Reußenköge Netz & Infrastruktur GmbH · Sönke-Nissen-Koog 58 · D - 25821 Reußenköge

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Reußenköge Netz & Infrastruktur GmbH
Sönke-Nissen-Koog 58
D - 25821 Reußenköge

Fon +49 (0) 4674–9629-0
Fax +49 (0) 4674–827 9999

E-Mail: info@reussenkoege-netz.de
www.reussenkoege-netz.de

BDEW-Code VNB: 9907796000008
Netzbetreiber-Code: 7796
EIC-Code: 11yN-0000-0028-Y

Stellungnahme zum Positionspapier „Orientierungspunkte zur Kostenwälzung“ vom 05.03.2026 und zur Expertenanhörung vom 10.03.2026
Az. GBK-25-01-1#3

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir nehmen Bezug auf die Orientierungspunkte zur Kostenwälzung vom 05.03.2026 sowie auf die Expertenanhörung am 10.03.2026 und hierzu wie folgt Stellung:

Bereits in unseren Stellungnahmen von 30.06.2025 und vom 06.03.2026 (diesem Schreiben erneut als **Anlagen …_1 und …_2** beigefügt) haben wir die Einführung einer bidirektionalen Kostenwälzung als notwendige Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik dargelegt (**I.**).

Vor diesem Hintergrund möchten wir unser erhebliches Befremden über die im Orientierungspapier vom 05.03.2026 sowie in der Expertenanhörung am 10.03.2026 dargelegte Position der Bundesnetzagentur zur bidirektionalen Kostenwälzung zum Ausdruck bringen. So erkennt die Behörde die grundlegenden Defizite der bestehenden Systematik, insbesondere im Hinblick auf die fehlende verursachungsgerechte Zuordnung von Netzkosten, dem Grunde nach an. In der Folge werden jedoch – offenbar auf Grundlage einer lediglich oberflächlichen und einseitigen Auseinandersetzung mit den Argumenten zugunsten einer bidirektionalen Kostenwälzung – Einwände vorgebracht, die nicht zu überzeugen vermögen. Insbesondere wird auf die Komplexität sowie eine vermeintlich mangelnde Praxistauglichkeit einer bidirektionalen Kostenwälzung abgestellt, ohne diese Gesichtspunkte in Relation zu anderen Vorhaben oder zum erwartbaren Nutzen zu setzen. Vielmehr bleiben die unverhältnismäßigen Belastungen für einspeisegeprägte Netze – wie etwa das der Reußenköge Netz & Infrastruktur GmbH (**RNI**) – weitgehend unberücksichtigt (**II.**).

Hinsichtlich der im Orientierungspapier aufgegriffenen, grundsätzlichen Beteiligung von Speichern an den Netzkosten weisen wir darauf hin, dass der zugrunde liegende Ansatz eines differenzierten, anreizbasierten Systems mit Entgelten zur Förderung netzdienlichen Verhaltens zwar grundsätzlich begrüßenswert erscheint, die vorgeschlagene Ausgestaltung jedoch im Ergebnis voraussichtlich gegenteilige Effekte entfalten wird (**III**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**.**).

Im Einzelnen:

I. Ausgangslage und strukturelle Defizite im aktuellen Wälzungsmechanismus

Die aktuelle regulatorische Ausgangslage der RNI wird maßgeblich durch die Regelungen des § 14 Abs. 1 StromNEV bestimmt. Nach Auffassung der RNI sollte die Kostenwälzung auf Grundlage der tatsächlichen Lastflüsse erfolgen, während die Bundesnetzagentur bislang eine rein pfadbezogene Betrachtung zugrunde legt.

Die RNI betreibt ein Elektrizitätsverteilernetz, das zentrale Elemente der Energiewende abbildet und in erheblichem Umfang erneuerbare Energiequellen – insbesondere Windenergie – sowie moderne Speichertechnologien integriert. Aus dem Netz der RNI werden jährlich mehr als 500 GWh Windstrom in das Netz der Schleswig-Holstein Netz GmbH (**SHN**) eingespeist. Dem steht ein im Vergleich dazu vernachlässigbarer Strombezug aus dem Netz der SHN in Höhe von rund 2,2 GWh pro Jahr gegenüber.

Vor dem Hintergrund der konkreten Netztopologie und der tatsächlichen Stromflüsse im Netz der RNI wird die sachliche Notwendigkeit einer bidirektionalen Kostenwälzung besonders deutlich. Das Netz der RNI ist strukturell als Nettoeinspeisenetz geprägt: Es belastet die vorgelagerten Netzebenen nicht vorrangig durch Leistungsbezug, sondern erbringt vielmehr in erheblichem Umfang Einspeiseleistungen und trägt damit zur Versorgung sowie zur Stabilisierung der übergeordneten Netzebenen bei. Eine rein pfadbezogene Kostenwälzung, die typisierend von einem überwiegenden Bezugsfall ausgeht, wird dieser tatsächlichen Nutzungssituation nicht gerecht.

Insbesondere in Netzen mit stark ausgeprägter dezentraler Erzeugung führt die bestehende Systematik dazu, dass Kosten einseitig „nach unten“ weitergereicht werden, ohne netzentlastende Wirkungen angemessen gegenzurechnen. Eine bidirektionale Kostenwälzung ermöglicht demgegenüber, sowohl belastende als auch entlastende Effekte auf die jeweils vorgelagerte Netzebene differenziert abzubilden.

Für ein Netz wie das der RNI bedeutet dies konkret, dass die erhebliche Einspeisung von Windstrom in die vorgelagerte Ebene bei netzdienlicher Wirkung auch entgeltmindernd berücksichtigt und damit zugleich die Standortattraktivität für Anschlussnutzer erhöht würde. Eine bidirektionale Systematik schafft somit die Voraussetzung, tatsächliche Stromflüsse und ihre netzökonomischen Wirkungen verursachungsgerecht abzubilden.

Vor diesem Hintergrund stellt die bidirektionale Kostenwälzung keine bloße systematische Verfeinerung dar, sondern eine notwendige Anpassung an eine Netzrealität, die zunehmend durch dezentrale Erzeugung, Speicher und flexible Lastflüsse geprägt ist.

II. Zur fehlenden Tragfähigkeit der Einwände gegen die bidirektionale Kostenwälzung

Die Bundesnetzagentur erkennt in ihren Orientierungspunkten zur Kostenwälzung die grundlegenden Probleme der jetzigen Netzentgeltsystematik, insbesondere im Hinblick auf eine fehlende verursachungsgerechte Zuordnung von Netzkosten. So wird darauf hingewiesen, dass die bestehende top-down Kostenwälzung reale Stromflüsse – insbesondere zunehmende Rückspeisungen aus dezentraler Erzeugung – nicht adäquat berücksichtigt und dadurch eine Verzerrung der Kostenverteilung entstehen kann. Gleichzeitig stellt die Behörde auch fest, dass eine bidirektionale Kostenwälzung grundsätzlich geeignet ist, sowohl aufwärts- als auch abwärtsgerichtete Stromflüsse abzubilden und damit eine verursachungsgerechtere Allokation der Netzkosten zu ermöglichen. Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass die Bundesnetzagentur das strukturelle Problem erkannt hat und bidirektionale Wälzungsansätze als grundsätzlich tragfähige Lösungsoption betrachtet.

Gleichwohl zieht die Bundesnetzagentur aus diesen zutreffenden Grundannahmen sodann die falschen Schlussfolgerungen; dies wohl insbesondere aufgrund einer erkennbar pauschalierenden und eindimensionalen Würdigung der relevanten Umstände. So wurde das Konzept der Bidirektionalität im Rahmen der Expertenanhörung am 10.03.2026 im Wesentlichen mit einem pauschalen Verweis auf die vermeintliche Komplexität sowie mit der Aussage, dass alle angehörten Unternehmen „dagegen“ seien, zurückgewiesen – eine Darstellung, die in dieser Allgemeinheit offensichtlich nicht zutrifft.

1. Komplexität als beherrschbares und systemimmanentes Merkmal

Die in den Orientierungspunkten geäußerten Zweifel an der praktischen Umsetzbarkeit einer bidirektionalen Kostenwälzung überzeugen nicht. Unabhängig davon, dass nicht einleuchtet, weshalb eine bidirektionale Kostenwälzung von der Bundesnetzagentur überhaupt als *„sehr komplex“* angesehen wird (Orientierungspapier, S. 7), stellt eine (vermeintliche) Komplexität allein kein strukturelles Hindernis dar.

Bevor hierauf nachfolgend im Einzelnen eingegangen wird, ist bereits vorab festzuhalten, dass sich die mit der Einführung einer bidirektionalen Kostenwälzung einhergehenden Umsetzungsprozesse im Rahmen dessen bewegen würden, was im heutigen Energiesystem bereits etabliert und beherrschbar ist.

a. **Bidirektionale Kostenwälzung als folgerichtige Anpassung an ein bereits komplexes System**

Zunächst ist festzuhalten, dass die bestehende Netzentgeltsystematik selbst bereits durch mehrstufige Kostenwälzungsmechanismen, vielfältige Interdependenzen zwischen Netzebenen sowie umfangreiche Datenerfordernisse geprägt ist. Auch Prozesse wie Redispatch, Bilanzkreismanagement oder die Ermittlung vorgelagerter Netzentgelte basieren auf komplexen, teilweise iterativen Berechnungen.

Vor diesem Hintergrund ist die bidirektionale Kostenwälzung nicht als grundlegender Systembruch zu verstehen, sondern vielmehr als Weiterentwicklung bestehender Logiken: So ist die zunehmende Dezentralisierung und die damit einhergehende zunehmende Komplexität des Energiesystems längst Realität: Strom wird heute auf allen Spannungsebenen dezentral erzeugt und Stromflüsse verlaufen nicht mehr ausschließlich von oben nach unten, sondern können sich auch umkehren. Wenn aber das System physikalisch bidirektional funktioniert, ist es systematisch folgerichtig, auch die Kostenwälzung daran auszurichten.

Hinzu kommt, dass die Digitalisierung der Netze – etwa durch den Rollout intelligenter Messsysteme, verbesserte Lastflussmodelle und standardisierte Datenschnittstellen – ohnehin kontinuierlich voranschreitet. Eine pauschalierende Wälzungslogik allein mit dem Ziel administrativer Vereinfachung würde demgegenüber strukturelle Fehlanreize verfestigen, wie sich exemplarisch an den Auswirkungen der bestehenden Systematik auf das Netz der RNI zeigt und wie auch die Bundesnetzagentur selbst im Positionspapier vom 05.03.2026 darlegt (vgl. Orientierungspapier, S. 10 ff., 16).

b. Technische und administrative Umsetzbarkeit der bidirektionalen Kostenwälzung

Darüber hinaus hat sich die technische Leistungsfähigkeit der beteiligten Akteure in den letzten Jahren erheblich weiterentwickelt. Netzbetreiber verfügen heute über detaillierte Netzmodelle, umfangreiche Messdaten sowie leistungsfähige IT-Systeme zur Abbildung und Simulation von Lastflüssen. Iterative Berechnungsverfahren sind in diesem Kontext ein etablierter Standard und lassen sich automatisiert und effizient durchführen.

Vor diesem Hintergrund trägt auch das Argument angeblicher administrativer Hürden (vgl. Orientierungspunkte, S. 7) nicht. Die relevanten Messgrößen – insbesondere Ein- und Ausspeisungen zwischen den vor- bzw. nachgelagerten Netzen – werden bereits heute erfasst und können ohne Weiteres automatisiert verarbeitet werden; seit 15 Jahren werden Netzzeitreihen nach den Vorgaben der MaBiS zwischen benachbarten Netzbetreibern ausgetauscht; die Netznutzungsabrechnung zwischen benachbarten Netzbetreibern findet ohnehin statt. Die Abrechnung wäre zudem auch ohne grundlegende Systemumbrüche umsetzbar:

Im Kern bedarf es lediglich einer ergänzenden Abrechnung zwischen Netzbetreibern für die entsprechenden Energiemengen. Ein- und Ausspeisungen können auch saldiert und periodisch – etwa monatlich – verrechnet werden, sodass sich der administrative Aufwand weiter reduziert.

Es handelt sich somit nicht um ein strukturell komplexes oder gar unlösbares Problem, sondern vielmehr um eine sachgerechte Weiterentwicklung bestehender Prozesse, die die energiewirtschaftlichen Realitäten zutreffend abbildet.

c. Mehr Transparenz durch physikalische Kostenzuordnung

Die in der Expertenanhörung am 10.03.2026 von der Bundesnetzagentur geäußerte Befürchtung eines Verlusts an Transparenz ist ebenfalls nicht zwingend. Im Gegenteil kann eine bidirektionale Kostenwälzung, die sich stärker an tatsächlichen physikalischen Stromflüssen orientiert, zu einer verbesserten Kostenreflexivität beitragen. So wird die Zuordnung von Kosten aufgrund der Orientierung an faktischen Lastflüssen nachvollziehbarer.

Weiterhin kann die notwendige Transparenz durch eine geeignete regulatorische Ausgestaltung, insbesondere durch standardisierte Berechnungsmethoden und Veröffentlichungspflichten erreicht werden. Die Bundesnetzagentur verfügt über die insoweit erforderlichen Festlegungskompetenzen, sodass sie in der Lage wäre, dem vermeintlichen Transparenzverlust ohne Weiteres zu begegnen.

d. Keine spezifischen Fehlanreize der bidirektionalen Kostenwälzung

Auch die angeführten potenziellen Fehlanreize stellen kein spezifisches Problem der bidirektionalen Kostenwälzung dar. Fehlsteuerungen können grundsätzlich in jedem regulierten Bereich auftreten. Diesen ist durch geeignete regulatorische Instrumente zu begegnen.

Soweit die Bundesnetzagentur auf *„bisherige Untersuchungen“* verweist, die darauf hindeuten würden, eine bidirektionale Kostenwälzung führe zu einer *„fragwürdigen Kostenallokation“* (Orientierungspapier, S. 7), ist dies unsererseits mangels Kenntnis von der vermeintlich geprüften Datengrundlage nicht nachvollziehbar. Weder wird der Inhalt und Umfang dieser Prüfung von der Bundesnetzagentur näher erläutert, noch wurden von ihr hierzu Informationen veröffentlicht oder in Bezuggenommen.

2. Erforderlichkeit der bidirektionalen Kostenwälzung

Unabhängig davon kann Komplexität im Rahmen einer Verhältnismäßigkeitsbetrachtung zwar grundsätzlich ein berücksichtigungsfähiger Gesichtspunkt sein, jedoch nur dann den Ausschlag geben, wenn mehrere, gleich geeignete Alternativen zur Verfügung stehen. Dies ist hier gerade nicht ersichtlich.

Soweit die Bundesnetzagentur darauf abstellt, zunächst andere – vermeintlich weniger belastende – Maßnahmen in den Vordergrund zu stellen, vermag dies das Absehen von einer Reform der Kostenwälzung nicht zu rechtfertigen. Effizienzsteigerungen im System sind zwar sinnvoll, können aber eine strukturell fehlerhafte Verteilung der verbleibenden Kosten nicht ersetzen. Vielmehr entfalten zentrale Steuerungsinstrumente wie Flexibilitätsanreize oder dynamische Netzentgelte ihre intendierte Wirkung nur dann vollständig, wenn die zugrunde liegende Kostenwälzung die tatsächliche Netzbeanspruchung zutreffend widerspiegelt. Eine weiterhin einseitig verbrauchsorientierte Logik würde demgegenüber zentrale Preissignale verzerren und netzdienliches Verhalten – etwa Einspeisung oder Speicherbewirtschaftung (hierzu sogleich unter **III.**) – systematisch benachteiligen. Die Reform der Kostenwälzung ist daher kein nachrangiger Baustein, sondern integraler Bestandteil eines konsistenten Gesamtsystems.

Ebenso wenig überzeugt der Verweis auf bestehende Sondermechanismen wie die Wälzung von EE-Mehrkosten als vermeintlich gleich geeignete Alternativen. Solche Instrumente adressieren regelmäßig nur spezifische Teilaspekte einzelner Kostenkomponenten, ohne eine umfassende, an tatsächlichen Lastflüssen orientierte Allokationslogik für das Gesamtsystem bereitzustellen. Sie können daher eine strukturelle Neuausrichtung der Kostenwälzung nicht ersetzen, sondern allenfalls ergänzen. Die entscheidende Frage ist folglich nicht, ob einzelne bestehende Mechanismen fortgeführt oder angepasst werden, sondern wie das Gesamtsystem der Netzkostenverteilung in sich schlüssig, konsistent und verursachungsgerecht ausgestaltet wird.

Aus demselben Grund rechtfertigt auch der Hinweis der Bundesnetzagentur, es lägen keine internationalen Erfahrungswerte aus der Anwendung der bidirektionalen Kostenwälzung vor und die top-down-Kostenwälzung sei *„weiterhin der Standard in der Umsetzung der Kostenwälzung“* (Orientierungspapier, S. 8) keine andere Bewertung. Unabhängig davon, dass die betrachteten europäischen Vergleichsländer eine grundsätzlich von Deutschland abweichende Netzbetreiberlandschaft aufweisen, können Erwägungen dahingehend, dass ein bestimmtes Vorgehen bis dato üblich gewesen sei, in einem grundlegenden Reformprozess von vornherein keine tragende Rolle spielen.

Hinzu kommt: Auch wenn die Bundesnetzagentur eine top-down-Wälzung bei überwiegender Kostentragung durch alle Verbraucher – beispielsweise im Rahmen der EE-Mehrkostenwälzung – grundsätzlich für sachgerecht hält, zeigt sich am Beispiel von RNI, dass dies keine umfängliche Lösung darstellt.

Vor diesem Hintergrund sind gleich geeignete, aber weniger belastende Alternativen nicht ersichtlich.

III. Zur Kostenwälzung nach dem netzbezogenen Letztverbrauch

Soweit die Bundesnetzagentur entgegen den vorstehenden Ausführungen weiterhin an der Beibehaltung der top-down-Kostenwälzung festhält und dabei eine *„Entkoppelung der Kostenwälzung von der Struktur der regulären Netzentgelte“* als einen aus ihrer Sicht *„vielversprechenden Ansatz“* vorschlägt (vgl. Orientierungspapier, S. 9 ff.), gilt es aus Sicht der RNI, Folgendes zu beachten:

Der Ansatz, den individuellen Anteil des Letztverbrauchs einer nachgelagerten Netzebene in Relation zur Summe des Letztverbrauchs aller an das vorgelagerte Netz angeschlossenen nachgelagerten Netzebenen zu schlüsseln, unterstellt zunächst automatisch, dass alle entnommenen Letztverbrauchmengen grundsätzlich gleich zu behandeln sind. Allerdings ist zu hinterfragen, wie in diesem Zusammenhang mit Letztverbrauchsmengen von Stromspeichern umzugehen ist. Folgende Ansätze sind denkbar:

- Als Letztverbrauchsmengen für Stromspeicher ist nur der Saldo aus Entnahmen und Einspeisungen ins Netz anzusetzen. Dies dürfte insbesondere für netzgekoppelte Speicher, d. h. Speicher, die direkt ans Netz angebunden sind, ein sachgerechter Ansatzpunkt sein. Da ein Großteil des aus dem Netz entnommenen Stroms zu einem anderen Zeitpunkt zurückgespeist wird, wird das vorgelagerte Netz zu einem späteren Zeitpunkt entlastet.

- Als Letztverbrauchsmengen für Stromspeicher ist nur die aus dem Netz entnommene Arbeit anzusetzen. Dies führt in kleinen Netzgebieten mit relativ hoher Speicherdichte zu einem vergleichsweise hohen Kostenwälzungsanteil aus dem vorgelagerten Netz.

- Die von Stromspeichern entnommene Jahresarbeit findet grundsätzlich keine Berücksichtigung in der Letztverbrauchsmenge, die zur Ermittlung des Kostenwälzungsanteils herangezogen wird. Dieser Ansatz erscheint in Verbindung mit dem im Status quo praktizierten Ansatz, dass Speicher gemäß § 118 Abs. 6 EnWG von den Netzentgelten grundsätzlich befreit sind, seine Berechtigung zu haben. Wenn Speicher von den Netzentgelten befreit sind und die Netzentgeltbefreiung nicht auf einen Wälzungsmechanismus, sondern auf die Gesamtheit der übrigen Netznutzer umgelegt wird, führt eine Belastung der Speicherentnahme mit vorgelagerten Netzkosten bei gleichzeitiger und vollständiger Entnahme auf die übrigen Netznutzer zu einem nicht sachgerechten Ergebnis.

- Für Speicher, die mit einer Verbrauchseinrichtung verbunden sind, müsste ein anderer als die vorgenannten Ansätze angewendet werden, da die aus dem Netz entnommene Menge ggf. zu einem Großteil in der mit dem Speicher verbundenen Kundenanlage verbraucht wird.

Aus den nicht abschließend aufgezählten denkbaren Varianten des Umgangs mit aus dem Netz entnommenen Mengen von Stromspeichern bei der Ermittlung eines sachgerechten Kostenwälzungsanteils wird ersichtlich, dass die Frage der Kostenwälzung nicht losgelöst von der Frage, ob und in welchem Umfang Speicher künftig Netzentgelte zu zahlen haben werden, behandelt werden kann. In dem von der BNetzA angestrengten Reformprozess bedarf vielmehr zwingend einer ganzheitlichen Betrachtung dieser Sachverhalte.

Es ist auch ersichtlich, dass allein die Frage, wie mit der „Letztverbrauchergruppe Stromspeicher" umzugehen ist, ein gewisses Maß an Komplexität erfordern wird, um einen sachgerechten Kostenwälzungsanteil zu bestimmen. Somit ist auch der von der BNetzA präferierte Alternativansatz zur bidirektionalen Kostenwälzung im Detail nicht frei von eben jenen Nachteilen, aus deren Gründen die bidirektionale Kostenwälzung im Orientierungspapier verworfen wird (vgl. hierzu bereits vorstehend unter **II.**).

1. Bereinigung um Letztverbrauchsmengen von Stromspeichern zwingend geboten

Ausgehend von diesen Vorüberlegungen haben wir für unser Netzgebiet untersucht, welche Variante der Kostenwälzung zu einer möglichst verursachungsgerechten Kostentragung führen würde.

Mit Blick auf den beabsichtigten Geltungsbeginn der AgNes-Festlegung ab der 5. Regulierungsperiode wurde hierbei die voraussichtliche Abnehmerstruktur aus dem Netz für das Jahr 2029 zugrunde gelegt. Anhand dieser voraussichtlichen Abnehmerstruktur wurden zunächst die aus dem vorgelagerten Netz zu wälzenden Kostenanteile abgeschätzt. Sodann wurden unterschiedliche Varianten simuliert, namentlich

- die Beibehaltung der aktuellen Kostenwälzung (Bepreisung der physikalischen Entnahme mit den Netzentgelten des vorgelagerten Netzbetreibers),
- die Wälzung anhand des netzbezogenen Letztverbraucherabsatzes sowie
- die Wälzung anhand des netzbezogenen Letztverbraucherabsatzes, in welchen Speicher nur mit dem von ihnen entnommenen Saldo aus Entnahmen und Einspeisungen eingehen.

3. Den vorgelagerten Netzkosten je Variante wurden die eigenen Betriebs- und Kapitalkosten der RNI hinzugerechnet. Somit ergeben sich drei unterschiedliche Szenarien für die Gesamtkosten/Erlösobergrenze einschließlich der vorgelagerten Netzkosten. Diese drei Szenarien wurden zudem dahingehend untersucht, welche vorgelagerten Netzkosten und welche in Netzentgelte zu verprobenden Erlöse sich für den Fall der Beibehaltung der EE-Mehrkostenwälzung sowie für den Fall der Abschaffung der EE-Mehrkostenwälzung ab dem Jahr 2029 ergeben würden. Anhand dieser insgesamt sechs möglichen Szenarien wurde untersucht, welches spezifische Netzentgelt (Mischpreis aus Leistungspreis und Arbeitspreis in ct/kWh) sich für die an unserem Netz angeschlossenen Letztverbraucher ergeben würde.

Die sich je Variante für unser Netz ergebenden vorgelagerten Netzkosten sowie das spezifische Netzentgelt eines Mittelspannungsnetznutzers sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

	Beibehaltung EE-Mehrkostenwälzung			**Abschaffung EE-Mehrkostenwälzung**		
	Kostenwälzung wie Status quo	Kostenwälzung LV-Absatz mit Speichersaldo	Kostenwälzung LV-Absatz mit voller Speicher-entnahme	Kostenwälzung wie Status quo	Kostenwälzung LV-Absatz mit Speichersaldo	Kostenwälzung LV-Absatz mit voller Speicher-entnahme
Vorgelagerte Netzkosten	1.665.448 €	426.499 €	2.299.794 €	3.063.677 €	713.361 €	3.846.627 €
Relative Vorgelagerte Netzkosten	390%	100%	539%	718%	167%	902%
Mischpreis Netznutzer MS in €/MWh	46,47	34,60	52,55	59,87	37,34	67,37
Rel. Netzentgelte	134,3%	100,0%	151,9%	173,0%	107,9%	194,7%

Aus unseren Szenarioberechnungen wird deutlich, dass die Vorgehensweise für die künftige Ermittlung der Kostenwälzungsbeträge eine signifikante Auswirkung auf beide Größen hat. Die vorgelagerten Netzkosten bewegen sich innerhalb einer erheblichen Spanne, da die Variante, die zu den höchsten vorgelagerten Netzkosten führt, einen neunmal höheren Betrag aufweist als die Variante mit den günstigsten vorgelagerten Netzkosten. Da die vorgelagerten Netzkosten in die eigenen Netzentgelte einzubeziehen sind, schwanken die resultierenden Netzentgelte ebenfalls, wobei die Spanne vom günstigsten zum teuersten Netzentgelt knapp 200 % beträgt.

Aufgrund der Struktur unseres Netzgebiets, welches durch ein hohes Maß an EE-Einspeisungen und einen zunehmenden Durchsatz mit batterieelektrischen Speichern gekennzeichnet ist, stellt die Wälzung nach bezogenem Letztverbrauch grundsätzlich eine naheliegende Alternative zu der aus unserer Sicht weiterhin sachgerechteren und damit vorzugswürdigen bidirektionalen Kostenwälzung dar. Dies gilt allerdings nur dann, sofern im Letztverbrauch die bezogene Arbeitsmenge von Speichern nicht berücksichtigt wird.

Bei der Ermittlung der künftigen Bemessungsgrundlage anhand des netzbezogenen Letztverbrauchs ist daher zwingend eine Bereinigung, um Letztverbrauchsmengen von Stromspeichern vorzunehmen, um sonstige Letztverbraucher in Netzgebieten mit hoher Speicherdichte vor unsachgemäß hohen Netzentgelten zu schützen (vgl. auch § 1 Abs. 1 EnWG). Andernfalls besteht die Gefahr, dass Netzbetreiber Anschlussbegehren von Stromspeichern aufgrund der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit ablehnen könnten. Dies liefe den Zielen der Energiewende diametral entgegen: Stromspeicher sind für das Gelingen der Energiewende essenziell, da sie fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgleichen und zur Stabilität des Stromsystems und des Stromnetzes beitragen. Die Maßnahmen der Regulierung haben sich gemäß § 1 Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 und Nr. 3 EnWG an diesen übergeordneten Zielen auszurichten.

2. Allenfalls: Berücksichtigung des Saldos aus Entnahmen und Einspeisungen

Unabhängig von der derzeit diskutierten Frage, inwieweit die Einführung von Speicherentgelten mit Blick auf Vertrauensschutzerwägungen überhaupt rechtlich zulässig ist, müsste aus unserer Sicht jedenfalls die im Orientierungspapier der BNetzA vom 16.01.2026 zu Speichernetzentgelten befürwortete Begrenzung von Speichernetzentgelten auf die saldierte Menge – d. h. eine Begrenzung auf diejenigen Mengen, die nicht wieder ins Netz zurückgespeist werden – (vgl. Orientierungspapier Speicherentgelte, S. 5) Niederschlag in der vorliegend relevanten Frage finden, in welchem Umfang aus dem Netz bezogene Mengen von Stromspeichern im Rahmen der Kostenwälzung berücksichtigt werden.

Soweit die BNetzA entgegen der hiergegen vorgebrachten Kritik an der Einführung von Speichernetzentgelten festhält und dabei die abrechnungsrelevanten Speicherentgelte auf den Saldo aus Einspeisungen und Entnahmen begrenzt werden, darf nach unserer Einschätzung auch nur dieser Saldo in die Bemessungsgrundlage für die Kostenwälzung einfließen. Andernfalls würden der nachgelagerten Ebene über die Kostenwälzung höhere Kostenanteile zugeordnet, die dann aufgrund einer Einschränkung der Bemessungsgrundlage für die Netzentgelte nicht kostenreflexiv auf den betreffenden Letztverbraucher umgelegt werden können.

Diese Diskrepanz zeigt sich im Status quo sehr deutlich: Im Rahmen der Kostenwälzung werden aus dem vorgelagerten Netz bezogene Anteile für Arbeit und Leistung, die auf Speicher zurückzuführen sind, derzeit vollständig in die Kostenwälzung einbezogen. Aufgrund der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG können die anteiligen vorgelagerten Kosten nicht auf die Speicher umgelegt werden. Da anders als für Elektrolyseure kein Umlagemechanismus für entgangene Erlöse für Speicherentgelte existiert, sind die gewälzten Kosten aus der vorgelagerten Ebene von den übrigen Letztverbrauchern zu tragen, die den speicherbedingten Anteil der vorgelagerten Netzkosten jedoch nicht verursacht haben. Die hieraus resultierenden nachteiligen Auswirkungen zeigen sich aktuell sehr deutlich in kleinen Netzgebieten, in denen in Relation zur anliegenden Entnahmelast dieser Netzgebiete signifikante Speicherkapazitäten angeschlossen werden sollen.

Häufig kommt es in solchen Fällen nicht zu einem Anschluss, da die Begehren aufgrund einer wirtschaftlichen Unzumutbarkeit für die angeschlossenen Letztverbraucher verwehrt werden können.

Diese bisherigen Fehlanreize durch asymmetrische Berücksichtigung von Speichern im Rahmen der Kostenwälzung im Vergleich zur Abrechenbarkeit von Netzentgelten müssen im künftigen System dringend beseitigt werden. Insoweit verweisen wir auf unsere vorstehenden Ausführungen (**III.1.**).

IV. Beibehaltung der EE-Mehrkostenwälzung

Eine Modifikation der Kostenwälzung in der vorgenannten Form führt jedoch nur dann zu einem sachgerechten und mit den Zielvorgaben des § 1 EnWG in Einklang stehenden Ergebnis, wenn diese durch weitere Maßnahmen flankiert wird.

Hierbei teilen wir die Einschätzung der BNetzA, dass eine Beibehaltung der EE-Mehrkostenwälzung eine *„sinnvolle Ergänzung“* zur Kostenwälzung nach netzbezogenem Letztverbrauch darstellt (Orientierungspapier, S. 14). In bestimmten Regionen Deutschlands wird der Ausbauzustand bestimmter Netzgebiete weiterhin stark von der an diese angeschlossenen Einspeiseleistung abhängen. Um die an diese Netze angeschlossenen Letztverbraucher vor hohen spezifischen Netzentgelten zu schützen, sind die EE-bedingten Mehrkosten weiterhin über einen bundesweiten Umlagemechanismus auf die Gesamtheit aller Letztverbraucher umzulegen.

Fazit
Die auf Basis tatsächlicher energiewirtschaftlicher Daten vorgenommene Bewertung der Orientierungspunkte steht konkret für die Situation im Netz der RNI, ist aber repräsentativ für eine wachsende Anzahl von Netzen mit vergleichbarer Struktur (hohes Maß an EE-Einspeisung und hoher Durchsatz an batterieelektrischen Speichern). Unsere Sichtweise und Bewertung stellt damit kein Partikularinteresse dar, sondern steht stellvertretend für Netze, die für das Gelingen der Energiewende in Deutschland im Rahmen der Ausgestaltung der zukünftigen Netzentgeltwälzung zwingend zu berücksichtigen sind. Es handelt sich bei diesen Netzen um Vorreiter der Energiewende: Die angeschlossenen Erzeugungsparks bilden genau das ab, was der EEG-Gesetzgeber angereizt hat und der EnWG-Gesetzgeber ebenfalls bezweckt – nämlich eine preisgünstige, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht (vgl. §§ 1 EEG und EnWG). Hierzu sind RNI und der dahinterstehende Bürgerwindpark in beispielhafter Manier pionierhaft in Vorleistung gegangen.

Der zukünftige Rechtsrahmen hat sich daher zwingend an den gesetzlichen Zielen des EEG und des EnWG zu orientieren und das überragende öffentliche Interesse an der Errichtung und dem Betrieb von EE-Anlagen (vgl. § 2 EEG) zu honorieren.

Eine preisgünstige Versorgung der Allgemeinheit mit Energie aus erneuerbaren Energien kann in diesen Netzen nur gewährleistet werden, wenn die Kostenwälzung nicht zu völlig überhöhten Netzentgelten führt, die den Anschluss von Letztverbrauchern unattraktiv macht. Denn dann geht die §§ 1 EEG und EnWG niedergelegte ratio nicht auf, die ersichtlich darauf abzielt, in diesen Netzen einen Anschluss auch energieintensiver Großverbraucher anzureizen, damit diese ihren Bedarf mit EE-Strom decken können.

Überdies bitten wir auch zu berücksichtigen, dass der – insbesondere im Rahmen der tendenziell ablehnenden Haltung der Behörde zur Einführung einer bidirektionalen Kostenwälzung– herangezogene Vergleich zu anderen EU-Mitgliedstaaten hinkt: Die bundesdeutsche Energielandschaft ist in Europa beispiellos nicht nur in Struktur, sondern auch im übergeordneten Rechtsrahmen. Ein Vergleich verbietet sich insoweit.

Wir sehen einer Berücksichtigung der hier vorgetragenen Argumente im Rahmen der weiteren Ausgestaltung der Festlegung entgegen und stehen gerne zu näheren Erläuterungen bereit.

Mit freundlichen Grüßen

[redacted]

Dominik Manz
Geschäftsführung

Registergericht
Amtsgericht Flensburg
HRB 14153 FL
Steuernummer 15 292 21851
USt-Id-Nr. DE330267699

Geschäftsführung
Dominik Manz

Firmensitz
Sönke-Nissen-Koog 58
D - 25821 Reußenköge
Fon +49 (0) 4674 - 9629-0
Fax +49 (0) 4674 – 827 9999

Bankverbindung
Nord-Ostsee Sparkasse
BIC: NOLADE21NOS
IBAN: DE84 2175 0000 0165 7297 08