrauchern (und ggf. Speichern) in den nachgelagerten Netz- und Umspannebenen bezogene elektrische Arbeit abzustellen. Ein solcher Ansatz bildet die Inanspruchnahme des vorgelagerten Netzes über die bezogene Energiemenge der jeweiligen Netznutzer des nachgelagerten Netzes ab. Ebenso wie im vorgelagerten Netz wird damit auf das Bezugsverhalten der einzelnen Netznutzer abgestellt. Angesichts der großen Nutzerkollektive (alle Letztverbraucher und ggf. Speicher im nachgelagerten Netz) werden die kollektiven Nutzungsdauern zudem weniger stark differieren als zwischen einzelnen Netznutzern, sodass kapazitäts-, leistungs- oder arbeitsbezogene Schlüsselungen nur zu geringeren Abweichungen führen

³¹³ ACER, Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe, 2025, Rn. 275.

dürften (vgl. 6.5.4). Schließlich bietet ein solcher Ansatz erhebliche Vorteile hinsichtlich seiner Praktikabilität und Nachvollziehbarkeit. Nach Auffassung der Gutachter könnte eine Anknüpfung an die bezogene elektrische Arbeit daher als mit dem Grundsatz der Kostenorientierung vereinbar angesehen werden.

Im Rahmen des AgNES-Verfahrens wird weiterhin eine Kostenwälzung nach Maßgabe der angeschlossenen Kapazitäten in Betracht gezogen. Aus Perspektive kostenorientierter Netzentgelte spricht für einen derartigen Ansatz, dass die Kapazität im Vergleich zur bezogenen Arbeit einen stärkeren – aber nicht den einzigen und auch nicht den dominanten – Treiber der Netzkosten darstellt (oben 3.3.3.1). Allerdings kann die Bestimmung der angeschlossenen Kapazitäten schwierig sein und größeren Aufwand verursachen. Grundsätzlich erschiene ein solcher Ansatz aber ebenfalls vereinbar mit dem Grundsatz der Kostenorientierung.

6.5.2.2 Grundsatz der Nichtdiskriminierung

Ein Ansatz, der auf den netzbezogenen Letztverbrauch in den nachgelagerten Netz- und Umspannebenen – und nicht auf den Stromfluss am Netzverknüpfungspunkt zwischen vor- und nachgelagerter Netz- oder Umspannebenen – abstellt, führt zu einer unterschiedlichen Behandlung der nachgelagerten Netz- oder Umspannebene im Vergleich zu unmittelbar an die vorgelagerte Ebene angeschlossenen Letztverbrauchern und Speichern. Dies könnte Bedenken im Hinblick auf eine mögliche Diskriminierung aufwerfen, zumal § 14 Abs. 2 S. 2 StromNEV derzeit ausdrücklich regelt:

„An eine Netz- oder Umspannebene angeschlossene Letztverbraucher und Weiterverteiler sowie die nachgeordnete Netz- oder Umspannebene werden als Netzkunden der jeweiligen Netz- oder Umspannebene angesehen und gleichbehandelt.“

Die Verordnungsbegründung hierzu führte aus:

„Die in § 14 geregelte Kostenwälzung dient dem Ziel, eine möglichst verursachungsgerechte Verteilung der Netzkosten auf die Kostenträger, die in Abschnitt 3 definiert sind, zu gewährleisten. Die Kosten einer Netz- oder Umspannebene werden grundsätzlich von den entnehmenden Netzkunden getragen. Entnehmende Netzkunden einer Netz- oder Umspannebene sind Letztverbraucher, Weiterverteiler (z. B. Stadtwerke) sowie die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene.“³¹⁴

Abgestellt wurde damit auf die Entnahme aus der Netz- oder Umspannebene, wobei die Entnahmen durch Letztverbraucher, Weiterverteiler und nachgelagerte Netz- oder Umspannebenen unter dem Gesichtspunkt der Verursachungsgerechtigkeit als grundsätzlich gleichwertig angesehen wurden.

Eine Entkopplung der Kostenwälzung von der Netzentgeltstruktur ist daher unter dem Gesichtspunkt einer möglichen Diskriminierung zu bewerten. Hierbei steht der Grundsatz der Nichtdiskriminierung einer unterschiedlichen Behandlung von Sachverhalten nur entgegen, wenn es sich um vergleichbare Sachverhalte handelt. Nach ständiger Rechtsprechung des EuGH ist die Vergleichbarkeit verschiedener Sachverhalte in Anbetracht aller Merkmale zu beurteilen, die sie kennzeichnen. Diese Merkmale sind u. a. im Licht des Gegenstands und des Ziels der Unionsmaßnahme, die die fragliche Unterscheidung einführt, zu bestimmen und zu beurteilen.

³¹⁴ Entwurf der StromNEV, BR-Drs. 245/05, S. 38.

Außerdem sind die Grundsätze und Ziele des Regelungsbereichs zu berücksichtigen, in den diese Maßnahme fällt.³¹⁵

Die Vergleichbarkeit von Letztverbrauchern und Speichern einerseits sowie der nachgelagerten Netz- oder Umspannebene andererseits erscheint insoweit problematisch. Der im Bereich der Netzentgeltsystematik tragende Grundsatz der Kostenorientierung sieht vor, dass die Netzentgelte in Beziehung zu den Kosten stehen sollen, die mit der jeweiligen Inanspruchnahme des Netzes verbunden sind (2.2.1.2.2 und 6.5.1.1). Am Netzverknüpfungspunkt erfolgen zwar Stromflüsse aus der vorgelagerten in die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene. Die Inanspruchnahme der vorgelagerten Ebene erfolgt jedoch durch die versorgten Letztverbraucher und Speicher (bzw. deren Lieferanten) und wird von den beteiligten Netzbetreibern lediglich technisch umgesetzt. Dieser Ansatz entspricht dem Verständnis, dass Netztarife die Gegenleistung der Netznutzer für die Dienstleistung darstellen, Strom vom Erzeugungsort zum Nutzungsort zu transportieren.³¹⁶ Damit wird das Stromnetz über alle Netz- und Umspannebenen und alle Netzbetreiber hinweg als Gesamtsystem betrachtet, sodass Stromflüsse zwischen den Ebenen keine netzentgeltpflichtige Netznutzung darstellen.³¹⁷ Die Entnahme durch unmittelbar angeschlossene Letztverbraucher und Speicher erscheint insoweit aus Perspektive der Kostenorientierung nicht vergleichbar mit Stromflüssen in nachgelagerte Netz- oder Umspannebenen. Dies gilt auch, soweit der Betreiber der nachgelagerten Ebene Strom für den eigenen Betriebsverbrauch entnimmt. Insoweit nimmt der Betreiber der nachgelagerten Ebene die vorgelagerte Ebene vielmehr wie ein Letztverbraucher in Anspruch, der an die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene angeschlossen ist.

In diesem Sinne stellen die Vorschriften der EltRL zur Netzentgeltsystematik auf die Nichtdiskriminierung zwischen „Netznutzern“ ab, vgl. Art. 6 Abs. 1 S. 1 EltRL. Dies dürfte ebenso – wenn auch im Wortlaut nicht eindeutig formuliert – für die Vorgaben zur Nichtdiskriminierung nach Art. 18 EltVO gelten. Bezugsseitig ist ein Netznutzer eine natürliche oder juristische Person, die aus einem Übertragungs- oder Verteilernetz mit Elektrizität „versorgt“ wird (vgl. Art. 2 Nr. 36 EltRL, ebenso Art. 2 Nr. 54 EltVO). Die Anknüpfung an die Versorgung aus einem Übertragungs- oder Verteilernetz legt schon nach dem allgemeinen Wortsinn nahe, dass auf den jeweiligen Letztverbraucher oder Speicher abzustellen ist, der für seine Zwecke Strom aus dem Anschlussnetz entnimmt.³¹⁸ Gestützt wird dieses Verständnis durch die gesetzliche Definition der „Versorgung“ als Verkauf, einschließlich des Weiterverkaufs, von Elektrizität an Kunden, (vgl. Art. 2 Nr. 12 EltRL, ebenso Art. 2 Nr. 41 EltVO), wobei „Kunde“ ein Großhändler bzw. Endkunde ist, der Elektrizität kauft (vgl. Art. 2 Nr. 1 EltRL, ebenso Art. 2 Nr. 34 EltVO). Dementsprechend sind nachgelagerte Netzbetreiber keine Netznutzer des vorgelagerten Netzes, sondern umgekehrt gerade zur nichtdiskriminierenden Behandlung der Netznutzer ihres eigenen Netzes verpflichtet, vgl. etwa Art. 31 Abs. 2 und Art. 40 Abs. 1 lit. f EltRL. Es liegt daher für die Zwecke der Netzentgeltbestimmung nahe, bereits die Vergleichbarkeit des Stromflusses in nachgelagerte

³¹⁵ EuGH v. 10.2.2022, C-522/20, EU:C:2022:87, Rn. 20 - OE; EuGH v. 6.6.2019, C-264/18, EU:C:2019:472, Rn. 29 - P. M. u. a.

³¹⁶ Kommission, C(2025) 4010 final, Anhang „Approval of the content of a draft Commission Notice on Guidelines on future proof network charges for reduced energy system costs“, S. 4: „Network tariffs are what all users connected to the system pay for the service of having the possibility to have electricity transported from the point of production to where the electricity is used.“

³¹⁷ Vgl. auch die Definition für „Network user“ durch ACER, Report on transmission and distribution tariff methodologies in Europe, 2023, Rn. 23, die Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber ausdrücklich ausschließt.

³¹⁸ Nicht näher geprüft werden kann im Rahmen dieses Gutachtens die Frage, ob auch Sachverhalte einzubeziehen sind, in denen Strom zwar für eigene Zwecke entnommen, aber nicht „gekauft“ wird.

Netz- und Umspannebenen mit dem Strombezug der unmittelbar an das vorgelagerte Netz angeschlossenen Letztverbraucher oder Speicher zu verneinen.

Zu prüfen ist, ob sich eine abweichende Beurteilung aus dem deutschen Recht ergeben kann. Hier definiert § 3 Nr. 78 EnWG „Netznutzer“ als natürliche oder juristische Personen, die „Energie in ein Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetz einspeisen oder daraus beziehen“, wobei der Begriff „beziehen“ nicht legaldefiniert ist. Die Vorschrift dient ausdrücklich der Umsetzung (der wortgleichen Vorgängervorschrift) des Art. 2 Nr. 36 EltRL.³¹⁹ Der BGH stellt allerdings für den „Strombezug“ auf die Entnahmestelle i.S.v. § 2 Nr. 6 StromNEV ab, d.h. den Ort der Entnahme elektrischer Energie aus einer Netz- oder Umspannebene durch einen Letztverbraucher, Weiterverteiler oder die jeweils nachgelagerte Netz- oder Umspannebene, und sieht damit nachgelagerte Netzbetreiber als Netznutzer an.³²⁰ Auch die Literatur befürwortet teilweise ein erweitertes Verständnis, das die Nutzung des Netzes auf Grundlage eines Netznutzungsvertrages hervorhebt und – je nach Interpretation des „Netznutzungsvertrags“ – möglicherweise Netzbetreiber umfassen könnte.³²¹ Für die Einordnung nachgelagerter Netzbetreiber als Netznutzer könnte auch die Definition des Begriffs „Versorgung“ in § 3 Nr. 107 EnWG sprechen, dem abweichend von Art. 2 Nr. 12 EltRL neben der Erzeugung oder Gewinnung von Energie zur Belieferung von Kunden und dem Vertrieb von Energie an Kunden auch „der Betrieb eines Energieversorgungsnetzes“ unterfällt.

Es sind jedoch keine Anhaltspunkte ersichtlich, dass der unionsrechtliche Grundsatz der Nichtdiskriminierung trotz des engeren Wortlauts auch die grundsätzliche Gleichbehandlung der Betreiber von nachgelagerten Netz- oder Umspannebenen mit unmittelbar an das vorgelagerte Netz angeschlossenen Letztverbrauchern und Speichern verlangt. Auch wenn das Unionsrecht dem nationalen Recht Spielräume für weitergehende Anforderungen an die Nichtdiskriminierung belassen sollte, so fällt die materielle Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik zur Umsetzung der EltRL und ggf. zur Konkretisierung der unmittelbar geltenden unionsrechtlichen Vorgaben im Rahmen des Art. 62 EltVO jedenfalls (grundsätzlich) in die ausschließliche Zuständigkeit der NRB. Eine Ausweitung des Diskriminierungsverbots durch abweichende Definitionen des EnWG erscheint daher, soweit diese Vorschriften nicht ohnehin umgekehrt unionsrechtskonform auszulegen sind, im Bereich der Netzentgeltsystematik nicht möglich.

Da die Frage der Vergleichbarkeit bislang wenig diskutiert wurde, wird im Folgenden hilfsweise von der Vergleichbarkeit der Sachverhalte ausgegangen. Damit ist weiter zu prüfen, ob die unterschiedliche Behandlung des Stromflusses in nachgelagerte Netz- oder Umspannebenen einerseits und des Strombezugs von unmittelbar an die vorgelagerte Ebene angeschlossenen Letztverbrauchern oder Speichern andererseits gerechtfertigt werden könnte. Dies setzt voraus, dass die unterschiedliche Behandlung auf einem objektiven und angemessenen Kriterium beruht, das seinerseits im Zusammenhang mit einem rechtlich zulässigen Ziel steht, das mit der in Rede stehenden Regelung verfolgt wird.

³¹⁹ BT-Drs. 15/3917, S. 49.

³²⁰ BGH v. 9.10.2018, EnVR 42/17, RdE 2019, 17, Rn. 14 – Singulär genutzte Betriebsmittel III; BGH v. 9.10.2018, EnVR 43/17 Rn. 13; in diesem Sinne auch BGH v. 9.10.2018, EnVR 32/17, ZNER 2019, 123, Rn. 21 ff. – Chemiepark; hierauf Bezug nehmend auch BGH v. 2.12.2025, EnZR 95/23, RdE 2026, 194, Rn. 15 – Individuelles Netzentgelt VI.

³²¹ Vgl. Theobald/Kühling/Theobald, 133. EL Januar 2026, EnWG § 3, Rn. 224; Bourwieg/Hellermann/Hermes/Hellermann, 4. Aufl. 2023, EnWG § 3 Rn. 74; BerKommEnergieR/Boesche, 4. Aufl. 2019, EnWG § 3, Rn. 184; Kment/Schex, 3. Aufl. 2023, EnWG § 3, Rn. 100; BeckOK EnWG/Peiffer, 18. Ed. 1.3.2026, EnWG § 3 Nr. 78, Rn. 1 f. Allerdings wird der nachgelagerte Netzbetreiber jedenfalls nicht ausdrücklich als Netznutzer benannt.

EuGH v. 27.1.2022, C-179/20 Rn. 72 - Fondul Proprietatea SA: „Eine unterschiedliche Behandlung ist gerechtfertigt, wenn sie auf einem objektiven und angemessenen Kriterium beruht, d. h., wenn sie im Zusammenhang mit einem rechtlich zulässigen Ziel steht, das mit der in Rede stehenden Regelung verfolgt wird, und wenn diese unterschiedliche Behandlung in angemessenem Verhältnis zu dem mit der betreffenden Behandlung verfolgten Ziel steht [...].“

Differenzierungskriterium ist vorliegend, ob Strom aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene von dort angeschlossenen Letztverbrauchern oder Speichern entnommen wird oder ob am Netzverknüpfungspunkt Strom in eine nachgelagerte Netz- oder Umspannebene fließt. Hierbei handelt es sich um ein objektives Kriterium. Dieses Kriterium muss im Zusammenhang mit einem rechtlich zulässigen Ziel stehen, das mit der in Rede stehenden Regelung verfolgt wird. Vorliegend wird insbesondere das Ziel einer kostenorientierten Netzentgeltbildung verfolgt. Danach sollen Netzentgelte in Beziehung zu den Kosten stehen, die mit der jeweiligen Inanspruchnahme des Netzes verbunden sind. Wie ausgeführt erfolgt die Inanspruchnahme des Netzes (die Netznutzung) bei Stromflüssen in die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene aber nicht durch den Betreiber dieser Netz- oder Umspannebene, sondern durch die dort angeschlossenen Letztverbraucher (zu denen hinsichtlich seines Betriebsverbrauchs auch der Betreiber der nachgelagerten Ebene gehört) und Speicher. Die unterschiedliche Behandlung beruht daher auf einem Kriterium, dass in Zusammenhang mit dem Ziel der kostenorientierten Netzentgeltbildung steht. Dies gilt umso mehr, als der Betreiber der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene gemäß § 11 Abs. 1 EnWG auch die Möglichkeit eines Ausfalls der dezentralen Erzeugung in nachgelagerten Ebenen berücksichtigen muss. Die damit verbundenen Kosten können bei Abstellen auf den netzbezogenen Letztverbrauch besser abgebildet werden (6.5.1.1).

Darüber hinaus reduziert eine Kostenwälzung nach dem Konzept des netzbezogenen Letztverbrauchs das Risiko von Tarifanomalien deutlich. Solche Tarifanomalien können Anreize zum Anschluss an niedrigere Netz- oder Umspannebenen setzen, die unter dem Gesichtspunkt der Energieeffizienz des Netzes wie auch der Kosteneffizienz des Netzes nachteilig sein können. Die unterschiedliche Behandlung des Stromflusses in nachgelagerte Netz- und Umspannebenen einerseits und des Strombezugs von unmittelbar an die vorgelagerte Ebene angeschlossenen Letztverbrauchern oder Speichern andererseits steht insoweit auch in Zusammenhang mit den Zielen der Energieeffizienz und der Kosteneffizienz des Netzes, die zusätzliche spezifische Ziele der Netzentgeltsystematik darstellen (2.2.1.3.4 und 2.2.1.3.2).

Die Rechtfertigung einer unterschiedlichen Behandlung von Sachverhalten setzt schließlich voraus, dass die unterschiedliche Behandlung in angemessenem Verhältnis zu dem damit verfolgten Ziel steht. Dies erscheint vorliegend gleichfalls gegeben. Mögliche Nachteile für Letztverbraucher oder Speicher in nachgelagerten Netz- oder Umspannebenen mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung entsprechen aus den dargestellten Gründen grundsätzlich dem Grundsatz der Kostenorientierung wie auch den Zielen der Energieeffizienz und der Kosteneffizienz des Netzes. Die Kostenorientierung ist ein wesentliches Element für die Nachvollziehbarkeit und wirtschaftliche Begründbarkeit der Netzentgeltsystematik. Ebenso stellen die Energieeffizienz des Netzes, u.a. aus Gründen des Klimaschutzes, und die Kosteneffizienz des Netzes wichtige Ziele des Energiesystems dar. Den genannten Zielen kommt daher erhebliches Gewicht zu. Zudem beruht der Vorteil, der sich nach derzeitiger Netzentgeltsystematik für die an nachgelagerte Netz- oder Umspannebenen angeschlossene Letztverbraucher oder Speicher ergeben kann, nicht auf deren eigener Leistung, sondern ist ein Begleiteffekt etwaiger dezentraler Erzeugung und daher nicht in besonderer Weise schutzwürdig. Die unterschiedliche Behandlung kann

daher nach Auffassung der Gutachter als angemessen im Hinblick auf die Ziele der Kostenorientierung sowie der Energieeffizienz und der Kosteneffizienz des Netzes angesehen werden.

6.5.2.3 Festlegungskompetenz

Vorgaben der BNetzA zur vertikalen Kostenwälzung sind durch die allgemeine Festlegungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG gedeckt. Sie unterfallen insbesondere dem Beispielstatbestand des § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. c EnWG. Danach kann die Regulierungsbehörde Regelungen treffen „zu den Parametern, die für die Kostenallokation auf die Netznutzer über die Entgelte maßgeblich“ sind. Zu diesen Parametern gehören auch die Vorgaben zur anteiligen Wälzung der vorgelagerten Netzkosten auf die nachgelagerten Netz- und Umspannebenen.

6.5.3 Kapazitätsbasierte Schlüsselung

Bei kapazitätsorientierten Schlüsselungen ist weiter danach zu unterscheiden, ob sich diese an der vertraglichen oder der technischen Anschlusskapazität orientieren.

- **Schlüsselung nach vertraglicher Netzanschlusskapazität (NAK):** Wie in Abschnitt 3.3.7 erörtert, erachten wir Entgelte, die sich ausschließlich oder weitgehend auf die NAK beziehen, aus verschiedenen Gründen als nicht geeignet für die zukünftige Netzentgeltstruktur. Derartige Entgelte würden u. a. Zuordnungsprobleme zwischen Anschlussnehmern und Netznutzern aufwerfen, Netznutzer mit geringer Benutzungsdauer überproportional belasten und potenziell Fehlanreize in Bezug auf die Nutzung der Flexibilität von Netznutzern auslösen. Diese Nachteile würden bei der Verwendung der NAK als Schlüssel für die Kostenwälzung weniger ins Gewicht fallen, so dass diese grundsätzlich in Erwägung gezogen werden könnte.
- **Schlüsselung nach technischer Netzanschlusskapazität:** Auch Eigenschaften der technischen Anschlusskonstellation sind aus unserer Sicht für die Bildung von Netzentgelten nicht geeignet, u. a. weil sie stark von Entscheidungen der Netzbetreiber abhängen und in vielen Fällen gar keine scharfe Grenze der technischen Belastbarkeit eines Netzanschlusses bestimmt werden kann. Für die Kostenwälzung könnten technische Eigenschaften der Netzanschlüsse aber grundsätzlich in Betracht gezogen werden.

Bei der Verwendung von Kapazitätsgrößen wie der NAK oder der technischen Kapazität würden allerdings Netzgebiete, in denen die benötigte Kapazität dominant durch Rückspeisungen (die aus Einspeisungen von Erzeugungsanlagen und/oder Speichern stammen) bestimmt wird, überproportional in die Kostentragung einbezogen. Verbraucher in stark einspeisedominierten Netzen würden erheblich mehr vorgelagerte Netzkosten tragen als Verbraucher in verbrauchsdominierten Netzen. Somit würde sich auch hier keine regional ausgeglichene Verteilung der Kosten vorgelagerter Ebenen ergeben. (Dies wäre allenfalls dann der Fall, wenn auch Einspeiser und Speicher sich gleichermaßen in voller Höhe an der Netzkostenfinanzierung beteiligen würden wie Verbraucher. Dies halten wir jedoch nicht für empfehlenswert, siehe Kap. 4-5.) Vielmehr würden entgegen der Zielsetzung des EE-Mehrkostenausgleichs Gebieten mit hoher EE-Durchdringung erhöhte Kostenanteile der vorgelagerten Ebenen zugewälzt. Dieser Effekt kann sehr erheblich sein, denn es gibt heute schon Netzgebiete, in denen die installierte EE-Leistung mehr als das Zehnfache der maximalen Bezugsleistung der Verbraucher beträgt und die Netzanschlusskapazitäten zwischen den dortigen und den vorgelagerten Netzebenen überwiegend von den EE-Leistungen determiniert werden. Dort würden Verbraucher dann im Vergleich zu Verbrauchern in verbrauchsdominierten Gebieten auch ein Vielfaches an vorgelagerten Netzkosten tragen müssen. In Anbetracht des weiteren EE-Zubaus ist zu erwarten, dass künftig in immer mehr Netzgebieten die Anschlusskapazitäten zwischen Netzebenen von der EE-Leistung

determiniert werden, so dass derartige Verzerrungen in immer stärker zunehmendem Maße auftreten würden. Diese Problematik könnte auch nicht auf befriedigende Weise dadurch geheilt werden, dass Transportkapazitäten zwischen den Ebenen auf ihren Funktionen für die beiden Transportrichtungen aufgeteilt werden, da eine solche Aufteilung technisch nicht möglich ist. Eine Aufteilungsregel für diesen Zweck müsste letztlich auf gemessene Leistungs- oder Arbeitswerte abstellen (Abschnitte 6.5.4-6.5.5), was von einer reinen Kapazitätsorientierung wegführt.

Abgesehen davon dürfte für Ebenen innerhalb der Sphäre eines Netzbetreibers in der Regel keine NAK definiert sein, und auch die Definition der technischen Anschlusskapazität wirft Fragen z. B. hinsichtlich der Berücksichtigung von Reservebetriebsmitteln und der Übertragungskapazität von Leitungsnetzebenen auf. Daher wären diese Schlüsselungsprinzipien zumindest mit definitorischem Mehraufwand und voraussichtlich dennoch verbleibendem, sachlich nicht angemessenem Gestaltungsspielraum verbunden, sowie je nach Definition der Kapazitätsgrößen auch mit fragwürdigen Allokationswirkungen.

6.5.4 Leistungsbezogene Schlüsselung

Grundsätzlich wäre denkbar, die Schlüsselung anhand von gemessenen Höchstleistungen vorzunehmen. Hierbei ist zu unterscheiden danach, ob dabei analog zum heutigen System die an den Übergabepunkten gemessenen (Höchst-)Leistungen oder aber die Summen der Höchstentnahmelasten der an die jeweilige Netzebene und unterlagerte Netzebene angeschlossenen Verbraucher herangezogen werden.

Bei einer Wälzung nach den gemessenen Höchstleistungen würden die gleichen Größen herangezogen, die auch bei der bisherigen Wälzungssystematik verwendet werden. Dieser hinsichtlich der Datengrundlage einfache Ansatz würde aber den in Abschnitt 6.1 erörterten Reformbedarf in keiner Weise adressieren. Zudem wären weiterhin Regelungen zum „Pooling“ erforderlich, das bei einer Anwendung zwischen vor- und nachgelagerten Netzebenen problematische Wirkungen entfalten kann. Im Status quo entscheidet die Frage, ob und in welcher Weise Pooling zugelassen wird, mitunter darüber, welche Netzkonzepte Netzbetreiber für nachgelagerte Ebenen realisieren. Hier werden somit Entscheidungen, die volkswirtschaftliche Kostenrelevanz haben, auf Basis von Gestaltungen getroffen, die in erster Linie Umverteilungen bewirken sollen. Eine solche Lösung ist also auszuschließen.

Eine Wälzung anhand der Summe der Höchstentnahmelasten der an die jeweilige Netzebene und unterlagerte Netzebenen angeschlossenen Letztverbraucher hätte die (erwünschte) Folge, dass der Einfluss der dezentralen Erzeugung auf die Kostenverteilung und damit weitgehend auch das Risiko des Auftretens von Tarifanomalien unterbunden würden. Die Wälzungsergebnisse würden dann aber stark von den typischen Benutzungsdauern der Letztverbraucher je Ebene getrieben. In den unteren Ebenen weisen die Bezugsprofile der einzelnen Letztverbraucher im Durchschnitt wesentlich geringere Benutzungsdauern auf als in höheren Netzebenen. Es würden somit erheblich höhere Kostenanteile in die unteren Ebenen gewälzt, was angesichts der dort – insbesondere im Niederspannungsnetz – sehr hohen Durchmischungseffekte (d. h. niedriger Gleichzeitigkeitsgrade) nicht gerechtfertigt wäre. Um dies zu heilen, müsste anstelle der Summen *individueller* Höchstlasten auf die ebenenspezifisch ermittelten *kollektiven* Höchstlasten der Letztverbraucher abgestellt werden. Diese Größen sind jedoch sehr eng mit den einfacher und eindeutiger ermittelbaren kollektiven Letztverbrauchsmengen korreliert, wie in Abschnitt 6.5.5 erörtert wird.

Außerdem würde eine Kostenwälzung nach gemessenen Höchstentnahmelasten insbesondere in Ebenen und/oder Netzgebieten mit wenigen, aber großen Einzelverbrauchern eine hohe Sensitivität gegenüber seltenen Leistungsspitzen aufweisen, was die Stabilität der Kostenallokation beeinträchtigen würde.

Aus diesen Gründen erscheint auch dieser Ansatz weniger geeignet als der im folgenden Abschnitt diskutierte Ansatz einer letztverbrauchsbezogenen Schlüsselung.

6.5.5 Letztverbrauchsbezogene Schlüsselung

Bei der Ermittlung von Netzentgelten kann nur auf zähltechnisch erfasste Größen Bezug genommen werden, so dass z. B. der Bruttoverbrauch eines Letztverbrauchers „vor“ dessen teilweiser Deckung durch Eigenerzeugung nicht herangezogen werden kann. Bei der Kostenwälzung könnte hingegen durchaus die Summe der Strombezüge aller Letztverbraucher in einer Ebene und allen unterlagerten Ebenen bis hin zur Niederspannungsebene als Schlüsselungsgröße herangezogen werden. Für diese Größe hat die BNetzA in ihrem Orientierungspapier zum Thema Kostenwälzung den Begriff „netzbezogener Letztverbrauch“ eingeführt. Mit dem Begriffsteil „netzbezogen“ soll verdeutlicht werden, dass diese Größe nur die aus dem Netz bezogene Arbeit der Letztverbraucher einer Ebene und aller unterlagerten Ebenen umfasst, nicht jedoch den gesamten Bruttoverbrauch dieser Letztverbraucher inklusive des durch Eigenerzeugung gedeckten Anteils, denn dieser wird im Allgemeinen nicht separat gemessen und kann daher weder bei der Entgeltkalkulation noch bei der vertikalen Kostenwälzung berücksichtigt werden.

Wir halten eine solche letztverbrauchsbezogene Schlüsselung aus verschiedenen Gründen für einen sinnvollen und unter den betrachteten Optionen den bestgeeigneten Ansatz:

- Der netzbezogene Letztverbrauch ist unabhängig vom Umfang der dezentralen Erzeugung und verspricht somit eine deutlich ausgewogenere regionale Kostenallokation. So würde etwa erreicht, dass ähnliche Verbraucher wie z. B. Haushalte mit einem bestimmten jährlichen Strombezug bundesweit ungefähr den gleichen Beitrag zur Finanzierung des Übertragungsnetzes leisten. Auch das Entstehen von Tarifanomalien dürfte bei diesem Schlüsselungsansatz weitgehend ausgeschlossen werden.
- Eine Kostenwälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch wäre zudem eine sinnvolle Ergänzung zum EE-Mehrkostenausgleich, da Letzterer zwar Nachteile in Gebieten mit hohem EE-Anteil infolge dadurch bedingter netzseitiger Mehrkosten ausgleicht, aber die – schwer zu rechtfertigenden – Kostenvorteile durch reduzierte Herabwälzung der Kosten vorgelagerter Netz- und Umspannebenen unverändert bestehen lässt. Gerade in Verbindung mit dem EE-Mehrkostenausgleich führt eine Wälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch zu einer regional ausgewogeneren Kostenallokation.
- Bei einer Schlüsselung nach netzbezogenem Letztverbrauch erübrigen sich Überlegungen zum „Pooling“. Somit werden die oben beschriebenen potenziellen Fehlanreize, die bei einer Anwendung zwischen vor- und nachgelagerten Netzebenen problematische Wirkungen entfalten können, vermieden. (Diese Überlegungen beziehen sich auf das Pooling zwischen den Netz- und Umspannebenen. Der Umgang mit Pooling bei Letztverbrauchern wird in Kap. 3 diskutiert.)

Es könnte eingewandt werden, dass bei einer Wälzung nach dem netzbezogenen Letztverbrauch die Abhängigkeit der Netzkosten von der auslegungsrelevanten Höchstleistung der Netzbelastung nicht ausreichend gewürdigt wird. Bei der in Abschnitt 3.3 vorgeschlagenen neuen Systematik für die regulären Netzentgelte wird dieser Aspekt hingegen berücksichtigt, indem ein

kapazitätsbezogenes Entgelt (mit Bezug auf eine vom Netznutzer wählbare Kapazität) vorgesehen wird. Hierzu ist jedoch Folgendes zu beachten:

- Es ist zwar zutreffend, dass die Netzauslegung von der maximal zu übertragenden Leistung bestimmt wird. Die Netzkosten sind jedoch nicht proportional zu der auslegungsrelevanten Leistung. Sie werden auch von strukturellen Eigenschaften wie der Verteilung der Netzanchlusspunkte auf die Gebietsfläche getrieben, und die Kosten eines jeden Betriebsmittels weisen einen leistungsunabhängigen Anteil auf. Daher wäre eine an der (zeitgleichen) Höchstbelastung orientierte Kostenallokation bei einer strikten Orientierung an Kostentreibereffekten auch nur für einen Teil der Netzkosten sachgerecht.
- Die Einführung eines kapazitätsbezogenen Entgelts als Ersatz für das derzeitige leistungsbezogene Entgelt bei der Gestaltung der regulären Netzentgeltkomponenten hat den Effekt, dass auch weiterhin Verbraucher mit geringer Benutzungsdauer stärker an den Netzkosten beteiligt werden als bei einer rein arbeitsbezogenen Bepreisung. Dem liegt die Feststellung zugrunde, dass Letztverbraucher hinsichtlich der Benutzungsdauer sehr heterogen sind, mit einer Bandbreite der auftretenden Benutzungsdauern zwischen wenigen 100 Stunden bis hin zu über 8.000 Stunden pro Jahr. Bei der Kostenwälzung geht es hingegen um die Verteilung der Kosten auf große Nutzerkollektive, deren kollektive Benutzungsdauern typischerweise immer im Bereich mehrerer 1.000 Benutzungsstunden und somit sehr viel näher aneinander liegen. Auswertungen der im Rahmen des Effizienzvergleichs für die vierte Regulierungsperiode veröffentlichten Struktur- und Aufwandsparameter zeigen, dass die kollektiven Benutzungsdauern im Verteilnetz im Mittel zwischen 5.000 und 6.000 Stunden liegen³²². Die Unterscheidung zwischen kapazitäts-/leistungs- und arbeitsbezogener Schlüsselung spielt daher für die sich ergebende Kostenallokation bei der Kostenwälzung eine weit aus geringere Rolle als bei der Kalkulation der Entgeltkomponenten.

Wir sehen die Abweichung von einer strikt an Kostentreiberwirkungen orientierten Kostenwälzung daher bei der Kostenschlüsselung nach netzbezogenem Letztverbrauch als moderat und vertretbar an, zumal hiermit eine aufwändige Definitorik und Berechnung geeigneter Leistungs- oder Kapazitätsgrößen vermieden wird.

Grundsätzlich wäre zwar auch vorstellbar, dass zwei oder mehr unterschiedliche Schlüsselungsgrößen herangezogen und unter einer vorzuziehenden Gewichtung miteinander kombiniert werden. Dies würde jedoch zu erhöhtem Aufwand für die Kostenwälzung führen und müsste daher durch relevante Vorteile hinsichtlich der Wälzungsergebnisse begründet werden. Ein Gleichlauf der Kostenallokation bei der Kostenwälzung mit der Struktur der Netzentgeltkomponenten ist jedenfalls, wie weiter oben ausgeführt, aus unserer Sicht keine zwingende Anforderung an die Ausgestaltung der Kostenwälzung. Vielmehr sollte insgesamt eine angemessene und möglichst stabile Verteilung der Finanzierungsbeiträge erreicht werden, basierend auf einer weitgehend eindeutigen Datengrundlage, die keine unsachgerechten Gestaltungsspielräume oder Fehlreize schafft.

Für die Umsetzung einer vertikalen Kostenwälzung nach dem netzbezogenen Letztverbrauch müssten unterlagerte Netzbetreiber – beginnend bei der Niederspannungsebene – Daten zu den Strombezügen der Letztverbraucher in ihren Netzebenen den jeweils vorgelagerten Netzbetreibern bereitstellen. Erfassungsgrundlage ist ausschließlich der an den jeweiligen Zählpunkten festgestellte Strombezug der Letztverbraucher. Für die nicht leistungsgemessenen Verbraucher

³²² (Bundesnetzagentur, 2023)

im Niederspannungsnetz müsste hierbei auf Ansätze zur Periodenabgrenzung zurückgegriffen werden, die auch bisher schon für die Kalkulation der Netzentgelte für das jeweils nächste Kalenderjahr benötigt werden.

Für die bei der Kalkulation benötigten Mengenangaben sollten grundsätzlich – wie heute – Prognosewerte verwendet werden, die in der Regel auf historischen Erfahrungswerten in Verbindung mit Anpassungen für absehbare Veränderungen beruhen dürften.

Die Aufteilung der Kosten einer Ebene N erfolgt im einfachsten Fall – d. h. wenn ein Netzgebiet auf einer Netzebene genau einem Netzgebiet auf der jeweils vorgelagerten Ebene unterlagert ist – im Verhältnis des Letztverbrauchs der direkt an Ebene N angeschlossenen Verbraucher zu der der Ebene N zurechenbaren gesamten Letztverbrauchsmenge. Letztere umfasst den Letztverbrauch der Ebene N sowie den Letztverbrauch der weiter unterlagerten Ebenen bis einschließlich Ebene 7. Insbesondere enthält er auch den Letztverbrauch weiter unterlagelter Ebenen, die möglicherweise nicht zum selben VNB wie Ebene N gehören. Der Kostenblock, der auf diese Weise den Letztverbrauchern der Ebene N zugeordnet wird, wird anschließend in Netzentgeltkomponenten umgerechnet (siehe Kap. 3). Der verbleibende Kostenblock wird an die nachgelagerte Ebene $N + 1$ weitergewälzt. Bild 6.1 veranschaulicht dieses Prinzip am Beispiel des VNB1, an dessen Hoch-/Mittelspannungsebene zusätzlich noch ein VNB2 angeschlossen ist.

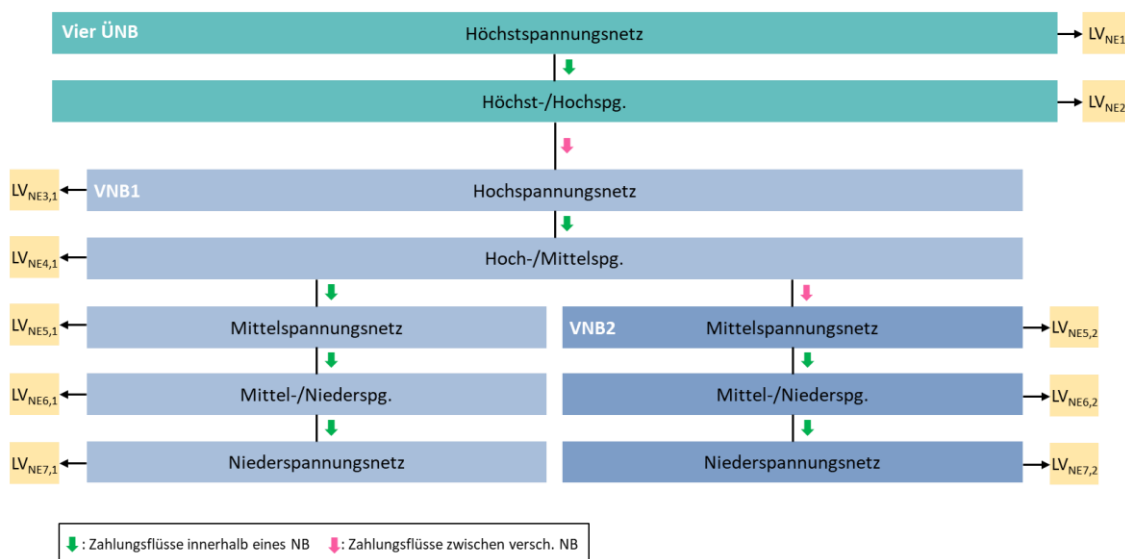


Bild 6.1 Kostenwälzung bei Anschluss an einer Netzebene des vorgelagerten VNB

Für Sonderfälle, in denen ein Netzgebiet auf einer Netzebene mehr als einem Netzgebiet auf der vorgelagerten Ebene unterlagert ist, muss eine geeignete Zuordnung der Letztverbrauchsmengen auf die verschiedenen vorgelagerten Versorgungspfade definiert werden. Ein solcher Fall kann beispielsweise vorliegen, wenn der nachgelagerte Netzbetreiber auf der Mittelspannungsebene sowohl an die eigene Hoch-/Mittelspannungsebene als auch an die eines anderen VNB angeschlossen ist (Bild 6.2).

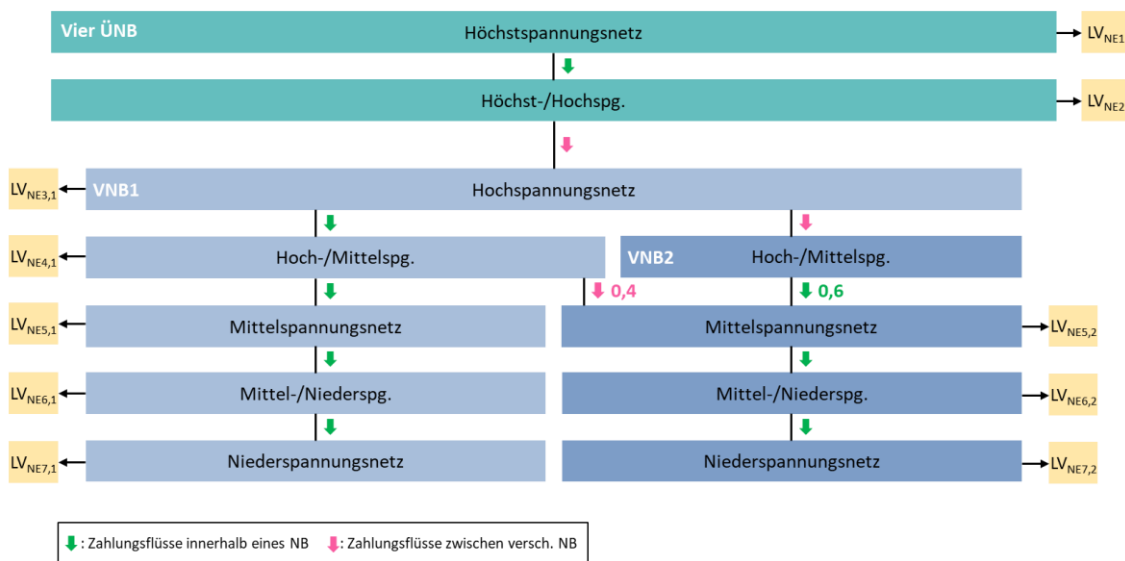


Bild 6.2 Kostenwälzung bei Anschluss an zwei Netzebenen des vorgelagerten VNB

Um die Letztverbräuche (LV) in den Gebieten von VNB1 und VNB2 eindeutig in die Kostenwälzung einzubeziehen und Mehrfachzahlungen zu vermeiden, ist in diesem Fall eine Zuordnungsregel erforderlich. Wir schlagen hierfür vor, zusätzlich auf Messwerte an den Verbindungspunkten des Mittelspannungsnetzes von VNB2 zum eigenen vorgelagerten sowie zum fremden vorgelagerten Netz abzustellen, um hieraus Aufteilungsschlüssel abzuleiten. Basis sind die viertelstundenscharfen Messwertzeitreihen, denen die (nicht saldierten) Summen der Bezüge aus der vorgelagerten Netzebene entnommen werden. Die gesamte Entnahmemenge der Mittelspannungsebene aus den vorgelagerten Netzebenen wird dabei anteilig auf die beteiligten Versorgungspfade aufgeteilt. Im dargestellten Beispiel werden 60 % der gesamten Menge, die aus vorgelagerten Netzen in die Mittelspannungsebene des VNB2 fließt, aus dem eigenen vorgelagerten und 40 % aus dem fremden vorgelagerten Netz bezogen. Entsprechend werden der Hoch-/Mittelspannungsebene von VNB1 40 % der Letztverbrauchssummen, die der Mittelspannungsebene von VNB2 zugerechnet werden, zugeordnet und der Hoch-/Mittelspannungsebene von VNB2 entsprechend 60 %.

Sofern die Struktur des Letztverbrauchs und der dezentralen Einspeisung hinter den eigenen und fremden Übergabepunkten hinreichend ähnlich ist, ist nicht zu erwarten, dass diese messwertbasierte Aufteilung die ansonsten letzttverbrauchsbezogene Wälzungslogik wesentlich verzerrt. Da die verschiedenen Übergabepunkte an dieselbe Netzebene desselben Netzgebiets angeschlossen sind, erscheint die Annahme ähnlicher Verbrauchs- und Einspeisecharakteristika grundsätzlich plausibel, auch wenn keine vollkommene Übereinstimmung unterstellt werden kann.

Allgemeiner ist davon auszugehen, dass Netzgebiete auf mehreren oder sogar auf allen Ebenen mehreren Netzgebieten der jeweils vorgelagerten Ebene unterlagert sein können (Bild 6.3).

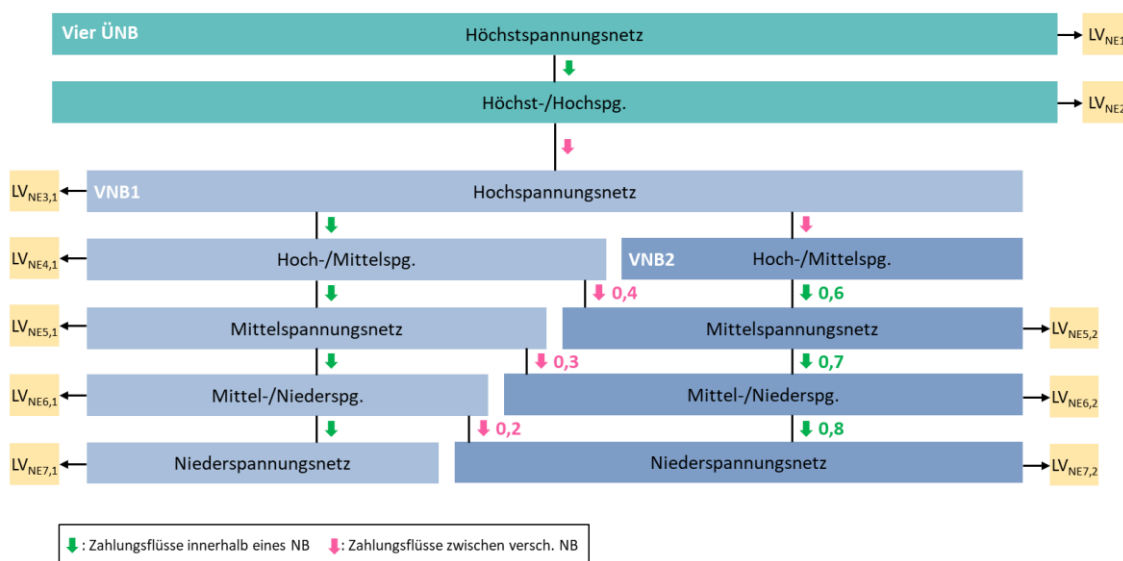


Bild 6.3 Kostenwälzung bei Anschluss an mehreren Netzebenen des vorgelagerten VNB

Wie im zuvor beschriebenen Fall können auch dann für jede Ebene zurechenbare Letztverbrauchsmengen definiert werden. So können der MS/NS-Ebene von VNB1 die Letztverbrauchsmengen der direkt angeschlossenen Verbraucher ($LV_{NE6,1}$), die Letztverbrauchsmengen der Niederspannungskunden im eigenen Netz ($LV_{NE7,1}$) sowie anteilig die Letztverbrauchsmengen der Niederspannungskunden im Netz des VNB2 (20 % von $LV_{NE7,2}$) zugerechnet werden. Die gleiche Logik kann auf die übrigen Netzebenen übertragen werden. Eine formelmäßige Beschreibung der Kostenwälzung gemäß Bild 6.3 findet sich in Anhang A.3.

Sonderfälle

Neben den „regulären“ VNB, die für die öffentliche Versorgung zuständig sind, gibt es in Deutschland einige VNB, deren Versorgungsstruktur hiervon deutlich abweichende Eigenschaften aufweist. Dies sind die DB Energie GmbH als Bahnstromnetzbetreiber und ggf. auch einzelne Industrienetzbetreiber. Deren Versorgungsstruktur zeichnet sich vielfach dadurch aus, dass zwar ebenfalls Verknüpfungspunkte zu den vorgelagerten Netzen der allgemeinen Versorgung bestehen, über die Strombezüge (ggf. auch Rückspeisungen) für die Versorgung der Verbraucher in den eigenen Netzen erfolgen. Gleichzeitig sind in diesen Netzen aber traditionell überwiegend steuerbare konventionelle Eigenerzeugungsanlagen vorhanden, die einen erheblichen Teil des Strombedarfs decken. Beispielsweise bei DB Energie drückt sich dies dadurch aus, dass die Summe der Übertragungskapazitäten an den Übergabepunkten deutlich unterhalb der Jahreshöchstlast liegt.

Der oben vorgeschlagene Wälzungsansatz kann in diesen Fällen systematisch zu erheblichen Mehrbelastungen der dort angeschlossenen Verbraucher führen, deren Höhe gegenüber den betroffenen Verbrauchern – etwa den Bahnbetrieben und ihren Kunden sowie den Industrieunternehmen in diesen Netzen – ggf. schwer vertretbar ist. Für den Umgang mit diesen Fällen, die dadurch charakterisiert sind, dass Netze und Eigenerzeugungsanlagen für einen sehr spezifischen Nutzungskontext integriert geplant wurden und betrieben werden, sollte geprüft werden, ob und in welchem Umfang Mehrbelastungen auftreten. Abhängig hiervon sollte dann entschieden werden, ob und ggf. welche Art von Sonderregelungen für derartige Konstellationen geschaffen werden sollten.

Quantitative Abschätzungen

Zur groben Einordnung der Wirkungen der vorgeschlagenen Kostenwälzungssystematik haben wir modellbasierte Berechnungen durchgeführt, basierend auf Netzentgelt-Preisblättern und veröffentlichungspflichtigen Netzstrukturdaten nach § 23 Abs. 3 EnWG für das Jahr 2025 sowie dem aktuellen Monitoringbericht 2025 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, der sich auf das Jahr 2024 bezieht³²³. Zur Abbildung des Letztverbrauchs in den betrachteten Netzgebieten wird auf die vierte Datenveröffentlichung der Struktur- und Aufwandsparameter im Rahmen des Effizienzvergleichs für die vierte Regulierungsperiode zurückgegriffen³²⁴. Dort sind Verbrauchsdaten für das Jahr 2021 veröffentlicht³²⁵.

Bild 6.4 veranschaulicht für 11 ausgewählte (größere) VNB die Höhe der aus dem Übertragungsnetz herabgewälzten Kosten, jeweils bezogen auf den netzbezogenen Letztverbrauch im gesamten Netzgebiet.

Für den Status quo zeigt sich eine sehr große Bandbreite von weniger als 0,10 ct/kWh bis zu rund 5 ct/kWh, bedingt durch die aktuell auf Netto-Stromflüsse bezogene Kostenwälzung (entsprechend den heutigen Netzentgeltkomponenten). Bei einer Kostenwälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch würden die Finanzierungsbeiträge für das Übertragungsnetz erwartungsgemäß vereinheitlicht, hier auf einen Betrag von rund 2,7 ct/kWh. Eine quantitative Analyse der vorgeschlagenen Sonderregelung bei mehreren vorgelagerten Netzebenen zeigt, dass auch unter Zuhilfenahme der Zuordnungsregel im Ergebnis jede kWh Letztverbrauch in nachgelagerten Netzebenen den gleichen Refinanzierungsbeitrag zu den Kosten der vorgelagerten Netzebenen leistet.

³²³ (Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, 2026)

³²⁴ (Bundesnetzagentur, 2023)

³²⁵ Die VNB-spezifischen Letztverbrauchsdaten für das Analysejahr 2025 sind noch nicht öffentlich verfügbar. Wir halten den Rückgriff auf Werte des Jahres 2021 aber für legitim, da der summarische Letztverbrauch je Netzebene in der Regel nur geringen Schwankungen unterliegt. Ebenso wird der Monitoringbericht 2025, der auf Daten für 2024 basiert, als gute Annäherung an die deutschlandweit aggregierten Gesamtverbrauchswerte für 2025 eingeschätzt.

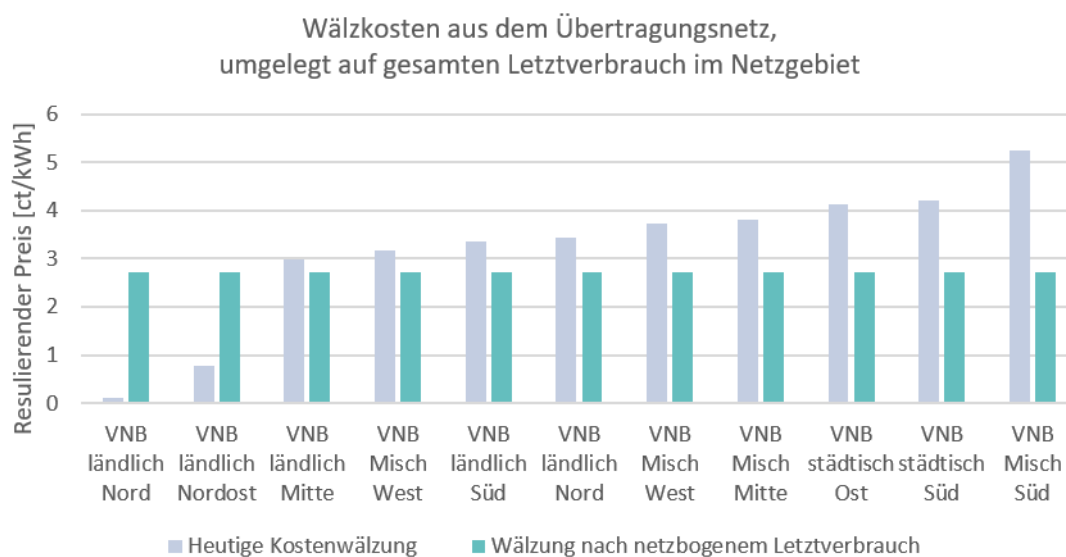


Bild 6.4 *Wälzkosten aus dem Übertragungsnetz umgelegt auf den gesamten netzbezogenen Letztverbrauch im jeweiligen Versorgungsgebiet im Vergleich zur heutigen Kostenwälzung für 11 beispielhaft ausgewählte VNB*

In Bild 6.5 sind Änderungen der absoluten Kosten dargestellt, die von den Letztverbrauchern der jeweiligen Netzebenen zu tragen wären, wenn die vorgeschlagene Kostenwälzungsmethodik durchgehend über alle Netzebenen angewandt würde. Die Änderungen sind prozentual gegenüber den Kostenwälzungsergebnissen im Status quo dargestellt. Da im Status quo keine Entkopplung der Kostenwälzung von der Entgeltstruktur besteht, lässt sich auf Basis der verfügbaren Daten nicht eindeutig bestimmen, welcher Anteil der Kosten von den Letztverbrauchern der jeweiligen Netzebene selbst (und nicht etwa von nachgelagerten Netzebenen, ggf. auch solcher fremder Netzbetreiber) getragen wird. Vor diesem Hintergrund wurde vereinfachend angenommen, dass die Kosten proportional zu den jeweiligen Entnahmemengen aus der Ebene verteilt werden. Vergleichbare Analysen für das luxemburgische Entgeltsystem, bei denen eine umfassendere Datengrundlage sowie eindeutig zuordenbare Vergleichsgrößen vorlagen, bestätigen die in Bild 6.5 dargestellten Ergebnisse³²⁶.

Die für die Hochspannungsebene durchgängig zu beobachtende deutliche Entlastung ist darauf zurückzuführen, dass die Kosten dieser Ebene einschließlich der aus der Übertragungsebene herabgewälzten Kosten bei einer Wälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch in stärkerem Maße auf die unterlagerten Verteilernetzebenen verteilt werden. Dort ergeben sich dementsprechend teilweise Mehrbelastungen, die aber aufgrund der dort größeren Letztverbraucherkollektive prozentual erheblich geringer ausfallen als die Entlastungen in der Hochspannungsebene. Bei den beiden VNB am linken Rand des Diagramms ist bemerkenswert, dass die starke Entlastung in der Hochspannungsebene dort eintritt, obwohl die Kostenwälzung nach Bruttoverbrauch gerade in diesen Netzgebieten zu einer deutlich erhöhten Zuwälzung von Übertragungsnetzkosten führt. Dieser Effekt wird somit überkompensiert von der stärkeren Herabwälzung von Kosten aus der Hoch- in die Mittel- und Niederspannungsebene. Dass bei diesen beiden VNB Mehrbelastungen in der Größenordnung von 10-20 % in den unteren Netzebenen zu verzeichnen wären, ist aus Sicht der Gutachter durchaus akzeptabel, da dies auch Gebiete sind,

³²⁶ (Consentec, 2025)

die vom Mechanismus des EE-Mehrkostenausgleichs besonders stark profitieren. Hier zeigt sich auch quantitativ, dass die Kombination der Kostenwälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch mit dem bereits eingeführten EE-Mehrkostenausgleich zu einer deutlich ausgewogeneren Kostenallokation führt.

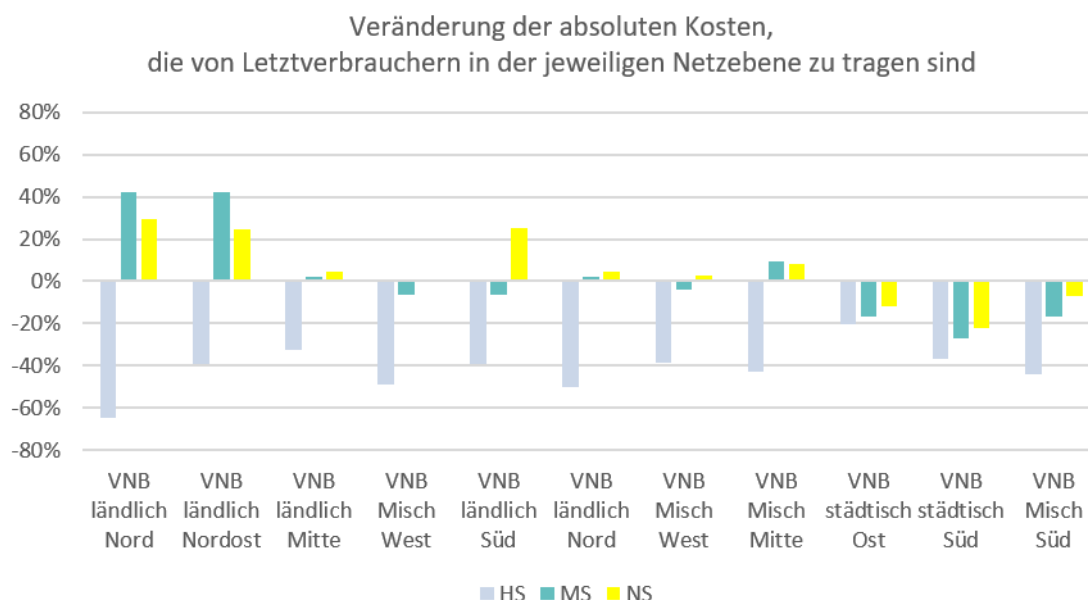


Bild 6.5 Veränderung der absoluten Kosten, die nach vollständiger Wälzung von den Letztverbrauchern der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene zu tragen sind, bei Wälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch im Vergleich zum Status quo

Generell ist erkennbar, dass sich bei Umsetzung der vorgeschlagenen Kostenwälzungsmethodik zwei Umverteilungseffekte überlagern würden. Zum einen träte der beabsichtigte Effekt ein, dass den Verbrauchern regionsweise teils höhere und teils niedrigere Kosten überlagerter Ebenen zugewälzt werden. Dieser Effekt ist hier v. a. in den Ebenen Mittel- und Niederspannung ersichtlich und korrespondiert mit der gewünschten gleichmäßigeren Verteilung der vorgelagerten Netzkosten, die in Bild 6.4 beispielhaft für die Übertragungsnetzkosten veranschaulicht ist. Zum anderen würde insgesamt ein größerer Kostenanteil in die Mittel- und Niederspannungsnetze gewälzt, so dass die Verbraucher im Hochspannungsnetz entlastet würden. Dieser Effekt rührt daher, dass in den letzten Jahren durch zunehmende dezentrale Erzeugung in den unteren Netzebenen ein immer geringerer Teil der Kosten vorgelagerter Ebenen in die unteren Ebenen weitergereicht wurde. Wie bereits erläutert, ist die so aufgetretene Verlagerung bei der Kostentragung nicht gerechtfertigt, weil die dezentrale Erzeugung den Ausbaubedarf der höheren Netzebenen nicht nennenswert reduziert hat. (Im Gegenteil entstehen in stark vom EE-Zubau betroffenen Gebieten sogar erhebliche Mehrkosten auf den höheren Netzebenen, die allerdings bereits durch den Mechanismus des EE-Mehrkostenausgleichs adressiert werden.) Die mit der vorgeschlagenen Wälzungsmethodik einhergehende stärkere Herabwälzung von Kosten in die unteren Verteilnetzebenen wirkt somit dieser nicht sachgerechten Verlagerung der Kostentragung entgegen. Dies ist zwar nicht das primäre Ziel, aber eine aus Sicht der Gutachter sachgerechte Wirkung der vorgeschlagenen Kostenwälzungsmethodik.

6.6 Abrechnungsrelevante Umspannebenen

6.6.1 Status Quo und Reformbedarf

Die heutige Netzentgeltsystematik unterscheidet entsprechend den in Anlage 2 der StromNEV definierten Kostenstellen sieben Netz- und Umspannebenen, für die jeweils eigenständige Netzentgelte kalkuliert werden. Letztverbraucher werden danach differenziert, ob sie an eine Station des Netzes angeschlossen sind, die Umspannanlagen zur nächsthöheren Netzebene enthält, oder an eine Station oder Anschlussstelle, die keine solche Verbindung zur vorgelagerten Ebene enthält.

Diese Systematik vermittelt Netznutzern einen Anreiz, durch Wahl ihres Standorts und Errichtung einer Anschlussleitung (auf eigene Kosten) einen Anschluss an eine Umspannstation zu erhalten und somit davon zu profitieren, dass die Netzentgelte für eine Umspannebene in der Regel niedriger sind als für die nachgelagerte Netzebene. Für die Netznutzer stehen diesem Anreiz die mit der Standortwahl und Errichtung der Anschlussleitung ggf. verbundenen Mehrkosten gegenüber.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist dieser Anreiz fragwürdig, insbesondere wenn hierdurch längere und kostenintensivere Anschlussleitungen errichtet werden als bei einem Anschluss an die nächstgelegene mögliche Anschlussstelle, die aber keine Umspannanlagen zur vorgelagerten Ebene enthält. Fallweise kann es allerdings auch im Interesse von Netzbetreibern sein, wenn insbesondere industrielle Letztverbraucher mit hohen Anforderungen an Spannungsqualität und Kurzschlussleistung an Umspannebenen und nicht an sonstige Anschlusspunkte im Leitungsnetz angeschlossen werden.

Umgekehrt kann heute durch verstärktes Auftreten von Tarifanomalien ein Anreiz entstehen, einen Anschluss an eine niedrigere, technisch evtl. nicht optimale Netzebene zu begehren. Auch dies kann gesamtwirtschaftlich zu ineffizienten Mehrkosten führen.

6.6.2 Reformoptionen

Die Unterteilung der Netzentgelte in sieben Ebenen ist nicht zwingend. In anderen Ländern werden mitunter nur die vier Ebenen Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung unterschieden, d. h. es werden keine eigenständigen Entgelte für Umspannebenen ausgewiesen und angewendet. Eine Umstellung auf eine solche Gestaltung würde die Netzentgeltsystematik etwas vereinfachen, vor allem aber den oben beschriebenen Fehlanreizen in Bezug auf die Wahl der Anschlussnetzebene und die Errichtung von (unnötig langen) Anschlussleitungen entgegenwirken.

Es ist zudem grundsätzlich zu hinterfragen, ob die Unterscheidung von Anschlüssen an Netz- und Umspannebenen zu einer gerechten Kostentragung führt. Die Nähe des Standorts eines Letztverbrauchers zur nächstgelegenen Umspannstation ergibt sich aus Verbrauchersicht in den meisten Fällen eher zufällig in Abhängigkeit von netzstrukturellen Entscheidungen der Netzbetreiber, außer wenn die Standortwahl von Letztverbraucher und Umspannstation explizit aufeinander abgestimmt werden.

Ein weiterer Vorteil einer Reduzierung der abrechnungsrelevanten Ebenenzahl würde sich ergeben, wenn die vertikale Kostenwälzung – wie oben diskutiert – von der Entgeltstruktur entkoppelt wird und die Stabilität der Entgeltniveaus dann stärker von der Größe der Letztverbraucherkollektive je Netzebene abhängt. Da oft vergleichsweise wenige Verbraucher an die Umspannebenen angeschlossen sind, könnte eine Zusammenlegung von Netz- und Umspannebenen zu einer Stabilisierung der Entgeltniveaus beitragen.

Wenn die Zahl der bei den Netzentgelten differenzierten Ebenen auf die vier Netzebenen reduziert wird, wäre es mit Blick auf die oben angesprochene Fairnessfrage sachgerecht, die heutigen Nutzer der Umspannebenen den Nutzern der jeweils nachgelagerten Netzebene zuzuordnen, da dort eine Versorgung auf der gleichen Spannungsstufe stattfindet. Die Ebenen der Netzentgelte würden somit den technischen Netzebenen angeglichen werden.

Für die Zuordnung der Kosten wäre es somit grundsätzlich naheliegend, die Kosten der Umspannanlagen, die heute als eigenständige Kostenstelle behandelt werden, den Kosten der jeweils nachgelagerten Netzebene zuzuordnen. Es wäre zu erörtern, welcher Aufwand für die Abgrenzung von Kosten und die Ermittlung möglicher Ausgleichszahlungen bei einer solchen Zuordnung dadurch entstehen würde, dass heute das Eigentum an den Umspannanlagen häufig bei dem Betreiber der vorgelagerten Netzebene liegt. Alternativ könnte erwogen werden, die Kosten der Umspannanlagen der jeweils vorgelagerten Netzebene zuzuordnen, um den Abgrenzungsaufwand zu reduzieren. Dies wäre insbesondere dann vertretbar, wenn sich hierdurch nur eine geringe Mehrbelastung der an die vorgelagerte Ebene angeschlossenen Letztverbraucher ergibt.

Die eingangs angesprochene Problematik von Tarifanomalien würde aber bereits behoben, wenn die Kostenwälzung auf das empfohlene Prinzip einer Wälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch umgestellt wird. Damit würde die Dringlichkeit einer Reform hinsichtlich der Zahl der abrechnungsrelevanten Ebenen aus unserer Sicht deutlich abgeschwächt.

Wir halten daher die Option einer Reduktion auf vier abrechnungsrelevante Ebenen zwar mit Blick auf die erzielbare Vereinfachung der Systematik grundsätzlich für vorteilhaft, sehen aber gleichwohl Abwägungsbedarf mit dem damit verbundenen Umsetzungsaufwand insbesondere hinsichtlich der erforderlichen Kostenzuordnungen und Ausgleichszahlungen.

6.7 Zusammenfassung

Hinsichtlich der vertikalen Kostenwälzung leiten sich aus den zuvor dargelegten Erwägungen nachfolgende Empfehlungen für die künftige Netzentgeltsystematik ab:

- Aus Sicht der Gutachter ist zu empfehlen, die Kosten der Netz- und Umspannebenen auf die Netznutzerkollektive in den jeweils unterlagerten Ebenen anhand einer Schlüsselung nach dem „netzbezogenen Letztverbrauch“ zu verteilen. Hierzu sollte die Summe der Strombezüge aller Letztverbraucher in einer Ebene und allen unterlagerten Ebenen bis hin zur Niederspannungsebene als Schlüsselungsgröße herangezogen werden. Der Letztverbrauch ist unabhängig vom Umfang der dezentralen Erzeugung und verspricht somit eine deutlich ausgewogenere und bei fortschreitendem Erzeugungsausbau stabilere regionale Kostenallokation als im heutigen System. So würde etwa erreicht, dass ähnliche Verbraucher wie z. B. Haushalte mit einem bestimmten jährlichen Strombezug bundesweit ungefähr den gleichen Beitrag zur Finanzierung des Übertragungsnetzes leisten. Auch das Entstehen von Tarifanomalien dürfte bei diesem Schlüsselungsansatz weitgehend ausgeschlossen werden.
- Eine Kostenwälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch wäre zudem eine sinnvolle Ergänzung zum EE-Mehrkostenausgleich, da Letzterer zwar Nachteile in Gebieten mit hohem EE-Anteil infolge dadurch bedingter netzseitiger Mehrkosten ausgleicht, aber die im heutigen System entstehenden – schwer zu rechtfertigenden – Kostenvorteile durch reduzierte Herabwälzung der Kosten vorgelagerter Netz- und Umspannebenen unverändert bestehen lässt. Gerade in Verbindung mit dem EE-Mehrkostenausgleich führt eine Wälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch zu einer regional ausgewogeneren Kostenallokation.

- Bei einer Schlüsselung nach netzbezogenem Letztverbrauch erübrigen sich Überlegungen zum „Pooling“ mehrerer Entnahmestellen nachgelagerter VNB.
- Grundsätzlich wäre denkbar, die Kostenwälzung anhand von Kapazitätsgrößen wie der NAK oder der technischen Kapazität vorzunehmen. Dies ist aus Sicht der Gutachter allerdings keine geeignete Lösung. Hierbei würden nämlich Netzgebiete, in denen die benötigte Kapazität dominant durch Rückspeisungen (die aus Einspeisungen von Erzeugungsanlagen und/oder Speichern stammen) bestimmt wird, überproportional in die Kostentragung einbezogen. Verbraucher in stark einspeisedominierten Netzen würden erheblich mehr vorgelagerte Netzkosten tragen als Verbraucher in verbrauchsdominierten Netzen. Somit würde sich hier keine regional ausgeglichene Verteilung der Kosten vorgelagerter Ebenen ergeben. Vielmehr würden entgegen der Zielsetzung des EE-Mehrkostenausgleichs in Gebiete mit hoher EE-Durchdringung erhöhte Kostenanteile der vorgelagerten Ebenen gewälzt. In Anbetracht des weiteren EE-Zubaus ist zu erwarten, dass künftig in immer mehr Netzgebieten die Anschlusskapazitäten zwischen Netzebenen von der EE-Leistung determiniert werden, so dass derartige Verzerrungen immer bedeutender würden.
- Auch eine leistungsbezogene Schlüsselung ist aus Sicht der Gutachter nicht gut geeignet. Bei einer Wälzung nach den gemessenen Höchstleistungen würden die gleichen Größen herangezogen, die auch bei der bisherigen Wälzungssystematik verwendet werden, so dass der bestehende Reformbedarf in keiner Weise adressiert würde. Eine Wälzung anhand der Summe der Höchstentnahmelasten der an die jeweilige Netzebene und unterlagerte Netzebenen angeschlossenen Letztverbraucher ist ebenfalls nicht anzuraten. Sie hätte zwar die (erwünschte) Folge, dass der Einfluss der dezentralen Erzeugung auf die Kostenverteilung und damit weitgehend auch das Risiko des Auftretens von Tarifyanomalien unterbunden würden. Die Wälzungsergebnisse würden dann aber stark von den typischen Benutzungsdauern der Letztverbraucher je Ebene getrieben. In den unteren Ebenen weisen die Bezugsprofile der einzelnen Letztverbraucher im Durchschnitt wesentlich geringere Benutzungsdauern auf als in höheren Netzebenen. Es würden somit erheblich höhere Kostenanteile in die unteren Ebenen gewälzt, was nicht gerechtfertigt wäre. Um dies zu heilen, müsste anstelle der Summen individueller Höchstlasten auf die ebenenspezifisch ermittelten kollektiven Höchstlasten der Letztverbraucher abgestellt werden. Diese Größen sind jedoch sehr eng mit den einfacher und eindeutiger ermittelbaren kollektiven Letztverbrauchsmengen (also dem netzbezogenen Letztverbrauch) korreliert.
- Auch eine bidirektionale Kostenwälzung ist aus Sicht der Gutachter keine geeignete Alternative zu dem Ansatz einer Top-down-Kostenwälzung in Verbindung mit dem Instrument der EE-Mehrkostenwälzung. Dem Ausgangspunkt der Argumentation für eine bidirektionale Kostenwälzung, wonach sich eine verursachungsgerechte Kostenallokation nur dann ergebe, wenn die Kosten entsprechend den tatsächlichen Stromflüssen im Netz verteilt werden, kann auch prinzipiell nicht zugestimmt werden. Netzkosten werden größtenteils nicht durch die Stromflüsse, sondern durch Vorhaltung und Betrieb der erforderlichen Netzbetriebsmittel getrieben. Darüber hinaus haben bisherige Untersuchungen gezeigt, dass die bidirektionale Kostenwälzung zu einer fragwürdigen Kostenallokation wie z. B. einer Kumulation der zu tragenden Kosten in der Hochspannungsebene in Netzgebieten mit hohem Erzeugungsanteil führen kann. Das derzeit bestehende Problem von vermehrt auftretenden Tarifyanomalien würde hierdurch voraussichtlich sogar verstärkt.

7 Anreize für Einsatzentscheidungen: Dynamische Netzentgelte

7.1 Status quo

Dieses Kapitel befasst sich mit Entgeltkomponenten, die eine gezielte Anreizfunktion im Hinblick auf Entscheidungen der Netznutzer über den Einsatz ihrer Verbrauchs-, Erzeugungs- und/oder Speicheranlagen ausüben sollen. Der Begriff Einsatzentscheidungen ist umfassend zu verstehen und bezieht sich nicht nur auf Anlagen, deren Einsatz in aufwändigen Planungsprozessen wie der Kraftwerkseinsatzplanung vorausgeplant wird, sondern auf das Verhalten aller Arten von Netznutzern bis hin zu den Letztverbrauchern im Niederspannungsnetz. Die Entgeltkomponenten in der heutigen Netzentgeltsystematik sind überwiegend nicht darauf ausgerichtet, gezielte Anreize für Einsatzentscheidungen zu vermitteln. Soweit sie solche Anreize dennoch vermitteln, sind diese wenig zielgenau und im Allgemeinen eher als Fehlanreize einzuordnen, wie etwa im Fall der bereits ausführlich diskutierten Wirkungen von Leistungspreisen.

Es gibt jedoch zwei Regelungen, die durch zeitvariable Ausgestaltung von Entgeltkomponenten Anreize zur gezielten Beeinflussung des zeitlichen Strombezugsprofils von Letztverbrauchern schaffen und sich zumindest näherungsweise am Verlauf der Netzbelastung orientieren:

- Die atypische Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV ermöglicht es Großverbrauchern, durch Verlagerung ihres Strombezugs in von den Netzbetreibern definierte Niedriglastzeitfenster Netzentgeltreduktionen um bis zu 80 % gegenüber den regulären Netzentgelten zu erzielen. Dieses Instrument soll zur Entlastung der Stromnetze beitragen, indem ein als „atypische Netznutzung“ bezeichnetes Verbrauchsverhalten belohnt wird, bei dem Zeiträume hoher verbrauchsseitiger Netzbelastung gemieden werden. In rückspeisedeterminierten Netzen ist diese Regelung allerdings wirkungslos, ggf. sogar kontraproduktiv.
- § 14a EnWG regelt in Verbindung mit Festlegungen der BNetzA seit dem 1. Januar 2024 die netzorientierte Steuerung neuer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) wie Wärmepumpen, Wallboxen und Speichern im Niederspannungsnetz mit Leistungen von mehr als 4,2 kW. Neben dem Recht der Netzbetreiber, den Strombezug dieser Anlagen bei drohenden Netzüberlastungen zu „dimmen“, d. h. durch Steuersignale zu reduzieren, wurde die Möglichkeit für die betreffenden Letztverbraucher eingeführt, ein zeitvariables Netzentgelt anstelle des regulären, nicht-zeitvariablen Netzentgelts zu wählen. Zur Ausgestaltung des zeitvariablen Netzentgelts macht die BNetzA in ihrer Festlegung BK8-22/010-A konkrete Vorgaben (Tenorziffer 3, „Zeitvariables Netzentgelt – Modul 3 (Anreizmodell)“). Es soll erreicht werden, dass Verbraucher mit dem Einsatzverhalten ihrer flexiblen Verbrauchseinrichtungen zur Netzentlastung insbesondere im Bereich des Niederspannungsnetzes und der Ortsnetzstationen (Mittel-/Niederspannung) beitragen.

Diese Spezialregelungen adressieren aber jeweils nur eng begrenzte Netznutzergruppen und sind aufgrund ihrer Gestaltungsvorgaben allenfalls grob in der Lage, die netzseitigen Kostenwirkungen von Einsatzentscheidungen der Netznutzer zu reflektieren und in deren Entscheidungsfindung zu internalisieren.

7.2 Zielsetzung und grundsätzliche Erwägungen

7.2.1 Ökonomische Erwägungen

Die Ausführungen in diesem Kapitel bauen auf den grundlegenden ökonomischen Erwägungen zu Netzentgeltkomponenten mit Anreizfunktion in Abschnitt 2.1.3 auf und fokussieren auf

Anreize, die die Einsatzentscheidungen von Netznutzern betreffen. Wie dort erörtert, erscheint eine Anreizsetzung dieser Art insbesondere mit dem Ziel, die Netzbelastung an Engpassstellen zu reduzieren, vielversprechend. Dies dient in erster Linie dazu, die kurzfristig variablen Kosten des betrieblichen Netzengpassmanagements in die Einsatzentscheidungen der Netznutzer zu internalisieren und diese Kosten somit abzusenken (unter der Prämisse, dass die Netznutzer mit Internalisierung der Kosten zu anderen Einsatzentscheidungen kommen als ohne Internalisierung). Darüber hinaus können Anreize, die sich auf vorhandene oder absehbare Netzengpässe beziehen, auch dazu dienen, mittel- bis langfristig zu erwartende Auswirkungen des Nutzerverhaltens auf die Netzausbaukosten zu internalisieren. Dies gilt insbesondere für Ausbaukosten, die aus dem kollektiven Verhalten der Netznutzer resultieren (siehe Ausführungen in Abschnitt 2.1.3 zu Ausbaumaßnahmen im Fernbereich des Netzes aus Sicht der Anschlussnehmer). Der Zusammenhang zwischen nutzerseitigem Verhalten und der Entstehung zusätzlicher Netzkosten ist bei den Ausbaukosten allerdings weniger eindeutig, so dass hier allein schon aufgrund des zeitlichen Abstands zwischen aktuellem Nutzerverhalten und zukünftigen Ausbaumaßnahmen ein höheres Risiko einer ineffizienten Anreizsetzung besteht. Es könnten dann Kostenwirkungen internalisiert werden, die zum Zeitpunkt der Entscheidungsfindung von Netznutzern für wahrscheinlich gehalten werden, sich später aber nicht realisieren, und zwar unabhängig davon, welche Entscheidungen die Nutzer auf den Anreiz hin getroffen haben. Dieses Risiko ist bei kurzfristigen Kostenwirkungen geringer, wenn auch ebenfalls nicht auszuschließen.

Eine Anreizsetzung, die sich auf die kurzfristig variablen *Netzverlustkosten* bezieht, wird hier hingegen nicht näher betrachtet. Diese Kosten werden, wie ebenfalls in Abschnitt 2.1.3 erörtert, in der Regel nur schwach vom Verhalten des einzelnen Netznutzers beeinflusst, so dass eine Anreizsetzung mit der gebotenen Zielgenauigkeit unverhältnismäßig aufwendig wäre.

Für die Ausgestaltung von Anreizen, die sich auf die Belastung von Netzengpassstellen beziehen, ist nach unserer Auffassung eine *dynamische Arbeitspreiskomponente* am besten geeignet. Nähere Erläuterungen dazu, weshalb diese Ausgestaltung anderen Optionen wie z. B. kapazitäts- oder leistungsbezogenen Komponenten vorzuziehen ist, finden sich in Abschnitt 7.3. Eine solche dynamische Arbeitspreiskomponente würde sich als zusätzliches Element neben einer Arbeitspreiskomponente mit Finanzierungsfunktion verstehen, soweit diese für eine betrachtete Netznutzergruppe erhoben wird, und würde unabhängig von dieser ermittelt. Sie sollte nur dort und dann erhoben werden, wo und wenn Netzengpässe bereits vorhanden oder für die Zukunft absehbar sind. Hieraus ergibt sich, dass sie ortsbezogen und – abhängig von der jeweils prognostizierten Netzauslastungssituation – dynamisch zeitvariabel sein muss. Weitere Ausführungen zu der oben angesprochenen Frage, ob diese Entgeltkomponente ausschließlich auf die *Verringerung betrieblicher Engpassmanagementkosten* oder auch auf die *Vermeidung oder Verringerung zukünftiger Netzausbaukosten* abzielen sollte, finden sich in Abschnitt 7.4.

Für Netznutzer können sich durch eine dynamische Netzentgeltkomponente neben den im Vordergrund stehenden Auswirkungen auf Einsatzentscheidungen für flexible Anlagen auch Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen ergeben, z. B. auf die Standortwahl für neue flexible Verbrauchsanlagen oder Speicher. Dies kann mit Blick auf den Netzausbaubedarf durchaus wünschenswert sein, setzt aber voraus, dass Netznutzer ein ausreichend starkes Preissignal auch für einen längeren Zeitraum in der Zukunft antizipieren können. Inwieweit dies möglich ist, hängt von der Art der zugrunde liegenden Netzengpässe ab. Während große strukturelle Engpässe über Jahrzehnte bestehen können, können kleinere Engpässe und generell solche auf den unteren Netzebenen vergleichsweise schnell beseitigt werden. Aufgrund der hiermit verbundenen Unsicherheit für Netznutzer ist die Schaffung von Anreizen für Investitionsentscheidungen nicht

das primäre Ziel dynamischer Netzentgelte. Es ist jedoch nicht schädlich, wenn solche Anreize entstehen. Entgeltkomponenten, die explizit darauf abzielen, *Wirkungen auf Investitionsentscheidungen* zu entfalten, werden in Kap. 8 erörtert.

7.2.2 Rechtliche Erwägungen

7.2.2.1 Unionsrechtliche Vorgaben

Im Rahmen des AgNes-Verfahrens ist angedacht, dynamische Netzentgelte zunächst für Speichieranlagen und anschließend für Erzeugungsanlagen mit dem Ziel einzuführen, die Netzbelastung an Engpassstellen zu reduzieren. Hierbei wird eine „vorzeichengerechte“ Ausgestaltung der dynamischen Netzentgelte entsprechend den Kosten des Engpassmanagements zugrunde gelegt. Daher ist das Unionsrecht auf Vorgaben für derartige dynamische Netzentgelte zu prüfen.

Das Unionsrecht enthält Regelungen, die zeitlich und räumlich differenzierte Netzentgelte ausdrücklich zulassen. Hinsichtlich einer zeitlichen Stufung regelt Art. 18 Abs. 7 S. 3 EltVO:

„In den Mitgliedstaaten, die bereits intelligente Messsysteme verwenden, ziehen die Regulierungsbehörden gemäß Artikel 59 der Richtlinie (EU) 2019/944 bei der Festlegung oder Genehmigung von Übertragungs- oder Verteilungstarifen oder der entsprechenden Methoden zeitlich abgestufte Netztarife in Erwägung und führen diese erforderlichenfalls ein, um die Nutzung des Netzes auf eine für die Endkunden transparente, kosteneffiziente und vorhersehbare Weise zum Ausdruck zu bringen.“

Zudem entsprechen dynamische Netzentgelte dem netzentgeltspezifischen Regelungsziel der Sicherheit und Flexibilität des Netzes nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 und UAbs. 2 S. 1 EltVO (dazu 2.2.1.3.3).

Außerdem bringt Art. 27 Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII Nr. 3 EnEffRL die Zulässigkeit dynamischer Netzentgelte für Letztverbraucher zum Ausdruck:

„Netz- oder Einzelhandelstarife können einer dynamischen Tarifierung im Hinblick auf Laststeuerungs-Maßnahmen seitens der Endkunden förderlich sein, z. B. a) nutzungszeitspezifische Tarife; b) Tarifierung in kritischen Spitzenzeiten; c) Echtzeit-Tarifierung und d) Spitzenzeitenrabatte.“

Die genannten Vorschriften enthalten keine spezifischen Aussagen zu einer räumlichen Differenzierung der Netzentgelte, schließen diese aber jedenfalls nicht aus. Vielmehr legt die Anknüpfung der Vorschriften an die Netznutzung nahe, dass möglichst auch eine räumliche Differenzierung der Netzentgelte vorzunehmen ist, um die jeweilige Nutzung und insbesondere Auslastung der Netze widerzuspiegeln. Zudem sind standortabhängige Netztarife in Art. 18 Abs. 3 EltVO ausdrücklich vorgesehen. Auch Erwägungsgrund 23 der VO (EU) 2024/1747, mit der die EltVO geändert wurde, geht ausdrücklich von der Möglichkeit aus, „standort- oder zeitabhängige Netzentgelte“ zu erheben.

Angesichts des weiten Gestaltungsspielraums der Regulierungsbehörde ist die Einführung dynamischer Netzentgelte andererseits nicht zwingend. Dementsprechend sehen weder Art. 18 Abs. 7 S. 3 EltVO noch Art. 27 Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII Nr. 3 EnEffRL oder Art. 18 Abs. 3 EltVO eine Pflicht zur Einführung dynamischer Netzentgelte vor. Auch Erwägungsgrund 23 der VO (EU) 2024/1747, mit der die EltVO geändert wurde, führt ausdrücklich aus:

„Das Erfordernis der Kostenorientierung sollte die Möglichkeit einer effizienten Kostenumverteilung, wenn standort- oder zeitabhängige Netzentgelte erhoben werden, nicht einschränken.“

Damit kann sowohl eine Netzentgeltsystematik ohne räumliche und zeitliche Differenzierung kostenorientiert und mit den netzentgeltspezifischen Lenkungszielen vereinbar sein als auch eine Netzentgeltsystematik mit solcher Differenzierung.

Sollen dynamische Netzentgelte eingeführt werden, müssen diese den Grundsatz der Kostenorientierung beachten. Wie ausgeführt, bringt dieser die Vorstellung zum Ausdruck, dass die Netzentgelte in Beziehung zu den Kosten stehen sollen, die mit der jeweiligen Inanspruchnahme des Netzes verbunden sind. Lässt sich kein konkreter Verursachungszusammenhang ermitteln, so sollen sich die Netzentgelte an dem Wert des in Anspruch genommenen Netzes und den Netzkosten orientieren. Dies lässt einen weiten Gestaltungsspielraum bei der Bestimmung der Netzentgelte (2.2.1.2.2). Im Rahmen des AgNes-Verfahrens ist eine „vorzeichengerechte“ Gestaltung dynamischer Netzentgelte entsprechend den Kosten des Engpassmanagements angedacht. Damit wird dem Grundsatz der Kostenorientierung Rechnung getragen.

Art. 18 Abs. 7 S. 3 EitVO konkretisiert das Ziel zeitlich abgestufter Netztarife zusätzlich dahingehend, „die Nutzung des Netzes auf eine für die Endkunden transparente, kosteneffiziente und vorhersehbare Weise zum Ausdruck zu bringen“. Diese Vorgaben sind bei der Ausgestaltung zu beachten. Das Verfahren zur Bestimmung und Bekanntgabe der dynamischen Netzentgelte muss daher insbesondere geeignet sein, den Netznutzern eine Reaktion auf dieses Preissignal zu ermöglichen. Darüber hinaus gehende Vorgaben zur Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte hinsichtlich der verwendeten Netzentgeltkomponenten enthält das Unionsrecht dagegen nicht. Vielmehr beziehen sich die oben angesprochenen Vorschriften jeweils nur allgemein auf die „Netztarife“.

Die im Rahmen des AgNes-Verfahrens angedachte Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte zielt darauf, die Netzbelastung an Engpassstellen durch Beeinflussung der Einsatzentscheidungen zu reduzieren. Zu prüfen ist, ob eine solche Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik in Widerspruch zu der Netzausbaupflicht der Netzbetreiber nach Art. 31, 40 EitRL stehen könnte. Denn derartige dynamische Netzentgelte können, auch wenn sie unmittelbar nur auf Einsatzentscheidungen zur Entlastung aktueller Netzengpässe zielen, mittelbar den Netzausbaubedarf senken und zukünftige Investitionsentscheidungen für Anlagen mit Stromnetzanschluss hinsichtlich Standort und Anschlussebene beeinflussen. Die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik zur Entlastung aktueller Netzengpässe steht nach Auffassung der Gutachter aber nicht in Widerspruch zu der Netzausbaupflicht der Netzbetreiber. Zum einen sind Netzbetreiber nach Art. 31, 40 EitRL nur zum Netzausbau „unter wirtschaftlichen Bedingungen“ und zur Befriedigung einer „angemessenen Nachfrage“ nach Übertragung bzw. Verteilung von Elektrizität verpflichtet. Zum anderen steht die Berücksichtigung von Netzengpässen in der Netzentgeltsystematik, wie ausgeführt, in Einklang mit dem Grundsatz der Kostenorientierung und den netzentgeltspezifischen Lenkungszielen. Hieraus lässt sich die Einschätzung des Unionsgesetzgebers entnehmen, dass verminderter Netzausbau infolge einer an den Kosten des Engpassmanagements orientierten Netzentgeltsystematik eine effiziente Lösung darstellen kann.

7.2.2.2 Festlegungskompetenz

Vorgaben der BNetzA zu dynamischen Netzentgelten für Speicher und Erzeuger sind durch die allgemeine Festlegungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG gedeckt. Sie unterfallen insbesondere dem Beispielstatbestand des § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. g EnWG. Danach kann die Regulierungsbehörde Regelungen treffen „zur Ausgestaltung last- oder zeitvariabler Netzentgelte, wobei deren Variabilität auch am erwarteten Umfang der Einspeisung von Elektrizität ausgerichtet sein kann“. Darüber hinaus erscheint auch § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 lit. a EnWG einschlägig, soweit er die Möglichkeit von Regelungen „zur Setzung von Anreizen zu Netzentlastung und zur

Beschleunigung des Netzausbaus, zur Effizienz und Flexibilität bei Energieeinspeisung und –verbrauch" vorsieht.

7.3 Gestaltungsoptionen und -anforderungen

7.3.1 Arbeits- vs. kapazitäts- oder leistungsbezogene Entgelte

Wie in Abschnitt 7.2.1 ausgeführt, sollte das dynamische Netzentgelt vorzugsweise in Form einer separaten *Arbeitspreiskomponente* erhoben werden, und zwar nur dort und dann, wo und wenn Netzengpässe bereits vorhanden oder für die nahe Zukunft absehbar sind. Hieraus ergibt sich, dass sie abhängig von der jeweils prognostizierten Netzauslastungssituation dynamisch zeitvariabel sein muss. Der zeitliche Verlauf der Arbeitspreiskomponente muss dabei mit dem viertelstündlichen Zeitraster des Stromhandels kompatibel sein (näheres dazu in Abschnitt 7.4). Die Bemessung des dynamischen Entgelts sollte sich zumindest näherungsweise an den netzseitigen *Grenzkosten* des Engpassmanagements oder evtl. des Netzausbaus orientieren, die durch die Einsatzentscheidungen der Netznutzer verursacht werden.

Grundsätzlich wäre auch denkbar, *kapazitäts- oder leistungsbezogene* Entgelte zu dynamisieren. Diese Gestaltung hätte aber verschiedene Nachteile gegenüber dynamischen Arbeitspreisen:

- Kapazitäts- oder Leistungspreise würden sich selbst bei einer zeitvariablen Ausgestaltung jeweils auf zu definierende Zeitfenster beziehen und wären daher mit Blick auf die zeitliche Granularität zwangsläufig weniger treffgenau als ein dynamischer Arbeitspreis. (Im theoretischen Grenzfall, in dem jede Viertelstunde als separates Zeitfenster definiert wird, würde dieser Nachteil aufgehoben, aber dann gäbe es auch keinen Unterschied mehr zwischen Kapazitäts-/Leistungspreisen und Arbeitspreisen.)
- Durch die Definition von Zeitfenstern würden sich bei dynamisierten Kapazitäts- oder Leistungsentgelten Anreize für situationsabhängige Verhaltensänderungen mit Anreizen für ein möglichst gleichmäßiges Nutzungsverhalten mischen. Dies könnte zu widersprüchlichen Anreizen und einer insgesamt ineffizienten Nutzung der vorhandenen Flexibilität führen.
- Kapazitäts- oder Leistungsentgelte entfalten nur dann eine Steuerungswirkung, wenn sich der aktuelle Verbrauch eines Verbrauchers in der Nähe der gewählten Kapazität bzw. der bisher in einem Jahr erreichten Jahreshöchstleistung bewegt und somit das Potenzial besteht, durch Anpassung des Verhaltens diese Kapazität bzw. Leistung zu überschreiten. Sie wären somit – anders als dynamische Arbeitspreise – in vielen Situationen wirkungslos.
- Zeitvariable arbeitsbezogene Entgelte dürften aus Netznutzersicht deutlich einfacher nachzuvollziehen sein als zeitvariable kapazitäts- oder leistungsbezogene Entgelte, zumal zeitvariable Arbeitspreise bereits allgemein bekannt sind, z. B. im Bereich der Kraftstoffpreise.
- Die mitunter vorgeschlagene Dynamisierung derjenigen Kapazitäts- oder Leistungsentgelte, die zur Erfüllung der Finanzierungsfunktion vorgesehen werden, würde zu einer Vermischung der Finanzierungs- und Anreizfunktion führen und wäre nicht mit dem grundsätzlichen Vorschlag der Gutachter kompatibel, für die beiden Funktionen separate Entgeltkomponenten vorzusehen. Diese Vermischung würde eine jeweils gezielte funktionsorientierte Ausgestaltung deutlich erschweren; u. a. würden sich Elemente des Durchschnitts- und des Grenzkostenprinzips vermischen.

Auch mit Blick auf den Umsetzungsaufwand verspricht die Dynamisierung von kapazitäts- oder leistungsbezogenen Entgelten keine Vorteile, da wesentliche Voraussetzungen wie die kurzfristige Ermittlung und Kommunikation von Preiskomponenten, deren Berücksichtigung bei

nutzerseitigen Einsatzentscheidungen sowie die Anpassung von Abrechnungsprozessen auch hier bestünden.

Aus diesen Gründen erscheint die arbeitsbezogene Ausgestaltung der dynamischen Entgeltkomponente klar vorzugswürdig.

7.3.2 Symmetrische Ausgestaltung

Die dynamische Arbeitspreiskomponente sollte grundsätzlich symmetrisch ausgestaltet werden, d. h. an einem betrachteten Ort je nach Engpassrichtung entweder für Entnahmen positiv und für Einspeisungen negativ oder umgekehrt erhoben werden. Diese Eigenschaft ergibt sich unmittelbar aus der Logik einer grenzkostenorientierten Bepreisung. Für die sich ergebende physikalische Netzbelastung ist es unerheblich, ob die Stromentnahme an einem Ort um eine Einheit reduziert oder die Stromeinspeisung am gleichen Ort um eine Einheit erhöht wird. Folglich sollten die monetären Anreize auch in beiden Richtungen gleich hoch sein, was durch die vorgeschlagene symmetrische Bemessung erreicht wird.

So sollte beispielsweise bei rückspeisebedingten Engpässen im Verteilungsnetz auf Stromentnahmen hinter dem Engpass ein dynamisches Entgelt ausgezahlt und auf Stromeinspeisungen ein Entgelt in gleicher Höhe vereinnahmt werden. Umgekehrt sollte bei verbrauchsbedingten Engpässen hinter dem Engpass auf Stromentnahmen ein dynamisches Entgelt vereinnahmt und auf Stromeinspeisungen ein Entgelt in gleicher Höhe ausgezahlt werden. Die Ortsangabe „hinter dem Engpass“ ist hierbei in Richtung der Belieferung von Verbrauchern zu verstehen; im Verteilungsnetz sind damit Netzabschnitte auf unterlagerten Ebenen oder in nachgelagerten Bereichen auf der gleichen Netzebene gemeint.

Die Forderung nach symmetrischer Bepreisung bezieht sich nur auf die vorzeichengerechte Entgeltgestaltung an einem betrachteten Ort. Sie bedeutet hingegen nicht, dass vor und hinter einem Engpass zwangsläufig dynamische Entgeltkomponenten in gleicher Höhe, aber mit entgegengesetztem Vorzeichen vorgesehen werden. Vielmehr kann es – insbesondere im Verteilungsnetz – sachgerecht sein, nur hinter dem Engpass ein dynamisches Entgelt zu erheben.

Weitergehende Ausführungen zur Bemessung der vorgeschlagenen dynamischen Arbeitspreiskomponente finden sich in Abschnitt 7.4.

7.3.3 Freiwilligkeit vs. Verpflichtung

Im Hinblick auf die Frage, ob die dynamische Netzentgeltkomponente verpflichtend angewandt oder als ein freiwillig anwendbares Element ausgestaltet werden sollte, sind verschiedene Aspekte zu unterscheiden:

Auswahl der mit dynamischen Entgelten adressierten Netzengpässe

Die Frage, unter welchen Bedingungen ein Netzbetreiber das Instrument des dynamischen Netzentgelts anwenden sollte, um Entlastungen von Engpässen in seinem eigenen Netz anzureizen, ist nicht trivial zu beantworten. Es hängt von der Art, Intensität und Nachhaltigkeit von Engpässen ab, ob die Anwendung einen ausreichenden, über den damit verbundenen Aufwand hinausgehenden Nutzen verspricht. Wir halten es für gerechtfertigt, die Anwendung des Instruments zumindest anfangs auf Engpässe in den oberen Netzebenen zu beschränken (siehe Abschnitt 7.3.4). Auch dort kann es zielführend sein, zunächst nur größere strukturelle Engpässe zu adressieren, die eine regelmäßige Anwendung von Redispatch-Maßnahmen erfordern.

Soweit sich für bestimmte Arten von Engpässen die Anwendung des Instruments als zielführend und volkswirtschaftlich vorteilhaft erweist, sollten Netzbetreiber aber grundsätzlich verpflichtet

sein, es für entsprechende Engpässe in ihrem Netz anzuwenden, sobald die Voraussetzungen für die Umsetzung geschaffen sind. Eine dauerhaft uneinheitliche Anwendungsweise des Instruments wäre tendenziell ineffizient und somit nicht gerechtfertigt. Es müssten allerdings mögliche Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten wie z. B. flexiblen Anschlussvereinbarungen (FCAs) berücksichtigt werden, mit denen ähnliche Ziele verfolgt werden.

Weitergabe einer dynamischen Entgeltkomponente über die Netzebenen

Wie in Abschnitt 7.3.6 näher ausgeführt wird, sollte eine dynamische Entgeltkomponente grundsätzlich nicht nur gegenüber den Netznutzern mit Anschluss an die Netzebene, in der der von ihr adressierte Netzengpass liegt, angewandt werden, sondern auch gegenüber allen Netznutzern in nachgelagerten Netzebenen. Hier könnte allenfalls mit Blick auf die technische Umsetzung der notwendigen Prozesse und Systeme zur Messung und Abrechnung eine anfängliche zeitliche Staffelung zu rechtfertigen sein. Soweit und sobald die Umsetzungsvoraussetzungen geschaffen sind, sollten alle Netzbetreiber verpflichtet werden, dynamische Entgelte, die aus vorgelagerten Ebenen weitergereicht werden, gegenüber ihren eigenen Netznutzern abzurechnen, auch wenn sie dieses Instrument nicht für Engpässe in ihrem eigenen Netz anwenden.

Wahlmöglichkeiten für Netznutzer

Für Netznutzer sollte die Anwendung eines für ihre Anschlussnetzebene und den Ort ihres Anschlusspunkts ermittelten dynamischen Entgelts grundsätzlich verpflichtend sein. Andernfalls wäre zu befürchten, dass viele Netznutzer aufgrund zumindest vermuteter nachteiliger Wirkungen oder schlicht aus Unkenntnis der Regelungen und Wirkungen auf die Anwendung des Entgelts verzichten würden (adverse Selektion). Ihre Flexibilität würde dann einer Nutzung für die Entlastung von Netzengpässen vorenthalten.

Eine Ausnahme stellen naturgemäß Verbraucher im Niederspannungsnetz dar, die noch nicht oder dauerhaft nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, da in diesen Fällen weder eine Abrechnung zeitvariabler Entgelte möglich ist noch der Netzbetreiber eine Information über ein verändertes Verbrauchsverhalten erhält. Für diese Verbraucher entfällt die Anwendung einer dynamischen Entgeltkomponente (siehe Abschnitt 7.7).

7.3.4 Zeitliche Granularität und Fristen

Eine Grenze für die zeitliche Granularität der dynamischen Entgeltkomponente ergibt sich aus der viertelstündlichen Granularität des kurzfristigen Stromhandels. Eine feinere als die viertelstündliche zeitliche Auflösung wäre nicht sinnvoll. Ungleichgewichte von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Viertelstunde werden durch das Regelenergiesystem ausgeglichen, auf das das dynamische Entgelt sich nicht auswirken soll.

Es wäre aber auch nicht sinnvoll, eine geringere als die viertelstündliche Granularität zu wählen, da hierdurch die erreichbare Zielgenauigkeit unnötig begrenzt würde. Selbst wenn Ergebnisse der Engpassvorhersage nur im stündlichen Zeitraster vorliegen, kann eine viertelstündliche Auflösung des dynamischen Entgelts zu einem glatteren Entgeltverlauf beitragen. Seitens der Netznutzer ist davon auszugehen, dass Reaktionen auf das dynamische Entgelt entweder von Energiemanagementsystemen ermittelt werden, die eine viertelstündliche Auflösung von Preissignalen problemlos verarbeiten können, oder von Akteuren, die mit der zeitlichen Auflösung der Strommarktpreise ohnehin vertraut sind.

Die Festlegung und Veröffentlichung (siehe Abschnitt 7.6) der dynamischen Entgeltkomponente muss täglich für den Folgetag vor der Day-ahead-Auktion im Spotmarkt erfolgen, so dass die Marktteilnehmer die netzseitige Preisinformation bei ihren Entscheidungen im Day-ahead-

Handel berücksichtigen können. So wird vermieden, dass das dynamische Entgelt diese Entscheidungen nachträglich beeinträchtigt und in der Folge eine starke Verlagerung des Handelsgeschehens in den Intraday-Handel hervorruft, was mit Blick auf die sichere Netz- und Systemführung problematisch wäre und darüber hinaus strategisches Bietverhalten (Gaming) auslösen könnte. Idealerweise sollte die dynamische Entgeltkomponente sogar bereits vor den Regelleistungsauktionen festgelegt werden, die jeweils morgens für den Folgetag stattfinden. Dies würde den Regelleistungsanbietern die Möglichkeit geben, die Opportunitätskosten ihrer Flexibilität auch in Bezug auf das dynamische Netzentgelt bereits bei Kalkulation ihrer Regelleistungsgebote zu berücksichtigen.

Eine Festlegung der dynamischen Entgeltkomponente deutlich vor dem Zeitbereich des Day-ahead-Handels wäre hingegen wenig zielgenau, weil dann mit deutlich größeren Unsicherheiten bei der Engpassvorhersage zu rechnen wäre. Es ist jedoch zu diskutieren, inwieweit die Netzbetreiber evtl. schon mehrere Tage vor dem Erfüllungszeitpunkt unverbindliche Vorabinformationen über die erwartete Entwicklung der Netzbelastungssituation bereitstellen könnten, um Netznutzern eine zumindest grobe Vorabeinschätzung zu ermöglichen.

7.3.5 Adressierte Netzebenen und räumliche Granularität

Eine dynamische Netzentgeltkomponente bezieht sich auf mindestens einen konkreten Netzengpass und soll Anreize zu einem Verhalten schaffen, das diesen Engpass entlastet. Die Entgeltkomponente kann sich aber auch aus mehreren Beiträgen zusammensetzen, die sich auf unterschiedliche Netzengpässe beziehen. Dies ist dann möglich und sinnvoll, wenn das Verhalten der Netznutzer an einem bestimmten Punkt im Netz Einfluss auf die Belastung mehrerer Netzengpässe hat, die teils auf der gleichen, teils auf unterschiedlichen Netzebenen liegen können. Um dies zu ermöglichen, sollte die Systematik so ausgestaltet werden, dass Beiträge zur dynamischen Entgeltkomponente für mehrere Engpässe und über mehrere Netzebenen hinweg aufaddiert und jeweils an nachgelagerte Netzebenen weitergereicht werden können. Dieser Ansatz wird in Abschnitt 7.6 näher erläutert.

Nachfolgend wird jedoch zunächst diskutiert, für Engpässe auf welchen Netzebenen ein dynamisches Entgelt vorgesehen werden sollte. Netzengpässe können grundsätzlich auf allen Netzebenen auftreten, so dass aus technischer Sicht kein zwingender Grund für eine Fokussierung auf bestimmte Netzebenen vorliegt. Gleichwohl sollte die *Anwendung* des Instruments anfangs und evtl. sogar dauerhaft *auf die oberen Ebenen der Verteilnetze* beschränkt werden, wie wir nachfolgend näher erläutern:

- Aus heutiger Sicht dominieren die Engpässe im Übertragungsnetz und in den oberen Verteilnetzebenen das Engpassgeschehen und somit auch die Kosten des Engpassmanagements. Die Beseitigung dieser Engpässe ist so zeit- und ressourcenaufwändig, dass ein hierauf bezogenes dynamisches Entgelt in vielen Fällen für mehrere bis viele Jahre einen relativ stabilen Anreiz vermitteln kann. Zugleich fokussiert das Management dieser Engpässe mittels Redispatch bisher weitgehend auf Erzeugungsanlagen, so dass es wünschenswert ist, durch Schaffung dynamischer Preisanreize grundsätzlich auch Speicher und flexible Verbrauchseinrichtungen in das Engpassmanagement einzubeziehen.
- In den Mittel- und Niederspannungsnetzen treten bislang hingegen allenfalls punktuell Netzengpässe auf, die zudem vergleichsweise schnell durch Netzausbau behoben werden können. Zudem wurden besonders mit Blick auf Engpässe, die durch neuartige leistungsstarke Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz wie etwa E-Pkw-Ladepunkte ausgelöst werden, mit der Neuregelung und Umsetzung von § 14a EnWG spezielle Instrumente

für das Engpassmanagement eingeführt, so dass Anpassungen hier zumindest nicht höchste Priorität haben.

- Um einen zielgenauen Beitrag zum dynamischen Entgelt ermitteln zu können, müssen die Netzbetreiber, in deren Netzen die damit adressierten Engpässe liegen, den Netzzustand ausreichend genau überwachen können (Beobachtbarkeit) und über Prozesse für die Engpassvorhersage und das Engpassmanagement verfügen. Diese Voraussetzungen sind bei den Übertragungsnetzbetreibern vollständig erfüllt. In der Hochspannungsebene und der Umspannebene Hoch-/Mittelspannung ist der größere Teil der Netze ebenfalls bereits beobachtbar. Die o. g. Engpassprozesse sind oft aber allenfalls dort etabliert, wo bereits heute relevante Engpässe vorliegen, so dass hier mit Blick auf zukünftig zu erwartende weitere Netzengpässe bei vielen Netzbetreibern Weiterentwicklungsbedarf besteht. Zudem sind die bestehenden Engpassmanagementprozesse oft auf ad-hoc-Maßnahmen fokussiert und müssten für die Ermittlung dynamischer Netzentgelte um eine prognosebasierte Engpassvorhersage erweitert werden. Die Netze der Mittel- und Niederspannungsebene sind hingegen bislang nur teilweise ausreichend beobachtbar, und Prozesse für das Engpassmanagement sind allenfalls punktuell vorhanden.

Hinsichtlich der Anwendung dynamischer Entgelte für Engpässe im *Höchstspannungsnetz* (Netzebene 1) ergibt sich allerdings aus verschiedenen Gründen ein Vorbehalt:

- Das Höchstspannungsnetz ist hochgradig vermascht und über leistungsstarke grenzüberschreitende Leitungen in das europäische Verbundnetz eingebunden. Dies hat unter anderem zur Folge, dass sich Verhaltensänderungen inländischer Netznutzer, die durch ein dynamisches Netzentgelt angereizt werden und zu veränderten Geboten der Marktteilnehmer im kurzfristigen Strommarkt führen, Änderungen bei den Marktergebnissen auch für ausländische Marktteilnehmer hervorrufen können. Solche Rückwirkungen können für die mit den dynamischen Entgelten verfolgten Ziele kontraproduktiv sein. Beispielsweise könnte eine durch Anreize ausgelöste Absenkung der Erzeugungsleistung in einem Gebiet des deutschen Netzes zu erhöhten Einspeisungen aus Anlagen in unmittelbar benachbarten Ländern führen.
- Engpassprognosen mit 1-2 Tagen Vorlauf, die die Grundlage für die Bemessung des dynamischen Entgelts wären (siehe Abschnitt 7.4), sind auch auf Netzebene 1 mit großen Unsicherheiten verbunden. Hierzu trägt neben den Unsicherheiten hinsichtlich der EE-Einspeisung (die für die anderen Netzebenen gleichermaßen bestehen) auch das große Volumen des Intraday-Handels bei, der die sich tatsächlich einstellende Netzbelastung und damit das Engpassgeschehen stark beeinflusst.
- Im Übertragungsnetz liegen viele Engpässe an unterschiedlichen Stellen gleichzeitig vor, und der Einfluss des Verhaltens der Netznutzer auf jeden einzelnen dieser Engpässe hängt stark vom Ort ihres Anschlusspunkts ab. Für die Ermittlung sachgerechter dynamischer Entgelte müssen daher die Sensitivitäten der Engpassbelastungen gegenüber den Knotenbilanzen an den Anschlusspunkten der Netznutzer berücksichtigt werden. Diese hängen wiederum u. a. von netzbezogenen Maßnahmen ab, über die die ÜNB teilweise erst nach Abschluss des Day-ahead-Handels entscheiden, wie z. B. Anpassungen der Einstellung von Phasenschieber-Transformatoren und zukünftig der Konverter von Gleichstromleitungen.

Aus diesen Gründen sollte zumindest anfangs vorsichtig mit der Einführung eines dynamischen Netzentgelts für Engpässe im Höchstspannungsnetz umgegangen werden. Hier könnten pilothafte Anwendungen, die sich z. B. nur auf wenige ausgewählte Engpässe und zunächst nur auf

in den betroffenen Gebieten installierte Großspeicher beziehen, zielführend sein. Das Ziel solcher Pilotanwendungen sollte sein, Erfahrungen für eine umfassendere Anwendung für diese Netzebene zu gewinnen.

Dieser Vorbehalt betrifft primär die Netzebene 1, also die Leitungen der Spannungsebenen 380 kV und 220 kV und die Transformatoren zwischen diesen Spannungsebenen. Für die Netzebene 2, also die Umspannung aus der Höchst- in die Hochspannungsebene, die überwiegend von den ÜNB und punktuell von den VNB betrieben wird, wie auch für die unterlagerten Verteilnetzebenen spielen die oben angesprochenen Unsicherheiten eine weitaus geringere Rolle. Dies ergibt sich v. a. aus der Gliederung dieser Ebenen in weitgehend voneinander unabhängige Netzgruppen und aus der überwiegend strahlenförmigen Netzstruktur auf diesen Ebenen. Aufgrund dieser strukturellen Eigenschaften kann der Einfluss von Einspeisungen und Entnahmen an den Anschlusspunkten der Netznutzer weitgehend eindeutig der Netzbelastung an den Engpassstellen zugeordnet werden, und der grenzüberschreitende Stromhandel beeinflusst die Netzbelastung hier vergleichsweise geringfügig.

Die notwendige *räumliche Granularität* der dynamischen Netzentgeltkomponente ergibt sich aus Ort und Art der damit adressierten Netzengpässe. Es sollte der Anspruch bestehen, Anreize zur Beeinflussung von Einsatzentscheidungen der Netznutzer nur dort zu setzen, wo durch die Reaktionen der Netznutzer auch Entlastungen des jeweiligen Engpasses erreicht werden können. Andernfalls würde ein nutzloser Einsatz der wertvollen Ressource Flexibilität angereizt. Wie oben angesprochen, läuft dies bei überwiegend strahlenförmig betriebenen Netzebenen oder Netzabschnitten darauf hinaus, die Anschlusspunkte (und im Sinne der Marktkommunikation die Marktllokationen) der Netznutzer zu identifizieren, die hinter einem betrachteten Engpass liegen. In der hochgradig vermaschten Höchstspannungsebene ist eine solche „binäre“ Zuordnung hingegen nicht möglich; hier müssten die Sensitivitäten der Engpassbelastungen gegenüber den Knotenbilanzen an den Anschlusspunkten berücksichtigt werden. Dies ist rechnerisch möglich und ein normaler Bestandteil von Netzanalysen im Bereich des Engpassmanagements, erhöht allerdings die Komplexität bei der Ermittlung von dynamischen Netzentgelten.

Diese Zuordnungen werden Aufgabe der jeweiligen Netzbetreiber sein. Die Netzbetreiber müssen hierfür in der Lage sein, die Marktllokationen der Netznutzer den entsprechend den adressierten Engpässen gebildeten Erstreckungsgebieten zuzuordnen.

7.3.6 Adressaten nach Anschlussnetzebenen

Über die oben erörterte Frage hinaus, welche räumliche Granularität das dynamische Netzentgelt haben sollte, stellt sich die Frage, auf welchen Netzebenen die Netznutzer innerhalb der sich ergebenden Teilgebiete mit dem dynamischen Entgelt konfrontiert werden sollten. Auch hierfür ist maßgeblich, welche Netznutzer mit ihrem Verhalten Einfluss auf die Belastung eines Netzengpasses haben. Dies sind in der Regel mindestens die Netznutzer, deren Anschlusspunkt in der Ebene mit dem Engpass in einem Bereich hinter dem Engpass liegt, sowie die Netznutzer mit Anschlusspunkt in unterlagerten Netzebenen in den Bereichen, die elektrisch mit den engpassbehafteten Betriebsmitteln verbunden sind. Wenn es beispielsweise um einen Engpass der Umspannkapazität einer Hoch-/Mittelspannungs-Umspannstation geht, können alle Netznutzer der Netzebenen Niederspannung bis zur Mittelspannungsseite der Hoch-/Mittelspannungs-Umspannstation in dem Teil des Netzes, der diesem Umspannwerk unterlagert ist, die Belastung des Engpasses beeinflussen. Um ein möglichst großes Potenzial an Verhaltensänderungen zur Entlastung des Engpasses anzureizen, wäre es in diesem Fall sinnvoll, das dynamische

Netzentgelt auf alle Netznutzer der Anschlussnetzebenen Hoch-/Mittelspannung bis Niederspannung in dem betroffenen Teilnetzgebiet anzuwenden.

Soweit dynamische Netzentgelte auch für Engpässe auf Netzebene 1 angewandt werden sollen (siehe oben), kann und muss das gesamte Netzgebiet aufgrund der Struktur dieser Ebene und des dortigen Engpassgeschehens nicht in Gebiete vor und hinter Engpässen aufgeteilt werden. Vielmehr können im Prinzip an jedem Ort Beiträge zur Entlastung von Engpässen geleistet werden, deren Wirksamkeit allerdings von den Sensitivitäten der Engpassbelastungen gegenüber den Knotenbilanzen an den Anschlusspunkten abhängt. Diese Zusammenhänge müssten durch die ÜNB bei der Ermittlung sachgerechter dynamischer Netzentgelte auf Basis von Netzanalysen, die auch beim Engpassmanagement angewandt werden, berücksichtigt werden.

Verallgemeinert folgt aus den obigen Überlegungen, dass die Abrechnung der dynamischen Netzentgeltkomponente grundsätzlich für Nutzer aller Anschlussnetzebenen vorgesehen werden sollte, auch wenn zumindest anfangs, aber ggf. auch dauerhaft nur Engpässe in den oberen Netzebenen adressiert werden. Insbesondere wäre der erreichbare Nutzen sehr begrenzt, wenn ein auf einen bestimmten Engpass bezogener Beitrag zur dynamischen Entgeltkomponente generell nur für Anschlussnehmer genau der Ebene, in der der Engpass vorliegt, angewandt würde. Dies würde beispielsweise im Hochspannungsnetz dazu führen, dass nur sehr wenige – wenn auch große – Letztverbraucher, die direkt an diese Netzebene angeschlossen sind, einbezogen würden und mit ihrer Flexibilität zur Entlastung des Engpasses beitragen könnten.

Wir sehen es daher als zielführend an, die Abrechnung dynamischer Netzentgelte perspektivisch für Netznutzer aller Anschlussnetzebenen einzuführen. Für den Einstieg ist allerdings zu erwarten, dass die Umsetzungsvoraussetzungen im Massengeschäft auf den untersten Netzebenen nicht bereits für eine Einführung ab 2029 geschaffen werden können. Falls hier eine zeitliche Staffelung vorgenommen wird, wäre dies aber nur mit der zeitlichen Umsetzbarkeit begründet, nicht mit einem prinzipiellen Vorbehalt gegenüber der Erhebung dynamischer Entgelte auch in diesen Netzebenen.

7.3.7 Adressierte Netznutzergruppen

Speicher

Stromspeicher dienen – unabhängig von der eingesetzten Technologie (Batteriespeicher, Pumpspeicherkraftwerke etc.) – dazu, Flexibilität bereitzustellen, um Erzeugung und Verbrauch von Strom in gewissem Umfang zeitlich voneinander entkoppeln zu können. Sie sind daher besonders naheliegende Adressaten für eine dynamische Netzentgeltkomponente, mit der eine netzorientierte Nutzung von Flexibilität angereizt werden soll. Hierdurch könnte auch der in letzter Zeit intensiv diskutierte Problematik entgegengewirkt werden, dass sich Speicher, die nur auf marktseitige Preissignale reagieren, zu Treibern für Netzengpässe entwickeln können: Durch eine Kombination von Marktpreisen und dynamischen Netzentgelten können markt- und netzseitige Knappheiten gleichzeitig signalisiert werden, so dass die Fahrweise situationsabhängig eher nach markt- oder eher nach netzseitigen Belangen ausgerichtet werden kann.

Diese Überlegungen treffen insbesondere für Speicher mit eigenem Netzanschluss zu, die nicht mit Erzeugungsanlagen und/oder Verbrauchseinrichtungen gekoppelt sind. Diese Speicher sind dadurch charakterisiert, dass sie kein natürliches Einsatzprofil (wie z. B. das der Eigenverbrauchsoptimierung) aufweisen, sondern vollständig auf Basis von Preissignalen oder Steuersignalen (etwa bei Regelleistungseinsatz), die sie aus dem Stromversorgungssystem erhalten, eingesetzt werden. Daher tritt bei diesen Speichern auch nicht die in Abschnitt 7.5 diskutierte Problematik einer systematischen, durch unflexibles Verhalten bedingten Mehr-/Minderbelastung

auf. Vielmehr entstehen durch ein dynamisches Netzentgelt zusätzliche Ertragschancen für Speicher, die dieses Preissignal in ihr Einsatzkalkül aufnehmen.

Aus diesen Gründen erachten wir es als sinnvoll, die dynamische Entgeltkomponente bereits ab Beginn ihrer Einführung für Speicher mit eigenem Netzanschluss anzuwenden, und zwar nach Möglichkeit als verpflichtende Entgeltkomponente. (Inwieweit eine solche Anwendung auch für Speicher in Frage kommt, die von den Befreiungsregelungen nach § 118 Abs. 6 EnWG profitieren, ist aus rechtlicher Sicht zu erörtern; siehe Abschnitt 7.8.)

Angesichts der oben angesprochenen Erwartung, dass die Anwendung dynamischer Entgelte in den unteren Verteilernetzebenen erst zu einem späteren Zeitpunkt umsetzbar sein wird, wäre auch eine anfängliche Beschränkung auf Großspeicher mit Anschluss an die oberen Netzebenen sinnvoll. Für Großspeicher, die direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, können sich aus dem in Abschnitt 7.3.4 erörterten Vorbehalt Einschränkungen für den Anwendungsbereich ergeben. Solche Speicher könnten aber auch besonders geeignete Kandidaten für die pilothafte Anwendung dynamischer Netzentgelte für Engpässe auf dieser Netzebene sein.

Auf Speicher, die (hinter dem Netzanschlusspunkt) mit Verbrauchseinrichtungen oder Erzeugungsanlagen gekoppelt sind, sind diese Überlegungen nicht uneingeschränkt übertragbar. Hier besteht in der Regel ein natürliches Einsatzmuster, das durch Ziele wie die Eigenverbrauchsoptimierung oder die Einhaltung einer limitierten Netzanschlusskapazität motiviert ist. Nach unserer Auffassung sind diese Speicher als Anlagen in der Sphäre von Verbrauchern bzw. Erzeugern anzusehen und sollten daher im Hinblick auf Netzentgelte einschließlich der dynamischen Entgeltkomponente wie diese behandelt werden (siehe nachfolgende Abschnitte).

Dies kann bei einer nach Netznutzergruppen gestaffelten Einführung von dynamischen Netzentgelten allerdings dazu führen, dass solche mit anderen Anlagen gekoppelten Speicher nicht (sofort) in die Anwendung der dynamischen Entgeltkomponente einbezogen werden können. Um dies dennoch zu ermöglichen, kann erwogen werden, diesen Netznutzern die Möglichkeit einzuräumen, eine zusätzliche Messung am Speicher zu installieren. Sie könnten dann dazu optieren, dass das dynamische Entgelt auf den somit messtechnisch erfassten Einsatz des Speichers angewandt wird. Um hierbei den netzorientierten Speichereinsatz rechnerisch eindeutig von Einsätzen abzugrenzen, die allein nutzerseitigen Zwecken wie der Eigenverbrauchsoptimierung dienen, müssten aber voraussichtlich geeignete Zuordnungsregeln entwickelt und festgelegt werden.

Verbraucher

Auch Stromverbraucher verfügen in vielen Fällen über Flexibilitätsoptionen, die auf Grundlage eines Preissignals eingesetzt werden können. Dies geschieht auch heute schon bei Verbrauchern unterschiedlichster Größe, beispielsweise bei privaten Haushalten mit eigener PV-Anlage und Heimspeicher, die einen dynamischen Stromtarif kontrahiert haben und ihre Anlagen über ein Energiemanagementsystem steuern, oder bei industriellen Verbrauchern, die sich (teilweise) am Spotmarkt eindecken und über flexible Prozesse verfügen. Um diese Flexibilität auch für die Entlastung von Netzengpässen nutzen zu können, sollten dynamische Netzentgelte grundsätzlich auch für Verbraucher aller Größenklassen angewandt werden. Hier sind allerdings verschiedene Randbedingungen zu beachten, die zumindest eine zeitliche Staffelung bei der Einführung der dynamischen Entgeltkomponente rechtfertigen können:

- Anders als bei Speichern ist es nicht die Kerntätigkeit von Verbrauchern, Flexibilität für das Stromversorgungssystem bereitzustellen. Die Potenziale hierfür sind dementsprechend

begrenzter, und die Flexibilitätsbereitstellung macht nur einen Teil der Netzinanspruchnahme aus. Sie ist für Verbraucher – auch für gewerbliche – kein zentrales Geschäftsmodell.

- Bei Verbrauchern können sowohl durch den unflexiblen Anteil der Stromentnahme als auch durch typische Grundmuster des Einsatzes flexibler Verbrauchseinrichtungen systematische Mehr- oder Minderbelastungen durch die Einführung von dynamischen Netzentgelten entstehen.
- Der Einführungsaufwand einer dynamischen Entgeltkomponente hängt auch von der Zahl der betroffenen Netznutzer ab. Da diese in den Netzebenen Nieder- bis Mittelspannung mit Abstand am höchsten ist, kann es sich als notwendig oder mit dem Ziel einer anfänglichen Fokussierung auf die größten Potenziale zumindest als sinnvoll erweisen, das dynamische Entgelt erst zeitversetzt auch für Netznutzer dieser Netzebenen einzuführen (vgl. obige Ausführungen zur Schaffung der Umsetzungsvoraussetzungen auf den unteren Netzebenen).

Erzeuger

Auch Stromerzeugungsanlagen weisen Flexibilität in ihrer Fahrweise auf. Bei EE-Anlagen besteht die Flexibilität meist in erster Linie darin, die Erzeugungsleistung gegenüber der dargebotsabhängig möglichen Leistung abzuregeln, während bei konventionellen Anlagen Entscheidungen über Einsatzfahrpläne und ggf. kurzfristige Abweichungen von den Fahrplänen in beiden Richtungen getroffen werden können. Die Flexibilität von Erzeugungsanlagen wird heute gezwungenermaßen in großem Umfang im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen für das Netzengpassmanagement genutzt. Daraus resultieren erhebliche Kosten. Um eben diese Redispatch-Kosten abzusenken und um die aufwändigen Prozesse der Bestimmung und Anweisung von Maßnahmen und der Abrechnung von Entschädigungen zu entlasten, wäre es grundsätzlich denkbar, die dynamische Netzentgeltkomponente auch für Einspeiser anzuwenden.

Hier sind jedoch verschiedene Vorbehalte zu beachten (vgl. auch Aurora, 2026):

- Bei EE-Anlagen würde die Steuerung durch dynamische Netzentgelte in erster Linie darauf hinauslaufen, situationsabhängig freiwillige – d. h. aus den Ergebnissen des Spothandels resultierende – Abregelungen anzureizen. Hierbei können bereits bei sehr kleinen Spreizungen der dynamischen Netzentgelte starke und u. U. auch über das Ziel hinausschießende Reaktionen eintreten, weil gerade bei neueren EE-Anlagen die preislichen Reaktionsschwellen sehr eng beieinander liegen können. Die Höhe des dynamischen Entgelts, ab der eine EE-Anlage freiwillig abgeregelt würde, liegt bei der Summe aus Börsenpreis und erwarteter Marktprämie. Die Marktprämien sind bei Anlagen, deren anzulegender Wert (d. h. Zuschlagswert bei der EE-Ausschreibung) in der Nähe des Jahresmarktwerts der jeweiligen Erzeugungstechnologie liegt, niedrig. Daher könnten sich in den häufig auftretenden Zeitpunkten mit niedrigen (aber noch positiven) Börsenpreisen synchronisierte Abregelungen größerer EE-Anlagenkollektive ergeben, die über das zur Engpassentlastung erforderliche Maß hinausgehen. Dies wäre mit volkswirtschaftlichen Nachteilen verbunden, soweit die über das erforderliche Maß hinaus abgeregelt EE-Erzeugung durch teurere Erzeugungstechnologien ersetzt werden müsste. Das Ausmaß der kollektiven Abregelung von EE-Anlagen in solchen Situationen würde im Einzelfall von der räumlichen Granularität des dynamischen Netzentgelts und vom Einfluss der Sensitivitäten der Engpassbelastung gegenüber den Knotenbilanzen im relevanten Einflussbereich abhängen. Angesichts der Großräumigkeit der Engpässe im Übertragungsnetz wäre nicht auszuschließen, dass das dynamische Netzentgelt in vielen Situationen für große EE-Anlagenkollektive gleich hoch wäre oder zumindest in einem sehr engen Wertebereich liegen würde.

- Unschärfen des Reaktionsumfangs von EE-Anlagen ergeben sich im Vergleich zum Redispatch auch dadurch, dass die Anlagen bei Erreichen der Reaktionsschwelle vollständig abgeregelt würden und nicht nur um einen bestimmten Prozentwert. Beim Redispatch können Anlagen hingegen stufenweise abgeregelt werden, soweit dies zur Engpassentlastung ausreichend ist.
- Ähnlich wie bei Verbrauchern können sich bei Erzeugungsanlagen systematische Mehr- oder Minderbelastungen durch ein dynamisches Entgelt ergeben, die nicht vollständig durch ein auf das Preissignal reagierendes Einsatzverhalten ausgeglichen werden können. Dies könnte sich bei Anwendung auf Bestandsanlagen kritisch auf deren Wirtschaftlichkeit auswirken und bei Neuanlagen die Finanzierungsbedingungen nachteilig beeinflussen.
- Für neue Erzeugungsanlagen könnten sich hieraus – sofern die Mehrbelastungen nicht z. B. durch pauschale Kompensationszahlungen ausgeglichen würden – Anreize für die Standortwahl ergeben. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Engpässe, die mit dem dynamischen Entgelt adressiert werden, und somit auch die vermittelten Preissignale noch für hinreichend viele Jahre vorhersehbar bestehen bleiben. Eine solche Lenkungswirkung kann zwar grundsätzlich durchaus gewünscht sein, müsste aber auf Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten der Standortsteuerung im Bereich der EE-Förderung sowie der Förderung des Zubaus steuerbarer Erzeugungsanlagen überprüft werden. Ähnliches gilt für Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten zur Reduzierung von Engpassmanagementkosten oder zur Beeinflussung von Standortentscheidungen wie etwa den flexiblen Netzananschlussvereinbarungen („flexible connection agreements“, FCA) nach § 17 Abs. 2b EnWG und § 8a EEG oder dem aktuell in der Energiepolitik diskutierten Redispatch-Vorbehalt.

Bei der Abwägung zwischen dynamischen Netzentgelten und dem Redispatch-Regime zur engpassentlastenden Steuerung von Erzeugungsanlagen ist auch zu beachten, dass das Redispatch-Regime in jedem Fall weiterhin benötigt würde. Selbst wenn es gelänge, den Redispatch-Bedarf durch dynamische Netzentgelte deutlich abzusenken, dürfte bei einem anreizbasierten Mechanismus nicht davon ausgegangen werden, dass die Netzengpässe hierdurch in jeder Situation vollständig aufgehoben würden, allein schon weil die dynamischen Netzentgelte auf unvermeidbar unsicheren Prognosen des Netzzustands beruhen. Daher müsste für Erzeuger weiterhin das bewährte Instrument des Redispatches zur Anwendung kommen. Um hierbei konsistente Anreize zu vermitteln, müsste bei der Ermittlung der Entschädigungen für Redispatch-Maßnahmen das dynamische Entgelt, das Erzeuger in der Situation ohne Redispatch-Maßnahme gezahlt bzw. erhalten hätten, berücksichtigt werden. Ansonsten könnte es für Erzeuger z. B. vorteilhaft sein, auch bei einem sehr hohen Entgelt in Einspeiserichtung keine Abregelung vorzunehmen, sondern darauf zu spekulieren, dass die Abregelung per Redispatch angewiesen wird.

Im Ergebnis der obigen Überlegungen wäre noch intensiver zu prüfen, ob Erzeuger in die Anwendung von dynamischen Netzentgelten einbezogen werden sollten. Einerseits wäre es zwar konzeptionell am konsistentesten, dynamische Netzentgelte perspektivisch auf alle Netznutzergruppen anzuwenden, um alle Flexibilitätsoptionen in gleicher Weise zu adressieren und Abgrenzungsprobleme insbesondere bei kombinierten Anlagen zu vermeiden. Andererseits existiert für Erzeuger mit dem Redispatch ein in der Praxis etabliertes Instrument, das durch die Möglichkeit der anlagenscharfen und stufbaren Steuerung unter Berücksichtigung von Verfügbarkeitsaspekten sowie durch die fallbezogene kostenbasierte Entschädigung eine hohe Zielgenauigkeit erreicht.

Falls eine Anwendung dynamischer Netzentgelte auch in Ansehung der geschilderten Aspekte in Betracht gezogen wird, sollte sie zunächst in Pilotanwendungen mit geringem

Erstreckungsumfang getestet werden, um Erfahrungen hinsichtlich der Zielgenauigkeit und des Einflusses auf die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs zu gewinnen.

Die erörterten Vorbehalte treffen für die Flexibilität von Speichern und Verbrauchern nur teilweise und nur in abgeschwächter Form zu und wären angesichts des (noch) weitaus geringeren Volumens dieser Flexibilitätsoptionen weniger kritisch zu beurteilen. Zugleich ist es herausfordernd, diese Flexibilitätsoptionen auf befriedigende Weise in das Redispatch-Regime zu integrieren, wie die diesbezügliche Debatte und praktischen Erfahrungen in den letzten Jahren gezeigt haben. Daher halten wir dynamische Netzentgelte für diese Flexibilitätsoptionen für ein deutlich vielversprechenderes Instrument als für die Flexibilität von Erzeugungsanlagen.

7.4 Bemessung

Die vorgeschlagene dynamische Entgeltkomponente, mit der Anreize für ein netzengpassentlastendes Verhalten geschaffen werden sollen, sollte im (theoretischen) Idealfall so bemessen werden, dass die Netzengpässe, auf die sie sich bezieht, durch die Reaktionen der Netznutzer weitgehend behoben werden. Gleichzeitig sollte es nicht zu signifikanten Überreaktionen kommen, da die Flexibilität der Netznutzer dann im Übermaß netzorientiert genutzt und anderen Nutzungen, insbesondere dem Energiemarkt, entzogen würde. Dabei wäre weniger eine Überreaktion einzelner Netznutzer kritisch zu sehen, sondern eine gleichlaufende Reaktion sehr vieler Netznutzer, die in der Summe eine Überreaktion darstellt.

Dieses Ziel ist allerdings nicht leicht zu erreichen, selbst wenn alle für die Engpassbehebung in Frage kommenden Flexibilitätsoptionen in die Anwendung des dynamischen Entgelts einbezogen würden, weil hierfür umfassende Kenntnisse zur Preissensitivität der Flexibilitätsoptionen benötigt werden. Dynamische Entgelte sollten sich im Grundsatz, wie eingangs erörtert, primär an den kurzfristigen Grenzkosten des Engpassmanagements orientieren. (Auf die mögliche Orientierung an den langfristigen Netzausbaukosten gehen wir weiter unten ein.) Hierfür sind aber die Grenzkosten in dem Zustand des Systems relevant, in dem die Engpässe gerade beseitigt sind. In diesem Zustand entspricht das dynamische Entgelt einem Gleichgewichtspreis, bei dem genau die richtige Menge an Flexibilität aktiviert wird, d. h. an dem die Grenzkosten der nächsten Einheit von Engpassmanagement-Maßnahmen den Grenzkosten der freiwilligen, anreizbasierten Flexibilitätsbereitstellung aus Nutzersicht entsprechen. Um diesen Preis zu ermitteln, würde es nicht reichen, die Grenzkosten der „letzten“ notwendigen Redispatch-Maßnahme zu bestimmen, mit der der Engpass aufgehoben werden könnte, da das Redispatch-Regime nicht alle Flexibilitätsoptionen einschließt. Wenn dieser Redispatch-Grenzpreis auf ein um Speicher und flexible Verbraucher erweitertes Kollektiv an Flexibilitätsoptionen angewendet würde, würde mit großer Wahrscheinlichkeit eine Überreaktion auftreten. Es müsste daher theoretisch eine vollständige, alle Flexibilitätsoptionen umfassende Merit Order für die in Frage kommende Flexibilität aufgestellt werden. Dies ist allerdings nicht ohne Weiteres möglich, weil die Grenzkosten der Flexibilitätserbringung bei Speichern und Verbrauchern – anders als beim Redispatch für Erzeugungsanlagen – nicht kostenbasiert durch die Netzbetreiber ermittelt werden können. Eine solche Merit Order, die sämtliche verfügbaren Flexibilitätsoptionen nach ihren Reaktionsschwellen reiht, kann daher nur näherungsweise und nur unter Nutzung der sukzessive durch Anwendung dynamischer Entgelte gewonnenen Erfahrungen aufgestellt werden. Diese Zielsetzung wird dadurch weiter erschwert, dass die Grenzkosten der Flexibilitätserbringung zeitpunktabhängig sind, etwa weil sie bei Speichern durch Opportunitätskosten bestimmt sind und flexible Verbrauchseinrichtungen oft nur zu bestimmten Zeiten flexibel disponierbar sind.

Für die praktische Anwendung bedeutet dies, dass zunächst nur auf Schätzungen des Reaktionsvolumens, das sich bei einem bestimmten Nutzerkollektiv und einer bestimmten Höhe des dynamischen Entgelts einstellt, abgestellt werden kann, und dass hierbei kaum Differenzierungen z. B. nach Zeitpunkt oder sonstigen Einflussfaktoren berücksichtigt werden können.

Um angesichts dieses anfänglichen Informationsdefizits eine Überdimensionierung der Anreize und somit Überreaktionen zu vermeiden, sollte mit einer geringen Spreizung der dynamischen Entgeltkomponente z. B. in der Größenordnung von ± 1 ct/kWh begonnen werden. Wie in Aurora, 2026 modellbasiert aufgezeigt wurde, könnte eine Entgeltspreizung in dieser Größenordnung bereits erhebliche Reaktionen bei Erzeugungsanlagen auslösen. Wenn das dynamische Entgelt aber anfangs nur auf Speicher und später auch auf Verbraucher angewandt wird, dürften die Auswirkungen aufgrund der bei diesen Nutzergruppen noch begrenzten Flexibilitätspotenziale deutlich geringer sein als bei dem heute bereits sehr großen Kollektiv der EE-Anlagen. Abhängig vom Reaktionsumfang kann die Spreizung des dynamischen Entgelts anschließend sukzessive erhöht werden, solange hierdurch eine Reduktion des Umfangs an erforderlichen Redispatch-Maßnahmen erreicht wird, ohne dass es zu Überreaktionen kommt, und die mit der Entgeltspreizung verbundenen spezifischen (d. h. mengenbezogenen) Flexibilitätskosten geringer sind als die spezifischen Redispatch-Kosten. Letztere sind somit als eine Obergrenze für die sinnvolle Bemessung des dynamischen Entgelts zu beachten. Es wäre volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, für Flexibilität per dynamischem Entgelt mehr zu bezahlen als für die nächste ergreifbare Redispatch-Maßnahme.

Innerhalb der jeweils gewählten Spreizungsbandbreite sollte die Höhe des dynamischen Entgelts nach der Intensität des betrachteten Engpasses bemessen werden, da mit einer höheren Engpassintensität auch ein höherer Bedarf an Entlastungsmaßnahmen einhergeht. Der Beitrag zur Entgeltkomponente für einen bestimmten Engpass hängt somit vom Ausmaß der im Rahmen der Engpassvorhersage der Netzbetreiber prognostizierten Überlastung ab, die sich ohne preisbasierte Anreize und ohne Redispatch-Maßnahmen ergäbe. In Zeiträumen, in denen keine volle Auslastung der Engpassstelle erwartet wird und daher kein Engpassmanagement erforderlich ist, beträgt der Beitrag zum dynamischen Entgelt für diesen Engpass null. Wenn hingegen eine Überlastung befürchtet und daher Engpassmanagement benötigt wird, ist der Beitrag zum dynamischen Entgelt ungleich null. Sein Vorzeichen richtet sich nach der Richtung der Belastung der Engpassstelle und der Lage eines Ortes relativ zur Engpassstelle. Wie bereits erörtert, sollte das dynamische Entgelt an einem Ort symmetrisch angewandt werden, d. h. für Entnahmen und Einspeisungen den gleichen Betrag, aber ein entgegengesetztes Vorzeichen aufweisen.

Die Aussage, dass der auf einen bestimmten Engpass bezogene Beitrag zum dynamischen Entgelt nur dann von null verschieden sein sollte, wenn ein akuter Engpass droht, der Engpassmanagement erfordert, ist zu relativieren, wenn nicht auf die kurzfristigen Engpassmanagementkosten, sondern auf die mittel- bis langfristigen Netzausbaukosten abgestellt werden soll. Es wäre das entscheidende Charakteristikum bei dieser Zielsetzung, dass die Anreizsetzung früher einsetzen würde als bei Auftreten akuter Engpässe. Ein weiteres Merkmal wäre, dass sich bei dieser Bemessungslogik die Obergrenze für die Höhe des dynamischen Entgelts nicht aus den spezifischen Redispatch-Kosten, sondern aus den spezifischen Kosten des Netzausbaus ergeben würde. Auch diese Bemessungslogik kann als sachgerecht angesehen werden, auch wenn sie tendenziell kurzfristig zu ineffizientem, weil keinem akuten Bedarf entsprechendem netzorientiertem Flexibilitätseinsatz führt. Wie in bereits Abschnitt 2.1.3 erörtert, ergibt sich hier Abwägungsbedarf zwischen der statischen Effizienz der Systematik (die für eine Betrachtung nur der kurzfristigen Engpassmanagementkosten spricht) und ihrer dynamischen Effizienz (die für eine

Einbeziehung der Netzausbaukosten spricht). Jedenfalls ist zu beachten, dass bei der auf Netzausbaukosten abstellenden Bemessungslogik verschiedene weitere Parameter zu wählen sind, für die vermutlich keine eindeutig sachgerechte Vorgabe hergeleitet werden kann. Hierzu gehört etwa die Schwelle der Wahrscheinlichkeit des Auftretens von Engpässen und des zukünftigen Netzausbaubedarfs, ab der ein Anreiz über das dynamische Entgelt gesetzt wird.

Wie die obigen Überlegungen erkennen lassen, ist die Entwicklung einer geeigneten Bemessungsmethodik für Beiträge zur dynamischen Netzentgeltkomponente angesichts der vielfältigen relevanten Einflussfaktoren und Wirkungsdimensionen sehr herausfordernd. Deshalb sollte sie nicht Aufgabe der einzelnen Netzbetreiber, sondern Gegenstand eines Branchenprozesses im Austausch mit der BNetzA und Vertretern verschiedener Stakeholdergruppen sein. Die Methodik sollte zudem auch nach ihrer erstmaligen Entwicklung und Erprobung kontinuierlich auf ihre Wirkungen hin beobachtet und nach Bedarf weiterentwickelt werden.

Die betriebliche *Anwendung* der Bemessungsmethodik knüpft hingegen unmittelbar an die Engpassvorhersageprozesse der Netzbetreiber an, in deren Netzen Engpässe entlastet werden sollen. Sie bleibt daher naturgemäß Aufgabe dieser Netzbetreiber. Auch hierfür sollten aber sukzessive betriebliche Erfahrungen gesammelt und die Vorgehensweisen durch Identifizierung von Best-practice-Ansätzen kontinuierlich vereinheitlicht werden, um eine insgesamt möglichst effiziente Umsetzung des Instruments der dynamischen Entgelte zu erreichen.

7.5 Verteilungseffekte

Die dynamische Arbeitspreiskomponente sollte bei den Netznutzern, für die sie prinzipiell angewandt wird (siehe Abschnitte 7.3.6 und 7.3.7), auf die gesamte Entnahme- bzw. Einspeisemenge erhoben werden. Eine Differenzierung nach flexiblen und unflexiblen Entnahme- bzw. Einspeiseanteilen innerhalb der Anreizkomponente dürfte kaum praktikabel umsetzbar sein und würde auch konzeptionell erhebliche Abgrenzungsprobleme aufwerfen. Hieraus folgt aber, dass sich durch Einführung des dynamischen Entgelts systematische Mehr- oder Minderbelastungen von Netznutzern ergeben können. Deren Vorzeichen und Höhe hängt von der Lage des Anschlusspunkts in Relation zu den Netzengpässen, auf die das dynamische Entgelt zielt, sowie von der Korrelation des natürlichen Entnahme- oder Einspeiseverhaltens des Netznutzers mit dem zeitlichen Verlauf der Engpassintensität und somit der dynamischen Entgeltkomponente ab. Netznutzer mit viel Flexibilität können einer etwaigen Mehrbelastung gegensteuern, indem sie ihre Flexibilität entsprechend dem dynamischen Preissignal einsetzen, wohingegen weniger flexible Netznutzer eine solche Belastung möglicherweise nicht ausgleichen können.

Diese Mehr- und Minderbelastungen sind Folge einer Entgeltgestaltung, die die netzseitigen Kostenwirkungen deutlich zielgenauer reflektiert als das heutige Netzentgeltsystem. Sie sind daher mit Blick auf die Ziele der Entgeltsystematik prinzipiell sachgerecht. Dennoch ist zu beurteilen, welchen Umfang diese Verteilungseffekte für die Netznutzer haben könnten und ob Maßnahmen für eine zumindest teilweise Kompensation in Betracht gezogen werden sollten.

Für *Verbraucher* ist nach ersten groben Abschätzungen zu erwarten, dass die möglichen Mehrbelastungen selbst in stark engpassbehafteten Netzgebieten zumeist nicht über einen kleinen zweistelligen Prozentanteil der jährlichen Netzentgeltbelastung hinausgehen würden (vgl. Bild 7.1)³²⁷. Für diese Abschätzungen der potenziellen Mehrbelastungen haben wir für das

³²⁷ Für die Abschätzung wurden historische Netzengpasszeitreihen des Jahres 2024 herangezogen und in allen identifizierten Engpasssituationen ein dynamisches Netzentgelt in Höhe von 10 ct/kWh auf den Netzbezug angesetzt. Aus den Daten geht nicht hervor,

dynamische Entgelt bewusst eine sehr hohe Preisspreizung in Höhe von 10 ct/kWh angesetzt, die keineswegs als Empfehlung für die konkrete Bemessung zu verstehen ist. Diese Mehrbelastungen gelten für Verbraucher in Regionen mit lastbedingten Engpässen.

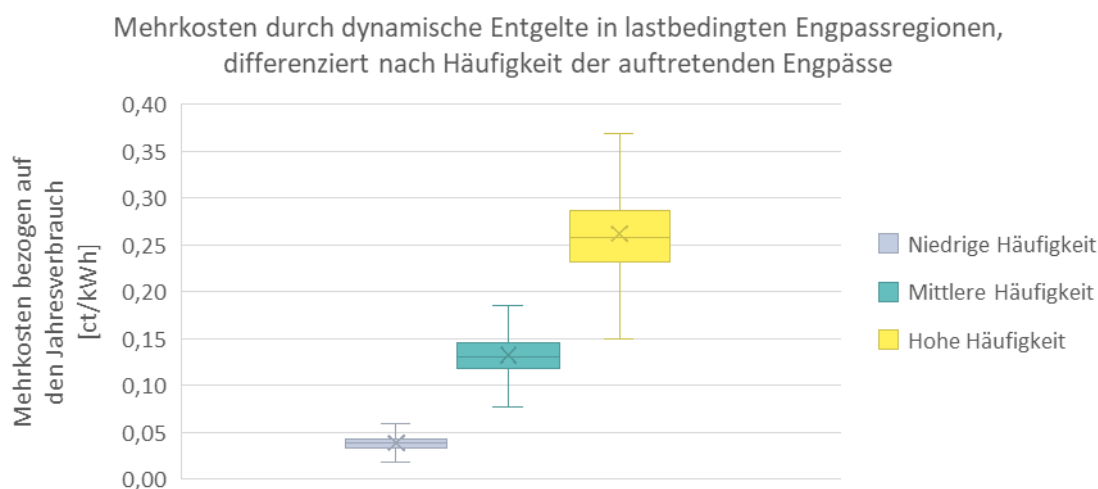


Bild 7.1 Verteilung der Mehrkosten, die sich durch ein dynamisches Entgelt in Höhe von 10 ct/kWh in lastbedingten Engpassregionen ergäben, bezogen auf den Jahresverbrauch in einem Netznutzerkollektiv von ca. 4.000 Netznutzern in der Mittelspannungsebene bei unterschiedlicher Engpasshäufigkeit, basierend auf historischen Netzengpasszeitreihen des Jahres 2024

In Regionen mit erzeugungsbedingten Engpässen wären hingegen entsprechende Minderbelastungen für Verbraucher zu erwarten. In einem Pilotprojekt, das im Rahmen des Forschungsprojekts „Grids&Benfits“ durchgeführt wurde, ergaben sich bei den dort betrachteten Verbrauchern mit Anschluss in der NS-Ebene bei der in diesem Projekt vorgenommenen Parametrierung dynamischer Netzentgelte bei vollständig unflexiblen Verbrauchern *Mehrbelastungen* von bis zu ca. 5 ct/kWh und bei flexiblen Verbrauchern (Fokus Ladevorgänge) *Minderbelastungen* von bis zu ca. 9 ct/kWh³²⁸.

Demgegenüber wäre bei *Einspeisern*, deren natürliches Einspeiseverhalten – insbesondere im Fall von EE-Anlagen – eine sehr hohe Korrelation mit dem Auftreten von rückspeisebedingten Netzengpässen aufweisen kann, mit erheblichen Mehrbelastungen zu rechnen, die nach groben Abschätzungen im Bereich einiger 10 % von deren Jahresertrag liegen können (vgl. auch Aurora, 2026). Dieser Aspekt trägt zu der in Abschnitt 7.3.7 erörterten Auffassung bei, dass die möglichen Vorteile einer Anwendung dynamischer Netzentgelte für Einspeiser vermutlich von den damit verbundenen Risiken sowohl für die Anlagenbetreiber als auch für die Effizienz des Engpassmanagements, für das gerade bei Einspeisern das etablierte Instrument des Redispatches zur Verfügung steht, überwogen werden.

Auch bei *Speichern* können je nach Standort und bisheriger Einsatzstrategie Mehr- oder Minderbelastungen gegenüber dem Status quo auftreten. Dies hängt u. a. davon ab, ob das dynamische

welcher Anteil der Abregelungen auf Engpässe im Übertragungs- bzw. Verteilnetz zurückzuführen ist; Auswertungen für das Jahr 2025 deuten jedoch auf etwa hälftige Anteile hin (Consentec, 2026). Die resultierende Preiszeitreihe wurde auf das in Kapitel 3 beschriebene Nutzerkollektiv der Mittelspannungsebene angewandt (Tiemann, 2024). Dabei wurden ein vollständig inflexibles Verhalten der Netznutzer sowie ein binäres Entgeltsignal (0 bzw. 10 ct/kWh) unterstellt.

³²⁸ (Bronisch, Herrmann, 2026)

Entgelt am Speicherstandort überwiegend positiv oder überwiegend negativ mit dem Preissignal korreliert ist, auf dem die bisherige Einsatzstrategie beruht. Speicher weisen aber bezüglich ihrer Einsatzstrategie sehr hohe Flexibilität auf, und die Einsatzstrategie in der Situation ohne dynamische Netzentgelte ist letztlich das Ergebnis einer Reaktion auf Preissignale. Anders als z. B. bei Verbrauchern ist hier kein prinzipiell unflexibler Anteil des Einsatzes zu berücksichtigen. Daher erscheinen die mit der Einführung dynamischer Entgelte verbundenen Verteilungseffekte bei Speichern am wenigsten kritisch.

Für bestehende Netznutzer, insbesondere solche mit vergleichsweise geringer Flexibilität, könnte die Auffassung vertreten werden, dass die zu erwartenden Mehr-/Minderbelastungen durch geeignete Mechanismen abgemildert werden sollten. Hierfür sind verschiedene Ansätze denkbar, evtl. auch in Kombination miteinander:

- Die Mehr-/Minderbelastungen könnten in pauschalierender Form finanziell kompensiert werden. Hierbei wäre entscheidend, dass die Anreizwirkungen des dynamischen Entgelts nicht konterkariert werden. Eine Möglichkeit bestünde darin, die dynamische Entgeltkomponente in engpassfreien Zeiträumen nicht auf null, sondern auf einen (geringen) Wert mit einem Vorzeichen zu setzen, das dem in Engpasssituationen dominant auftretenden Vorzeichen entgegengesetzt ist. Alternativ könnte eine nachlaufende Kompensation je Netznutzer stattfinden, in die der Durchschnittswert des dynamischen Entgelts und die gesamte Entnahme- bzw. Einspeisungsmenge des Netznutzers eingeht und die durch Verrechnung mit anschließenden Netzentgeltzahlungen umgesetzt wird. Dieser Ansatz würde noch konsequenter als der erstgenannte Ansatz vermeiden, dass die beabsichtigten Anreize abgeschwächt werden. Bei beiden Ansätzen ist aber zu beachten, dass es aufgrund der für den Erhalt der Anreizwirkung notwendigen Pauschalierungen nicht möglich ist, auftretende Mehr-/Minderbelastungen nutzerindividuell exakt zu kompensieren.
- Vor dem Hintergrund der zu erwartenden Mehrbelastungen bei einem Teil der Netznutzer erscheint es unabhängig davon, ob vorgenannte Kompensationsmechanismen vorgesehen werden, sinnvoll, die dynamische Entgeltkomponente zunächst mit einer moderaten Preisspreizung einzuführen, die anschließend über mehrere Jahre bis zu der aus ökonomischer Sicht angemessenen Spreizung gesteigert wird (vgl. Ausführungen in Abschnitt 7.4). So würden Mehrbelastungen anfangs gedämpft und ein Anreiz vermittelt, Flexibilitätspotenziale sukzessive auszubauen bzw. nutzbar zu machen. Hierdurch könnte zugleich möglichen Überreaktionen vorgebeugt werden, die ansonsten entstehen könnten, weil anfangs noch kaum Erfahrungen mit dem Verhalten der Netznutzer in Reaktion auf ein dynamisches Netzentgelt vorliegen.

Bei einem (anfänglichen) Verzicht auf finanzielle Kompensationsmaßnahmen sollte parallel zur Einführung dynamischer Netzentgelte ein Monitoring der sich einstellenden Verteilungseffekte stattfinden, um eventuelle kritische Entwicklungen erkennen und bei Bedarf mit gezielten Maßnahmen hierauf reagieren zu können.

7.6 Veröffentlichung und Weitergabe/Kaskadierung

Die dynamische Netzentgeltkomponente muss so veröffentlicht werden, dass Netznutzer bzw. ihre Energiemanagementsysteme verlässlich und eindeutig hierauf zugreifen können. Dabei muss mindestens gewährleistet sein, dass für jede Marktlotation eine Zieladresse angegeben werden kann, über die die Informationen zum Entgeltverlauf täglich rechtzeitig abgerufen werden können. Darüber hinaus kann es sinnvoll sein, auch Informationen über die Zusammensetzung des dynamischen Entgelts aus Beiträgen, die sich auf unterschiedliche Netzengpässe

beziehen, bereitzustellen. Für die elektronische Bereitstellung dieser Informationen sind sowohl zentrale als auch dezentrale Lösungen vorstellbar. Eine zentrale Lösung könnte voraussichtlich auch den nachfolgend behandelten Prozess der Kaskadierung von Beiträgen zum dynamischen Entgelt unterstützen, wäre hierfür aber nicht zwingend erforderlich.

Netzengpässe können auf unterschiedlichen Netzebenen und an unterschiedlichen Orten auftreten (Bild 7.2).

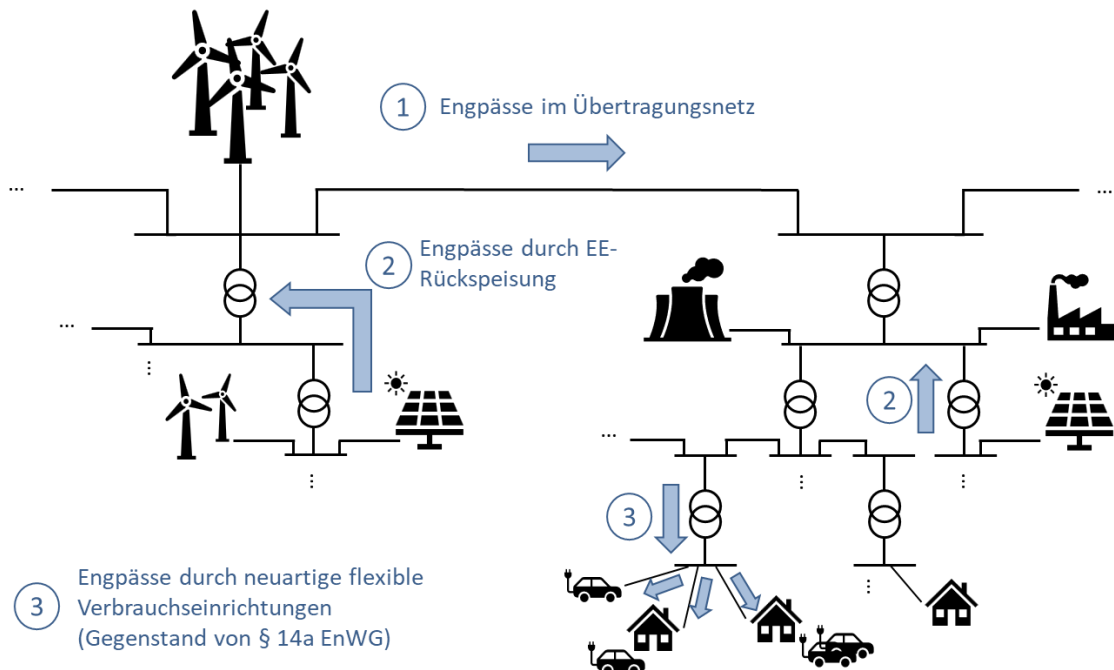


Bild 7.2 Veranschaulichung unterschiedlicher Arten von Netzengpässen, die als Wirkungsziele für den durch dynamische Netzentgelte angereizten Einsatz flexibler Entnahmen und Einspeisungen in Frage kommen könnten

Da die durch das dynamische Netzentgelt angereizten Verhaltensanpassungen der Netznutzer wiederum Rückwirkungen auf andere Netzebenen haben können, erfordert die Einführung dynamischer Netzentgelte einen geeigneten Koordinationsmechanismus, der verschiedene Aufgaben erfüllen würde:

- Jeder Netznutzer soll mit genau den Beiträgen zur dynamischen Entgeltkomponente konfrontiert werden, die sich auf die von seinem Verhalten beeinflussten Netzengpässe beziehen. Dabei müssen die für jeden Engpass definierten Erstreckungsgebiete der Beiträge zum dynamischen Entgelt vorzeichengerecht berücksichtigt werden (vgl. Abschnitte 7.3.4-7.3.6).
- Sofern sich das Verhalten der Netznutzer in einem bestimmten Teilgebiet auf mehr als einen Engpass auswirkt, müssen die entsprechenden Beiträge zum dynamischen Entgelt aufsummiert werden.
- Netzbetreiber müssen in die Lage versetzt werden, die von vorgelagerten Netzbetreibern gesetzten Anreize daraufhin zu prüfen, welche Auswirkungen diese auf ihr eigenes Netz haben. Sofern sich hierbei zeigt, dass mit Folgeengpässen zu rechnen ist, müssen diese Netzbetreiber in der Lage sein, ihrerseits Beiträge zum dynamischen Entgelt festzulegen, die die befürchteten Wirkungen abschwächen oder vollständig neutralisieren.

Aus unserer Sicht erscheint hierfür eine Top-down-Kaskadierung von Beiträgen zum dynamischen Netzentgelt am vielversprechendsten (Bild 7.3). Hierdurch würde einerseits eine

möglichst große Reichweite der geschaffenen Anreize erreicht, andererseits aber auch allen von etwaigen Reaktionen betroffenen Netzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt, Auswirkungen auf ihr Netz abzuschätzen und bei Bedarf mit eigenen Preissignalen gegenzusteuern. Dies bedeutet konkret, dass zunächst die ÜNB und anschließend – nach Netzebenen zeitlich gestaffelt – die VNB ihre Beiträge zum dynamischen Entgelt festlegen und veröffentlichen. Details zur Ausgestaltung und Umsetzung dieses Prozesses sollten im Vorfeld in einem Branchenprozess entwickelt werden, um eine einheitliche und praxisgerechte Implementierung zu gewährleisten.

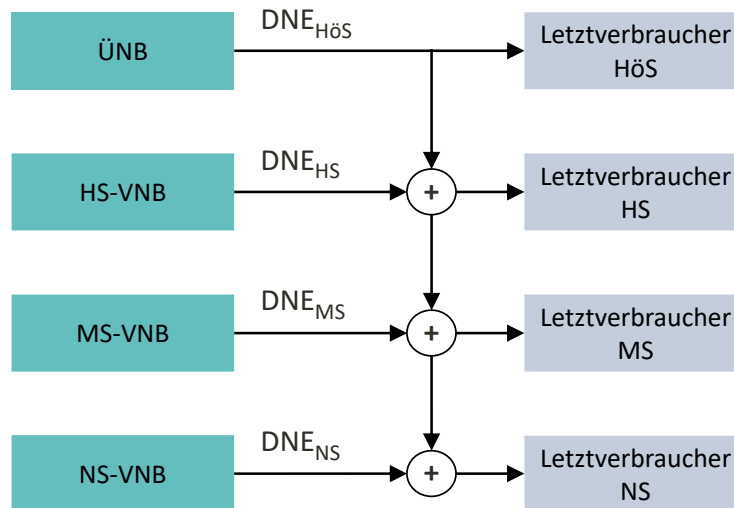


Bild 7.3 Kaskadierung von dynamischen Netzentgelten

Ein wichtiges Merkmal des oben skizzierten Ansatzes ist, dass Beiträge zur dynamischen Entgeltkomponente nicht in die vertikale Kostenwälzung einbezogen, sondern unverändert von Netzebene zu Netzebene weitergereicht und dabei ggf. mit anderen Beiträgen aufsummiert werden. Nur so lässt sich erreichen, dass Preissignale unverfälscht bei den Netznutzern in unterschiedlichen Netzebenen ankommen und somit in effizienter Weise auf unterschiedliche Flexibilitätsoptionen wirken können.

7.7 Umsetzungsvoraussetzungen und Einführungspfad

Die dynamische Netzentgeltkomponente kann prinzipiell nur gegenüber Netznutzern abgerechnet werden, die über eine Lastgangmessung (RLM) oder ein intelligentes Messsystem (iMSys) verfügen. Für die übrigen Netznutzer, die weiterhin auf Basis von Standardlastprofilen abgerechnet werden (SLP), kann diese Entgeltkomponente nicht angewandt werden.

Für die Abrechnung der dynamischen Entgeltkomponente müssen bei Netzbetreibern und Lieferanten Voraussetzungen für eine zeitreihenbasierte Abrechnung geschaffen werden, die heute größtenteils noch nicht vorliegen dürften. Hier besteht zweifellos Anpassungsbedarf von IT-Systemen, Schnittstellen und Prozessen, der vor einer flächendeckenden Anwendung dynamischer Netzentgelte bewältigt werden muss. Dieser Anpassungsbedarf dürfte bei Netzbetreibern größer sein als bei Lieferanten, da Letztere bereits seit der Einführung dynamischer Stromtarife mit der Abrechnung viertelstündlich variierender Strompreise konfrontiert sind, auch wenn sich dies bislang nicht auf die Netzentgelte bezieht.

Zur Frage des Zeitbedarfs für die Einführung einer dynamischen Netzentgeltkomponente halten wir es für realistisch, dass bei einer Beschränkung auf Engpässe in den oberen Netzebenen (mit Vorbehalt bzgl. Netzebene 1, siehe oben) die notwendigen Voraussetzungen bis Anfang 2029

geschaffen werden können. Eine vertiefte Prüfung der notwendigen Umsetzungsschritte und des damit verbundenen Zeitaufwands hat im Rahmen dieses Gutachtens jedoch nicht stattgefunden. Für die Umsetzung müssen zum einen Prozesse für die prognosebasierte Engpassvorhersage in den Netzebenen und Netzgebieten eingeführt werden, in denen relevante Engpässe bereits heute vorliegen oder in den nächsten Jahren erwartet werden. Zum anderen müssen Voraussetzungen für die Weitergabe und Abrechnung des dynamischen Netzentgelts über die Netzebenen und an die Netznutzer geschaffen werden. Falls dies nicht durchgängig bis Anfang 2029 umsetzbar ist, wäre – wie bereits erörtert – eine stufenweise Einführung denkbar.

Perspektivisch sollten dynamische Netzentgelte auch für Netznutzer im Niederspannungsnetz eingeführt werden, um auch deren Flexibilität netzorientiert zu nutzen, unabhängig davon, ob hiermit auch Engpässe in den untersten Netzebenen adressiert werden. Dies erfordert jedoch eine Überführung der mit Wirkung vom April 2025 eingeführten optional wählbaren zeitvariablen Netzentgelte für Verbraucher mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und Speichern gemäß § 14a EnWG und der diesbezüglichen Regelungen („Modul 3“) aus der einschlägigen Festlegung der BNetzA (s. Abschnitt 7.1) hin zum Konzept der dynamischen Netzentgelte.

Nach den geltenden Regelungen sind für diese zeitvariablen Netzentgelte mehrere Zeitfenster mit drei Preisstufen vorgesehen. Zeitfenster und Preisstufen werden kalenderjährlich im Vorhinein festgelegt, gelten für das gesamte Netzgebiet des jeweiligen Netzbetreibers und müssen in mindestens zwei Quartalen eines Jahres abgerechnet werden. Die Festlegung der Zeitfenster und Preisstufen ist auf die Belastung und damit potenzielle Engpässe im Niederspannungsnetz ausgerichtet.

Durch die so festgelegten zeitvariablen Netzentgelte können Netzengpässe in den vorgelagerten Netzebenen nicht adressiert werden. Die statische Festlegung ein Jahr im Vorhinein verhindert zudem, dass bei der Netzentgeltfestlegung die tatsächliche Netzbelastung, die in zunehmendem Maße von der momentanen dargebotsabhängigen EE-Einspeisesituation abhängt, zielgenau berücksichtigt werden kann. Vielmehr kann es dazu kommen, dass die mit den statisch zeitvariablen Netzentgelten gesetzten Anreize zu einer Verstärkung von Engpässen in vorgelagerten Netzen führen. Dies ist z. B. dann der Fall, wenn die zeitvariablen Netzentgelte Anreize für Verbrauchsverlagerungen von den Tag- in die Nachtstunden setzen, in den vorgelagerten Netzen aber PV-bedingte Engpässe in Rückspeiserichtung in den Mittagsstunden auftreten, so dass Verbrauchsreduktionen dort sogar engpassverschärfend wirken.

Wie in Abschnitt 7.3.6 erörtert, ist für den Einstieg zu erwarten, dass die Umsetzungsvoraussetzungen im Massengeschäft auf den untersten Netzebenen nicht bereits für eine Einführung ab 2029 geschaffen werden können, so dass zumindest für einen gewissen Übergangszeitraum ein Parallelbetrieb von dynamischen Netzentgelten für Netznutzer mit Anschluss in höheren Netzebenen und statisch zeitvariablen Netzentgelten gemäß § 14a EnWG für Netznutzer im Niederspannungsnetz bestehen wird.

Um das Ausmaß der vorgenannten kontraproduktiven Wirkungen zu minimieren und die Zielgenauigkeit zu erhöhen, ist deshalb eine Weiterentwicklung der bisherigen Regelungen zur Festlegung der zeitvariablen Netzentgelte anzuraten:

- Höhere räumliche Granularität: Die Festlegung der zeitvariablen Netzentgelte sollte sich nicht mehr auf das gesamte Gebiet eines VNB erstrecken müssen, sondern es sollte eine Differenzierung nach Teilgebieten ermöglicht werden. Hiermit wird das Ziel verfolgt, statisch zeitvariable Entgelte, die auf Engpässe im Niederspannungsnetz abzielen, nur dort anzuwenden, wo auch tatsächlich Engpässe in den Ortsnetzen vorhanden sind. Damit dürfte das

Risiko einer Verschärfung von Engpässen in vorgelagerten Netzebenen deutlich reduziert werden. Eine solche Erhöhung der Granularität muss nicht damit verbunden sein, dass jeder VNB eine große Zahl unterschiedlicher zeitvariabler Entgelte einführt. Vielmehr könnte eine deutliche Verbesserung bereits dadurch erreicht werden, dass jedes Teilgebiet in einem Netzgebiet einer von wenigen – mindestens zwei – Kategorien zugeordnet wird und für jede Kategorie ein eigenes zeitvariables Entgelt festgelegt wird (oder in einer Kategorie auf dieses verzichtet wird, weil es dort mangels Engpässen nicht benötigt wird).

- **Höhere Dynamik der Festlegung:** Die Festlegung der Netzentgelte sollte nicht mehr ein Jahr im Vorhinein stattfinden, sondern es sollte in den Teilgebieten, in denen tatsächlich Engpässe im Niederspannungsnetz oder in Ortsnetzstationen auftreten, das zeitvariable Entgelt mit geringer Vorlaufzeit (im Idealfall day-ahead) nur an den Tagen „scharfgeschaltet“ werden, an denen auch tatsächlich Engpässe zu erwarten sind.
- **Übernahme dynamischer Netzentgelte aus vorgelagerten Netzebenen:** Dynamische Netzentgelte, die sich auf Engpässe in vorgelagerten Netzebenen beziehen, sollten auch bei der Abrechnung der Netznutzer nach § 14a zur Anwendung kommen. Zur Begrenzung des Umsetzungsaufwands kann es sinnvoll sein, hierfür eine kleine Zahl diskreter Preisstufen und evtl. auch größere Zeitfenster festzulegen und das von vorgelagerten Netzebenen weitergereichte dynamische Entgelt dieser reduzierten zeitlichen und preislichen Granularität anzupassen.

7.8 Rechtliche Erwägungen zur Behandlung von Bestandsanlagen

Dynamische Netzentgelte für Speicher können sowohl die Netzentnahme von Strom für die Einspeicherung als auch die Einspeisung des ausgespeicherten Stroms in das Netz verteuern, soweit die jeweilige Netznutzung engpassverschärfende Wirkungen entfaltet. Ebenso können dynamische Netzentgelte für Einspeiser die Kosten der Bereitstellung von Strom über das Stromnetz im Falle engpassverschärfender Wirkungen erhöhen. Dynamische Netzentgelte können sich daher negativ auf die Rentabilität von Speicher- oder Erzeugungsanlagen auswirken. Umgekehrt können dynamische Netzentgelte im Falle der angedachten symmetrischen Ausgestaltung auch positive Auswirkungen (Erlösmöglichkeiten) begründen. Insoweit ist zu prüfen, ob der unionsrechtliche oder der verfassungsrechtliche Vertrauensschutz der Erhebung dynamischer Netzentgelte für bestimmte – insbesondere für bereits in Betrieb genommene – Anlagen entgegenstehen können. Dies ist von besonderer Relevanz für Anlagen, für deren Wirtschaftlichkeitsrechnung keine dynamischen Netzentgelte berücksichtigt worden waren, bei denen engpassverschärfende Wirkungen aufgrund ihres Standortes aber (ggf. sogar in besonders starkem Umfang) eintreten können. Wie ausgeführt ergeben sich hierbei unterschiedliche Auswirkungen je nach Nutzergruppe. Insbesondere weisen Speicher mit eigenem Netzanschluss, die nicht mit Erzeugungsanlagen und/oder Verbrauchseinrichtungen gekoppelt sind, kein natürliches Einsatzprofil auf, das zu einer systematischen, durch unflexibles Verhalten bedingten Mehr-/Minderbelastung führen könnte. Vielmehr entstehen durch ein dynamisches Netzentgelt zusätzliche Ertragschancen, wenn Speicher dieses Preissignal in ihr Einsatzkalkül aufnehmen (vgl. 7.3.7).

Die folgenden Ausführungen differenzieren zwischen dem Vertrauen darauf, generell nicht mit Netzentgelten belastet zu werden, was die Nichterhebung dynamischer Netzentgelte einschließen würde (7.8.1), und dem spezifischen Vertrauen darauf, nicht mit dynamischen Netzentgelten belastet zu werden (7.8.2).

7.8.1 Vertrauen in die generelle Nichterhebung von Netzentgelten

Es wurde bereits ausgeführt, dass sich eine Vertrauensgrundlage hinsichtlich der Nichterhebung von Speicherentgelten aus § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG bzw. § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG ergeben kann. Die dort geregelte Netzentgeltbefreiung bezieht sich dem Wortlaut nach nur auf Netzentgelte für den Strombezug des Speichers. Es ist allerdings nicht auszuschließen, dass eine entsprechende Netzentgeltbefreiung für die Rückspeisung in das Netz nur deshalb nicht ausdrücklich geregelt wurde, weil Netzentgelte für die Stromeinspeisung in das Netz derzeit nach § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV ohnehin ausgeschlossen sind. Daher sind § 118 Abs. 6 S. 1 und 3 bzw. § 118 Abs. 6 S. 2, 4 und 5 EnWG auch hinsichtlich der Nichterhebung von Netzentgelten für die Einspeisung in das Netz als Vertrauensgrundlage in Betracht zu ziehen. Da diese Rechtsgrundlagen nicht auf bestimmte Formen von Netzentgelten beschränkt sind, schließen sie derzeit auch dynamische Netzentgelte aus, die mit dem Ziel erhoben werden, die Netzbelastung an Engpassstellen zu reduzieren.

Im Falle einer zukünftigen Erhebung dynamischer Netzentgelte schließt nach Auffassung der Gutachter jedoch weder der unionsrechtliche noch der verfassungsrechtliche Vertrauensschutz deren Erhebung für Bestandsanlagen aus. Die BNetzA kann aber im Rahmen ihres Gestaltungsermessens die faktischen Auswirkungen berücksichtigen, die eine solche Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Entscheidungen der Wirtschaftsteilnehmer hat. Insoweit kann auf die obigen Ausführungen zur Behandlung von Speichern verwiesen werden (5.7). Hinsichtlich der faktischen Auswirkungen ist zu bedenken, dass insbesondere rein netzgekoppelte Speicher über große Freiheitsgrade bei ihrem Bezugs- und Einspeiseverhalten verfügen, so dass sie negative Auswirkungen aufgrund (positiver) dynamischer Netzentgelte stark einschränken und ggf. sogar von positiven Auswirkungen (negativer) dynamischer Netzentgelte profitieren können (vgl. 7.3.7).

Hinsichtlich der Nichterhebung von Einspeiseentgelten für Erzeugungsanlagen kann sich, wie ebenfalls bereits ausgeführt, eine Vertrauensgrundlage aus §§ 19 ff. EEG i.V.m. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV ergeben. Auch diese Regelung ist nicht auf bestimmte Formen von Netzentgelten beschränkt und erfasst derzeit auch die Belastung mit dynamischen Netzentgelten, die mit dem Ziel erhoben werden, die Netzbelastung an Engpassstellen zu reduzieren. Im Falle einer zukünftigen Erhebung dynamischer Netzentgelte für Erzeugungsanlagen stehen nach Auffassung der Gutachter jedoch weder Art. 6 EE-RL noch der unionsrechtliche oder der verfassungsrechtliche Vertrauensschutz einer Erhebung bei Bestandsanlagen entgegen. Die BNetzA kann aber im Rahmen ihres Gestaltungsermessens die faktischen Auswirkungen berücksichtigen, die eine solche Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Entscheidungen der Wirtschaftsteilnehmer hat. Insoweit kann auf die obigen Ausführungen zur Behandlung von Erzeugungsanlagen verwiesen werden (4.5).

7.8.2 Vertrauen in die Nichterhebung dynamischer Netzentgelte

Von dem vorstehend behandelten Vertrauen in die generelle Nichterhebung von Netzentgelten (einschließlich dynamischer Netzentgelte) ist die Frage zu unterscheiden, ob eine spezifische Vertrauensgrundlage hinsichtlich der Nichtbelastung mit dynamischen Netzentgelten besteht. Eine diesbezügliche Vertrauensgrundlage könnte sich nur aus den Vorgaben zur Netzentgeltgestaltung nach § 17 StromNEV ergeben. Sie könnte daher von vornherein nur Netzentgelte für die Entnahme von Strom aus dem Netz betreffen und wäre insoweit nur für den Strombezug von Speichern relevant. Insoweit stünden zeitlich und örtlich differenzierten Arbeitspreisen, wie sie im AgNes-Verfahren angedacht sind, derzeit die Berechnungsvorschriften des § 17 Abs. 3

und 5 StromNEV entgegen, da diese zur Berechnung der Arbeitspreise auf die Gesamtjahreskosten und die jeweilige Steigung der Geradengleichungen der Gleichzeitigkeitsfunktion abstellen.³²⁹

Die Regelung des § 17 Abs. 3 und 5 StromNEV bietet nach Auffassung der Gutachter jedoch keine ausreichende Vertrauensgrundlage. Aus unionsrechtlicher Sicht fehlt es an Anhaltspunkten, dass eine Änderung dieser Vorschrift – sei es auch nur für einen gewissen Zeitraum – ausgeschlossen sein sollte. Wirtschaftsteilnehmer sind aber grundsätzlich nicht berechtigt, auf den Fortbestand einer bestehenden Situation zu vertrauen, die die nationalen Behörden im Rahmen ihres Ermessens ändern können.³³⁰ Angesichts des vom Unionsrecht eingeräumten weiten Gestaltungsermessens der NRB, das insbesondere auch die Erhebung dynamischer Netzentgelte zulässt (7.2.2.1), konnten Speicherbetreiber daher nicht darauf vertrauen, dass keine dynamischen Netzentgelte erhoben werden. Ebenso fehlt es aus verfassungsrechtlicher Sicht an besonderen Momenten der Schutzwürdigkeit, aufgrund derer Speicherbetreiber auf die Nichterhebung dynamischer Netzentgelte hätten vertrauen können. Dies gilt umso mehr, als das Unionsrecht die Einführung zeitlich und örtlich differenzierter Netzentgelte in verschiedenen Normen ausdrücklich nahelegt, vgl. z.B. Art. 18 Abs. 7 S. 3 und Abs. 3 EltVO sowie Art. 27 Abs. 5 i.V.m. Anhang XIII Nr. 3 EnEffRL. Zudem werden zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte für Deutschland bereits seit längerem diskutiert.³³¹ Nicht ausgeschlossen ist aber wiederum, dass die BNetzA im Rahmen ihres Gestaltungsermessens die faktischen Auswirkungen berücksichtigt, die eine solche Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Entscheidungen der Wirtschaftsteilnehmer hat. Wie bereits ausgeführt werden insbesondere rein netzgekoppelte Speicher aufgrund ihrer hohen Freiheitsgrade bei der Einspeicherung die negativen Auswirkungen aufgrund (positiver) dynamischer Netzentgelte in der Regel stark einschränken können und ggf. sogar von positiven Auswirkungen (negativer) dynamischer Netzentgelte profitieren können.

7.9 Zusammenfassung

Hinsichtlich dynamischer Netzentgelte leiten sich aus den zuvor dargelegten Erwägungen nachfolgende Empfehlungen für die künftige Netzentgeltsystematik ab:

- Die Einführung einer dynamischen Netzentgeltkomponente, die sich auf Netzengpässe bezieht und Anreize für ein engpassentlastendes Verhalten vermittelt, ist klar zu befürworten, wobei Fragen zur Fokussierung auf bestimmte Netznutzergruppen und Netzebenen differenziert zu beurteilen sind. Das dynamische Entgelt würde dazu dienen, v. a. kurzfristige Grenzkosten aufgrund von Engpassmanagementmaßnahmen zu reflektieren und eine Internalisierung dieser Kostenwirkungen in Einsatzentscheidungen der Netznutzer ermöglichen.

³²⁹ Vgl. auch BeckOGK/Mohr, 1.4.2025, StromNEV § 17 Rn. 12 f.; Holznapel/Schütz/Henn, 2. Aufl. 2019, ARegV § 17 Rn. 27 ff.

³³⁰ EuGH v. 27.6.2024, C-148/23, EU:C:2024:555, Rn. 54 - GSE; EuGH v. 15.4.2021, C-798/18 und C-799/18, EU:C:2021:280, Rn. 42 - Federazione nazionale delle imprese elettrotecniche ed elettroniche [Anie] u. a.; EuGH v. 11.7.2019, C-180/18 u.a., Rn. 31 f. - Agernergy Srl und Fusignano Due Srl. Vgl. entsprechend zum Vertrauen in den Fortbestand unionsrechtlicher Regelungen EuGH v. 2.10.2025, C-369/24, EU:C:2025:743, Rn. 39 - MET Magyarországi Energiakereskedő Zrt. u. a.

³³¹ Consentec/Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI): Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2018; Weyer/Müsgens, Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem, Regelungsfelder, Status quo und Handlungsoptionen, 2020, S. 68 ff. Vgl. außerdem zu einer Bemessung der Netzentgelte nach den Netzausbaukosten Monopolkommission: Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden (Sondergutachten 77), 2017; Grimm/Rückel/Sölch/Zöttl: „Regionally differentiated network fees to affect incentives for generation investment“, Energy, 177, 2019, S. 487–502.

- Das dynamische Netzentgelt sollte vorzugsweise in Form einer separaten Arbeitspreiskomponente erhoben werden, und zwar nur dort und dann, wo und wenn Netzengpässe bereits vorhanden oder für die nahe Zukunft absehbar sind. Hieraus ergibt sich, dass sie abhängig von der jeweils prognostizierten Netzauslastungssituation dynamisch zeitvariabel sein muss.
- Die dynamische Arbeitspreiskomponente sollte grundsätzlich symmetrisch ausgestaltet werden, d. h. an einem betrachteten Ort je nach Engpassrichtung entweder für Entnahmen positiv und für Einspeisungen negativ oder umgekehrt erhoben werden.
- Hinsichtlich der mit dem dynamischen Entgelt adressierten Netzengpasstypen sollte zumindest anfangs der Fokus auf Engpässe im Übertragungsnetz und in den oberen Verteilnetzebenen gelegt werden. In den *Mittel- und Niederspannungsnetzen* treten bislang hingegen allenfalls punktuell Netzengpässe auf, die zudem vergleichsweise schnell durch Netzausbau behoben werden können. Zudem wurden mit Blick auf Engpässe im Niederspannungsnetz mit der Neuregelung und Umsetzung von § 14a EnWG spezielle Instrumente für das Engpassmanagement eingeführt, so dass Anpassungen hier zumindest nicht höchste Priorität haben. Aus heutiger Sicht dominieren die Engpässe im Übertragungsnetz und in den oberen Verteilnetzebenen das Engpassgeschehen und somit auch die Kosten des Engpassmanagements. Die Beseitigung dieser Engpässe ist so zeit- und ressourcenaufwändig, dass ein hierauf bezogenes dynamisches Entgelt in vielen Fällen für mehrere bis viele Jahre einen relativ stabilen Anreiz vermitteln kann. Hinsichtlich der Anwendung für Engpässe im Höchstspannungsnetz ergibt sich allerdings aus verschiedenen Gründen ein Vorbehalt: Diese Netzebene ist hochgradig vermascht und über grenzüberschreitende Leitungen in das europäische Verbundnetz eingebunden. Dies hat unter anderem zur Folge, dass sich Verhaltensänderungen inländischer Netznutzer, die durch ein dynamisches Netzentgelt angereizt werden und zu veränderten Geboten der Marktteilnehmer im kurzfristigen Strommarkt führen, Änderungen bei den Marktergebnissen auch für ausländische Marktteilnehmer hervorrufen können. Engpassprognosen mit 1-2 Tagen Vorlauf, die die Grundlage für die Bemessung des dynamischen Entgelts wären, sind auch für die Höchstspannungsebene mit großen Unsicherheiten verbunden. Hierzu trägt v. a. auch das große Volumen des Intraday-Handels bei, der die sich tatsächlich einstellende Netzbelastung und damit das Engpassgeschehen stark beeinflusst.
- Die notwendige räumliche Granularität der dynamischen Netzentgeltkomponente ergibt sich aus Ort und Art der damit adressierten Netzengpässe. Es sollte der Anspruch bestehen, Anreize zur Beeinflussung von Einsatzentscheidungen der Netznutzer nur dort zu setzen, wo durch die Reaktionen der Netznutzer auch Entlastungen des jeweiligen Engpasses erreicht werden können.
- Die dynamische Entgeltkomponente sollte nicht nur gegenüber den Netznutzern mit Anschluss an die Netzebene, in der ein zu entlastender Netzengpass liegt, abgerechnet werden, sondern auch gegenüber allen Netznutzern in nachgelagerten Netzebenen. Hier könnte allenfalls mit Blick auf die technische Umsetzung der notwendigen Prozesse und Systeme zur Messung und Abrechnung eine anfängliche zeitliche Staffelung zu rechtfertigen sein. Soweit und sobald die Umsetzungsvoraussetzungen geschaffen sind, sollten alle Netzbetreiber verpflichtet werden, dynamische Entgelte, die aus vorgelagerten Ebenen weitergereicht werden, gegenüber ihren eigenen Netznutzern abzurechnen, auch wenn sie dieses Instrument nicht für Engpässe in ihrem eigenen Netz anwenden. Für diesen Prozess der Weitergabe von Preissignalen über die Netzebenen erscheint eine Top-down-Kaskadierung von Beiträgen zum dynamischen Netzentgelt am vielversprechendsten.

- Für Netznutzer sollte die Anwendung eines für ihre Anschlussnetzebene und den Ort ihres Anschlusspunkts ermittelten dynamischen Entgelts grundsätzlich verpflichtend sein.
- Eine Grenze für die zeitliche Granularität der dynamischen Entgeltkomponente ergibt sich aus der viertelstündlichen Granularität des kurzfristigen Stromhandels. Weder eine feinere noch eine gröbere Auflösung wird für sinnvoll gehalten.
- Die Festlegung und Veröffentlichung der dynamischen Entgeltkomponente sollte täglich für den Folgetag vor der Day-ahead-Auktion im Spotmarkt erfolgen, so dass die Marktteilnehmer die netzseitige Preisinformation bei ihren Entscheidungen im Day-ahead-Handel berücksichtigen können.
- Die Gutachter erachten es als sinnvoll, die dynamische Entgeltkomponente bereits ab Beginn ihrer Einführung für netzgekoppelte Speicher anzuwenden, und zwar nach Möglichkeit als verpflichtende Entgeltkomponente.
- Auch für Verbraucher aller Größenklassen sollten dynamische Netzentgelte grundsätzlich angewandt werden. Hier sind allerdings verschiedene Randbedingungen zu beachten, die zumindest eine zeitliche Staffelung bei der Einführung der dynamischen Entgeltkomponente rechtfertigen können.
- Grundsätzlich wäre denkbar, das dynamische Netzentgelt auch für Einspeiser anzuwenden, um die Redispatch-Kosten abzusenken. Hier sind jedoch verschiedene Vorbehalte zu beachten. Bei EE-Anlagen würde die Steuerung durch dynamische Netzentgelte in erster Linie darauf hinauslaufen, situationsabhängig freiwillige Abregelungen anzureizen. Hierbei können bereits bei kleinen Spreizungen der dynamischen Netzentgelte starke und u. U. auch über das Ziel hinauschießende Reaktionen eintreten, weil gerade bei neueren EE-Anlagen die preislichen Reaktionsschwellen eng beieinander liegen können. Unschärfen des Reaktionsumfangs von EE-Anlagen ergeben sich im Vergleich zum Redispatch auch dadurch, dass die Anlagen bei Erreichen der Reaktionsschwelle vollständig abgeregelt würden und nicht nur um einen bestimmten Prozentwert. Des Weiteren können sich systematische Mehr- oder Minderbelastungen durch ein dynamisches Entgelt ergeben, die nicht vollständig durch ein auf das Preissignal reagierendes Einsatzverhalten ausgeglichen werden können. Dies könnte sich bei Anwendung auf Bestandsanlagen kritisch auf deren Wirtschaftlichkeit auswirken und bei Neuanlagen die Finanzierungsbedingungen nachteilig beeinflussen. Für neue Erzeugungsanlagen könnten sich Anreize für die Standortwahl ergeben. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Engpässe, die mit dem dynamischen Entgelt adressiert werden, für hinreichend viele Jahre vorhersehbar bestehen bleiben. Eine solche Lenkungswirkung kann zwar grundsätzlich durchaus gewünscht sein, müsste aber auf Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten der Standortsteuerung im Bereich der EE-Förderung sowie der Förderung des Zubaus steuerbarer Erzeugungsanlagen überprüft werden. Bei der Abwägung zwischen dynamischen Netzentgelten und dem Redispatch-Regime zur engpassentlastenden Steuerung von Erzeugungsanlagen ist auch zu beachten, dass das Redispatch-Regime in jedem Fall weiterhin benötigt würde. Im Ergebnis bedürfte es noch intensiver Prüfung, ob Erzeuger in die Anwendung von dynamischen Netzentgelten einbezogen werden sollten. Einerseits wäre es zwar konzeptionell am konsistentesten, die gleichen dynamischen Netzentgelte perspektivisch auf alle Netznutzergruppen anzuwenden, andererseits existiert für Erzeuger mit dem Redispatch ein in der Praxis etabliertes Instrument, das durch die Möglichkeit der anlagenscharfen und stufbaren Steuerung unter Berücksichtigung von Verfügbarkeitsaspekten sowie durch die fallbezogene kostenbasierte Entschädigung eine hohe Zielgenauigkeit erreicht.

8 Anreize mit Fokus auf Investitionsentscheidungen

8.1 Status quo

Investitionsentscheidungen von Netznutzern werden grundsätzlich von allen Arten von Netzentgeltkomponenten beeinflusst, da Netznutzer – soweit sie dies belastbar antizipieren können – die Gesamtbelastung mit Netzentgelten während der Nutzungsdauer einer Anlage in ihr Kalkül einbeziehen. Entgeltkomponenten, die explizit auf die Schaffung von Anreizen im Stadium der Investitionsentscheidung ausgerichtet sind, existieren heute aber nur in Form des Baukostenzuschusses (BKZ). Der BKZ wird oft gar nicht als Element der Netzentgeltsystematik angesehen, deckt aber einen Teil der Netzkosten und wird bei der Ermittlung der über Netzentgelte zu deckenden Erlöse berücksichtigt. Er wirkt somit wie eine Netzentgeltkomponente, unterscheidet sich von den übrigen Entgeltkomponenten aber in zwei zentralen Punkten: Der BKZ wird vom Anschlussnehmer und nicht vom Netznutzer erhoben, und zwar nicht periodisch, sondern nur einmalig bei der Errichtung oder Erweiterung eines Netzanschlusses.

Der heutige Gesetzesrahmen sieht vor, dass Netzbetreiber BKZ erheben können, aber nicht müssen. Dementsprechend ist die diesbezügliche Praxis der Netzbetreiber uneinheitlich. Konkrete Regelungen zum BKZ – speziell für die Niederspannungsebene – finden sich insbesondere in § 11 NAV. Demnach können BKZ für den Anteil der vereinbarten NAK, der die Schwelle von 30 kW überschreitet, erhoben werden. Für die Bemessung des BKZ stellt diese Regelung explizit auf die Kosten von Ausbau- oder Verstärkungsmaßnahmen im Niederspannungsnetz und der einspeisenden Ortsnetzstationsebene ab, die für die Errichtung oder Erweiterung von Netzanschlüssen im betreffenden Teil des Netzes erforderlich werden. Die Regelung sieht vor, dass von diesen Kosten bis zu 50 % durch BKZ abgedeckt werden dürfen. Für die höheren Netz- und Umspannebenen gibt es keine vergleichbaren gesetzlichen Regelungen; auch hier ist die Erhebung von BKZ jedoch nicht unüblich. Erzeugungsanlagen sind jedoch derzeit überwiegend kraft Gesetzes von der Zahlung von BKZ ausgenommen (s. Abschnitt 8.2.1.2 2.2.2.3.3).

Zur Bemessung von BKZ wird vielfach die pauschalierende Methodik des „Leistungspreismodells“ angewandt, das die BNetzA auch in ihren Positionspapieren zur Erhebung von BKZ von 2009 und 2024 aufgreift. Demnach wird der BKZ durch Multiplikation des Leistungspreises, der bei einem Netzbetreiber für die jeweilige Anschlussnetzebene für das Segment oberhalb von 2.500 Benutzungsstunden gilt, mit der vereinbarten NAK ermittelt. Diese Methodik weicht allerdings nicht nur aufgrund ihrer hohen Pauschalität, sondern auch aufgrund der impliziten Einbeziehung von Kosten aller überlagerten Netz- und Umspannebene infolge der vertikalen Kostenwälzung deutlich von der oben erwähnten Bemessungslogik nach § 11 NAV ab.

8.2 Grundsätzliche Erwägungen

8.2.1 Rechtliche Erwägungen

8.2.1.1 Unionsrechtliche Vorgaben

Im Zuge der Neuordnung der Netzentgeltsystematik ist angedacht, Anreize zur netzorientierten Beeinflussung von Investitionsentscheidungen für Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen zu setzen. Als Instrumente werden insbesondere Baukostenzuschüsse oder Kapazitätspreise auf die Netzanschlusskapazität in Betracht gezogen. Daher ist das Unionsrecht auf Vorgaben für derartige Anreizinstrumente zu prüfen. Zu untersuchen ist zunächst die Zulässigkeit solcher Investitionssignale. Anschließend ist auf eine mögliche Rechtspflicht zur Nutzung derartiger Instrumente einzugehen. Schließlich sind etwaige Ausgestaltungsvorgaben zu prüfen.

Verschiedene Vorschriften des Unionsrechts legen nahe, dass Anreize zur netzorientierten Beeinflussung von Investitionsentscheidungen für Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen zulässig sind. Relevant erscheint zunächst Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO:

„Unbeschadet des Artikels 15 Absätze 1 und 6 und der Kriterien in Anhang XI der Richtlinie 2012/27/EU muss die Methode zur Bestimmung der Netzentgelte in neutraler Weise langfristig durch Preissignale für Kunden und Erzeuger zur Gesamteffizienz des Netzes beitragen und insbesondere so angewandt werden, dass durch sie die an die Verteilerebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen gegenüber den an die Übertragungsebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen weder bevorzugt noch benachteiligt werden.“

Indem die Regelung auf den „langfristigen“ Beitrag der Netzentgeltsystematik zur Gesamteffizienz des Netzes abstellt, adressiert sie nach dem Verständnis der Gutachter insbesondere die Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen. Geeignete Investitionssignale können der Gesamteffizienz des Netzes förderlich sein, z.B. durch Beeinflussung von Anlagenstandort bzw. Netzverknüpfungspunkt, Netzanschlussebene oder technischer Ausstattung. Die Vorschrift bringt daher zum Ausdruck, dass die Methode zur Bestimmung der Netzentgelte entsprechende Anreize setzen kann. Sie adressiert hierbei sowohl Preissignale für „Kunden“, d.h. Großhändler oder Endkunden, die Elektrizität kaufen (vgl. Art. 2 Nr. 34 EltVO i.V.m. Art. 2 Nr. 1 EltRL), als auch für „Erzeuger“, d.h. natürliche oder juristische Personen, die Elektrizität erzeugen (Art. 2 Nr. 56 EltVO i.V.m. Art. 2 Nr. 38 EltRL). Kunden und Erzeuger können dabei insbesondere auch in ihrer Eigenschaft als Anschlussnehmer erfasst werden.

In ähnliche Richtung weist auch Art. 27 Abs. 7 S. 2 EnEffRL, der ausdrücklich die effiziente Auslegung der (Netz-)Infrastruktur anspricht und damit netzorientierte Investitionssignale für Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen nahelegt:

„Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Auslegung der Infrastruktur und der Betrieb der bestehenden Infrastruktur im Einklang mit der Richtlinie (EU) 2019/943 effizient sind und die Tarife eine nachfrageseitige Steuerung ermöglichen.“

Ausdrücklich angesprochen werden standortbezogene Investitionssignale mittels der gegenüber Erzeugern und/oder Endkunden erhobenen Tarife – d.h. Netztarife – dann in Art. 18 Abs. 3 EltVO:

„Von der Höhe der gegenüber den Erzeugern oder Endkunden oder beiden erhobenen Tarife gehen erforderlichenfalls standortbezogene Investitionssignale auf Unionsebene aus, z. B. Anreize mittels Tarifstrukturen, um die Kosten für Redispatch und Ausbau des Stromnetzes zu senken, und diese Tarife tragen dem Umfang der verursachten Netzverluste und Engpässe und den Kosten von Investitionen in die Infrastruktur Rechnung.“

Die Regelung geht zurück auf Art. 4 Abs. 2 StromHVO 2003 (VO (EG) 1228/2003) bzw. Art. 14 Abs. 2 StromHVO 2009 (VO (EG) 714/2009). Sie soll Preissignale ermöglichen, die den regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch anreizen, insbesondere um Redispatch- und Netzausbaukosten sowie Verlustenergiekosten zu mindern.³³² Dementsprechend können Leitlinien gemäß Art. 18 Abs. 2 UAbs. 1 StromHVO 2009 Regeln für die Vermittlung geeigneter und wirksamer standortbezogener Preissignale nach den in Artikel 14 StromHVO dargelegten Grundsätzen enthalten. Auf dieser Grundlage nimmt Art. 2 i.V.m. Anhang Teil B Nr. 2 UAbs. 2 Nr. 2 und 3 VO (EU) 838/2010 Entgelte, die von Erzeugern für Hilfsdienste, insbesondere auch

³³² Vgl. Erwägungsgrund 12 StromHVO 2003 und Erwägungsgrund 14 StromHVO 2009.

Engpassmanagement, und für spezifische Netzverluste gezahlt werden müssen, bei der Obergrenze für Einspeiseentgelte aus (dazu 4.4.1.1). Dies verdeutlicht, dass standortbezogene Investitionssignale unionsrechtlich zulässig sind. Art. 18 Abs. 3 EltVO ist allerdings beschränkt auf „standortbezogene Investitionssignale auf Unionsebene“. Teilweise wird aus der Herkunft aus der StromHVO, d.h. der Verordnung „über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel“, geschlossen, Art. 18 Abs. 3 EltVO finde allein auf die grenzüberschreitende Stromlieferung Anwendung.³³³ Nach der Überführung in die EltVO erscheint diese Sichtweise zu eng, da Art. 18 EltVO die gebotszoneninternen Netzentgelte regelt, während die gebotszonenübergreifende Kapazitätsvergabe in Art. 14 ff. EltVO geregelt ist.³³⁴ Insoweit könnte die Einschränkung „auf Unionsebene“ in Art. 18 Abs. 3 EltVO dahingehend zu verstehen sein, dass diese Vorschrift standortbezogene Investitionssignale nur für einen großräumigen gebotszoneninternen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch mit Bedeutung für das unionsweite Elektrizitätsversorgungssystem regelt.

Im Ergebnis sieht das Unionsrecht erkennbar die Möglichkeit vor, mittels der Netzentgeltsystematik Investitionssignale für an das Netz anzuschließende elektrische Anlagen zu setzen und damit eine effiziente Netzentwicklung zu unterstützen. Die grundsätzliche Netzausbaupflicht der Netzbetreiber nach Art. 31, 40 EltRL ist insoweit eingeschränkt. Nicht konkretisiert wird hingegen, unter welchen Voraussetzungen derartige Investitionssignale zu einer effizienten Netzentwicklung führen oder aber Redispatch- oder Netzausbaumaßnahmen eine effizientere Lösung darstellen könnten. Die Ausgestaltung ist insoweit den nationalen Regulierungsbehörden und – soweit die Netzentgeltsystematik Spielräume lässt – den Netzbetreibern überlassen. In diesem Sinne hat auch der BGH festgestellt, dass eine über die eigentlichen Anschlusskosten hinausgehende Zahlungsforderung für den Netzanschluss grundsätzlich nicht unionswidrig ist, und das Unionsrecht die Erhebung von Baukostenzuschüssen im Zusammenhang mit der Errichtung von Speicheranlagen nicht ausdrücklich regelt.³³⁵

Fraglich erscheint, inwieweit das Unionsrecht eine Verpflichtung enthält, Investitionssignale für an das Netz anzuschließende elektrische Anlagen in die Netzentgeltsystematik zu integrieren. Angesichts der Formulierung des Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO sieht dieser nach Auffassung der Gutachter eine derartige Verpflichtung vor („muss“). Allerdings ist diese Regelung so allgemein formuliert, dass sich hieraus keine Verpflichtung zu konkreten Maßnahmen ableiten lässt. Ein ähnliches Verständnis ergibt sich aus Art. 18 Abs. 3 EltVO, wonach „erforderlichenfalls standortbezogene Investitionssignale auf Unionsebene“ eingeführt werden müssen. Der Begriff „erforderlichenfalls“ verdeutlicht, dass eine standortbezogene Ausgestaltung nicht zwingend erforderlich ist. Eine weitergehende Verpflichtung ergibt sich auch nicht aus Art. 27 Abs. 7 S. 2 EnEffRL. Zwar begründet dieser dem Wortlaut zufolge eine Verpflichtung zur effizienten Auslegung der Infrastruktur, die insbesondere durch Anreize der Netzentgeltsystematik für geeignete Investitionsentscheidungen gefördert werden kann. Die Vorschrift ist jedoch wiederum so allgemein formuliert, dass hieraus keine Verpflichtung zu einer konkreten Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik abgeleitet werden kann.

³³³ Stiftung Umweltenergierecht/Schilderoth, Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, 2024, S. 21.

³³⁴ Vgl. zu Preissignalen in einem zonalen Stromsystem auch Erwägungsgrund 30 EltVO 2019.

³³⁵ BGH v. 15.0.7.2025 – EnVR 1/24, RdE 2025, 396 Rn. 18 – Batteriespeicher II.

Im Ergebnis begründet das Unionsrecht daher zwar eine Verpflichtung, die Netzentgeltsystematik im Hinblick auf eine effiziente Netzentwicklung auszugestalten. Es enthält jedoch keine Verpflichtung zum Einsatz bestimmter Lenkungsinstrumente.

Soweit die zukünftige Netzentgeltsystematik Instrumente zur Lenkung von Investitionsentscheidungen enthalten sollte, sind die unionsrechtlichen Vorgaben der vorstehend angesprochenen Normen zu beachten. Solche Instrumente müssen daher zu einer effizienten Netzentwicklung beitragen. Außerdem müssen etwaige Preissignale gemäß Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 EltVO insbesondere hinsichtlich des Anschlusses von Erzeugern an die Übertragungs- oder Verteilerebene neutral ausgestaltet sein. Standortbezogene Investitionssignale auf Unionsebene müssen gemäß Art. 18 Abs. 3 EltVO dem Umfang der verursachten Netzverluste und Engpässe und den Kosten von Investitionen in die Infrastruktur Rechnung tragen. Dies wäre insbesondere bei der Ausgestaltung von Baukostenzuschüssen zu berücksichtigen.

8.2.1.2 Festlegungskompetenz

Als Instrumente zur netzorientierten Beeinflussung von Investitionsentscheidungen für Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speichieranlagen werden insbesondere Baukostenzuschüsse oder Kapazitätspreise auf die Netzanschlusskapazität in Betracht gezogen.

Die Festlegungskompetenzen der BNetzA zu BKZ wurden bereits dargestellt. Vgl. zum Ganzen näher Abschnitt 2.2.2.3.3.

Die Kompetenz der BNetzA zur Festlegung von Kapazitätspreisen auf die Netzanschlusskapazität ergibt sich bereits allgemein aus § 21 Abs. 3 S. 1 EnWG. Derartige Regelungen unterfallen zudem dem Beispielstatbestand des § 21 Abs. 3 S. 4 lit. c EnWG. Danach kann die BNetzA insbesondere Regelungen zu verschiedenen Entgeltkomponenten treffen, einschließlich Entgelten für den Anschluss an das Netz der allgemeinen Versorgung sowie „Elementen, die auf die Netzanschlusskapazität bezogen sind“. Damit sind auch Kapazitätspreise auf die Netzanschlusskapazität umfasst.

8.2.2 Ökonomische Erwägungen

Wie bereits in Abschnitt 2.1.3 diskutiert, erscheint es grundsätzlich sinnvoll, eine Entgeltkomponente mit Anreizfunktion vorzusehen, die sich auf die mit Investitionsentscheidungen der Netznutzer verbundenen Netzausbaukosten bezieht, soweit diese zumindest näherungsweise den nutzerseitigen Entscheidungen zugeordnet werden können. Diese Zuordenbarkeit dürfte v. a. bei Maßnahmen im netztechnischen Nahbereich von Netzanschlusspunkten ansatzweise gegeben sein, wohingegen der Netzausbau im Fernbereich vom kollektiven Verhalten sehr vieler Netznutzer getrieben wird und kaum den Anschlusseigenschaften einzelner Netznutzer zugeordnet werden kann. Diese Bezugnahme auf den netztechnischen Nahbereich um einen Netzanschlusspunkt entspricht auch, wie oben erwähnt, der in § 11 NAV angelegten Bemessungsmethodik für BKZ.

Wie ebenfalls bereits erörtert, wäre eine einzelfallgenaue Bemessung einer solchen Entgeltkomponente jedoch nicht vertretbar, da der Netzausbau generell in größeren Ausbaustufen erfolgt, die jeweils nicht nur den von einem einzelnen Netznutzer ausgelösten Bedarf abdecken. Eine gewisse Pauschalierung in der Weise, dass die mit Ausbaustufen verbundenen Kosten leistungsgerecht auf den Bedarf der Netznutzer aufgeteilt werden, ist daher unumgänglich.

Mit der Anknüpfung an die Eigenschaften eines Netzanschlusses ist verbunden, dass ein solches Anzeilelement in erster Linie Anschlussnehmer und nicht Netznutzer adressieren sollte. Auf den höheren Netzebenen fallen diese Rollen häufig zusammen, auf den unteren Netzebenen jedoch

vielfach nicht. Dort ist im Fall eines Netzanschlusses, der von mehreren Netznutzern gemeinsam genutzt wird, mit Blick auf Netzausbauerfordernisse im Nahbereich grundsätzlich unerheblich, welche Netznutzer mit welchen Eigenschaften den Netzanschluss nutzen, sofern sich diesbezügliche Änderungen nicht auf die Anforderungen am Netzanschlusspunkt auswirken. Es ist daher konsequent, ein solches Entgelt von Eigenschaften des Netzanschlusses abhängig zu machen und vom Anschlussnehmer zu erheben. Es kann dabei dem Anschlussnehmer überlassen bleiben, wie er die betroffenen Netznutzer an der Refinanzierung dieses Entgelts beteiligt.

Ein auf den typischerweise anfallenden Netzausbaubedarf im Nahbereich von neuen oder zu erweiternden Netzanschlüssen bezogenes Entgelt führt naturgemäß zu Erlösen beim Netzbetreiber und nicht etwa zu Auszahlungen an die Netznutzer. Es leistet daher immer auch einen Finanzierungsbeitrag. Zur Abgrenzung von Entgeltkomponenten, die primär der Finanzierungsfunktion dienen, ist aber entscheidend, dass sich die Bemessung des Anzelements am Grenzkostenprinzip orientiert und nicht an einem bestimmten zu deckenden Kostenvolumen.

8.3 Ausgestaltungsoptionen

Baukostenzuschuss vs. Kapazitätspreis

Für die Ausgestaltung einer Entgeltkomponente, die sich auf Eigenschaften eines Netzanschlusses und hierbei zumindest auf die NAK bezieht, kommen einerseits ein einmalig zu zahlender BKZ und andererseits ein periodisch zu zahlender Kapazitätspreis (KP) in Frage. Da das Element Anreize für einmalige (Investitions-) Entscheidungen der Netznutzer vermitteln soll, erscheint die Ausgestaltung als BKZ grundsätzlich vorzugswürdig. Der BKZ ist für Netznutzer im Zeitpunkt der Investitionsentscheidung vollständig bekannt und verursacht somit keine (zusätzliche) Unsicherheit hinsichtlich der zu tragenden Netzkosten. Zudem löst er während der Nutzungsdauer einer Anlage anders als ein KP keinen fortwährenden Anreiz aus, die NAK bei Bedarfsrückgängen sukzessive herabzusetzen oder eine ansonsten evtl. noch nicht angezeigte Stilllegung der Anlage in Betracht zu ziehen, um die mit dem Entgelt verbundenen Kosten einzusparen. In diesen Fällen würde dann auch das Ziel nicht erreicht, die Netzausbaukosten vollständig in die nutzerseitigen Zubauentscheidungen zu internalisieren. Aus diesen Gründen fokussieren die weiteren Ausführungen auf eine Ausgestaltung als BKZ.

Differenzierung nach Netzebene und ggf. Standort

Ein BKZ vermittelt durch die Bezugnahme auf die von einem Anschlussnehmer beantragte NAK mindestens einen Anreiz, die NAK unter Berücksichtigung der damit verbundenen netzseitigen Kostenwirkungen zu wählen. Darüber hinaus können weitere Differenzierungen erwogen werden.

Naheliegend ist jedenfalls, den BKZ nach der Netzebene des Netzanschlusspunkts zu differenzieren, da die im Nahbereich des Anschlusspunkts typischerweise anfallenden Kosten stark von der betroffenen Ebene abhängen (siehe Abschnitt 8.4). Hierdurch werden netzseitige Kostenwirkungen auch in Entscheidungen zur Wahl der gewünschten Anschlussebene internalisiert.

Darüber hinaus wird häufig vorgeschlagen, den BKZ auch nach dem Ort des Netzanschlusspunkts zu differenzieren, um Anreize für die Standortwahl zu vermitteln. Eine solche Differenzierung kann sich allein schon dann ergeben, wenn den Netzbetreibern weiterhin individueller Spielraum bei der Bemessung des BKZ eingeräumt wird. Netzbetreiber könnten hierbei die für ihr Gebiet typischen Kosten der Durchführung von Netzausbaumaßnahmen und evtl. sonstige gebietstypische Einflüsse berücksichtigen. Insoweit wäre eine Differenzierung voraussichtlich problemlos vertretbar.

Die Forderungen nach Anreizen für die Standortwahl zielen allerdings meist darauf, dass auch Auslastungsaspekte des Netzes berücksichtigt werden und somit nach günstigeren und weniger günstigen Standorten unterschieden wird. Hiermit wird oft auf die Entlastung oder Vermeidung von Netzengpässen abgestellt, die weit außerhalb des Nahbereichs um den Anschlusspunkt der betreffenden Netznutzer liegen und somit im Allgemeinen nicht Gegenstand der Anreizsetzung über einen BKZ sind. Hierbei ist zu bedenken, dass sich die Belastung entfernt liegender Netzengpässe nicht allein aus den Anschlusskapazitäten, sondern vor allem aus dem Verhalten der einzelnen Netznutzer ergibt. Für dessen Beeinflussung ist aber nicht der BKZ, sondern ein dynamisches Netzentgelt das richtige Instrument (Kapitel 7). Aus dem gleichen Grund wäre die sachgerechte Bemessung einer engpassorientierten Ortsabhängigkeit des BKZ zumindest sehr herausfordernd, fallweise aber auch gar nicht eindeutig möglich, weil ein Netznutzer an einem bestimmten Ort unterschiedliche Netzengpässe durch sein Verhalten beeinflussen kann.

Aus diesen Gründen sind die Gutachter skeptisch, ob sich eine auf Netzengpässe außerhalb des Nahbereichs eines betrachteten Netzanschlusspunkts bezogene örtliche Differenzierung des BKZ auf sachgerechte Weise, d. h. ohne zugleich Ineffizienzen auszulösen, erreichen lässt. Vorstellbar ist dies allenfalls für sehr ausgeprägte und nachhaltige Engpässe, bei denen sich aus dem Standort von Netznutzern und der Nutzungsrichtung (Stromentnahme oder -einspeisung) weitgehend eindeutig entnehmen lässt, ob ein engpassverstärkendes oder -entlastendes Verhalten zu erwarten ist. Eine solche Differenzierung müsste zudem mindestens im Verteilnetzsektor von einer zentralen Stelle wie z. B. der BNetzA vorgegeben werden, da ansonsten eine über die Gebiete mehrerer oder vieler VNB hinweg konsistente Gestaltung nur schwer umzusetzen wäre.

Adressaten

Ähnlich wie bei den dynamischen Netzentgelten erscheint auch ein auf Investitionsentscheidungen von Anschlussnehmern bezogenes Anzeilelement in Form eines BKZ grundsätzlich für alle Netznutzergruppen vorstellbar und sinnvoll. Da Netzkapazität in beiden Richtungen nutzbar ist, müsste bei der Bemessung des BKZ auch nicht nach der Art der einen Anschlusspunkt nutzenden Netznutzer (Letztverbraucher, Einspeiser oder Speicher) unterschieden werden, außer wenn eine engpassorientierte örtliche Differenzierung unter Berücksichtigung der Nutzungsrichtung erfolgen soll (s. oben).

Die Anwendung des BKZ beschränkt sich heute auf Letztverbraucher und Speicher. Um eine Anwendung auch für Einspeiser zu ermöglichen, müsste der Ordnungsrahmen angepasst werden (siehe Abschnitt 8.1).

Nach Auffassung der Gutachter sollten die gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben zum BKZ entgegen dem Status quo zudem vorsehen, dass BKZ verbindlich von allen Netzbetreibern erhoben werden. Es ist nicht ersichtlich, warum ein Anreiz zur Berücksichtigung von Netzausbaukosten bei Investitionsentscheidungen nur in einem Teil der Netzgebiete geschaffen werden sollte, zumal hierdurch eine signifikante ortsabhängige Ungleichbehandlung von Anschlussnehmern ausgelöst würde, die aus volkswirtschaftlicher Sicht ineffiziente Standortanreize vermitteln kann.

8.4 Überlegungen zur Bemessung eines Baukostenzuschusses

Es ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens, eine detaillierte Methodik zur Ermittlung von BKZ zu entwickeln. Aus den konzeptionellen Überlegungen zur Zielsetzung dieses Anzeilelements lassen sich jedoch verschiedene Anforderungen an eine solche Methodik ableiten:

- Ein Entgelt mit Anreizfunktion sollte möglichst genau die netzseitigen Kostenwirkungen reflektieren, die mit den nutzerseitigen Entscheidungen, auf die es sich bezieht, einhergehen. Hieraus folgt, dass die Komponenten der regulären Netzentgelte, die auf dem Durchschnittskostenprinzip beruhen und aufgrund der vertikalen Kostenwälzung Anteile der Kosten aller Netzebenen abbilden, konzeptionell nicht der optimale Ausgangspunkt für die Bemessung des BKZ sind. Vielmehr sollte sich die Bemessung möglichst auf die typischen Ausbaukosten (entsprechend dem Grenzkostenprinzip) von Netzbetriebsmitteln beziehen, die dem netztechnischen Nahbereich um einen Netzanschlusspunkt zugeordnet werden können. Erst wenn hierzu eingehendere Untersuchungsergebnisse vorliegen, kann geprüft werden, ob es dennoch für die praktische Anwendung vorteilhaft und hinsichtlich der Zielgenauigkeit vertretbar wäre, auf Elemente der regulären Netzentgelte als Approximationsgrößen zurückzugreifen.
- Für die Ermittlung der typischen Ausbaukosten im netztechnischen Nahbereich von Netzanschlusspunkten ist im ersten Schritt zu definieren, wie weit dieser Nahbereich reicht. Hier fällt eine eindeutige Abgrenzung schwer, da zwar oft nur die unmittelbar mit einem Netzanschlusspunkt verbundenen Betriebsmittel, vereinzelt aber auch weiter entfernte Betriebsmittel verstärkt oder ausgebaut werden müssen, um neue Netzanschlüsse zu realisieren. Als grobe Orientierung erscheint es plausibel, davon auszugehen, dass bei Anschlusspunkten in Leitungsebenen einerseits die Leitungen der jeweiligen Ebene und andererseits die Anlagen der vorgelagerten Umspannebene zu berücksichtigen sind, bei Anschlusspunkten in Umspannebenen hingegen nur die Umspannanlagen (einschließlich Schaltanlagen).
- Bei den Ausbaukosten von Umspannanlagen lässt sich – unter Berücksichtigung typischer Gleichzeitigkeitsgrade – relativ leicht ein Zusammenhang zwischen der bereitgestellten NAK und dem Umfang von Ausbaumaßnahmen darstellen. Bei Leitungen ist dies schwieriger, weil die Leitungslänge einen dominanten Einfluss auf die Ausbaukosten hat. Hier könnten z. B. typische Transportentfernungen herangezogen werden. Daneben sind selbstverständlich auch bei Leitungen typische Gleichzeitigkeitsgrade zu berücksichtigen.
- Wie eingangs erwähnt, sieht der aktuelle Gesetzesrahmen nach § 11 NAV vor, dass maximal 50 % der typischerweise anfallenden Netzausbaukosten in den BKZ eingerechnet werden dürfen. Um eine möglichst vollständige Internalisierung der netzseitigen Kostenwirkungen in nutzerseitige Entscheidungen zu erreichen, wäre es aber zielführend, die typischen Ausbaukosten vollständig mit dem BKZ abzubilden. Hierfür sollte erwogen werden, die gesetzliche Vorgabe anzupassen.

Aufgrund der Komplexität der Materie wäre es aus Sicht der Gutachter zielführend, eine durch alle Netzbetreiber einheitlich anzuwendende Bemessungsmethodik für BKZ im Zusammenspiel von Branche und BNetzA zu entwickeln und regulatorisch festzulegen. Die Anwendung dieser Methodik, in die gebiets- und ortsabhängige Eingangsgrößen einfließen können, könnte dann den einzelnen Netzbetreibern überlassen bleiben.

8.5 Zusammenfassung

Hinsichtlich Elementen der Netzentgeltsystematik, die Anreize für Investitionsentscheidungen vermitteln (sollen), leiten sich aus den zuvor dargelegten Erwägungen nachfolgende Empfehlungen für die künftige Netzentgeltsystematik ab:

- Entgeltkomponenten, die explizit auf die Schaffung von Anreizen im Stadium von Investitionsentscheidungen der Netznutzer ausgerichtet sind, existieren in der bisherigen Netzentgeltsystematik nur in Form des Baukostenzuschusses (BKZ).
- Es erscheint grundsätzlich sinnvoll, auch künftig eine Entgeltkomponente mit Anreizfunktion vorzusehen, die sich auf die mit Investitionsentscheidungen der Netznutzer verbundenen Netzausbaukosten bezieht, soweit diese zumindest näherungsweise den nutzerseitigen Entscheidungen zugeordnet werden können.
- Diese zumindest näherungsweise Zuordenbarkeit ist insbesondere bei Netzausbaumaßnahmen im Nahbereich von Netzanschlusspunkten zu erwarten. Die notwendige Dimensionierung der Netzbetriebsmittel wird in diesem Bereich stark von den Anforderungen der einzelnen Anschlussnehmer getrieben. Demgegenüber richtet sich die Netzauslegung in weiter entfernten Teilen des Netzes wie etwa im Bereich der großräumigen Übertragungsnetzkorridore nach dem erwarteten kollektiven Verhalten der Netznutzer, nicht nach den Eigenschaften der einzelnen Netzanschlusspunkte.
- Ein auf den Netzausbaubedarf im Zusammenhang mit Netzanschlüssen bezogenes Entgelt leistet immer auch einen Finanzierungsbeitrag. Zur Abgrenzung von Entgeltkomponenten, die primär der Finanzierungsfunktion dienen, ist aber entscheidend, dass sich die Bemessung dieses Anzeilelements am Grenzkostenprinzip orientiert und nicht an einem bestimmten zu deckenden Kostenvolumen.
- Mit der Anknüpfung an die Eigenschaften eines Netzanschlusses ist verbunden, dass ein solches Anzeilelement in erster Linie Anschlussnehmer und nicht die einzelnen Netznutzer, die sich einen Anschlusspunkt teilen, adressieren sollte. Hierfür kommt eine Ausgestaltung in Form des BKZ infrage.
- Naheliegend ist, den BKZ auch künftig nach der Netzebene des Netzanschlusspunkts zu differenzieren, da die im Nahbereich des Anschlusspunkts typischerweise anfallenden Kosten stark von der betroffenen Ebene abhängen.
- Ähnlich wie bei den dynamischen Netzentgelten erscheint auch ein auf Investitionsentscheidungen von Anschlussnehmern bezogenes Anzeilelement in Form eines BKZ grundsätzlich für alle Netznutzergruppen vorstellbar und sinnvoll.
- Es ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens, eine detaillierte Methodik zur Ermittlung von BKZ zu entwickeln. Aufgrund der Komplexität der Materie wäre es aus Sicht der Gutachter zielführend, eine durch alle Netzbetreiber einheitlich anzuwendende Bemessungsmethodik für BKZ im Zusammenspiel von Branche und BNetzA zu entwickeln und regulatorisch festzulegen. Dabei sollte beachtet werden, dass sich die Bemessung des BKZ idealerweise an den durchschnittlichen Kosten des Netzausbaus im Nahbereich von Netzanschlusspunkten orientieren sollte. Inwieweit dann für die praktische Anwendung (ähnlich wie bisher) Elemente der regulären Netzentgelte als Approximationsgrößen verwendet werden können, wäre eingehender zu prüfen. Die Anwendung der zu entwickelnden Methodik, in die gebiets- und ortsabhängige Eingangsgrößen einfließen können, könnte den einzelnen Netzbetreibern überlassen bleiben.

9 Zusammenfassung

Die nachfolgende Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse und Empfehlungen des vorliegenden Gutachtens folgt der Kapitelstruktur und gibt die Ergebniszusammenfassungen der einzelnen Kapitel gebündelt wieder.

Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für Letztverbraucher

- Die Zielsetzungen einer ausgewogenen Kostenverteilung mit vertretbaren Umverteilungseffekten gegenüber dem Status quo und einer möglichst weitgehenden Vermeidung von Fehlankreizen für den Einsatz von Flexibilität lassen sich am besten mit einem Entgeltmodell erreichen, das auf einer vom Netznutzer wählbaren Kapazität beruht.
- Das Modell umfasst einen Kapazitätspreis und einen zweistufigen Arbeitspreis.
- Der Netznutzer wählt jeweils für eine bevorstehende Betrachtungsperiode – sinnvollerweise für ein Jahr – eine Kapazität, die bei rationaler, d. h. kostenminimierender Wahl unterhalb der erwarteten Jahreshöchstlast liegt. Für diese Wahlkapazität wird ein Kapazitätspreis erhoben.
- Für die Energiemenge, die unterhalb der gewählten Kapazität bezogen wird, fällt ein niedrigerer Arbeitspreis (AP1) an, während für die darüber hinausgehende Bezugsmenge ein höherer Arbeitspreis (AP2) erhoben wird.
- Auf diese Weise wird der im bestehenden Entgeltsystem durch den auf die individuelle Jahreshöchstleistung bezogenen Leistungspreis vorhandene Anreiz, das eigene Bezugsprofil unter Einsatz von Flexibilität auf eine bestimmte Leistungsobergrenze hin zu optimieren, weitgehend eliminiert. Überschreitungen der gewählten Kapazität führen nur zu einer vergleichsweise moderaten Mehrbelastung durch die im Weiteren als AP-Aufschlag bezeichnete Differenz zwischen AP2 und AP1. Zugleich bleibt die Verteilungswirkung einer leistungsbezogenen Entgeltkomponente zumindest teilweise erhalten, so dass – etwa im Vergleich zu eingliedrigen Entgeltmodellen – starke Umverteilungen zulasten von Verbrauchern mit besonders hoher oder besonders niedriger Benutzungsdauer vermieden werden.
- Für dieses Entgeltmodell existiert ein begrenzter Parameterraum, in dem die Zielsetzungen einer gesicherten Erlösdeckung, vertretbarer Anreizwirkungen und ausgewogener Verteilungswirkungen gleichzeitig erreicht werden können. Aus Sicht der Gutachter erscheinen dabei insbesondere Kombinationen mit einem Erlösanteil Kapazität im Bereich von etwa 20 bis 40 % sowie moderaten Verhältnissen von AP2 zu AP1 im Bereich von etwa 1,5 bis 2,5 als geeignet. Innerhalb dieses Bereichs lassen sich einerseits die Anforderungen an die Erlösdeckung erfüllen und andererseits die Mehrkosten für flexiblen Strombezug begrenzen, so dass markt- und netzorientierter Flexibilitätseinsatz nicht wesentlich beeinträchtigt wird.
- Wird ergänzend eine Mindestkapazitätsvorgabe eingeführt, sollte diese auf einem in der Lastdauerlinie deutlich unter der Höchstleistung liegenden Leistungswert basieren, beispielsweise dem Leistungswert der 1.000-höchsten Viertelstunde. Eine Orientierung an der Jahreshöchstlast oder der vertraglichen Anschlusskapazität ist bei höheren Mindestkapazitäten demgegenüber weniger empfehlenswert, da hierdurch erneut Anreize zur gezielten Reduktion einzelner Lastspitzen gesetzt würden. Bei geringen Mindestkapazitäten, beispielsweise in der Größenordnung von 10 % der Jahreshöchstlast, dürfte dieser Fehlanreiz hingegen kein kritisches Ausmaß erreichen. Bei der empfohlenen Ausgestaltung kann die Mindestkapazität die Kapazitätswahl einiger Netznutzer wirksam begrenzen, ohne das Wahlverhalten im Kollektiv zu dominieren. Dies gilt insbesondere bei Mindestkapazitäten

von bis zu etwa 50 % und moderaten Erlösanteilen Kapazität. Höhere Werte führen hingegen dazu, dass ein zunehmender Anteil der Netznutzer die Mindestkapazität wählt und die differenzierende Wirkung des Modells abgeschwächt wird.

- Vom regulären Entgeltsystem abweichende Regelungen finden im derzeitigen Netzentgeltsystem Anwendung bei Netznutzern ohne registrierende Leistungsmessung (RLM), allein schon weil Modelle mit leistungsbezogenen Entgeltkomponenten nicht auf Netznutzer ohne RLM oder intelligentes Messsystem anwendbar sind. Die zentrale Herausforderung in diesem Netznutzersegment besteht darin, die Finanzierungsbeteiligung der Netznutzer ausgewogener auszugestalten, insbesondere mit Blick auf die Beteiligung von Prosumern sowie die Vermeidung übermäßiger Belastungen kleinerer Verbraucher, ohne die weitgehende Neutralität der Anreizwirkungen für den Flexibilitätseinsatz zu beeinträchtigen. Unter den betrachteten Optionen erscheint folgende Ausgestaltung am sinnvollsten:
- Im Grundsatz sollte das heutige Entgeltmodell bestehend aus einem Grund- und einem Arbeitspreis für diese Nutzergruppe beibehalten werden. Dies gilt auch für Letztverbraucher mit intelligentem Messsystem; eine Anwendung des regulären Entgeltmodells mit Kapazitäts- und Arbeitspreisen auf diese Verbraucher wird nicht empfohlen.
 - Zusätzlich könnte ein Grundpreisaufschlag für Prosumer erhoben werden, dessen Höhe ggf. proportional zur Leistung der Eigenerzeugungsanlage festgelegt werden könnte. Kleinstanlagen sollten hiervon ausgenommen werden. Dieser Aufschlag dient der Schaffung einer ausgewogeneren Verteilung der Kostentragung zwischen Letztverbrauchern mit und ohne Eigenerzeugungsanlagen und sollte nicht als ein Einspeiseentgelt für Prosumer missverstanden werden.

Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für Einspeiser

- Einspeiseentgelte können keinen wesentlichen Beitrag dazu leisten, die Verbraucher in ihrer Gesamtheit nachhaltig zu entlasten. Aus dieser Einschätzung folgt aber noch nicht, dass Einspeiseentgelte mit Blick auf die damit verursachten Umverteilungseffekte generell nachteilig sein müssen. Um diesbezüglich zu einer Bewertung zu kommen, müssen die zu erwartenden Wirkungen näher analysiert und mit Blick auf die Belastbarkeit unterschiedlicher Verbrauchergruppen und die Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Stromerzeuger eingeordnet werden.
- Mit Blick auf das Ziel, den erhöhten Netzkostenbelastungen in einspeisungsdominierten Netzgebieten zu begegnen, hat die BNetzA mit dem EE-Mehrkostenausgleich bereits mit Wirkung ab Anfang 2025 einen Mechanismus etabliert, der explizit dazu dient, die durch EE-Zubau bedingten netzseitigen Mehrkosten bundesweit zu sozialisieren. Um auf diesen Mechanismus verzichten zu können, müssten Einspeiseentgelte allerdings eine Höhe erreichen, die mit den einschlägigen EU-rechtlichen Vorgaben nicht vereinbar wäre. Zudem müssten sie in voller Höhe auch für Bestandsanlagen angewandt werden. Die Gutachter halten daher den EE-Mehrkostenausgleich für das geeignetere Instrument, um den erhöhten Netzkostenbelastungen in einspeisungsdominierten Netzgebieten zu begegnen. Seine Zielgenauigkeit ist mit der eines Einspeiseentgelts mindestens vergleichbar und könnte durch Verfeinerungen der Methodik weiter verbessert werden.
- Aus Sicht der Gutachter ist klar davon abzuraten, etwaige Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion arbeitsbezogen auszugestalten, da hiermit Nachteile für die Effizienz der Stromerzeugung und die Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Erzeugung wie auch potenziell unerwünschte Umverteilungswirkungen verbunden wären.

- Auch Grundpreise für Einspeiser erscheinen nicht empfehlenswert, u. a. da sie unabhängig von der Größe einer Anlage und der vereinbarten Netzanschlusskapazität wären und sich ein systematischer Vorteil für Gebote mit vergleichsweise großer Anlagendimensionierung ergeben würde.
- Einspeiseentgelte könnten grundsätzlich auch als Leistungspreise ausgestaltet werden. Eine solche Ausgestaltung könnte allerdings den Einsatz von Einspeiseanlagen beeinflussen. Deshalb erscheint diese Ausgestaltung klar nachteiliger als die Ausgestaltung als Kapazitätspreis, die ansonsten ähnliche Auswirkungen hätte. Unter Kapazitätspreis wird hier eine Ausgestaltung verstanden, die sich auf die installierte Leistung einer Erzeugungsanlage oder die vereinbarte Netzanschlusskapazität (NAK) bezieht. Letzteres ist ohne Weiteres allerdings nur in Fällen möglich, in denen ein Einspeiser über einen eigenen Netzanschluss verfügt.
- Im Ergebnis ist festzuhalten, dass die Einführung eines Einspeiseentgelts mit Finanzierungsfunktion nicht zwingend erscheint und eher in begrenztem Umfang zu den damit in der Debatte verbundenen Umverteilungseffekten beitragen würde, bei adäquater Ausgestaltung aber vertretbar wäre. Falls ein solches Entgelt eingeführt wird, sollte es kapazitätsabhängig mit Bezug auf die technische installierte Leistung oder die vertragliche NAK ausgestaltet sein. Hierdurch würden Einflüsse auf die Effizienz des Erzeugungssystems im Wesentlichen auf mögliche vorzeitige Stilllegungen von Bestandsanlagen (sofern diese überhaupt einbezogen werden) und eine mögliche Investitionszurückhaltung bei nicht geförderten Neuanlagen beschränkt. Die Weiterreichung der Entgelte würde in erster Linie auf Akteure außerhalb des Kollektivs der Netznutzer verlagert. Bei einer moderaten Bemessung eines solchen Entgelts dürfte zumindest bei einem Teil der Netznutzer im Saldo eine gewisse Entlastung möglich sein.

Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für Speicher

- Es ist nicht nur legitim, sondern aus ökonomischer Sicht notwendig, für die hinsichtlich ihrer Flexibilität und Preissensitivität besondere Netznutzergruppe der Speicher gesonderte Regelungen für die Erhebung von Entgelten mit Finanzierungsfunktion in Betracht zu ziehen, da klar erkennbar ist, dass eine unveränderte Anwendung der für andere Nutzergruppen getroffenen Regelungen zu erheblichen Ineffizienzen führen würde. Die heute noch geltenden Sonderregelungen für Speicher sind – unabhängig von der Bewertung ihrer konkreten Ausgestaltung – als Ansätze aufzufassen, dieser Anforderung nachzukommen.
- Dies bedeutet allerdings nicht zwangsläufig, dass der vollständige Verzicht auf Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion für Speicher volkswirtschaftlich optimal wäre. Netzentgelte können nämlich auch für Speicher in gewissem Umfang vertretbar sein, ohne deren Wirtschaftlichkeit signifikant zu beeinträchtigen. Zudem müssen Netzkosten, die nicht von Speicherbetreibern getragen werden, von den anderen Netznutzergruppen und hier insbesondere den Letztverbrauchern getragen werden, wo sie je nach deren Preissensitivität ebenfalls unerwünschte Auswirkungen haben können. Eine Rechtfertigung für die Erhebung von Speicherentgelten mit Finanzierungsfunktion kann sich somit aus der damit erreichten Entlastung der Letztverbraucher ergeben.
- Weitere Ziele, die mitunter zur Rechtfertigung von Speicherentgelten angeführt werden, fallen in den Bereich der Netzentgelte mit Anreizfunktion. Hierzu gehören vor allem die Ziele, eine netzverträgliche oder sogar netzdienliche Standortwahl von Neuanlagen sowie Einsatzweise von Bestandsanlagen anzureizen. Diese Ziele können mit örtlich und – mit Blick

auf Einsatzentscheidungen – zeitlich undifferenzierten Entgelten mit Finanzierungsfunktion nicht erreicht werden und sind daher nicht geeignet, deren Erhebung zu rechtfertigen.

- Eine Option für die Ausgestaltung von Speicherentgelten mit Finanzierungsfunktion könnte grundsätzlich darin gesehen werden, das für die regulären Netzentgelte für Letztverbraucher empfohlene Kapazitätspreis-/Arbeitspreis-Modell zu übernehmen und nach Bedarf anzupassen. Hiermit wäre aber der prinzipielle Nachteil verbunden, dass eine Belastung von Speichereinsatzzyklen mit arbeitsbezogenen Entgelten ausgelöst wird. Dies würde zu Ineffizienzen beim Speichereinsatz führen, da die Entgelte mit Finanzierungsfunktion definitionsgemäß nicht die unmittelbar auftretenden Grenzkosten im Netz reflektieren. Zudem könnten die Gebotspreise am Strommarkt beeinflusst werden, wodurch letztlich ein Teil der Entgelte an die Verbraucher weitergewälzt würde. Modelle mit arbeitsbezogenen Entgeltkomponenten erscheinen daher für Speicher nicht empfehlenswert.
- Vorzugswürdig wäre eine Gestaltung, mit der Auswirkungen auf den Speichereinsatz vermieden werden. Hierfür erscheint ein Modell mit einem reinen Kapazitätspreis am besten geeignet. Die Kapazität könnte dabei an der vertraglich vereinbarten NAK oder an technischen Eigenschaften einer Speicheranlage festgemacht werden. Bei netzgekoppelten Speichern ist zu erwarten, dass die NAK in der Regel mit der installierten Leistung übereinstimmen wird. Dabei ist zu empfehlen, einen solchen Kapazitätspreis so gering zu bemessen, dass Speicherprojekte hierdurch in aller Regel nicht unwirtschaftlich werden.
- Insgesamt ergibt sich somit für Speicher eine sehr ähnliche Beurteilung der Gestaltungsoptionen wie für Einspeiser: Sofern ein (moderates) Netzentgelt für den Speicherbetrieb erhoben werden soll, ist eine rein kapazitätsbezogene Gestaltung mit Bezug auf die installierte Leistung oder die vertragliche NAK zu bevorzugen.
- Bei anlagengekoppelten Speichern in der Sphäre von Verbrauchern ist eine Mehrbelastung mit Netzentgelten infolge des Speichereinsatzes nur dann zu befürchten, wenn die Speicher so eingesetzt werden, dass zusätzliche Speicherzyklen und hierdurch bedingt zusätzliche Strombezüge aus dem Netz auftreten. Eine Lösung für solche Fälle kann darin bestehen, die durch systemorientierte Nutzung ausgelösten zusätzlichen Einsatzzyklen von Speichern messtechnisch und rechnerisch von der sonstigen Nutzung abzugrenzen und für diesen Anteil auf die Erhebung von Arbeitspreisen, die ansonsten auf die Bezüge an dem jeweiligen Netzanschluss zu entrichten sind, zu verzichten. Hiermit kann erreicht werden, dass auch dieses systemorientierte Nutzungspotenzial von Speichern, die die Letztverbraucher primär aus anderen Gründen errichten, genutzt werden kann.
- Auch für anlagengekoppelte Speicher in der Sphäre von Einspeisern kann sich eine signifikante Mehrbelastung mit Netzentgelten nur dann ergeben, wenn zusätzliche Einsatzzyklen gefahren werden, die zu Strombezügen aus dem Netz führen. Für diese Bezüge würden dann verbrauchsseitige Netzentgelte anfallen. Um auch hier das bestehende Flexibilitätspotenzial möglichst weitgehend für systemorientierte Zwecke nutzen zu können, sollten daher auch für diese Fälle Sonderregelungen in Betracht gezogen werden. Eine einfache Lösung könnte darin bestehen, den Speicher in solchen Anlagenkonstellationen als einen netzgekoppelten Speicher zu interpretieren und zugleich anzuerkennen, dass der dann ggf. zu zahlende Kapazitätspreis bereits durch die Zahlung eines Kapazitätspreises für die Erzeugungsanlage abgegolten ist. Diese Lösung käme in Betracht, wenn sowohl für Einspeiser als auch für Speicher ein Kapazitätspreis in ähnlicher Größenordnung eingeführt wird. Auch hierbei wäre eine messtechnische Abgrenzung der Entnahmemengen für Speicherzyklen von denen, die

für die Eigenbedarfsdeckung der Erzeugungsanlage (v. a. in Zeiten ohne Stromerzeugung) benötigt werden, erforderlich.

Vertikale Kostenwälzung

- Aus Sicht der Gutachter ist zu empfehlen, die Kosten der Netz- und Umspannebenen auf die Netznutzerkollektive in den jeweils unterlagerten Ebenen anhand einer Schlüsselung nach dem „netzbezogenen Letztverbrauch“ zu verteilen. Hierzu sollte die Summe der Strombezüge aller Letztverbraucher in einer Ebene und allen unterlagerten Ebenen bis hin zur Niederspannungsebene als Schlüsselungsgröße herangezogen werden. Der Letztverbrauch ist unabhängig vom Umfang der dezentralen Erzeugung und verspricht somit eine deutlich ausgewogenere und bei fortschreitendem Erzeugungsausbau stabilere regionale Kostenallokation als im heutigen System. So würde etwa erreicht, dass ähnliche Verbraucher wie z. B. Haushalte mit einem bestimmten jährlichen Strombezug bundesweit ungefähr den gleichen Beitrag zur Finanzierung des Übertragungsnetzes leisten. Auch das Entstehen von Tarifanomalien dürfte bei diesem Schlüsselungsansatz weitgehend ausgeschlossen werden.
- Eine Kostenwälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch wäre zudem eine sinnvolle Ergänzung zum EE-Mehrkostenausgleich, da Letzterer zwar Nachteile in Gebieten mit hohem EE-Anteil infolge dadurch bedingter netzseitiger Mehrkosten ausgleicht, aber die im heutigen System entstehenden – schwer zu rechtfertigenden – Kostenvorteile durch reduzierte Herabwälzung der Kosten vorgelagerter Netz- und Umspannebenen unverändert bestehen lässt. Gerade in Verbindung mit dem EE-Mehrkostenausgleich führt eine Wälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch zu einer regional ausgewogeneren Kostenallokation.
- Bei einer Schlüsselung nach netzbezogenem Letztverbrauch erübrigen sich Überlegungen zum „Pooling“ mehrerer Entnahmestellen nachgelagerter VNB.
- Grundsätzlich wäre denkbar, die Kostenwälzung anhand von Kapazitätsgrößen wie der NAK oder der technischen Kapazität vorzunehmen. Dies ist aus Sicht der Gutachter allerdings keine geeignete Lösung. Hierbei würden nämlich Netzgebiete, in denen die benötigte Kapazität dominant durch Rückspeisungen (die aus Einspeisungen von Erzeugungsanlagen und/oder Speichern stammen) bestimmt wird, überproportional in die Kostentragung einbezogen. Verbraucher in stark einspeisedominierten Netzen würden erheblich mehr vorgelagerte Netzkosten tragen als Verbraucher in verbrauchsdominierten Netzen. Somit würde sich hier keine regional ausgeglichene Verteilung der Kosten vorgelagerter Ebenen ergeben. Vielmehr würden entgegen der Zielsetzung des EE-Mehrkostenausgleichs in Gebiete mit hoher EE-Durchdringung erhöhte Kostenanteile der vorgelagerten Ebenen gewälzt. In Anbetracht des weiteren EE-Zubaus ist zu erwarten, dass künftig in immer mehr Netzgebieten die Anschlusskapazitäten zwischen Netzebenen von der EE-Leistung determiniert werden, so dass derartige Verzerrungen immer bedeutender würden.
- Auch eine leistungsbezogene Schlüsselung ist aus Sicht der Gutachter nicht gut geeignet. Bei einer Wälzung nach den gemessenen Höchstleistungen würden die gleichen Größen herangezogen, die auch bei der bisherigen Wälzungssystematik verwendet werden, so dass der bestehende Reformbedarf in keiner Weise adressiert würde. Eine Wälzung anhand der Summe der Höchstentnahmelasten der an die jeweilige Netzebene und unterlagerte Netzebenen angeschlossenen Letztverbraucher ist ebenfalls nicht anzuraten. Sie hätte zwar die (erwünschte) Folge, dass der Einfluss der dezentralen Erzeugung auf die Kostenverteilung und damit weitgehend auch das Risiko des Auftretens von Tarifanomalien unterbunden würden. Die Wälzungsergebnisse würden dann aber stark von den typischen Benutzungsdauern

der Letztverbraucher je Ebene getrieben. In den unteren Ebenen weisen die Bezugsprofile der einzelnen Letztverbraucher im Durchschnitt wesentlich geringere Benutzungsdauern auf als in höheren Netzebenen. Es würden somit erheblich höhere Kostenanteile in die unteren Ebenen gewälzt, was nicht gerechtfertigt wäre. Um dies zu heilen, müsste anstelle der Summen individueller Höchstlasten auf die ebenenspezifisch ermittelten kollektiven Höchstlasten der Letztverbraucher abgestellt werden. Diese Größen sind jedoch sehr eng mit den einfacher und eindeutiger ermittelbaren kollektiven Letztverbrauchsmengen (also dem netzbezogenen Letztverbrauch) korreliert.

- Auch eine bidirektionale Kostenwälzung ist aus Sicht der Gutachter keine geeignete Alternative zu dem Ansatz einer Top-down-Kostenwälzung in Verbindung mit dem Instrument der EE-Mehrkostenwälzung. Dem Ausgangspunkt der Argumentation für eine bidirektionale Kostenwälzung, wonach sich eine verursachungsgerechte Kostenallokation nur dann ergebe, wenn die Kosten entsprechend den tatsächlichen Stromflüssen im Netz verteilt werden, kann auch prinzipiell nicht zugestimmt werden. Netzkosten werden größtenteils nicht durch die Stromflüsse, sondern durch Vorhaltung und Betrieb der erforderlichen Netzbetriebsmittel getrieben. Darüber hinaus haben bisherige Untersuchungen gezeigt, dass die bidirektionale Kostenwälzung zu einer fragwürdigen Kostenallokation wie z. B. einer Kumulation der zu tragenden Kosten in der Hochspannungsebene in Netzgebieten mit hohem Erzeugungsanteil führen kann. Das derzeit bestehende Problem von vermehrt auftretenden Tarifanomalien würde hierdurch voraussichtlich sogar verstärkt.

Anreize für Einsatzentscheidungen: Dynamische Netzentgelte

- Die Einführung einer dynamischen Netzentgeltkomponente, die sich auf Netzengpässe bezieht und Anreize für ein engpassentlastendes Verhalten vermittelt, ist klar zu befürworten, wobei Fragen zur Fokussierung auf bestimmte Netznutzergruppen und Netzebenen differenziert zu beurteilen sind. Das dynamische Entgelt würde dazu dienen, v. a. kurzfristige Grenzkosten aufgrund von Engpassmanagementmaßnahmen zu reflektieren und eine Internalisierung dieser Kostenwirkungen in Einsatzentscheidungen der Netznutzer ermöglichen.
- Das dynamische Netzentgelt sollte vorzugsweise in Form einer separaten Arbeitspreiskomponente erhoben werden, und zwar nur dort und dann, wo und wenn Netzengpässe bereits vorhanden oder für die nahe Zukunft absehbar sind. Hieraus ergibt sich, dass sie abhängig von der jeweils prognostizierten Netzauslastungssituation dynamisch zeitvariabel sein muss.
- Die dynamische Arbeitspreiskomponente sollte grundsätzlich symmetrisch ausgestaltet werden, d. h. an einem betrachteten Ort je nach Engpassrichtung entweder für Entnahmen positiv und für Einspeisungen negativ oder umgekehrt erhoben werden.
- Hinsichtlich der mit dem dynamischen Entgelt adressierten Netzengpasstypen sollte zumindest anfangs der Fokus auf Engpässe im Übertragungsnetz und in den oberen Verteilnetzebenen gelegt werden. In den *Mittel- und Niederspannungsnetzen* treten bislang hingegen allenfalls punktuell Netzengpässe auf, die zudem vergleichsweise schnell durch Netzausbau behoben werden können. Zudem wurden mit Blick auf Engpässe im Niederspannungsnetz mit der Neuregelung und Umsetzung von § 14a EnWG spezielle Instrumente für das Engpassmanagement eingeführt, so dass Anpassungen hier zumindest nicht höchste Priorität haben. Aus heutiger Sicht dominieren die Engpässe im Übertragungsnetz und in den oberen Verteilnetzebenen das Engpassgeschehen und somit auch die Kosten des Engpassmanagements. Die Beseitigung dieser Engpässe ist so zeit- und ressourcenaufwändig, dass ein hierauf bezogenes dynamisches Entgelt in vielen Fällen für mehrere bis viele Jahre einen relativ

stabilen Anreiz vermitteln kann. Hinsichtlich der Anwendung für Engpässe im Höchstspannungsnetz ergibt sich allerdings aus verschiedenen Gründen ein Vorbehalt: Diese Netzebene ist hochgradig vermascht und über grenzüberschreitende Leitungen in das europäische Verbundnetz eingebunden. Dies hat unter anderem zur Folge, dass sich Verhaltensänderungen inländischer Netznutzer, die durch ein dynamisches Netzentgelt angereizt werden und zu veränderten Geboten der Marktteilnehmer im kurzfristigen Strommarkt führen, Änderungen bei den Marktergebnissen auch für ausländische Marktteilnehmer hervorrufen können. Engpassprognosen mit 1-2 Tagen Vorlauf, die die Grundlage für die Bemessung des dynamischen Entgelts wären, sind auch für die Höchstspannungsebene mit großen Unsicherheiten verbunden. Hierzu trägt v. a. auch das große Volumen des Intraday-Handels bei, der die sich tatsächlich einstellende Netzbelastung und damit das Engpassgeschehen stark beeinflusst.

- Die notwendige räumliche Granularität der dynamischen Netzentgeltkomponente ergibt sich aus Ort und Art der damit adressierten Netzengpässe. Es sollte der Anspruch bestehen, Anreize zur Beeinflussung von Einsatzentscheidungen der Netznutzer nur dort zu setzen, wo durch die Reaktionen der Netznutzer auch Entlastungen des jeweiligen Engpasses erreicht werden können.
- Die dynamische Entgeltkomponente sollte nicht nur gegenüber den Netznutzern mit Anschluss an die Netzebene, in der ein zu entlastender Netzengpass liegt, abgerechnet werden, sondern auch gegenüber allen Netznutzern in nachgelagerten Netzebenen. Hier könnte allenfalls mit Blick auf die technische Umsetzung der notwendigen Prozesse und Systeme zur Messung und Abrechnung eine anfängliche zeitliche Staffelung zu rechtfertigen sein. Soweit und sobald die Umsetzungsvoraussetzungen geschaffen sind, sollten alle Netzbetreiber verpflichtet werden, dynamische Entgelte, die aus vorgelagerten Ebenen weitergereicht werden, gegenüber ihren eigenen Netznutzern abzurechnen, auch wenn sie dieses Instrument nicht für Engpässe in ihrem eigenen Netz anwenden. Für diesen Prozess der Weitergabe von Preissignalen über die Netzebenen erscheint eine Top-down-Kaskadierung von Beiträgen zum dynamischen Netzentgelt am vielversprechendsten.
- Für Netznutzer sollte die Anwendung eines für ihre Anschlussnetzebene und den Ort ihres Anschlusspunkts ermittelten dynamischen Entgelts grundsätzlich verpflichtend sein.
- Eine Grenze für die zeitliche Granularität der dynamischen Entgeltkomponente ergibt sich aus der viertelstündlichen Granularität des kurzfristigen Stromhandels. Weder eine feinere noch eine gröbere Auflösung wird für sinnvoll gehalten.
- Die Festlegung und Veröffentlichung der dynamischen Entgeltkomponente sollte täglich für den Folgetag vor der Day-ahead-Auktion im Spotmarkt erfolgen, so dass die Marktteilnehmer die netzseitige Preisinformation bei ihren Entscheidungen im Day-ahead-Handel berücksichtigen können.
- Die Gutachter erachten es als sinnvoll, die dynamische Entgeltkomponente bereits ab Beginn ihrer Einführung für netzgekoppelte Speicher anzuwenden, und zwar nach Möglichkeit als verpflichtende Entgeltkomponente.
- Auch für Verbraucher aller Größenklassen sollten dynamische Netzentgelte grundsätzlich angewandt werden. Hier sind allerdings verschiedene Randbedingungen zu beachten, die zumindest eine zeitliche Staffelung bei der Einführung der dynamischen Entgeltkomponente rechtfertigen können.

- Grundsätzlich wäre denkbar, das dynamische Netzentgelt auch für Einspeiser anzuwenden, um die Redispatch-Kosten abzusenken. Hier sind jedoch verschiedene Vorbehalte zu beachten. Bei EE-Anlagen würde die Steuerung durch dynamische Netzentgelte in erster Linie darauf hinauslaufen, situationsabhängig freiwillige Abregelungen anzureizen. Hierbei können bereits bei kleinen Spreizungen der dynamischen Netzentgelte starke und u. U. auch über das Ziel hinausschießende Reaktionen eintreten, weil gerade bei neueren EE-Anlagen die preislichen Reaktionsschwellen eng beieinander liegen können. Unschärfen des Reaktionsumfangs von EE-Anlagen ergeben sich im Vergleich zum Redispatch auch dadurch, dass die Anlagen bei Erreichen der Reaktionsschwelle vollständig abgeregelt würden und nicht nur um einen bestimmten Prozentwert. Des Weiteren können sich systematische Mehr- oder Minderbelastungen durch ein dynamisches Entgelt ergeben, die nicht vollständig durch ein auf das Preissignal reagierendes Einsatzverhalten ausgeglichen werden können. Dies könnte sich bei Anwendung auf Bestandsanlagen kritisch auf deren Wirtschaftlichkeit auswirken und bei Neuanlagen die Finanzierungsbedingungen nachteilig beeinflussen. Für neue Erzeugungsanlagen könnten sich Anreize für die Standortwahl ergeben. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Engpässe, die mit dem dynamischen Entgelt adressiert werden, für hinreichend viele Jahre vorhersehbar bestehen bleiben. Eine solche Lenkungswirkung kann zwar grundsätzlich durchaus gewünscht sein, müsste aber auf Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten der Standortsteuerung im Bereich der EE-Förderung sowie der Förderung des Zubaus steuerbarer Erzeugungsanlagen überprüft werden. Bei der Abwägung zwischen dynamischen Netzentgelten und dem Redispatch-Regime zur engpassentlastenden Steuerung von Erzeugungsanlagen ist auch zu beachten, dass das Redispatch-Regime in jedem Fall weiterhin benötigt würde. Im Ergebnis bedürfte es noch intensiver Prüfung, ob Erzeuger in die Anwendung von dynamischen Netzentgelten einbezogen werden sollten. Einerseits wäre es zwar konzeptionell am konsistentesten, die gleichen dynamischen Netzentgelte perspektivisch auf alle Netznutzergruppen anzuwenden, andererseits existiert für Erzeuger mit dem Redispatch ein in der Praxis etabliertes Instrument, das durch die Möglichkeit der anlagenscharfen und stufbaren Steuerung unter Berücksichtigung von Verfügbarkeitsaspekten sowie durch die fallbezogene kostenbasierte Entschädigung eine hohe Zielgenauigkeit erreicht.

Anreize für Investitionsentscheidungen

- Entgeltkomponenten, die explizit auf die Schaffung von Anreizen im Stadium von Investitionsentscheidungen der Netznutzer ausgerichtet sind, existieren in der bisherigen Netzentgeltsystematik nur in Form des Baukostenzuschusses (BKZ).
- Es erscheint grundsätzlich sinnvoll, auch künftig eine Entgeltkomponente mit Anreizfunktion vorzusehen, die sich auf die mit Investitionsentscheidungen der Netznutzer verbundenen Netzausbaukosten bezieht, soweit diese zumindest näherungsweise den nutzerseitigen Entscheidungen zugeordnet werden können.
- Diese zumindest näherungsweise Zuordenbarkeit ist insbesondere bei Netzausbaumaßnahmen im Nahbereich von Netzanschlusspunkten zu erwarten. Die notwendige Dimensionierung der Netzbetriebsmittel wird in diesem Bereich stark von den Anforderungen der einzelnen Anschlussnehmer getrieben. Demgegenüber richtet sich die Netzauslegung in weiter entfernten Teilen des Netzes wie etwa im Bereich der großräumigen Übertragungsnetzkorridore nach dem erwarteten kollektiven Verhalten der Netznutzer, nicht nach den Eigenschaften der einzelnen Netzanschlusspunkte.

- Ein auf den Netzausbaubedarf im Zusammenhang mit Netzanschlüssen bezogenes Entgelt leistet immer auch einen Finanzierungsbeitrag. Zur Abgrenzung von Entgeltkomponenten, die primär der Finanzierungsfunktion dienen, ist aber entscheidend, dass sich die Bemessung dieses Anzeilelements am Grenzkostenprinzip orientiert und nicht an einem bestimmten zu deckenden Kostenvolumen.
- Mit der Anknüpfung an die Eigenschaften eines Netzanschlusses ist verbunden, dass ein solches Anzeilelement in erster Linie Anschlussnehmer und nicht die einzelnen Netznutzer, die sich einen Anschlusspunkt teilen, adressieren sollte. Hierfür kommt eine Ausgestaltung in Form des BKZ infrage.
- Naheliegend ist, den BKZ auch künftig nach der Netzebene des Netzanschlusspunkts zu differenzieren, da die im Nahbereich des Anschlusspunkts typischerweise anfallenden Kosten stark von der betroffenen Ebene abhängen.
- Ähnlich wie bei den dynamischen Netzentgelten erscheint auch ein auf Investitionsentscheidungen von Anschlussnehmern bezogenes Anzeilelement in Form eines BKZ grundsätzlich für alle Netznutzergruppen vorstellbar und sinnvoll.
- Es ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens, eine detaillierte Methodik zur Ermittlung von BKZ zu entwickeln. Aufgrund der Komplexität der Materie wäre es aus Sicht der Gutachter zielführend, eine durch alle Netzbetreiber einheitlich anzuwendende Bemessungsmethodik für BKZ im Zusammenspiel von Branche und BNetzA zu entwickeln und regulatorisch festzulegen. Dabei sollte beachtet werden, dass sich die Bemessung des BKZ idealerweise an den durchschnittlichen Kosten des Netzausbaus im Nahbereich von Netzanschlusspunkten orientieren sollte. Inwieweit dann für die praktische Anwendung (ähnlich wie bisher) Elemente der regulären Netzentgelte als Approximationsgrößen verwendet werden können, wäre eingehender zu prüfen. Die Anwendung der zu entwickelnden Methodik, in die gebiets- und ortsabhängige Eingangsgrößen einfließen können, könnte den einzelnen Netzbetreibern überlassen bleiben.

10 Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. (2026). *Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025, 2. Entwurf*. Von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2026-05/NEP_2037_2045_V2025_2_Entwurf_1.pdf
- ACER. (2023). *Report on transmission and distribution tariff methodologies in Europe*. Von https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_electricity_network_tariff_report.pdf
- ACER. (2025). *Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe*. Von <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Reports/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>.
- Assmann, L., & Peiffer, M. (Hrsg.). (2026). *BeckOK EnWG, 18. Edition*. München.
- Aurora. (2026). *Studie zur Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem*. Im Auftrag von EnBW, LEAG, Onyx Power, RWE, Statkraft, Trianel, Uniper und Vattenfall. Von https://www.statkraft.de/globalassets/0/.de/_specific/news-room/2026/20260413_aurora_dynamische-netzentgelte.pdf
- Baumann, T., Gabler, A., & Günther, R. (Hrsg.). (2019). *EEG-Kommentar*. Baden-Baden.
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2025). *Standardlastprofile Strom*. Von <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>.
- Bentke, S., & Hennig, B. (2025). *Die weiterhin nur rudimentäre Regulierung der Baukostenzuschüsse für Speicher*. ZNER, 103.
- BET Consulting, Aecoute. (2025). *Vergleich der Netzentgelte und Netzentgeltsystematiken in Europa für Strom*. Im Auftrag der Bundesnetzagentur. Von https://www.bet-consulting.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Gutachten_Vergleich_der_Netzentgelte_und_Netzentgeltsystematiken_in_Europa_f%C3%BCr_Strom.pdf
- Bloomberg New Energy Finance. (2025). *Behind the numbers: BNEF finds 40% year-on-year drop in BESS costs*. Von <https://www.energy-storage.news/behind-the-numbers-bnef-finds-40-year-on-year-drop-in-bess-costs/>.
- BMWK. (2024). *Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplanes der Bundesrepublik Deutschland*. August 2024. Von https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240820-aktualisierung-necp.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- Boiteux, M. (1971). *On the management of public monopolies subject to budgetary constraints*. *Journal of Economic Theory*, 3(3), 219–240. [https://doi.org/10.1016/0022-0531\(71\)90020-2](https://doi.org/10.1016/0022-0531(71)90020-2)
- Bourwieg, K., Hellermann, J., & Hermes, G. (Hrsg.). (2023). *EnWG-Kommentar, 4. Auflage*. München.
- Bronisch, J., Herrmann, A. (2026). *GRIDS&BENEFITS Final Review*. Von https://ut-um.files.svdcn.com/production/media/downloads/Grids-and-Benefits_Final-Review_public.pdf?dm=1770024456.

- Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt. (2026). *Monitoringbericht 2025. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB*. Von https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- Bundesnetzagentur. (2023). 4. Regulierungsperiode. Von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/54_Effizienzvgl/artikel4.html#:~:text=Eine%20vollst%C3%A4ndige%20und%20korrekte%20Datenbasis%20bildet%20die,Netzbetreibern%20Auff%C3%A4lligkeiten%20%C3%BCberpr%C3%BCft%20und%20im%20Bedar.
- Bundesnetzagentur. (2024). *Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen*. Von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_04_InfoRund-schr/43_Leitfaeden/Downloads/Positionspapier_DL.pdf?__blob=publicationFile&v=7
- Bundesnetzagentur. (2025a). *Update: Verteilernetze bis 2045*. Von <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/215544/update-verteilernetze-bis-2045>.
- Bundesnetzagentur. (2025b). *AgNes – Workshop II: Orientierungspunkte Grundmodell der Entgeltkomponenten für die Niederspannung (Foliensatz)*. Von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2025/12_2025/19_12_2025/1_Bundesnetzagentur.pdf?__blob=publication-File&v=3
- Bundesnetzagentur. (2025c). *Diskussionspapier. Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)*. Von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Orientierungspunkte_und_Diskussionspapiere/Diskussionspapier_AgNes.pdf?__blob=publication-File&v=9
- Bundesnetzagentur. (2026a). *Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA*. Von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/02_2026/20_02/AgNes_Orientierungspunkte_Einspeiser.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- Bundesnetzagentur. (2026b). *Vorstellung Zwischenstand AgNes [GBK-25-01-1#3]*. Von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/05_2026/1_Bundesnetzagentur.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
- Bundesnetzagentur. (2026c). *Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA*. Von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/30_01/Orientierungspunkte_Speichernetzentgelte.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- Calliess, C., & Ruffert, M. (Hrsg.). (2022). *EUV/AEUV-Kommentar*, 6. Auflage. München.
- CEER. (2020). *Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition*, Ref: C19-DS-55-04. 20.4.2020. Von https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/C19-DS-55-04_CEER-paper-electricity-distribution-tariffs.pdf.
- Consentec, Fraunhofer ISI. (2018). *Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende*. Im Auftrag des BMWi.

https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/optionen-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.pdf?__blob=publicationFile&v=1

- Consentec, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Berlin. (2022). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Langfristszenarien 3)*. Im Auftrag des BMWK.
- Consentec, Frontier Economics. (2024). *Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom*. Im Auftrag des BDEW. Von https://www.bdew.de/media/documents/Studie_Prognose_und_Analyse_der_Netzentgeltentwicklung_Strom.pdf
- Consentec, Polynomics, ZHAW, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät der Universität Basel. (2021). *Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie*. Im Auftrag des Bundesamts für Energie. Von https://consentec.de/app/uploads/2024/02/10513-Cons-Poly-UniBa-ZHAW_BFE_TarifNetzEnergie_Ber_20210601_final.pdf
- Consentec. (2021). *Funktionsgerechtere Netzentgelte im Stromnetz – Ansätze zur Annäherung regionaler Entgelt-niveaus*. Im Auftrag des Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein. Von https://consentec.de/app/uploads/2024/01/Consentec_MELUND_Netzentgelte_20211125.pdf
- Consentec. (2024). *Operative Umsetzung einer bundesweiten Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte*. Im Auftrag von Netze BW.
- Consentec. (2025). *Future network tariff structure for medium and high voltage power grid usage in the context of the energy market transition*. Im Auftrag von Creos Luxembourg. Von https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/Consentec_Creos_NetworkTariff_20250306.pdf
- Consentec. (2026). *Ausmaß und Entwicklung von Netzengpassgebieten unter Berücksichtigung von Aufgriffsschwellen und EE-Technologien*. Im Auftrag der Agora Think Tanks gGmbH. Von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2026/2026_01_EEG-Reform/Commentary/20260402_Consentec_Agora_Engpassgebiete_final.pdf
- Dreier, H. (Hrsg.). (2015). *GG-Kommentar, 3. Auflage*. München.
- Dürig, G. (Begr.), Herzog, R., Scholz, R., Herdegen, M., & Klein, H. H. (Hrsg.). (2025). *GG-Kommentar, 108. Ergänzungslieferung*. München, August 2025.
- Durschang, L., & Großmann, S. (2025). *Rechtliche Umsetzbarkeit von grenzkostenbasierten Netzentgelten*. KlimR, 370.
- energate messenger. (2026a). *Redispatch-Kosten stagnieren wahrscheinlich*. Von <https://www.energate-messenger.de/news/259384/redispatch-kosten-stagnieren-wahrscheinlich>.
- energate messenger. (2026b). *Teure Reservekraftwerke lassen Redispatch-Kosten steigen*. Von <https://www.energate-messenger.de/news/261002/teure-reservekraftwerke-lassen-redispatch-kosten-steigen>.
- Epping, V., & Hillgruber, C. (Hrsg.). (2025). *BeckOK GG, 64. Edition*. München, Stand: 15.11.2025.

- ERGEG. (2005). *Guidelines on transmission tariffication, Explanatory Note*. 18.7.2005. Von https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/ERGEG_2005-07-25_TTGUIDE-LINES_PROPOSAL_0.PDF.pdf.
- ERGEG. (2006). *Application of G-charge across EU according to draft Guidelines on Transmission Tarification*, Ref: E06-CBT-12-04. 6.12.2006. Von https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/E06-CBT-12-04_Appl_Gcharge_2006-12-06.pdf.
- ETSO. (2009). *ETSO response to the EC Consultation Document on Harmonization of Transmission Tarification*. 17.3.2009. Von https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/etso/Inter_TSO_Compensation/etsoresponsetoit-cconsultation_2009319111928.pdf.
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft. (2026). *Dynamisierung und Großbatteriespeicher. Expertenaustausch AgNes am 14. Januar 2026*. Von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/14_01/6_FfE.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- Goldberg, M., & Glahn, S. (2025). *Der Baukostenzuschuss für Batteriespeicher nach der aktuellen BGH-Entscheidung: Finanzielle Hürde für Projektierer?* RdE, 505.
- Grabitz, E. (Begr.), Hilf, M. (fortg.), & Nettesheim, M. (Hrsg.). (2026). *Das Recht der Europäischen Union, 87. Ergänzungslieferung*. München, Januar 2026.
- Greb, K., Boewe, M., & Sieberg, C. (Hrsg.). (2025). *BeckOK EEG, 18. Edition*. München, Stand: 1.11.2025.
- Gundel, J. (2019). *Zur unionsrechtlichen Zulässigkeit normativer Vorgaben der Mitgliedsstaaten für die nationalen Energie-Regulierungsbehörden*. RdE, 493.
- Hahn, P. (2020). *Anmerkung zu BGH EnVR 58/18*. EnWZ, 65.
- Holznagel, B., & Schütz, R. (2019). *ARegV-Kommentar, 2. Auflage*. München.
- Huber, P. M., & Voßkuhle, A. (Hrsg.). (2024). *GG-Kommentar, 8. Auflage*. München.
- Jacob, M. (2020). *Anmerkung zum Beschluss des BGH vom 8. Oktober 2019 – Az. EnVR 58/18. N&R, 107*.
- Jahn, A. (2018). *Netzentgelte 2018: Problematische Umverteilung zulasten von Geringverbraucher*. Regulatory Assistance Project im Auftrag von Agora Energiewende. Von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/transparente-energie-wirtschaft/Agora_RAP_Netzentgelte_2018_WEB.pdf
- Jahn, A., Fritz, W., Maurer, C. (2021). *Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation. Impuls*. Regulatory Assistance Project und Consentec im Auftrag von Agora Energiewende. Von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_07_IND_FlexNetz/A-EW_224_Netzkostenallokation_WEB.pdf
- Jahn, A., Hümmer, B. (2025). *Netzentgelte: Langfristige Grenzkosten als Grundlage der Bepreisung*. Regulatory Assistance Project. Von <https://www.raponline.org/knowledge-center/netzentgelte-langfristige-grenzkosten-als-grundlage-der-bepreisung/>.
- Jarass, H. D. (Hrsg.), Pieroth, B. (Begr.), & Kment, M. (2024). *GG-Kommentar, 18. Auflage*. München.

- Jeddi, S., Sitzmann, A. (2019). *Netzentgeltsystematik in Deutschland – Status quo, Alternativen und europäische Erfahrungen*. *Z Energiewirtsch* 43, 245–267 (2019). <https://doi.org/10.1007/s12398-019-00265-6>
- Kment, M. (Hrsg.). (2023). *EnWG-Kommentar*, 3. Auflage. Baden-Baden.
- Kreuter-Kirchhof, C. (2021). *Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde? Verfassungsrechtliche Anforderungen an die Rechtsbindung der Verwaltung*. NVwZ, 589.
- Ludwigs, M. (Hrsg.). (2025). *Handbuch des EU-Wirtschaftsrechts*, 64. Ergänzungslieferung. München, August 2025.
- Meeus, L., & Schittekatte, T. (2020). *Who pays for the network when trade is international?* In L. Meeus, *The Evolution of Electricity Markets in Europe*, 68–82.
- Meinzenbach, J., Klein, R., & Uwer, D. (2021). *Grenzenlose Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörde? Eine kritische Würdigung der Schlussanträge des Generalanwalts in der Rs. C-718/18 und zugleich ein Ausblick auf mögliche Rechtswirkungen eines stattgebenden EuGH-Urteils auf das deutsche Regulierungssystem*. N&R, Heft 3–4, Beilage, 1.
- Meyer, J. H. (2021). *Die Netzentgeltsystematik Strom*. München.
- Morell-Dameto, N., Chaves-Ávila, J. P., Román, T. G. S., Schittekatte, T. (2023). *Forward-looking dynamic network charges for real-world electricity systems: A Slovenian case study*. *Energy Economics*, 125, 106866.
- Neon Neue Energieökonomik, Consentec. (2025). *Injection charges for cross-border grid cost recovery*. Im Auftrag von TenneT TSO GmbH. Von <https://neon.energy/Neon-Consentec-Injection-Charges.pdf>
- Neon Neue Energieökonomik. (2025). *Netzdienlichkeit von Großbatterien*. Im Auftrag von ECO STOR. Von <https://neon.energy/Neon-Netzdienlichkeit-Gro%C3%9Fbatterien.pdf>
- Pritzsche, K. U., & Vacha, V. (2024). *Energierrecht*, 2. Auflage. München.
- Ramsey, F. P. (1927). *A Contribution to the Theory of Taxation*. *The Economic Journal*, 37(145), 47–61.
- Sachs, M. (Begr.), von Coelln, C., & Mann, T. (2024). *GG-Kommentar*, 10. Auflage. München.
- Säcker, F. J. (2018–2019). *Berliner Kommentar zum Energierrecht*, 4. Auflage. Frankfurt am Main.
- Säcker, F. J., Appel, M., Koch, O., & Ludwigs, M. (2026). *BeckOGK Energierrecht*. München, Stand: 15.2.2026.
- Schilderoth, T. (2024). *Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor*. Stiftung Umweltenergie-recht. Von https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2024/09/Stiftung_Umweltenergierecht_Wuestudien_37_Netzengelte.pdf.
- Stern, K., Sodan, H., & Möstl, M. (Hrsg.). (2022). *Staatsrecht der Bundesrepublik Deutschland im europäischen Staatenverbund*, 2. Auflage. München.
- Svenska Kraftnät. (2026). *Prislista 2026 för Transmissionsnätet*. Von <https://www.svk.se/4ad78f/siteassets/aktorsportalen/anslut-till-transmissionsnatet/transmissionsnatstariff/aktuella-prislistor/prislista-transmissionsnatet-2026.pdf>.
- Theobald, C., & Kühling, J. (2026). *Energierrecht-Kommentar*, 133. Ergänzungslieferung. München, Januar 2026.

- Tiemann, P. H. (2024). *5359 industrial VEA load profiles (1.0.1)* [Data set] Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.13910298>
- Weidlich, A. (2025). *Dynamische Netzentgelte und ihre mögliche Ausgestaltung für Deutschland*. Universität Freiburg. <https://doi.org/10.6094/UNIFR/265452>
- ZHAW, Consentec, Kompetenzzentrum Thermische Energiespeicher. (2025). *Bedarf an Energiespeichern in der Schweiz*. Im Auftrag des Bundesamts für Energie. Von <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungssicherheit.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcH-VibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTIzOTI=.html>

A Weiterführende Analysen

A.1 Gleichzeitigkeitsfunktion auf Basis der Langfristszenarien

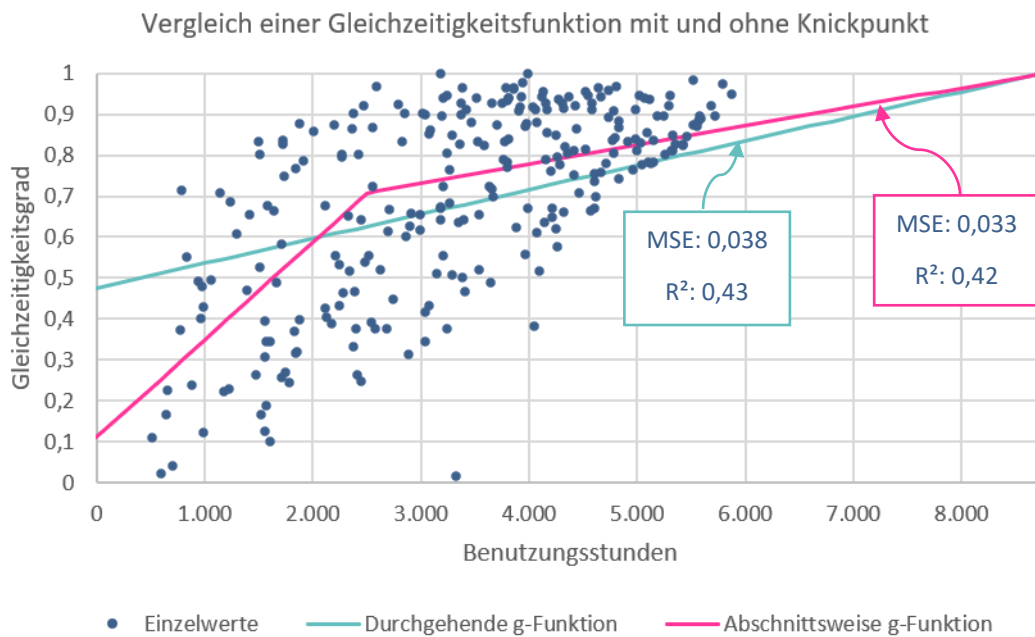


Bild 10.1 Modellbasierter Vergleich einer Gleichzeitigkeitsfunktion mit und ohne Knickpunkt auf Basis von Übertragungsnetzmodellierungen in den Langfristszenarien (T45-Strom Szenario mit Analysejahr 2025)

A.2 Analysen zum AP-KP-Modell auf Wahlkapazität

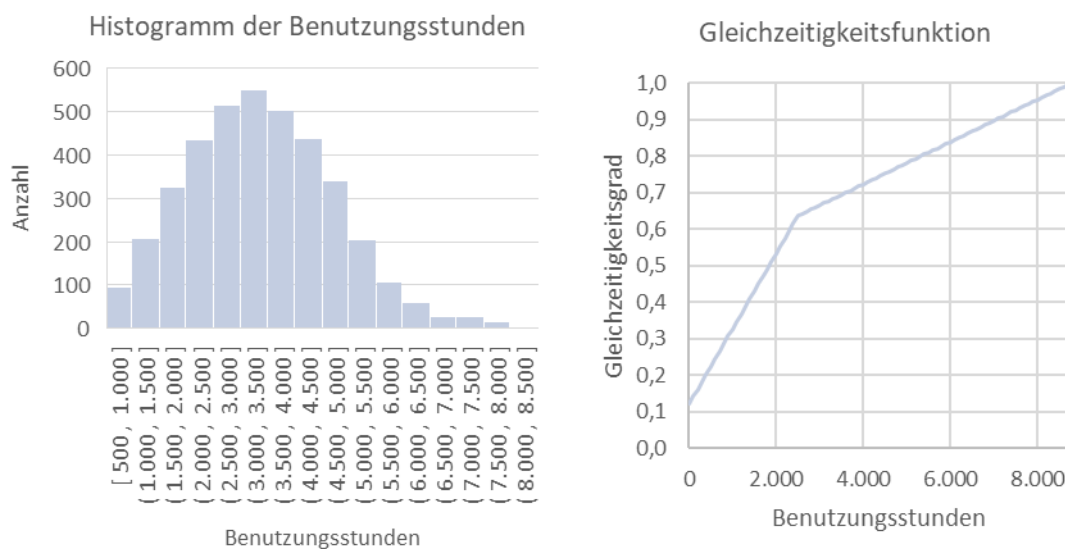


Bild 10.2 Charakterisierung des Nutzerkollektivs nach Benutzungsstunden und kalibrierte Gleichzeitigkeitsfunktion für den Status quo

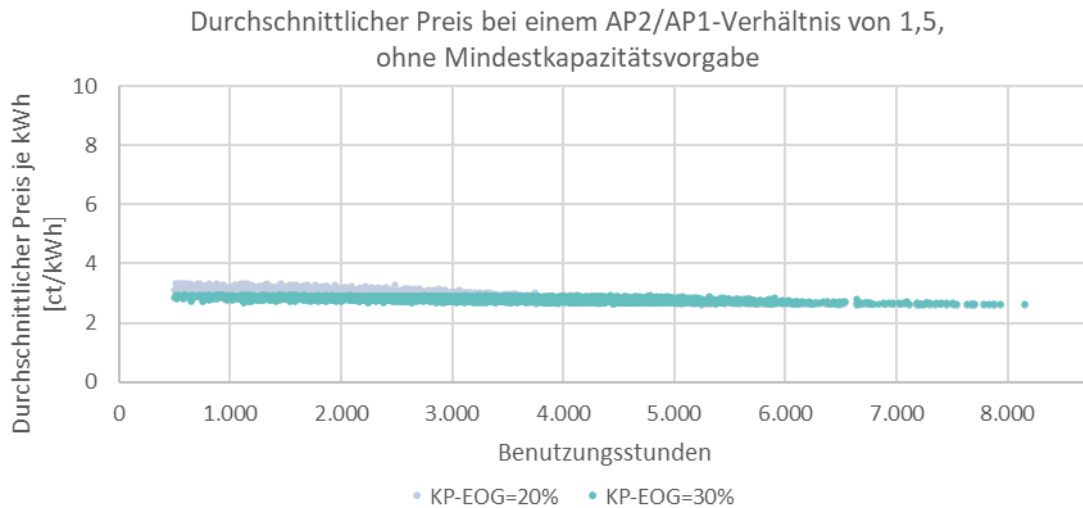


Bild 10.3 Durchschnittlicher Preis je kWh im AP-KP-Modell bei einem Verhältnis von AP2 zu AP1 von 1,5 und verschiedenen Erlösanteilen der Kapazitätsbepreisung ohne Mindestkapazität

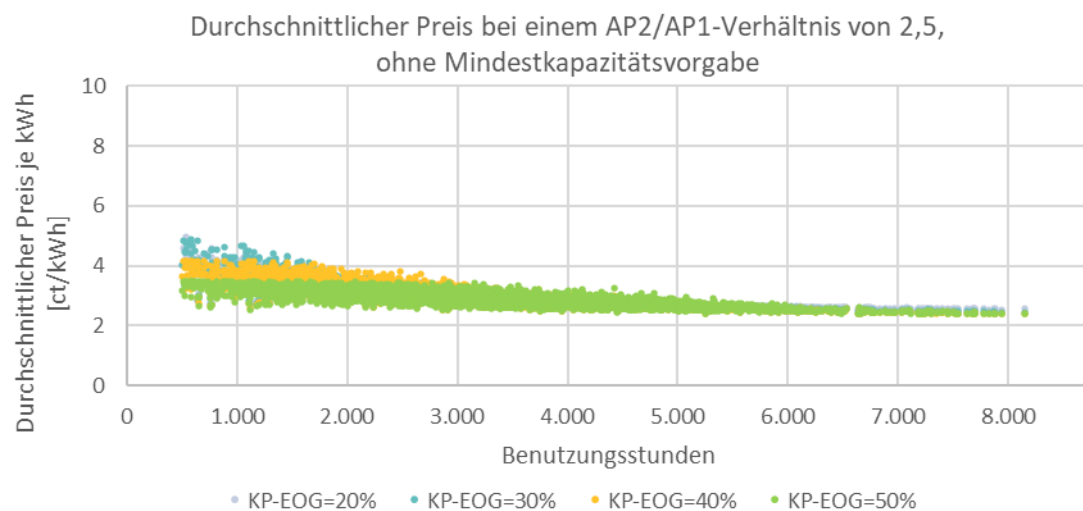


Bild 10.4 Durchschnittlicher Preis je kWh im AP-KP-Modell bei einem Verhältnis von AP2 zu AP1 von 2,5 und verschiedenen Erlösanteilen der Kapazitätsbepreisung ohne Mindestkapazität

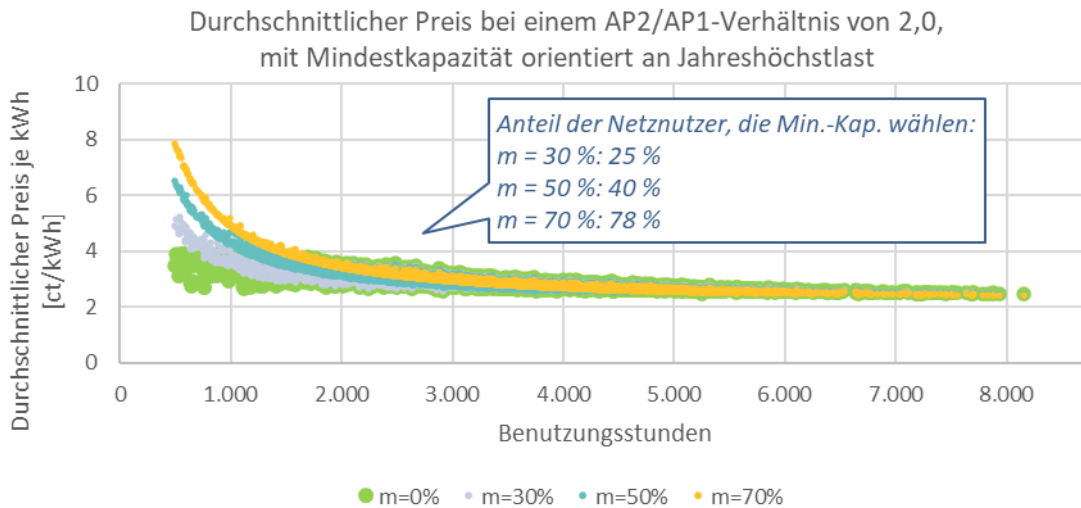


Bild 10.5 Durchschnittlicher Preis je kWh im AP-KP-Modell bei einem Verhältnis von AP2 zu AP1 von 2,0 und verschiedenen Mindestkapazitäten (m) anteilig an der Jahreshöchstlast mit einem Erlösanteilen der Kapazitätsbepreisung i. H. v. 30 %

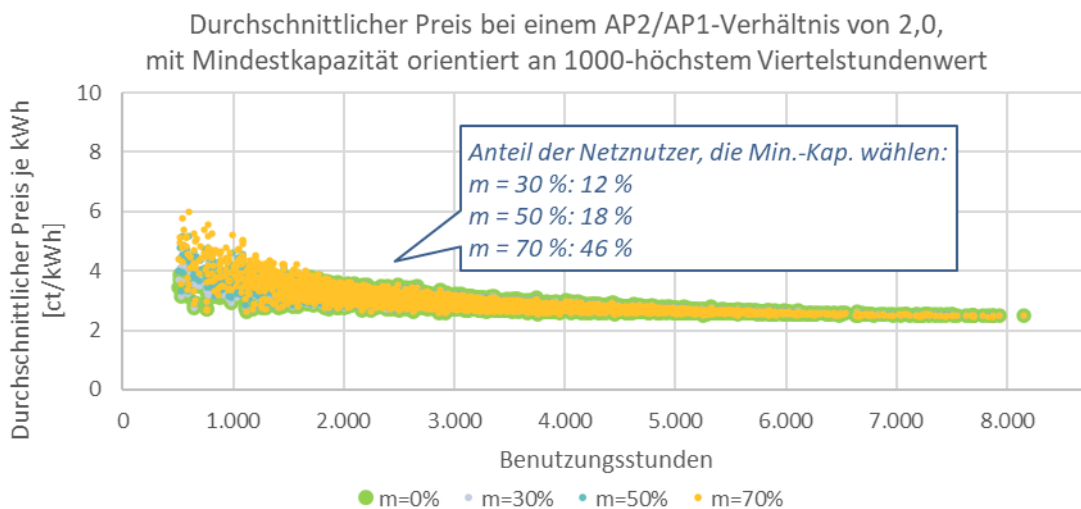


Bild 10.6 Durchschnittlicher Preis je kWh im AP-KP-Modell bei einem Verhältnis von AP2 zu AP1 von 2,0 und verschiedenen Mindestkapazitäten (m) anteilig an der Last in der 1000-höchsten Viertelstunde mit einem Erlösanteilen der Kapazitätsbepreisung i. H. v. 30 %

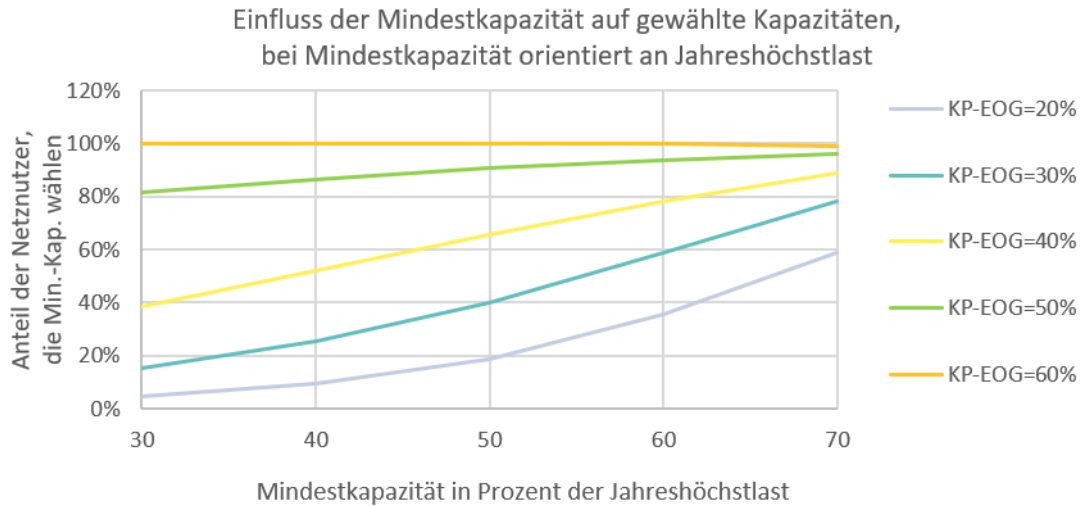


Bild 10.7 Anteil der Netznutzer, die genau die Mindestkapazität wählen, bei Orientierung der Mindestkapazität an der Jahreshöchstlast

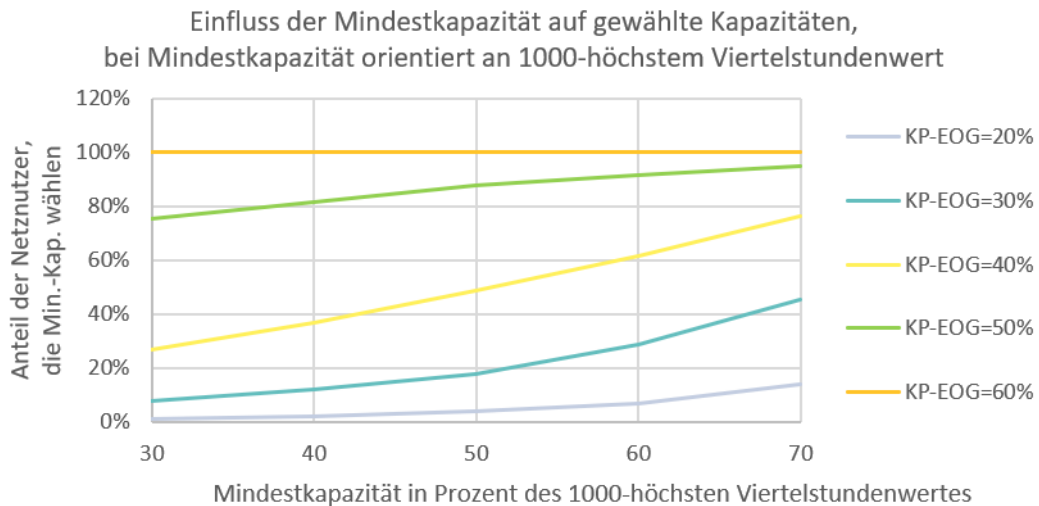


Bild 10.8 Anteil der Netznutzer, die genau die Mindestkapazität wählen, bei Orientierung der Mindestkapazität am 1000-höchsten Viertelstundenwert

A.3 Kostenwälzung bei mehreren vorgelagerten Netzebenen

Definition der Hilfsgrößen „zurechenbare Letztverbrauchsmengen“ $D_{i,j}$ der Netzebene i des VNB j basierend auf den netzbezogenen Verbrauchsmengen der direkt an der Ebene angeschlossenen Letztverbraucher $LV_{i,j}$:

VNB1	VNB2
$D_{7,1} = LV_{7,1}$	$D_{7,2} = LV_{7,2}$
$D_{6,1} = LV_{6,1} + D_{7,1} + 0,2D_{7,2}$	$D_{6,2} = LV_{6,2} + 0,8D_{7,2}$
$D_{5,1} = LV_{5,1} + D_{6,1} + 0,3D_{6,2}$	$D_{5,2} = LV_{5,2} + 0,7D_{6,2}$
$D_{4,1} = LV_{4,1} + D_{5,1} + 0,4D_{5,2}$	$D_{4,2} = LV_{4,2} + 0,6D_{5,2}$

Mithilfe von $D_{i,j}$ können die Wälzkosten $K_{i,j \rightarrow i+1,k}$ der Netzebene i des VNB j zur Netzebene $i + 1$ des VNB k basierend auf dem auf der Netzebene i des VNB j zu verteilendem Kostenblock $K_{i,j}$ wie folgt definiert werden:

Wälzkosten von...	Wälzkosten zu VNB1	Wälzkosten zu VNB2
NE3 zur NE4	$K_{3,1 \rightarrow 4,1} = K_{3,1} \cdot \frac{D_{4,1}}{D_{3,1}}$	$K_{3,1 \rightarrow 4,2} = K_{3,1} \cdot \frac{D_{4,2}}{D_{3,1}}$
NE4 zur NE5	$K_{4,1 \rightarrow 5,1} = K_{4,1} \cdot \frac{D_{5,1}}{D_{4,1}}$	$K_{5,2} = K_{4,1 \rightarrow 5,2} + K_{4,2 \rightarrow 5,2}$ $= K_{4,1} \cdot \frac{0,4D_{5,2}}{D_{4,1}} + K_{4,2} \cdot \frac{0,6D_{5,2}}{D_{4,2}}$
NE5 zur NE6	$K_{5,1 \rightarrow 6,1} = K_{5,1} \cdot \frac{D_{6,1}}{D_{5,1}}$	$K_{6,2} = K_{5,1 \rightarrow 6,2} + K_{5,2 \rightarrow 6,2}$ $= K_{5,1} \cdot \frac{0,3D_{6,2}}{D_{5,1}} + K_{5,2} \cdot \frac{0,7D_{6,2}}{D_{5,2}}$
NE6 zur NE7	$K_{6,1 \rightarrow 7,1} = K_{6,1} \cdot \frac{D_{7,1}}{D_{6,1}}$	$K_{7,2} = K_{6,1 \rightarrow 7,2} + K_{6,2 \rightarrow 7,2}$ $= K_{6,1} \cdot \frac{0,2D_{7,2}}{D_{6,1}} + K_{6,2} \cdot \frac{0,8D_{7,2}}{D_{6,2}}$