

Berlin, 30. Januar 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

zu den Eckpunkten der Bundesnetzagentur einer Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien vom 1. Dezember 2023

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Grundsätzliche Bewertung	3
2	Ermittlung besonders belasteter Netzbetreiber	4
3	Ermittlung des Wälzungsbetrags	6
4	Finanzierung	7
5	Abwicklung	8
6	Perspektive	9

1 Grundsätzliche Bewertung

Am 1. Dezember hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur (BNetzA) Eckpunkte einer Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Erfreulich ist aus Sicht des BDEW das zweistufige Konsultationsverfahren, getrennt nach Konsultation des Eckpunktepapiers und des finalen Festlegungsentwurfs, sowie die angemessene Stellungnahmefrist. Ein zeitlich ausreichender und offener Diskussionsprozess hat aus Sicht des BDEW einen sehr positiven Einfluss auf die Akzeptanz und Qualität der Regelungen.

So begrüßt der BDEW die Einleitung dieses Verfahrens und bittet um Berücksichtigung der nachfolgenden Anmerkungen, da sich die Inhalte insbesondere auf Netzbetreiber und Lieferanten auswirken.

Mit der Transformation zur Klimaneutralität ist auch die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber Veränderungen ausgesetzt. Dies führt zu lokal unterschiedlich ausgeprägten Mehrkosten, deren sachgerechte Verteilung sichergestellt werden muss. Daher ist es begrüßenswert, dass die BNetzA sich mit den vorliegenden Eckpunkten zur EE-Netzkostenwälzung dieser – in den letzten Jahren immer offensichtlicheren – Problematik der Mehrbelastung von Netzbetreibern in Regionen mit einer hohen Durchdringung von erneuerbaren Energien annimmt. Angesichts des geplanten Starts zum 1.1.2025 ist der von der BNetzA vorgeschlagene Ansatz aus Sicht des BDEW zum derzeitigen Zeitpunkt eine passende Möglichkeit, die EE-bedingten Netzkosten gerechter zu verteilen.

Gleichzeitig bedarf diese Umverteilung der derzeit genannten 1,55 Milliarden Euro (die auch noch deutlich ansteigen können) einer fundierten und sachgerechten Methodik, die Entlastungen in allen berechtigten Fällen gewährt und dabei eine Übervorteilung vermeidet. Dabei ist es wichtig, dass die veränderten Be- und Entlastungen der Netzentgelte durch den neuen Wälzungsmechanismus für Verbraucher im weiteren Verfahren rechtzeitig transparent gemacht werden. Die Regulierungsbehörde sollte insbesondere die dadurch eintretenden Erhöhungen bei den Netzentgelten auch gegenüber den Verbrauchern klar kommunizieren und vertreten.

Unklar bleibt, weshalb die Behörde nicht die Ergebnisse der Prüfung weiterer möglicher Wälzungsmechanismen, wie sie beispielsweise in dem von der BNetzA zitierten MELUND-Gutachten von Consentec ausgeführt werden, veröffentlicht. In den Eckpunkten wird lediglich eine Methodik differenziert dargestellt, so dass sich der Lösungsraum bereits deutlich verengt. Hier sollte die BNetzA transparent und nach wissenschaftlichen Maßstäben aufzeigen, welche alternativen Verfahren für die Wälzung der EE-bedingten Mehrkosten in Erwägung gezogen wurden und wie die Abwägung zwischen kurzfristiger Umsetzbarkeit und Qualität der

Zielerreichung getroffen wurde. Grundsätzlich sind viele Herausforderungen der Energiewende im Sinne der Netzentgeltsystematik mit diesem Vorschlag noch nicht adressiert.

Eine wichtige Frage betrifft die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der in den Eckpunkten genutzten Daten: An verschiedenen Stellen im Eckpunktepapier und den Anhängen werden Berechnungen durchgeführt, die sich nicht ohne weiteres nachvollziehen lassen (siehe weiter unten). Wir halten es im Sinne der Akzeptanz der Regelung für erforderlich, dass die genutzten Quellen, Datengrundlagen und Berechnungsmethoden zeitnah veröffentlicht werden, so dass eine umfassende Bewertung möglich wird. So muss die BNetzA im Sinne der Einheitlichkeit die aktuellsten Daten aus den regulatorischen Verfahren für ihre Berechnungen verwenden. Gleiches gilt auch für die verwendeten Parameter.

Entscheidend für eine funktionierende branchenweite Umsetzung mit den Netzentgelten 2025 ist, dass die finalen Regelungen und Rahmenbedingungen frühzeitig feststehen. Spätestens bis **Ende Juni 2024** müssen die Inhalte der Festlegungen bekannt sein, damit Netzbetreiber und Vertriebe sich auf die zum 1. Januar 2025 anstehenden Umstellungen einstellen und diese in ihren automatisierten Prozessen umsetzen können.

Es wird darauf hingewiesen, dass sich mögliche Auswirkungen der Kostenwälzung auf den Wettbewerb um Wegenutzungsverträge ergeben können, da die Netzentgelte von Gemeinden bisher als ein Auswahlkriterium herangezogen werden.

Vorsorglich wird ferner darauf hingewiesen, dass bei jeder zukünftigen Anpassung der Netzentgeltsystematik darauf zu achten ist, dass die Netzentgelte weiterhin kostenreflexiv, marktneutral und verständlich sind sowie die zugestandenen Erlöse aus den Netzentgelten weiterhin sicher, planbar und kontinuierlich erreicht werden können.

In der konkreten Ausgestaltung der Neuregelung sind noch Anpassungen und Klarstellungen erforderlich, die in den folgenden Kapiteln dieser Stellungnahme konkretisiert werden.

2 Ermittlung besonders belasteter Netzbetreiber

In Kapitel 2 des Eckpunktepapiers stellt die BNetzA die Grundlagen zur Ermittlung der besonders belasteten Netzbetreiber dar, die von der Wälzungsmöglichkeit EE-bedingter Netzkosten profitieren sollen. Hierzu sind aus Sicht des BDEW zunächst folgende Klarstellungen im weiteren Verfahren notwendig:

- › Es muss geklärt werden, auf welchem Weg (Beantragung durch Netzbetreiber, Prüfung durch BNetzA, o.ä.) Netzbetreiber als besonders belastet festgestellt werden. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die im Anhang IV (Stand 22.12.2023) dargestellte Auflistung nicht abschließend erscheint.

- › Bei der Ermittlung der EKZ ist die installierte EE-Leistung von übergeordneter Bedeutung. In den Begriffsbestimmungen ist hierzu eine Erläuterung enthalten, obwohl die installierte Leistung in dem hier maßgeblichen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bereits seit Jahren legaldefiniert ist. Anstelle einer eigenen Definition des Begriffs der installierten Leistung sollte auf die etablierte Legaldefinition gem. § 3 Nr. 31 EEG verwiesen werden. Der Einsatz von Grubengas als EEG-Anlage nach § 3 Abs. 1 S. 1 EEG sollte als installierte Leistung bei der Ermittlung der EKZ mit betrachtet werden, da auch durch diese EEG-Anlagen Mehrkosten für die Netznutzer vorliegen.
- › Die abgeregelte Leistung bedarf einer genaueren Definition. Unklar bleibt bisher, ob hier die Meldung der „angeforderten“ abzuregelnden Leistung aus dem Redispatch oder die Meldung der Strukturdaten aus dem Effizienzvergleich berücksichtigt werden soll.
- › Eine Abgrenzung besonders belasteter Netzbetreiber anhand eines Schwellenwerts, der die Parameter „Einspeisung aus dezentral installierter Leistung“ und „Jahreshöchstlast“ ins Verhältnis setzt, scheint im Grundsatz angemessen. Die Sachgerechtigkeit des Schwellenwerts erscheint auf Basis der verwendeten Daten diskussionswürdig und bedarf einer weiteren Validierung durch weitere Daten. Hierzu ist eine nachvollziehbare und transparente Datengrundlage zwingend.
- › Im Allgemeinen fehlt in den Eckpunkten eine fundierte wissenschaftliche Herleitung der maximal zeitgleichen Einspeiseleistung in Höhe von 70% der installierten EE-Leistung und der Mindestlast in Höhe von 40% der maximalen Entnahmelast. Insbesondere der angenommene Wert der zeitgleichen Einspeisung aus der installierten EE-Leistung ist zu plausibilisieren. Auch fehlt eine hinreichende Begründung dafür, warum statt des Pauschalwerts nicht beispielsweise eine individuelle Betrachtung der Netzbetreiber auf Basis der verfügbaren Daten genutzt werden soll. Diese Informationen sollten im weiteren Prozess noch transparent gemacht und die verwendeten Daten veröffentlicht werden.
- › Durch die fehlende Berücksichtigung nachgelagerter Netzbetreiber kommt es bei Flächen-netzbetreibern mit vielen nachgelagerten Netzbetreibern dazu, dass ein Teil der EE-bedingten Mehrkosten, der durch den von Rückspeisung bedingten Ausbau der Netze geprägt ist, nicht umgelegt werden kann. Es muss daher die installierte Erzeugungsleistung der nachgelagerten Netzbetreiber (Weiterverteiler) bei der Ermittlung der EKZ-Kennzahl unbedingt berücksichtigt werden. Alternativ ist eine Bereinigung der Jahreshöchstlast um die Weiterverteiler vorzunehmen. Hier kann auf dem Verfahren im Rahmen der Ermittlung des Q-Elements aufgesetzt und eine Bereinigung um sämtlicher Weiterverteiler vorgenommen werden. Beide Ansätze inkl. Daten sind auf Seiten der Netzbetreiber ohne erheblichen Aufwand möglich.

Zudem ist es erforderlich, die bestehende BNetzA-Übersicht über die besonders belasteten Netzbetreiber, Bundesländer, etc. im weiteren Verfahren auf Basis aktueller Daten zu überprüfen, um eine bessere Transparenz über die Betroffenheiten bezüglich der erwarteten Entlastungen zu schaffen. Neben den durch die BNetzA beaufsichtigten Netzbetreibern sollten auch alle weiteren Netzbetreiber in den Darstellungen berücksichtigt werden, um ein realistisches Bild über die Auswirkungen des Wälzungsmechanismus zu erhalten.

Zuletzt will der BDEW auf zwei potentielle Entwicklungen hinweisen, die sich aus der von der BNetzA vorgeschlagenen Regelung ergeben:

- › In Bezug auf einen auf EKZ-Schwellenwerten basierenden Mechanismus könnten Anreize zur strategischen Optimierung bestehen. So könnten Netzbetreiber beispielsweise bestimmte Anlagen an bestimmten Netzverknüpfungspunkten allokalieren, um von den Regelungen der Kostenwälzung zu profitieren.
- › Außerdem kann auf Basis der Eckpunkte der Anreiz zur Netzzersplitterung bestehen, wenn Teilnetzgebiete von der Regelung profitieren würden. Dies trifft insbesondere für größere Verteilnetzbetreiber zu, die in einzelnen Netzregionen bereits eine sehr hohe installierte EE-Leistung aufweisen, im Durchschnitt jedoch noch unterhalb des EKZ-Schwellenwertes bleiben.

Ganz grundsätzlich ist festzustellen, dass die strukturelle Heterogenität (insb. regional stark ausgeprägte Einspeiseschwerpunkte) der Versorgungsaufgabe im vorgeschlagenen Verfahren nicht berücksichtigt ist. Strukturelle Heterogenität kann daher dazu führen, dass in großen Netzgebieten mit regionalen Einspeiseschwerpunkten, die korrespondieren Netzausbaukosten im bisherigen Ansatz nicht gewälzt werden können. Dies widerspricht der intendierten Wirkung, energiewendebedingte Kosten bundesweit zu wälzen. Wichtig ist hier, im weiteren Verfahren aufzuzeigen, dass mit dem vorgeschlagenen Verfahren dennoch eine faire Verteilung der Netzausbaukosten für Kunden in allen Regionen Deutschlands erreicht werden kann.

3 Ermittlung des Wälzungsbetrags

In Kapitel 3 erläutert die BNetzA relevante Faktoren bei der Ermittlung des Betrags, den ein besonders belasteter Netzbetreiber wälzen kann. Die verursachungsgerechteste Grundlage bei der Ermittlung des Wälzungsbetrags ist die Ermittlung nach Spannungsebene. Dabei bedarf es einer klareren Definition, nach welchen Kriterien die Netzkosten den einzelnen Ebenen zugeordnet werden. Es ist wichtig, langfristig die Überprüfbarkeit der Kostenzuteilung sicherzustellen, damit keine unzulässigen Optimierungen erfolgen. Dies bedingt eine transparente Ermittlung der Wälzungsbeträge. Daher sollte eine jährliche Veröffentlichung der Eingangsparmeter für die Berechnung der EKZ, die ermittelte EKZ und die netzbetreiberindividuellen

Wälzungsbeträge jeweils je Netzebene für die betroffenen Netzbetreiber durch die Bundesnetzagentur erfolgen.

Gerade auch bei der Ermittlung des Wälzungsbetrags ist es entscheidend, dass die angegebene Kurve und Formel die Realität im Netz bestmöglich abbilden. Entsprechend sind die enthaltenen Werte (0,4 und 0,7) kritisch zu hinterfragen und zu prüfen (siehe auch Kapitel 2). Dies trägt auch zur Akzeptanz der angedachten bundesweiten Kostenwälzung bei. Dazu sollte auch stärker ausgeführt werden, warum der vorgeschlagene ingenieurwissenschaftliche Ansatz zur Ermittlung des Wälzungsbetrags dem linearen Ansatz aus Sicht der BNetzA überlegen ist.

Zudem weist der BDEW darauf hin, dass auf Basis des vorgeschlagenen Wälzungsmechanismus Tarifanomalien in der Kalkulation der Netzentgelte nicht ausgeschlossen sind. Grundsätze der Netzentgeltsystematik sollten durch das angestrebte Verfahren aber nicht berührt werden.

4 Finanzierung

In Kapitel 4 schlägt die BNetzA vor, die Wälzung der EE-Netzkosten besonders belasteter Netzbetreiber über die bestehende Umlage nach §19 (2) Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zu finanzieren und abzuwickeln. Der BDEW begrüßt als schnell umsetzbaren Ansatz, dass der neue Wälzungsbetrag über ein bestehendes System abgewickelt werden soll und so auch die Umsetzung beschleunigt werden kann. Der Finanzierungsmechanismus ändert aber das Volumen der bestehenden §19 (2)-StromNEV-Umlage maßgeblich. So geht die BNetzA aktuell (Stand Dezember 2023) etwa von einer Verdopplung der StromNEV-Umlagehöhe durch die neuen Wälzungskosten ab 1. Januar 2025 aus. Vor dem Hintergrund der politisch angestrebten EE-Zubauziele ist zudem davon auszugehen, dass die EE-bedingten Netzkosten weiter steigen werden.

Durch die in den Eckpunkten gewählte Ausgestaltung des Mechanismus wird nicht nur die regional unterschiedliche Kostenbelastung adressiert, sondern auch die Kostenbelastung zwischen Kundengruppen im Vergleich zur bisherigen Refinanzierung über die Netzentgelte verändert. Ob hierzu langfristig die Nutzung des §19 (2)-StromNEV-Mechanismus und eine reine Arbeitspreisbetrachtung die geeignete Lösung ist, gilt es im Weiteren zu prüfen. Gerade übermäßige Komplexitäten sollten dabei vermieden werden.

Im Sinne einer pragmatischen Umsetzung empfiehlt es sich, dass die neue Umlageregelung über einen Meldeprozess von der bestehenden §19 (2)- StromNEV -Umlage an die ÜNB gemeldet werden. Dies sollte so früh wie möglich erfolgen.

Offen ist bisher noch die Frage, welchem ÜNB gegenüber ein regelzonenübergreifender VNB seine EE-Kostenwälzung geltend macht. Hier sollte eine Aufschlüsselung nach Stromabsatz des VNB an Letztverbraucher in der jeweiligen Regelzone erfolgen. Das heißt, dass die Kosten gemäß der gelebten Praxis anteilig gemäß Letztverbrauch auf die entsprechenden ÜNB verteilt werden.

Aus den neuen Regelungen zur EE-Kostenwälzung können sich Vorfinanzierungsrisiken für die VNB ergeben. Dies sollte ausgeschlossen werden.

Der BDEW weist abschließend darauf hin, dass Vertriebe, die aktuell Festpreisverträge mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr anbieten, die steigenden Umlageerhöhungen nicht mehr einpreisen können und die erhöhten Kosten entsprechend selbst tragen müssen. Hier sollte es eine adäquate Übergangsregelung geben.

5 Abwicklung

In Kapitel 5 stellt die BNetzA die Abwicklung und insbesondere Nutzung von Ist- und Plandaten zur Bestimmung der relevanten Werte dar. Dabei ist aus Sicht des BDEW insbesondere auf die folgenden Aspekte zu achten:

Der Plan-Ist-Abgleich der Erlösbergrenzen wird sich voraussichtlich über mehrere Jahre strecken (Grundlage ist eine beschiedene und „gerichts feste“ EOG des Jahres, inkl. Regulierungskonto). Im Sinne der praktischen Umsetzung müssen Korrekturen an den zu meldenden Daten über Jahre hinweg möglich sein, da die Folge ansonsten eine sehr vorsichtige EOG-Planung ist. Zwar besteht so wiederum die Gefahr, dass ein korrekter Ausgleich der EE-Mehrkosten erst viele Jahre im Nachhinein möglich ist. Zudem ist die EOG für ein Jahr t erst klar, sobald die Prüfung der BNetzA beziehungsweise der Landesregulierungsbehörden, in der derzeitigen Abwicklung frühestens im Zusammenhang mit der Prüfung des Regulierungskontos, abgeschlossen ist. In dieser Konstellation ist es wichtig, den Plan-Ist-Abgleich und dessen Berücksichtigung in der Wälzung beziehungsweise der Abrechnung der Kosten für die betroffenen Netzbetreiber nicht unter die gesetzlichen Verjährungsfristen fallen zu lassen. Die entsprechenden Abrechnungen im Zusammenhang mit dem Plan-Ist-Abgleich sollten in Abhängigkeit von der Feststellung der zulässigen Erlösbergrenze durch die Bundesnetzagentur ermöglicht werden.

Weiterhin fehlt eine genaue Abgrenzung zwischen dem Plan-Ist-Abgleich durch das Regulierungskonto und durch den Wälzungsmechanismus der Umlage nach §19 (2)-StromNEV-Umlage. Hier wird es in der Detailausgestaltung wichtig sein, dass die Prozesse klar definiert sind, einschließlich der Vorgaben, welche Daten die betroffenen Netzbetreiber wann und an wen melden. So kann die klare Trennung zwischen beiden Systemen (NNE-Kalkulation und Wälzung) gewährleistet werden.

Wichtig ist zudem, dass die herangezogenen Werte (installierte Leistung, Jahreshöchstlast, maximale Reduzierungsleistung der Spannungsebene im Rahmen des Redispatch) einer Prüfung unterzogen werden. Dabei sollte sich die Nachweispflicht auf die Netzbetreiber beschränken, die einen Wälzungsbetrag erhalten. Hierfür bieten sich verschiedenen Vorgehensweisen an. Für das Einbringen in die Ist-Abrechnung ggü. dem ÜNB im Rahmen der §19 (2)-StromNEV-Umlage sollte der endgültige Wälzungsbetrag auf jeden Fall im entsprechend §19 StromNEV i.V.m. §30 Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) zu erstellenden Kostentestat des VNB ausgewiesen und testiert werden. Eine Abrechnung des Deltas zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Wälzungsbetrag hat zwingend in der Sphäre der § 19(2)- Strom-NEV-Umlage zu erfolgen da ansonsten Verwerfungen in der Umlage sowie eine unerwünschte Vermischung zwischen Umlage und Netzentgeltsachverhalten (Regulatorik) stattfindet. Die notwendige Nachtestierung sollte nach Abschluss aller Prüfungsvorgänge durch die BNetzA einmalig erfolgen.

Vertriebe benötigen für die Berücksichtigung der jährlich anzupassenden Umlage ausreichende und verlässliche Vorlaufzeiten. Anpassungen nach den geltenden Fristen sollten von Politik und Regulierung möglichst vermieden werden. Bei der Veröffentlichung der Umlagehöhe sind die einzelnen Kostenbestandteile sowie Berechnungsmethodik hinreichend transparent für alle Marktteilnehmer darzustellen.

Sofern auch die Fristen für die Datenmeldungsprozesse mit denen für die §19 (2)-StromNEV-Umlage synchronisiert werden sollen, müssen relevante Informationen vorher geprüft und übermittelt sein. Die Frist zur Datenmeldung an die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum 15. Oktober lässt keinen Spielraum für die bilaterale Klärung von Fragen oder Unklarheiten. Dies gilt insbesondere in der initialen Phase der Umsetzung sowie bei ggf. Hinzukommen weiterer belasteter Netzbetreiber in die hier vorgeschlagene Systematik.

6 Perspektive

Für die Akzeptanz der Energiewende ist eine sachgerechte Verteilung von Transformationsbedingten Mehrkosten im Bereich der Stromnetze eine notwendige Voraussetzung. Mit den vorliegenden Eckpunkten adressiert die BNetzA zunächst die wichtige Frage der EE-bedingten Netzkosten und deren Verteilung innerhalb Deutschlands. Der Ausbau erneuerbarer Energien ist jedoch nur ein Baustein in der Transformation hin zur Klimaneutralität. Auch bei der hinzukommenden Belastung der Netzbetreiber durch die Elektrifizierung anderer Sektoren – wie beispielsweise Wärme und Verkehr – muss zukünftig eine sachgerechte Verteilung im Mittelpunkt der Diskussion stehen.

Mit dem zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien ist zu erwarten, dass immer mehr Netzbetreiber ihre (ebenfalls steigenden) EE-bedingten Netzkosten über die Umlage wälzen. Der Mechanismus stößt bei übermäßigen umzulegenden Volumina jedoch an seine Grenze, wird ineffektiv und schwächt die Akzeptanz der Netzentgeltssystematik. Der BDEW schlägt daher eine grundlegende Überprüfung des Instruments innerhalb von drei Jahren nach Inkrafttreten vor. Im Falle eines übermäßigen Anstiegs des Wälzungsvolumens sollte die Regelung angepasst werden. Zudem sollte die BNetzA bereits jetzt und in Zukunft regelmäßig abschätzen, wie sich die Zahl der belasteten Netzbetreiber, die Summe der zu wälzenden EE-Netzkosten und das Volumen des Umlagebetrags in den kommenden Jahren voraussichtlich entwickeln werden. Nur so können sich abzeichnende Entwicklungen früh erkannt und adressiert werden.

Grundsätzlich kann der vorliegende Vorschlag zur EE-Kostenwälzung nur der erste Schritt einer umfassenderen Netzentgeltreform sein, um das System für die weiteren Anforderungen der Energiewende fit zu machen und eine sachgerechte Verteilung von energiewende- und transformationsbedingten Netzkosten sicherzustellen. Zu adressierende Herausforderungen sind hier insbesondere die gerechte Verteilung weiterer Transformationskosten sowie die Berücksichtigung der Prinzipien der Kostenreflexivität, der Verständlichkeit und der Marktneutralität in der Netzentgeltssystematik.

Als ein konkretes Beispiel zur Kostenreflexivität kann hier die rein verbrauchsabhängige Belastung der Netzkunden über die §19 (2) StromNEV-Umlage angeführt werden. Die mehrheitlichen Fixkostenbestandteile der Netzbetreiber (auch für den EE-Netzausbau) werden dadurch in dieser Systematik nicht abgebildet und führen zu einer Schlechterstellung von Netzkunden mit hohen Arbeitsmengen (z.B. Abnahmestelle ohne Eigenerzeugung). Es sollte perspektivisch überlegt werden, ob die grundsätzliche Methodik von Netznutzungsumlagen über einen reinen Arbeitspreis sachgerecht ist.