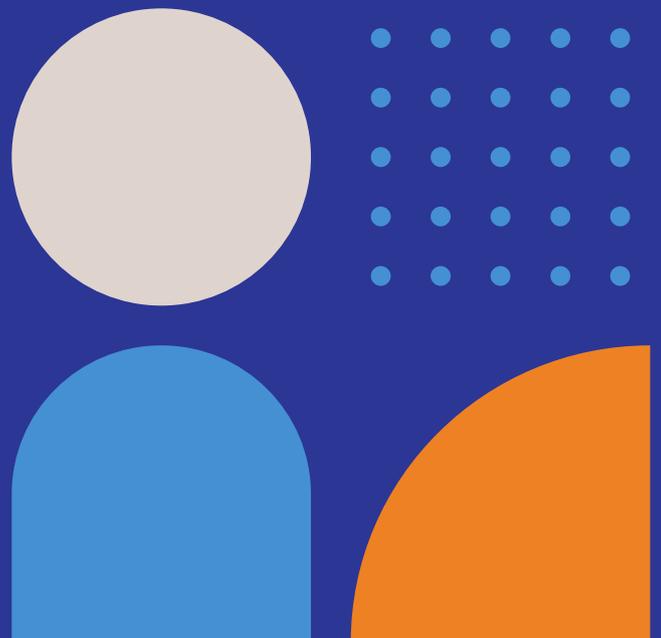


Stellungnahme zu den Eckpunkten für
die Festlegung zur sachgerechten
Verteilung von Mehrkosten aus der
Integration von Anlagen zur Erzeugung
von Strom aus erneuerbaren Energien

Stuttgart, 30.01.2024



Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
2	Zusammenfassung wesentlicher Kritikpunkte.....	2
3	Besonders belastete Netzbetreiber.....	6
4	Ermittlung des Wälzungsbetrags.....	17
5	Finanzierung.....	18
6	Abwicklungssystem.....	19
7	Fazit und Ausblick.....	20

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

1 Einleitung

Die Bundesnetzagentur hat am 1. Dezember 2023 ein Eckpunktepapier für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien veröffentlicht. Zu den Eckpunkten kann bis zum 31.01.2024 Stellung genommen werden. Diese Möglichkeit nehmen wir gerne wahr.

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt Netzbetreibern mit einer besonderen Kostenbelastung aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien die Möglichkeit zu geben, diese Mehrkosten ab dem Jahr 2025 bundesweit zu wälzen. Die Ermittlung der besonderen Kostenbelastung eines Netzbetreibers soll pauschal und auf Basis eines modelltheoretischen abgeleiteten funktionalen Zusammenhangs zwischen dem Verhältnis von installierter Leistung Erneuerbarer Energien und zeitgleicher Jahreshöchstlast erfolgen.

Die Bundesnetzagentur geht damit davon aus, dass die besonderen Mehrkosten durch die Höhe der Rückspeisung bestimmt werden. Die maximale Rückspeisung wird dabei als Differenz zwischen maximaler zeitgleicher Einspeisung aus EE-Anlagen und der Mindestlast abgeschätzt. Zur Bestimmung der Einspeisung aus EE-Anlagen greift die Bundesnetzagentur auf die installierte EE-Leistung zurück, zur Bestimmung der Mindestlast auf die Jahreshöchstlast. Je höher das Verhältnis von installierter EE-Leistung und Jahreshöchstlast ausfällt, umso größer der angenommene Anteil der Kosten eines Netzbetreibers, der als besondere Kostenbelastung bundesweit gewälzt werden darf. Die Ermittlung der besonderen Kostenbelastung erfolgt dabei separat für jede Netzebene. Eine besondere Kostenbelastung liegt nach den Vorschlägen der Bundesnetzagentur erst dann vor, wenn die installierte EE-Leistung die Jahreshöchstlast in der jeweiligen Spannungsebene um den Faktor 2 übersteigt (Schwellenwert).

Für die Ermittlung des für die besondere Kostenbelastung ausschlaggebenden Verhältnisses von installierter EE-Leistung und Jahreshöchstlast (die angenommene Rückspeisung) werden folgende bundesweit einheitliche Annahmen getroffen: für die maximale zeitgleiche Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird ein Wert von 70% der installierten EE-Leistung angenommen, für die minimale Last wird ein Wert von 40% der Jahreshöchstlast angenommen.

Für die installierte EE-Leistung wird die in der jeweiligen Netz- oder Umspannebene installierte EE-Leistung und die installierte EE-Leistung in den unterlagerten Netzebenen herangezogen, sofern die unterlagerten Netzebenen auch vom betrachteten Netzbetreiber betrieben werden. Die installierte EE-Leistung unterlagerter Netzebenen, die von Dritten betrieben werden, werden nicht berücksichtigt.

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

Der so berechnete Faktor für die EE-bedingten Kosten wird dann auf die Kosten der Netzebene abzüglich vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte angewendet. Das damit ermittelte Kostenumverteilungsvolumen soll im Rahmen der Umlage nach § 19 StromNEV auf alle nicht privilegierten Letztverbraucher in Deutschland gewälzt werden.

Netze BW begrüßt es grundsätzlich, dass die Bundesnetzagentur sich dem Thema der EE-bedingten Netzausbaukosten und der damit verbundenen Fragestellung der Kostenverteilung auf die Netzentgelte widmet. Der Ausbau des Verteilnetzes, insbesondere im ländlichen Raum, ist stark von dem Anschluss erneuerbarer Energien geprägt. Die damit verbundenen Kosten verbleiben bisher jedoch vollständig beim jeweiligen Anschlussnetzbetreiber und müssen von den dortigen Kunden getragen werden. Die erzeugten Strommengen stehen über den bundesweiten Großhandelsmarkt jedoch allen Verbrauchern zur Verfügung.

Allerdings sehen wir sowohl den vorgeschlagenen Mechanismus zur Ermittlung der besonderen Kostenbelastung als auch den finanziellen Wälzungsmechanismus über die bundesweite § 19 StromNEV-Umlage äußerst kritisch. So weist der vorgeschlagene Mechanismus zur Ermittlung der besonderen Kostenbelastung sowohl konzeptionell wie auch bei seiner Parametrierung methodische Mängel auf und führt zu einer ungleichen Behandlung sowohl horizontal als auch vertikal heterogener Netzstrukturen. Den Wälzungsmechanismus über die § 19 StromNEV-Umlage sehen wir bestenfalls als eine kurzfristige und letztlich wenig nachhaltige Lösung, da er zu einer überproportionalen Belastung nicht privilegierter Letztverbraucher, insbesondere in den unteren Netzebenen, führt. Dies liegt in der Kostenverschiebung von bisher leistungspreisorientierten Netzentgelten in den oberen Netzebenen hin zu einer reinen arbeitspreisorientierten Umlage begründet, die insbesondere die Haushaltskunden betrifft.

2 Zusammenfassung wesentlicher Kritikpunkte

Bestimmung des wälzbaren Kostenanteils

- Keine Berücksichtigung räumlich heterogener Netzgebiete

Grundsätzlich teilen wir die Auffassung der Regulierungsbehörde, dass energiewendebedingte Mehrkosten durch die Rückspeiseleistung grob approximiert werden können. Wir teilen jedoch nicht die Einschätzung, dass die Ermittlung der für den wälzbaren Kostenanteil auf einer Netzebene relevanten Rückspeisung aggregiert auf Ebene des gesamten Netzgebietes erfolgen sollte. Im vorgelegten Eckpunktepapier wird nicht begründet, warum der Bezug auf das Gesamtgebiet des Netzbetreibers die kostenverursachende Wirkung annähernd korrekt erfasst. Der grundsätzliche

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

Zusammenhang zwischen energiewendebedingten zusätzlichen Kosten und Umfang der installierten Leistung aus Erneuerbaren Energien ist nach unserer Auffassung vor allem lokaler Natur (vgl. hierzu die für das Netzgebiet der Netze BW in Abschnitt 3 ermittelten Werte) und sollte daher auch lokal ermittelt werden. Wir sehen hier eine grundsätzliche Benachteiligung der Endverbraucher bei heterogen strukturierten Flächennetzbetreibern und befürchten negative Anreizwirkungen hinsichtlich möglicher Netzgebietsaufsplitterungen.

- Ungleiche Behandlung bei vertikal unterschiedlichen Netzstrukturen

Eine eklatante Diskriminierung stellt das angedachte Vorgehen der Bundesnetzagentur in Bezug auf die Berücksichtigung der installierten EE-Leistung der nachgelagerten Netzebenen dar. Während die installierte EE-Leistung nachgelagerter Netzebenen in die Berechnung des wälzbaren Kostenanteils einbezogen werden, sofern diese zum eigenen Netzbetrieb gehören, soll dies nicht der Fall sein, wenn die nachgelagerte Netzebene von einem dritten Netzbetreiber betrieben wird. Dies führt zu erheblichen Verzerrungen bei den relevanten Parametern installierte EE-Leistung und Jahreshöchstlast. Dieses Vorgehen ist im Hinblick auf die tatsächliche Kostenbelastung nicht zu begründen und führt deswegen zu einer systematischen Benachteiligung von großen Flächennetzbetreibern, die eine Vielzahl von Weiterverteilern über ihr Netz versorgen und über die Weiterverteiler auch erhebliche Rückspeisungen in ihr Netz aufnehmen. Im Umkehrschluss kommt es zu einer positiven Verzerrung für Netzbetreiber, die eine Netzebene nur teilweise betreiben. Beide Aspekte sollten im weiteren Verfahren zwingend sachgerecht adressiert werden.

- Methodische Mängel bei der Parametrierung

Darüber hinaus weist auch die Bestimmung der Parameter „maximale zeitgleiche EE-Einspeisung“, die pauschal auf 70% der installierten EE-Leistung festgesetzt wird und „Mindestlast“, die auf 40% der Jahreshöchstlast festgesetzt wird, methodische Mängel auf. Die maximale EE-Einspeisung wird zunächst getrennt für PV und Wind ermittelt und anschließend als Durchschnitt dieser Werte endgültig bestimmt. Dieses Vorgehen ignoriert jedoch die Gleichzeitigkeit der Einspeisungen, welche letztlich für die Höhe der maximalen Rückspeisung und damit die Höhe der EE-bedingten Netzzusatzkosten verantwortlich ist. Auch wird mit diesem Vorgehen der geographischen Heterogenität von Mustern der EE-Einspeisung und des Lastbezugs nicht Rechnung getragen, wie bereits ein einfacher Abgleich der öffentlich verfügbaren Daten für die vier deutschen Regelzonen in Abschnitt 3 belegt.

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

Wälzungsmechanismus

- Verteilungswirkungen zwischen Endverbrauchergruppen

Der angedachte Wälzungsmechanismus über die § 19 StromNEV-Umlage ist nach unserer Auffassung kein nachhaltig tragfähiger Mechanismus und bestenfalls für eine befristete Übergangszeit sinnvoll. Über die Umlage nach § 19 StromNEV werden Kosten, die bisher netzebenenspezifisch über Leistungs- und Arbeitspreise an die Netznutzer verrechnet wurden, zukünftig nur noch auf Basis der Arbeit (kWh) vornehmlich von den nicht privilegierten Kunden getragen. In der Folge wird ein zunehmend größerer Anteil der Netzkosten von den oberen Spannungsebenen auf die unteren Netzebenen und von Industrie- und Gewerbekunden auf Haushaltskunden verlagert. Eine weitere Folge ist, dass die bezogene elektrische Arbeit indirekt über die Umlage verteuert und die Leistungspreise in den Netzentgelten entlastet werden. Hieraus ergeben sich Anreize für einen stärkeren privaten Eigenverbrauch mit entsprechend weiter steigenden Netzentgelten für Haushalte ohne Eigenverbrauchsmöglichkeiten. Nicht zuletzt wird durch die reine kWh-basierte Umlage und die Verschiebung von Kosten aus den oberen Spannungsebenen nach unten die Elektrifizierung und Sektorenkopplung bei Wärme und Mobilität durch eine Verteuerung des Endkundenstrompreises behindert.

- Wachsendes Wälzungsvolumen und wachsende Umlage gemäß § 19 StromNEV

Auf Basis der Netzentgelte 2023 berechnet die Bundesnetzagentur einen Wälzungsbetrag von 1,55 Mrd. Euro und eine Erhöhung der § 19 StromNEV-Umlage um 0,6 ct/kWh. Das Wälzungsvolumen entspricht damit ungefähr 10% der gesamten veröffentlichten Erlösobergrenze der Stromverteilnetzbetreiber 2023 nach Abzug der vorgelagerten Netzkosten und der vermiedenen Netzentgelte.¹ Bereits zum aktuellen Zeitpunkt ist offensichtlich, dass das Wälzungsvolumen zum anvisierten Start im Jahr 2025 höher liegen wird, da bisher weder die Anstiege der Netzkosten des Jahres 2024 (Kostenausgangsniveau 4. Regulierungsperiode), noch die Netzbetreiber in der Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden in die Berechnung einbezogen wurden. Auch die politisch angestrebten Ausbauraten bei den erneuerbaren Energien werden das Wälzungsvolumen in den kommenden Jahren kontinuierlich in die Höhe treiben (und letztlich ad absurdum führen).

¹ Bundesnetzagentur et al (2023): Netzbetreiberdaten nach § 23b EnWG.xlsx. netzentgelttransparenz.de, abgerufen am 22.01.2024.

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

- Prüfung alternativer Wälzungsmechanismen

Vor dem Hintergrund des perspektivisch deutlich ansteigenden Wälzungsvolumens und den mit der Finanzierung über die § 19 StromNEV-Umlage verbundenen Umverteilungs- und Anreizwirkungen regt die Netze BW an, weitere mögliche Wälzungsmechanismen zu prüfen, wie sie bereits im von der Bundesnetzagentur zitierten Gutachten von Consentec aus dem Jahr 2021 (sog. Melund-Gutachten)² aufgezeigt werden. Im weiteren Festlegungsverfahren sollte aufgezeigt werden, welche alternativen Verfahren für die Wälzung der EE-bedingten Mehrkosten durch die Bundesnetzagentur in Erwägung gezogen wurden und weshalb die Umsetzung über die § 19 StromNEV-Umlage die unter einer Gesamtabwägung beste Option ist.

Transparenz

Angesichts der beträchtlichen Umverteilungswirkungen ist eine hohe Transparenz im Konsultationsverfahren und auch in der späteren Anwendung des Instruments, unerlässlich. Die Bundesnetzagentur sollte – anders als bei den Eckpunkten geschehen – die Daten- und Berechnungsgrundlagen zeitnah und umfassend veröffentlichen. Aus Gründen der Akzeptanz durch die zusätzlich belasteten Kundengruppen sollten auch die jährlich aktualisierten Parameter und die resultierenden Wälzungsbeträge je Netzebene der berechtigten Netzbetreiber veröffentlicht werden.

Fazit

Die vorliegenden Eckpunkte zur Umsetzung einer bundesweiten Wälzung EE-bedingter Zusatzkosten weisen verschiedene Mängel auf. Die unzureichende Abbildung der regionalen Heterogenität, die unterschiedliche Behandlung nachgelagerter Netzebenen sowie die methodisch inkonsistente Ermittlung der maximalen Einspeiseleistung lassen nicht erwarten, dass die durch EE-bedingte Rückspeisung verursachten Netzkosten hinreichend gut approximiert werden. Der angedachte Finanzierungsmechanismus über die § 19 StromNEV-Umlage stellt keine nachhaltige Lösung dar und geht mit erheblichen Umverteilungen zwischen Kundengruppen, hauptsächlich zu Lasten der Haushaltskunden, sowie problematischen Anreizwirkungen einher. Sofern an der Umlagefinanzierung festgehalten wird, sollte diese von vorneherein als befristete Übergangslösung betrachtet werden.

² Consentec (2021): Funktionsgerechte Netzentgelte im Stromnetz – Ansätze zur Annäherung regionaler Entgelt-niveaus. Gutachten für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein.

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

Angesichts der erheblichen und grundsätzlichen methodischen Probleme zur Ermittlung der EE-bedingten Netzkosten und der sich abzeichnenden weiteren Kostenbelastungen aus der Energie- und Klimawende für die Verteilnetzbetreiber sollte nach Auffassung der Netze BW mittelfristig über die Einführung bundeseinheitlicher Verteilnetzentgelte nachgedacht werden.

3 Besonders belastete Netzbetreiber

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt Netzbetreiber mit einer besonderen Kostenbelastung aufgrund des Anschlusses von EE-Erzeugungsleistung anhand der sogenannten Erneuerbaren-Energien-Kennzahl (EKZ) zu identifizieren.

Die EKZ setzt dabei die installierte Erzeugungsleistung und die zeitgleiche Jahreshöchstlast ins Verhältnis und wird wie folgt definiert:

EKZ je Netzebene =

$$\frac{\text{Installierte EE Leistung der Netzebene inkl. eigener nachgelagerter Netzebenen}}{\text{Zeitgleiche Jahreshöchstlast der Netzebene}}$$

Ein Netzbetreiber gilt dabei als besonders belastet, wenn die EKZ den Wert von 200% überschreitet. In diesem Fall wird der Anteil EE-bedingter Mehrkosten der Netzebene auf folgenden Wert festgelegt:

$$\text{Wälzbarer Netzkostenanteil} = \frac{0,7 * EKZ - 1,4}{0,7 * EKZ - 0,4}$$

Diese Formel definiert den unter Randziffer 32 in den Eckpunkten graphisch dargestellten Zusammenhang zwischen der EKZ und dem Anteil EE-bedingter Netzkosten einer Netzebene. Je höher die EKZ, desto höher der wälzbare Netzkostenanteil in der Netzebene.

Die modelltheoretische Grundannahme der Formel ist ein linearer Zusammenhang zwischen den Kosten einer Netzebene und der Netzinanspruchnahme. Für den bisherigen „Standardfall“ der Bezugsleistung mit einer Energieflussrichtung von „oben nach unten“ bedeutet dieser angenommene lineare Zusammenhang, dass eine Verdopplung der Jahreshöchstlast auch zu einer Verdopplung der Netzkosten führt. Wenn nun aufgrund hoher EE-Einspeisung die maximale Rückspeiseleistung die maximale Bezugsleistung übersteigt, entstehen durch EE-Einspeisung bedingte Netzkosten, da das Netz nun – im Vergleich zur Auslegung bei reiner Bezugsleistung – größer dimensioniert werden muss. Laut linearer Grundannahme: Wenn die maximale Rückspeiseleistung doppelt so hoch ist

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

wie die maximale Bezugsleistung sind auch die Netzkosten doppelt so hoch wie sie ohne Rückspeisung wären. Laut Grundannahme ist die EE-bedingte Rückspeisung dann für 50% der Netzkosten verantwortlich.

Durch zwei weitere Annahmen wird nun die sich in einer Netzebene maximal ergebende Rückspeiseleistung in Beziehung zur installierten EE-Leistung und der Jahreshöchstlast gebracht. Die maximale Rückspeiseleistung ergibt sich aus der maximalen zeitgleichen EE-Einspeisung abzüglich der Mindestlast der Netzebene. Dabei wird die maximale eingespeiste EE-Leistung als 70% der installierten EE-Leistung angenommen, die minimale Last wird als 40% der Jahreshöchstlast angenommen. Die verwendeten Parameter werden bundesweit pauschal angesetzt und in Anhang III der Eckpunkte der Bundesnetzagentur illustriert. EE-bedingte Netzkosten fallen per Grundannahme nun in dem Ausmaß an, in dem die mit Hilfe der Parameter berechnete Rückspeisung die Jahreshöchstlast übersteigt.

Methodischer Mangel bei der Abschätzung des Parameters „maximale gleichzeitige EE-Einspeisung“

Nach Auffassung der Netze BW liegt bei der Ermittlung des Parameters der maximalen zeitgleichen Einspeisung der installierten EE-Leistung ein sachlicher Fehler vor. Die Bundesnetzagentur beschreibt in Anhang III des Eckpunktepapiers, dass die Werte der maximalen zeitgleichen Einspeisung deutschlandweit und getrennt für PV und Onshore-Wind für die Jahre 2019 – 2022 auf Grundlage der Datenplattform www.smard.de ermittelt werden. Die für die maximale zeitgleiche Einspeisung aus EE-Anlagen verwendeten 70% ergeben sich als abgeschätzte grobe Größe aus dem Mittelwert der beiden bundesweiten Durchschnittswerte für PV und Wind. Mithin werden zur Ermittlung der maximalen zeitgleichen Einspeisung aus EE-Anlagen zeitungleiche Einspeisewerte herangezogen. Eine Begründung für die Verwendung der zeitungleichen Einspeisung findet sich im Eckpunktepapier nicht. Für die Belastung des Netzes durch Rückspeisung und die tatsächlichen Stromflüsse (und die damit einhergehende Kostenwirkung) ist jedoch die gleichzeitige Einspeisung von PV und Onshore-Wind ausschlaggebend. Entsprechend muss die Kennzahl auch auf einer gemeinsamen Betrachtung beider Erzeugungsarten beruhen. Unter Verwendung der entsprechenden viertelstündlichen Daten der ENTSO-E Transparenzplattform (von der auch www.smard.de seine Daten bezieht) ergibt sich für die Jahre 2019–2023 mit Blick auf Deutschland eine Spannbreite von 47,6%-56,2% (Mittelwert: 51,5%). Eine sachgerechte, gemeinsame Betrachtung von PV- und Onshore-Windeinspeisung führt also zu deutlich geringeren Werten für die maximale gleichzeitige EE-Einspeisung. Dieser konkrete Mangel in der Ermittlung der Kennzahl ist in jedem Falle zu beheben. Zu prüfen ist darüber hinaus, ob weitere Energieträger wie beispielsweise Biomasse oder Laufwasser berücksichtigt werden sollten.

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

Grundsätzliche Einschätzung des Vorgehens: Abstellen auf Netzgebiete

Die Bundesnetzagentur erläutert unter der Randziffer 8 des Eckpunktepunktepapiers, dass sie eine Ermittlungsweise vorschlägt, die nach ihrer Auffassung geeignet ist, aus belastbaren Kennziffern die besondere Kostenbelastung eines Netzbetreibers abzuleiten. Der Kerngedanke der vorgeschlagenen Ermittlungsmethodik, die unterschiedlichen Funktionen des Netzes (Bezug und Einspeisung) ins Verhältnis zu setzen, um aus diesem Verhältnis einen Kostenzusammenhang abzuleiten bzw. abzuschätzen, ist nach unserer Auffassung grundsätzlich nachvollziehbar. Allerdings gilt der lineare Zusammenhang zwischen dem Umfang der Rückspeisung und den dadurch zusätzlich verursachten Kosten vor allem lokal. D.h. es muss die individuelle lokale Netzsituation beleuchtet werden, beispielsweise die Situation in einem Umspannwerk. Betrachtet man dagegen aggregierte Kenngrößen, dann gilt dieser Zusammenhang nicht mehr zwangsläufig. Dies trifft beispielsweise auf heterogene Netzbetreiber zu. So kann das Netzgebiet eines großen Flächennetzbetreibers in einzelnen Teilbereichen des Netzes eine hohe Durchdringung mit EE-Anlagen und eine entsprechend hohe Kostenbelastung aufweisen, ohne jedoch insgesamt den gesetzten Schwellenwert der Bundesnetzagentur für die EKZ von 200% zu übersteigen. Die aggregierte Sicht würde also einen Kostenzusammenhang negieren, während lokal bereits substantielle Mehrkosten anfallen.

Die Bundesnetzagentur möchte bei der Ermittlung der Kennziffer und der Ableitung der Kostenbelastung jedoch grundsätzlich nur auf die Ebene des Netzbetreibers abstellen, unabhängig von der Größe und der Heterogenität des jeweiligen Netzgebietes. Die Netze BW ist daher der Auffassung, dass mit dem von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Vorgehen die zusätzliche Kostenbelastung der Netzbetreiber aus der Integration von EE-Anlagen nicht richtig abgeschätzt wird.

Für die auf die Netzbetreiberebene abstellende Ermittlungsmethodik findet sich im Eckpunktepapier der Behörde keine Begründung. Es wird in Randziffer 19 lediglich auf S. 22ff des bereits erwähnten Consentec-Gutachtens aus dem Jahr 2021 verwiesen. Im Gutachten von Consentec wird seinerseits, ohne weitere inhaltliche Diskussion, auf zwei weitere Quellen verwiesen. Zum einen auf die „Festlegung der Verteilernetzbaugebiete und der Verteilernetzkomponente“ der Bundesnetzagentur vom 30.08.2019, andererseits auf die vom BMWK beauftragte Studie zu „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Treibhausgasneutrale Szenarien“ von 2021.

Interessanterweise wird in beiden Quellen der Zusammenhang zwischen installierter EE-Erzeugung und Kosten des Verteilernetzes auf Basis einer landkreisscharfen Abgrenzung,

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

also einer lokalen Betrachtungsweise hergestellt.^{3,4} In der Studie des BMWK wird sogar ausdrücklich die sich aus den dort durchgeführten detaillierten Analysen ergebende unterschiedliche Betroffenheit unterschiedlicher Gebiete bei EE-Zubau und Lastzuwachs angeführt.⁵ Eine Begründung für die auf Netzbetreiberebene abstellende Vorgehensweise wird also weder in den Eckpunkten selbst noch in den zitierten Quellen gegeben.

Lokale Betrachtungsweise als zwingender Maßstab

Mit der in den Eckpunkten vorgeschlagenen Definition der Parameter auf Netzbetreiberebene kann keine sachgerechte Ermittlung der anteiligen Kosten erfolgen. Die Verwendung der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Kennzahl je Netzebene auf der aggregierten, netzbetreiberweiten Ebene führt dazu, dass für Netze in denen Last und dezentrale Erzeugung nicht homogen verteilt sind, unbrauchbare Ergebnisse resultieren: In manchen Teilnetzbereichen sind bereits substanzielle EE-getriebene Kosten zu verzeichnen, während dies in anderen Teilnetzbereichen desselben Netzbetreibers nicht der Fall ist. Im Ergebnis werden EE-getriebene Kosten im Netz durch das Vorgehen der Bundesnetzagentur nicht abgebildet, weil die Kennziffer im Durchschnitt des gesamten Netzgebietes zu gering ausfällt.

Dies kann beispielhaft an der unterschiedlichen EE-Durchdringung im Netzgebiet der Netze BW dargestellt werden.

Heterogene Netzstrukturen: Verhältnis von installierter EE-Leistung und Bevölkerung auf Gemeindeebene im Netzgebiet der Netze BW

Das folgende Histogramm zeigt die Verteilung des Verhältnisses „installierte EE-Leistung in der Niederspannung“ zu „Bevölkerung“ auf Gemeindeebene innerhalb des Netzgebietes

³ Bundesnetzagentur (2019): Festlegung der Verteilernetzausbauggebiete und der Verteilernetzkomponente. „Anhand der Daten werden die Verteilernetzausbauggebiete bestimmt. In einem Rechenmodell wird **je Landkreis** die Stromübertragung von der Hoch- auf die Höchstspannung ermittelt, die sogenannte Rückspeisung. Hierzu wird die installierte Leistung an erneuerbaren Energien Anlagen [...] ermittelt, da die Verordnung unterstellt, die fluktuierende Erzeugungsanlagen seien entscheidend für den Netzausbaubedarf. Der so ermittelte Wert wird ins Verhältnis zur genäherten Höchstlast gesetzt [...]“ (S. 8/9, Hervorhebung Netze BW).

⁴ Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu und TU Berlin (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Treibhausgasneutrale Hauptszenarien, Modul Stromnetze. Die 400 Teilgebiete entsprechen „weitgehend den **Kreisen und kreisfreien Städten** Deutschlands“ (S. 19, Hervorhebung Netze BW).

⁵ Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu und TU Berlin (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Treibhausgasneutrale Hauptszenarien, Modul Stromnetze. (S.21)

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

der Netze BW. Der Rückgriff auf die Bevölkerung je Gemeindeebene erfolgt hilfsweise als Schätzer für die Last in der Niederspannung in der jeweiligen Gemeinde.⁶ Wie die Abbildung zeigt, weist die Verteilung der installierten EE-Leistung / Kopf der Bevölkerung eine hohe Spannweite zwischen den Gemeinden auf. So sind in einzelnen Gemeinden Werte von bis zum Vierfachen des Durchschnitts zu beobachten. Dieses Beispiel zeigt deutlich, dass es auch innerhalb eines Netzgebietes auf lokaler Ebene zu deutlichen Abweichungen der EE-Durchdringung vom Durchschnitt geben kann.

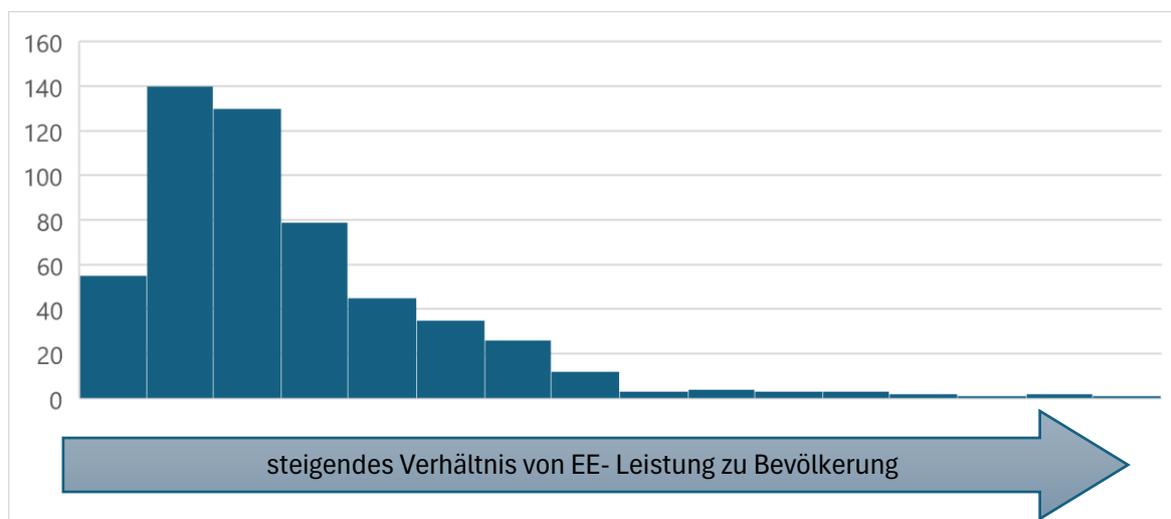


Abbildung 1: Histogramm installierte EE-Leistung zur Bevölkerung in der Niederspannung [in kW/Einwohner für Netze BW Konzessionsgebiete⁷]

Heterogene Netzstrukturen: Messwerte der HS/MS Transformatoren im Netzgebiet der Netze BW

Zur Prüfung der regionalen Verteilung der EE-bedingten Mehrkosten bzw. der installierten EE-Leistung innerhalb eines Netzgebietes können auch direkt vorhandene Messwerte über Leistungsbezug und Rückspeiseleistung beispielsweise von Transformatoren herangezogen werden. In diesem Fall können die EE-bedingten zusätzlichen Netzkosten

⁶ Als Grundlage für die Berechnung der installierten EE-Leistung je Gemeinde wurden die öffentlich verfügbaren Daten aus dem Marktstammdatenregister herangezogen, die Daten zur Bevölkerung auf Gemeindeebene stammen aus der Veröffentlichung des Gemeindeverzeichnis-Informationssystems des statistischen Bundesamtes aus dem dritten Quartal 2023.

⁷ Es werden nur Konzessionsgemeinden berücksichtigt die vollständig von der Netze BW versorgt werden.

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

dann direkt für das jeweilige Betriebsmittel aus den tatsächlichen Messwerten abgeleitet werden. Wenn beispielsweise die maximale Rückspeisung an einem Transformator die jährliche Maximallast übersteigt, fallen für diesen Transformator EE-bedingte Zusatzkosten an. Diese Zusatzkosten fallen auch dann an, wenn dies im Durchschnitt über die gesamte Netzebene nicht erfüllt ist. Nachfolgend wird die Diskrepanz zwischen den Ergebnissen der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen aggregierten Kennzahl und einer lokalen auf tatsächlich gemessenen Energieflüssen beruhenden Betrachtung beispielhaft für die Transformatoren der Netze BW in der HS/MS aufgezeigt.

In den Abbildungen 2 und 3 sind die HS/MS-Transformatoren der Netze BW im Jahr 2022 dargestellt. Die maximale Bezugsleistung (P_+) ist auf der x-Achse, die maximale Rückspeiseleistung (P_-) auf der y-Achse abgebildet. Abbildung 2 zeigt diejenigen Transformatoren, bei denen sowohl die Hochspannungs- als auch die Mittelspannungsebene Teil des Netzgebietes der Netze BW sind.

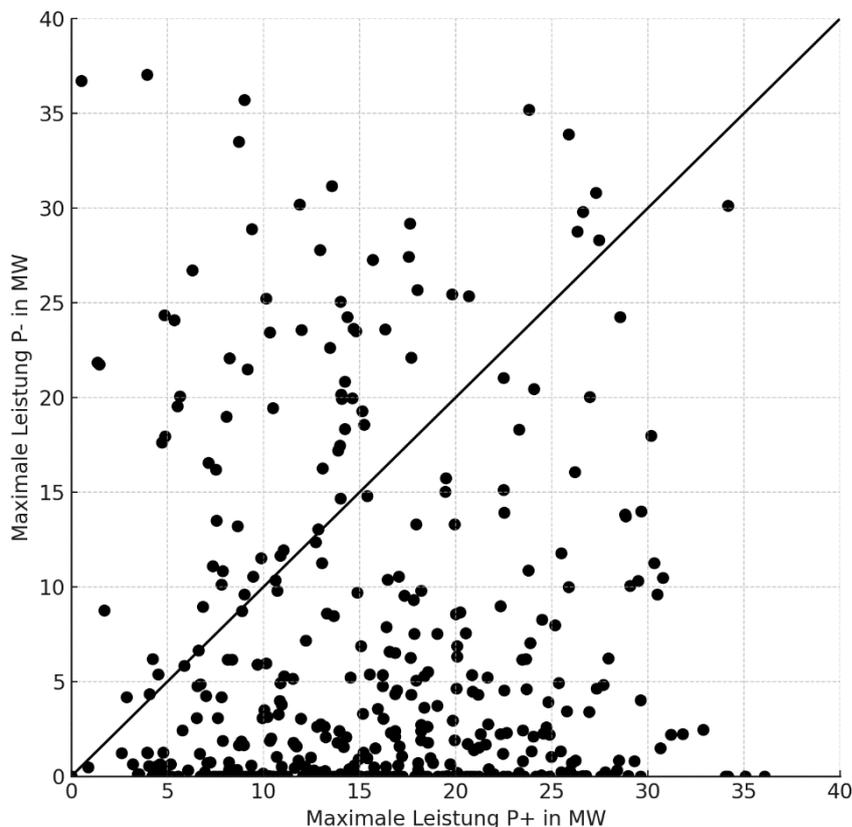


Abbildung 2: Maximale Leistung der Netze BW HS/MS Transformatoren in beide Energieflussrichtungen im Jahr 2022.

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

In beiden Abbildungen ist eine substantielle Heterogenität zu erkennen. Während viele Transformatoren wenig Rückspeisung (P-) im Verhältnis zur maximalen Bezugsleistung (P+) aufweisen, dominiert bei anderen Transformatoren eindeutig die maximale Rückspeiseleistung. Für 74 von 418 Transformatoren der Netze BW in der HS/MS übersteigt die maximale Rückspeisung bereits die maximale Bezugslast. Betrachtet man die Transformatoren bei denen die maximale Rückspeiseleistung größer als die maximale Bezugsleistung ist und summiert die Differenz zwischen Einspeisung und Bezug (also P- minus P+), über diese Transformatoren auf, so ergibt dies rund 10% der P+ Leistungswerte aller Netze BW HS/MS Transformatoren. Mit anderen Worten: gemäß der in den Eckpunkten der Bundesnetzagentur verwendeten Grundannahme des linearen Zusammenhangs zwischen Maximalleistung und Netzkosten sind ca. 10% der Kosten der HS/MS-Ebene der Netze BW EE-bedingte Mehrkosten. In starkem Kontrast hierzu ist die Netze BW jedoch weit vom den in den Eckpunkten definierten Schwellenwert für diese Netzebene entfernt. Die aggregierte Betrachtung der Bundesnetzagentur auf Netzbetreiberebene impliziert im Gegensatz dazu, EE-bedingte Netzkosten von Null bei der Netze BW. Dies verdeutlicht, dass durch das Ignorieren der Heterogenität die Kennzahl EKZ nicht wie intendiert die EE-bedingten Netzkosten misst. Ein Effekt der nicht nur ein Unikum der Netze BW ist, sondern bei einer Vielzahl an Flächennetzbetreibern auftreten dürfte. Dieses sehr grundsätzliche Problem ließe sich nur dann beheben, wenn man von der aggregierten Betrachtungsweise zu einer lokalen Betrachtungsweise wechseln würde.

Weiterverteiler bei Last und Erzeugung adressieren

In Abbildung 3 wird eine weitere zentrale Schwachstelle des angedachten Vorgehens der Bundesnetzagentur aufgezeigt: die unterschiedliche Vorgehensweise bei der Berücksichtigung von Weiterverteilern.

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt die installierte Erzeugungsleistung nachgelagerter Netzebenen nur dann in der Berechnung der zusätzlichen Kostenbelastung zu berücksichtigen, wenn diese im Eigentum des Netzbetreibers liegen. Die installierte Erzeugungsleistung bei dritten Weiterverteilern bleibt unberücksichtigt.

In Abbildung 3 sind diejenigen HS/MS Transformatoren abgebildet, über die Weiterverteiler an die HS-Netzebene der Netze BW angeschlossen sind.⁸ Rot eingefärbte Punkte entsprechen dabei Transformatoren zu Weiterverteilern, die nach Auswertung laut

⁸ Einige Datenpunkte bei den Weiterverteilern spiegeln keine individuellen Trafos wider sondern bereits voraggregierte Zeitreihen. Zwei Weiterverteiler wurden in der Abbildung nicht berücksichtigt, da ihre P+ Leistungswerte deutlich über denen der anderen Punkte lägen und ihre Berücksichtigung zu Lasten der Lesbarkeit der restlichen Abbildung ginge.

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

den Eckpunkten der Behörde den Schwellenwert überschreiten und somit EE-bedingte Netzkosten wälzen dürften. Die maximale Bezugsleistung (P^-) ist auf der x-Achse, die maximale Rückspeiseleistung (P^+) auf der y-Achse abgebildet. Die Abbildung zeigt, dass die in der Hochspannung bei Netze BW angeschlossenen Weiterverteilern, über die Umspannebene HS/MS teils deutlich mehr Strom rückspeisen, als sie über diese vorgelagerte Netzebene beziehen.

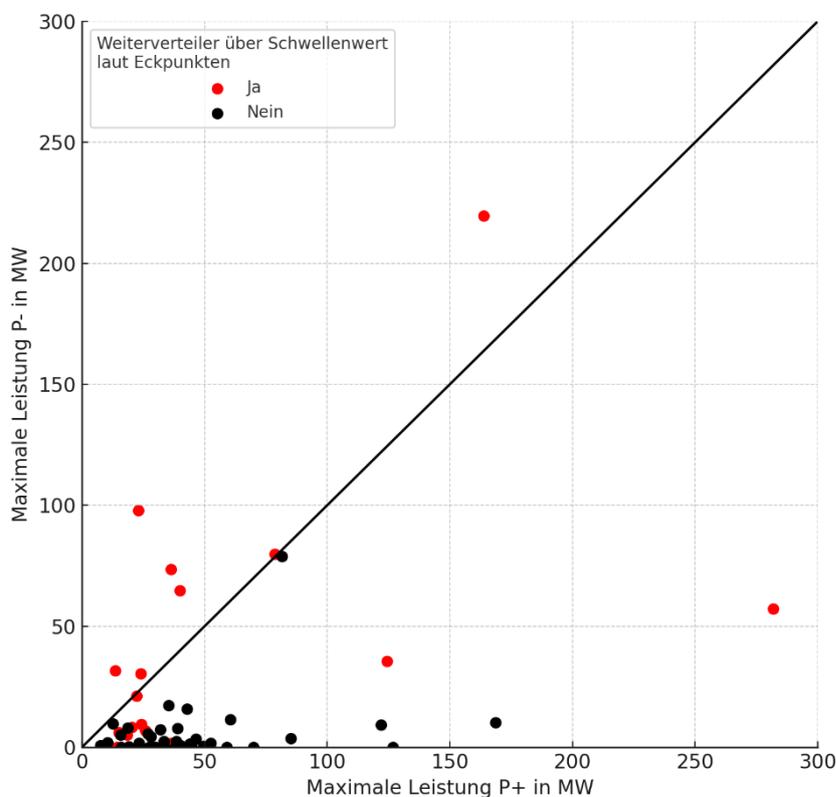


Abbildung 3: Maximale Leistung von HS/MS Transformatoren im Übergang von Netze BW zu Weiterverteilern in beide Energieflussrichtungen im Jahr 2022.

Da die installierte Erzeugungsleistung der dritten Weiterverteilern aber gemäß dem Vorgehen der Bundesnetzagentur nicht in die Ermittlung der Verhältniskennziffer einbezogen wird, wird auch die EE-bedingte zusätzliche Kostenbelastung von Netzbetreibern mit sehr vielen unterlagerten Weiterverteilern im Vergleich zu vertikal über alle Netzebenen integrierten Netzbetreibern systematisch unterschätzt. Oder mit anderen Worten: Die Netzeigentümerstruktur wäre ausschlaggebend für die EE-bedingte Kostenbelastung. Dieser Befund ist umso relevanter, als Weiterverteilern im Gegensatz zur installierten EE-Erzeugungsleistung bei der zweiten in die Ermittlung der EKZ eingehenden Größe, der Jahreshöchstlast sehr wohl berücksichtigt werden. Bei der

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

Jahreshöchstlast der Netzebene wird nicht nur der Bezug von eigenen unterlagerten Netzebenen, sondern auch der Bezug der Weiterverteiler vollumfänglich in die Ermittlung der Verhältniskennziffer einbezogen.

Wie in der obigen Abbildung dargestellt, sind in der betrieblichen Praxis aber erhebliche Rückspeisungen von Weiterverteilern in das Netz des vorgelagerten Netzbetreibers zu beobachten. Im Netzgebiet der Netze BW werden in zunehmendem Maße Umspannwerke vornehmlich für die Rückspeisung von Energiemengen nachgelagerter Netzbetreiber errichtet. Die unterschiedliche Behandlung von netzbetreibereigenen nachgelagerten Netzebenen und Netzebenen im Eigentum dritter Netzbetreiber bei der Ermittlung der zusätzlichen Kostenbelastung stellt eine eklatante Diskriminierung dar und sollte sachgerecht behoben werden.

Beheben lässt sich die Verzerrung entweder bei der Ermittlung der Kennzahl für die Jahreshöchstlast oder aber bei der Ermittlung der installierten EE-Leistung. Für die Bereinigung um Weiterverteiler bei der Jahreshöchstlast kann auf dem bereits bekannten Vorgehen zur Ermittlung der Jahreshöchstlast im Rahmen der Festlegung des Q-Elementes aufgesetzt werden und eine Bereinigung um sämtliche Weiterverteiler vorgenommen werden. Alternativ könnten auch die bei den Weiterverteilern angeschlossenen EE-Anlagen zur Ermittlung der installierten Erzeugungsleistung bei den vorgelagerten Netzbetreibern berücksichtigt werden.

Der fehlerhafte Umgang mit den Weiterverteilern kann auch zu einer ungerechtfertigten Überschätzung der Kostenbelastung bei den nachgelagerten Netzbetreiber führen, wenn Netzbetreiber nur einen kleinen Anteil an einer Spannungsebene besitzen und dieser nicht zur Versorgung der eigenen nachgelagerten Netzebenen ausreichend ist. Die für die Berechnung der Kennzahl herangezogene Jahreshöchstlast fällt für diese Netzbetreiber sehr gering und die vermeintlich zusätzliche EE-bedingte Kostenbelastung sehr groß aus. Da der nachgelagerte Netzbetreiber aber nur einen kleinen Teil der vorgelagerten Netzebene selbst betreibt, kann über diesen kleinen Anteil an einer Spannungsebene auch nur ein geringer Anteil der Rückspeisung aus den dezentralen Erzeugungsanlagen im eigenen Netz aufgenommen werden. Der Abtransport des aus dezentralen Erzeugungsanlagen generierten Stroms erfolgt hauptsächlich über das Netz des vorgelagerten dritten Netzbetreibers.

Diese Fallkonstellation kann beispielhaft wie folgt dargestellt werden: betrachtet wird ein Netzbetreiber A, in dessen Eigentum nur eine sehr kurze Hochspannungsleitung steht. Das Netz von A wird daher, trotz seiner Hochspannungsleitung, größtenteils über mehrere Netzanschlusspunkte vom vorgelagerten Netzbetreiber B versorgt. Für die Ermittlung der Jahreshöchstlast in der Hochspannung des Netzbetreibers A wird die Einspeiseleistung aller eigenen unterlagerten Netzebenen und die Ausspeiseleistung der eigenen Hochspannungsleitung

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

betrachtet. Die Ausspeiseleistung (Jahreshöchstlast) in der Hochspannung deckt aber nur einen kleinen Teil der Versorgung der eigenen nachgelagerten Netzebene ab und ist auch nur für einen entsprechend kleinen Teil der Jahreshöchstlast ausgelegt. Daher kann über die eigene Hochspannungsleitung des Netzbetreibers A auch nur ein geringer Anteil der Rückspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen abtransportiert werden. Der Großteil der Rückspeisung aus den dezentralen Erzeugungsanlagen aus dem Netz des Netzbetreibers A fließt in die Hochspannung des vorgelagerten Netzbetreibers B. Die Jahreshöchstlast für den nachgelagerten Netzbetreiber A fällt folglich in der Hochspannung niedrig aus, die installierte EE-Leistung, aufgrund der Summierung über alle Anlagen in der Spannungsebene inkl. der eigenen unterlagerten Netzebenen, fällt dagegen sehr hoch aus. Dies führt über die EKZ zu einer Überschätzung der EE-bedingten Ausbaurkosten bei den nachgelagerten Netzbetreibern. Auch in diesen Fällen ist eine Nachjustierung im Festlegungsverfahren erforderlich, um erhebliche Verzerrungen bei der Ermittlung der EE-bedingten Zusatzkosten zu vermeiden.

Regionale Heterogenität und Zeitgleichheit bei der Festlegung der Mindestlast und der maximalen Einspeiseleistung berücksichtigen

Die bereits angesprochene Problematik der aggregierten Sicht zeigt sich nicht nur in der netzbetreiberweiten Ermittlung der Jahreshöchstlast und der installierten EE-Leistung, sondern auch in den von der Bundesnetzagentur getroffenen Annahmen für die Mindestlast von 40 % der Jahreshöchstlast und der maximalen Einspeiseleistung der installierten EE-Erzeugungsanlagen von 70 %.

Zunächst einmal wurde der nach den Eckpunkten vorgeschlagene Pauschalwert von 70% für die maximale Einspeiseleistung aus EE-Anlagen unter Vernachlässigung der Gleichzeitigkeit von PV- und Wind-Einspeisung nicht sachgerecht ermittelt (siehe oben).

Darüber hinaus werden die Werte für die Mindestlast und die maximale Einspeiseleistung deutschlandweit ermittelt und deutschlandweit einheitlich in der Ermittlung der zusätzlichen EE-bedingten Kostenbelastung angesetzt. Diese Werte sind jedoch in verschiedenen Teilen Deutschlands sehr unterschiedlich und haben in der Konsequenz entsprechend heterogene Auswirkungen auf die Belastung der Betriebsmittel durch die installierte EE-Kapazität. Sofern regional unterschiedliche Gleichzeitigkeiten zwischen Mindestlast und maximaler Einspeisung vorliegen, können regionale Differenzen in der Kostenbelastung weiter verschärft werden. Zudem ist unklar, weshalb in der installierten EE-Leistung weitere erneuerbare Energieträger wie bspw. Biomasse oder Laufwasser nicht berücksichtigt werden.

Eine Auswertung der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung von PV und Onshore-Wind relativ zur installierten EE-Erzeugung (Tabelle 1) und der Mindestlast als Anteil der jährlichen Jahreshöchstlast (Tabelle 2) aufgeschlüsselt nach Regelzonen zeigt bereits eine

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

substanzielle Heterogenität zwischen den Regelzonen und entsprechende Abweichungen von den deutschlandweiten Werten. Beispielsweise liegt in der Regelzone der TransnetBW der Durchschnittswert für die maximal zeitgleich eingespeiste Leistung aus PV und Wind-Onshore in den Jahren 2019-2023 um ca. 10 Prozentpunkte oberhalb des durchschnittlichen deutschlandweiten Wertes in diesen Jahren.

	TRANSNET-BW	TENNET	50HERTZ	AMPRION	DEUTSCHLAND
2019	56,8%	54,9%	59,7%	53,6%	51,3%
2020	65,6%	57,6%	58,2%	60,9%	56,2%
2021	56,9%	52,1%	57,2%	56,6%	51,7%
2022	61,8%	52,1%	54,4%	57,7%	50,4%
2023	65,0%	51,1%	51,0%	52,4%	47,6%
AVG	61,2%	53,6%	56,1%	56,2%	51,5%

Tabelle 1: Maximale zeitgleiche Einspeiseleistung von PV und Onshore-Wind der installierten EE-Erzeugung auf Grundlage von Viertelstundenwerten der ENTSO-E Transparenzplattform.

Auch bei der Minimallast weisen die Durchschnittswerte 2019-2023 eine starke regionale Divergenz auf. In der Amprion-Regelzone beispielsweise liegt die durchschnittliche Minimallast ca.15 Prozentpunkte unterhalb des durchschnittlichen TenneT-Wertes.

	TRANSNET-BW	TENNET	50HERTZ	AMPRION	DEUTSCHLAND
2019	36,5%	42,9%	38,6%	14,9%	37,9%
2020	34,5%	40,6%	41,1%	25,2%	41,9%
2021	37,9%	43,5%	40,5%	45,9%	44,7%
2022	35,9%	43,0%	39,9%	27,2%	40,4%
2023	33,7%	41,8%	41,4%	25,0%	38,5%
AVG	35,7%	42,4%	40,3%	27,6%	40,7%

Tabelle 2: Mindestlast als Anteil der jährlichen Jahreshöchstlast auf Grundlage von Viertelstundenwerten der ENTSO-E Transparenzplattform.

Dies zeigt, dass die von der Bundesnetzagentur verwendeten Parameter maximale Einspeisung und Minimallast keinesfalls als deutschlandweit konstante Werte betrachtet werden können. Bereits eine regelzonenbezogene Ermittlung führt zu deutlichen Abweichungen. Auf Ebene individueller Netzbetreiber werden diese Divergenzen noch

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

deutlich zunehmen. Das bedeutet, dass die Anwendung deutschlandweit ermittelter Parameter zwingend dazu führt, dass für viele Netzbetreiber die durch den Ansatz der Bundesnetzagentur ermittelte Rückspeisung nicht mit der tatsächlichen Rückspeisung übereinstimmt und der Anteil der EE-bedingten Netzkosten nicht korrekt abgeschätzt wird.

Ein weiterer Aspekt bleibt im Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur im Übrigen gänzlich unbeleuchtet: Die Frage, ob die Mindestlast für alle Netzebenen identisch ist. Interessanterweise findet sich hierzu in einer Quelle des von der Bundesnetzagentur zitierten Melund-Gutachten die Aussage, dass die minimale Last für die NS-Ebene mit Null angesetzt wird, um zu berücksichtigen, dass bei NS-Abgängen mit geringer Zahl von Hausanschlüssen die Last tatsächlich auch in der Mittagszeit nahe Null sein kann.⁹ Dementsprechend sollte auch dieser Aspekt der möglicherweise unterschiedlichen Mindestlast in den Netzebenen im weiteren Festlegungsverfahren analysiert werden.

4 Ermittlung des Wälzungsbetrags

Vor dem Hintergrund der bereits erläuterten methodischen Probleme bezweifelt die Netze BW, dass der Kostenwälzungsbetrag mit der in den Eckpunkten vorgeschlagenen Vorgehensweise hinreichend genau approximiert werden kann. Dies gilt auch vor dem Hintergrund, dass eine direkte Zuordnung von EE-bedingten Netzzusatzkosten auf individueller Netzbetreiberebene verwaltungstechnisch kaum leistbar ist. Dieser Tatbestand ist der Netze BW durchaus bewusst. Aber dies kann andererseits nicht bedeuten, dass systematische Verzerrungen, die mit vertretbarem Aufwand beseitigt werden können, nicht auch beseitigt werden sollten. Insbesondere müsste vor einer endgültigen Bestimmung der Methodik zur Ermittlung des Wälzungsbetrags das Ausmaß möglicher Verzerrungen der tatsächlichen EE-induzierten Kostenbelastung zumindest untersucht und die Ermittlungsmethodik auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse begründet werden.

Von Bedeutung ist in diesem Zusammenhang auch, dass das Eckpunktepapier keine belastbare inhaltliche Begründung für die zur Bestimmung des anteiligen Kostenwälzungsbetrages verwendete Parametrierung der mathematischen Funktion (Randziffer 32 ff Eckpunktepapier) enthält. Zur Begründung wird lediglich auf die

⁹ Fraunhofer ISI, Consentec und ifeu (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Modul 2: Modelle und Modellverbund, S. 113.

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

pauschale, deutschlandweite Berechnung der maximalen EE-Einspeisung und der Minimallast im Anhang verwiesen. Diese Berechnungen haben zum einen erhebliche Mängel (s. Abschnitt 3). Zum anderen sind die angesprochenen Parameter zwar offenkundig durch das Melund-Gutachten von Consentec (2021) motiviert, es findet sich jedoch kein direkter Verweis auf das Gutachten in Hinblick auf diese Parameter. Das Melund-Gutachten jedenfalls verweist seinerseits auf das Gutachten von Fraunhofer ISI, Consentec und ifeu für das BMWK aus dem Jahr 2017. Aber auch aus dieser Studie lässt sich die im Eckpunktepapier verwendete Parametrisierung des mathematischen Zusammenhangs zwischen EE-Einspeisung, Last und anteiliger Kostenwälzung letztlich nicht nachvollziehen.

So wurde in dieser Studie auf S. 113 die Annahme getroffen, dass bei PV-Anlagen zum Zeitpunkt hoher Einspeiselast eine Last von mind. 50% der Höchstlast vorliege. Für Windenergieanlagen liegt dieser Faktor gemäß der BMWK-Studie bei 30% der Höchstlast. Diese Werte unterscheiden sich von den im Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur pauschal angesetzten Wert von 40%. Auch wird in der BMWK-Studie eine Unterscheidung nach Spannungsebenen vorgenommen und die minimale Last für die NS-Ebene mit Null angesetzt. Dabei ist ein empirischer Beleg für diese Annahmen der BMWK-Studie nicht zu entnehmen. In Summe ist durch die intransparente Durchmischung von mit Mängeln behafteten eigenen Berechnungen der Behörde und nicht gekennzeichnete Übernahme von Zahlen aus anderen Studien höchst unklar, was aus Sicht der Behörde die eigentliche Begründung für die gewählten Parameter ist.

Vor dem Hintergrund der erheblichen Verteilungswirkungen und der zusätzlichen Belastung der Haushaltskunden durch die beabsichtigte behördliche Festlegung sollte die Methodik zur Ermittlung des Wälzungsvolumens stichhaltig und nachvollziehbar begründet werden. Zudem sollte die Bundesnetzagentur aus Gründen der allgemeinen Akzeptanz sämtliche zur Ermittlung des Wälzungsvolumens verwendeten Daten einschließlich der jährlich aktualisierten netzebenenspezifischen Wälzungsbeträge der Netzbetreiber transparent offenlegen. Ferner sollte im Rahmen des Mechanismus auch die Möglichkeit zur Prüfung der netzebenenspezifischen Erlösbergrenze durch die Bundesnetzagentur erfolgen, um etwaige Anreize für eine unsachgerechte Kostenallokationen zwischen die Netzebenen gegenzusteuern

5 Finanzierung

Die Bundesnetzagentur schlägt vor, die ermittelte EE-bedingte Kostenbelastung über die bereits bestehende §19 StromNEV-Umlage bundesweit zu wälzen. Durch die Verwendung einer bestehenden Umlage kann eine schnelle Umsetzung der angedachten bundesweiten Verteilung der EE-bedingten Netzkosten erreicht werden. Es bleibt aber unklar, weshalb

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

dieser Mechanismus gegenüber alternativen Ansätzen, wie sie beispielsweise im Melund-Gutachten von Consentec vorgeschlagen worden sind, überlegen sein sollte. Eine Abwägung zwischen verschiedenen Umsetzungsvarianten zur Finanzierung des Wälzungsvolumens wird in den Eckpunkten nicht vorgenommen. Dabei unterschieden sich die im Gutachten vorgeschlagenen Mechanismen deutlich im Hinblick auf ihre Anreizwirkung bei den Netzkunden und im Hinblick auf ihre Verteilungswirkungen zwischen Kundengruppen.

Die Netze BW teilt deswegen auch nicht die Einschätzung der Bundesnetzagentur (Randziffer 53), dass mit der Nutzung der Umlage eine gleichmäßige Kostenverteilung auf die Netznutzer erreicht wird. Die Umlage führt zu einer erheblichen Umverteilung zu Lasten von nicht-privilegierten Letztverbrauchern (vornehmlich Haushaltskunden) und verschiebt Kosten aus dem Leistungspreis der Netzentgelte in eine ausschließlich arbeitspreisbasierte Umlage.

Zudem werden mit der arbeitspreisbasierten § 19 StromNEV-Umlage Anreize zur Eigenverbrauchsoptimierung verstärkt werden, die aus Netzkostensicht kritisch zu bewerten sind. Zusätzlich wird durch die stärker arbeitspreisbasierte Finanzierung von Teilen der Netzkosten die Elektrifizierung von Verkehr und Wärme erschwert. Dieses Defizit mag übergangsweise noch tolerabel sein, mit den bereits sich klar abzeichnenden höheren Wälzungsvolumina stellt dieser Mechanismus jedoch keine dauerhaft tragfähige Lösung dar. Daher sollte die Festlegung bereits von Beginn an befristet werden und parallel an einer stabilen und zukunftsfesten Lösung zur Verteilung der Energie- und Klimawende bedingten Netzkosten gearbeitet werden.

6 Abwicklungssystem

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt zur Abwicklung für die Kosten auf der Plan-EOG aufzusetzen und für die Ermittlung der EKZ auf den t-2 Werten aufzusetzen. Dies erscheint aus Sicht der Netze BW sachgerecht.

Die Korrektur der Plan-Abweichungen bei den Wälzungsbeträgen soll dann innerhalb der Meldungen zur § 19 StromNEV-Umlage erfolgen. Aufgrund des teils sehr hohen Zeitverzugs bei der Bescheidung der EOG oder des Regulierungskontos sollte sichergestellt werden, dass die daraus resultierenden Anpassung stets auch über den Umlagemechanismus gewälzt werden können.

Stellungnahme der Netze BW

zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

7 Fazit und Ausblick

Die aktuelle Netzentgeltsystematik führt zu einer Benachteiligung der Netznutzer in Regionen mit einem hohen Ausbau an erneuerbaren Energien. Diese tragen einen überproportionalen Anteil der aus der Integration von EE-Anlagen resultierenden Netzkosten, während die dezentral erzeugten Strommengen über den einheitlichen Großhandelsmarkt allen Netzkunden zugutekommen. Die Netzkosten verbleiben lokal, während der Nutzen bundesweit „sozialisiert“ wird. Daher begrüßt es die Netze BW, dass die Bundesnetzagentur sich diesem strukturellen Problem zuwendet.

Die konsultierenden Eckpunkte der Bundesnetzagentur weisen nach Einschätzung der Netze BW aber erhebliche methodische Mängel bei der approximativen Abschätzung der EE-bedingten Netzkosten auf. Diese Mängel beruhen auf der fehlenden Berücksichtigung heterogener Netzstrukturen, der Diskriminierung unterschiedlicher Eigentumsstrukturen, der fehlenden Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit von PV und Wind-Einspeisung bei der Parameterwahl zur Bestimmung der maximalen EE-Einspeisung, sowie auf einem nicht sachgerechten, pauschalen Ansatz der Parameter maximale zeitgleiche EE-Einspeisung und Minimallast für ganz Deutschland. Für eine sachgerechte Abschätzung der Zusatzkosten bei den besonders von EE-Zubau betroffenen Netzbetreiber sind die angesprochenen Mängel zu untersuchen und sachgerecht zu bereinigen.

Der angedachte Finanzierungsmechanismus über die § 19 StromNEV-Umlage führt zu einer Umverteilung von Netzkosten auf nicht-privilegierte Letztverbraucher und zu weniger kostenverursachungsgerechten Entgelten. Mit der Verlagerung eines weiteren Teiles der Netzkosten auf ein kWh-basiertes Entgelt werden zusätzliche Anreize für steigenden Selbstverbrauch und damit einer weiteren Entsolidarisierung bei den Netzentgelten gesetzt, sowie die Elektrifizierung und Sektorenkopplung bei Wärme und Mobilität durch eine Verteuerung des Endkundenstrompreises behindert. Insofern stellt der vorgeschlagene Finanzierungsmechanismus aus Sicht der Netze BW keine dauerhaft tragfähige Lösung dar.

Mittelfristig und vor dem Hintergrund der energie- und klimawendebedingten Transformationen der Verteilnetze sowie der dadurch bedingt weiter steigenden Netzkosten sollte nach Auffassung der Netze BW über andere Wälzungsmechanismen zwingend nachgedacht werden. Darüber hinaus stellt sich die Frage, inwiefern der von den Übertragungsnetzbetreibern bereits eingeschlagene Weg bundesweit einheitlicher Netzentgelte nicht auch im Verteilnetz eine zielführende Option für eine sachgerechte Verteilung der Netzkosten darstellt.