

DEZEMBER 2023

Eckpunkte- papier

Festlegung zur sachgerechten
Verteilung von Mehrkosten
aus der Integration von Anlagen
zur Erzeugung von Strom aus
erneuerbaren Energien



Bundesnetzagentur

Inhalt

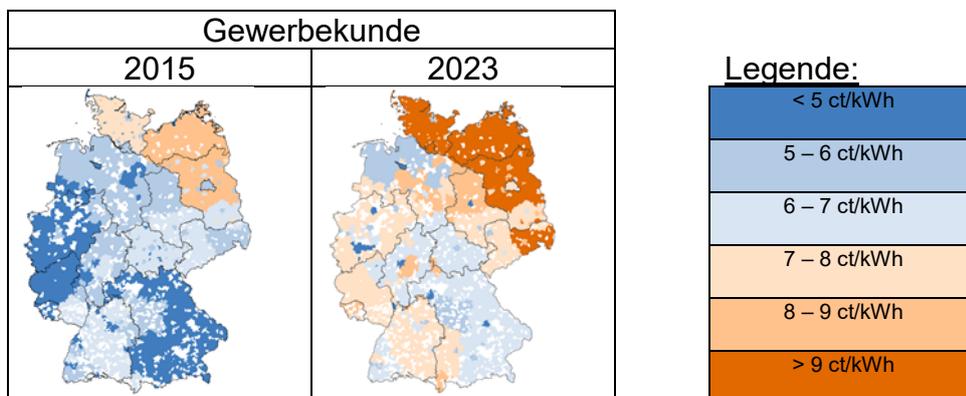
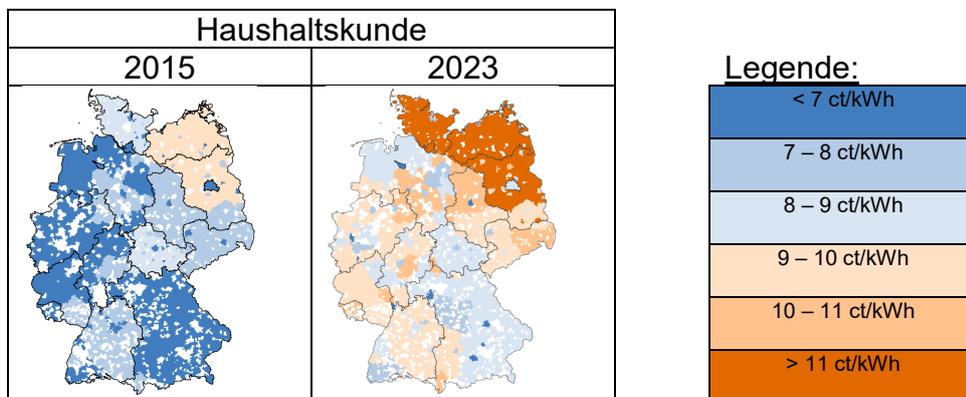
1. Einleitung	3
2. Besonders belastete Netzbetreiber	6
2.1 Ermittlung der Kostenbelastung aus der EE-Integration	6
2.2 Höhe des Schwellenwertes	8
3. Ermittlung des Wälzungsbetrages	11
3.1 Ingenieurwissenschaftlicher Ansatz.....	11
3.1.1 Anteil der EE-bedingten Mehrkosten	11
3.1.2 Bemessungsgrundlage für die Mehrkostenermittlung	14
3.2 Linearer Ansatz zur vereinfachten Abschätzung EE-bedingter Mehrkosten für die Netzintegration dezentraler EE-Erzeugungsanlagen.....	16
4. Finanzierung	17
5. Abwicklungssystematik.....	19
5.1 Schwellenwertbetrachtung und Ermittlung des Anteils EE-bedingter Mehrkosten ..	19
5.2 Ermittlung des individuellen Wälzungsbetrages.....	19
5.3 Entgeltbildung und Verprobung	20
5.4 Ermittlung, Abwicklung und Auszahlung des Aufschlages für besondere Netznutzung durch die Übertragungsnetzbetreiber	21
5.5 Soll-/Ist-Abgleich im Regulierungskonto	21
Anhang zum Eckpunktepapier.....	22
Anhang I: Begriffsbestimmungen und Erläuterungen.....	22
Anhang II: Herleitung des Schwellenwertes besonders betroffener Netzbetreiber und des Wälzungsbetrages.....	25
Anhang III: Verifizierung des Anteils der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung an der installierten EE-Erzeugungsleistung und des Anteils der Mindestlast und der Jahreshöchstlast	29
Anhang IV: Monetäre Auswirkung des beabsichtigten Modells.....	30

1. Einleitung

- 1 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber stehen vor der Herausforderung, ihre Netze an die sich im Zuge der Energiewende verändernde Erzeugungslandschaft anzupassen. Diese waren ursprünglich für ein Energieversorgungssystem mit verbrauchsnahe errichteten konventionellen Kraftwerken ausgelegt, die üblicherweise an das Höchst- oder Hochspannungsnetz angeschlossen sind, von wo aus auch die niedrigeren Spannungsebenen mit Strom versorgt werden. Um die zunehmend in den unterlagerten Netzebenen räumlich weit verteilte Einspeisung durch Anlagen zur Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien (EE-Anlagen¹) nutzbar zu machen, müssen die Kapazitäten der Verteilernetze für den Ab- und Weitertransport des unterhalb der Höchstspannungsebene erzeugten Stroms vielfach stark ausgebaut werden. Dies verursacht zusätzliche Netzkosten durch Ausbau und Digitalisierung der Verteilernetze. Weitere Netzkosten entstehen aus Entschädigungen für Redispatch-Maßnahmen, die erforderlich sind, solange der notwendige Ausbau der Netze noch nicht erreicht ist. Die Planung und Errichtung von EE-Anlagen erfolgt auch auf Verteilernetzebene sehr viel schneller als der zur Aufnahme und Verteilung erforderliche Netzausbau. Die Netzausbauplanungsverfahren liegen hier in alleiniger Zuständigkeit der Bundesländer.
- 2 Alle Netzkosten werden nach § 15 Abs. 1 S. 2 und Abs. 2 StromNEV von den Netzbetreibern über Netzentgelte refinanziert. Die jährlichen Netzentgelte richten sich gemäß § 17 StromNEV nach der Entnahmestelle der elektrischen Energie. Somit werden auch die Kosten für die Integration von EE-Anlagen über die Netzentgelte in den jeweiligen Netzregionen getragen. Während die Energiewende eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe ist und die hiermit einhergehenden Investitionen in die Netze allen Netznutzern gleichermaßen zugutekommen, verteilen sich die daraus resultierenden Kosten aktuell jedoch nicht gleichmäßig auf alle Netznutzer.
- 3 Dies ist auf verschiedene Faktoren zurückzuführen. Zunächst ist der Ausbaubedarf nicht in allen Netzen gleich hoch, weil die Möglichkeiten für EE-Einspeisung geographisch stark variieren. So wird Windenergie vorwiegend im Norden erzeugt und in die dortigen Netze eingespeist. Auch großflächiges Freiflächen-PV siedelt sich aktuell in den überwiegend ländlichen Regionen deutlich überproportional an.

¹ Zur Begriffsbestimmung und Erläuterung vgl. Anhang I.

- 4 Dies korrespondiert nicht mit der Höhe oder Entwicklung der Entnahmelast. In Gebieten mit einer vergleichsweise geringen Entnahmelast bei gleichzeitig hoher EE-Einspeisung entsteht ein Überschuss an EE-Strom, der in Form von Rückspeisungen in andere Netzgebiete abtransportiert werden muss. Auch dies erfordert Netzausbau bzw. kann Engpassmanagement erforderlich machen und führt zu zusätzlichen Netzkosten. Je geringer dabei die Verteilungsbasis auf Seiten der Netznutzer in dem entsprechenden Netzgebiet, desto höher ist ihr zutragender Anteil an den Netzkosten der EE-Integration und umso spürbarer sind die Netzentgeltveränderungen daraus. Im Ergebnis führen diese Faktoren dazu, dass die Netzentgelte – und damit mittelbar auch die Stromkosten – in den betroffenen Netzgebieten merklich höher sein können als in anderen Regionen Deutschlands.
- 5 Die energiewendebedingten Kosten des Netzausbaus treffen somit Netznutzer in bestimmten Netzregionen mehr als in anderen Regionen. Diese Entwicklung hat im Einzelfall über die Jahre eine nicht weiter hinnehmbare Dimension angenommen:



- 6 Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften wird die Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Verordnungsgeber und der Regulierungsbehörde unionsrechtskonform ausgestaltet. Mit Blick auf die Aufhebung der Entgeltverordnungen räumt der Gesetzgeber der Regulierungsbehörde weitreichende Festlegungskompetenzen für die Kernbereiche der Netzentgeltregulierung ein. Gleichzeitig schafft er für verschiedene Themen konkrete Rechtsgrundlagen, wie bspw. für Entscheidungen zur Ermittlung besonderer Kostenbelastungen einzelner oder einer Gruppe von Netzbetreibern, vgl. § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 g) EnWG.

- 7 Vor diesem Hintergrund und auf dieser Grundlage beabsichtigt die Bundesnetzagentur eine Festlegung zu erlassen, nach deren Maßgaben Netzbetreiber, die besondere Kostenbelastungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vorweisen, entlastet und die entsprechenden Kosten verteilt werden. Zur Erreichung einer größeren Verteilungsgerechtigkeit bei der Bildung der Netzentgelte soll eine Methodik zur Ermittlung der sog. Mehrkosten aus der Integration von erneuerbarer Energien festgelegt werden, die den Betroffenen im relativen Vergleich zu anderen Netzbetreibern entstehen. Diese Mehrkosten sind gleich von allen Netznutzern im gesamten Bundesgebiet zu tragen. Nachfolgend werden die Eckpunkte der beabsichtigten Festlegung dargestellt.

2. **Besonders belastete Netzbetreiber**

- 8 Gemäß § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 g) EnWG kann die Bundesnetzagentur Regelungen zur Ermittlung besonderer Kostenbelastungen einzelner Netzbetreiber oder einer Gruppe von Netzbetreibern im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien festlegen. Ausgangspunkt einer solchen Regelung ist die Bestimmung einer Methode zur Ermittlung dieser Kostenbelastungen. Bisherige Diskussionen zu vergleichbaren Überlegungen sind stets verworfen worden, da eine direkte Zuordnung von Netzkosten zur Integrationsaufgabe von EE-Erzeugungsleistung im Einzelfall in einer Vielzahl von Unternehmen nicht oder nur mit unverhältnismäßigem bürokratischen Aufwand leistbar ist. Die Bundesnetzagentur legt nun eine Ermittlung der besonderen Belastung vor, die geeignet ist, aus belastbaren Kennziffern die besondere Kostenbelastung eines Netzbetreibers abzuleiten und angemessene Anteile der zulässigen Erlösobergrenze weiterzugeben.
- 9 Grundlage dieser Ermittlung soll eine Kennzahl sein (vgl. Abschnitt 2.1), die – bei Überschreiten einer gewissen Höhe – einen Netzbetreiber dazu berechtigt, besondere Kostenbelastungen aus der EE-Integration weiterzugeben (vgl. Abschnitt 2.2).

2.1 **Ermittlung der Kostenbelastung aus der EE-Integration**

- 10 Die Ermittlung derjenigen Netzbetreiber, die besonders von hohen EE-Integrationskosten) betroffen sind, soll nach Auffassung der Bundesnetzagentur anhand einer sogenannten Erneuerbaren-Energien-Kennzahl (EKZ) erfolgen. Diese EKZ basiert auf dem Verhältnis der *installierten EE-Leistung*² und der *Jahreshöchstlast*³:

$$EKZ = \frac{\text{Installierte EE – Leistung}}{\text{Zeitgleiche Jahreshöchstlast}}$$

- 11 Damit spiegelt die Kennzahl näherungsweise die zusätzliche Netzbelastung aufgrund der Einspeisung durch EE-Anlagen und dadurch bedingter Rückspeisungen wieder.

² Zur Begriffsbestimmung und Erläuterung vgl. Anhang I.

³ Zur Begriffsbestimmung und Erläuterung vgl. Anhang I.

- 12 Der Anschluss der EE-Anlagen erfolgt nicht gleichermaßen über alle Netz- und Umspannebenen. Somit ist die Höhe der installierten Leistung je Netz- und Umspannebene unterschiedlich. Die EKZ ist daher für jede Netz- und Umspannebene separat bis einschließlich der Hochspannungsebene zu ermitteln.
- 13 Die installierte EE-Leistung ist vor der Berücksichtigung in der Kennzahlenberechnung jedoch um die maximal abgeregelte Leistung zu reduzieren. Wenn das Netz die erzeugte EE-Leistung nicht vollständig transportieren kann, findet eine Abregelung statt. Daher wäre die Berücksichtigung der vollständigen installierten Summenleistung nicht sachgerecht. Die Verringerung der installierten EE-Leistung um die maximal abgeregelte Leistung dient somit der korrekten Abbildung der aktuellen Ausbausituation des Netzes und der durch diesen Ausbau entstandenen zusätzlichen Kosten. Gleichzeitig werden hierdurch Anreize gesetzt, im eigenen Netzgebiet die Menge an abgeregelter Leistung zu minimieren, was den Anreiz für einen entsprechenden Netzausbau stärkt.
- 14 Bei der Zugrundelegung der installierten EE-Leistung einer Netz- oder Umspannebene ist weiterhin zu beachten, dass auch die installierte Leistung sämtlicher angeschlossener EE-Anlagen von unterlagerten Netz- und Umspannebenen zu berücksichtigen ist, da Rückspeisungen über mehrere Ebenen hinweg stattfinden können. Dies würde grundsätzlich auch die EE-Anlagen von angeschlossenen dritten Netzbetreibern betreffen. Die zusätzliche Berücksichtigung der EE-Anlagen von angeschlossenen dritten Netzbetreibern würde jedoch die Komplexität unverhältnismäßig erhöhen. Die Netzbetreiber müssten hierfür die installierte EE-Leistung sowie die zeitgleiche Jahreshöchstlast ihrer nachgelagerten Netzbetreiber aus öffentlich zugänglichen Daten ermitteln. Weiterhin wäre zu klären, ob – und falls ja, inwieweit – die installierte EE-Leistung eines nachgelagerten fremden Netzbetreibers überhaupt einen Einfluss auf die durch den EE-Ausbau verursachte Kostenbelastung des betrachteten Netzbetreibers hat. Dies kann von verschiedenen Faktoren abhängen wie bspw. der jeweiligen individuellen Anschlusssituation und wäre ausschließlich im Einzelfall zu beurteilen. Aus diesem Grund bleibt die die installierte EE-Leistung nachgelagerter fremder Netzbetreiber unberücksichtigt.

- 15 Zur Ermittlung der EKZ werden somit *die installierte Summenleistung der an die jeweilige Netz- bzw. Umspannebene eines Netzbetreibers angeschlossenen EE-Anlagen* (inkl. der installierten Summenleistung der untergeordneten Netz- bzw. Umspannebenen abzüglich der maximal abgeregelten Leistung der *jeweiligen und untergeordneten Netz- bzw. Umspannebenen*) und *die zeitgleiche Summe der Jahreshöchstlasten aller Entnahmen der betrachteten Netz- und Umspannebene* ins Verhältnis gesetzt.
- 16 Die EKZ ist geeignet, die individuelle Belastung eines Netzbetreibers in der jeweiligen Netz- bzw. Umspannebene zu ermitteln. Je größer die EKZ ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass die EE-Erzeugung in bestimmten Zeiten die im Netz vorhandene Last übersteigt. Dann entsteht das Erfordernis für den Abtransport des Stroms – sei es durch Rückspeisung in das vorgelagerte Netz oder durch Transport in ein benachbartes Netzgebiet.
- 17 Die Ermittlung der vom EE-Ausbau besonders betroffenen Netzbetreiber auf Basis dieser Kennzahl folgt somit einem ingenieurwissenschaftlichen Ansatz. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass differenziertere Ansätze (z.B. nach EE-Technologien differenzierte EKZ) lediglich geringfügig weniger Unschärfen beinhalten würden, die zu dem merklich höheren Aufwand bei der Ermittlung der Kennzahl in keinem Verhältnis stünden.⁴

2.2 Höhe des Schwellenwertes

- 18 Nach Bildung einer geeigneten Kennzahl ist ferner die Höhe bzw. Schwelle zu bestimmen, ab der eine besondere Kostenbelastung im Sinne der Vorschrift unterstellt werden kann. Erst bei Überschreiten dieser Schwelle liegt eine Wälzungsberechtigung des Netzbetreibers für die entsprechende Netz- bzw. Umspannebene vor. Konzeptioneller Ausgangspunkt dieser Bestimmung ist der Zusammenhang zwischen zunehmender Einspeisung aus EE-Anlagen und dem daraus resultierenden Erfordernis der Verstärkung bzw. des Ausbaus der Netzinfrastruktur. Ein Netzbetreiber ist nach § 8 Abs. 1 EEG 2023 verpflichtet, Strom aus EE-Anlagen im Netz aufzunehmen. Gemäß § 12 Abs. 1 EEG 2023 sind Netzbetreiber zudem zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze verpflichtet um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des

⁴ Vgl. consentec, Funktionsgerechtere Netzentgelte im Stromnetz – Ansätze zur Annäherung regionaler Entgeltstufen, Gutachten vom 25.11.2021, S. 19 (https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2023/09/Consentec_MELUND_Netzentgelte_20211125.pdf).

Stroms aus erneuerbaren Energien sicherzustellen. Wenn der Abtransport der entsprechenden Mengen einen Ausbau der Netzinfrastruktur erfordert, führt dies zu erheblichen Mehrkosten.

19 Als Grundlage für eine kostenseitige Abbildung dieses Zusammenhangs kann auf Erkenntnisse und Erfahrungswerte zurückgegriffen werden, die sich bei Untersuchungen zur Planung von Verteilnetzen sowie Anwendungen von Analysetechniken wie der Modellnetzanalyse ergeben haben:⁵

- Bei einer geringen EE-Durchdringung⁶ treten keine oder allenfalls sehr geringe Mehrkosten auf. Es werden noch keine Ausbau- oder Optimierungsmaßnahmen aus der Integration von EE-Erzeugung im Netz erforderlich. Der im Verteilernetz erzeugte Strom kann weitestgehend zur Deckung der Verbrauchslast eingesetzt werden und zu Rückspeisungen kommt es nur in geringem Maße. Gleiches gilt bei entsprechend hoher Jahreshöchstlast (JHL) in einem Netz.
- Steigt der Anteil der EE-Leistung an der Jahreshöchstlast, kann es zu Handlungsbedarf aufgrund von Spannungshaltungsproblemen kommen. Es können punktuell Mehrkosten insbesondere für Maßnahmen zur Verbesserung der Spannungshaltung (Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren oder Zubau von Blindleistungs-Kompensationsanlagen) entstehen. Diese Mehrkosten sind meist allerdings noch nicht signifikant.
- Erhebliche und mit steigender EE-Durchdringung weiter zunehmende Mehrkosten ergeben sich, wenn Rückspeiseleistungen in Richtung vorgelagerter Netze auftreten, die die Jahreshöchstlast einer Netz- oder Umspannebene übersteigen.

20 Mit anderen Worten fallen signifikante Mehrkosten durch die Integration von EE-Anlagen an, sobald die maximale Rückspeiseleistung (RS_{max}) die Jahreshöchstlast überschreitet, d.h. wenn gilt:

$$RS_{max} > JHL$$

⁵ Vgl. consentec (2021) S. 22ff.

⁶ Zur Begriffsbestimmung und Erläuterung vgl. Anhang I.

- 21 Die maximale Rückspeiseleistung drückt aus, welche Leistung im Falle einer hohen Einspeisung und einer schwachen Last maximal in die nächsthöhere Netz- oder Umspannebene abtransportiert werden muss. Ist diese größer als die Jahreshöchstlast, für die das Netz ohnehin entsprechend der Versorgungsaufgabe dimensioniert werden muss, so ist davon auszugehen, dass das Netz erzeugungsgetrieben ausgebaut werden muss. Die hierfür anfallenden Mehrkosten sind somit auf den einspeisebedingten Netzausbau zurückzuführen. Im Falle eines hohen Anteils von EE-Einspeisung an der Gesamteinspeisung ist wiederum der erforderliche Netzausbau durch die Integration der EE-Anlagen bedingt. Die hieraus entstehenden zusätzlichen Kosten sind mithin als Mehrkosten der EE-Integration zu verstehen (EE-bedingte Mehrkosten⁷).
- 22 Die maximale Rückspeiseleistung ergibt sich dabei aus der Differenz der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung (EL_{max}) und der Mindestlast (ML), wobei die Mindestlast die geringste Last eines Jahres darstellt:

$$RS_{max} = EL_{max} - ML$$

- 23 Demnach fallen beim Netzbetreiber signifikante Mehrkosten an, wenn gilt:

$$EL_{max} - ML > JHL$$

- 24 Für die Abschätzung der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung wird ein durchschnittlicher Wert von 70% der installierten EE-Leistung aller an eine Netz- oder Umspannebene sowie unterlagerte Ebenen angeschlossenen EE-Anlagen als plausibel angesehen und zugrunde gelegt. Für die Bestimmung und Verifizierung des Wertes wurde auf öffentlich zugängliche Angaben aus der SMARD-Datenbank der Bundesnetzagentur (www.smard.de) zurückgegriffen.⁸
- 25 Für die Mindestlast wird auf einen Wert in Höhe von 40% der maximalen Entnahmelast abgestellt, den die Last einer Netz- oder Umspannebene in keinem Zeitpunkt im Jahr unterschreitet (also auch nicht im Zeitpunkt der maximalen zeitgleichen EE-Einspeisung). Auch für die Bestimmung und Verifizierung dieses Wertes wurde auf öffentlich

⁷ Zur Begriffsbestimmung und Erläuterung vgl. Anhang I.

⁸ Die Herleitung ist detailliert im Anhang III dargestellt.

zugängliche Angaben aus der SMARD-Datenbank der Bundesnetzagentur (www.smard.de) zurückgegriffen.⁹

26 Damit ergibt sich aus der obigen Bedingung ein Auftreten signifikanter Mehrkosten für eine $EKZ > 200\%$.¹⁰ Überschreitet ein Netzbetreiber in einer Netz- oder Umspannebene somit den Schwellenwert von $EKZ > 2$, so ist er berechtigt, Mehrkosten zu wälzen.

27 Die in Rn. 25 und 26 genannten Werte zur Bestimmung des Schwellenwertes für das Auftreten signifikanter Mehrkosten von $EKZ > 2$ beruhen dabei auf bundesweiten durchschnittlichen Angaben für alle Netz- und Umspannebenen. Der Ansatz spannungsebenenspezifischer Größen wäre zwar denkbar, für eine solche Darstellung stehen jedoch keine öffentlich zugänglichen Daten zur Verfügung. Zudem würde die Komplexität des Ansatzes steigen, ohne einen substantiellen Mehrwert zu erzeugen.

3. Ermittlung des Wälzungsbetrages

28 Im Anschluss an die Ermittlung besonders belasteter Netzbetreiber ist für diese ein individueller Wälzungsbetrag zu ermitteln. Die Bundesnetzagentur beabsichtigt ein Modell zu wählen, dass die Mehrkosten in Abhängigkeit der individuellen EKZ bestimmt. Hierzu wird im ersten Schritt der Anteil EE-bedingter Mehrkosten ermittelt (vgl. Abschnitt 3.1.1), der sodann in einem zweiten Schritt mit den direkten Kosten des Netzbetreibers verrechnet wird (vgl. Abschnitt 3.1.2).

29 Alternativ wäre auch ein linearer Ansatz mit einer rein pauschalen Ermittlung denkbar. Dieser Ansatz ist nach Auffassung der Bundesnetzagentur indes aus verschiedenen Gesichtspunkten weniger geeignet (vgl. Abschnitt 3.2).

3.1 Ingenieurwissenschaftlicher Ansatz

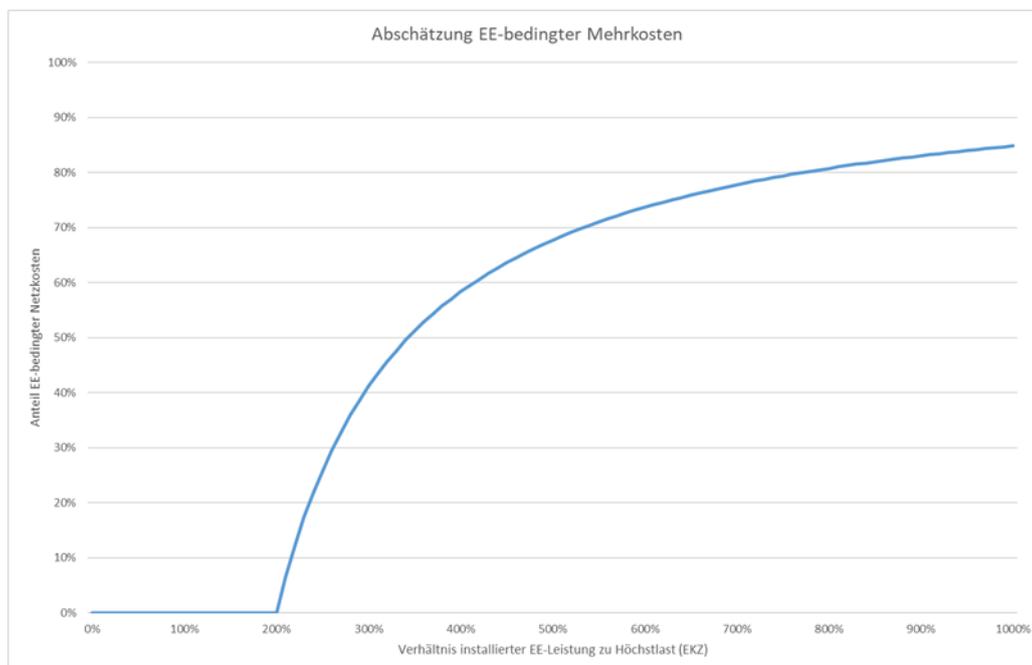
3.1.1 Anteil der EE-bedingten Mehrkosten

30 Erreicht ein Netzbetreiber in einer Netz- oder Umspannebene in einem Jahr den Schwellenwert von $EKZ > 2$, so kann er für diese Spannungsebene den zu ermittelnden Anteil der anfallenden EE-bedingten Mehrkosten wälzen (s. o.).

⁹ Die Herleitung ist detailliert im Anhang III dargestellt; in seinem Gutachten verwendet consentec ebenfalls die unter Rn. 24 und 25 genannten Werte; vgl. consentec (2021) S. 24.

¹⁰ Zur Herleitung des Schwellenwertes von 200% siehe Anhang II.

- 31 Auch für die Bestimmung des Anteils der EE-bedingten Mehrkosten gelten die konzeptionellen Überlegungen, wie sie bereits unter Rn. 18f. ausgeführt wurden. Die Netzauslegung eines Elektrizitätsverteilernetzes ist historisch von der jeweiligen zeitgleichen Jahreshöchstlast der Entnahmen bestimmt gewesen. Mit zunehmender EE-Durchdringung verdrängt die Einspeiselast die entnahmeseitige Last als treibenden Faktor für die Auslegung des Netzes. Wie in Rn 19 bereits dargestellt, ist von erheblichen EE-bedingten Mehrkosten auszugehen, wenn die Rückspeiseleistung einer Netz- oder Umspannebene in vorgelagerte Netze die Jahreshöchstlast übersteigt, für die das Netz ursprünglich dimensioniert wurde.
- 32 Der Anteil der EE-bedingten Mehrkosten sollte daher widerspiegeln, welcher Teil der Netzkosten eines Netzbetreibers dem Grad der EE-Durchdringung zuzuschreiben ist. Dabei wird unterstellt, dass der Anteil der EE-bedingten Netzkosten ab dem Schwellenwert von zwei nicht sprunghaft, sondern kontinuierlich mit zunehmender EE-Durchdringung ansteigt. Vor diesem Hintergrund wird der Anteil der EE-bedingten Mehrkosten anhand einer mathematischen Funktion mit kontinuierlichem Verlauf abgebildet¹¹:



- 33 Gemäß dem hyperbolischen Funktionsverlauf steigt mit zunehmender EE-Durchdringung der Anteil der EE-bedingten Mehrkosten an den gesamten Netzkosten oberhalb der 200 % -Schwelle zunächst überproportional an und flacht im weiteren Verlauf ab. Der Anteil der EE-bedingten Mehrkosten nähert sich dann asymptotisch der 100%-

¹¹ consentec (2021), S.23f.

Marke. Erreicht wird diese aber nur in einem theoretischen Netz, das ausschließlich für den Abtransport von eingespeister Energie genutzt wird.

- 34 Waren die Netzkosten bislang vollständig durch die entnahmeseitige Netzinanspruchnahme bedingt, stellt sich mit zunehmender einspeiseseitiger Netzinanspruchnahme die Frage nach einer verursachungsgerechten Zuordnung der Netzkosten. Ab dem Schwellenwert von zwei sind gesichert nicht mehr die gesamten Netzkosten einer Netz- oder Umspannebene der entnahmeseitigen Netzinanspruchnahme zuzuordnen. Gleichzeitig sind die gesamten Netzkosten auch nicht vollständig der einspeiseseitigen Netzinanspruchnahme zuzuordnen, da das Netz weiterhin die (ursprüngliche) entnahmeseitige Versorgung sicherstellen muss.
- 35 Setzt man den Grad der einspeiseseitigen Netzinanspruchnahme ins Verhältnis zu dem Grad der gesamten Netzinanspruchnahme (einspeiseseitig und entnahmeseitig) erhält man den Anteil der einspeiseseitigen Netzinanspruchnahme an der gesamten Netzinanspruchnahme. Dieser steigt mit zunehmender EE-Durchdringung an. Unterstellt man entsprechend der gesetzlichen Verpflichtung zum bedarfsgerechten Netzausbau aus § 11 Abs. 1 EnWG weiterhin, dass die entnahmeseitige Netzinanspruchnahme der zeitgleichen Jahreshöchstlast entspricht und die einspeisebedingte Netzinanspruchnahme den Grad darstellt, um den die maximale Rückspeiseleistung die Jahreshöchstlast überschreitet, ergibt sich der oben dargestellte hyperbolische Funktionsverlauf. Der auf diese Weise ermittelte Anteil der EE-bedingten Inanspruchnahme des Netzes stellt ein sachgerechtes Maß für den Anteil der EE-bedingten Mehrkosten dar.
- 36 Der beschriebene Zusammenhang lässt sich anhand eines vereinfachenden Beispiels verdeutlichen: Ist ein Netz beispielsweise für eine entnahmeseitige Jahreshöchstlast von 100 dimensioniert und es tritt eine Rückspeiseleistung auf, die die Jahreshöchstlast um 200 übersteigt (Rückspeiselast = 300), würde die Gesamtinanspruchnahme des Netzes 300 betragen. Der Anteil der Mehrinanspruchnahme des Netzes durch Rückspeisungen entspricht dann $\frac{2}{3}$ der Netzkapazität und die Inanspruchnahme der Entnahme $\frac{1}{3}$. Diese Aufteilung gilt dann entsprechend auch für die Kosten.
- 37 Analog dieser Logik lässt sich auch die Berechnungsvorschrift zur Abschätzung des Anteils der EE-bedingten Mehrkosten an den gesamten Netzkosten herleiten. So wird bei der Abschätzung des Anteils der EE-bedingten Mehrkosten an den gesamten Netzkosten der Teil der Netzinanspruchnahme bestimmt, der durch die EE-Einspeisung zu

signifikanten Mehrkosten führt. Wie oben beschrieben (vgl. Rn. 20), treten signifikante EE-bedingte Mehrkosten auf, wenn die maximale Rückspeiseleistung aus EE-Einspeisungen die Jahreshöchstlast übersteigt. Folglich wird bei der Bestimmung des Anteils der EE-bedingten Mehrkosten der Teil der Netzinanspruchnahme, bei dem die maximale Rückspeiseleistung die Jahreshöchstlast übersteigt, der gesamten Netzinanspruchnahme (last- und einspeiseseitige Inanspruchnahme) gegenübergestellt. Mit der ebenfalls oben genannten Annahme (vgl. Rn. 22), dass sich die maximale Rückspeiseleistung aus der Differenz der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung (EL_{max}) und der Mindestlast (ML) ergibt, basiert der Anteil EE-bedingter Mehrkosten auf folgendem Verhältnis:¹²

$$\text{Anteil EE – bedingter Mehrkosten} = \frac{RS_{\text{max}} > \text{JHL}}{EL_{\text{max}} > \text{ML}}, \text{ mit } EKZ > 2$$

38 Wie unter Rn. 24 erläutert, wird für die Abschätzung der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung ein durchschnittlicher Wert von 70% der installierten EE-Leistung aller an eine Netz- oder Umspannebene sowie unterlagerte Ebenen angeschlossenen EE-Anlagen zugrunde gelegt. Für die Mindestlast wird ein Wert von 40% der maximalen Entnahmelast abgestellt (vgl. Rn. 25).

39 Vor dem Hintergrund der beschriebenen Zusammenhänge und Annahmen (vgl. Rn. 32-38) wendet die Bundesnetzagentur für die Abschätzung des Anteils der EE-bedingten Mehrkosten folgende Berechnungsvorschrift an:¹³

$$\text{Anteil EE – bedingter Mehrkosten} = \frac{0,7 * EKZ - 1,4}{0,7 * EKZ - 0,4}, \text{ mit } EKZ > 2$$

40 Aus der Berechnungsvorschrift ergibt sich demnach unmittelbar, dass es nur zu einer Wälzung von Netzkosten kommt, wenn der Schwellenwert der EKZ überschritten wird.

3.1.2 Bemessungsgrundlage für die Mehrkostenermittlung

41 Als Bemessungsgrundlage für die Ermittlung der EE-bedingten Mehrkosten anhand des sich aus der obenstehenden Formel ergebenden prozentualen Kostenanteils wer-

¹² Zur mathematischen Herleitung der Berechnungsvorschrift vgl. Anhang II.

¹³ Zur mathematischen Herleitung der Berechnungsvorschrift vgl. Anhang II.

den die direkten Kosten der jeweiligen Netz- und Umspannebene abzüglich der vorgelagerten Netzkosten und der vermiedenen Netzentgelte i.S.v. § 18 StromNEV (vNE) dieser Ebene herangezogen.

- 42 Gemäß § 14 StromNEV werden die Kosten der Netz- und Umspannebenen, beginnend bei der Höchstspannung, jeweils anteilig auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene verteilt (Kostenwälzung), soweit diese Kosten nicht der Entnahme von Netznutzern und Weiterverteilern aus der jeweiligen Netz- oder Umspannebene zuzuordnen sind. Die Berücksichtigung dieser intern gewälzten Kosten aus der jeweils vorgelagerten Ebene als Bemessungsgrundlage für EE-bedingte Mehrkosten ist nicht sachgerecht und scheidet aus. Denn es sollen nur EE-bedingte Mehrkosten gewälzt werden, die sich direkt auf eine Spannungs- oder Umspannebene beziehen und somit durch den EE-Ausbau unmittelbar beeinflusst werden.
- 43 Die Kosten des vorgelagerten Netzbetreibers stellen ebenfalls keine direkten eigenen Kosten des jeweiligen Netzbetreibers dar. Eine Einbeziehung der vorgelagerten Netzkosten in die Ermittlung der zu wälzenden EOG-Anteile wäre daher sachfremd. Der EE-Ausbau im eigenen Netz eines Netzbetreibers wirkt für die vorgelagerten Netzkosten nicht kostenerhöhend.
- 44 Seit der Neuregelung durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) werden vermiedenen Netzentgelte für volatile EE-Einspeisungen nicht mehr als Netzkosten angesetzt und stellen somit auch keine EE-Integrationskosten für den jeweiligen Netzbetreiber dar. Folglich werden auch sie nicht bei der Mehrkostenermittlung berücksichtigt. Aufgrund des engen Wirkungszusammenhangs mit den vorgelagerten Netzkosten bleiben die vermiedenen Netzentgelte im Übrigen bei der Mehrkostenermittlung ebenfalls unberücksichtigt.
- 45 Die ermittelten Mehrkosten können bei der Netzentgeltkalkulation im Rahmen der Kostenträgerrechnung in Abzug gebracht werden. In der nachstehenden Tabelle ist beispielhaft die Ermittlung des Wälzungsbetrages dargestellt.

Spannungsebene	Anteil Mehrkosten	Erlösobergrenze	Davon Vorge-lagerte Netz-kosten und vNE	Basis für die Wälzung	Wälzungsbetrag	Zu verprobende Erlös-obergrenze
HS	50%	600.000 €	300.000 €	300.000 €	150.000 €	450.000 €
Umspann HS/MS	0%	50.000 €	0 €	50.000 €	0 €	50.000 €

MS	20%	400.000 €	100.000 €	300.000 €	60.000 €	340.000 €
Umspann MS/NS	0%	50.000 €	0 €	50.000 €	0 €	50.000 €
NS	0%	200.000 €	100.000 €	100.000 €	0 €	200.000 €
		1.300.000 €	500.000 €	800.000 €	210.000 €	1.090.000 €

3.2 Linearer Ansatz zur vereinfachten Abschätzung EE-bedingter Mehrkosten für die Netzintegration dezentraler EE-Erzeugungsanlagen

- 46 Alternativ zu der in Abschnitt 3.1 dargestellten Berechnungsweise wäre auch eine Ermittlung der Mehrkosten über einen angemessenen spezifischen Entlastungsbetrag in € pro kW installierter EE-Leistung denkbar. Um den Adressatenkreis auf besonders stark vom EE-Zubau betroffene Netzbetreiber zu beschränken, wäre auch hier die Kombination mit einem Schwellenwert erforderlich. Demnach wären die Kosten des einzelnen Netzbetreibers für die Netzintegration dezentraler EE-Erzeugungsanlagen pro Netzebene analog zum vorherigen Ansatz erst beim Überschreiten des vorgenannten Schwellenwertes berücksichtigungsfähig.
- 47 Zusätzlich zu diesem pauschalierten Entlastungsbetrag sind gewisse Modifikationen bzw. Ergänzungen denkbar, um die Mehrkosten der Netzintegration von EE-Anlagen auch im Rahmen dieses pauschalen Ansatzes genauer abzubilden. So könnten bspw. die individuellen Kosten des wälzungsberechtigten Netzbetreibers für Redispatch oder eine OPEX-Pauschale berücksichtigt werden.
- 48 Auch wenn dieser Ansatz gewisse Vorteile hat, wie z. B. die starke Vereinfachung und die damit einhergehende Nachvollziehbarkeit, vermögen auch die zuvor genannten Modifikationen die erheblichen Nachteile des linearen Ansatzes nicht aufzuwiegen.
- 49 Ein zentraler Mangel des Ansatzes sind die kaum objektiv herleitbaren Entlastungsbeträge in € pro kW. Da diese unabhängig der individuellen tatsächlichen Kosten der Netz- oder Umspannebene bestimmt werden, können Wälzungsbeträge ermittelt werden, die weit entfernt von tatsächlichen Mehrkosten des jeweiligen Netzbetreibers sind. Das Risiko von Überkompensationen für EE-bedingte Mehrkosten ist unverkennbar. Der Umfang der Kostenumverteilung könnte sogar über die tatsächlichen Kosten der Netz- oder Umspannebene hinausgehen. Daraus könnten im Extremfall negative Netzentgelte folgen. Es müsste somit zumindest eine zusätzliche Begrenzung des

Wälzungsbetrages zur Vermeidung solcher Fälle festgelegt werden. Die (sachgerechte) Bestimmung einer solchen Begrenzung wäre indes mit eigenen Schwierigkeiten verbunden.

4. Finanzierung

- 50 Die Rechtsgrundlage für die Finanzierung der ermittelten besonderen Kostenbelastungen findet sich in § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 h), S. 5 EnWG. Danach kann die Bundesnetzagentur Entscheidungen zur Methodik treffen, nach der besondere Kostenbelastungen, die aufgrund einer Festlegung nach Buchstabe g) ermittelt werden, bundesweit anteilig verteilt werden können, wobei sowohl festgelegt werden kann, ob und wie diese bei der Ermittlung der netzebenenspezifischen Kosten der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zu berücksichtigen sind, als auch, wie diese anderweitig angemessen anteilig auf die Netznutzer zu verteilen sind.
- 51 Zur Erreichung einer größeren Verteilungsgerechtigkeit sollen jene Netzbetreiber einen finanziellen Ausgleich erhalten, denen erhebliche Mehrkosten durch die EE-Integration entstehen. Durch diesen finanziellen Ausgleich sollen ihre Netzentgelte gesenkt und mithin die an das Netz angeschlossenen Netznutzer entlastet werden. Dies hat zur Folge, dass der finanzielle Ausgleich durch die Summe aller Netznutzer finanziert werden muss, so dass es zu einer Verteilung der Kosten kommt. Da es sich um eine Re-Allokation von Netzkosten handelt, stellt dies einen zulässigen Mechanismus im Sinne des § 21 Abs. 3 S.4 Nr. 3 h), S. 5 EnWG und Art. 18 VO (EU) 2019/943 dar.
- 52 Die Verteilung der Mehrkosten auf die Netzkunden des gesamten Bundesgebietes soll dabei gleichmäßig erfolgen. Denn die EE-Integration ist ein essentieller Baustein der Energiewende. Die erzeugten Überschussmengen, die den außerordentlichen Netzausbau in Rückspeisernetzen verursachen, werden zur Versorgung an anderer Stelle eingesammelt, transportiert und verteilt.
- 53 Es besteht ein vergleichbarer Mechanismus zur Verteilung von entgangenen Erlösen aus Netzentgelten aus der Gewährung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 13 - 16 StromNEV. Diesen beabsichtigt die Bundesnetzagentur auch für die Allokation der EE-bedingten Mehrkosten zu nutzen. Hierbei handelt es sich um einen etablierten Mechanismus, anhand dessen bestimmte Netzkosten zwischen den Netznut-

zern umverteilt werden. Durch die Anbindung der Wälzung der EE-bedingten Mehrkosten an den bestehenden Mechanismus nach § 19 Abs. 2 S. 13 - 16 StromNEV wird zum einen das Ziel der gleichmäßigen Kostenverteilung auf die Netznutzer erreicht. Zum anderen werden der administrative und finanzielle Aufwand wie auch etwaige Fehlerquellen bei der Ermittlung und Wälzung durch den Rückgriff auf einen bereits praxiserprobten Mechanismus geringgehalten. Entsprechend erweist sich der bestehende Mechanismus als erforderlich, geeignet und verhältnismäßig für eine zeitnahe Umsetzung.

- 54 Der bestehende Mechanismus nach § 19 Abs. 2 S. 13 - 16 StromNEV soll dabei unverändert fortgeführt werden. Es erhöht sich somit lediglich der zu wälzende Gesamtbetrag aus dem bisherigen Mechanismus nach § 19 Abs. 2 S. 13 - 16 StromNEV um den Wälzungsbetrag zum Ausgleich EE-bedingter Mehrkosten. Zweck dieses Aufschlags für besondere Netznutzung ist der Ausgleich der Mindererlöse aus Sonderformen der Nutzung und der Ausgleich von Mehrkosten aus der EE-Integration der Netzbetreiber im Sinne einer insgesamt verhältnismäßigen Belastung aller Netznutzer durch die Sonderformen der erzeugungs- und lastseitigen Netzinanspruchnahme.
- 55 Die Betreiber von Übertragungsnetzen haben sodann neben den entgangenen Erlösen, die aus § 19 Abs. 2 S. 13 - 16 StromNEV resultieren und den nachgelagerten Netzbetreibern zu erstatten sind, auch die ermittelten individuellen Wälzungsbeträge zum Ausgleich EE-bedingter Mehrkosten den betroffenen Netzbetreibern zu erstatten. Die Übertragungsnetzbetreiber gleichen diese Zahlungen durch Verrechnung untereinander aus. Die Kosten können als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf die Netznutzer umgelegt werden.
- 56 Anknüpfend an den bisherigen Mechanismus sind den Übertragungsnetzbetreibern die ermittelten individuellen Wälzungsbeträge zum Ausgleich EE-bedingter Mehrkosten jährlich mitzuteilen. Die Mitteilung hat entsprechend der Netzentgeltbildung nach § 20 Abs. 1 EnWG bis zum 15.10. des Kalenderjahres zu erfolgen. Die Zahlungsabwicklung erfolgt gleichfalls unterjährig und zwar durch eine monatliche Erstattung von 1/12 des individuellen Wälzungsbetrages zum Ausgleich EE-bedingter Mehrkosten an die berechtigten Netzbetreiber.

5. Abwicklungssystematik

57 Im Rahmen der Abwicklungssystematik müssen verschiedene Aspekte Berücksichtigung finden, etwa, dass kein unangemessener Zeitverzug zwischen Feststellung und Erstattung der EE-bedingten Mehrkosten entsteht. Die Bundesnetzagentur wählt daher einen Ansatz, der sowohl Ist- als auch Plan-Werte der Netzbetreiber einbezieht. Dieser Ansatz erlaubt eine sachgerechte Überprüfung der Werte im Nachgang und damit einhergehend einen ggf. erforderlichen Plan-Ist –Abgleich der Wälzungsbeträge.

5.1 Schwellenwertbetrachtung und Ermittlung des Anteils EE-bedingter Mehrkosten

58 Im ersten Schritt ist zu prüfen, ob der jeweilige Netzbetreiber berechtigt ist, Kosten zu wälzen. Entsprechend der Ermittlung der EKZ (vgl. Abschnitt 2.) sind solche Netzbetreiber im Jahr t wälzungsberechtigt, die im Jahr t-2 den Schwellenwert von 200% erreicht haben. Für die Bestimmung der EKZ werden also ausschließlich Ist-Werte für die installierte EE-Leistung sowie die Jahreshöchstlast je Ebene herangezogen. Die Ermittlung des jeweiligen Anteils EE-bedingter Mehrkosten erfolgt ebenfalls auf Basis von Ist-Werten. Die Heranziehung von Planwerten kommt angesichts der großen Unsicherheit über die Realisierung von angefragten Anschlusskapazitäten von EE-Anlagen zum Bestimmungszeitpunkt für die Bundesnetzagentur nicht in Betracht.

5.2 Ermittlung des individuellen Wälzungsbetrages

59 Die individuellen Mehrkosten (Wälzungsbetrag) ergeben sich sodann aus dem Produkt der direkten Kosten der Netz- oder Umspannebene und dem jeweiligen Anteil der EE-bedingten Mehrkosten. Als Grundlage für die direkten Kosten¹⁴ setzt die Bundesnetzagentur die angepasste Erlösobergrenze (zulässige Erlöse nach § 4 ARegV) des Jahres t an. Diese zur Ermittlung des Wälzungsbetrages heranzuziehende Erlösobergrenze für das Jahr t beinhaltet sowohl Ist- als auch Plankostenansätze.

60 Eine Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt jeweils zum 01. Januar eines Kalenderjahres bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 und von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Absatz 2 Satz 1 bis 3 ARegV. Abzustellen ist dabei auf die jeweils im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten (Istkosten);

¹⁴ Bzgl. berücksichtigungsfähiger direkter Kosten vgl. Abschnitt 3.1.2.

bei Kostenanteilen nach § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 4 bis 6a, 8, 13 und 15 bis 18 ARegV wiederum ist auf das Kalenderjahr abzustellen, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll (Plankosten). Weiterhin kann eine Anpassung der Erlösobergrenze bei einer Änderung von volatilen Kostenanteilen nach § 11 Absatz 5 ARegV erfolgen; abzustellen ist dabei auf das Kalenderjahr, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll (Plankosten). Zudem können sich weitere Plankosten aus dem Antrag der Antragstellerin gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 10a ARegV (Kapitalkostenaufschlag) ergeben.

- 61 Die Anpassung aufgrund eines Saldo eines Regulierungskontos erfolgt nach § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1a, S. 3 ARegV. Eine weitere Anpassung der Erlösobergrenze ist gemäß § 4 Abs. 5 ARegV nach Maßgabe des § 19 ARegV (Qualitätselement) möglich. Eine Anpassung der Erlösobergrenzen ist schließlich noch aufgrund von Teilnetzübergängen nach § 26 Abs. 2 bis 5 ARegV möglich.
- 62 Damit bleibt festzuhalten, dass einerseits auf gesicherte Erkenntnisse in Bezug auf zentrale Parameter für die Höhe der Wälzung (installierte EE-Leistung und Jahreshöchstlast) zurückgegriffen werden soll. Gleichzeitig wird durch Plan-Werte in der angepassten Erlösobergrenze des Jahres t vermieden, dass ein zu großer Zeitverzug zwischen tatsächlich angefallenen EE-bedingten Mehrkosten eines Jahres und der Möglichkeit der Kostenwälzung eintritt. Zudem knüpft die Vorgehensweise an die derzeit bestehenden Regelungen zur Anpassung der Erlösobergrenze an, so dass der zusätzliche Aufwand minimiert wird. Würde man hinsichtlich des Anteils EE-bedingter Mehrkosten und sämtlicher direkter Kosten des Netzbetreibers gesicherte Erkenntnisse zugrunde legen, ergäbe sich ein Verzug von mindestens 3 Jahren.
- 63 Aus Sicht der Bundesnetzagentur gewährleistet die Vorgehensweise der Abwicklung somit ein Gleichgewicht zwischen möglichst sicheren Erkenntnissen hinsichtlich dem Kreis der betroffenen Netzbetreiber und zeitnahen Wälzungsmöglichkeit der Mehrkosten.

5.3 Entgeltbildung und Verprobung

- 64 Die Entgeltbildung sowie die Verprobung für das Jahr t erfolgt im Jahr $t-1$. Grundlage bildet die angepasste Erlösobergrenze, welche über die Kostenträgerrechnung sachgerecht auf die betriebenen Netz- und Umspannebenen aufzuteilen ist. Die für jede

Netz- und Umspannebene getrennt ermittelten individuellen Wälzungsbeträge verringern sodann die Kosten der jeweiligen Netz- oder Umspannebene.

65 Die insoweit verringerten Kosten einer Netz- oder Umspannebene werden wie üblich mit Hilfe der erwarteten Mengen in Entgelte umgesetzt.

5.4 Ermittlung, Abwicklung und Auszahlung des Aufschlages für besondere Netznutzung durch die Übertragungsnetzbetreiber

66 Hinsichtlich des Wälzungsbetrages erfolgt eine bundesweit einheitliche Wälzung. Die Bundesnetzagentur verweist an dieser Stelle auf die Ausführungen in Abschnitt 4.

5.5 Soll-/Ist-Abgleich im Regulierungskonto

67 Die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen wird nach § 5 Abs. 1 ARegV im Jahr $t+2$ ermittelt und nach § 5 Abs. 3 ARegV über den verzinsten Regulierungskontosaldo annuitätisch über drei Kalenderjahre verteilt ($t+3 - t+5$).

68 Da der individuelle Wälzungsbetrag unter Heranziehung von Plan-Werten auf Basis der angepassten Erlösobergrenze des Jahres t bestimmt wird, können sich im Nachgang auch für den Wälzungsbetrag entsprechende Differenzen ergeben.

69 Diese Differenzen zwischen Plan- und Ist-Werten des im Jahr $t-1$ ermittelten Wälzungsbetrags und dem Wälzungsbetrag, der sich unter Zugrundelegung der tatsächlich entstandenen Kosten für das Jahr t ergibt, fließen jedoch nicht in den Saldo des Regulierungskontos des jeweiligen Netzbetreibers ein, sondern mindern oder erhöhen den Wälzungsbetrag für das nächste Kalenderjahr. Der Abgleich des Wälzungsbetrags erfolgt somit im Rahmen des Verteilungsmechanismus. Dies ist insofern geboten, als dass die bundesweiten Netznutzer, über die die Wälzungsbeträge umgelegt werden, möglichst zeitnah eine Korrektur ihrer geleisteten Zahlungen erfahren sollen.

Anhang zum Eckpunktepapier

Anhang I: Begriffsbestimmungen und Erläuterungen

Netzbetreiber	Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG
EE	Erneuerbare Energien im Sinne des § 3 Nr. 21 EEG
EE-Anlage	Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 3 Nr. 21 EEG
EE-Durchdringung	Anteil der Nutzung eines Elektrizitätsverteilernetzes aus der direkten Einspeisung von Einrichtungen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien gemäß § 3 Nr. 21 EEG
EE-bedingte Mehrkosten	Kosten des Elektrizitätsverteilernetzes im Sinne des Abschnittes 2, die dem Verteilernetzbetreiber durch die zunehmende Integration der Erneuerbaren-Energien-Anlagen entstehen.
Installierte EE-Leistung	<p>Summe der installierten Erzeugungsleistung (Netto-Engpass-(Wirk-)Leistung) aller Einrichtungen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 3 Nr. 21 EEG, die an die jeweilige Netz- oder Umspannebene angeschlossen sind.</p> <p>Die Angabe der Erzeugungsleistung erfolgt unabhängig von der Förderung der Anlagen.</p> <p>Die installierte Erzeugungsleistung einer EEG-Erzeugungsanlage ist zu berücksichtigen, sofern der erzeugte Strom in das Netz eingespeist wird.</p>
Aufschlag für besondere Netznutzung	Aufschlag auf die allgemeinen Netzentgelte je kWh gemeinsam mit und gemäß den Mechanismen nach § 19 Abs. 2 S.10 - 13 StromNEV.

<p>Netzebene</p>	<p>Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 10 StromNEV).</p> <p>Niederspannung (NS): $\leq 1 \text{ kV}$ Mittelspannung (MS): $> 1 \text{ kV und } \leq 72,5 \text{ kV}$ Hochspannung (HS): $> 72,5 \text{ kV und } \leq 125 \text{ kV}$ Höchstspannung (HöS): $> 220 \text{ kV}$</p>
<p>Umspannebene</p>	<p>Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen die Spannung elektrischer Energie von Höchst- zu Hochspannung, Hoch- zu Mittelspannung oder Mittel- zu Niederspannung geändert wird (§ 2 Nr. 12 StromNEV). Eine Umspannung innerhalb der einzelnen Netzebenen (z. B. innerhalb der Mittelspannung) ist Bestandteil der jeweiligen Netzebene.</p>
<p>Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen</p>	<p>Höchste zeitgleiche Summe aller Entnahmen (ohne Netzverluste) aus einer Netz- oder Umspannebene. Entnahmen sind Abgaben an Netznutzer, geschlossene Verteilernetze, Weiterverteiler und an die nachgelagerte Netz- und Umspannebene. Die Zeitgleichheit ist bezogen auf die jeweilige Netz- und Umspannebene, d. h. die Höchstwerte können in den einzelnen Netz- oder Umspannebenen zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten.</p> <p>Liegen gemessene Werte für die Ermittlung der zeitgleichen Jahreshöchstlast nicht vollständig vor, ist eine sachgerechte Näherung vorzunehmen. Für Netznutzer, bei deren Stromlieferung im Niederspannungsnetz gemäß § 12 Abs. 1 StromNZV vereinfachte Verfahren (Standardlastprofil) angewendet werden, ist der tatsächliche viertelstundenscharfe Lastverlauf (Restlastkurve bzw. die</p>

	<p>Summe aus der Abgabe nach synthetischen Lastprofilen und dem Differenzbilanzkreis, ggf. abzüglich der Entnahmen nach Standardlastprofil in höheren Netz- und Umspannebenen) anzuwenden. Für Netznutzer in Netz- und Umspannebenen oberhalb der Niederspannung, bei deren Belieferung gemäß § 12 Abs. 1 Strom-NZV vereinfachte Verfahren (Standardlastprofil) angewendet werden, ist das Standardlastprofil in Ansatz zu bringen.</p> <p>Energiemengen die von einer eigenen höheren Netzebene kommen und über die Sammelschiene auf der höheren Spannungsseite einer Umspannstation wieder zurück in die eigene gleiche höhere Netzebene fließen (Transit), sind nicht der Umspannebene zuzuordnen, sondern verbleiben in der höheren Netzebene. Somit ergeben sich für solche Lastflüsse keine Einspeisung aus der vorgelagerten Netzebene und keine Entnahmen durch die nachgelagerte Umspannebene sowie keine Rückspeisungen von der Umspannebene in die höhere Netzebene. Die Eigentumsverhältnisse bei der Sammelschiene sind dabei nicht relevant.</p>
<p>Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungslleistung aller EEG-Erzeugungsanlagen (Ursache im eigenen Netz)</p>	<p>Maximale zeitgleich abgeregelte Erzeugungsleistung aller Einrichtungen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 3 Nr. 21 EEG (Ursache im eigenen Netz). Die Angabe erfolgt über verschiedene Netz- und Umspannebenen aggregiert.</p>

Anhang II: Herleitung des Schwellenwertes besonders betroffener Netzbetreiber und des Wälzungsbetrages

Besonders betroffene Netzbetreiber

Wie in Abschnitt 2. des Eckpunktepapiers dargelegt, fallen signifikante Mehrkosten durch die Integration von EE-Anlagen an, sobald:

$$RS_{max} > JHL$$

mit

$$RS_{max} = EL_{max} - ML$$

treten signifikante Mehrkosten auf wenn gilt:

$$EL_{max} - ML > JHL$$

Unter Berücksichtigung der ebenfalls bereits in Abschnitt 2 genannten Annahmen, dass:

- (1) die maximale zeitgleiche Einspeiseleistung durchschnittlich 70 Prozent der installierten EE-Erzeugungsleistung aller an eine Netz- oder Umspannebene sowie unterlagerte Ebenen angeschlossenen EE-Anlagen beträgt (wobei die installierten EE-Erzeugungsleistung vorab um die maximale abgeregelte Leistung zu reduzieren ist – vgl. auch Rn 13¹⁵) und
- (2) die Mindestlast, die die Last einer Netz- oder Umspannebene in keinem Zeitpunkt im Jahr unterschreitet (also auch nicht im Zeitpunkt der maximalen zeitgleichen EE-Einspeisung), rund 40 Prozent der maximalen Entnahmelast beträgt,

ergibt sich das Auftreten signifikanter Mehrkosten, wenn:

$$0,7 * EE_Leistung_{installiert} - 0,4 * JHL > JHL$$

Durch Umformungen der Therme ergibt sich, eine erhebliche finanzielle Mehrbelastung, wenn die EKZ größer 2, also 200 Prozent ist.

¹⁵ Der Term *EE-Leistung_{installiert}* ist daher im Weiteren definiert als installierte EE-Erzeugungsleistung abzüglich der maximalen abgeregelten Leistung.

$$0,7 * EE_Leistung_{installiert} > JHL + 0,4 * JHL$$

$$0,7 * EE_Leistung_{installiert} > JHL(1 + 0,4)$$

$$0,7 * \frac{EE_Leistung_{installiert}}{JHL} > 1,4$$

$$\frac{EE_Leistung_{installiert}}{JHL} > 2$$

$$EKZ > 2$$

Ermittlung des Wälzungsbetrages

Wie in Abschnitt 2. des Eckpunktepapers dargelegt, wird bei der Abschätzung des Anteils der EE-bedingten Mehrkosten an den gesamten Netzkosten der Teil der Netzinanspruchnahme bestimmt, der durch die EE-Einspeisung zu signifikanten Mehrkosten führt. Signifikante EE-bedingte Mehrkosten treten dabei auf, wenn die maximale Rückspeiseleistung aus EE-Einspeisungen die Jahreshöchstlast übersteigt (vgl. Rn. 20). Folglich wird bei der Bestimmung des Anteils der EE-bedingten Mehrkosten der Teil der Netzinanspruchnahme, bei dem die maximale Rückspeiseleistung die Jahreshöchstlast übersteigt, der gesamten Netzinanspruchnahme (last- und einspeiseseitige Inanspruchnahme) gegenübergestellt:

$$\text{Anteil EE – bedingter Mehrkosten} = \frac{RS_{max} > JHL}{JHL + RS_{max} > JHL}, \text{ mit } EKZ > 2$$

umgeformt ergibt sich daraus:

$$\text{Anteil EE – bedingter Mehrkosten} = \frac{RS_{max} > JHL}{RS_{max}}, \text{ mit } EKZ > 2$$

Mit der ebenfalls in Abschnitt 2. genannten Annahme (vgl. Rn. 22), dass sich die maximale Rückspeiseleistung methodisch vereinfacht aus der Differenz der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung (EL_{max}) und der Mindestlast (ML) ergibt, basiert der Anteil EE-bedingter Mehrkosten auf folgendem Verhältnis:

$$\text{Anteil EE – bedingter Mehrkosten} = \frac{RS_{max} > JHL}{EL_{max} > ML}, \text{ mit } EKZ > 2$$

Unter Berücksichtigung der in Rn. 24 und Rn. 25 genannten Annahmen, wonach für die Abschätzung der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung ein durchschnittlicher Wert von 70% der installierten EE-Leistung aller an eine Netz- oder Umspannebene sowie unterlagerte Ebenen angeschlossenen EE-Anlagen zugrunde gelegt wird (wobei die installierte EE-Erzeugungsleistung vorab um die maximale abgeregelte Leistung zu reduzieren ist – vgl. auch Rn 13¹⁶) sowie für die Mindestlast ein Wert von 40% der maximalen Entnahmelast gilt, lässt sich der oben genannte Zähler wie folgt darstellen:

$$RS_{max} > JHL$$

$$EL_{max} - ML > JHL$$

$$0,7 * EE_Leistung_{installiert} - 0,4 * JHL > JHL$$

$$0,7 * \frac{EE_Leistung_{installiert}}{JHL} > 1,4$$

$$0,7 * EKZ > 1,4$$

(gilt damit für $EKZ > 2$)

$$0,7 * EKZ - 1,4 > 0$$

Unter analoger Berücksichtigung der Annahmen aus Rn. 24 und Rn. 25 lässt sich der Nenner wie folgt darstellen:

$$EL_{max} > ML$$

$$0,7 * EE_Leistung_{installiert} > 0,4 * JHL$$

$$0,7 * \frac{EE_Leistung_{installiert}}{JHL} > 0,4$$

$$0,7 * \frac{EE_Leistung_{installiert}}{JHL} - 0,4 > 0$$

$$0,7 * EKZ - 0,4 > 0$$

¹⁶ Auch hier gilt daher im Folgenden, dass der Term *EE-Leistung_{installiert}* als installierte EE-Erzeugungsleistung abzüglich der maximalen abgeregelten Leistung definiert ist.

Durch das Zusammenfügen der Bedingungen aus Zähler und Nenner ergibt sich für die Abschätzung des Anteils EE-bedingter Mehrkosten die folgende Berechnungsvorschrift:

$$\text{Anteil EE – bedingter Mehrkosten} = \frac{0,7 * EKZ - 1,4}{0,7 * EKZ - 0,4}, \text{ mit } EKZ > 2$$

Anhang III: Verifizierung des Anteils der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung an der installierten EE-Erzeugungsleistung und des Anteils der Mindestlast und der Jahreshöchstlast

Für die Bestimmung des Anteils der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung an der installierten EE-Erzeugungsleistung (70 Prozent) und des Anteils der Mindestlast an der Jahreshöchstlast (40 Prozent) wurde auf öffentlich zugängliche Daten der Internetpräsenz SMARD der Bundesnetzagentur (www.smard.de) aus den Datenkategorien „Installierte Erzeugungsleistung“ und „Realisierte Erzeugung“ sowie „Realisierter Stromverbrauch“ im Zeitraum 2019 – 2022 zurückgegriffen.

Für die Bestimmung des Anteils der maximalen zeitgleichen Einspeiseleistung an der installierten EE-Erzeugungsleistung wurden die Kraftwerkstechnologien Wind-onshore und Photovoltaik berücksichtigt:

	2019	2020	2021	2022
Installierte Erzeugungsleistung in MW				
Wind-Onshore	52.792	53.184	54.499	55.289
PV	45.299	48.206	53.302	57.744
Realisierte Erzeugungsleistung Max in MW				
Wind-Onshore	40.145	40.599	41.798	43.837
PV	30.029	32.947	36.175	38.134
Anteil der zeitgleichen Einspeiseleistung in MW an der installierten EE-Leistung in Prozent				
Wind-Onshore	76%	76%	77%	79%
PV	66%	68%	68%	66%
<u>Mittelwert maximale Einspeiseleistung in MW</u>	<u>71%</u>	<u>72%</u>	<u>72%</u>	<u>73%</u>

Für die Bestimmung des Anteils der Mindestlast an der Jahreshöchstlast wurde auf den realisierten Stromverbrauch (Gesamt Netzlast in MWh) mit den jeweiligen Min- und Max-Werten in MWh in einem vollständigen Jahreszeitraum abgestellt:

	2019	2020	2021	2022
Realisierter Stromverbrauch in MWh (Gesamt Netzlast)				
Min	34.190	33.047	36.619	34.360
Max	76.902	78.406	81.078	78.681
Anteil der Mindestlast an der Jahreshöchstlast	<u>44%</u>	<u>42%</u>	<u>45%</u>	<u>44%</u>

Der Anhang IV wurde am
22.12.2023 aktualisiert.

Anhang IV: Monetäre Auswirkung des beabsichtigten Modells (*aktualisiert am 22.12.2023*)

Die folgende Tabelle stellt überblicksartig die derzeitigen Auswirkungen des beabsichtigten Modells auf die Netzentgelte für Haushaltskunden (mit 3.500 kWh/a) bei Berücksichtigung des Wälzungsbetrages dar. Es handelt sich um **erste vorläufige Berechnungen, die im weiteren Verfahren erheblichen Änderungen unterliegen können**. Den Berechnungen liegen Entgelt- und Kostendaten aus dem Jahr 2023 sowie Strukturdaten des Jahres 2021 zugrunde. Zudem wurden für diese vorläufigen Berechnungen **ausschließlich Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur betrachtet**.

Netzbetreiber	aktuelles Entgelt [ct/kWh]	nach Berücksichtigung des Wälzungsbetrages [ct/kWh]	Rückgang ggü. aktuellem Entgelt [ct/kWh]	Rückgang ggü. aktuellem Entgelt [%]
Avacon Netz GmbH	10,15	9,41	0,74	7,3%
Bayernwerk Netz GmbH	8,62	6,87	1,75	20,3%
Celle-Uelzen Netz GmbH	7,29	6,92	0,37	5,1%
E.DIS Netz GmbH	14,08	8,84	5,24	37,2%
EAM Netz GmbH*	8,78			
ED Netze GmbH	7,63	7,45	0,18	2,4%
Energie Waldeck-Frankenberg GmbH	8,19	7,57	0,62	7,6%
energis-Netzgesellschaft mbH	10,67	10,16	0,51	4,8%
EWE NETZ GmbH	8,05	7,33	0,72	8,9%
FairNetz GmbH	9,20	9,20	0,00	0,0%
Harz Energie Netz GmbH	8,74	8,73	0,01	0,1%
LEW Verteilnetz GmbH	9,16	6,27	2,89	31,6%
LSW Netz GmbH & Co. KG	8,51	8,47	0,04	0,5%
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	9,50	7,94	1,56	16,4%
N-ERGIE Netz GmbH	7,08	6,44	0,64	9,0%
Netzg. Ostwürttemberg DonauRies GmbH	9,58	7,53	2,05	21,4%
NEW Netz GmbH	8,48	8,26	0,22	2,6%
Schleswig-Holstein Netz AG	15,29	9,80	5,49	35,9%
Stadtwerke Flensburg GmbH	8,62	8,26	0,36	4,2%

Der Anhang IV wurde am
22.12.2023 aktualisiert.

Netzbetreiber	aktuelles Entgelt [ct/kWh]	nach Berücksichtigung des Wälzungsbeitrages [ct/kWh]	Rückgang ggü. aktuellem Entgelt [ct/kWh]	Rückgang ggü. aktuellem Entgelt [%]
Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH	7,21	6,75	0,46	6,4%
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	8,62	7,97	0,65	7,5%
Thüga Energienetze GmbH	9,16	8,62	0,54	5,9%
Überlandwerk Mittelbaden GmbH & Co. KG	8,09	8,01	0,08	1,0%
WEMAG Netz GmbH	12,90	7,85	5,05	39,2%
wesernetz Bremerhaven GmbH	7,28	7,28	0,00	0,0%
Westfalen Weser Netz GmbH	9,89	9,54	0,35	3,5%

*Berechnung für EAM Netze GmbH konnte wegen fehlender Daten nicht durchgeführt werden



www.bundesnetzagentur.de

-  x.com/BNetzA
-  social.bund.de/@bnetza
-  youtube.com/BNetzA