



Funktionsgerechtere Netzentgelte im Stromnetz – Ansätze zur Annäherung regionaler Entgeltlevels

Gutachten

für das

**Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung
des Landes Schleswig-Holstein**

Mercatorstraße 3, 24106 Kiel

25. November 2021

Funktionsgerechtere Netzentgelte im Stromnetz – Ansätze zur Annäherung regionaler Entgelt-niveaus

Gutachten

für das

**Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung
des Landes Schleswig-Holstein**

Mercatorstraße 3, 24106 Kiel

25. November 2021

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

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

E-Mail: info@consentec.de

<http://www.consentec.de>

Inhalt

Zusammenfassung	1
Abkürzungsverzeichnis	5
1 Hintergrund und Aufgabenstellung	7
2 Bestandsaufnahme	9
3 Lösungsansatz „Pauschale Kostenverteilung“	13
3.1 Grundkonzept und prinzipielle Wirkungen.....	13
3.2 Varianten der Refinanzierung des Ausgleichstopfs	14
3.3 Pauschale Methodik zur Abschätzung der EE-bedingten Mehrkosten	19
3.4 Quantitative Wirkungsanalyse.....	23
3.4.1 Funktionszusammenhang zur Abschätzung EE-bedingter Mehrkosten.....	23
3.4.2 Vorgehensweise und Datengrundlage	24
3.4.3 Bundesweites Ausgleichsvolumen	26
3.4.4 Wirkungen bei Refinanzierungsweg a)	26
3.4.5 Wirkungen bei Refinanzierungsweg b).....	31
3.4.6 Wirkungen bei Refinanzierungsweg c)	34
3.5 Rechtlich-regulatorische Umsetzung.....	36
3.6 Prozessuale Umsetzung	39
4 Lösungsansatz „Bidirektionale Kostenwälzung“	43
4.1 Grundkonzept und prinzipielle Wirkungen.....	43
4.2 Ausgestaltungsfragen	44
4.3 Quantitative Wirkungsanalyse.....	47
4.4 Rechtlich-regulatorische Umsetzung.....	50
4.5 Prozessuale Umsetzung	53
5 Literatur/Quellen	54

Zusammenfassung

EE-Integration führt zu wachsenden regionalen Netzentgeltunterschieden

Der zur Umsetzung der Energiewende erforderliche massive Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien (EE) führt zu stetig wachsenden Anforderungen an die Stromnetze. Dies betrifft nicht nur die Netze der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), über die der eingespeiste Strom großräumig weitergeleitet wird, sondern auch in starkem Ausmaß die Verteilernetze, an die der überwiegende Teil der EE-Anlagen angeschlossen wird. Die betroffenen Verteilernetzbetreiber (VNB) sind hierdurch mit teilweise erheblichem Ausbau- und Umstrukturierungsbedarf ihrer Netze und dementsprechenden Kostensteigerungen konfrontiert. Der EE-Zubau ist allerdings höchst ungleich über das Bundesgebiet verteilt. In einigen Netzgebieten – insbesondere in einigen „Flächennetzgebieten“ mit ländlicher und kleinstädtischer Gebietsstruktur – überschreitet die installierte Leistung der EE-Anlagen bereits heute die Verbrauchslast um ein Mehrfaches. In vielen anderen Netzgebieten hat die EE-Integration hingegen noch nicht zu nennenswertem Ausbaubedarf und somit auch kaum zu Kostensteigerungen geführt.

Durch diese Entwicklung wird eine Problematik im Bereich der Stromnetzentgelte verschärft, die bereits ohnedies fragwürdige Wirkungen hervorruft: Die regionalen Niveauunterschiede der Netzentgelte nehmen hierdurch immer weiter zu. Besonders betroffen sind hiervon Flächennetzgebiete im Norden und Osten Deutschlands. Wie die Bestandsaufnahme im Rahmen dieser Untersuchung zeigt, liegt das Netzentgeltniveau etwa bei der Schleswig-Holstein Netz AG je nach Netzebene um einen Faktor von rund 2 bis 3 höher als bei verschiedenen großstädtischen VNB. Diese Spreizung der Entgeltniveaus ist zwar nicht ausschließlich, aber zu einem wachsenden Teil darauf zurückzuführen, dass die mit der Integration der EE-Anlagen verbundenen Mehrkosten in den Verteilernetzen heute vollständig von den Letztverbrauchern in den jeweiligen Netzgebieten getragen werden, in denen der Netzausbau erfolgt. Anders als bei den Netzentgelten der ÜNB, die aktuell schrittweise und ab Januar 2023 vollständig vereinheitlicht werden, findet keine bundesweite Sozialisierung von Netzkosten der VNB statt (abgesehen von Sonderpositionen wie den Entlastungen für stromintensive industrielle Großverbraucher).

Diese Entwicklung bei den Netzentgelten kann mindestens in dem Umfang, in dem sie auf die Integration von EE-Anlagen zurückzuführen ist, schwerlich als sachgerecht und fair angesehen werden. Der EE-Zubau dient der Transformation der Stromerzeugung auf der gesamten nationalen Ebene und erfolgt auf Basis nationaler Fördermechanismen. Daher erscheint ein bundesweiter Ausgleich der hierdurch verursachten netzseitigen Mehrkosten auf der Verteilungsebene ebenso gerechtfertigt wie auf der Übertragungsebene, wo er auch mit derselben Argumentation begründet wurde. Dabei geht es nicht nur um die Frage nach einer fairen Netzkostenallokation, sondern auch um die mit dieser Entwicklung einhergehenden problematischen Anreizwirkungen für die Netznutzerinnen und Netznutzer. So kann der Fehlanreiz entstehen, Verbrauchseinrichtungen etwa im industriellen Bereich, die geeignet wären, flexibel auf Angebotsschwankungen der EE-Anlagen zu reagieren, gerade nicht dort zu errichten, wo überdurchschnittlich viel EE-Strom eingespeist wird, sondern in Netzgebieten mit möglichst niedrigem Netzentgeltniveau.

Vor diesem Hintergrund erscheint es geboten, Instrumente zu entwickeln, mit denen die regionalen Entgeltunterschiede der VNB – sofern nicht sogar eine Verständigung auf einen bundesweiten Vereinheitlichungsprozess wie bei den ÜNB-Netzentgelten erzielt werden kann – durch eine Sozialisierung mindestens der EE-getriebenen Mehrkosten gedämpft werden können. In diesem Gutachten werden zwei hierfür in Frage kommende Lösungsansätze untersucht.

Mögliche Lösungsansätze: Pauschale Kostenverteilung und bidirektionale Kostenwälzung

Beide betrachteten Lösungsansätze führen dazu, dass ein Teil der Netzkosten derjenigen VNB, bei denen aufgrund hoher EE-Durchdringung signifikante Mehrkosten auftreten, bundesweit oder zumindest in einem größeren Netznutzerkreis sozialisiert wird:

- **Pauschale Kostenverteilung:** Bei diesem Ansatz werden die EE-bedingten Mehrkosten der betroffenen VNB auf pauschale Weise abgeschätzt und bundesweit sozialisiert. Für die Refinanzierung der auszugleichenden Kosten kommen verschiedene Wege in Frage. In diesem Gutachten werden drei Optionen näher untersucht, und zwar
 - die Einbeziehung des Ausgleichsvolumens in die Erlösbergrenzen der ÜNB, so dass die Refinanzierung über die Netzentgelte der ÜNB und – aufgrund der üblichen „top-down“-Kostenwälzung – über die Netzentgelte aller VNB erfolgt,
 - die „ebenenpezifische horizontale Kostenwälzung“, d. h. einen für jede Netz- und Umspannebene separat vorgenommenen bundesweiten Kostenausgleich unter allen VNB, die die jeweilige Ebene betreiben, so dass die Refinanzierung vollständig über die Netzentgelte der VNB (und nicht der ÜNB) erfolgt, und
 - die Deckung über eine neue kWh-bezogene Umlage, die von allen Letztverbrauchern erhoben wird, ggf. unter Anwendung von Privilegierungsregelungen wie etwa bei der Offshore-Netzumlage.
- **Bidirektionale Kostenwälzung:** Dieser Ansatz sieht vor, dass neben der bisherigen „top-down“-Kostenwälzung auch eine Kostenwälzung in Aufwärtsrichtung stattfindet, wenn erhebliche Rückspeisungen von einer nachgelagerten in eine vorgelagerte Netz- oder Umspannebene auftreten. Dies würde durch Zahlungen zwischen den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern realisiert, die sich nach der Höhe der Rückspeisungen richten. Solche Zahlungen müsste jeder VNB kalkulatorisch auch bei der Kostenwälzung zwischen den von ihm betriebenen Netz- und Umspannebenen berücksichtigen.

Diese Lösungsansätze weisen weiteren Ausgestaltungsbedarf auf. Bei der pauschalen Kostenverteilung muss z. B. festgelegt werden, wie die zu verteilenden Kosten- bzw. Erlösanteile in Abhängigkeit von der EE-Durchdringung in einem Netzgebiet ermittelt werden und welche Elemente der Erlösbergrenzen der VNB hierbei berücksichtigt werden. Für diese und weitere Aspekte werden in diesem Gutachten Gestaltungsvorschläge entwickelt. Hierauf aufbauend werden die Lösungsansätze und Varianten konzeptionell sowie quantitativ auf ihre Wirkungen hin untersucht und Möglichkeiten der rechtlichen und prozessualen Umsetzung aufgezeigt.

Beide Ansätze würden – unterschiedlich stark – zur Zielerreichung beitragen

Es zeigt sich, dass beide Lösungsansätze bei der vorgeschlagenen Ausgestaltung zu einer bereits heute erheblichen und bis 2030 weiter zunehmenden Entlastung der von EE-bedingten Mehrkosten betroffenen VNB bzw. ihrer Netznutzer beitragen würden.

Das für die **pauschale Kostenverteilung** abgeschätzte Ausgleichsvolumen beträgt bundesweit rund 1,6 bzw. 2,3 Mrd. Euro für die Jahre 2021 bzw. 2030. Die hiermit erzielbaren Entlastungen hängen stark von dem gewählten Refinanzierungsweg, der betrachteten Netz-/Umspannebene, der EE-Durchdringung und weiteren Gebietseigenschaften ab. Sie liegen in der Regel im zweistelligen Prozentbereich, vereinzelt mit Werten bis zu ca. 70 %, und sind in der Mittelspannungsebene besonders ausgeprägt. Im Gegenzug ergeben sich bei den VNB, die über den

Ausgleichsmechanismus zusätzliche Kosten zugewälzt bekommen, Anstiege der Entgelt-niveaus, die ebenfalls in den zweistelligen Prozentbereich reichen können, aber selten über 20 % liegen.

Besonders stark vom Refinanzierungsweg abhängig sind die Auswirkungen auf das Netzentgelt-niveau der ÜNB: Bei einer Refinanzierung des Ausgleichsvolumens über die Netzentgelte der ÜNB würden diese für das Höchstspannungsnetz um rund 30 % in 2030 zunehmen. Dies hätte starke Auswirkungen auf die Entgeltbelastung der direkt an diese Ebene angeschlossenen Groß-verbraucher. Bei der Variante einer ebenenspezifischen horizontalen Kostenwälzung würde diese Mehrbelastung im Höchstspannungsnetz hingegen völlig ausbleiben, und bei Einführung einer neuen Umlage hingen die Wirkungen für Großverbraucher davon ab, ob hierbei Privilegie-regelungen wie etwa bei der Offshore-Netzumlage vorgesehen werden.

Bei der **bidirektionalen Kostenwälzung** ergeben sich ebenfalls erhebliche, wenn auch im Ver-gleich etwas geringere Entlastungswirkungen für die betroffenen VNB. Auch die Mehrbelastun-gen bei den übrigen VNB fallen hier etwas niedriger aus als bei der pauschalen Kostenverteilung. Diese Wirkungsunterschiede haben einen systematischen Charakter, da sie auf eine prinzipielle und eher fragwürdige Eigenschaft der bidirektionalen Kostenwälzung zurückzuführen sind: Bei diesem Ansatz wird nur ein Teil der Kosten, die in den zusätzlichen Wälzungsmechanismus ein-gehen, tatsächlich bundesweit sozialisiert; der andere Teil wird lediglich innerhalb des jeweili-gen Netzgebiets in überlagerte Netz-/Umspannebenen „hochgewälzt“ und von den dort ange-schlossenen Letztverbrauchern getragen.

Rechtliche und prozessuale Umsetzung machbar, mit gestaltungsabhängigem Aufwand

Die Überlegungen zu Umsetzungsmöglichkeiten im rechtlich-regulatorischen Rahmen und zur prozessualen Einbettung in den jährlichen Prozess der Netzentgeltkalkulation lassen bei keiner der betrachteten Lösungsvarianten unüberwindbare Hindernisse erkennen. In allen Fällen las-sen sich potenziell geeignete Anknüpfungspunkte für die erforderlichen Regelungen im Rechts-rahmen finden. Diese Überlegungen stehen allerdings unter dem Vorbehalt, dass der Rechtsrah-men für (unter anderem) die Netzentgeltsystematik aufgrund des EuGH-Urteils zur Unabhängig-keit der Bundesnetzagentur grundlegend angepasst werden muss.

Der prozessuale Umsetzungsaufwand hängt stark von der Ausgestaltungsvariante ab. Hierbei sticht die Variante der ebenenspezifischen horizontalen Kostenwälzung bei der pauschalen Kos-tenverteilung als besonders aufwändig hervor: Hierfür müsste voraussichtlich eine koordinie-rende Instanz etabliert werden, die Zahlungsansprüche und -verpflichtungen aller rund 900 VNB ermittelt und die Zahlungsflüsse verwaltet. Die anderen Refinanzierungswege bei der pauschalen Kostenverteilung ließen sich hingegen relativ unaufwändig in Anlehnung an bereits etab-lierte Ausgleichs- bzw. Umlagemechanismen umsetzen. Bei der bidirektionalen Kostenwälzung wäre der Umsetzungsaufwand wiederum etwas höher, wenn auch deutlich weniger hoch als bei der ebenenspezifischen horizontalen Kostenwälzung. Hierfür müsste die Aufwärtswälzung als ein zusätzlicher Prozessschritt etabliert werden, wodurch auch der Prozess der Netzentgeltkal-kulation aller Netzbetreiber um rund zwei Wochen verlängert würde.

Pauschale Kostenverteilung erscheint aus verschiedenen Gründen vorzugswürdig

Die Untersuchungsergebnisse zeigen, dass beide betrachteten Lösungsansätze gangbar sind und deutlich zum Abbau der durch die EE-Integration bedingten Unterschiede in den Netzentgelt-niveaus beitragen würden. Es sprechen aber verschiedene grundsätzliche Aspekte dafür, die pau-schale Kostenverteilung gegenüber der bidirektionalen Kostenwälzung zu bevorzugen:

- Das prinzipielle Merkmal der bidirektionalen Kostenwälzung, dass sozialisierungswürdige Netzkosten nur zum Teil bundesweit sozialisiert und im Übrigen innerhalb des betroffenen Netzgebiets den Nutzern höherer Netz-/Umspannebenen angelastet werden, ist angesichts des nationalen Charakters des EE-Zubaus schwer zu rechtfertigen. Es führt in den betroffenen Gebieten zu fragwürdigen Verteilungswirkungen und dürfte die Akzeptanz des Ansatzes deutlich erschweren.
- Die bidirektionale Kostenwälzung ist konzeptionell eng mit der weit verbreiteten, sachlich aber nicht haltbaren Auffassung verbunden, die Netzkosten seien in erster Linie mit der Höhe der Stromflüsse korreliert. Die Umsetzung dieses Ansatzes könnte daher die Orientierung der Netzentgelte an der Höhe der Stromflüsse verstärken und die Orientierung an anderen höchst relevanten Kostentreibern wie der Netzstruktur und Transportkapazität schwächen. Dies könnte perspektivisch eine mit Blick auf die Anreizwirkungen der Netzentgelte wünschenswerte Weiterentwicklung hin zu mehr „Kostenreflexivität“, für die in den letzten Jahren verschiedene Reformoptionen vorgeschlagen wurden, erschweren.

Unter den Refinanzierungswegen, die als Gestaltungsoptionen für die pauschale Kostenverteilung untersucht wurden, weist keine Option ausschließlich Vor- oder Nachteile auf:

- Die Refinanzierung über die ÜNB-Netzentgelte wäre konzeptionell konsistent mit der bestehenden Netzentgeltsystematik, hätte aber starke Mehrbelastungen vor allem im Industriesektor zur Folge.
- Die ebenenspezifische horizontale Kostenwälzung vermeidet derartige Umverteilungen über die höheren Netz-/Umspannebenen, weist aber unter allen Varianten den höchsten Umsetzungsaufwand auf. Hier könnte ggf. erwogen werden, den Umsetzungsaufwand über größenabhängige Vereinfachungen ähnlich wie bei der Anreizregulierung zu begrenzen.
- Die Umsetzung über eine Umlage wäre einfach realisierbar und hinsichtlich der Wirkungen für Großverbraucher gezielt gestaltbar, allerdings konzeptionell weniger naheliegend, da dann ein Teil der Netzkosten nicht mehr über die gewohnten Prinzipien der Netzentgeltsystematik verteilt würde.

Daher lässt sich ohne Weiteres keine eindeutige Präferenz für eine der Varianten ableiten. Hierzu ist abschließend anzumerken, dass die untersuchten Refinanzierungswege nicht die einzig vorstellbaren sind. So wäre es alternativ beispielsweise auch denkbar und nicht abwegig, eine partielle oder vollständige Deckung des Ausgleichsvolumens durch Haushaltsmittel des Bundes in Betracht zu ziehen, so wie das EnWG bereits heute die Möglichkeit vorsieht, ab 2023 einen Teil der Übertragungsnetzkosten über Bundeszuschüsse zu decken.

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
EE	Erneuerbare Energien
EOG	Erlösobergrenze
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
MS	Mittelspannung
NEMoG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
NS	Niederspannung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilernetzbetreiber

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Die in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geregelte Netzentgeltsystematik für die Stromversorgungsnetze in Deutschland sieht als Grundsatz vor, dass jeder Netzbetreiber für sein Netzgebiet eigene Netzentgelte kalkuliert, differenziert nach den von ihm betriebenen Netz- und Umspannebenen. Ausgangspunkt für die Kalkulation ist die Höhe der Netzkosten – oder genauer die von der zuständigen Bundes- oder Landesregulierungsbehörde festgelegte Erlösobergrenze (EOG) – des einzelnen Netzbetreibers. Dies führt dazu, dass die Letztverbraucher, die direkt oder über nachgelagerte Netze an das Netz eines Netzbetreibers angeschlossen sind, die in diesem Gebiet anfallenden Netzkosten vollständig tragen. Zusätzlich tragen diese Verbraucherinnen und Verbraucher einen Teil der Netzkosten vorgelagerter Netz- und Umspannebenen, da die Netzkosten im Zuge der „Kostenwälzung“ kaskadenartig von den oberen zu den unteren Netz- und Umspannebenen anteilig herabgewälzt werden.

Für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist der Gesetzgeber mit dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) von 2017 allerdings von diesem Grundsatz abgerückt: Die Netzentgelte der ÜNB werden zurzeit schrittweise angeglichen und ab Anfang 2023 vollständig vereinheitlicht. Dies hat keine direkten Auswirkungen auf die Erträge der einzelnen ÜNB, sondern wird über einen Ausgleichsmechanismus im Bereich der Netzentgelte umgesetzt. Es wird weiterhin für jeden ÜNB eine individuelle EOG nach den Vorschriften der StromNEV und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ermittelt, und Mehr- und Mindereinnahmen infolge der Vereinheitlichung der Netzentgelte werden durch Ausgleichszahlungen unter den ÜNB ausgeglichen.

Diese Anpassung der Entgeltsystematik wurde damit begründet, dass die Netzkosten der ÜNB zunehmend von Einflussfaktoren getrieben werden, die auf nationale, nicht allein einem einzelnen Netzgebiet zuzuschreibende Aufgaben zur Realisierung der Energiewende zurückgehen. Ein besonders kostenrelevanter Faktor ist hierbei die Integration von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen), die zur Erreichung nationaler EE-Ziele und auf Basis nationaler Fördermechanismen errichtet werden. Die hierdurch verursachten Netzkosten der ÜNB resultieren unter anderem aus dem erforderlichen massiven Netzausbau und den hohen Engpassmanagementkosten infolge von Verzögerungen bei der Umsetzung des Netzausbaus.

Dieser kostentreibende Einflussfaktor hat auch bei einem Teil der Verteilernetzbetreiber (VNB) erhebliche Bedeutung. Besonders betroffen hiervon sind Flächennetzbetreiber im Norden und Osten Deutschlands, an deren Netze bereits heute teilweise EE-Anlagen mit installierten Leistungen in einem Umfang angeschlossen sind, der die lokale Höchstlast um ein Mehrfaches übersteigt (siehe z. B. [1]). In diesen Gebieten fallen wie bei den ÜNB erhebliche Mehrkosten für die EE-Integration an, sowohl durch Netzausbau als auch durch erforderliches Engpassmanagement (zurzeit v. a. in Form der bisher als „Einspeisemanagement“ bezeichneten Abregelung von EE-Anlagen).

Diese Kostenentwicklung trägt zunehmend dazu bei, dass die Unterschiede in den regionalen Netzentgelt-niveaus anwachsen. Hierbei sind die oben erwähnten VNB in Nord- und Ostdeutschland doppelt betroffen, weil sie bereits ohne die vom EE-Zubau getriebenen Mehrkosten überdurchschnittlich hohe Netzentgelt-niveaus aufweisen, u. a. aufgrund der dünnen Siedlungsstruktur in ihren Gebieten. Die hohe Spreizung der regionalen Entgelt-niveaus ist in verschiedener Hinsicht problematisch für eine effiziente Umsetzung der Energiewende:

- Eine breite Akzeptanz der Energiewende und der damit einhergehenden Mehrkosten bei der Energieversorgung setzt unter anderem voraus, dass die Mechanismen der Kostenallokation zumindest weitgehend als fair empfunden werden. Dies wird aber zunehmend in

Frage gestellt, wenn Letztverbraucher in bestimmten Gebieten erhebliche netzseitige Mehrkosten tragen müssen, die durch den auf nationaler Ebene beschlossenen EE-Zubau verursacht werden.

- Neben Fragen der Kostenallokation sind auch die Anreizwirkungen zu beachten, die die Netzentgelte – beabsichtigt oder unbeabsichtigt – den Verbraucherinnen und Verbrauchern vermitteln. Die starke Spreizung der regionalen Netzentgeltelniveaus führt bereits grundsätzlich zu einer Ortsabhängigkeit der Anreizwirkungen, die sich ökonomisch kaum rechtfertigen lässt. In Bezug auf energiewenderelevante Verbrauchseinrichtungen wie z. B. Elektrolyseanlagen, die geeignet wären, flexibel auf Angebotsschwankungen der EE-Anlagen zu reagieren, führt die oben skizzierte Entwicklung aber zu besonders ausgeprägten Fehlanreizen, da sie gerade dort hohe Netzentgelte bewirkt, wo überdurchschnittlich viel EE-Leistung installiert ist. (Mit diesen und anderen problematischen Anreizwirkungen der heutigen Netzentgelte befasst sich u. a. ein kürzlich durch uns erarbeitetes Impulspapier [2].)

Aus diesen Gründen erscheinen Maßnahmen zur Annäherung der regionalen Netzentgeltelniveaus im Bereich der Verteilernetze ebenso gerechtfertigt wie bei den ÜNB. Im Zusammenhang mit der Ausgestaltung des NEMoG wurde bereits intensiv diskutiert, ob die Netzentgelte der VNB nicht sogar ebenfalls bundesweit vereinheitlicht werden sollten. Dieser Vorschlag, der politisch keine Mehrheit fand, wäre aus ökonomischer Sicht – insbesondere mit Blick auf die Anreizwirkungen der Netzentgelte – durchaus gerechtfertigt. Zumindest erscheint es aber kaum vertretbar, dass nicht wenigstens die mit der EE-Integration einhergehenden netzseitigen *Mehrkosten* auf geeignete Weise bundesweit sozialisiert werden, denn hier kann eine Verursachung durch die Verbraucher in den betroffenen Netzgebieten schwerlich argumentiert werden.

Vor diesem Hintergrund hat uns das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein (MELUND) damit beauftragt, zwei mögliche Lösungsansätze für die oben geschilderte Problematik vertieft zu untersuchen. Diese durch uns bereits 2018 in einer Studie für das Bundeswirtschaftsministerium [3-4] aufgezeigten Lösungsansätze sind

- ein hier als „pauschale Kostenverteilung“ bezeichneter bundesweiter Ausgleichsmechanismus für die Anteile der Netzkosten, die mit einem pauschalen Abgrenzungsschlüssel als EE-bedingte netzseitige Mehrkosten identifiziert werden, und
- eine Weiterentwicklung des Prinzips der Kostenwälzung, die bisher von den oberen zu den unteren Netz- und Umspannebenen stattfindet, hin zu einer „bidirektionalen Kostenwälzung“, die unter bestimmten Bedingungen eine Kostenweitergabe von nachgelagerten an vorgelagerte Netz- oder Umspannebenen vorsieht.

Mit der Funktionsweise und Umsetzungsmöglichkeiten dieser Lösungsansätze sowie den in unserer Untersuchung gewonnenen qualitativen und quantitativen Bewertungsergebnissen befassen wir uns in den Kapiteln 3 und 4 des vorliegenden Gutachtens. Vorab zeigen wir in einer Bestandsaufnahme in Kapitel 2 auf, welche Unterschiede in den regionalen Netzentgeltelniveaus bereits heute vorherrschen und wie diese sich bei unveränderter Netzentgeltsystematik bis 2030 voraussichtlich entwickeln würden.

2 Bestandsaufnahme

Die nachfolgende Bestandsaufnahme soll veranschaulichen, wie stark sich die Netzentgelt-niveaus der VNB in unterschiedlichen Regionen Deutschlands und unterschiedlich strukturierten Gebieten (städtische VNB vs. Flächen-VNB) bereits heute unterscheiden. Hierzu werden aus den rund 900 VNB der Übersichtlichkeit halber 32 VNB ausgewählt, deren Netzgebiete einen großen Teil Deutschlands abdecken; hiervon betreiben 25 VNB auch ein Hochspannungsnetz. Die Auswahl umfasst die meisten großen Flächen-VNB sowie die städtischen VNB der größten und einiger mittelgroßer deutscher Städte. Die Auswertungen beruhen auf den für das Jahr 2021 veröffentlichten Netzentgelten exklusive Mehrwertsteuer und sonstigen Abgaben und Umlagen.

Zunächst werden die Netzentgelt-niveaus in Form der „spezifischen Jahreskosten“ für die Netzebenen Niederspannung (Bild 2.1), Mittelspannung (Bild 2.2) und Hochspannung (Bild 2.3) betrachtet. Die spezifischen Jahreskosten sind eine Zwischengröße der Netzentgeltkalkulation, die sich gemäß § 16 Abs. 1 StromNEV ergibt, indem die Jahreskosten (oder genauer die EOG) einer Netz- oder Umspannebene durch die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Ebene dividiert wird. Diese Größe ist für einen Niveauvergleich gut geeignet, da sie von den Abnahmewerten (Leistung und Arbeit) des einzelnen Netznutzers unabhängig ist und direkt aus den veröffentlichten Netzentgelten ermittelt werden kann.

Der Vergleich zeigt, dass die Entgelt-niveaus in allen Netzebenen von VNB zu VNB erhebliche Unterschiede aufweisen. Zwischen den höchsten und niedrigsten Niveaus liegt in der Nieder- und der Mittelspannungsebene ungefähr der Faktor 3,5 und in der Hochspannungsebene ungefähr der Faktor 2,5. Besonders hohe Entgelt-niveaus treten vielfach – aber nicht ausschließlich – bei Flächennetzen mit hoher EE-Durchdringung wie z. B. dem Netz der Schleswig-Holstein Netz AG auf, die je nach Netzebene das höchste oder zweithöchste Niveau unter den betrachteten VNB aufweist. Besonders niedrige Entgelt-niveaus zeigen sich bei einigen – aber nicht allen – großstädtischen VNB. Vereinzelt hängt die Position in der Rangfolge stark von der Netzebene ab; so liegt das Entgelt-niveau der SW Kiel Netz GmbH auf der Mittelspannungsebene sehr niedrig, auf der Niederspannungsebene hingegen im oberen Mittelfeld.

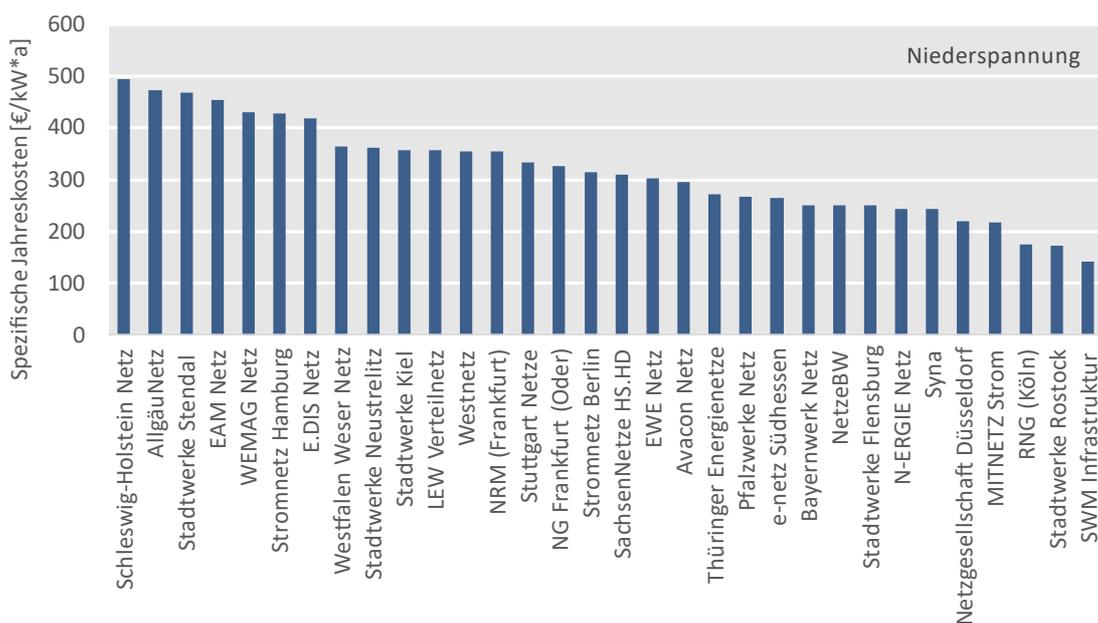


Bild 2.1 Vergleich der spezifischen Jahreskosten 2021 für die Niederspannungsebene

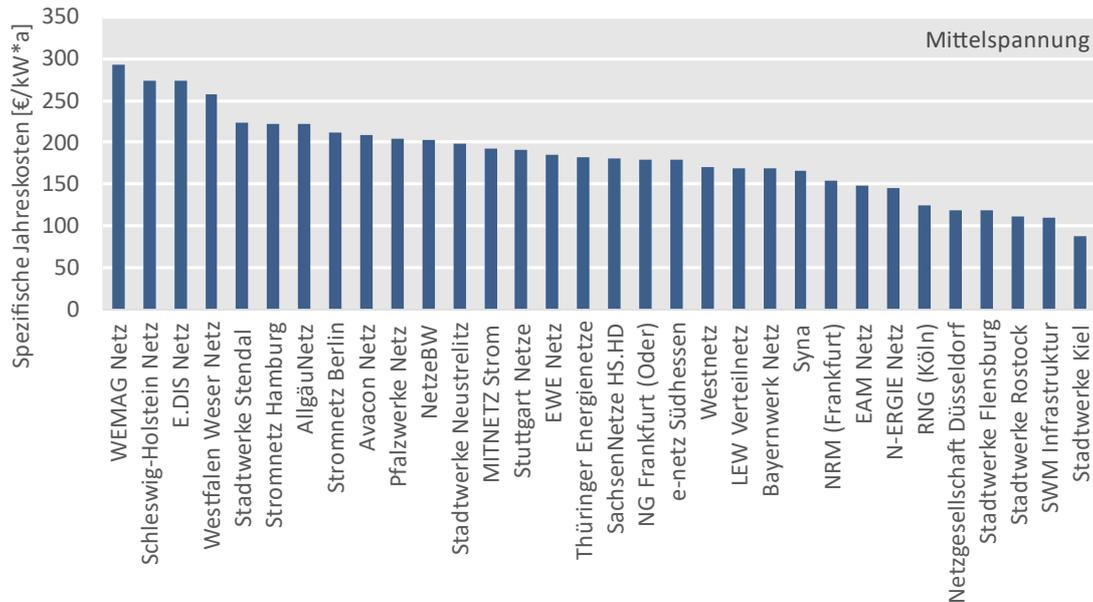


Bild 2.2 Vergleich der spezifischen Jahreskosten 2021 für die Mittelspannungsebene

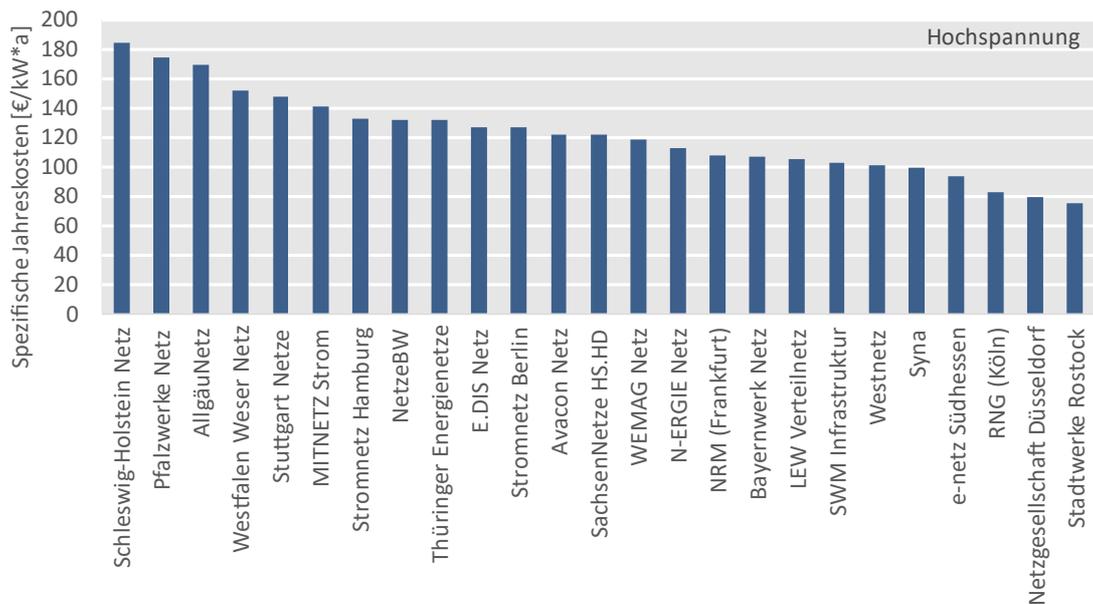


Bild 2.3 Vergleich der spezifischen Jahreskosten 2021 für die Hochspannungsebene

Entgeltvergleich für konkrete Abnahmefälle

In Bild 2.4 werden die Netzentgelt-niveaus anhand verschiedener konkreter Abnahmefälle gegenübergestellt. Dargestellt ist hier jeweils der Quotient aus dem jährlichen Netzentgelt und dem Jahresverbrauch, so dass sich Angaben in ct/kWh ergeben. Die für die Abnahmefälle angenommenen jährlichen Verbrauchsmengen und – außer bei den Haushalten – Jahreshöchstleistungen und Benutzungsdauern sind in Tabelle 2.1 aufgeführt. Die Abnahmefälle für die Nieder- und Mittelspannungsebene entsprechen den Fällen, die die Bundesnetzagentur im Rahmen ihres regelmäßigen Monitorings betrachtet (siehe [5], wo sich in den Abbildungen 63-65 auch geografische Übersichten der Netzentgelt-niveaus für diese Abnahmefälle finden). Den Hochspannungs-Abnahmefall haben wir ergänzt.

Bestandsaufnahme

Bei der Bezeichnung der Abnahmefälle in der Legende von Bild 2.4 werden die branchenüblichen Abkürzungen NS, MS und HS für die Netzebenen Nieder-, Mittel- und Hochspannung verwendet. Diese Abkürzungen sowie die Abkürzung HöS für Höchstspannung werden auch im Weiteren verwendet. Dies schließt auch die üblichen Bezeichnungen für Umspannebenen wie z. B. MS/NS für die Umspannebene Mittel-/Niederspannung ein.

Die Ergebnisse in Bild 2.4 bestätigen die starke Spreizung der Entgelt-niveaus unter den betrachteten VNB. Insbesondere zeigt sich hier aber, dass die Entgelte auch maßgeblich von den konkreten Verbrauchs- und Leistungswerten abhängen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich die Verhältnisse der Entgeltkomponenten (Arbeits-, Leistungs- und Grundpreise) zueinander von VNB zu VNB stark unterscheiden können, und zwar selbst dann, wenn die spezifischen Jahreskosten nah beieinander liegen. Sehr anschaulich zeigt sich dies bei den Niederspannungs-Netz-entgelten der Schleswig-Holstein Netz AG und der Stadtwerke Stendal. Die spezifischen Jahreskosten für diese Netzebene liegen bei diesen VNB auf ähnlichem (hohem) Niveau, wie aus Bild 2.1 hervorgeht. Für die beiden betrachteten Niederspannungs-Abnahmefälle ergibt sich aber ein sehr uneinheitliches Bild: Während das Entgelt für den Haushaltskunden bei Schleswig-Holstein Netz deutlich höher ist als bei den Stadtwerken Stendal, ist das Entgelt für den Gewerbekunden bei den Stadtwerken Stendal wesentlich höher als bei Schleswig-Holstein Netz.

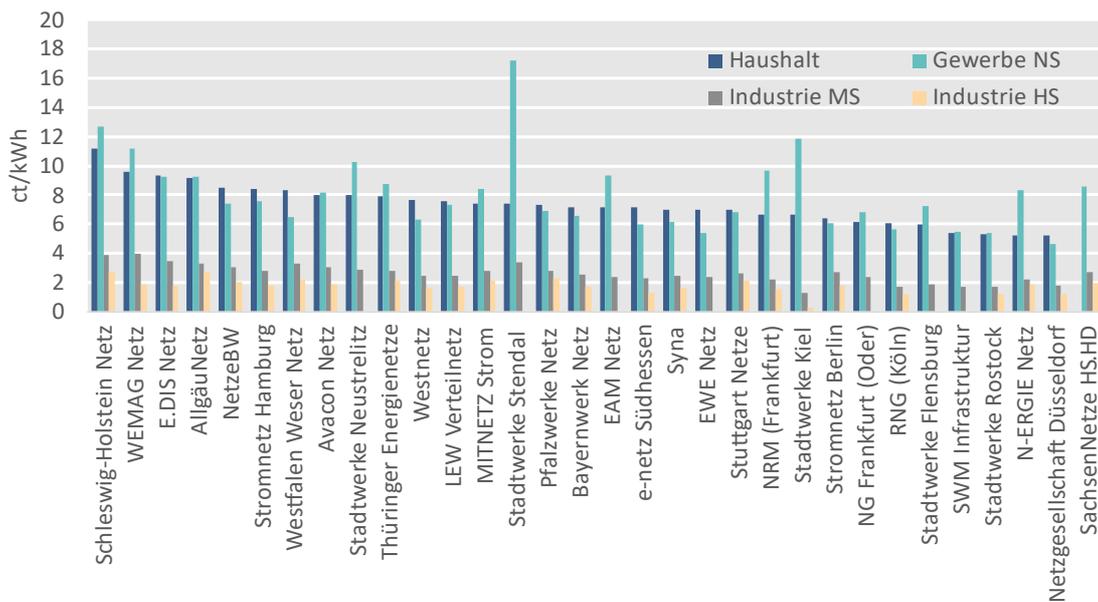


Bild 2.4 Vergleich der jährlichen Netzentgelte für vier konkrete Abnahmefälle, umgerechnet in Entgelte pro kWh Stromverbrauch (ct/kWh)

Abnahmefall	Jahresverbrauch (kWh)	Jahreshöchstleistung (kW)	Benutzungsdauer (h/a)
Haushalt	3.500		
Gewerbe Niederspannung	50.000	50	1.000
Industrie Mittelspannung	24 Mio.	4.000	6.000
Industrie Hochspannung	100 Mio.	16.667	6.000

Tabelle 2.1 Angaben zu den betrachteten vier Abnahmefällen

Eingrenzung der VNB-Auswahl für die weiteren quantitativen Analysen

Bei den quantitativen Analysen zu den in Kapiteln 3 und 4 untersuchten Lösungsansätzen wird der Übersichtlichkeit halber nicht die Gesamtheit der 32 in der Bestandsaufnahme betrachteten VNB einbezogen, sondern eine Unterauswahl von 12 VNB. Diese Auswahl von je 6 Flächen- und städtischen VNB deckt die in der Bestandsaufnahme festgestellte Bandbreite der Entgelt-niveaus weitgehend ab und ist über das gesamte Bundesgebiet verteilt, wobei ein Schwerpunkt auf die drei in die Gespräche zu diesem Gutachten eingebundenen Bundesländer Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg gelegt wird. Bild 2.5 zeigt die ausgewählten VNB in grober Orientierung an der geografischen Lage der Netzgebiete.

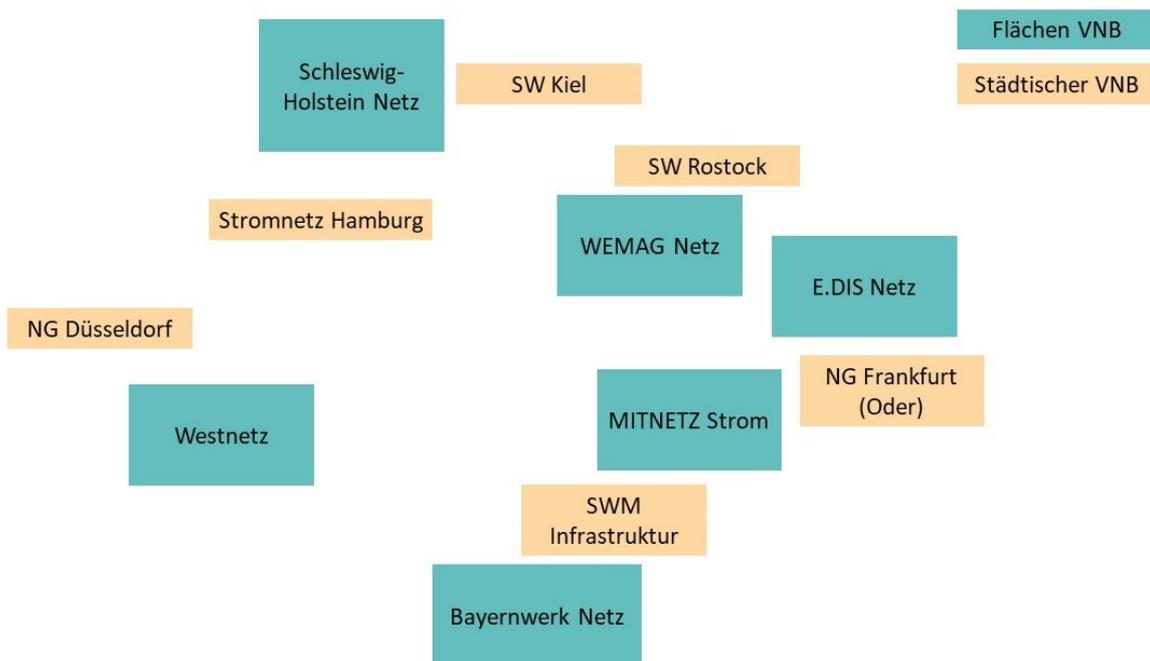


Bild 2.5 VNB-Auswahl für quantitative Analysen zu den untersuchten Lösungsansätzen, angeordnet grob entsprechend der geografischen Lage der Netzgebiete

3 Lösungsansatz „Pauschale Kostenverteilung“

3.1 Grundkonzept und prinzipielle Wirkungen

Dieser Lösungsansatz beruht auf der Idee, für jeden VNB, bei dem Mehrkosten für die Integration von EE-Anlagen auftreten, diesen Kostenanteil auf pauschale Weise zu ermitteln und bundesweit zu sozialisieren. Hierdurch würde – unter Inkaufnahme der mit einem solchen pauschalen Ansatz verbundenen Unschärfen – das in Kapitel 1 formulierte Ziel erreicht, dass die netzseitigen *Mehrkosten*, die mit der Umsetzung der nationalen Aufgabe des EE-Ausbaus in den hiervon betroffenen Netzgebieten einhergehen, von *allen* Letztverbrauchern bundesweit und nicht nur von den Letztverbrauchern in den betroffenen Netzgebieten getragen werden.

Mit der Fokussierung auf die *Mehrkosten*, die durch die EE-Integration *zusätzlich* zu den Netzkosten eines allein auf verbrauchsseitige Anforderungen ausgerichteten Netzes verursacht werden, ist bereits eine wesentliche Gestaltungsentscheidung verbunden. Es könnte nämlich argumentiert werden, dass stattdessen die *Gesamtkosten* eines jeden Netzes auf die beiden Aufgaben der Versorgung von Verbraucherinnen und Verbrauchern und des Abtransports von EE-Einspeisungen aufgeteilt werden sollten und der den Einspeisungen zugeschriebene Kostenanteil sozialisiert werden sollte. Dies würde dazu führen, dass nicht nur Kostenanteile von den vergleichsweise wenigen VNB, bei denen signifikante Mehrkosten durch die EE-Integration auftreten, sondern Kostenanteile von praktisch *allen* deutschen VNB sozialisiert würden. Auch diese Gestaltung ließe sich sachlich gut rechtfertigen. Sie würde einen größeren Schritt in Richtung einer Angleichung der VNB-Netzentgelte bewirken, die – wie in Kapitel 1 diskutiert – aus ökonomischer Sicht durchaus zu befürworten wäre. In der vorliegenden Untersuchung wird dennoch nur eine Ausgestaltung betrachtet, die sich auf die Sozialisierung der EE-bedingten *Mehrkosten* beschränkt, da dies als das *Mindestmaß* des Kostenausgleichs im Sinne einer fairen Kostenallokation anzusehen ist.

Um diesen Lösungsansatz umzusetzen, müsste ein Ausgleichsmechanismus eingeführt werden, der eine Verteilung der EE-bedingten Mehrkosten von den betroffenen VNB auf die anderen Netzbetreiber bzw. die Letztverbraucher in den anderen Netzgebieten bewirkt. Die von Mehrkosten betroffenen VNB werden im Weiteren als „Empfänger-VNB“ bezeichnet, da sie Zahlungen aus dem Ausgleichstopf erhalten würden. Der Mechanismus würde wie folgt funktionieren:

- Zunächst wird für jeden Empfänger-VNB mittels einer pauschalen Methodik der Anteil seiner EOG bestimmt, der den EE-bedingten Mehrkosten in seinem Netz zugeschrieben wird.
- Dieser Anteil der EOG der Empfänger-VNB wird aus dem Ausgleichstopf gedeckt und mindert somit das Erlösvolumen, das diese VNB über ihre Netzentgelte decken müssen.
- Der Ausgleichstopf wird durch Zahlungen von den Letztverbrauchern bundesweit refinanziert. Hierfür sind verschiedene Wege denkbar; in dieser Untersuchung werden die drei in Abschnitt 3.2 dargestellten Varianten betrachtet. An der Refinanzierung werden auch die Letztverbraucher in den Gebieten der Empfänger-VNB beteiligt.

Einfluss auf Anreiz- und Verteilungswirkungen

Dieser Lösungsansatz würde dazu beitragen, dass die Tragung der Netzkosten teilweise von den Verbraucherinnen und Verbrauchern in Gebieten mit hoher EE-Durchdringung hin zu Verbraucherinnen und Verbrauchern in Gebieten mit niedriger EE-Durchdringung umverteilt würde. Diese Umverteilung würde – anders als etwa bei dem in Kapitel 4 untersuchten Ansatz der bidirektionalen Kostenwälzung – nicht primär durch eine „Hochwälzung“ von Kosten innerhalb der

betroffenen Netzgebiete, sondern durch eine bundesweite Sozialisierung bestimmter Kostenanteile erreicht. Somit würde der Ansatz, wie oben diskutiert, unmittelbar zu einer Annäherung der regionalen Netzentgelt-niveaus beitragen, jedenfalls soweit deren Spreizung durch die sehr ungleichmäßige Verteilung der EE-Anlagen auf die Gebiete der deutschen VNB verursacht wird.

Damit würden die in Kapitel 1 diskutierten problematischen **Anreizwirkungen**, die mit den starken regionalen Entgeltunterschieden einhergehen, abgeschwächt. Dies betrifft beispielsweise den heute bestehenden Fehlanreiz, energiewenderelevante Verbrauchseinrichtungen wie z. B. Elektrolyseanlagen (sofern diese nicht durch Sonderregelungen entgeltbefreit sind) gerade nicht dort zu errichten, wo besonders viel EE-Einspeisung zur Verfügung steht, sondern vorzugsweise an Standorten mit niedrigen Netzentgelt-niveaus. Eine Abschwächung dieses Fehlanreizes wäre klar zu begrüßen. Noch besser wäre es, diesen Fehlanreiz vollständig zu eliminieren.

Die Frage, ob hiermit auch im Hinblick auf die **Verteilungswirkungen** eine Verbesserung erzielt werden kann, hängt von den betrachteten Kriterien und dem eingenommenen Blickwinkel ab. In Diskussionen zur Netzentgelt-systematik wird hierbei häufig das Kriterium der **Verursachungsgerechtigkeit** herangezogen. Dieses Kriterium ist allerdings schwer zu objektivieren, wie u. a. in [2-3] diskutiert. Es stellt einen Zusammenhang zwischen dem Umfang der Netzinanspruchnahme durch die Netznutzer und den hierdurch verursachten Netzkosten her. Dabei beansprucht es aber nicht, die im Einzelfall durch einen Netznutzer verursachten Kosten (entsprechend dem ökonomischen Prinzip der Grenzkosten) abzubilden. Vielmehr geht es in der Regel um eine Durchschnittsbetrachtung, bei der die Kosten in einer Weise verteilt werden, die die typischen Anteile unterschiedlicher Verbrauchergruppen an der Netzinanspruchnahme reflektiert. Dieses unscharfe Kriterium führt naturgemäß zu unterschiedlichen Ansichten darüber, welche Kostenallokation am gerechtesten wäre. In Ermangelung einer objektiven Bewertbarkeit wird die Verursachungsgerechtigkeit möglicher Reformen stattdessen oft eher danach beurteilt, welche Änderungen sich gegenüber dem Status quo ergeben würden. Dies führt zu einer Diskussion über Gewinner und Verlierer möglicher Reformen und somit je nach Perspektive – etwa mit Blick auf die Belastung privater Haushalte oder die Wettbewerbsfähigkeit der industriellen Stromverbraucher – zu konträren Bewertungen.

Ein gewisser Konsens bei der Bewertung von Verteilungswirkungen lässt sich jedoch meist dahingehend erzielen, dass die Kostenallokation von allen Beteiligten im Großen und Ganzen als **fair** empfunden werden sollte. Diesbezüglich würde aus unserer Sicht – trotz des höchst subjektiven Charakters des Begriffs Fairness – mit dem hier betrachteten Lösungsansatz eine klare Verbesserung erreicht. Es kann nämlich kaum als fair angesehen werden, dass die durch den national geförderten EE-Zubau bedingten Mehrkosten im Netz allein von den Verbraucherinnen und Verbrauchern in den hiervon betroffenen Netzgebieten getragen werden. Insofern würde der Lösungsansatz einen Beitrag zu der im Titel dieses Gutachtens angesprochenen „**Funktionsgerechtigkeit**“ der Netzentgelte leisten. Die Entgelte würden auf diese Weise differenzierter als bisher nach den beiden Hauptfunktionen der Netze – der Versorgung von Verbraucherinnen und Verbrauchern und dem Abtransport eingespeister Energie – ausgerichtet.

3.2 Varianten der Refinanzierung des Ausgleichstopfs

Die Wirkungen dieses Lösungsansatzes hängen einerseits davon ab, wie die zu sozialisierenden EOG-Anteile der Empfänger-VNB ermittelt werden, und andererseits von dem für die Refinanzierung des Ausgleichstopfs gewählten Weg. In dieser Untersuchung werden die folgenden drei möglichen Refinanzierungswege betrachtet, die sich hinsichtlich ihrer Verteilungswirkungen wie auch ihrer Umsetzungsmöglichkeiten deutlich voneinander unterscheiden:

a) Einbeziehung in die EOG der ÜNB

Beim ersten betrachteten Refinanzierungsweg wird das Volumen des Ausgleichstopfs der Summe der EOG der ÜNB hinzugerechnet und bei der Ermittlung der ÜNB-Netzentgelte berücksichtigt. Es wird somit über die reguläre vertikale Kostenwälzung „top-down“ über die Netz- und Umspannebenen verteilt und somit von Letztverbrauchern auf allen Ebenen anteilig getragen. Eine bundesweit gleichmäßige Sozialisierung wird dabei ab Anfang 2023 durch die dann abgeschlossene Vereinheitlichung der ÜNB-Netzentgelte sichergestellt. Dieser Refinanzierungsweg wäre vergleichsweise leicht umsetzbar und würde die ÜNB, die bereits heute verschiedene Ausgleichs- und Umlagemechanismen verwalten, nicht mit grundlegend neuen Herausforderungen konfrontieren.

Bei dieser Gestaltungsvariante würden Teile der Kosten von niedrigeren Netz- und Umspannebenen durch die Letztverbraucher auf höheren Ebenen anteilig getragen. Dies kann grundsätzlich als konzeptgemäß angesehen werden, denn die Energie aus EE-Anlagen in den unteren Ebenen wird über den Strommarkt Letztverbrauchern auf allen Ebenen zugänglich gemacht. Andererseits kann hierin eine Inkonsistenz gegenüber der ansonsten weiterhin „top-down“ stattfindenden Wälzung und rein verbraucherseitigen Tragung der Netzkosten gesehen werden. Für die Akzeptanz dieser Variante kann es sich als problematisch herausstellen, dass hierdurch Mehrbelastungen für die (industriellen) Letztverbraucher auf den obersten Netz- und Umspannebenen auftreten können.

b) Ebenenspezifische horizontale Kostenwälzung

Der letztgenannte Effekt kann vermieden werden, indem für jede Netz- und Umspannebene der VNB ein separater Ausgleichstopf vorgesehen wird, der jeweils ausschließlich von Letztverbrauchern refinanziert wird, die an die jeweilige Ebene oder an unterlagerte Ebenen angeschlossen sind. Hierzu müsste das Volumen des Ausgleichstopfs einer jeden Ebene auf alle VNB bundesweit umgelegt werden, die diese Ebene betreiben. Als Schlüsselungsgröße läge dabei die Höhe der auf die jeweilige Ebene entfallenden Netzkosten eines jeden VNB nahe. Die so erreichte Kostenverteilung kann als „horizontale Kostenwälzung“ (siehe auch [3]) bezeichnet werden, da sie im Gegensatz zur vertikalen Kostenwälzung jeweils ausschließlich auf einer Netz- oder Umspannebene stattfindet (wobei die umverteilten Kosten anschließend durch die vertikale Kostenwälzung auch auf die jeweils nachgelagerten Ebenen weiterverteilt werden).

Dieser Refinanzierungsweg mag als konzeptionell weniger naheliegend angesehen werden als Refinanzierungsweg a), da die von EE-Anlagen auf einer bestimmten Netzebene eingespeiste Energie nicht ausschließlich von Letztverbrauchern auf dieser Ebene und den nachgelagerten Ebenen verbraucht wird. Wenn diese Variante hingegen als eine Teil-Umsetzung einer vollständigen Vereinheitlichung der VNB-Netzentgelte aufgefasst wird, erscheint sie durchaus konsequent, denn auch hierbei würden die Entgelte zwar bundesweit, aber voraussichtlich nicht über alle Netz- und Umspannebenen hinweg vereinheitlicht, sondern separat für jede einzelne Ebene.

Der Umsetzungsaufwand wäre bei dieser Variante vermutlich erheblich höher als bei Refinanzierungsweg a), da hier alle rund 900 deutschen VNB in die Ausgleichszahlungen involviert wären und separate Ausgleichsmechanismen für jede Netz- und Umspannebene verwaltet werden müssten. Es könnte sich als erforderlich herausstellen, hiermit eine koordinierende Instanz zu beauftragen. Dies könnten beispielsweise die Bundesnetzagentur oder die vier ÜNB sein. Letzteres könnte – auch wenn die ÜNB selbst mit ihren Netzkosten gar

nicht an diesem Mechanismus partizipieren würden – allein schon deswegen erwägenswert sein, als mit der Verwaltung des Mechanismus ähnliche Zahlungen und Kontoführungen verbunden wären wie bei anderen bereits jetzt von den ÜNB verwalteten Ausgleichsmechanismen.

c) Einführung einer kWh-bezogenen Umlage

Anders als bei den Refinanzierungswegen a) und b), die eine Verrechnung der zu sozialisierenden Netzkosten über die Netzentgelte aller VNB und ggf. der ÜNB vorsehen, könnte der Ausgleichstopf auch über eine eigenständige Umlage refinanziert werden. Diese Umlage würde sich naheliegenderweise auf die bezogene Energiemenge in kWh beziehen und könnte in Analogie etwa zur Offshore-Netzumlage nach § 17f EnWG ausgestaltet werden. Bei dieser Ausgestaltungsform würde aufgrund der damit verbundenen Privilegierungsregelungen vermieden, dass industrielle Großverbraucher mit signifikanten Mehrkosten belastet werden. Die Umsetzung dieses Refinanzierungswegs wäre voraussichtlich ähnlich einfach wie bei Refinanzierungsweg a), da die ÜNB bereits verschiedene Umlagemechanismen dieser Art betreiben.

Konzeptionell wäre diese Variante weniger naheliegend, da für den sozialisierten Teil der Netzkosten dann gänzlich andere Kostenallokationsregeln angewandt würden als für die nicht sozialisierten Netzkosten. Auch dies wäre jedoch kein grundlegend neues Phänomen in der Netzentgeltsystematik, da etwa mit der Offshore-Netzumlage und der § 19-Strom-NEV-Umlage auch heute schon Umlagemechanismen existieren, mit denen Teile der Netzinfrastrukturkosten refinanziert werden.

Die Wirkungen dieses Lösungsansatzes sind in den nachfolgenden Bildern schematisch veranschaulicht. Zur Vereinfachung sind hier – neben den ÜNB – nur zwei VNB dargestellt, in deren Gebieten gar keine (VNB 1) bzw. an jeder Netzebene (VNB 2) EE-Anlagen angeschlossen sind. Es werden nur die vier Netzebenen Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung (HöS, HS, MS, NS) betrachtet, nicht die dazwischen liegenden Umspannebenen. Die Darstellungen dienen nur der konzeptionellen Veranschaulichung und sind in keiner Beziehung maßstabsgetreu.

Bild 3.1 veranschaulicht die Auszahlungsseite des Ausgleichsmechanismus, also die Zahlungen aus dem Ausgleichstopf an die Betreiber der Netze, in denen EE-bedingte Mehrkosten anfallen, die über den Mechanismus gedeckt werden sollen. Vereinfachend ist hier nur ein gesamthafter Ausgleichstopf dargestellt, ohne die speziell bei Refinanzierungsweg b) erforderliche Differenzierung nach Netzebenen. In Bild 3.2 und Bild 3.3 ist dargestellt, wie der Ausgleichstopf bzw. die ebenenspezifischen Ausgleichstöpfen bei den Refinanzierungswegen a) bzw. b) gedeckt werden. Hier erfolgt die Refinanzierung über die Netzentgelte der VNB und – bei Refinanzierungsweg a) – auch der ÜNB, indem die zu deckenden Volumina jeweils den entgeltrelevanten Kosten hinzugerechnet werden. Bei Refinanzierungsweg c), der in Bild 3.4 veranschaulicht ist, erfolgt die Refinanzierung hingegen über eine Umlage und somit nicht über die regulären Netzentgelte der VNB und ÜNB.

Lösungsansatz „Pauschale Kostenverteilung“

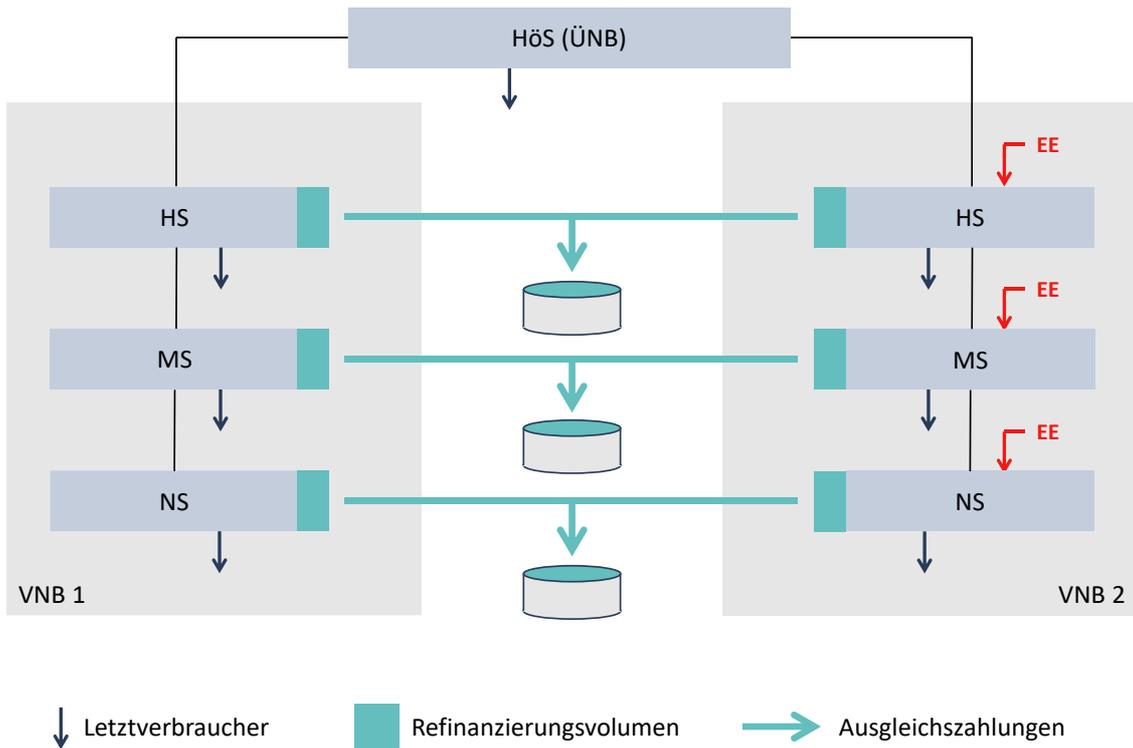


Bild 3.3 Schematische Darstellung des Lösungsansatzes „pauschale Kostenverteilung“: Einzahlungen in die Ausgleichstöpfe bei Refinanzierungsweg b)

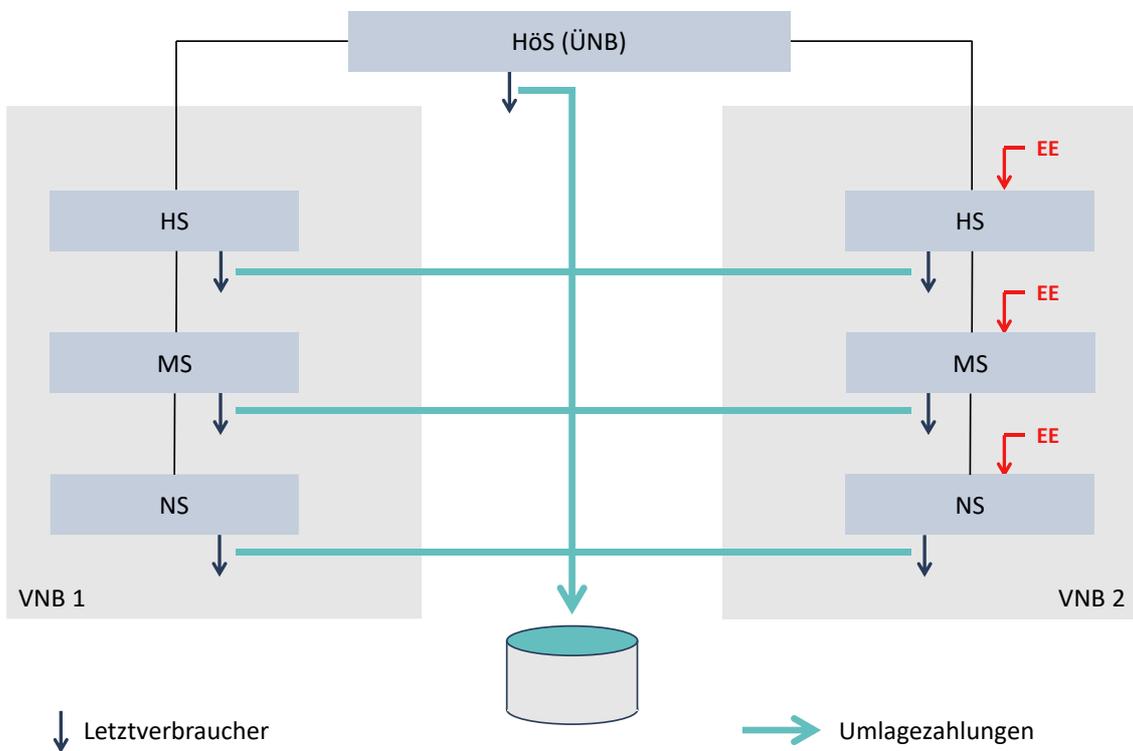


Bild 3.4 Schematische Darstellung des Lösungsansatzes „pauschale Kostenverteilung“: Umlagezahlungen in den Ausgleichstöpfe bei Refinanzierungsweg c)

3.3 Pauschale Methodik zur Abschätzung der EE-bedingten Mehrkosten

Neben der Auswahl und Ausgestaltung eines Refinanzierungswegs für die zu verteilenden Kostenanteile erfordert dieser Lösungsansatz die Ausgestaltung einer Methodik zur Ermittlung dieser Kostenanteile. Dabei ist es ein wesentliches Merkmal des Lösungsansatzes, dass dies auf pauschale Weise erfolgen soll, also nicht unter Bezugnahme auf bestimmte EE-Anlagen und bestimmte Netzbetriebsmittel oder Baumaßnahmen. Diese methodische Entscheidung ist von zentraler Bedeutung, da es im Allgemeinen nicht möglich ist, Baumaßnahmen im Netz eindeutig einem einzelnen Treiber zuzuordnen. Wenn die Kostenverteilung von vornherein auf Maßnahmen beschränkt würde, die eindeutig und dauerhaft ausschließlich dem EE-Zubau zuzuschreiben sind, würde ihre Wirksamkeit unangemessen stark begrenzt.

Die Ermittlung der zu verteilenden Kostenanteile muss dann aber von (mindestens) einer **Kennzahl** abhängig gemacht werden, die den **Grad der EE-Durchdringung** in einem Netzgebiet reflektiert und auf objektive Weise bestimmt werden kann. Wir halten es für naheliegend, hierfür das Verhältnis der installierten Summenleistung der an ein Netz angeschlossenen EE-Anlagen zu der Jahreshöchstlast dieses Netzes heranzuziehen. Ausgehend von dieser Kennzahl kann – zumindest näherungsweise – abgeschätzt werden, welcher Teil der Infrastrukturkosten eines Netzes als EE-bedingter Mehrkostenanteil anzusehen ist.

Dabei ist anzumerken, dass mit der Bezugnahme auf eine solche einfache Kennzahl Unschärfen verbunden sind. Es wären grundsätzlich auch differenziertere Ansätze denkbar; so könnten z. B. mehrere nach EE-Technologien differenzierte Kennzahlen herangezogen oder weitere Informationen zur Größe der EE-Anlagen berücksichtigt werden. Zudem könnte auch in Frage gestellt werden, ob die Kombination einer installierten Leistungsangabe und einer auf Messungen beruhenden Angabe (Jahreshöchstlast) konsistent ist. Wir halten die zusätzliche Treffgenauigkeit, die durch andere Kennzahlen erreicht werden könnte, jedoch für eher gering im Verhältnis zu dem dann größeren Aufwand zur Ermittlung der Kennzahl(en) und weiteren nachteiligen Folgen wie etwa einer Volatilität der Kennzahl, wenn diese auf Basis gemessener statt installierter Leistungen ermittelt würde.

Für essenziell halten wir allerdings eine Differenzierung der EE-Kennzahl nach Netz- und Umspannebenen. Die Verteilung der EE-Anlagen auf die Ebenen kann von Gebiet zu Gebiet so unterschiedlich sein, dass sich bei einer ebenenübergreifenden Kennzahl starke Verzerrungen bei der Ermittlung der zu verteilenden Kosten ergeben könnten. Bei Refinanzierungsweg b) ist diese Differenzierung sogar zwingend erforderlich. Dabei sollte zur Ermittlung der Kennzahl für eine bestimmte Ebene aber nicht nur die installierte Leistung der direkt an diese Ebene angeschlossenen EE-Anlagen berücksichtigt werden, sondern auch die Leistung der an nachgelagerte Ebenen angeschlossenen Anlagen, da Rückspeisungen auch über mehrere Ebenen bis herauf ins Übertragungsnetz stattfinden können. Die für eine nach Ebenen differenzierte Ermittlung der Kennzahl benötigten Daten sind aufgrund der Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber sowie der Daten im Marktstammdatenregister [6] verfügbar.

Für die weitere Ausgestaltung der pauschalen Methodik zur Ermittlung der EE-bedingten Mehrkosten auf Basis der Durchdringungs-Kennzahl ist zu entscheiden,

- welche Elemente der EOG der von EE-Zubau betroffenen VNB grundsätzlich in den Ausgleichsmechanismus einbezogen werden sollten,
- ab welchem Mindestwert der EE-Kennzahl einem VNB zugestanden wird, einen Teil seiner EOG über den Ausgleichsmechanismus zu decken und

- wie die Höhe dieses zu sozialisierenden EOG-Anteils bemessen wird.

Mit diesen Gestaltungsfragen befassen wir uns nachstehend, wobei wir die beiden letztgenannten Punkte zusammen behandeln, da sie eng miteinander verknüpft sind.

Abgrenzung betrachtungsrelevanter Elemente der EOG

Die Netzkosten der VNB wie auch die von den Regulierungsbehörden festgelegten EOG setzen sich aus unterschiedlichen Elementen zusammen, die unterschiedlich stark von der EE-Durchdringung in den Netzgebieten beeinflusst sein können. Es stellt sich daher die Frage, welche dieser Elemente grundsätzlich in den Ausgleichsmechanismus einbezogen werden sollten.

Hierzu sollte vorab folgender Grundsatz festgehalten werden: Die Deckung eines Teils der EOG über den Ausgleichsmechanismus darf nicht dazu führen, dass etwaige Anreizelemente, die in der EOG berücksichtigt sind, in ihrer Wirkung abgeschwächt werden. Vielmehr muss sichergestellt werden, dass jeder VNB im Endeffekt genau die ihm zugestandenen Erlöse erzielt. Dies wird erreicht, indem die über den Ausgleichsmechanismus vereinnahmten Zahlungen bei der Verrechnung von Soll- und Ist-Erlösen über das Regulierungskonto genauso berücksichtigt werden wie die vereinnahmten Netzentgelte. Auf diese Weise wird die Erlössituation der VNB von der Gestaltung der Kostenallokation gegenüber den Letztverbrauchern entkoppelt. Insoweit sollte hier analog vorgegangen werden wie bei der Vereinheitlichung der Netzentgelte der ÜNB gemäß § 14c StromNEV.

Die Frage, wie stark verschiedene Kostenelemente der VNB von der EE-Durchdringung beeinflusst werden, lässt sich nicht ganz einheitlich beantworten:

- Bei Kostenelementen, die eng mit Errichtung und Betrieb der **Netzinfrastruktur** zusammenhängen, gilt am offensichtlichsten, dass diese Kosten in dem Umfang als EE-bedingte Mehrkosten anzusehen sind, in dem Netzausbau für die EE-Integration erforderlich wird. Dies betrifft die Kapitalkosten (einschließlich kalkulatorischer Elemente wie der zugestandenen Eigenkapitalverzinsung) wie auch Instandhaltungs- und weitere Betriebskosten der Netzbetriebsmittel.
- Bei **sonstigen Netzbetriebskosten** wie Netzverlustkosten oder Kosten der Deckung von Systemdienstleistungen (z. B. Beschaffung von Blindleistung) sind die Zusammenhänge weniger eindeutig. Beispielsweise können die Netzverlustkosten durch EE-Einspeisungen abgesenkt werden, falls die Durchdringung eher gering ist; bei starker Durchdringung kann es hingegen zu einer Zunahme der Verluste kommen. Noch weniger eindeutig sind die Verhältnisse bei Kostenelementen, die nicht direkt mit dem laufenden Netzbetrieb zusammenhängen, wie z. B. Overhead-Kosten und Forschungs- und Entwicklungskosten. Gleichwohl kann bei all diesen Kostenelementen argumentiert werden, dass sie stark mit dem Umfang des Netzgeschäfts eines VNB korreliert sind und durch erzeugungsseitige Faktoren ebenso beeinflusst werden wie durch verbrauchsseitige. Wir halten es daher – auch um übermäßige Komplexität bei der Kostenabgrenzung zu vermeiden – für sinnvoll, diese Kostenelemente in gleicher Weise anteilig in den Ausgleichsmechanismus einzubeziehen wie die zuvor genannten betriebsmittelbezogenen Kostenelemente.
- Das einzige Kostenelement, das – jedenfalls bislang – nicht nur anteilig, sondern nahezu vollständig als EE-getrieben anzusehen ist, sind die **Engpassmanagement-Kosten** der VNB. Netzengpässe können zwar sowohl durch verbrauchs- als auch durch erzeugungsseitige Netzbelastungen verursacht werden. Beim heutigen Stand sind verbrauchsgetriebene Engpässe in den Verteilernetzen jedoch die Ausnahme, so dass der überwiegende Teil der

Engpassmanagementmaßnahmen der Erzeugung und hierbei wiederum der EE-Erzeugung zuzuschreiben ist. Diese Maßnahmen fallen heute größtenteils in den Bereich des Einspeisemanagements, also der situativen Abregelung von EE-Anlagen, wobei diese Maßnahmen nunmehr auch dem Redispatch-Regime zugeordnet werden. Es könnte erwogen werden, diese Kosten vollständig und nicht nur anteilig als EE-bedingte Mehrkosten zu behandeln. Ganz eindeutig wäre die Sachgerechtigkeit dieser Zuordnung jedoch nicht, allein schon weil in Zukunft der verbrauchsgetriebene Teil des Engpassmanagements deutlich anwachsen dürfte. Zudem stehen die Kosten des Engpassmanagements in einem Substitutionsverhältnis zu den Kosten des Netzausbaus, so dass es als inkonsistent angesehen werden kann, sie beim Ausgleichsmechanismus anders zu behandeln als die Kosten der Netzbetriebsmittel.

Im Ergebnis halten wir es für vertretbar und zur Vermeidung übermäßiger Komplexität für sinnvoll, alle Kostenelemente der VNB (bzw. die hierauf bezogenen EOG-Elemente) in gleicher anteiliger Weise in den Ausgleichsmechanismus einzubeziehen, auch wenn die Zusammenhänge mit der EE-Durchdringung von Kostenelement zu Kostenelement etwas unterschiedlich sind. Wir halten es auch nicht für erforderlich, eine Unterscheidung nach den Kategorien der Beeinflussbarkeit von Kosten gemäß § 11 ARegV vorzunehmen. Die dortige Unterteilung in beeinflussbare, vorübergehend nicht beeinflussbare und dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten betrifft deren Berücksichtigung bei der Effizienzbewertung von VNB, liefert aber keine Hinweise auf die Abhängigkeit von der EE-Durchdringung. Vielmehr können sowohl beeinflussbare als auch nicht beeinflussbare Kosten vom Ausmaß der EE-Durchdringung abhängen.

Aus der vorstehenden Empfehlung folgt jedoch nicht, dass die *gesamten EOG* der VNB anteilig in den Ausgleichsmechanismus einbezogen werden sollten. Die EOG enthalten nämlich auch Elemente, die nicht die „eigenen“ Kosten eines Netzbetreibers abbilden:

- Ein wesentliches EOG-Element dieser Art sind die „**vorgelagerten Netzkosten**“, also die Netzentgelte, die einem VNB von einem vorgelagerten VNB oder ÜNB in Rechnung gestellt werden bzw. im Zuge der Kostenwälzung als fiktive Zahlungen zwischen zwei Netz- und Umspannebenen eines VNB berücksichtigt werden. Dieses EOG-Element darf nicht anteilig in den Ausgleichsmechanismus einbezogen werden, da dann Kosten überlagerter Ebenen – einschließlich der Kosten des Übertragungsnetzes – unbeabsichtigt in die Sozialisierung von Netzkosten einbezogen würden. Die Ermittlung der zu sozialisierenden EOG-Anteile sollte sich vielmehr immer nur auf die in einer betrachteten Netz- oder Umspannebene anfallenden Kosten beziehen.
- In ähnlicher Weise sind auch die gemäß § 18 StromNEV an Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen ausgezahlten „**vermiedenen Netzentgelte**“ keine in der jeweiligen Ebene anfallenden Kosten, sondern „künstliche“ Kosten für die Vermeidung der Inanspruchnahme überlagerter Ebenen. Sie fallen zudem seit der Neuregelung durch das NEMoG nicht mehr für EE-Einspeisungen an, sondern nur noch für konventionelle Erzeugungsanlagen (wobei das Volumen mit rund 1 Mrd. Euro jährlich gemäß Monitoringbericht der Bundesnetzagentur weiterhin erheblich ist). Aus diesen Gründen wäre es nicht konzeptgemäß, diese Zahlungen anteilig über einen auf EE-bedingte Mehrkosten bezogenen Ausgleichsmechanismus zu sozialisieren.
- Auch das auf Kenngrößen der Netzzuverlässigkeit abstellende „**Qualitätselement**“ gemäß § 19 ARegV reflektiert keine Kosten des jeweiligen VNB. Vielmehr werden hiermit Abweichungen vom jeweils gebietstypisch zu erwartenden Niveau der Netzzuverlässigkeit durch einen Zu- oder Abschlag auf die EOG monetär abgebildet. Hierdurch soll ein Anreiz vermittelt werden, die Netzzuverlässigkeit (speziell der Ebenen Mittel- und Niederspannung)

gezielt zu beeinflussen. Da die Netzzuverlässigkeit in erster Linie als ein Maß der Versorgungsqualität am Netzanschluss von Letztverbrauchern gesehen wird, besteht hier allenfalls ein indirekter Zusammenhang mit der EE-Durchdringung. Wir halten es daher nicht für sinnvoll, dieses EOG-Element anteilig über den Ausgleichsmechanismus zu sozialisieren.

Im Hinblick auf die praktische Umsetzung des Ausgleichsmechanismus dürfte es für die VNB und die Regulierungsbehörden keine Schwierigkeit darstellen, diese EOG-Elemente abzugrenzen und nicht in die pauschale Ermittlung der zu sozialisierenden Netzkosten einzubeziehen. Es ist allerdings zu beachten, dass diese Abgrenzung für Außenstehende nicht vollständig auf Basis veröffentlichter Daten nachvollziehbar sein dürfte, auch nicht unter Berücksichtigung der neuen Fassung der Veröffentlichungspflichten nach §§ 23b-23c EnWG.

Ermittlung des prozentualen Anteils der zu sozialisierenden Netzkosten

Nachdem abgegrenzt wurde, welche EOG-Elemente grundsätzlich in den Ausgleichsmechanismus einbezogen werden sollten, ist im nächsten Schritt zu bestimmen, welcher prozentuale Anteil hiervon über den Mechanismus sozialisiert werden sollte. Dieser prozentuale Anteil sollte von der Kennzahl zur EE-Durchdringung abhängig sein und näherungsweise reflektieren, welcher Teil der Netzkosten eines VNB bei gegebener EE-Durchdringung typischerweise den EE-bedingten Mehrkosten zuzuschreiben ist.

Als Grundlage für eine plausible Ausgestaltung dieses methodischen Schritts können Erkenntnisse herangezogen werden, die sich bei vielfältigen Untersuchungen zur Planung von Verteilernetzen sowie Anwendungen von Analysetechniken wie der Modellnetzanalyse herauskristallisiert haben [7, 8]:

- Bei einer nur geringen EE-Durchdringung – typischerweise bis zu einer installierten EE-Leistung in der Größenordnung von 50 % der Jahreshöchstlast – treten keine oder allenfalls sehr geringe Mehrkosten auf, da noch keine Ausbau- oder Optimierungsmaßnahmen im Netz erforderlich werden. In diesem Bereich kann es sogar zu einem leichten Absinken der Netzkosten kommen, da die Erzeugung punktuell zur Abschwächung der Netzbelastung und somit zu einer Absenkung der Netzverluste führen kann.
- Oberhalb dieser Schwelle tritt vielfach erster Handlungsbedarf im Netz auf, der aber zunächst meist primär auf Spannungshaltungsprobleme und weniger auf Überlastungen von Betriebsmitteln zurückzuführen ist. In diesem Bereich können punktuell Mehrkosten insbesondere für Maßnahmen zur Verbesserung der Spannungshaltung etwa durch Einsatz regelbarer statt konventioneller Ortsnetztransformatoren oder durch Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen entstehen. Im Vergleich zu den Kosten von Kapazitätserweiterungen der Netzbetriebsmittel sind diese Mehrkosten aber meist noch relativ moderat.
- Erhebliche und mit steigender EE-Durchdringung weiter zunehmende Mehrkosten ergeben sich hingegen meist dann, wenn Rückspeiseleistungen in Richtung vorgelagerter Netze auftreten, die die auslegungsrelevante Jahreshöchstlast einer Netzebene übersteigen. Dieser Fall tritt in der Regel bei installierten EE-Leistungen ab rund 200 % der Jahreshöchstlast auf. Oberhalb dieser Schwelle wird die Auslegung der betroffenen Leitungen und Transformatoren nicht mehr von der zu versorgenden Last, sondern von den zu beherrschenden Rückspeisungen bestimmt. Es müssen dann Netzbetriebsmittel durch leistungsstärkere Typen ersetzt oder neue Betriebsmittel zugebaut werden.

Aus diesen Erkenntnissen folgt zum einen, dass eine Schwelle der EE-Durchdringung festgelegt werden kann, unterhalb derer VNB bzw. die einzelnen von ihnen betriebenen Netz- oder

Umspannebenen nicht in den Ausgleichsmechanismus einbezogen werden sollten. Wir halten es für sinnvoll, diese Schwelle bei 200 % der Jahreshöchstlast anzusetzen. Unterhalb dieses Werts ist zwar, wie oben erläutert, in vielen Fällen – insbesondere bei ländlich strukturierten Netzen – bereits mit einem EE-bedingten Mehraufwand zu rechnen. Der Anteil dieser Mehrkosten an den gesamten Netzkosten ist in diesem Bereich aber noch relativ gering, so dass es vertretbar erscheint, auf eine Sozialisierung dieses Kostenanteils zu verzichten. Auf diese Weise wird der Kostenausgleich auf VNB beschränkt, in deren Netz tatsächlich mit signifikanten Mehrkosten durch die EE-Integration zu rechnen ist. (Hierzu ist anzumerken, dass bei VNB, in deren Gebiet EE-Einspeisungen räumlich stark ungleichmäßig verteilt sind, signifikante Mehrkosten bereits dann auftreten können, wenn die o. g. Schwelle im gesamten Gebiet noch nicht erreicht ist. Diesbezüglich kann aber in einer Netzentgeltsystematik, die durchweg auf Daten für das gesamte Netzgebiet eines VNB abstellt, nicht ohne Weiteres eine erhöhte Treffgenauigkeit erreicht werden. Dies würde vielmehr erfordern, dass teilgebietsbezogene Daten berücksichtigt werden.)

Zum anderen geht aus den obigen Erkenntnissen hervor, dass der Anteil der EE-bedingten Mehrkosten an den gesamten Netzkosten oberhalb dieser Schwelle nicht sprunghaft auf einen bestimmten Prozentsatz ansteigt, sondern kontinuierlich mit der EE-Durchdringung zunimmt. Bei sehr hohen Durchdringungen, bei denen die installierte EE-Leistung die Jahreshöchstlast um ein Vielfaches übersteigt, wird der EE-Ausbau zum dominanten Treiber, und der Anteil der EE-bedingten Mehrkosten an den gesamten Netzkosten nähert sich der 100 %-Marke. Er bleibt jedoch stets unterhalb dieser Marke, außer wenn es sich um ein Netz handelt, das ausschließlich dem Abtransport eingespeister Energie und nicht der Versorgung von Verbraucherinnen und Verbrauchern dient; in einem solchen (theoretischen) Fall wären die Netzkosten zu 100 % EE-bedingt.

Aufgrund dieses Zusammenhangs wäre es aus unserer Sicht nicht sinnvoll, bei Überschreiten der o. g. Schwelle einen fixen Prozentsatz für den zu sozialisierenden Netzkostenanteil festzulegen. Dieser Ansatz wäre zwar sehr einfach zu handhaben, würde aber zu problematischen Wirkungen im Nahbereich des Schwellenwerts führen. Bei VNB mit einer EE-Durchdringung in der Nähe des Schwellenwerts könnten sich dann in aufeinanderfolgenden Jahren erhebliche Sprünge der über Netzentgelte zu deckenden (verbleibenden) EOG-Anteile ergeben. Damit könnten auch Fehlanreize hin zu einer Beeinflussung der Durchdringungs-Kennzahl durch die VNB verbunden sein. Zudem würde mit diesem einfachen Ansatz nicht berücksichtigt, dass der Anteil der EE-bedingten Mehrkosten an den Netzkosten bei steigender Durchdringung immer weiter zunimmt.

Wir halten es für sachgerechter, den Prozentsatz für den zu sozialisierenden Netzkostenanteil über eine geeignete mathematische Funktion zu ermitteln, die die oben erläuterte Abhängigkeit der EE-bedingten Mehrkosten von der Kennzahl der EE-Durchdringung in Form eines kontinuierlichen Verlaufs abbildet. Der Funktionszusammenhang, den wir für die in dieser Untersuchung vorgenommenen quantitativen Analysen zugrunde gelegt haben, wird im nachfolgenden Abschnitt erläutert.

3.4 Quantitative Wirkungsanalyse

3.4.1 Funktionszusammenhang zur Abschätzung EE-bedingter Mehrkosten

Für die quantitative Modellierung dieses Lösungsansatzes gehen wir vereinfachend davon aus, dass die Kosten einer Netzebene ab dem Punkt, an dem die Rückspeiseleistung die

Jahreshöchstlast übersteigt, näherungsweise proportional mit der Differenz von Rückspeiseleistung und Jahreshöchstlast zunehmen, und zwar um den gleichen Kostenbetrag pro Leistungseinheit (kW) wie unterhalb dieses Punkts.

Für eine plausible – aber ebenfalls vereinfachende – Abschätzung der maximal auftretenden Rückspeiseleistung treffen wir in Anlehnung an [9] die Annahmen, dass

- eine maximale zeitgleiche EE-Einspeiseleistung in Höhe von 70 % der installierten Leistung aller an eine Netz- oder Umspannebene sowie unterlagerte Ebenen angeschlossenen EE-Anlagen auftritt und
- die Last einer Netz- oder Umspannebene einen Mindestwert von rund 40 % der jeweiligen Jahreshöchstlast in keinem Zeitpunkt unterschreitet (also auch nicht im Zeitpunkt der maximalen zeitgleichen EE-Einspeisung).

Hieraus ergibt sich der in Bild 3.5 dargestellte Verlauf, aus dem hervorgeht, in welcher prozentualen Höhe die Kosten einer Netzebene in Abhängigkeit von der Kennzahl zur EE-Durchdringung als EE-bedingte Mehrkosten behandelt werden. Wie bereits erläutert, nähert sich dieser Verlauf bei steigender EE-Durchdringung immer weiter der 100 %-Marke an, erreicht diese allerdings nur im theoretischen Fall einer ausschließlich für EE-Einspeisungen genutzten Netzebene.

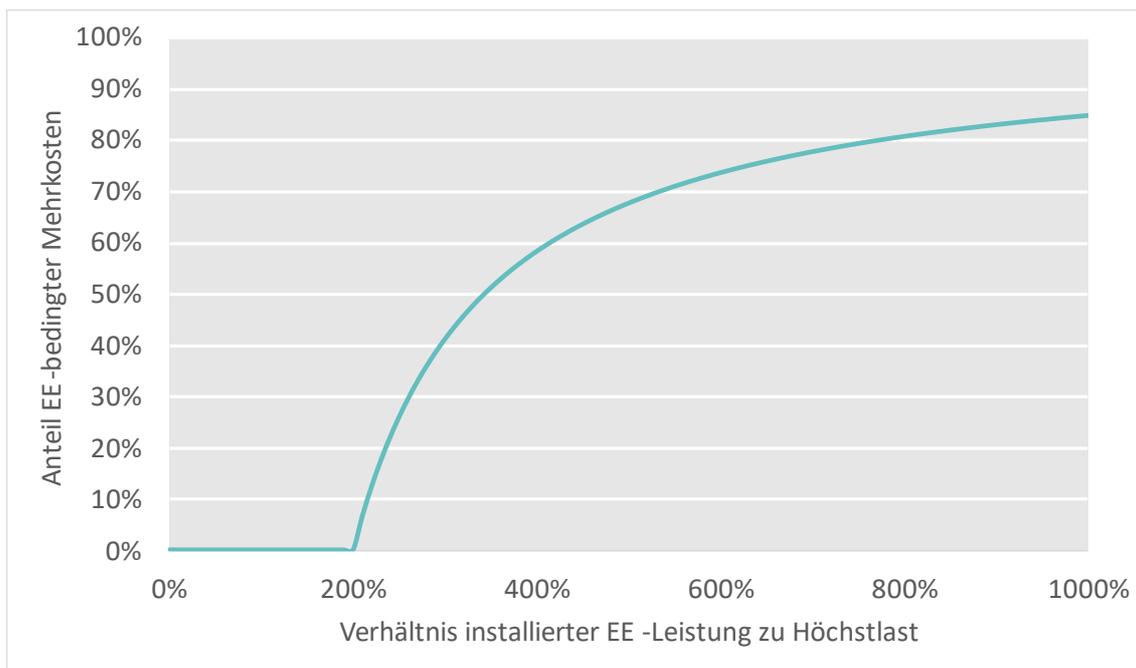


Bild 3.5 Grafische Veranschaulichung des Parametrierungsvorschlags für die Funktion zur Abschätzung der EE-bedingten Mehrkosten je Netzebene

3.4.2 Vorgehensweise und Datengrundlage

Für die quantitativen Analysen zu diesem Lösungsansatz wie auch zur bidirektionalen Kostenwälzung (Abschnitt 4.3) wird das im Rahmen der Arbeiten zu [3] erstellte Rechenmodell verwendet, das die Kostenwälzung bei der Netzentgeltkalkulation bundesweit unter Vereinfachungen nachbildet. Hierbei werden die am Ende von Kapitel 2 benannten 12 ausgewählten VNB genauer, d. h. auf Basis unternehmensindividueller Angaben, und die übrigen VNB in aggregierter Form abgebildet. Durch die Modellierung sowohl der zu untersuchenden

Lösungsansatz „Pauschale Kostenverteilung“

Ausgleichsmechanismen als auch der bundesweiten Kostenwälzung können die je nach Netzgebiet auftretenden be- und entlastenden Wirkungen der Ausgleichsmechanismen quantifiziert werden.

Beim Lösungsansatz der pauschalen Kostenverteilung erfolgt die Modellierung in zwei Schritten. Im ersten Schritt wird das gesamte, bundesweit zu sozialisierende Kostenvolumen ermittelt; dieses ist unabhängig vom gewählten Refinanzierungsweg. Im zweiten Schritt werden für jeden der drei betrachteten Refinanzierungswege deren Wirkungen ermittelt. Die Gesamtwirkung je Netzgebiet und Netz-/Umspannebene ergibt sich dann durch Saldierung der in den beiden Schritten ermittelten Zahlungsströme.

Die Modellierung der Wirkungen bei den 12 genauer betrachteten VNB beruht auf

- Veröffentlichungen der VNB zur Höhe der Netzentgelte (Preisblätter) und zu Höchstlasten und abgegebenen Energiemengen, teilweise differenziert nach Netzebenen,
- Angaben zu installierten EE-Leistungen aus dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur [6] und
- erfahrungsbasierten Annahmen unsererseits zu Benutzungsstundenzahlen der EE-Anlagen sowie Aufteilungen der Lasten und Verbrauchsmengen auf Netzebenen.

Auf dieser Basis können die EOG je Netz- und Umspannebene so abgeschätzt werden, dass sich im Ergebnis der modellierten Kostenwälzung näherungsweise die aus den Netzentgelten ermittelten spezifischen Jahreskosten je Ebene ergeben. Diese Abschätzung ist mit Unsicherheiten im Umfang von einigen Prozentpunkten – fallweise evtl. auch mehr – verbunden. Deswegen und aufgrund der sonstigen modellierungsbedingten Vereinfachungen und Annahmen dürfen die Ergebnisse der quantitativen Analysen nur als Orientierungswerte verstanden werden, nicht als eine hochgenaue Prognose der bei Umsetzung des Lösungsansatzes tatsächlich eintretenden Wirkungen. Ein Aspekt, in dem eine Näherung hier unvermeidbar ist, betrifft die Abgrenzung der einbezogenen EOG-Elemente (siehe Abschnitt 3.3): Die verwendete Modellierung ermöglicht zwar eine Abgrenzung der „vorgelagerten Netzkosten“ (was für die beabsichtigte Analyse auch zwingend erforderlich ist). Nicht abgegrenzt werden können hingegen die EOG-Elemente, die sich auf Zahlungen für „vermeidene Netzentgelte“ und das Qualitätselement Netzzuverlässigkeit beziehen.

Als Datengrundlage für die Modellierung der bundesweiten Wirkungen werden in erster Linie Ergebnisse der Langfristszenarien-Studie für das Bundeswirtschaftsministerium [7] herangezogen, insbesondere zu Netzkosten, Jahreshöchstlasten und installierten EE-Leistungen für den heutigen Stand und für 2030. Durch die Berücksichtigung von Entwicklungen nicht nur im Erzeugungs-, sondern auch im Verbrauchssektor wird abgebildet, dass die Zunahme an EE-Leistung teilweise durch verbrauchsseitige Entwicklungen kompensiert, in manchen Gebieten und Netzebenen sogar überkompensiert wird. Die Daten aus der Langfristszenarien-Studie sind geografisch nach den ca. 400 Landkreisen differenziert. Eine solche Differenzierung nach Landkreisen liegt unter anderem auch der von der Bundesnetzagentur getroffenen „Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete und der Verteilernetzkomponente“ zu Grunde, bei der in ähnlicher Weise wie in den vorliegenden Analysen die installierte EE-Leistung in Relation zur Höchstlast gesetzt wird, um näherungsweise abzuschätzen, ob in einem Landkreis die Netzauslegung von EE-Anlagen oder (weiterhin) von der Last determiniert wird [8]. Für die Modellierung wird hier vereinfachend unterstellt, dass jeder Landkreis bei der Entgeltkalkulation ein Netzgebiet darstellt. Auch diese von der realen Gebietszuordnung abweichende Annahme trägt zu den zuvor erwähnten Unschärfen der hier vorgenommenen Modellierung bei.

3.4.3 Bundesweites Ausgleichsvolumen

Als Ergebnis des ersten Modellierungsschritts sind in Bild 3.6 für den heutigen Stand (2021) und für 2030 die jährlichen Volumina der zu sozialisierenden EE-bedingten Mehrkosten in Mio. Euro je Netz- und Umspannebene dargestellt. Die HöS-Ebene der ÜNB ist hier nur der Vollständigkeit halber aufgenommen; in dieser Ebene bewirkt der betrachtete Lösungsansatz keine Kostenverteilung, da von einer vollständigen Vereinheitlichung der ÜNB-Netzentgelte ausgegangen wird.

Das gesamte Ausgleichsvolumen beträgt in 2021 rund 1,6 Mrd. Euro und wächst bis 2030 auf rund 2,3 Mrd. Euro an. Wie die Aufteilung auf Netz- und Umspannebenen zeigt, entfällt dieser Anstieg größtenteils auf die HS-Ebene, bedingt durch einen massiven Zubau von großen Windenergieparks und Photovoltaik-Freiflächenanlagen. In den anderen Ebenen treten stärkere Kompensationseffekte zwischen EE-Zubau und Lastzuwachs auf, was in der MS-Ebene sogar zu einem leichten Rückgang der EE-bedingten Mehrkosten führt.

Beachtenswert ist zudem, dass in der NS- und der MS/NS-Ebene praktisch kein Ausgleichsvolumen auftritt, da auf diesen Ebenen die angenommene Schwelle für die EE-Durchdringung meist nicht erreicht wird.

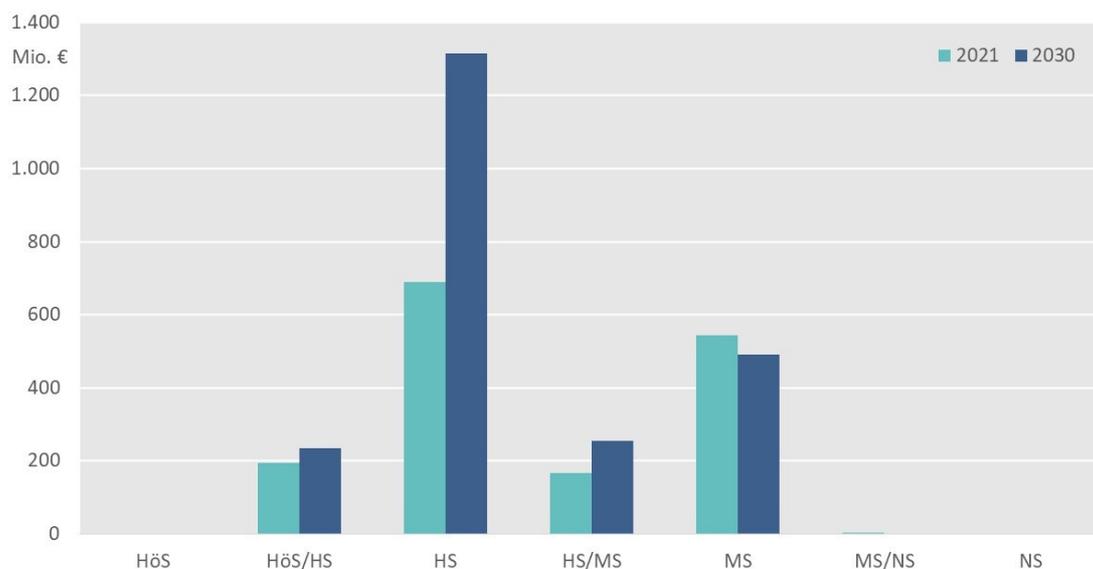


Bild 3.6 Abschätzung des bundesweiten Ausgleichsvolumens für 2021 und 2030

3.4.4 Wirkungen bei Refinanzierungsweg a)

Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse dargestellt, die sich – hier zunächst für Refinanzierungsweg a) – nach Durchführung beider Modellierungsschritte ergeben. Hier sind somit sowohl die entlastenden als auch die belastenden Wirkungen des Ausgleichsmechanismus berücksichtigt. Berechnungsergebnisse sind jeweils zunächst die prozentualen Änderungen der über die Netzentgelte zu deckenden Kosten (bzw. EOG) je Netz- und Umspannebene bei den betrachteten VNB. Diese Änderungen können positiv oder negativ sein, je nachdem, ob die belastenden oder entlastenden Wirkungen überwiegen. Anschließend wird ermittelt, wie sich diese Änderungen auf die Entgelte in den vier in Tabelle 2.1 spezifizierten Abnahmefällen Haushalt, Gewerbe NS, Industrie MS und Industrie HS auswirken würden.

Die Ergebnisse werden jeweils zunächst im Detail für die beiden VNB Schleswig-Holstein Netz und SW Kiel Netz dargestellt. An diesen beiden VNB im Bundesland des Auftraggebers lässt sich anschaulich verdeutlichen, welche ent- und belastenden Wirkungen in Netzgebieten mit sehr unterschiedlich starker EE-Durchdringung eintreten können. Anschließend werden die Ergebnisse für die 12 bei diesen Analysen betrachteten VNB in zusammengefasster Form dargestellt; hierin sind die Ergebnisse für die beiden schleswig-holsteinischen VNB mit enthalten.

Die Darstellungen der zu erwartenden prozentualen Änderungen der Entgelt-niveaus je Netz- und Umspannebene enthalten auch die Netzebenen der ÜNB, da je nach Refinanzierungsweg auch hier relevante Wirkungen auftreten (wobei generell davon ausgegangen wird, dass die Entgelte auf dieser Ebene bereits vollständig bundesweit vereinheitlicht sind).

Ergebnisse für Schleswig-Holstein Netz

Bild 3.7 zeigt die prozentualen Änderungen der Entgelt-niveaus, die sich im Gebiet von Schleswig-Holstein Netz durch die pauschale Kostenverteilung ergeben würden. Wie bei einem VNB mit sehr hoher EE-Durchdringung zu erwarten ist, zeigen sich hier signifikante Entlastungen in den Verteilernetzebenen.



Bild 3.7 Änderungen des Entgelt-niveaus bei Refinanzierungsweg a), d. h. Einbeziehung in die Netzkosten der ÜNB, bei Schleswig-Holstein Netz

Die Entlastungen sind in den Ebenen MS und MS/NS mit rund 40 % am höchsten. In den Ebenen HS und HS/MS ist die Entlastungswirkung im Saldo mit Werten von rund 25 % bis gut 30 % etwas geringer, da hier die belastende Wirkung durch die Refinanzierung des Ausgleichsvolumens über die ÜNB-Netzentgelte bereits etwas stärker ins Gewicht fällt. Eine nennenswerte Absenkung des Entgelt-niveaus in der Größenordnung von 15 % würde sich auch in der NS-Ebene ergeben, obwohl das untersuchte pauschale Verfahren in dieser Ebene keine EE-bedingten Mehrkosten identifiziert. Dies liegt daran, dass die NS-Ebene im Zuge der vertikalen Kostenwälzung stark von der Absenkung des Entgelt-niveaus in der überlagerten MS/NS-Ebene profitiert.

Die Wirkungen der erzeugungs- und verbrauchsseitig erwarteten Entwicklungen bis 2030 sind uneinheitlich und insgesamt vergleichsweise moderat. In den Ebenen HS und HS/MS zeigt sich aufgrund des starken Zubaus großer EE-Anlagen eine Zunahme der entlastenden Wirkung. Dagegen nimmt in den Ebenen MS und MS/NS das Entlastungsvolumen aufgrund des dort im Vergleich zum EE-Zubau hohen Lastzuwachses etwas ab. Dass dennoch in der NS-Ebene eine Zunahme der prozentualen Entlastungswirkung in 2030 zu erwarten ist, liegt daran, dass die Entlastung dort auf ein infolge des starken Verbrauchszuwachses geringeres Ausgangsniveau trifft.

In den Übertragungsnetzebenen, ganz besonders in der obersten Ebene, würde die Kostenverteilung bei diesem Refinanzierungsweg hingegen zu einem erheblichen Anstieg des Entgeltniveaus von bis zu rund 30 % in 2030 führen. Dieser Anstieg ist eine unmittelbare Folge davon, dass das gesamte Entlastungsvolumen, das für 2030 mit rund 2,3 Mrd. Euro abgeschätzt wurde, der EOG der ÜNB hinzugeschlagen wird. Diese Erhöhung schlägt sich in großen Teilen über die Kostenwälzung in den Entgelten der VNB nieder, betrifft aber auch die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Letztverbraucher.

Bild 3.8 zeigt, wie sich diese prozentualen Änderungen der Entgeltniveaus auf die Netzentgelte für die vier beispielhaft betrachteten Abnahmefälle auswirken würden, dargestellt in ct pro kWh Jahresverbrauch (analog zu Bild 2.4 in der Bestandsaufnahme). Hier bezeichnet „Ist“ die Situation ohne und „Variante“ die Situation mit Umsetzung der pauschalen Kostenverteilung mit dem hier betrachteten Refinanzierungsweg a). Hier wird deutlich, dass die Entlastungen bei den NS-Abnahmefällen in absoluter Höhe ähnlich stark ausfallen wie bei dem MS-Fall, was aus der zuvor betrachteten prozentualen Darstellung nicht hervorgeht.

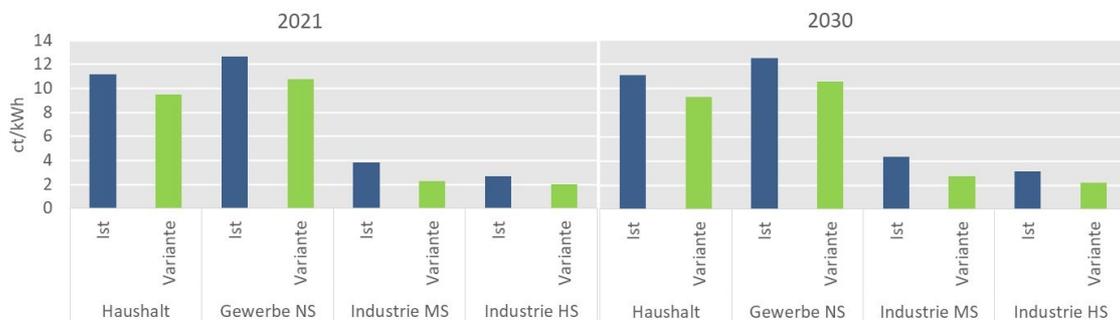


Bild 3.8 Änderungen der Netzentgelte von Schleswig-Holstein Netz für konkrete Abnahmefälle bei Refinanzierungsweg a)

Ergebnisse für SW Kiel Netz

Die Modellierungsergebnisse für den städtischen VNB SW Kiel Netz sind in Bild 3.9 (prozentuale Änderungen) und Bild 3.10 (konkrete Abnahmefälle) dargestellt. Da hier aufgrund der vergleichsweise geringen EE-Durchdringung keine sozialisierungsfähigen EE-bedingten Mehrkosten identifiziert werden, kommt es erwartungsgemäß ausschließlich zu Mehrbelastungen durch die Refinanzierung des Ausgleichsvolumens. Die prozentualen Mehrbelastungen steigen mit der Bedeutung der vorgelagerten Netzkosten für das Entgeltniveau einer Ebene und sind daher in den höheren Netz-/Umspannebenen deutlich größer als in den unteren Ebenen. In allen Ebenen steigt die Mehrbelastung bis 2030 gegenüber 2021 merkbar an.

Da die Mehrbelastungen in den Ebenen NS und MS prozentual sehr gering sind, zeigen sich auch bei der absoluten Betrachtung der Auswirkungen (Bild 3.10) keine wesentlichen Wirkungen für die drei ersten Abnahmefälle. Bei dem HS-Abnahmefall ist die Wirkung zwar prozentual mit ca. 20 % durchaus signifikant, wirkt sich aber auf ein speziell bei diesem VNB sehr niedriges Ausgangsniveau für diese Netzebene aus, so dass die Wirkung auch für diesen Fall in der Grafik kaum erkennbar ist.

Lösungsansatz „Pauschale Kostenverteilung“



Bild 3.9 Änderungen des Entgeltniveaus bei Refinanzierungsweg a), d. h. Einbeziehung in die Netzkosten der ÜNB, bei SW Kiel Netz

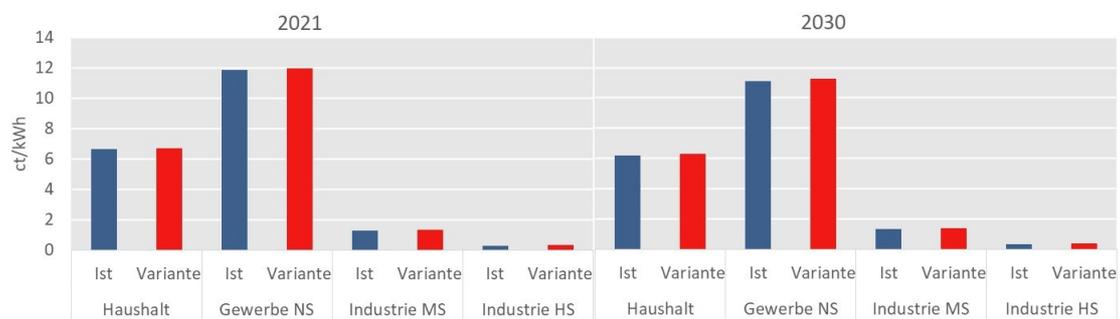


Bild 3.10 Änderungen der Netzentgelte von SW Kiel Netz für konkrete Abnahmefälle bei Refinanzierungsweg a)

Ergebnisse für 12 ausgewählte VNB

Die zuvor für die beiden ausgewählten schleswig-holsteinischen VNB im Detail dargestellten Modellierungsergebnisse werden nun zusammen mit den Ergebnissen für 10 weitere bei der Analyse berücksichtigte VNB in stärker aggregierter Form dargestellt. Bild 3.11 zeigt die Bandbreite der prozentualen Änderungen der Entgeltniveaus je Netz-/Umspannebene, differenziert nach den Fällen mit Mehrbelastungen (rot) und denen mit Entlastungen (grün).

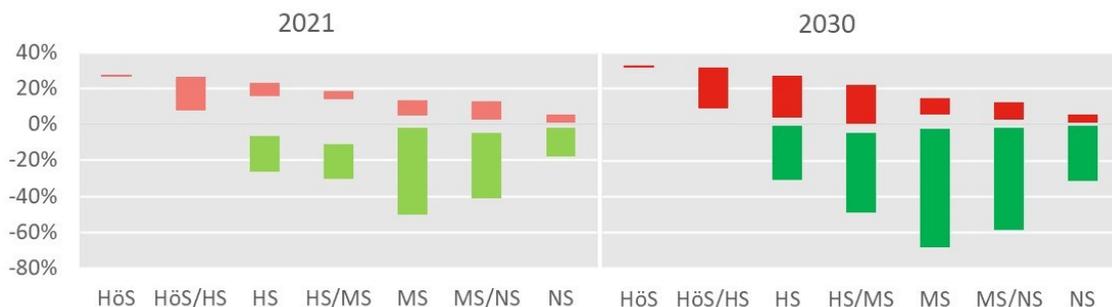


Bild 3.11 Bandbreiten der Änderungen des Entgeltniveaus der betrachteten 12 VNB bei Refinanzierungsweg a)

Es ist erkennbar, dass die Bandbreite der Auswirkungen der Kostenverteilung sehr groß ist. Die belastenden Wirkungen sind in der HÖS-Ebene (ÜNB) am höchsten und nehmen mit absteigender Ebene stark ab. Bei manchen VNB ergeben sich über alle Ebenen hinweg nur geringe Mehrbelastungswirkungen von wenigen Prozentpunkten (unteres Ende der roten Säulen). Die entlastenden Wirkungen sind in der MS-Ebene am ausgeprägtesten und erreichen bei VNB mit besonders hoher EE-Durchdringung auf dieser Ebene (durch kleinere Windenergieparks und mittelgroße PV-Anlagen) Größenordnungen von 50 % in 2021 und 70 % in 2030. Auch hier sind die Bandbreiten aber groß; bei manchen VNB treten insbesondere in den unteren Netzebenen nur Entlastungen um wenige Prozentpunkte auf. Dass in der HS-Ebene trotz der teilweise auch dort sehr hohen installierten EE-Leistung nur Entlastungswirkungen von bis zu rund 30 % auftreten, liegt an den gegenläufigen Wirkungen der Refinanzierung über die ÜNB-Netzentgelte.

Für 2030 ergeben sich an den äußeren Rändern der Bandbreiten durchweg größere Wirkungen als für 2021, da die Ausgleichsvolumina und somit entlastenden Wirkungen bei den Empfänger-VNB und zugleich die Refinanzierungsanforderungen bei allen VNB zunehmen. Gemessen daran, dass die installierte EE-Leistung in dem zugrunde gelegten Szenario in diesem Zeitraum insgesamt nahezu auf das Doppelte zunimmt, erscheint die Zunahme der Mehrbelastungen (rote Säulen) jedoch vergleichsweise moderat.

In Bild 3.12 sind die prozentualen Änderungen des Entgeltniveaus für die einzelnen betrachteten VNB (und nicht als Bandbreiten) dargestellt, wobei hier auf die drei Ebenen HS, MS und NS und auf das Betrachtungsjahr 2021 fokussiert wird. Hier wird ersichtlich, dass die entlastenden Wirkungen bei den betrachteten nord- und ostdeutschen Flächen-VNB besonders groß ausfallen, und zwar am stärksten in der MS-Ebene.

Bild 3.13 zeigt abschließend die zu erwartenden absoluten Änderungen der Netzentgelte in ct/kWh, und zwar speziell für den beispielhaft herausgegriffenen Abnahmefall Industrie HS. Für diesen Abnahmefall sind – unter den in dieser Untersuchung betrachteten vier Abnahmefällen – bei Refinanzierungsweg a) die größten Mehrbelastungen zu erwarten. Die Mehrbelastungen liegen meist in der Größenordnung von bis zu ca. 0,3 ct/kWh. Dem stehen Entlastungen in den Gebieten der Empfänger-VNB von bis zu rund 0,7 ct/kWh gegenüber. Dieses Bild verdeutlicht am Rande erneut, dass das Entgeltniveau von SW Kiel Netz in der HS-Ebene im Vergleich zu den anderen VNB extrem niedrig ist.

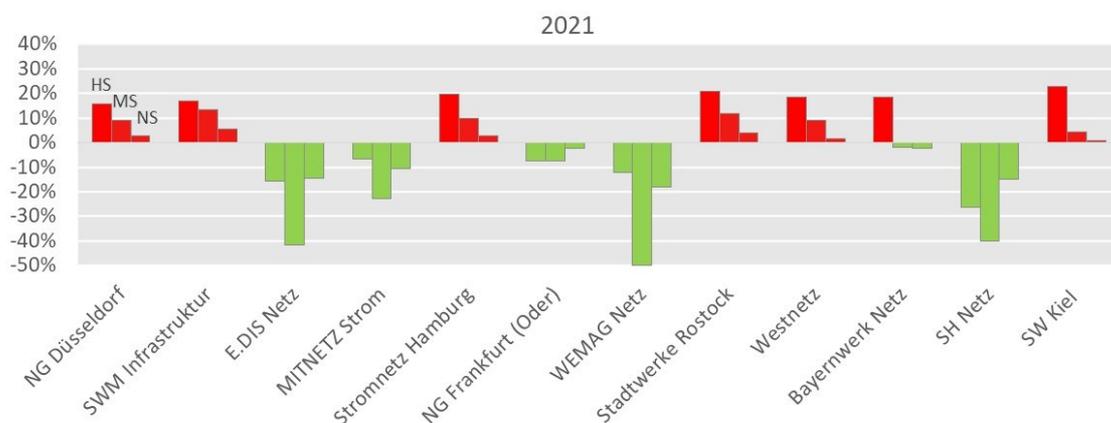


Bild 3.12 Änderungen des Entgeltniveaus der betrachteten 12 VNB für drei ausgewählte Netzebenen bei Refinanzierungsweg a) für 2021

Lösungsansatz „Pauschale Kostenverteilung“

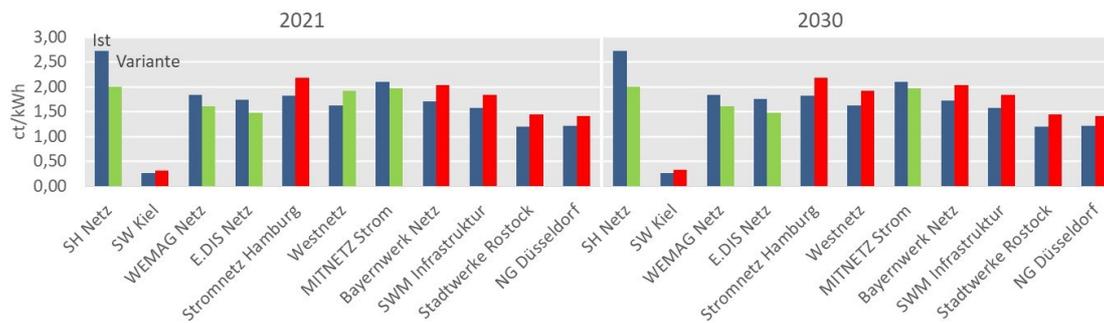


Bild 3.13 Änderungen der Netzentgelte der betrachteten 12 VNB für den Abnahmefall Industrie HS bei Refinanzierungsweg a)

3.4.5 Wirkungen bei Refinanzierungsweg b)

Ergebnisse für Schleswig-Holstein Netz

Bild 3.14 und Bild 3.15 zeigen die Modellierungsergebnisse zu Refinanzierungsweg b), also der ebenenspezifischen horizontalen Kostenwälzung, für den VNB Schleswig-Holstein Netz. Auch hier treten sehr signifikante, im Vergleich zu Refinanzierungsweg a) aber etwas geringere Entlastungswirkungen in allen Verteilernetzebenen auf. Dies liegt daran, dass die Refinanzierung der EE-bedingten Mehrkosten hier jeweils unmittelbar in diesen Netz- und Umspannebenen stattfindet und nicht teilweise auf vorgelagerten Ebenen. Die Folge davon – und der entscheidende Unterschied zu Refinanzierungsweg a) – ist aber, dass eine Mehrbelastung auf den ÜNB-Ebenen ausbleibt. Für die Ebene HöS/HS ist hier sogar eine Entlastungswirkung erkennbar, da Schleswig-Holstein Netz auch Anlagen auf dieser Ebene betreibt; dies ist bei vielen anderen VNB mit HS-Netz nicht der Fall.



Bild 3.14 Änderungen des Entgeltniveaus bei Refinanzierungsweg b), d. h. ebenenspezifischer horizontaler Kostenwälzung, bei Schleswig-Holstein Netz

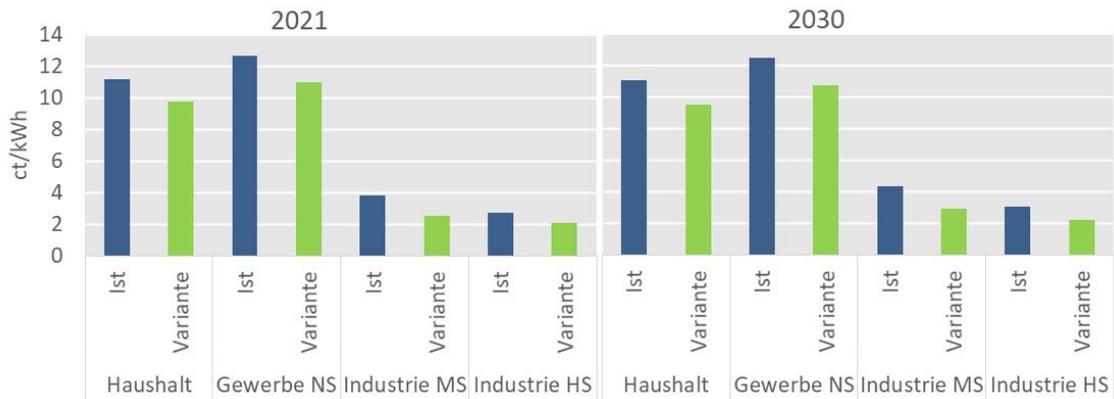


Bild 3.15 Änderungen der Netzentgelte von Schleswig-Holstein Netz für konkrete Abnahmefälle bei Refinanzierungsweg b)

Ergebnisse für SW Kiel Netz

Dementsprechend fallen die Mehrbelastungen bei SW Kiel Netz in den höheren Netzebenen hier wesentlich geringer aus als bei Refinanzierungsweg a), wie Bild 3.16 zeigt. Dafür ergibt sich in der MS-Ebene eine höhere, wenn auch weiterhin vergleichsweise moderate Mehrbelastung. Dass die Mehrbelastung hier von 2021 nach 2030 geringfügig abnimmt, ist dadurch zu erklären, dass der erwartete Netzkostenanstieg in diesem Zeitraum bei SW Kiel Netz geringer ist als im bundesweiten Durchschnitt, so dass dieser VNB an der ebenenspezifischen Refinanzierung in 2030 etwas weniger stark beteiligt wird als in 2021.

Auch die Ergebnisse für die vier konkreten Abnahmefälle (Bild 3.17) lassen die moderaten Mehrbelastungen insbesondere in der MS-Ebene erkennen. Die Auswirkungen auf den HS-Abnahmefall sind auch hier wegen des insgesamt sehr niedrigen Entgeltniveaus kaum zu erkennen.

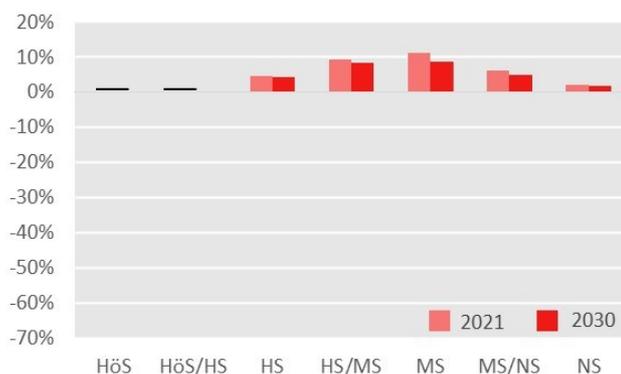


Bild 3.16 Änderungen des Entgeltniveaus bei Refinanzierungsweg b), d. h. ebenenspezifischer horizontaler Kostenwälzung, bei SW Kiel Netz

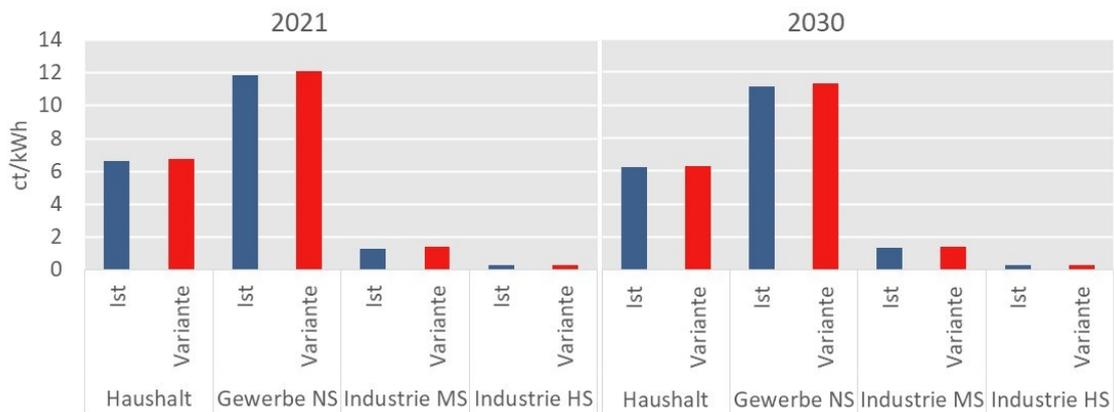


Bild 3.17 Änderungen der Netzentgelte von SW Kiel Netz für konkrete Abnahmefälle bei Refinanzierungsweg b)

Ergebnisse für 12 ausgewählte VNB

Die Modellierungsergebnisse zu Refinanzierungsweg b) für alle 12 betrachteten VNB sind analog zu den Ergebnisbildern zu Refinanzierungsweg a) in Bild 3.18 (Bandbreiten prozentualer Änderungen), Bild 3.19 (prozentuale Änderungen für Ebenen HS, MS und NS) und Bild 3.20 (Änderungen der Netzentgelte für den Abnahmefall Industrie HS) dargestellt.

Der markanteste Unterschied zu den Ergebnissen für Refinanzierungsweg a) besteht darin, dass belastende Wirkungen hier in der HöS-Ebene gar nicht und in der HöS/HS-Ebene nur in geringem Umfang auftreten. Zudem sind die Bandbreiten der Ergebnisse bei den VNB mit Mehrbelastungen deutlich enger als bei Refinanzierungsweg a). Bei den entlastenden Wirkungen sticht auch hier die MS-Ebene hervor, wobei die höchsten erreichten prozentualen Entlastungen etwas geringer sind als bei Refinanzierungsweg a).

Die Wirkungen sind in den meisten Fällen für 2030 ausgeprägter als für 2021. In Einzelfällen kann sich jedoch auch eine Abschwächung der Wirkungen bis 2030 ergeben, wie oben bereits für das Beispiel SW Kiel Netz diskutiert wurde.

Die Ergebnisse für den Abnahmefall Industrie HS (Bild 3.20) bestätigen, dass hier im Vergleich zu Refinanzierungsweg a) deutlich geringere Mehrbelastungen auftreten. Die Entlastungswirkungen fallen hier teilweise sogar etwas stärker aus (im Gegenzug zu den etwas geringeren Entlastungswirkungen auf den in diesem Bild nicht dargestellten unteren Netzebenen).



Bild 3.18 Bandbreiten der Änderungen des Entgeltens der betrachteten 12 VNB bei Refinanzierungsweg b)



Bild 3.19 Änderungen des Entgeltniveaus der betrachteten 12 VNB für drei ausgewählte Netzebenen bei Refinanzierungsweg b) für 2021

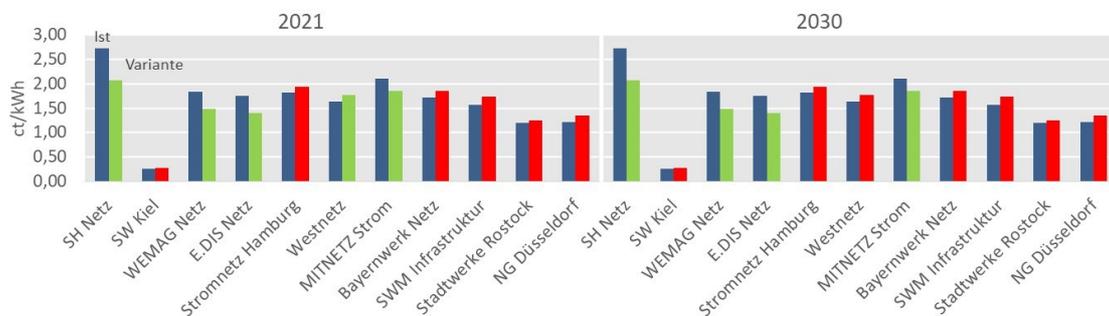


Bild 3.20 Änderungen der Netzentgelte der betrachteten 12 VNB für den Abnahmefall Industrie HS bei Refinanzierungsweg b)

3.4.6 Wirkungen bei Refinanzierungsweg c)

Höhe der Umlage

Die Refinanzierung der zu verteilenden Kostenanteile über eine kWh-bezogene Umlage wirkt sich nicht auf die Netzentgeltkalkulation der VNB aus. Die Modellierung der Kostenwälzung wird hier somit nur benötigt, um die *entlastenden* Wirkungen bei den Empfänger-VNB abzubilden. Die Höhe der Umlage wird ermittelt, indem das zu finanzierende Ausgleichsvolumen durch die Verbrauchsmenge, die mit der Umlage belastet wird, dividiert wird. Hierbei werden nachfolgend zwei Varianten betrachtet:

- Variante 1: Umlage analog der Offshore-Netzuumlage einschließlich der damit verbundenen Privilegierungsregelungen. Diese Regelungen werden hier nicht explizit betrachtet; vielmehr wird nur die Umlagehöhe betrachtet, die sich für die nicht privilegierte Menge des Letztverbrauchs ergibt.
- Variante 2: Umlage auf den gesamten Stromverbrauch aller Letztverbraucher. Bei dieser Variante findet somit keine Privilegierung bestimmter Verbraucherinnen und Verbraucher oder bestimmter Verbrauchsmengen statt.

Die sich ergebende Umlagehöhe ist für beide Varianten und für die Jahre 2021 und 2030 in Bild 3.21 dargestellt. Sie beträgt beispielsweise bei Variante 1 in 2021 ca. 0,45 ct/kWh und würde bis 2030 auf ca. 0,64 ct/kWh anwachsen.

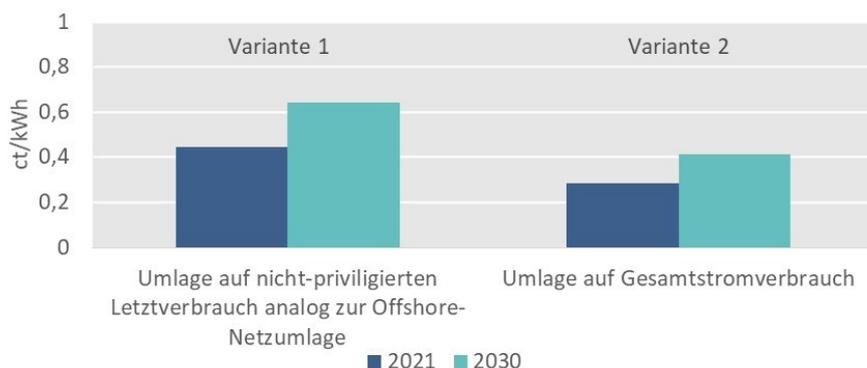


Bild 3.21 Höhe der Umlage bei Refinanzierungsweg c)

Ergebnisse für Schleswig-Holstein Netz und SW Kiel Netz

Ein Vergleich der prozentualen Änderungen der Entgeltniveaus für die betrachteten VNB ist bei diesem Refinanzierungsweg nicht sinnvoll, da sich Auswirkungen auf die regulären Netzentgelte hier nur bei den Empfänger-VNB ergeben. Daher werden nachfolgend nur die Auswirkungen auf die Höhe der Entgelte zuzüglich der Umlage für die vier betrachteten Abnahmefälle betrachtet, und dies auch nur für die VNB Schleswig-Holstein Netz (Bild 3.22) und SW Kiel Netz (Bild 3.23). Dabei wird für Variante 1 angenommen, dass der gesamte Verbrauch der betrachteten Verbrauchertypen in die Kategorie des nicht privilegierten Letztverbrauchs fällt.

Erwartungsgemäß ergeben sich bei Schleswig-Holstein Netz für alle Abnahmefälle deutliche Entlastungen, da die Absenkung der Netzentgelte durch die Kostenverteilung die Zusatzbelastung durch die Umlage überwiegt. Ebenfalls erwartungsgemäß ist die entlastende Wirkung bei Variante 2 (Umlage ohne Privilegierungsregelungen) für die hier betrachteten Abnahmefälle etwas höher als bei Variante 1. Zwischen den Betrachtungsjahren zeigen sich keine wesentlichen Unterschiede in den Entlastungswirkungen.

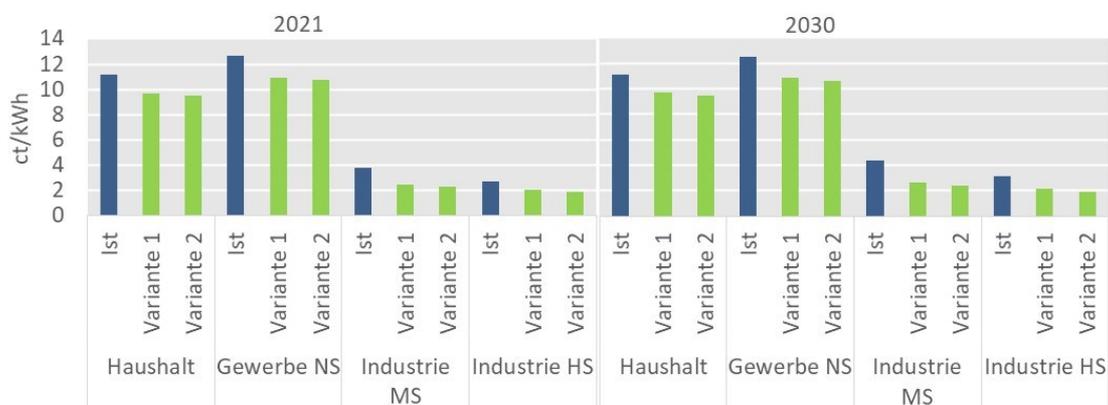


Bild 3.22 Auswirkungen der Kostenverteilung mit Refinanzierungsweg c) auf die Netzentgelt- und Umlagebelastung für konkrete Abnahmefälle im Gebiet von Schleswig-Holstein Netz

Bei SW Kiel Netz treten hingegen – ebenfalls erwartungsgemäß – durchweg Mehrbelastungen durch die Umlagezahlungen auf. Diese fallen bei den hier betrachteten nicht-privilegierten Letztverbrauchern bei Variante 1 etwas höher aus als bei Variante 2. Die Mehrbelastungen sind in absoluter Höhe (in ct/kWh) naturgemäß bei allen Abnahmefällen gleich, wirken sich prozentual hingegen bei den Netznutzern in höheren Ebenen deutlich stärker aus als in der NS-Ebene. Dies ist bei dem HS-Industriekunden speziell im Fall von SW Kiel Netz besonders auffällig, weil das reguläre Netzentgeltniveau in dieser Ebene hier besonders niedrig ist.

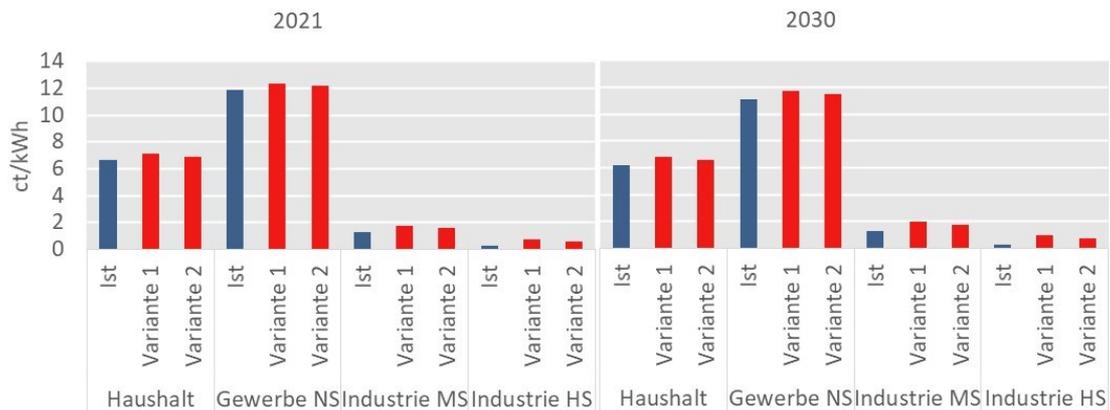


Bild 3.23 Auswirkungen der Kostenverteilung mit Refinanzierungsweg c) auf die Netzentgelt- und Umlagebelastung für konkrete Abnahmefälle im Gebiet von SW Kiel Netz

3.5 Rechtlich-regulatorische Umsetzung

Vorbemerkungen/Disclaimer

Im Folgenden werden Ansatzpunkte für eine mögliche Umsetzung der „pauschalen Kostenverteilung“ einschließlich der drei betrachteten Refinanzierungswege im rechtlich-regulatorischen Rahmen der Netzentgeltsystematik aufgezeigt. Hierzu ist vorab anzumerken, dass unsere Überlegungen zu rechtlichen Umsetzungsmöglichkeiten unter dem Vorbehalt einer vertieften juristischen Prüfung stehen und nicht als konkrete Gestaltungsvorschläge, sondern nur als Anregungen für weiterführende Analysen zu verstehen sind. Darüber hinaus ist zu beachten, dass aus derzeitiger Sicht nicht absehbar ist, welche Anpassungen am Rechtsrahmen das kürzlich verkündeten EuGH-Urteil zur Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur nach sich ziehen wird. Unsere Ausführungen zu Umsetzungsmöglichkeiten des untersuchten Lösungsansatzes erfolgen daher unter der (theoretischen) Hypothese, dass die einschlägigen Vorschriften weiterhin grundsätzlich wie bisher auf die drei Ebenen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), Verordnungen (StromNEV und ARegV) und Beschlüsse der Bundesnetzagentur aufgeteilt werden.

Grundsätzliche Anknüpfungspunkte und betroffene Rechtsbereiche

Der Lösungsansatz „pauschale Kostenverteilung“ läuft im Kern darauf hinaus, dass die von starker EE-Durchdringung betroffenen VNB einen Teil ihrer EOG durch Zahlungen decken sollen, die nicht von den an ihr Netz angeschlossenen Letztverbrauchern oder Weiterverteilern stammen.

Um dies umzusetzen, dürfte die Rechtssystematik, die der heutigen vertikalen Kostenwälzung zugrunde liegt, kein geeigneter Anknüpfungspunkt sein, da es gerade nicht um Zahlungen von den eigenen „Kunden“ geht. Netzkunden eines Netzbetreibers bzw. einer Netz- oder Umspannebene sind laut § 14 Abs. 2 StromNEV nämlich die an die Ebene angeschlossenen

Letztverbraucher und Weiterverteiler sowie die nachgeordnete Netz- oder Umspannebene, nicht jedoch sonstige Letztverbraucher oder Netzbetreiber.

Naheliegender wäre eine Regelung, die an bereits bestehende Ausgleichsmechanismen anknüpft, mit denen eine Tragung von Netzkosten durch Netznutzer außerhalb des Kundenkollektivs eines Netzbetreibers – meist zum Zweck einer bundesweiten Sozialisierung – erreicht wird. Beispiele hierfür sind die Regelungen zur Vereinheitlichung der Netzentgelte der ÜNB sowie verschiedene netzbezogene Umlagemechanismen wie die Offshore-Netzumlage und die § 19-StromNEV-Umlage. Diese Regelungen werden im Weiteren als geeignete Anknüpfungspunkte für eine rechtliche Umsetzung der pauschalen Kostenverteilung betrachtet.

Die vorgenannten Regelungen sind in ihren grundlegenden Prinzipien durchweg auf der Ebene des EnWG geregelt. Konkret finden sich

- Regelungen und eine Verordnungsermächtigung zur Vereinheitlichung der ÜNB-Netzentgelte in § 24 S. 1 Nr. 1 und S. 2 Nr. 4 Buchstabe b sowie § 24a EnWG,
- eine Verordnungsermächtigung bezüglich der § 19-StromNEV-Umlage in § 24 S. 1 Nr. 3 EnWG und
- Regelungen zur Offshore-Netzumlage und zu dem dafür erforderlichen Kostenausgleich unter den ÜNB in § 17f EnWG.

Wir gehen daher davon aus, dass auch für die pauschale Kostenverteilung eine Regelung auf Ebene des EnWG erforderlich wäre. Ausgestaltungsdetails könnten auf Ebene der StromNEV geregelt werden. Auf dieser Ebene sind heute beispielsweise Einzelheiten

- zur Vereinheitlichung der ÜNB-Netzentgelte in §§ 14a-14d StromNEV und
- zur § 19-StromNEV-Umlage und zu dem hierfür erforderlichen Kostenausgleich zwischen ÜNB und VNB in § 19 Abs. 2 S. 13-17 StromNEV

geregelt. Ergänzend hierzu – oder zukünftig infolge des EuGH-Urteils ggf. alternativ hierzu – könnten Umstellungsdetails durch Beschlüsse der Bundesnetzagentur festgelegt werden, so wie heute beispielsweise der Beschluss BK4-13-739 Details zur Ausgestaltung der individuellen Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV regelt.

Demgegenüber dürfte für die Umsetzung der pauschalen Kostenverteilung aus unserer Sicht kein wesentlicher Regelungsbedarf im Bereich der Vorschriften zur Ermittlung der EOG – d. h. insbesondere bei der ARegV – entstehen. Wie in Abschnitt 3.3 erläutert, sollte vielmehr ausdrücklich ausgeschlossen werden, dass die pauschale Kostenverteilung einen Einfluss auf die Höhe der EOG und die darin enthaltenen Anzelelemente hat. Eine Verknüpfung zur ARegV würde somit allenfalls dadurch entstehen, dass die Regelungen zur Ermittlung des zu sozialisierenden Kostenvolumens punktuell auf Regelungsgegenstände der ARegV wie das Qualitätselement Bezug nehmen müssten.

Erforderliche Regelungsinhalte im Bereich des EnWG

Die Regelungen auf Ebene des EnWG müssten den Verordnungsgeber (oder zukünftig evtl. die Bundesnetzagentur) dazu ermächtigen, einen Ausgleichsmechanismus mit den Kernmerkmalen der pauschalen Kostenverteilung zu etablieren. Diese Merkmale bestehen darin,

- dass VNB, in deren Netz erhebliche Mehrkosten durch die Integration von EE-Anlagen auftreten, einen Teil dieser Kosten durch einen bundesweiten Ausgleichsmechanismus decken können,

- dass dieser Kostenanteil auf eine pauschale, aber methodisch einheitliche Weise ermittelt werden kann, und
- dass die über den Ausgleichsmechanismus ausgeschütteten Beträge über einen der drei in dieser Untersuchung betrachteten Refinanzierungswege gedeckt werden sollen, also
 - entweder durch Einbeziehung in die Kalkulationsgrundlage für die (einheitlichen) Netzentgelte der ÜNB,
 - oder durch einen separaten Belastungsausgleich für jede Netz- und Umspannebene unter allen VNB, die die jeweilige Ebene betreiben, wobei VNB, die hierbei Zahlungen leisten, diese über ihre Netzentgelte decken dürfen,
 - oder durch einen Belastungsausgleich zwischen ÜNB und VNB und Deckung des Ausgleichsvolumens über eine von den ÜNB ermittelte Umlage, beispielsweise analog zu § 17f EnWG.

Es ist dabei voraussichtlich erforderlich, dass sich der Gesetzgeber auf einen der drei Refinanzierungswege festlegt, da die Wahl des Refinanzierungswegs starke Auswirkungen auf die sich ergebende Kostenallokation hat und die Hürde für einen späteren Wechsel des Refinanzierungswegs ausreichend hoch sein sollte.

Als konkreter Anknüpfungspunkt könnte die Regelung nach § 24 S. 2 Nr. 4 Buchstabe a EnWG geeignet sein, wonach „...insbesondere Kosten des Netzbetriebs, die zuordenbar durch die Integration von dezentralen Anlagen zur Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen verursacht werden, bundesweit umgelegt werden können“. Diese Regelung müsste in erster Linie dahingehend angepasst werden, dass anstelle einer Fokussierung auf „zuordenbare“ Kosten eine Sozialisierung der auf pauschale Weise ermittelten EE-bedingten Mehrkosten im Netz ermöglicht wird. Zudem müssten Aussagen zum gewählten Refinanzierungsweg (s. oben) ergänzt werden.

Erforderliche Regelungsinhalte auf Verordnungs- oder Beschlussebene

Für die konkrete Ausgestaltung der pauschalen Kostenverteilung müssten auf Ebene der Strom-NEV und/oder in Beschlüssen der Bundesnetzagentur eine Reihe unterschiedlicher Aspekte geregelt werden. Hierzu gehören vor allem

- die Definition der für die Ermittlung der auszugleichenden Netzkosten maßgeblichen Kennzahl zur EE-Durchdringung einer Netz- oder Umspannebene in einem Netzgebiet,
- die Definition der Schwelle der EE-Durchdringung, ab der in einer Netz- oder Umspannebene in einem Netzgebiet mit erheblichen EE-bedingten Mehrkosten zu rechnen ist und der betreffende VNB daher Ausgleichszahlungen über den Mechanismus in Anspruch nehmen kann,
- die Ausgestaltung der pauschalen Rechenvorschrift, nach der die Höhe der Ausgleichszahlungen für eine Netz- oder Umspannebene in einem Netzgebiet bestimmt wird, einschließlich einer Abgrenzung der dabei zu berücksichtigenden Elemente der EOG,
- Vorgaben zur prozessualen Umsetzung, insbesondere zu Fristen und Meldewegen für die Mitteilung der beanspruchten Ausgleichszahlungen sowie zu Zahlungsmodalitäten,
- etwaige Prüfungsvorbehalte für die Regulierungsbehörden, sofern im Zusammenhang mit diesem Mechanismus weitergehende Prüfungen als beim regulären Prozess der Netzentgeltkalkulation für erforderlich erachtet werden, sowie

Lösungsansatz „Pauschale Kostenverteilung“

- Vorschriften zur regelmäßigen Evaluierung des Mechanismus und ggf. Aktualisierung der darin verankerten Kalkulationsvorschriften.

Die vorgenannten Aspekte müssten unabhängig davon, welcher Refinanzierungsweg gewählt wird, ausgestaltet werden. Speziell für Refinanzierungsweg b) wären darüber hinaus weitere Details zu regeln. Dies betrifft insbesondere

- die genaue Rechenvorschrift zur Ermittlung der Einzahlungen der VNB, die eine bestimmte Netz- oder Umspannebene betreiben, in den jeweiligen ebenenspezifischen Ausgleichstopf, sowie
- die Verwaltung des Ausgleichsmechanismus durch eine hierfür geeignete Instanz einschließlich der Organisation der damit verbundenen Zahlungs- und Kontoführungsaufgaben.

3.6 Prozessuale Umsetzung

Im Hinblick auf die prozessuale Umsetzung dieses Lösungsansatzes ist insbesondere zu untersuchen, wie der Ansatz in den Prozess der Kalkulation der Netzentgelte integriert werden kann. Dabei ist nach den drei betrachteten Refinanzierungswegen zu differenzieren. Hierzu wird nachfolgend zunächst ein Überblick über den heutigen Prozess der Netzentgeltkalkulation gegeben. Anschließend werden im ersten Schritt Umsetzungsaspekte diskutiert, die nicht vom gewählten Refinanzierungsweg abhängen, und im zweiten Schritt Möglichkeiten der prozessualen Umsetzung der drei Refinanzierungswege aufgezeigt.

Überblick über heutigen Prozess der Netzentgeltkalkulation

Der jährliche Prozess der Netzentgeltkalkulation durch die ÜNB und VNB richtet sich maßgeblich nach der Vorgabe in § 20 Abs. 1 EnWG, wonach die Netzbetreiber bis zum 15. Oktober die voraussichtliche Höhe der Netzentgelte für das Folgejahr veröffentlichen müssen. Diese Anforderung impliziert, dass bis zum Jahresende grundsätzlich noch Anpassungen an den veröffentlichten Entgelten vorgenommen werden können, wenn sich signifikante Änderungen der Kalkulationsgrundlage ergeben. Dies können beispielsweise Anpassungen der EOG im Rahmen des jährlichen Abgleichs von Soll- und Ist-Erlösen über das Regulierungskonto sein. Solche Änderungen können aber auch in Folgejahren beim Abgleich des Regulierungskontos berücksichtigt werden. Daher werden die am 15. Oktober veröffentlichten vorläufigen Netzentgelte in den meisten Fällen nicht mehr zu einem späteren Zeitpunkt angepasst.

Die Netzentgelte können allerdings nicht von allen Netzbetreibern gleichzeitig kalkuliert und veröffentlicht werden, da Betreiber unterlagerter Netz- und Umspannebenen für ihre Kalkulation die Netzentgelte der jeweils überlagerten Ebenen kennen müssen. Die Kalkulation muss daher in Form einer Kaskade „top-down“ erfolgen. Für diesen Prozess gibt es im Stromsektor zurzeit zwar keine verbindlichen Vorgaben, aber eine geübte und auch von der zuständigen Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur empfohlene Praxis. Demnach veröffentlichen die ÜNB ihre Netzentgelte bereits spätestens am 1. Oktober eines Jahres, und die nachgelagerten VNB folgen sukzessive in der Reihenfolge der Kaskadierung ihrer Netze im Abstand von jeweils 2-3 Werktagen mit der Veröffentlichung ihrer Entgelte nach. Auf diese Weise wird bei Kaskaden von meist 1-3 VNB sichergestellt, dass die Entgelte aller VNB bis zum 15. Oktober veröffentlicht sind.

Als Grundlage für die Entgeltkalkulation ermitteln alle Netzbetreiber – typischerweise im September – den aktuellen Stand ihrer EOG für das Folgejahr sowie die für das Folgejahr erwarteten Abnahmemengen und -leistungswerte. Die Kalkulationsgrundlagen und die daraus ermittelten Netzentgelte werden der Bundesnetzagentur bzw. den Landesregulierungsbehörden mitgeteilt,

unterliegen aber keinem Genehmigungsvorbehalt durch die Behörden. Ein solcher Vorbehalt wird nicht als erforderlich erachtet, da über das Regulierungskonto regelmäßig ein Abgleich von Soll- und Ist-Erlösen stattfindet.

Umsetzungsaspekte, die nicht vom gewählten Refinanzierungsweg abhängen

Die Umsetzung des Lösungsansatzes der pauschalen Kostenverteilung erfordert grundsätzlich zwei Schritte, nämlich

- die Kalkulation der EOG-Anteile der Empfänger-VNB, die über den Ausgleichsmechanismus sozialisiert werden sollen, und
- die kalkulatorische Umsetzung des gewählten Refinanzierungswegs, d. h. die Berücksichtigung des über den Ausgleichsmechanismus zu sozialisierenden EOG-Volumens in den Netzentgelten der ÜNB und VNB bzw. in Form einer separaten Umlage.

Der erste Schritt ist unabhängig davon, welcher Refinanzierungsweg gewählt wird. Er ist zudem unabhängig von den Netzentgelten der jeweils überlagerten ÜNB und VNB, da die „vorgelagerten Netzkosten“, wie in Abschnitt 3.3 diskutiert, ausdrücklich *nicht* in den Ausgleichsmechanismus einbezogen werden sollten. Vielmehr sollten hierbei die jeweils ebenenspezifischen EOG-Anteile *vor* der Kostenwälzung, d. h. *ohne* Berücksichtigung der vorgelagerten Netzentgelte herangezogen werden. Dieser Kalkulationsschritt kann daher durch alle betroffenen VNB gleichzeitig erfolgen und muss (erst) kurz vor dem zweiten der o. g. Schritte abgeschlossen sein.

Hierbei sollten die betroffenen VNB die gleiche Kalkulationsgrundlage – d. h. insbesondere die gleichen Angaben zur EOG für das Folgejahr – verwenden wie für ihre Netzentgeltkalkulation. Zur Durchführung der Kalkulation müssen die VNB zudem die Kennzahlen zur EE-Durchdringung für ihre Netz- und Umspannebenen ermitteln. Um diesbezüglich einen einheitlichen Datenstand zu gewährleisten, ist voraussichtlich eine Stichtagsregelung sinnvoll. Es könnte z. B. festgelegt werden, dass die Daten zur installierten Leistung der EE-Anlagen und zur Jahreshöchstlast den Stand zum 31. Dezember des Vorjahres reflektieren sollen, ähnlich wie bei den aktuell in § 23c EnWG geregelten Veröffentlichungspflichten zu Netzstrukturdaten.

Als ein weiterer vom Refinanzierungsweg unabhängiger Umsetzungsaspekt ist zu diskutieren, ob Mechanismen für regelmäßige nachträgliche Anpassungen der über den Ausgleichsmechanismus sozialisierten EOG-Anteile benötigt werden. Dies könnte deswegen als naheliegend angesehen werden, weil auch die EOG für ein Kalenderjahr in den Folgejahren mehrfach nachträglich angepasst werden kann, etwa um die erst dann bekannte tatsächliche Höhe der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zu berücksichtigen. Durch solche Anpassungen ändert sich nachträglich auch die Kalkulationsgrundlage für die zu sozialisierenden EOG-Anteile. Ein Korrekturprozess, der diese Änderungen nachträglich über mehrere Jahre berücksichtigt und korrigiert, wäre allerdings voraussichtlich sehr aufwändig, und es erscheint fraglich, ob er notwendig wäre. Es geht hierbei nämlich nicht um die Frage, ob die EOG der betroffenen VNB vollständig gedeckt würde; dies gewährleistet bereits der etablierte Abgleich über das Regulierungskonto. Vielmehr geht es um die Frage, ob ein – im Nachhinein gesehen – zu hoher oder zu niedriger Anteil der EOG sozialisiert wird. Das Risiko, dass es hierbei zu signifikanten Verzerrungen bei der Netzkostenallokation kommt und dass VNB evtl. sogar Möglichkeiten haben, die zu sozialisierenden EOG-Anteile bewusst und nachhaltig zu ihren Gunsten zu beeinflussen, halten wir aus derzeitiger Sicht für eher gering.

Ein weiterer Umsetzungsaspekt, der einheitlich geregelt werden sollte, betrifft die Zahlungsmodalitäten für Zahlungen aus dem Ausgleichstopf. Hier erscheint es sinnvoll, in Analogie zu den

Regelungen für die Vereinheitlichung der ÜNB-Netzentgelte Zahlungen in 12 gleichen monatlichen Raten auf Basis der jährlichen Zahlungsansprüche der Empfänger-VNB vorzusehen.

Prozessuale Umsetzung in Abhängigkeit vom gewählten Refinanzierungsweg

Der zweite der o. g. Schritte betrifft die Berücksichtigung des zuvor ermittelten Ausgleichsvolumens bei der Kalkulation der Netzentgelte bzw. einer separaten Umlage. Hier unterscheiden sich die erforderlichen Prozessschritte nach dem gewählten Refinanzierungsweg:

a) Einbeziehung in die EOG der ÜNB

Wenn die Refinanzierung des Ausgleichsvolumens über die Netzentgelte der ÜNB erfolgen soll, müssen die Empfänger-VNB ihre Zahlungsansprüche aus dem Ausgleichstopf rechtzeitig vor der Veröffentlichung der ÜNB-Netzentgelte an die ÜNB melden, d. h. jeweils einige Werktage vor dem 1. Oktober. Die ÜNB kalkulieren die Summe der Zahlungsansprüche dann in ihre Netzentgelte ein. Sie vereinnahmen das Ausgleichsvolumen durch die monatlichen Entgeltzahlungen der an ihre Netze angeschlossenen VNB und Letztverbraucher und leisten hieraus monatliche Zahlungsraten an die Empfänger-VNB.

b) Ebenenspezifische horizontale Kostenwälzung

Die Umsetzung des Refinanzierungswegs über ebenenspezifische Ausgleichstöpfe erfordert eine koordinierende Instanz, die

- die Zahlungsansprüche der Empfänger-VNB entgegennimmt,
- die Zahlungsverpflichtungen aller VNB je Netz- oder Umspannebene ermittelt und den VNB mitteilt,
- Zahlungen aller VNB zur Finanzierung der Ausgleichstöpfe entgegennimmt und
- hieraus Zahlungen an die Empfänger-VNB leistet.

Der jährliche Kalkulationsprozess beginnt hier damit, dass die Empfänger-VNB ihre Zahlungsansprüche an den Koordinator melden. Zugleich teilen alle VNB dem Koordinator die Daten mit, die zur Ermittlung der Zahlungsverpflichtungen benötigt werden. Dies sind – sofern nicht ein anderer Schlüssel gewählt wird – die EOG je Netz-/Umspannebene exklusive der Elemente, die nicht in den Ausgleichsmechanismus einbezogen werden sollen (also u. a. exklusive der „vorgelagerten Netzkosten“; siehe Abschnitt 3.3).

Auf dieser Basis ermittelt der Koordinator die Salden der Zahlungsansprüche und -verpflichtungen für jeden VNB und jede Netz-/Umspannebene und teilt die Ergebnisse den VNB mit. Die VNB berücksichtigen dies bei der Kalkulation und anschließenden Veröffentlichung ihrer Netzentgelte. Um dies im gewohnten Zeitrahmen zu ermöglichen, muss der Koordinator den VNB die Zahlungssalden ungefähr zeitgleich mit der Veröffentlichung der ÜNB-Netzentgelte mitteilen, d. h. zum 1. Oktober eines Jahres. Hieraus folgt wiederum, dass die vorherigen Meldungen der VNB an den Koordinator mit einer Frist von mindestens einigen Werktagen vor dem 1. Oktober erfolgen müssten.

Im Jahresverlauf realisieren die VNB die durch den Ausgleichsmechanismus erwirkten Mehr- oder Mindereinnahmen durch die Netzentgeltzahlungen ihrer Netzkunden. Hieraus führen die VNB, die im Saldo in den Mechanismus einzahlen, monatliche Ratenzahlungen an den Koordinator ab. Der Koordinator zahlt wiederum monatliche Raten an die VNB, die im Saldo Zahlungen aus den Ausgleichstöpfen erhalten.

Wie die obigen Ausführungen erkennen lassen, wäre der Umsetzungsaufwand bei diesem Refinanzierungsweg weitaus höher als bei den Wegen a) und c), allein schon aufgrund des Bedarfs nach einer koordinierenden Instanz. Da diese Instanz selbst keine Netzentgelte einnimmt, sondern Ein- und Auszahlungen aller deutschen VNB verwaltet, müsste sie eine angemessene Vergütung für ihre Tätigkeit erhalten und zudem auf geeignete Weise gegen Liquiditäts- und sonstige Risiken abgesichert werden.

c) Einführung einer kWh-bezogenen Umlage

Bei einer Refinanzierung des Ausgleichsvolumens über eine separate Umlage ist eine prozessuale Gestaltung in enger Anlehnung an bestehende Umlagemechanismen wie etwa die Offshore-Netzumlage naheliegend. Diese Umlage muss durch die ÜNB gemäß § 17f Abs. 7 EnWG jeweils bis zum 15. Oktober eines Jahres veröffentlicht werden. Um dies zu ermöglichen, müssen die Empfänger-VNB ihre Zahlungsansprüche aus dem Umlagemechanismus einige Werkzeuge vor Mitte Oktober an die ÜNB melden.

Die Umlage wird dann durch alle Netzbetreiber als Aufschlag auf die Netzentgelte von den Letztverbrauchern vereinnahmt und an die ÜNB abgeführt. Diese bedienen hieraus in Form von monatlichen Ratenzahlungen die Zahlungsansprüche der Empfänger-VNB.

bidirektionale Kostenwälzung ein Teil der Mittelspannungs-Netzkosten in die Kalkulationsgrundlage für die Hochspannungs-Netzentgelte überführt. Ob hiervon wiederum ein Kostenanteil weiter aufwärts gewälzt und über die ÜNB-Netzentgelte bundesweit sozialisiert würde, hinge jedoch davon ab, ob auch Rückspeisungen von der Hoch- in die Höchstspannungsebene stattfinden. Dies hängt aber von den konkreten Einspeisungs- und Verbrauchsverhältnissen im betreffenden Gebiet ab. Und falls tatsächlich ein Teil der hochgewälzten Mittelspannungs-Netzkosten in die ÜNB-Ebene weitergewälzt würde, so würde dennoch der verbleibende Teil nur von den Hochspannungs-Netzkunden im betroffenen Netzgebiet getragen.

Die bidirektionale Kostenwälzung führt somit im Gegensatz zu der in Kapitel 3 diskutierten pauschalen Kostenverteilung nur fallweise und nur zum Teil zu einer bundesweiten Sozialisierung der EE-bedingten Mehrkosten. Soweit dies geschieht, können auch mit diesem Ansatz die in Abschnitt 3.1 diskutierten, aus unserer Sicht klar zu begrüßenden Verbesserungen bei den Anreizwirkungen der Netzentgelte und ihrer „Funktionsgerechtigkeit“ und damit der Fairness der Kostenallokation erzielt werden. Soweit die Kosten hingegen nur innerhalb des betroffenen Netzgebiets auf höhere Ebenen hochgewälzt und von den dort angeschlossenen Verbraucherinnen und Verbrauchern getragen werden, ist die Sachgerechtigkeit der erzielten Wirkungen zumindest fragwürdig. Da die angestrebte Umverteilung von Netzkosten damit begründet wird, dass bestimmte Mehrkosten durch die Bewältigung einer nationalen Aufgabe bedingt sind, ist schwer zu rechtfertigen, warum diese Umverteilung teilweise nur zwischen den Netzebenen innerhalb eines betroffenen VNB-Netzgebiets erfolgen sollte.

Ein weiterer Punkt, in dem die bidirektionale Kostenwälzung aus unserer Sicht der pauschalen Kostenverteilung konzeptionell unterlegen ist, ist eher grundsätzlicher Art: Der Ansatz ist eng mit der weit verbreiteten, sachlich aber nicht haltbaren Auffassung verbunden, die Netzkosten entstünden primär durch die Netzinanspruchnahme, seien also eng mit der Höhe der Stromflüsse korreliert. Tatsächlich werden die Netzkosten nur nachrangig von der Höhe der Stromflüsse getrieben; vorrangige Treiber sind die Netzstruktur und die Transportkapazitäten der Betriebsmittel (siehe u. a. [3, 10, 11]). Es handelt sich insofern aus Nutzersicht weitgehend um Fixkosten (und zwar nicht nur in Bezug auf die Kapitalkosten, sondern auch in Bezug auf die Betriebskosten, da auch diese nur zu einem nachrangigen Teil von den Stromflüssen abhängen.) Die Einführung einer bidirektionalen Kostenwälzung würde die Orientierung der Netzentgelte an der Höhe der Stromflüsse hingegen verstärken. Dies würde dem grundsätzlichen Ziel entgegenwirken, die Netzentgelte „kostenreflexiver“, d. h. in engerer Orientierung an den tatsächlichen Kostentreiberwirkungen auszugestalten. Diese Zielsetzung wird zwar in der Debatte nicht immer als prioritär gegenüber anderen bei der Gestaltung der Netzentgelte zu berücksichtigenden Kriterien angesehen. Sie führt aber grundsätzlich zu sachgerechteren Anreizwirkungen für die Netznutzer, was gerade mit Blick auf energiewenderelevante Transformationsprozesse im Bereich des Stromverbrauchs zunehmend an Bedeutung gewinnt (wie z. B. in [2] diskutiert). Eine perspektivische Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik in diese Zielrichtung, für die in den letzten Jahren verschiedene Optionen vorgeschlagen wurden (siehe z. B. [3, 11, 12]), würde daher durch die Einführung einer bidirektionalen Kostenwälzung tendenziell erschwert. Diese Problematik besteht bei dem Lösungsansatz der pauschalen Kostenverteilung nicht.

4.2 Ausgestaltungsfragen

Für die Ausgestaltung der bidirektionalen Kostenwälzung ist grundlegend zu entscheiden, wie eng diese mit dem bisherigen Kostenwälzungsprozess verbunden wird. Wir sehen hier im Wesentlichen zwei Optionen:

- Die „**Aufwärtswälzung**“ von Kostenanteilen in Abhängigkeit von den auftretenden Rückspeisungen kann als ein **separater Prozessschritt** ergänzt werden, der der bisherigen „Abwärtswälzung“ vorgelagert wird. Auf diese Weise könnten die Regeln für die Abwärtswälzung unverändert beibehalten und Regeln für die Aufwärtswälzung unabhängig hiervon ausgestaltet werden. Bei der praktischen Durchführung der Entgeltkalkulation würde durch die Trennung der beiden Wälzungsschritte sichergestellt, dass die Wälzung nach einmaligem Durchlauf der beiden Schritte abgeschlossen wäre.
- Die **Aufwärts- und Abwärtswälzung** könnten unmittelbar in einem **integrierten Schritt** zusammengeführt werden, indem Rückspeisungen in vorgelagerte Ebenen bei der Kostenwälzung in gleicher Weise behandelt werden wie die Bezüge von Letztverbrauchern und die Transporte in nachgelagerte Ebenen. Dies würde allerdings dazu führen, dass die Kostenwälzung nicht mehr wie bisher vollständig in Form einer „top-down“-Kaskade durchgeführt werden könnte, da Netzbetreiber bei dieser Kaskadierung keine Informationen über die aus unterlagerten Netzen an sie heraufgewälzten Kosten erhalten. Sie müssten daher zunächst Prognosewerte für die heraufgewälzten Kosten ansetzen, die dann nach vollständiger Durchführung des Wälzungsvorgangs durch die dabei erhaltenen Ergebnisse ersetzt werden. Darauf basierend könnte ein zweiter Durchlauf des Wälzungsvorgangs stattfinden, der aber wiederum Einfluss auf die Höhe der aufwärts gewälzten Kosten hat. Somit wäre im Prinzip ein iterativer Prozess erforderlich, der in der Praxis aber nach einem oder maximal zwei Durchläufen beendet werden müsste. Die danach noch verbleibenden Abweichungen zwischen den prognostizierten und den tatsächlich sich ergebenden Wälzungsbeträgen müssten aus praktischen Gründen in Kauf genommen werden.

Wir halten die erstgenannte Option für klar vorzugswürdig. Hierfür spricht neben den geschilderten prozessualen Gründen auch, dass hierbei die Wirkungen der Aufwärtswälzung gezielter gesteuert werden können als bei der zweiten Option. Insbesondere besteht hierdurch eine einfache Möglichkeit, die Umverteilung von Kostenanteilen genau wie bei der pauschalen Kostenverteilung (siehe Diskussion in Abschnitt 3.1) auf die EE-bedingten *Mehrkosten* zu beschränken. Dies kann erreicht werden, indem eine Aufwärtswälzung von Kosten nur dann stattfindet, wenn die Rückspeisungen eine Schwelle überschreiten, ab der mit signifikanten Mehrkosten zu rechnen ist. Wir verfolgen daher im Weiteren nur diese Option und halten es dabei für sinnvoll, den Schwellenwert für die Berücksichtigung von Rückspeisungen nach den gleichen Überlegungen zu bemessen wie bei dem Lösungsansatz der pauschalen Kostenverteilung (siehe Abschnitt 3.3). Die Analyseergebnisse für die beiden Lösungsansätze können somit unmittelbar miteinander verglichen werden.

Neben dem zuvor diskutierten Punkt stellen sich bei der bidirektionalen Kostenwälzung verschiedene weitere Ausgestaltungsfragen:

- **Erzeugungsseitige Netzentgelte:** Wenn Netzbetreiber untereinander Netzentgelte für Rückspeisungen abrechnen (bzw. kalkulatorisch als Zahlungen zwischen ihren eigenen Netz- und Umspannebenen berücksichtigen), könnte es als naheliegend angesehen werden, dieselben Entgelte auch von Erzeugern für ihre Einspeisung ins Netz zu erheben. So könnte der heute in Abwärtsrichtung bestehende Gleichlauf von Netzentgelten und Kostenwälzung auch für die bidirektionale Ausgestaltung aufrechterhalten werden. Wir halten die Folgen einer solchen Gestaltung jedoch für problematisch, da dann erzeugungsseitige Netzentgelte erhoben würden, die von der Einsatzweise der Erzeugungsanlagen abhängen. Mit solchen Entgelten ist, wie in [2] diskutiert, ein hohes Risiko verbunden, dass Erzeugungsanlagen nicht mehr im marktlichen Sinne effizient eingesetzt werden, sondern in einer volkswirtschaftlich

suboptimalen Weise. Daher sollten etwaige erzeugungsseitige Netzentgelte möglichst unabhängig von der Einsatzweise der Erzeugungsanlagen sein. Dies wäre z. B. bei der Erhebung von Baukostenzuschüssen gewährleistet (siehe [3, 11]), nicht jedoch bei den Entgelten, die im Rahmen der bidirektionalen Kostenwälzung für Rückspeisungen erhoben würden.

Darüber hinaus müsste die Einführung erzeugungsseitiger Entgelte evtl. auf Neuanlagen beschränkt werden, da eine nachträgliche Einführung bei Bestandsanlagen Fragen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit und – bei geförderten Erzeugungstechnologien – der Angemessenheit der Förderhöhe aufwerfen würde.

Wir gehen im Weiteren von der Annahme aus, dass in Verbindung mit der bidirektionalen Kostenwälzung *keine* erzeugungsseitigen Netzentgelte eingeführt würden.

- **Abgrenzung betrachtungsrelevanter EOG-Elemente bei der Aufwärtswälzung:** Wie bei der pauschalen Kostenverteilung ist auch bei der bidirektionalen Kostenwälzung zu entscheiden, welche Elemente der EOG in den Mechanismus einbezogen werden. Wir halten es für sinnvoll, hierbei die gleichen Abgrenzungen vorzunehmen wie bei der pauschalen Kostenverteilung (siehe Abschnitt 3.3). Insbesondere ist es konzeptgemäß zwingend, bei der Aufwärtswälzung die EOG *vor Kostenwälzung*, d. h. *exklusive* der „vorgelagerten Netzkosten“ heranzuziehen. Zudem sollten auch hier die auf Zahlungen für „vermeidene Netzentgelte“ und das Qualitätselement zurückzuführenden EOG-Elemente nicht einbezogen werden.
- **Leistungs- vs. Arbeitsbezug bei der Aufwärtswälzung:** Des Weiteren stellt sich die Frage, ob bei der Ausgestaltung der Aufwärtswälzung auf die Maximalleistungen und/oder die Energiemengen der Rückspeisungen abgestellt werden sollte. Wir halten es für sachgerecht, hierbei ausschließlich auf die Maximalleistungen abzustellen, da diese für die Netzauslegung entscheidend sind. Konkret sollten die zeitgleichen Maximalwerte der Rückspeiseleistung berücksichtigt werden, die sich aus der Durchmischung aller Einspeisungen und Verbraucher-Entnahmen in einem Netzgebiet mit Wirkung auf eine jeweils betrachtete Netz- oder Umspannebene ergeben. Auf diese Weise ergeben sich leistungsbezogene Entgelte für Rückspeisungen in der Einheit Euro pro kW und Jahr. Diese bilden konzeptionell das Gegenstück zu den „spezifischen Jahreskosten“ einer Netz- oder Umspannebene, die heute – ausschließlich für die Abwärtsrichtung – als Zwischenschritt der Netzentgeltkalkulation ermittelt werden (siehe Kapitel 2). Eine Umrechnung dieser rein leistungsbezogenen Entgelte in ein System von Leistungs- und Arbeitspreisen wie bei den Netzentgelten für Letztverbraucher ist bei der Aufwärtswälzung nicht sinnvoll und auch nicht erforderlich, falls – wie oben diskutiert – darauf verzichtet wird, zugleich erzeugungsseitige Netzentgelte einzuführen.
- **Anpassungen an der abwärts gerichteten Kostenwälzung:** Grundsätzlich wäre vorstellbar, dass im Zuge der Einführung einer bidirektionalen Kostenwälzung auch Anpassungen im Bereich der abwärts gerichteten vertikalen Kostenwälzung vorgenommen werden. Beispielsweise könnte der heutige Gleichlauf von Netzentgelten und Kostenwälzung in Frage gestellt werden, denn dieses Grundprinzip ist weder zwingend erforderlich noch international üblich. Solche Anpassungen ließen sich aber nicht allein mit der Einführung der bidirektionalen Kostenwälzung rechtfertigen und werden daher im Weiteren nicht näher betrachtet.

4.3 Quantitative Wirkungsanalyse

Vorgehensweise und Datengrundlage

Das für die nachfolgend dargestellten quantitativen Analysen zur bidirektionalen Kostenwälzung eingesetzte Rechenmodell weist weitgehende Parallelen zu dem in Abschnitt 3.4.2 erläuterten Modell auf. Der entscheidende Unterschied besteht darin, dass hier zusätzlich der Prozess der Aufwärtswälzung abgebildet ist, nicht hingegen ein sonstiger Refinanzierungsweg. Um eine gute Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu erreichen (und auch weil dies konzeptionell naheliegend ist), wird hierbei unterstellt, dass die zu sozialisierenden EE-bedingten Mehrkosten je Netz- und Umspannebene bei den VNB mit hoher EE-Durchdringung auf die gleiche Weise ermittelt würden wie bei der pauschalen Kostenverteilung. Dies impliziert, dass auch der Schwellenwert der Rückspeiseleistung, ab der eine Aufwärtswälzung von Kosten zugelassen wird, auf die gleiche Weise bestimmt wird wie bei der pauschalen Kostenverteilung.

Aufgrund dieser weitgehenden Parallelen der Modellierung beruhen die nachfolgend dargestellten Untersuchungsergebnisse auch auf der gleichen Datengrundlage wie die Untersuchungen zur pauschalen Kostenverteilung.

Ergebnisse für Schleswig-Holstein Netz

Auch hier werden die Modellierungsergebnisse zunächst für die beiden betrachteten schleswig-holsteinischen VNB dargestellt, beginnend mit Schleswig-Holstein Netz. Bild 4.2 zeigt die prozentualen Änderungen der Entgelt-niveaus je Netz-/Umspannebene und Bild 4.3 die Entgelte für die vier konkreten Abnahmefälle.



Bild 4.2 Änderungen des Entgelt-niveaus bei bidirektionaler Kostenwälzung bei Schleswig-Holstein Netz

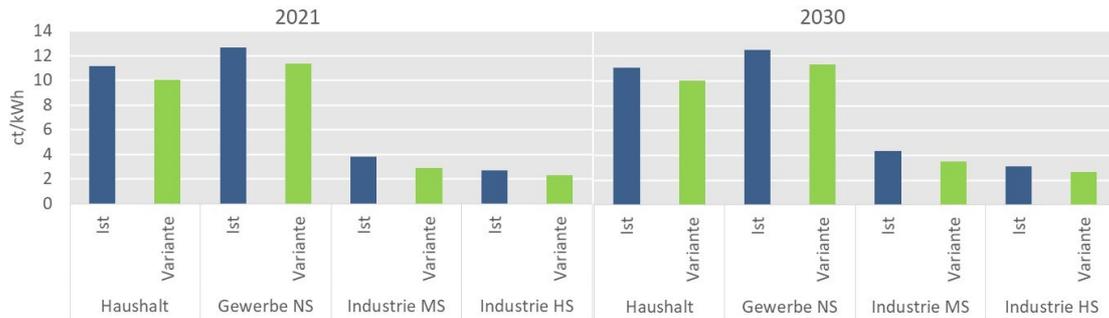


Bild 4.3 Änderungen der Netzentgelte von Schleswig-Holstein Netz für konkrete Abnahmefälle bei bidirektionaler Kostenwälzung

Hier zeigen sich wie bei der pauschalen Kostenverteilung mit Refinanzierungsweg a) (Bild 3.7) signifikante Entlastungen in allen Ebenen von NS bis HS und ebenfalls signifikante Mehrbelastungen in den Ebenen HöS und HöS/HS. Die Entlastungen sind auch hier in den Ebenen MS und MS/NS am höchsten, fallen jedoch durchweg deutlich geringer aus als bei der pauschalen Kostenverteilung. Bei den Mehrbelastungen liegt der Schwerpunkt hier nicht auf der HöS-Ebene, sondern auf der Umspannebene HöS/HS. Hieran lässt sich anschaulich die Wirkungsweise der bidirektionalen Kostenwälzung erkennen: Die EE-bedingten Mehrkosten der Verteilernetzebenen werden hier nicht vollständig bundesweit sozialisiert (was bei Refinanzierungsweg a) zu einem erheblichen Anstieg der HöS-Netzentgelte führt), sondern innerhalb des Gebiets eines VNB hochgewälzt und zu einem nennenswerten Teil von den dortigen Letztverbrauchern getragen. Im hier dargestellten Fall „sammeln“ sich die Kosten besonders auf der HöS/HS-Ebene, was dort zu einem starken Anstieg des Entgeltlevels führt.

Zwischen den Betrachtungsjahren zeigt sich eine deutliche Zunahme der Entgeltanstiege in den ÜNB-Ebenen. Dies geht mit dem bundesweit starken Anstieg der über die bidirektionale Kostenwälzung heraufgewälzten EE-bedingten Mehrkosten einher. Der Anstieg der EE-bedingten Mehrkosten ist bei Schleswig-Holstein Netz jedoch etwas geringer als im bundesweiten Vergleich. Daher sind die prozentualen Entlastungswirkungen in den unteren Verteilernetzebenen 2030 etwas geringer als 2021. In den höheren Verteilernetzebenen kompensieren sich diese beiden Effekte gegenseitig fast vollständig.

Ergebnisse für SW Kiel Netz

Bei SW Kiel Netz treten hingegen erwartungsgemäß ausschließlich Mehrbelastungen auf allen Netz- und Umspannebenen auf, wie Bild 4.4 anhand der prozentualen Niveauänderungen und Bild 4.5 anhand der Entgelte für die vier Abnahmefälle zeigt. Diese Mehrbelastungen sind aber nur ungefähr halb so hoch wie bei der pauschalen Kostenverteilung mit Refinanzierungsweg a). Hieraus lässt sich schließen, dass ungefähr die Hälfte der gesamten bundesweiten EE-bedingten Mehrkosten, die über die bidirektionale Kostenwälzung hochgewälzt werden, in den jeweils betroffenen VNB-Gebieten getragen werden und nicht bis zur HöS-Ebene herauf gelangen.

In den Netzentgelten für die Abnahmefälle (Bild 4.5) schlagen sich die Mehrbelastungen kaum sichtbar nieder, da diese in den Ebenen MS und NS prozentual sehr gering sind und in der HS-Ebene bei SW Kiel Netz insgesamt ein außergewöhnlich niedriges Entgeltlevel vorherrscht.

Lösungsansatz „Bidirektionale Kostenwälzung“



Bild 4.4 Änderungen des Entgeltniveaus bei bidirektionaler Kostenwälzung bei SW Kiel Netz

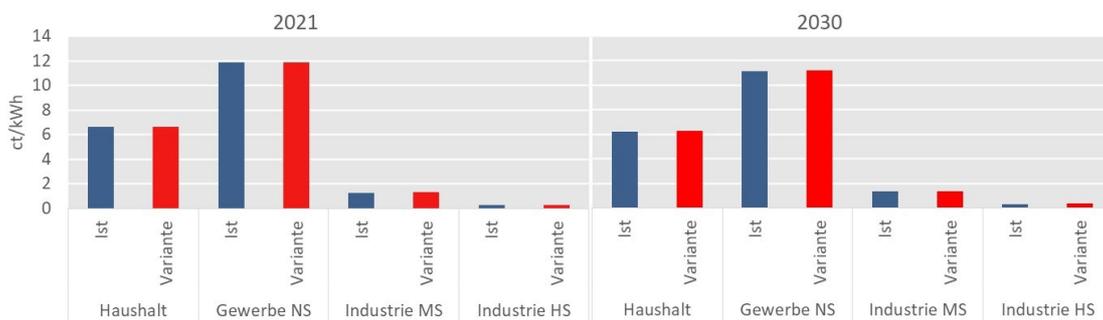


Bild 4.5 Änderungen der Netzentgelte von SW Kiel Netz für konkrete Abnahmefälle bei bidirektionaler Kostenwälzung

Ergebnisse für 12 ausgewählte VNB

Die zuvor diskutierten Auffälligkeiten bei den Mehrbelastungen in den obersten Netz- und Umspannebenen schlagen sich auch in den Bandbreiten der Änderungen der Entgeltniveaus bei den betrachteten 12 VNB nieder (Bild 4.6). In den Verteilernetzebenen verhalten sich die Mehrbelastungen etwas weniger „geordnet“ als bei der pauschalen Kostenverteilung; hier treten teilweise besonders hohe Mehrbelastungen in der HS/MS-Ebene auf. Bei den Entlastungen zeigt sich insgesamt ein ähnliches Bild wie bei der pauschalen Kostenverteilung, allerdings – wie bereits diskutiert – auf niedrigerem Niveau.



Bild 4.6 Bandbreiten der Änderungen des Entgeltniveaus der betrachteten 12 VNB bei bidirektionaler Kostenwälzung

Aufschlussreich hinsichtlich der Wirkungsweise der bidirektionalen Kostenwälzung ist auch die nach den betrachteten 12 VNB differenzierte Darstellung der Entgeltniveauänderungen für 2021 (Bild 4.7). Hier zeigt sich, dass in der HS-Ebene bereits in 2021 nur bei zwei VNB eine entlastende Wirkung zu verzeichnen ist, bei den meisten VNB hingegen eine Mehrbelastung. Hierin unterscheidet sich die bidirektionale Kostenwälzung deutlich von der pauschalen Kostenverteilung mit Refinanzierungsweg a), wo bei den meisten Empfänger-VNB auch Entlastungen in der HS-Ebene auftreten (vgl. Bild 3.12).

Diesen Effekt verdeutlicht auch die Darstellung der Entgeltwirkungen für den Abnahmefall Industrie HS (Bild 4.8). Hier ergeben sich außer bei Schleswig-Holstein Netz und MITNETZ Strom in allen Fällen Mehrbelastungen durch die bidirektionale Kostenwälzung.



Bild 4.7 Änderungen des Entgeltniveaus der betrachteten 12 VNB für drei ausgewählte Netzebenen bei bidirektionaler Kostenwälzung für 2021

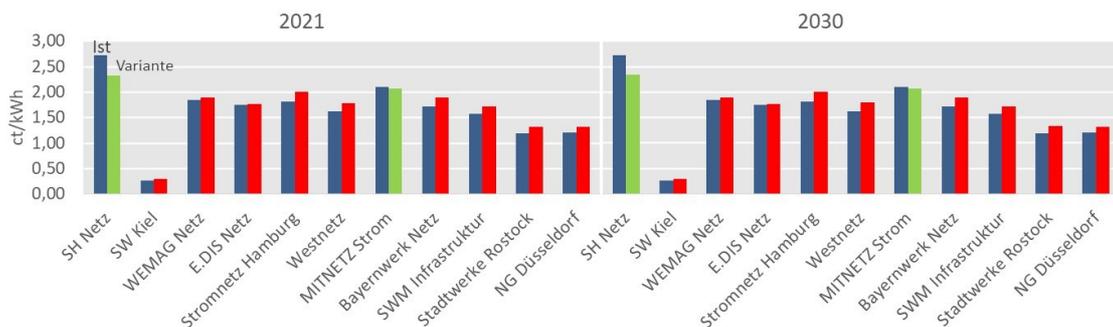


Bild 4.8 Änderungen der Netzentgelte der betrachteten 12 VNB für den Abnahmefall Industrie HS bei bidirektionaler Kostenwälzung

4.4 Rechtlich-regulatorische Umsetzung

Vorbemerkungen/Disclaimer

Für die nachfolgenden Überlegungen zu Umsetzungsmöglichkeiten der bidirektionalen Kostenwälzung im rechtlich-regulatorischen Rahmen gelten die in Abschnitt 3.5 erwähnten Vorbehalte hinsichtlich einer ggf. erforderlichen vertieften juristischen Prüfung sowie der Auswirkungen des EuGH-Urteils zur Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur gleichermaßen.

Grundsätzliche Anknüpfungspunkte und betroffene Rechtsbereiche

Der Ansatz der bidirektionalen Kostenwälzung läuft im Kern darauf hinaus, dass VNB unter bestimmten Bedingungen einen Teil ihrer EOG durch Zahlungen von jeweils vorgelagerten VNB oder ÜNB decken können. Zugleich sollen VNB, die mehr als eine Netz- oder Umspannebene betreiben, entsprechende abwärts gerichtete Zahlungsflüsse kalkulatorisch bei der Ermittlung ihrer Netzentgelte berücksichtigen. Auf diese Weise soll ein der bisherigen Kostenwälzung entgegengerichteter Prozess der Aufwärtswälzung von Netzkosten etabliert werden, und zwar bei der hier betrachteten Ausgestaltung in Form eines separaten Prozessschritts, der vor dem herkömmlichen Schritt der vertikalen Kostenwälzung stattfindet.

Es geht somit anders als bei der pauschalen Kostenverteilung nicht um einen übergreifenden, bundesweiten Ausgleichsmechanismus, sondern um Anpassungen der Zahlungsflüsse zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern sowie Anpassungen der netzbetreiberinternen Kalkulationsmethodik. Die rechtliche Umsetzung könnte daher an die heutigen Vorschriften zur Kostenwälzung anknüpfen, die in § 14 StromNEV und somit auf Verordnungsebene geregelt sind.

Es wäre daher evtl. nicht zwingend erforderlich, Vorschriften zur bidirektionalen Kostenwälzung in das EnWG aufzunehmen. Dies könnte dennoch empfehlenswert sein, da hiermit ein erheblicher Eingriff in die Netzentgeltsystematik verbunden wäre, der zumindest teilweise zur bundesweiten Sozialisierung von Netzkostenanteilen führt. Ausgestaltungsdetails müssten aber weiterhin in der StromNEV und ggf. ergänzend – oder in Zukunft evtl. ausschließlich – in Beschlüssen der Bundesnetzagentur geregelt werden.

Hinsichtlich der Vorschriften zur Ermittlung der EOG in der ARegV dürfte hingegen auch bei diesem Lösungsansatz kein relevanter Regelungsbedarf bestehen.

Evtl. erforderliche Regelungsinhalte im Bereich des EnWG

Eine Regelung auf Ebene des EnWG zur Schaffung einer gesetzlichen Grundlage für die bidirektionale Kostenwälzung könnte als ein weiterer Unterpunkt in den Verordnungsermächtigungen nach § 24 S. 2 Nr. 4 EnWG aufgenommen werden. Die Regelung könnte vorsehen,

- dass neben einer abwärts gerichteten Kostenwälzung von vor- zu nachgelagerten Netz- oder Umspannebenen auch eine aufwärts gerichtete Kostenwälzung von nach- zu vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen stattfinden soll und
- dass sich die Bemessung der aufwärts zu wälzenden Kostenanteile nach der Höhe der Rückspeisungen von nachgelagerten in vorgelagerte Ebenen richten soll, die auf Einspeisungen aus EE-Anlagen zurückzuführen sind.

Erforderliche Regelungsinhalte auf Verordnungs- oder Beschlussebene

Für die weitere rechtliche Ausgestaltung der bidirektionalen Kostenwälzung stellt sich zunächst die Frage, ob es evtl. ausreichen würde, die Begriffe „Entnahme“ und „Netzkunde“ in den bestehenden Regelungen zur Kostenwälzung anders zu definieren. Der Kreis der Netzkunden, die bei der Kostenwälzung zu berücksichtigen sind, umfasst heute gemäß § 14 Abs. 2 StromNEV die an eine Netz- oder Umspannebene eines VNB angeschlossenen Letztverbraucher und Weiterverteiler sowie eine etwaige unterlagerte Netz- oder Umspannebene desselben VNB. Diese Definition könnte grundsätzlich so erweitert werden, dass auch vorgelagerte Ebenen desselben VNB oder eines vorgelagerten VNB oder ÜNB als Netzkunden behandelt werden. Wenn dann zusätzlich die Rückspeisungen in diese vorgelagerten Ebenen auch als *Entnahmen* aus der

nachgelagerten Ebene behandelt würden, so würde die Aufwärtswälzung in den bisherigen Prozess der Kostenwälzung integriert.

Hiermit würde allerdings nicht die aus unserer Sicht vorzugswürdige Grundoption umgesetzt, bei der die Aufwärts- und die Abwärtswälzung als zwei separate Prozessschritte ausgestaltet werden, sondern die zu Beginn von Abschnitt 4.2 zweitgenannte Option einer vollständigen Integration der beiden Wälzungsrichtungen. Zudem hätten die erforderlichen Anpassungen an den Definitionen von „Netzkunden“ und „Entnahmen“ voraussichtlich erhebliche unerwünschte Nebenwirkungen. Beispielsweise ist die Definition des Begriffs Entnahme auch für die Definition der Jahreshöchstlast von Bedeutung. Sie wirkt sich somit u. a. auf die Ermittlung der Gleichzeitigkeitsfunktion aus, die aber gerade nicht von der Höhe der Rückspeisungen beeinflusst werden sollte.

Aus diesen Gründen wäre eine solche vermeintlich einfache Umsetzungsmöglichkeit voraussichtlich nicht empfehlenswert. Wir halten es für zielführender, explizite Vorschriften zur Ausgestaltung der Aufwärtswälzung einzuführen und die bestehenden Regelungen zur abwärts gerichteten Kostenwälzung weitgehend unverändert zu lassen. Hierzu müssten die heutigen Regelungen nach § 14 StromNEV um eine Reihe von Aspekten erweitert werden:

- Der Begriff der Kostenwälzung müsste so erweitert werden, dass er die Aufwärts- und die Abwärtswälzung als zwei separate Kostenwälzungsvorgänge umfasst, die prozessual in aufeinanderfolgenden Schritten durchgeführt werden.
- Zur Ausgestaltung der Aufwärtswälzung müsste geregelt werden,
 - dass hierzu die Kosten der Netz- und Umspannebenen, beginnend mit der Niederspannungsebene und jeweils unter Berücksichtigung etwaiger von der nachgelagerten Ebene heraufgewälzter Kosten, auf die jeweilige Ebene und die vorgelagerte Ebene aufgeteilt werden, sofern die maximale Rückspeiseleistung in die vorgelagerte Ebene einen zu definierenden Schwellenwert überschreitet,
 - dass diese Aufteilung im Verhältnis der den Schwellenwert überschreitenden Rückspeiseleistung zu der gesamten Entnahmeleistung aus der Ebene erfolgt,
 - dass hierbei die Rückspeiseleistung nur insoweit berücksichtigt werden darf, wie sie auf EE-Einspeisungen in die jeweilige Ebene oder in nachgelagerte Ebenen verursacht wird (auch wenn dies aufgrund von Durchmischungseffekten evtl. nur näherungsweise abgegrenzt werden kann), und
 - dass bei der Kostenaufteilung bestimmte Elemente der auf eine Ebene bezogenen EOG (insbesondere die vorgelagerten Netzkosten, die Zahlungen für vermiedene Netzentgelte sowie das Qualitätselement) nicht einbezogen werden dürfen.
- Hinsichtlich der Abwärtswälzung sollte klargestellt werden, dass hierbei jeweils die Kosten bzw. EOG je Ebene zu berücksichtigen sind, die sich *nach der Aufwärtswälzung* (d. h. unter Berücksichtigung deren Wirkungen) ergeben.
- Im Fall einer Umsetzung mit Wirkung bereits vor dem 1. Januar 2023 sollte klargestellt werden, dass die auf die ÜNB-Ebene heraufgewälzten Kostenanteile vollständig in den bundesweiten Kostenausgleich unter den ÜNB einbezogen werden sollen.
- Hinsichtlich der Zahlungsmodalitäten könnte klargestellt werden, dass Zahlungen infolge der Aufwärtswälzung analog zu Netzentgeltzahlungen zu behandeln sind, also z. B. in Form von monatlichen Raten erfolgen.

- Hinsichtlich der prozessualen Umsetzung könnten Anforderungen zu Meldefristen und zur Koordination der Netzbetreiber geregelt werden, um eine rechtzeitige Durchführung der Aufwärtswälzung im Prozess der Netzentgeltkalkulation sicherzustellen.

4.5 Prozessuale Umsetzung

Die prozessuale Umsetzung der bidirektionalen Kostenwälzung würde starke Analogien zu dem in Abschnitt 3.6 diskutierten Umsetzungsprozess der pauschalen Kostenverteilung in Verbindung mit einer Refinanzierung über die ÜNB-Netzentgelte aufweisen. Der entscheidende Unterschied würde darin bestehen, dass die VNB die umzuverteilenden EOG-Anteile nicht für alle Netz- und Umspannebenen gleichzeitig ermitteln und an die ÜNB melden könnten. Vielmehr müsste hierfür ein kaskadenartiger Prozess der Aufwärtswälzung etabliert werden. Sobald dieser Prozess abgeschlossen ist, könnte der gewohnte Prozess der Ermittlung und Veröffentlichung von Netzentgelten in Form einer abwärts gerichteten Kaskade beginnen.

In Orientierung daran, dass sich der etablierte Prozess der Abwärtswälzung über einen zweiwöchigen Zeitraum vom 1. bis zum 15. Oktober eines Jahres erstreckt, könnte für den Prozess der Aufwärtswälzung ebenfalls ein ca. zweiwöchiger Zeitraum vorgesehen werden. Dieser könnte damit beginnen, dass die Betreiber der Niederspannungsnetze bis zum 15. September die Kalkulationsschritte für die Aufwärtswälzung in ihren Netz- und Umspannebenen abschließen und den jeweils vorgelagerten Netzbetreibern die an sie heraufzuwälzenden Kosten mitteilen. Die vorgelagerten VNB müssten hiermit dann sukzessive im Abstand von jeweils bis zu 3 Werktagen nachfolgen, so dass die ÜNB in die Lage versetzt werden, ihre Netzentgelte nach der vollständigen Abwicklung der Aufwärtskaskade bis zum 1. Oktober zu kalkulieren und zu veröffentlichen. Auf diese Weise würde der Gesamtprozess der jährlichen Netzentgeltkalkulation um ca. 2 Wochen verlängert.

Hinsichtlich der weiteren in Abschnitt 3.6 diskutierten Fragen zur prozessualen Umsetzung etwa hinsichtlich der Zahlungsmodalitäten und des Bedarfs nach nachträglichen Korrekturprozessen sind die dort hergeleiteten Erkenntnisse und Empfehlungen aus unserer Sicht grundsätzlich auf den Ansatz der bidirektionalen Kostenwälzung übertragbar.

5 Literatur/Quellen

- [1] Montebauer, A.; Dorendorf, S.; Wößner, C.; Schuster, H.; Schneller, C.; Blumberg, G.: Energiewende zum Erfolg machen – Herausforderungen und Lösungsoptionen für die Hochspannungsebene. ew 11/2021, S. 26-29
- [2] Fritz, W.; Maurer, C.; Jahn, A: Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation. Impulspapier im Auftrag der Agora Energiewende, August 2021. <https://www.agora-energiewende.de/projekte/zukuenftige-anforderungen-an-eine-energiewendegerechte-netzkostenallokation-1/>
- [3] Consentec und Fraunhofer ISI: Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Juni 2018. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/options-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.html>
- [4] Consentec und Fraunhofer ISI: BMWi-Vorhaben „Netzentgelte“: Auswertung von Referenzstudien und Szenarioanalysen zur zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte für Elektrizität. Bericht im Rahmen einer Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Oktober 2018. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/netzentgelte-auswertung-von-referenzstudien.pdf?__blob=publicationFile&v=9
- [5] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2020. Bonn, 1. März 2021. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- [6] Bundesnetzagentur: *Marktstammdatenregister*. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/>
- [7] Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu und TU Berlin: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Treibhausgasneutrale Szenarien – Kurzzusammenfassung Stand 18.05.2021. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. <https://www.langfristszenarien.de>
- [8] Bundesnetzagentur: *Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete und der Verteilernetzkomponente*, 30.08.2019. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/GemeinsAusschr/FestlegungVNAusbaugebiet.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [9] Fraunhofer ISI, Consentec und ifeu: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Modul 2: Modelle und Modellverbund. Veröffentlicht September 2017, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. <https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2017/09/berichtsmodul-2-modelle-und-modellverbund.pdf>
- [10] Consentec, Polynomics, ZHAW und Universität Basel: Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie. Studie im Auftrag des Schweizer Bundesamts für Energie BFE, Juni 2021. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWWRtaW4uY2gvZGUvcHVib-GljYX/Rpb24vZG93bmXvYWQvMTA1MTM=.html>

Literatur/Quellen

- [11] E-Bridge Consulting, ZEW und TU Clausthal: Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2018. https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/146_Neue-Preismodelle_WEB.pdf

- [12] Deutsche Energie-Agentur (dena): Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Ergebnispapier der Taskforce Netzentgelte, Januar 2018. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/ergebnispapier-der-taskforce-netzentgelte-impulse-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik>