



---

# Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation

---

## IMPULS

---

Wolfgang Fritz und Christoph Maurer  
Consentec GmbH, Aachen

224/11-I-2021/DE  
August 2021

Andreas Jahn – Projektleitung  
Regulatory Assistance Project (RAP), Berlin

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Reform der Netzentgelte stand schon im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung. Passiert ist jedoch nichts, weil die Regierung es nicht geschafft hat, sich auf das Ziel einer Reform zu einigen.

Das kann so nicht bleiben. Denn in der Zwischenzeit sind die Netzkosten auf rund 24 Milliarden Euro pro Jahr angewachsen. Es wird zudem immer offensichtlicher, dass die Höhe und Struktur der Netzentgelte großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Schlüsseltechnologien haben.

Die heutige Struktur der Netzentgelte behindert sektoren übergreifend Investitionen in neue strombasierte Prozesse. Diese werden jedoch für Klimaneutralität dringend gebraucht: Elektromobilität im

Verkehr, Wärmepumpen im Gebäudesektor, Wasserstoff-Elektrolyseure und neue strombasierte Anlagen in der Industrie (wie zum Beispiel elektrische *Steamcracker*) brauchen Anreize, keine Hindernisse.

Wir zeigen in diesem Impuls auf, in welche Richtung die Diskussion gelenkt werden muss und welche Ziele bei einer Netzentgeltreform im Vordergrund stehen müssen. Zudem unterbreiten wir erste Vorschläge, in welche Richtung die Reform der Netzentgelte gehen muss, um für ein zukünftiges Stromsystem mit hohen Anteilen an Windkraft und Solarenergie gewappnet zu sein.

Ich wünsche eine angenehme Lektüre!

Ihr Patrick Graichen  
Direktor Agora Energiewende

## Ergebnisse auf einen Blick:

1

### **Die Stromnetzentgelte erzeugen aktuell gravierende Flexibilitäts- und Investitionshemmnisse.**

Die Energiewende erfordert (auch) im Industrie- und Gewerbesektor Investitionen in neuartige Verbrauchseinrichtungen, die sich an einem flexiblen Stromangebot und Betrieb orientieren müssen. Die Netzentgelte spielen dabei für industrielle Verbraucher:innen eine relevante Rolle. Derzeit vermitteln sie jedoch nicht die richtigen Anreize, sondern wirken teilweise sogar kontraproduktiv.

2

### **Anpassungen an der bestehenden Netzentgeltstruktur wären keine befriedigende Lösung.**

Bei der Netzentgeltgestaltung stand bisher das Ziel einer als „fair“ empfundenen Netzkostenallokation im Vordergrund. Verbraucherseitige Flexibilität spielte keine Rolle. Das System ist für Klimaneutralität jedoch ungeeignet. Die aktuellen Defizite lassen sich nicht durch kleine Anpassungen an der Entgeltstruktur oder den Regeln zu individuellen Netzentgelten lösen.

3

### **Die Zukunft liegt in zeitvariablen, vom Netz- und Systemzustand abhängigen Netzentgelten.**

Situationsabhängige, zeitvariable Netzentgelte bauen die aktuellen Anreizdefizite ab. Diese sollten nicht nur von der Netzbelastung, sondern auch vom Stromangebot, also insbesondere dem Erneuerbare-Energien-Dargebot, abhängig sein. So wird ein netzdienlicher wie auch marktorientierter Flexibilitätseinsatz aufseiten der Verbraucher:innen angereizt.

4

### **Verteilnetze mit viel Windkraft haben aktuell die höchsten Netzentgelte. Dies ist sowohl aus Fairnessgründen als auch von der Anreizwirkung her falsch und muss geändert werden.**

Aktuell sind die Netzentgelte dort hoch, wo viel Windstrom erzeugt wird. Ein Grund: Die Anschlusskosten für neue Erzeugungsanlagen werden nur in den jeweiligen Verteilnetzen gewälzt. Das Gegenteil wäre richtig – Strom sollte dort billig sein, wo er erzeugt wird. So profitieren die Verbraucher:innen vor Ort und es entstehen volkswirtschaftlich die richtigen Anreize.

# Inhalt

---

Ergebnisse auf einen Blick:	2
<b>1 Einführung</b>	<b>4</b>
<b>2 Netzkostenallokation im Status quo</b>	<b>8</b>
2.1 Grundsätze der Netzentgeltkalkulation	8
2.2 Ermittlung von Leistungs- und Arbeitspreisen	9
2.3 Individuelle Netzentgelte	12
2.4 Bewertung: Fokus auf fairer Kostenallokation	12
<b>3 Auswirkungen auf energiewenderelevante Technologien</b>	<b>14</b>
3.1 Flexibilitätshemmnisse durch reguläre Netzentgelte – Fallbeispiel Elektrodenkessel	15
3.2 Fehlanreize und Ortsabhängigkeit der Netzentgelte – Fallbeispiel Elektrolyseanlage	17
3.3 Flexibilitätshemmnisse durch individuelle Netzentgelte – Fallbeispiel Großwärmepumpe	19
3.4 Investitionshemmnisse für unflexible Verbraucher – Fallbeispiel Schnellladeinfrastruktur	20
<b>4 Handlungsoptionen</b>	<b>22</b>
4.1 Anpassungen im Bereich der Entgeltstruktur	22
Gewichtung von Leistungs- und Arbeitspreis	22
Einführung neuer Entgeltkomponenten	23
Individuelle Netzentgelte	24
4.2 Zeitvariable Netzentgelte mit netz- und marktgetriebenem Preissignal	24
Ortsabhängigkeit und regionale Entgeltunterschiede	27
4.3 Vergünstigungen für bestimmte Verbraucher oder Verbrauchseinrichtungen	28
4.4 Refinanzierung der gewährten Entlastungen	29
Literaturverzeichnis	31

---

## 1 Einführung

Die Dekarbonisierung der Energieversorgung erfordert auch im Industrie- und Gewerbesektor grundlegende Anpassungen der Energieverbrauchseinrichtungen und ihrer Betriebsweise. Dies setzt erhebliche Investitionen in Technologien zur Elektrifizierung von bisher fossil betriebenen Verbrauchsprozessen und zur Nutzung der Sektorenkopplung einschließlich der Wasserstoffherzeugung und -nutzung voraus, unter anderem bei der Wärme- und Kälteversorgung, bei industriellen Fertigungsprozessen und im Verkehrssektor. Diese Technologien bringen aber auch zusätzliche Flexibilität bei ihrem Einsatz mit sich, die zukünftig für eine effiziente Energieversorgung mit hohem Erneuerbare-Energie-Anteil dringend benötigt wird. Flexibilitätspotenziale können auch bei bereits vorhandenen elektrischen Verbrauchseinrichtungen erschlossen werden, was wiederum Investitionen erfordert. Das Fortschreiten der Energiewende in diesem Sektor hängt somit von einer Vielzahl von Investitions- und Einsatzentscheidungen der Verbraucherinnen und Verbraucher ab. Soweit diese Entscheidungen nicht durch ordnungsrechtliche Vorgaben erzwungen werden, werden sie maßgeblich von der Höhe und Struktur der Strompreise beeinflusst. Ein wesentlicher Bestandteil der Strompreise sind die Netzentgelte. Hiermit befasst sich das vorliegende Impulspapier.

Netzentgelte für die Nutzung der Stromnetze dienen der Refinanzierung der Kosten der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und rund 900 Verteilernetzbetreiber (VNB). Sie werden direkt oder über Zwischenstufen von den Letztverbrauchern erhoben. Die Netzbetreiber ermitteln die Netzentgelte nach den Vorgaben der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) so, dass ihre Kosten – oder genauer ihre durch die Regulierungsbehörden festgelegten Erlösobergrenzen – vollständig gedeckt werden. Die heutige Netzentgeltsystematik beruht auf Grundsätzen der Netzkostenallokation, die vor gut 20 Jahren zunächst in Form von Verbändevereinbarungen

entwickelt wurden. Die Systematik war immer wieder Gegenstand intensiver Diskussionen und wurde mehrfach angepasst. Die letzte größere Anpassung hat 2017 mit dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) stattgefunden. Es herrscht weitgehend Konsens, dass weiterer Reformbedarf besteht, und hierfür liegen vielfältige Vorschläge vor. Die Diskussionsteilnehmenden sind jedoch uneins, welche Ziele dabei Priorität haben und welche Reformschritte sinnvoll wären.

Mit dem vorliegenden Papier soll dafür sensibilisiert werden, dass das mit Blick auf die Anforderungen der Energiewende größte Defizit der Netzentgeltsystematik in den **Anreizwirkungen** liegt, die sie den Verbraucherinnen und Verbrauchern vermittelt. Anreizwirkungen entstehen dadurch, dass die Höhe der zu zahlenden Netzentgelte von den Entscheidungen darüber abhängt, welche Verbrauchseinrichtungen genutzt und wie sie eingesetzt werden. Die Wirtschaftlichkeitsabwägungen des Verbrauchers bei diesen Entscheidungen werden somit von der Höhe und Struktur der Netzentgeltkomponenten beeinflusst, ebenso wie von der Höhe und Struktur weiterer Strompreisbestandteile.

Diese Wirkungen standen bei bisherigen Diskussionen über die Netzentgeltsystematik zumindest nicht im Vordergrund. In der Vergangenheit wurde – oft unausgesprochen – unterstellt, dass Entscheidungen der Letztverbraucher überwiegend nicht von der Höhe der Netzentgelte abhängen, dass also die Preiselastizität der Nachfrage gering ist. Diese Annahme mag auch weiterhin für Verbraucherinnen und Verbraucher, bei denen weder der Standort noch Umfang und Profil des Stromverbrauchs disponibel sind, zulässig sein. Für andere wie etwa stromintensive Industriebetriebe, die ihren Standort – eventuell auch ins Ausland – verlagern können oder die über Flexibilität beim Betrieb ihrer Verbrauchseinrichtungen und teilweise auch über eigene Erzeugungsanlagen verfügen, trifft sie jedoch nicht zu. Und auch für neuartige Verbrauchseinrichtungen wie Elektrolyseanlagen, die ausdrücklich für einen flexiblen, am

Stromangebot orientierten Einsatz konzipiert sind, kann sie naturgemäß nicht zutreffen.

Bei bisherigen Entscheidungen zur Netzkostenallokation wurde hingegen meist nicht den Anreizwirkungen, sondern dem Kriterium der **Verursachungsgerechtigkeit** die größte Bedeutung beigemessen. Dieses Kriterium ist deutlich schwerer zu objektivieren als die Anreizwirkungen der Netzentgelte. Es stellt einen Zusammenhang zwischen dem Umfang der Netzinanspruchnahme und den hierdurch verursachten Netzkosten her. Dabei bezieht es sich aber nicht auf die im Einzelfall verursachten Kosten, die aus ökonomischer Sicht als Grenzkosten der Netznutzung zu bezeichnen wären. Vielmehr wird angestrebt, die gesamten Netzkosten in Form von Durchschnittspreisen so zu allokatieren, dass die sich ergebende Kostentragung typische Anteile der Verbrauchergruppen an der Netzinanspruchnahme reflektiert und im Großen und Ganzen als fair empfunden wird. Es liegt aber auf der Hand, dass unterschiedliche Akteure unterschiedliche Meinungen dazu haben, welche Kostenallokation fair ist. Deswegen wird die Verursachungsgerechtigkeit von Reformoptionen mangels objektivierbarer Kriterien oft daran festgemacht, welche Änderungen sich gegenüber dem Status quo ergeben würden. Somit werden viele Diskussionen von der Frage dominiert, welche Verbrauchergruppen die Gewinner und Verlierer möglicher Reformen wären und welche Auswirkungen dies zum Beispiel auf die Rahmenbedingungen für industrielle Großverbraucher hätte, die mehrheitlich im internationalen Wettbewerb stehen.

Die Netzentgeltsystematik enthält aber auch Elemente, die darauf hinweisen, dass die große Bedeutung der Anreizwirkungen für bestimmte Verbrauchergruppen punktuell sehr wohl bereits erkannt wurde. Hierzu gehören die Vorschriften zu Sonderformen der Netznutzung nach § 19 StromNEV, die unter anderem für Großverbraucher mit sehr gleichmäßigem Strombezug erhebliche Entlastungen gegenüber den regulären Netzentgelten vorsehen. Die

Feststellung, dass ein primär auf Fairnessfragen ausgerichtetes Finanzierungssystem bei hochgradig preissensitiven Akteuren zu problematischen Kostenbelastungen und Anreizwirkungen führen kann, ist somit nicht neu. Speziell bei der im globalen Wettbewerb stehenden stromintensiven Industrie werden wettbewerbsfähige Strombezugskosten überhaupt erst durch diese Sonderregelung erreicht.

Die konkrete Ausgestaltung dieser Sonderregelung ist mit Blick auf die zukünftigen Anforderungen allerdings höchst problematisch. Sie belohnt die Gleichmäßigkeit des Strombezugs so stark, dass eine Flexibilisierung zu großen wirtschaftlichen Einbußen führen kann. Fehlanreize dieser Art wohnen aber auch der Systematik der regulären Netzentgelte inne. Auch die – bei industriellen Verbrauchern meist dominante – leistungsbezogene Netzentgeltkomponente belohnt nämlich einen gleichmäßigen Strombezug, sodass viele Verbraucherinnen und Verbraucher nicht nur auf Maßnahmen zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs verzichten, sondern sogar Aufwand treiben, um die Gleichmäßigkeit ihres Strombezugs weiter zu steigern.

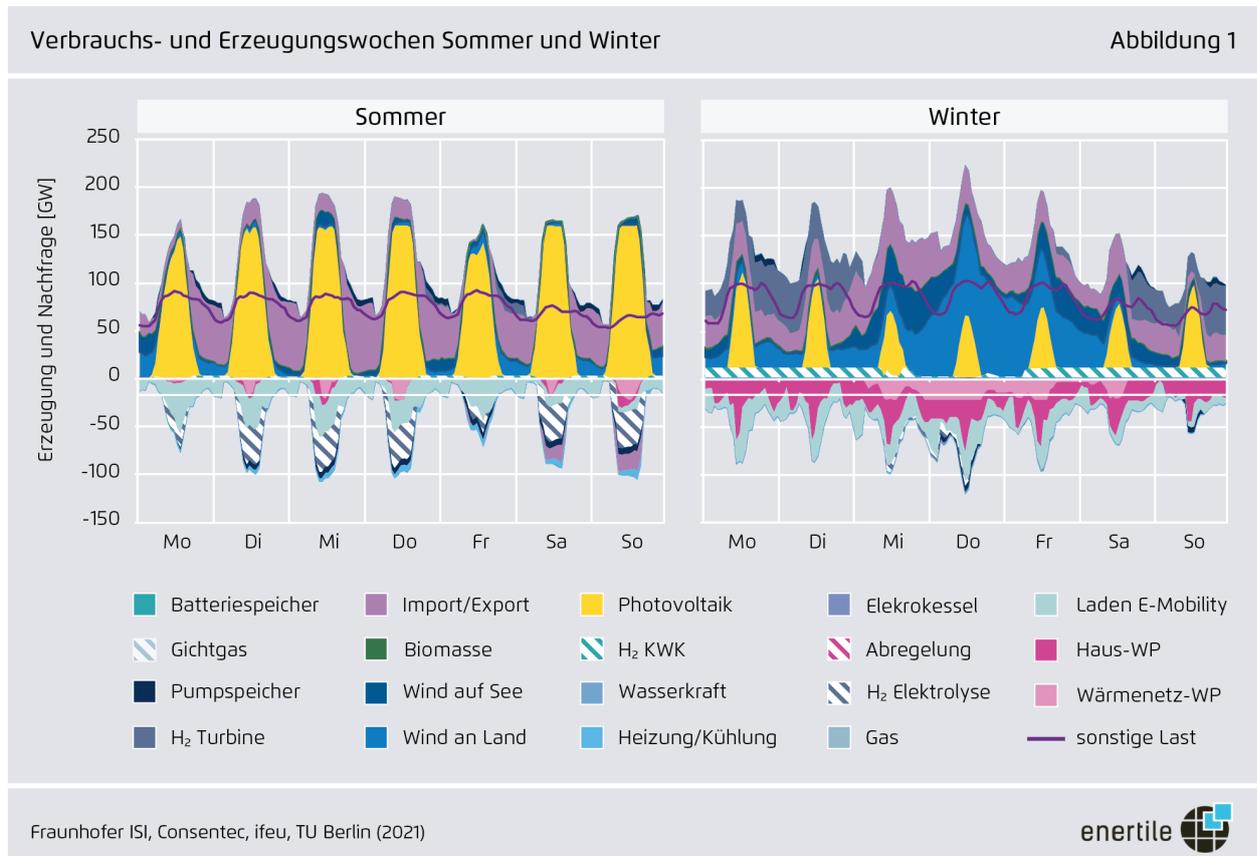
Ein wesentliches Defizit der Netzentgeltsystematik, das in diesem Papier beleuchtet werden soll, besteht somit darin, dass sie zu stark auf das nicht mehr zukunftsgerichtete Ziel eines gleichmäßigen Strombezugs abstellt und gravierende Flexibilisierungshemmnisse auslöst. Darüber hinaus wird aufgezeigt, dass die Netzentgelte heute nicht in der Lage sind, in einer sachgerechten Weise örtlich differenzierte Anreize zu vermitteln. Die Entgeltniveaus der VNB weisen zwar eine erhebliche Spreizung auf, was bereits zu intensiven Diskussionen über Maßnahmen zur Angleichung der Entgelte geführt hat. Hieraus gehen jedoch keine gezielten Anreize hervor, denen etwa im Zusammenhang mit dem Zubau flexibler Verbrauchsanlagen eine relevante Steuerungsfunktion zukommen könnte. Im Gegenteil: Die heutigen Unterschiede der Netzentgelt-niveaus führen mit Blick auf die starke Nord-Süd-Auslastung des

Übertragungsnetzes tendenziell sogar zu kontraproduktiven Anreizen für die Standortwahl.

Bei der Diskussion über die Anreizwirkungen der Netzentgelte geht es nicht allein um die wirtschaftlichen Interessen einzelner Verbraucherinnen und Verbraucher, sondern um die Förderung einer zukunftsorientierten effizienten Energieversorgung unter Umsetzung der klimapolitischen Zielsetzungen. Die Flexibilität der Netznutzenden beim Betrieb ihrer Anlagen wird nämlich, wie eingangs erwähnt, zukünftig auch für den Systembetrieb benötigt. Hierbei kann nach einer marktorientierten und einer netzdienlichen Nutzung der Flexibilität unterschieden werden<sup>1</sup>:

→ Als **marktorientiert** wird ein Flexibilitätseinsatz bezeichnet, der zum systemweiten Ausgleich von

Erzeugung und Verbrauch beiträgt. Dies kann beispielsweise durch Vermarktung im kurzfristigen Stromhandel oder durch Bereitstellung von Regelleistung erfolgen. Der systemweite Flexibilitätsbedarf wird durch den Zubau volatiler Erneuerbare-Energien-Anlagen und die damit eingeschränkte Steuerbarkeit des Erzeugungssystems kontinuierlich an Bedeutung gewinnen. Wie etwa Szenariorechnungen für 2050 (Abbildung 1) verdeutlichen, kann situationsabhängig sowohl Bedarf nach einer Anhebung als auch Bedarf nach einer Absenkung des Stromverbrauchs bestehen [1]. Diese Form der Flexibilitätsnutzung trägt somit zu einer besseren Auslastung der Kapazitäten im Bereich der Stromerzeugung bei. (Der Begriff der Marktorientierung rührt daher, dass der Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung wettbewerblich organisiert ist, auch wenn



<sup>1</sup> Neben diesen Begriffen wird oft auch der Begriff „systemdienlich“ verwendet. Er wird aber nicht einheitlich

interpretiert, sondern teils als Oberbegriff, teils hingegen als Synonym für „marktorientiert“ verwendet.

teilweise – wie im Fall der Regelleistung – Netzbetreiber koordinierend daran mitwirken. Er schließt alle Marktsegmente ein, die zu diesem Ausgleich in unterschiedlicher Form beitragen.)

→ Als **netzdienlich** wird der Einsatz von Flexibilität dann bezeichnet, wenn er zur Behebung oder Vermeidung von Netzengpässen und/oder zur Vermeidung oder zum zeitlichen Aufschub von Netzausbaumaßnahmen beiträgt. Hierbei geht es somit um eine möglichst gute Auslastung der Netzkapazität.

In beiden Fällen dient der Flexibilitätseinsatz somit der besseren Auslastung von Kapazitäten im Energieversorgungssystem. Je besser die Kapazitäten im Erzeugungssystem und im Netz ausgelastet werden, desto geringer sind letztlich die spezifischen, das heißt auf die Kilowattstunde bezogenen Kosten für die Verbraucherinnen und Verbraucher.

Es ist zu beachten, dass beim marktorientierten und netzdienlichen Flexibilitätseinsatz Synergien auftreten können, aber nicht müssen. Eine Synergie ergibt sich etwa dann, wenn eine Anhebung des Verbrauchs an einem bestimmten Ort im Netz in Situationen mit hoher Erneuerbaren-Einspeisung zugleich auch zur Entlastung eines durch die Einspeisung verursachten Netzengpasses beiträgt. Es kann aber auch der gegenläufige Effekt auftreten, dass eine marktgetriebene Verbrauchserhöhung einen Netzengpass verschärft. Diese Wechselwirkungen sollten im Idealfall in ausgewogener Weise durch die markt- und netzseitigen Anreize für einen flexiblen Verbrauch abgebildet werden.

Die Schaffung von Anreizen für netzdienliches Verhalten war grundsätzlich immer schon ein Kriterium bei der Gestaltung der Netzentgelte, auch wenn darunter bisher hauptsächlich das Ziel der Vergleichmäßigung des Strombezugs verstanden wurde, das heute zu Fehlanreizen führt. Dagegen wurde es bisher nicht als Aufgabe der Netzentgelte angesehen, Anreize für einen marktorientierten Einsatz von Flexibilität zu vermitteln. Auch dies sollte aber im

Sinne einer effizienten Umsetzung der Energiewende in Erwägung gezogen werden.

Ziel dieses Impulspapiers ist, eine Debatte über Defizite und Verbesserungsmöglichkeiten der Netzentgeltsystematik in Bezug auf Anreize für die effiziente und flexible Nutzung energiewenderelevanter Verbrauchseinrichtungen anzuregen. Hierzu wird aufgezeigt, warum die meisten der bisher diskutierten Reformoptionen diese Problematik nicht befriedigend lösen würden und welche weitergehenden Optionen in Betracht gezogen werden sollten. Es wird jedoch bewusst kein detailliert ausgearbeitetes Reformmodell vorgestellt, da dies der Grundsätzlichkeit der angesprochenen Stoßrichtungen und dem derzeitigen Diskussionsstand nicht gerecht würde.

Dabei wird auf das Kollektiv der industriellen und gewerblichen Letztverbraucher aller Größenklassen fokussiert, das zukünftig in zunehmendem Maße auch neuartige Verbrauchseinrichtungen wie etwa Schnellladepunkte und Elektrolyseure betreiben wird. Dementsprechend werden nur die Netzentgelte für Letztverbraucher betrachtet, bei denen der Stromverbrauch mittels „registrierender Leistungsmessung“ (RLM) in viertelstündlicher Auflösung gemessen wird. Diese Netzentgelte setzen sich aus Arbeits- und Leistungsentgelten zusammen. Netzentgelte für private Haushalte und kleine gewerbliche Verbraucher, bei denen die Erfassung des Stromverbrauchs in der Regel jährlich erfolgt, werden hier nicht betrachtet.

Überlegungen dazu, wie sich die Netzkosten und damit die Erlöse der Netzbetreiber insgesamt entwickeln werden, sind nicht Gegenstand dieses Papiers. Hierzu sei nur am Rande angemerkt, dass die Entwicklungen bei den Verbraucherinnen und Verbrauchern hin zu einer Zunahme und Flexibilisierung des Stromverbrauchs keineswegs, wie mitunter gemutmaßt wird, zu einem Anstieg der Netzentgelte pro Kilowattstunde führen müssen. Im Gegenteil: Es ist eher davon auszugehen, dass der Verbrauchszuwachs stärker ausfallen wird als der damit

verursachte Anstieg der Netzkosten. Dies bestätigen auch erste einschlägige Untersuchungen [2, 3]. Diese Entwicklung würde für sich genommen, also ohne Berücksichtigung sonstiger sich ändernder Einflussfaktoren, somit eher zu einem Rückgang der Entgelte pro Kilowattstunde führen. Eine Reform der Netzentgelte, die die Anreizsituation für eine aus Systemsicht effiziente Nutzung der Flexibilität verbessert, könnte diese Entwicklung zum Vorteil der Verbraucherinnen und Verbraucher weiter unterstützen.

Nachfolgend werden zunächst wesentliche Eigenschaften der heutigen Netzentgeltsystematik erläutert (Kapitel 2) und die hiervon ausgehenden Fehlansätze und Hemmnisse anhand von Fallbeispielen dargestellt (Kapitel 3). In Kapitel 4 werden die bisherigen Diskussionen über Reformoptionen aufgegriffen und Stoßrichtungen für eine Debatte über weitergehende Lösungsoptionen aufgezeigt.

## 2 Netzkostenallokation im Status quo

Zum Verständnis der Überlegungen in diesem Papier ist die Kenntnis grundlegender Eigenschaften der heutigen Netzentgeltsystematik hilfreich. Diese werden nachfolgend – ohne Anspruch auf Vollständigkeit und Detailtiefe – skizziert. Ausführlichere Darstellungen der Systematik liegen an verschiedenen Stellen vor, zum Beispiel in [4].

### 2.1 Grundsätze der Netzentgeltkalkulation

Die Kalkulation der Stromnetzentgelte beruht in Deutschland auf dem Prinzip der Erlösregulierung. Hierbei legen die Regulierungsbehörden, also die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden, für jeden Netzbetreiber in ihrem jeweiligen Zuständigkeitsbereich und für jedes Jahr eine **Erlösobergrenze** fest. Grundlage hierfür sind die anerkanntsfähigen Kosten der Netzbetreiber und die Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung

(ARegV). Die Netzbetreiber ermitteln sodann für jedes bevorstehende Jahr die Höhe ihrer Netzentgelte selbst, und zwar so, dass sie voraussichtlich Entgelte in Höhe der Erlösobergrenze einnehmen werden. Nach Ablauf des Jahres werden die tatsächlich erzielten Erlöse mit der Erlösobergrenze verglichen. Hierbei ergeben sich in der Regel Abweichungen, da die Höhe der Erlöse nicht exakt prognostizierbar ist. Diese Abweichungen werden über ein Regulierungskonto, das die Regulierungsbehörden für jeden Netzbetreiber führen, mit den Erlösobergrenzen für die Folgejahre verrechnet und hierüber somit ausgeglichen (unter Berücksichtigung von Zinseffekten).

Dieses Prinzip führt dazu, dass die Kalkulation der Netzentgelte praktisch keinen Einfluss auf die Ertragslage der Netzbetreiber hat. Diese wird von den Kosten und Erlösobergrenzen der Netzbetreiber bestimmt, nicht jedoch von Struktur und Höhe ihrer Netzentgelte. Dieser wichtige Zusammenhang wird in der Debatte zur Netzentgeltsystematik mitunter verkannt, etwa wenn argumentiert wird, die Netzbetreiber würden Kostensenkungen nicht rechtzeitig weitergeben und so die Netzentgelte zu ihrem eigenen Vorteil optimieren. Tatsächlich besteht diese Möglichkeit nicht, da etwaige Überschreitungen der Erlösobergrenzen im Nachhinein festgestellt und verrechnet werden. Die Netzbetreiber nutzen ihre (nicht sehr großen) Spielräume bei der Netzentgeltkalkulation eher für andere Ziele wie etwa die Kontinuität der Preisstrukturen. Die Diskussion über die Netzentgeltsystematik kann – und soll auch in diesem Papier – daher unabhängig von den Regeln zur Ermittlung der Erlösobergrenzen geführt werden.

Ein weiteres Grundprinzip der Netzentgeltsystematik besteht darin, dass jeder Netzbetreiber eigene Netzentgelte für sein **Netzgebiet** und für die von ihm

betriebenen **Netz- und Umspannebenen**<sup>2</sup> kalkuliert. Für das Übertragungsnetz ist der Gesetzgeber mit dem NEMoG allerdings hiervon abgerückt: Die Netzentgelte der ÜNB werden zurzeit schrittweise angeglichen und bis Anfang 2023 vollständig vereinheitlicht. (Dies hat keine direkten Auswirkungen auf die Erträge der ÜNB. Die Erlösobergrenzen werden weiterhin netzbetreiberindividuell berechnet. Mehr- und Mindereinnahmen infolge der Vereinheitlichung der Entgelte werden durch einen mitunter als **horizontale Kostenwälzung** bezeichneten Mechanismus unter den ÜNB ausgeglichen.) Für die Netz- und Umspannebenen der VNB wurden ähnliche Reformschritte ebenfalls intensiv diskutiert, bislang aber nicht umgesetzt. Es bleibt daher einstweilen bei den teilweise erheblichen regionalen Unterschieden der Netzentgelt-niveaus. Eine Analyse der aktuellen Netzentgelte von 26 großen VNB zeigt, dass sich die einzelnen Entgeltkomponenten von Gebiet zu Gebiet teilweise um bis zu den Faktor 18 unterscheiden, und zwar auf allen drei Netzebenen (Hoch-, Mittel- und Niederspannung). Welche Entgeltunterschiede sich hieraus für konkrete Fallbeispiele ergeben können, wird in Kapitel 3 dargestellt.

Die Netzentgelte, die ein ÜNB oder VNB für eine von ihm betriebene Netz- oder Umspannebene ermittelt, werden nicht nur von den an diese Ebene direkt angeschlossenen Letztverbrauchern erhoben, sondern auch von den Betreibern nachgelagerter Ebenen. Auf diese Weise ergibt sich eine Beteiligung der Nutzerinnen und Netznutzer der nachgelagerten an den Kosten der vorgelagerten Ebenen. Dieses Prinzip wird als **vertikale Kostenwälzung** bezeichnet. Das Ausmaß der Kostenwälzung richtet sich somit nicht

nach festen Vorgaben für die Kostenaufteilung, sondern ergibt sich aus der Höhe der Netzentgelte und dem Umfang der Stromtransporte von Ebene zu Ebene.

## 2.2 Ermittlung von Leistungs- und Arbeitspreisen

Die regulären Netzentgelte sind für alle Netznutzerinnen und Netznutzer mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) in arbeits- und leistungsbezogene Entgelte unterteilt. (Von privaten Haushalten und anderen Verbrauchenden ohne RLM werden hingegen keine Leistungsentgelte, dafür aber meist Grundpreise erhoben.) Die Preisblätter der Netzbetreiber enthalten somit für RLM-Kunden für jede Netz- und Umspannebene Angaben zu

- **Arbeitspreisen**, die sich auf den gesamten Strombezug einer Netznutzerin oder eines Netznutzers in einem Kalenderjahr (Jahresarbeit) bezieht und in Eurocent pro Kilowattstunde (ct/kWh) angegeben werden, und
- **Leistungspreisen**, die sich auf den höchsten in einem Kalenderjahr<sup>4</sup> auftretenden Viertelstundenwert des Strombezugs beziehen und in Euro pro Kilowatt und Jahr (€/kWa) angegeben werden.

Dabei gelten nicht für alle Nutzerinnen und Nutzer einer Netz- oder Umspannebene die gleichen Preise, sondern es wird nach der **Benutzungsdauer** unterschieden. Dies ist der Quotient aus Jahresarbeit und Jahreshöchstleistung eines Verbrauchers. Die Benutzungsdauer wird in Jahresbenutzungsstunden

---

<sup>2</sup> Die Netzebenen umfassen jeweils im Wesentlichen die Leitungen einer Spannungsstufe, wobei teilweise auch zwei Spannungsstufen und die zwischenliegenden Transformatoren zu einer Netzebene zusammengefasst werden. Umspannebenen dienen der Transformation der Spannung zwischen den Netzebenen. Gemäß StromNEV werden vier Netzebenen (Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung) und drei Umspannebenen unterschieden. Jeder Netzanschlusspunkt eines Netznutzers ist genau einer dieser sieben Ebenen zugeordnet. Die ÜNB

betreiben die Netzebene Höchstspannung und teilweise die Umspannebene Höchst-/Hochspannung. Die übrigen Ebenen werden von den VNB betrieben.

<sup>4</sup> Neben diesen Jahresleistungspreisen bieten die Netzbetreiber für Verbraucher:innen mit saisonal schwankendem Strombezug auch eine Abrechnung auf Basis von Monatsleistungspreisen an.

(h/a) angegeben und vermittelt ein Bild davon, wie gleichmäßig das Bezugsprofil eines Verbrauchers ist. Bei vollkommen gleichmäßigem Strombezug kann theoretisch eine maximale Benutzungsdauer von 8.760 h/a erreicht werden. Reale Benutzungsdauern liegen je nach Verbrauchertyp mehr oder weniger weit unter diesem Maximalwert. Bei den Netzentgelten wird die Benutzungsdauer in der Weise berücksichtigt, dass unterschiedliche Arbeits- und Leistungspreise für die Bereiche unterhalb und oberhalb des Benutzungsdauer-Schwellenwerts von 2.500 h/a angegeben werden. Die Preise für diese beiden Bereiche werden gemäß Anlage 4 StromNEV anhand einer von jedem Netzbetreiber zu ermittelnden **Gleichzeitigkeitsfunktion** kalkuliert.

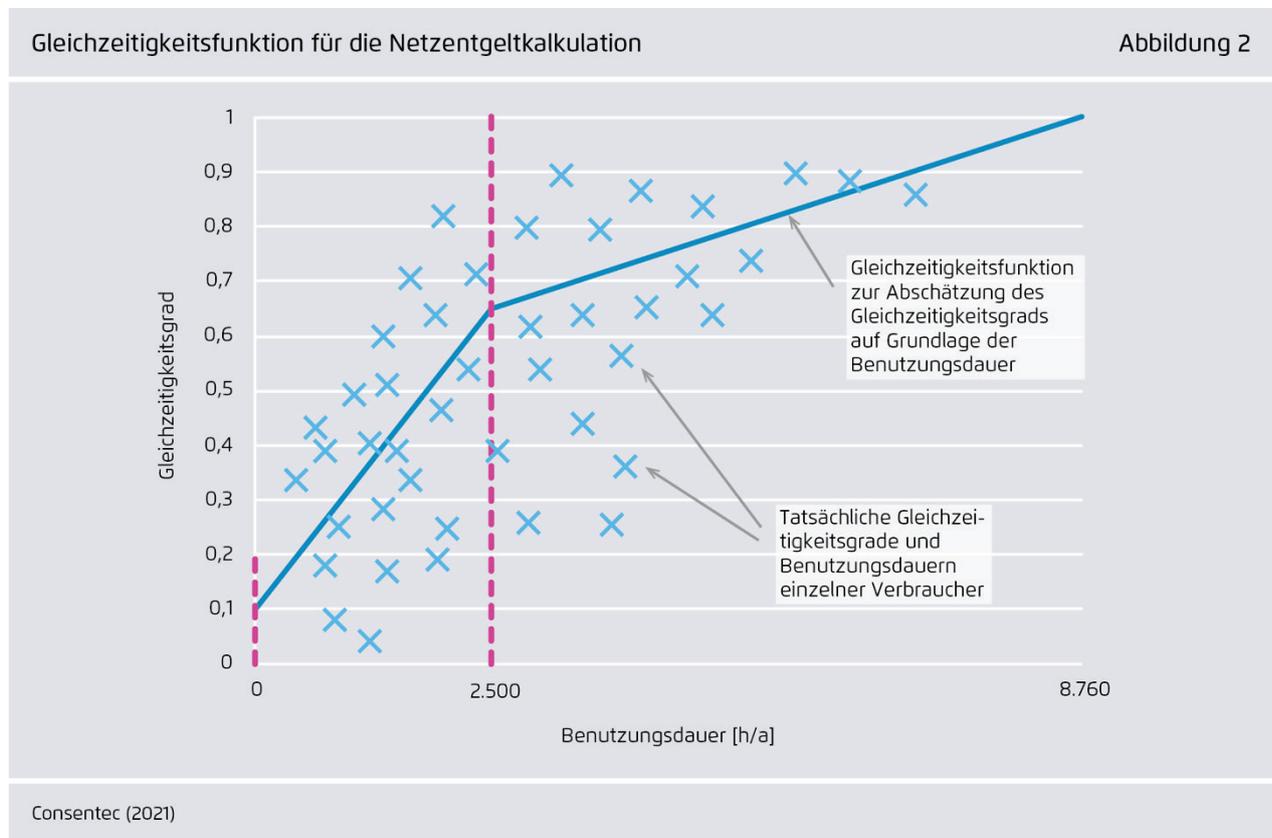
Ausgangspunkt ist hierbei das in der Energiewirtschaft seit Langem bekannte Prinzip der **Höchstlastbeitragskalkulation**. Es sieht vor, dass die Kosten durch die Stromverbrauchenden näherungsweise gemäß ihren Beiträgen zur **zeitgleichen Höchstlast** im betrachteten Netz getragen werden sollen. (Dieser Ansatz ist grundsätzlich plausibel, hat aber auch Schwächen; für eine vertiefte Diskussion sei auf [4] verwiesen.)

Bei der Anwendung dieses Prinzips werden üblicherweise nicht die tatsächlichen, durch Leistungsmessung ermittelbaren Höchstlastbeiträge der Verbraucherinnen und Verbraucher berücksichtigt, sondern typische **Gleichzeitigkeitsgrade** je Verbrauchergruppe angesetzt. Als Gleichzeitigkeitsgrad wird das Verhältnis des Höchstlastbeitrags eines Verbrauchenden zu seiner individuellen Jahreshöchstleistung bezeichnet. Die StromNEV sieht hierzu vor, dass die Gleichzeitigkeitsgrade der Verbraucherinnen und Verbraucher auf Grundlage der Benutzungsdauern ihres Strombezugs geschätzt werden. Abbildung 2 veranschaulicht dies schematisch. Wenn die tatsächlichen Gleichzeitigkeitsgrade der einzelnen Verbraucherinnen und Verbraucher über der Benutzungsdauer aufgetragen werden, wie hier durch Kreuze veranschaulicht, ergibt sich eine Verteilung mit großer Streuung. Für diese Verteilung

wird nun eine Näherung in Form der hier als durchgehende Linie eingetragenen Gleichzeitigkeitsfunktion, die aus zwei Geradenabschnitten besteht, vorgenommen. So lässt sich bei gegebener Benutzungsdauer ein zugehöriger Gleichzeitigkeitsgrad eindeutig ermitteln.

Die StromNEV enthält weitere Vorgaben für die konkrete Ausgestaltung dieser Funktion: Der Gleichzeitigkeitsgrad für die Benutzungsdauer 0 muss zwischen 0 und 0,2 liegen, und der „Knickpunkt“ der Funktion liegt bei einer Benutzungsdauer von 2.500 h/a. Für die Benutzungsdauer 8.760 h/a ergibt sich definitionsgemäß ein Gleichzeitigkeitsgrad von 1. Es ist Aufgabe der Netzbetreiber, diese Gleichzeitigkeitsfunktion für jede ihrer Netz- und Umspannebenen nach diesen Vorgaben auszugestalten. Dies muss so erfolgen, dass sich bei Anwendung der Funktion auf die tatsächlichen Höchstleistungen der Verbraucherinnen und Verbraucher insgesamt genau die tatsächliche zeitgleiche Höchstlast ergibt.

Auf Grundlage dieser Funktion lassen sich die Netzentgelte in Form je eines Leistungs- und eines Arbeitspreises für die Bereiche unterhalb und oberhalb von 2.500 h/a darstellen. Im unteren Bereich ist der Leistungspreis niedriger und dafür der Arbeitspreis höher als im oberen Bereich. Für Verbraucherinnen und Verbraucher, die durch Änderungen ihres Bezugsprofils den Schwellenwert 2.500 h/a über- oder unterschreiten, ergibt sich eine sprunghafte Änderung der Preisverhältnisse. Dies führt zwar nicht zu einer sprunghaften Änderung der Kostenbelastung, denn die Funktion ist so konzipiert, dass sich bei beiden Leistungs-/Arbeitspreiskombinationen für 2.500 h/a genau das gleiche Jahresentgelt ergibt. Sehr wohl ändern sich an diesem Punkt aber die Anreizwirkungen, denn diese hängen von der Höhe der einzelnen Entgeltkomponenten ab. So vermittelt der Leistungspreis, der oberhalb der Schwelle oft erheblich höher ist als darunter, einen Anreiz für einen möglichst gleichmäßigen Strombezug. Dieser Anreiz kann so stark sein, dass es sich für Verbraucherinnen und Verbraucher lohnt, hohen Aufwand zum



Beispiel im Bereich der Prozesssteuerung zu treiben, um ein gleichmäßigeres Verbrauchsprofil zu erreichen. Dagegen beziehen sich die vom Arbeitspreis ausgehenden Anreize immer nur auf den Strombezug innerhalb einer Viertelstunde und nicht auf zeitpunktübergreifende Eigenschaften des Verbrauchsprofils. Die bei vielen VNB drastischen Sprünge der beiden Preiskomponenten an der Schwelle 2.500 h/a sind daher ein gravierendes Hindernis für die Schaffung konsistenter Anreize für die Verbraucherinnen und Verbraucher.

Zudem ist offensichtlich, dass dieses Modell zur Ermittlung von Gleichzeitigkeitsgraden die tatsächlichen Höchstlastbeiträge nur in grober Näherung abbildet. Es berücksichtigt auch nicht, dass diejenigen, die über Flexibilität verfügen, ihre Benutzungsdauer beeinflussen können. Es wurde zu einer Zeit konzipiert, als Flexibilität bei Verbraucherinnen und Verbrauchern keine große Rolle spielte und die Schaffung sachgerechter Anreize für die Entscheidungen der Netznutzerinnen und Netznutzer nicht im Fokus

stand. Das primäre Ziel war vielmehr, eine im Großen und Ganzen als verursachungsgerecht empfundene Kostenallokation herbeizuführen.

Das Modell trägt außerdem – neben anderen Einflussfaktoren – zur Spreizung der Preisgefüge unter den VNB bei. Der Ermessensspielraum der Netzbetreiber bei der Ausgestaltung der Gleichzeitigkeitsfunktion ist nämlich sehr gering. Er beschränkt sich darauf, einen der beiden Gleichzeitigkeitsgrade für die Benutzungsdauern 0 und 2.500 h/a innerhalb enger Grenzen zu wählen; der andere dieser Werte ergibt sich dann von selbst. Maßgeblich getrieben wird die Form der Funktion hingegen durch die Verbraucherstruktur, die von Netzgebiet zu Netzgebiet stark variiert. Die teilweise erheblichen Unterschiede bei den Relationen von Leistungs- und Arbeitspreisen unter und über 2.500 h/a sind daher weniger ein Zeichen mangelnden guten Willens der Netzbetreiber, sondern eine Folge der unterschiedlichen Verbraucherstrukturen. Dies wirkt sich

besonders stark in Ebenen mit nur wenigen Letztverbrauchern und unterlagerten Netzen aus.

### 2.3 Individuelle Netzentgelte

Wie bereits erwähnt, sieht die StromNEV neben den Regelungen zu regulären Netzentgelten auch Sonderregelungen für bestimmte Verbrauchergruppen vor. Diese Regelungen haben teilweise erhebliche Bedeutung. Hierzu gehören die Vorschriften nach § 19 Abs. 2 Satz 2 ff. StromNEV zur Ermittlung individueller Netzentgelte für Verbraucherinnen und Verbraucher mit **gleichmäßigem Strombezug**. Danach haben Netzbetreiber Großverbrauchern mit mehr als 10 GWh Jahresverbrauch und mindestens 7.000 Jahresbenutzungsstunden individuelle Netzentgelte anzubieten. Die Mindesthöhe der individuellen im Verhältnis zu den regulären Netzentgelten ist nach Nutzungsdauer gestaffelt und beträgt ab 7.000 h/a 20 Prozent, ab 7.500 h/a 15 Prozent und ab 8.000 h/a 10 Prozent.

Diese sehr weitgehenden Entgeltreduktionen werden allerdings nicht allen Betroffenen in voller Höhe gewährt. Vielmehr hängt die Höhe der individuellen Netzentgelte von weiteren Bedingungen ab, die die Bundesnetzagentur mit ihrer Festlegung BK4-13-739 konkretisiert hat. Demnach richtet sich die Höhe der individuellen Netzentgelte nach den Kosten eines fiktiven „physikalischen Pfads“ vom Anschlusspunkt eines Verbrauchers zu einer geeigneten Stromerzeugungsanlage.

Im Ergebnis führt diese im Detail komplexe Regelung zu einem erheblichen Entlastungsvolumen für die betroffenen Verbraucherinnen und Verbraucher. Die ÜNB prognostizieren dieses Volumen für 2021 auf circa 875 Millionen Euro (siehe [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)). Diesem Volumen stehen keine auch nur ansatzweise vergleichbaren Kosteneinsparungen im Netz durch die Eigenschaften dieser Verbraucherinnen und Verbraucher gegenüber. Refinanziert wird

dieses Entlastungsvolumen von den Letztverbrauchern über eine arbeitsbezogene Umlage.

Diese „Umlage nach § 19 Absatz 2 StromNEV“ deckt neben diesem Entlastungsvolumen auch die Entlastungen, die auf die Regelungen zur **atypischen Netznutzung** nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV zurückgehen und im Jahr 2021 gemäß Prognose der ÜNB rund 295 Millionen Euro betragen. Bei der atypischen Netznutzung geht es um Netznutzerinnen und Netznutzer, die ihren Strombedarf vorwiegend außerhalb der typischen Hochlastzeiten decken. Diese Regelung ist für die weiteren Überlegungen in diesem Papier vor allem insofern interessant, als sie eine rudimentäre Form der zeitvariablen Netzentgelte konstituiert. Ausgestaltungsdetails hierzu finden sich ebenfalls in der Festlegung BK4-13-739 der Bundesnetzagentur. Die Netzbetreiber definieren hierfür im Vorhinein Hochlastzeitfenster. Bei der Ermittlung der leistungsbezogenen Netzentgelte für die Verbraucherinnen und Verbraucher, die diese Regelung nutzen, wird dann nur die innerhalb der Hochlastzeitfenster auftretende Höchstleistung berücksichtigt. Darüber hinaus wird ihnen, falls ihre Nutzungsdauer unter 2.500 h/a liegt, die Option eingeräumt, ihr Entgelt auf Basis der für den Bereich oberhalb von 2.500 h/a geltenden Leistungs- und Arbeitspreise ermitteln zu lassen. So können Verbraucherinnen und Verbraucher, die überwiegend außerhalb der Hochlastzeitfenster Strom beziehen, ein sehr niedriges individuelles Netzentgelt erreichen. Dieses muss allerdings gemäß Verordnungsvorgabe mindestens 20 Prozent des regulären Netzentgelts betragen.

### 2.4 Bewertung: Fokus auf fairer Kostenallokation

Bereits an den oben skizzierten Elementen der Netzentgeltsystematik lässt sich erkennen, dass diese nicht primär das Ziel verfolgt, Anreize für netz- oder gesamtwirtschaftlich effiziente Entscheidungen der Netznutzerinnen und Netznutzer

zu schaffen. Im Vordergrund steht vielmehr das Ziel, die Netzkosten (oder strenggenommen die Erlösobergrenzen) vollständig zu refinanzieren und dabei eine weitgehend als fair empfundene Kostenallokation zu erreichen. Diese Schwerpunktsetzung baut auf der Annahme auf, dass die Entscheidungen der meisten Netznutzerinnen und Netznutzer kaum preissensitiv gegenüber den Netzentgelten sind. So konnte bei der Gestaltung der Entgeltsystematik vornehmlich auf Verteilungswirkungen und sekundäre Kriterien wie die Kontinuität der Preisstrukturen gegenüber denen vor der Liberalisierung der Stromversorgung Wert gelegt werden.

Nur punktuell adressieren die Elemente der Netzentgeltsystematik explizit die Anreizwirkungen gegenüber den Netznutzerinnen und Netznutzern. Besonders ausgeprägt gilt dies für die Sonderregelungen für Großverbraucher mit gleichmäßigem Strombezug. Für diese Verbrauchergruppe wurde anerkannt, dass sehr wohl eine starke Preissensitivität besteht, bedingt durch globalen Wettbewerb und damit verbundene Risiken der Abwanderung ganzer Industriezweige. Um die in diesem Fall somit hochgradig relevanten Anreizwirkungen der Netzentgelte zu „korrigieren“, wurde vom Grundprinzip einer Kostenallokation nach einheitlichen Regeln für alle Verbraucherinnen und Verbraucher abgewichen. Dabei wurde bewusst in Kauf genommen, dass die gewährten Ermäßigungen für die privilegierten Verbraucherinnen und Verbraucher durch die übrigen Verbrauchenden refinanziert werden müssen, in diesem Fall über eine Umlage. Diese Ermäßigungen folgen auch einer anderen Logik als der eines typischen Finanzierungssystems, das allein auf eine faire Kostenallokation ausgelegt ist. So wird zum Beispiel bei dem Modell des physikalischen Pfads auf die im Einzelfall zu erwartenden Auswirkungen auf die Netzkosten abgestellt. Aus ökonomischer Sicht findet hier somit eine Grenzkosten- anstelle der für reine Finanzierungssysteme typischen Durchschnittskostenbetrachtung statt.

Diese Überlegungen lassen ein prinzipielles Dilemma bei der Gestaltung der Netzentgelte erkennen: Es ist nicht möglich, jedem zu jedem Zeitpunkt ökonomisch effiziente Anreize zu vermitteln und zugleich sicherzustellen, dass die Netzkosten über die Netzentgelte vollständig gedeckt werden. Unter ökonomisch effizienten Anreizen werden dabei Preissignale verstanden, die die netzseitigen Kostenwirkungen des Handelns der Verbraucherinnen und Verbraucher genau reflektieren. Das Problem besteht darin, dass diese Kostenwirkungen, sofern sie überhaupt eindeutig bestimmten Entscheidungen einzelner Verbraucherinnen und Verbraucher zugeordnet werden können, in den meisten Fällen sehr gering sind. In einzelnen Fällen können sie hingegen extrem hoch sein, weil beispielsweise ein Neuanschluss zufällig den Rahmen der vorhandenen Netzkapazität überschreitet und einen Ausbau notwendig macht. Wenn dieses sprunghafte Verhalten der Netzkosten im Sinne eines „Solidarprinzips“ durch eine Durchschnittsbildung über viele Einzelfälle verteilt wird, so ergibt sich bereits eine Abweichung der Netzentgelte von den im Einzelfall tatsächlich verursachten Kosten. Und auch dann würde sich voraussichtlich nicht annähernd eine vollständige Kostendeckung ergeben, da auch diese „durchschnittlichen Grenzkosten“ immer weiter abnehmen, je weiter ein Netz bereits ausgebaut ist.

Daher werden die (regulären) Netzentgelte nicht nach einem Grenzkostenansatz, sondern als Durchschnittspreise auf Basis der heutigen Netzkosten berechnet, die auf Entscheidungen in der Vergangenheit beruhen. So wird die vollständige Refinanzierung der Netzkosten gewährleistet. Im Einzelfall können die Netzentgelte dadurch aber weit über den Netzkosten liegen, die Verbraucherinnen und Verbraucher mit bestimmten Entscheidungen tatsächlich verursachen. Problematisch wird dies insbesondere dann, wenn hierdurch Entscheidungen gehemmt werden, die volkswirtschaftlich – auch unter Berücksichtigung der Netzkosten – vorteilhaft wären. Ebenso problematisch ist es, wenn

Verbraucherinnen und Verbraucher kostenintensive Maßnahmen ergreifen, um Netzentgelte einzusparen, ohne dass hierdurch vergleichbar hohe volkswirtschaftliche Einsparungen erzielt werden können.

Dass solche kontraproduktiven Anreizwirkungen bei der heutigen Netzentgeltsystematik gerade im Hinblick auf energiewenderelevante Verbrauchseinrichtungen tatsächlich auftreten können, soll nachfolgend anhand von Fallbeispielen veranschaulicht werden. Wie anschließend diskutiert wird, lässt sich diese Problematik möglicherweise nur dadurch lösen, dass punktuell, also für bestimmte Formen des Verbrauchsverhaltens oder für bestimmte Verbrauchseinrichtungen, gezielte Abweichungen gegenüber den regulären Netzentgelten eingeräumt werden.

### 3 Auswirkungen auf energiewenderelevante Technologien

Die Anreizwirkungen, die von Netzentgelten und anderen Strompreisbestandteilen ausgehen, spielen dann eine Rolle, wenn Verbraucherinnen und Verbraucher Entscheidungen treffen müssen, die ihren Stromverbrauch beeinflussen. Dies geschieht im Prinzip andauernd. Selbst kleinste Entscheidungen über das Ein- oder Ausschalten von Verbrauchseinrichtungen wirken sich auf den Stromverbrauch aus. Weniger häufig, aber dafür mit größeren Auswirkungen entscheiden Verbraucherinnen und Verbraucher über Investitionen in neue oder Anpassungen bestehender Verbrauchseinrichtungen und über deren Standorte.

Auch energiewenderelevante Entwicklungen wie die Elektrifizierung weiterer Verbrauchssektoren und die Nutzung sektorenkoppelter Technologien erfordern Investitions- und Einsatzentscheidungen durch die Verbraucherinnen und Verbraucher. Dies betrifft zum Beispiel Verbrauchseinrichtungen wie Elektrolyseure für die Wasserstoffproduktion,

Anlagen für die strombasierte Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden und industriellen Prozessen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge. Diese Technologien bringen teilweise Flexibilität bei ihrem Betrieb mit sich, beispielsweise durch Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen und Möglichkeiten der Speicherung strombasiert erzeugter Gase, Wärme und Kälte. Diese Flexibilität kann, wie bereits erwähnt, nicht nur für die jeweiligen Eigentümer Nutzen stiften, sondern durch marktorientierten oder netzdienlichen Einsatz auch für das gesamte Energieversorgungssystem. Teilweise wird der Zubau dieser neuartigen Verbrauchseinrichtungen sogar bewusst mit dem Ziel diskutiert und vorangetrieben, den Verbrauch im Hinblick auf das schwankende Erneuerbare-Energien-Dargebot zu flexibilisieren. Das Potenzial für verbrauchsseitige Flexibilität kann darüber hinaus gesteigert werden, indem auch bereits vorhandene Verbrauchseinrichtungen etwa in der Industrie flexibilisiert werden. Dieses Potenzial dürfte in der Vergangenheit vor allem deswegen ungenutzt (und teilweise auch unerkannt) geblieben sein, weil es an ausreichenden wirtschaftlichen Anreizen mangelte.

Mit dem Bedarf nach energiewendeförderlichen Entscheidungen durch die Verbraucherinnen und Verbraucher wächst somit auch die Bedeutung der Anreizwirkungen, die von den Strompreisen ausgehen. Die preislichen Anreize müssen sachgerecht ausgestaltet und bestehende Fehlanreize müssen beseitigt werden, damit es sich für den einzelnen Verbraucher lohnt, neuartige Technologien zu nutzen und Flexibilität bereitzustellen. Dies ist selbst dann sinnvoll, wenn bestimmte Technologieentscheidungen mittel- bis langfristig durch ordnungsrechtliche Vorgaben erzwungen werden. Auch dann spielen sich Entwicklungen schneller ab, wenn Verbraucherinnen und Verbraucher ein eigenes wirtschaftliches Interesse daran haben.

Aus dieser Perspektive betrachtet, weist die heutige Netzentgeltsystematik teilweise gravierende

Anreizmängel auf, wie in den folgenden Abschnitten anhand von Fallbeispielen verdeutlicht wird.

### 3.1 Flexibilitätshemmnisse durch reguläre Netzentgelte – Fallbeispiel Elektrodenkessel

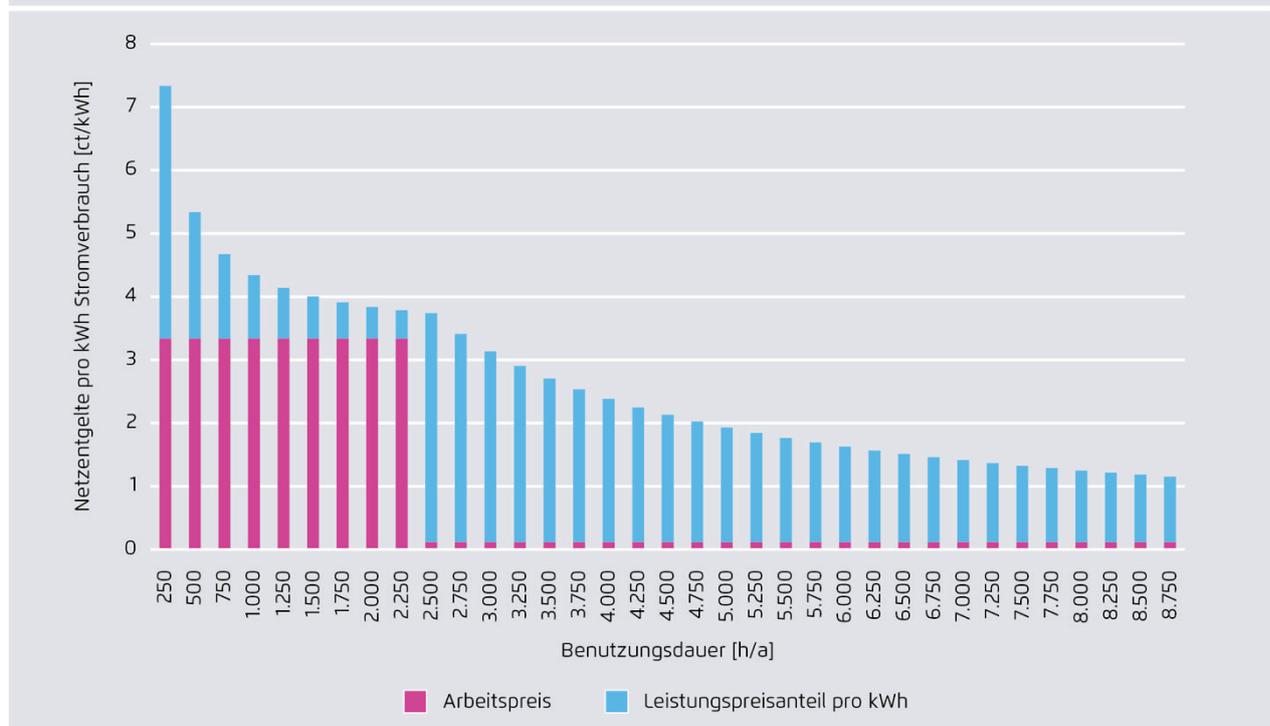
Als Beispiel für eine Elektrifizierungsoption im industriellen Bereich, mit der zugleich Flexibilität für das Energieversorgungssystem erschlossen werden kann, wird der Zubau eines Elektrodenkessels zusätzlich zu einem bestehenden Gaskessel zur Erzeugung von Mitteltemperaturwärme betrachtet. Hierdurch verschafft sich ein industrieller Verbraucher die Möglichkeit, situationsabhängig zwischen der gas- und der strombetriebenen Wärmeerzeugung hin und her zu wechseln und so auf die Marktbedingungen zu reagieren.

Aus Klimaschutzperspektive ist der Einsatz des Elektrodenkessels immer dann sinnvoll, wenn aufgrund hohen Erneuerbare-Energien-Dargebots die elektrische Wärmeerzeugung zu geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen führt als die gasbetriebene. Diese Logik der Einsatzsteuerung wird zwar – zumindest tendenziell – von den Strommarktpreisen unterstützt, nicht aber von den Stromnetzentgelten. Die Netzentgelte hängen nicht von den Einsatzzeitpunkten, sondern von der Benutzungsdauer des Elektrodenkessels ab. Sie vermitteln einen Anreiz, eine möglichst hohe Benutzungsdauer zu erreichen.

Dies soll für einen Elektrodenkessel mit einer Leistung von 20 MW und einem Anschluss an das Hochspannungsnetz, hier beispielhaft im Gebiet des Netzbetreibers Westnetz GmbH, veranschaulicht werden. Es wird unterstellt, dass die Bezugsleistung des Elektrodenkessels in vollem Umfang die

Fallbeispiel Elektrodenkessel (Hochspannung, Beispiel Westnetz)

Abbildung 3



Consentec (2021)

Jahreshöchstleistung am Netzanschlusspunkt des Verbrauchenden erhöht, dass also keine wesentliche Durchmischung mit anderen Verbrauchseinrichtungen stattfindet.

Die regulären Netzentgelte für diese Verbrauchseinrichtung belaufen sich beim aktuellen Preisstand je nach Benutzungsdauer auf bis zu 2,0 Millionen Euro. Hierzu trägt bei Benutzungsdauern über 2.500 h/a maßgeblich das Leistungsentgelt mit circa 1,8 Millionen Euro bei. Im Bereich unter 2.500 h/a beträgt das Leistungsentgelt dagegen nur circa 0,2 Millionen Euro, sodass hier das arbeitsbezogene Entgelt eine größere Rolle spielt. Wenn die jährliche Summe der Netzentgelte auf die bezogene Strommenge umgelegt wird, so ergibt sich ein mit der Benutzungsdauer fallender Verlauf. Abbildung 3 stellt diesen Verlauf dar, differenziert nach den Leistungs- und Arbeitspreisanteilen. Die Möglichkeit der Gewährung reduzierter Netzentgelte für gleichmäßigen Strombezug oberhalb von 7.000 h/a wird hier nicht berücksichtigt.

Hier fällt als erstes auf, dass der Knickpunkt in der Gleichzeitigkeitsfunktion bei 2.500 h/a auch einen Knickpunkt im Verlauf der (gesamten) Netzentgelte pro Kilowattstunde verursacht. Diese „Verformung“ des Verlaufs ist ein sachlich nicht zu rechtfertigendes Artefakt, das sich durch die aus zwei Geradenabschnitten gebildete Gleichzeitigkeitsfunktion ergibt.

Weitaus kritischer als der Knickpunkt im Verlauf der gesamten Entgelte pro Kilowattstunde ist aber, dass an dieser Stelle die Gewichte der beiden Entgeltkomponenten und damit auch deren Anreizwirkungen „umkippen“: Während unterhalb von 2.500 h/a – außer bei Benutzungsdauern weit unter 1.000 h/a – das arbeitsbezogene Entgelt dominiert, ist oberhalb von 2.500 h/a praktisch nur das leistungsbezogene Entgelt von Bedeutung. Für zwei Verbrauchseinrichtungen, die knapp unterhalb und knapp oberhalb von 2.500 h/a betrieben werden, ergeben sich somit völlig unterschiedliche Anreizsituationen.

Bei **Benutzungsdauern über 2.500 h/a** entsteht aufgrund der Dominanz des Leistungspreises ein starker Anreiz, eine möglichst hohe Benutzungsdauer zu erreichen. Ein solcher Anreiz für möglichst gleichmäßigen Strombezug wurde in der Vergangenheit als erstrebenswert angesehen. In einem System, das mehr und mehr auf die Bereitstellung von Flexibilität für netzdienliche und marktorientierte Zwecke angewiesen ist, ist er jedoch zunehmend kontraproduktiv. Problematisch ist hierbei, dass sich der Leistungspreis ausschließlich auf die individuelle Jahreshöchstleistung eines Verbrauchenden bezieht und nicht den aktuellen Netz- oder Systemzustand reflektiert. Dem Verbrauchenden wird nicht signalisiert, zu welchen Zeitpunkten der Einsatz seiner Verbrauchseinrichtung netz- oder systemseitig nachteilig wäre, etwa weil er zur Verschärfung eines Netzengpasses und somit zur Erhöhung der Engpassmanagementkosten beiträgt.

Einen noch offensichtlicheren Fehlanreiz bewirkt der Leistungspreis bei Verbraucherinnen und Verbrauchern, die mehr als eine flexible Verbrauchseinrichtung betreiben. Diese werden sich bemühen, den Einsatz ihrer Verbrauchseinrichtungen möglichst gleichmäßig über die Zeit zu verteilen, um ihre Jahreshöchstleistung zu minimieren. Hieraus kann sich ein starkes Hemmnis für Flexibilitätseinsätze in Form einer vorübergehenden Verbrauchsanhebung ergeben – etwa in Situationen mit hohem Erneuerbare-Energien-Dargebot. Die Stärke dieses Hemmnisses wächst paradoxerweise im Laufe eines Kalenderjahres stetig an. Je später im Jahr die erste Gelegenheit für einen solchen Flexibilitätseinsatz auftritt, desto unwahrscheinlicher ist es nämlich, dass bis zum Jahresende hinreichend viele weitere Gelegenheiten auftreten werden, um trotz der Erhöhung des leistungsbezogenen Netzentgelts einen wirtschaftlichen Vorteil durch Bereitstellung der Flexibilität erzielen zu können.

Der Leistungspreis führt somit dazu, dass Verbraucherinnen und Verbraucher allein ihre individuelle Höchstleistung im Blick haben und ihre Flexibilität –

eventuell sogar unter eigens hierfür getriebenem Aufwand – primär dafür einsetzen, die Höchstleistung möglichst gering zu halten.

Ein Fehlanreiz in Bezug auf die Flexibilitätsnutzung ergibt sich aber auch bei **Benutzungsdauern unter 2.500 h/a**. Der dort dominierende Arbeitspreis, der ebenfalls nicht vom Netz- und Systemzustand abhängt, führt zu einer Kostenbelastung, die bei anderen Flexibilitätsoptionen nicht in der gleichen Höhe auftritt. Beispielsweise würde eine Verbrauchserhöhung durch Einschaltung des betrachteten Elektrodenkessels in diesem Benutzungsdauerbereich mit einem Arbeitspreis von mehr als 3 ct/kWh belastet. Demgegenüber würden Verbrauchserhöhungen bei anderen flexiblen Verbraucherinnen und Verbrauchern, die eine Benutzungsdauer über 2.500 h/a erreichen, mit deutlich geringeren Arbeitspreisen belastet. Die Flexibilität von Erzeugungsanlagen oder entgeltbefreiten Speichern kann sogar gänzlich frei von arbeitsbezogenen Netzentgelten eingesetzt werden. Diese ungleichen Entgeltbelastungen können bewirken, dass die vorhandenen Flexibilitätsoptionen volkswirtschaftlich suboptimal eingesetzt werden. Dies kann sich etwa in Situationen mit hohem Erneuerbare-Energien-Angebot durch Zurückhaltung bestimmter Flexibilitätsoptionen oder durch unnötig hohe Kosten der eingesetzten Flexibilität äußern.

### 3.2 Fehlanreize und Ortsabhängigkeit der Netzentgelte – Fallbeispiel Elektrolyseanlage

Zur Erzeugung grünen Wasserstoffs werden in Zukunft in großem Umfang Elektrolyseanlagen benötigt. Hier soll als Fallbeispiel eine 100-MW-Anlage betrachtet werden, die ebenfalls (gerade noch) an das

Hochspannungsnetz angeschlossen werden kann. Die Analyse wird hier auf 24 ausgewählte große VNB ausgeweitet, die ein Hochspannungsnetz betreiben. Für die Benutzungsdauer werden nur die zwei Niveaus 2.000 und 3.000 h/a betrachtet. Wenn Elektrolyseanlagen nur in Zeitpunkten betrieben werden, in denen sich aufgrund hohen Erneuerbaren-Anteils insgesamt eine CO<sub>2</sub>-Einsparung gegenüber der fossilen Wasserstoffherzeugung ergibt, dürften in den nächsten Jahren maximal Benutzungsdauern in dieser Größenordnung erreichbar sein.

Die jährlichen Netzentgelte<sup>5</sup>, die sich beim aktuellen Preisstand für eine solche Anlage bei den betrachteten VNB ergeben würden, liegen bei 2.000 h/a im Bereich von circa 4 bis 13 Millionen Euro und bei 3.000 h/a im Bereich von circa 5 bis 16 Millionen Euro. In Abbildung 4 ist dargestellt, welche Kostenbelastungen pro Kilowattstunde Stromverbrauch sich hierdurch ergeben würden, aufgeschlüsselt nach Arbeits- und Leistungsentgelten.

Diese Auswertung verdeutlicht wiederum den drastischen Sprung in der Gewichtung der Entgeltkomponenten bei der Benutzungsdauerschwelle 2.500 h/a. Die in Abschnitt 3.1 diskutierten Flexibilitätshemmnisse und Anreizdefizite treffen somit für Elektrolyseanlagen, die ebenfalls ausdrücklich für einen flexiblen, am Stromangebot orientierten Einsatz konzipiert werden, gleichermaßen zu. Es ist nachvollziehbar, dass daher – neben anderen Gründen – aktuell mit Blick auf die Umlagebefreiung über deutlich höhere Auslastungen dieser Anlagen diskutiert wird, als aus Sicht der Emissionsminderung gerechtfertigt wäre. Der Anreiz, eine möglichst hohe Benutzungsdauer zu erreichen, würde zwar durch ebenfalls diskutierte Netzentgelt-Vergünstigungen oder -Befreiungen abgeschwächt. Jedoch würde auch hierdurch kein gezielter Anreiz vermittelt, den

---

5 Die Übergangsregelungen nach § 118 Abs. 6 EnWG zur zeitlich befristeten Entgeltbefreiung für neue Elektrolyseanlagen werden hier nicht berücksichtigt. Sie sollen in diesem Papier auch nicht umfassend bewertet werden, zielen aber erkennbar in erster Linie auf die

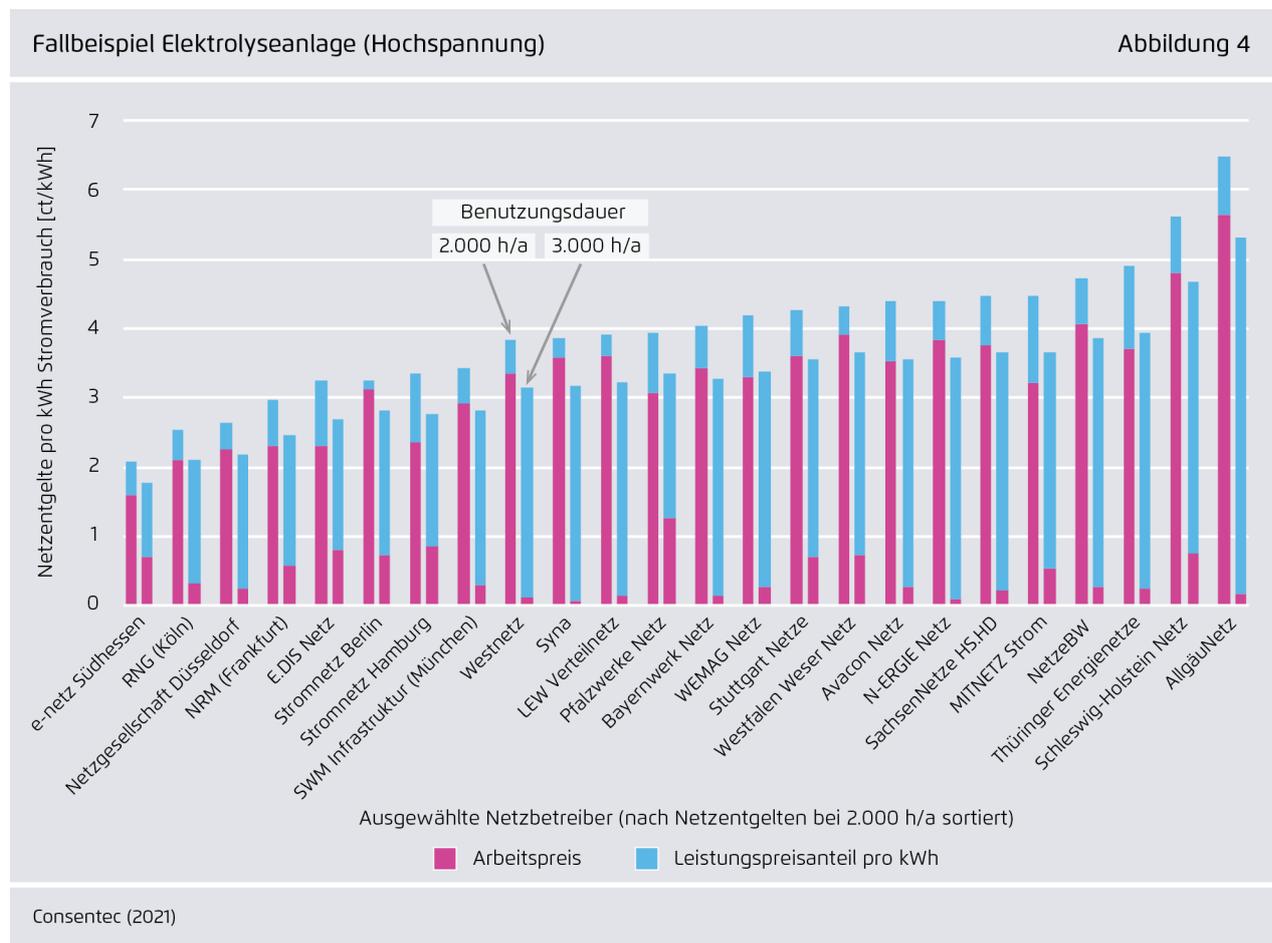
Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen und nicht auf die hier diskutierte Anreizsetzung für einen netz- und markt-orientierten Betrieb.

Anlagenbetrieb am Ziel der Emissionsminderung auszurichten.

Daneben verdeutlicht diese Abbildung, in welchem Ausmaß sich die Entgelt-niveaus von VNB zu VNB unterscheiden. Bei beiden betrachteten Benutzungsdauern liegt zwischen den höchsten und niedrigsten auftretenden Entgelten ungefähr der Faktor drei. Dabei zeigt sich grob, wenn auch nicht durchgängig, die Tendenz, dass die Netzentgelte bei regionalen Netzbetreibern höher sind als bei großstädtischen und im Norden und Osten höher als im Süden und Westen. Wenn man bedenkt, dass mit Blick auf den großräumigen Nord-Süd-Engpass im Übertragungsnetz ein Zubau solcher Verbrauchseinrichtungen gerade im Norden und Osten vorteilhaft wäre, erscheint dies besonders kontraproduktiv.

Die wirtschaftlichen Randbedingungen für derartige Verbrauchseinrichtungen sind somit hochgradig standortabhängig. Dies resultiert aber nicht aus einem gezielten Konzept der Standortsteuerung zur ganzheitlichen Optimierung des Versorgungssystems, sondern aus den Gebietszuschnitten der VNB. Diese sind – teils auch zufallsbedingt – durch historische Entwicklungen und zeitlich veränderliche kommunalpolitische Interessen entstanden. Wesentliche Einflussfaktoren auf die Entgelt-niveaus sind unter anderem die gebietstypischen Siedlungsstrukturen, Verbraucherstrukturen, Auslastungsgrade und Betriebsmittel-Altersstrukturen. Hierdurch treten erhebliche Niveauunterschiede teilweise sogar bei unmittelbar benachbarten VNB auf.

Eine solche Art der Standortsteuerung kann mit Blick auf energiewenderelevante



Verbrauchseinrichtungen wohl kaum gewollt sein. Es könnte zwar argumentiert werden, die unterschiedlich hohen Entgelt-niveaus reflektierten auch unterschiedlich hohe Kostenniveaus beim Netzausbau. Demzufolge sei es angemessen, dass Verbraucherinnen und Verbraucher in „teureren“ Netzgebieten höhere Netzkostenanteile in ihre Entscheidungen einpreisen, da ihr Verbrauchsverhalten ja auch zu einem eventuellen Netzausbaubedarf in diesen Gebieten beiträgt. Diese Argumentation ist aber angesichts der extremen Heterogenität der Gebietszuschnitte kaum haltbar. Wenn wirklich beabsichtigt wäre, die Gebietsabhängigkeit der Netzkosten gezielt abzubilden, müssten die Gebiete nach einheitlichen Prinzipien auf Basis geeigneter Strukturparameter abgegrenzt werden. Dass dies heute nicht der Fall ist, zeigt allein schon die Bandbreite der Gebietsgrößen der VNB von einzelnen kleinen Gemeindeflächennetzen bis hin zu großen Flächen-netzen mit der Ausdehnung ganzer Bundesländer.

Es muss aber auch gar nicht erstrebenswert sein, die gebietsstrukturellen Einflüsse in den Netzentgelt-niveaus abzubilden. Im Gegenteil: Bei anderen Net-zinfrastrukturen wie der Telekommunikation oder der Bahninfrastruktur wird bewusst darauf verzichtet, Nutzerinnen und Nutzer in strukturell benachteiligten Gebieten mit den dort spezifisch höheren Infrastrukturkosten zu konfrontieren. Im Stromsektor kommt noch hinzu, dass in manchen Gebieten ein großer Teil des Ausbaubedarfs gar nicht durch den lokalen Verbrauch, sondern durch die Integration von Erneuerbare-Energien-Anlagen und den erforderlichen Abtransport des eingespeisten Stroms in andere Regionen verursacht wird.

Die Frage, ob es dennoch valide Argumente für das heutige Prinzip der netzgebietsindividuellen Kalkulation von Netzentgelten gibt, soll hier nicht vertieft diskutiert werden. Es kann aber jedenfalls festgehalten werden, dass mit der daraus resultierenden Spreizung der Entgelt-niveaus keine sachgerechten Anreize für die Standortwahl geschaffen werden.

### 3.3 Flexibilitätshemmnisse durch individuelle Netzentgelte – Fallbeispiel Großwärmepumpe

Besonders gravierende Flexibilitätshemmnisse ergeben sich aus den Regelungen zu individuellen Netzentgelten für gleichmäßigen Strombezug nach § 19 Abs. 2 Satz 2 ff. StromNEV. Hier können an den Benutzungsdauerschwel-len 7.000, 7.500 und 8.000 h/a große Sprünge zwischen den regulären und den verschiedenen Stufen der individuellen Netzentgelte auftreten. Dies gilt vor allem für Verbraucherinnen und Verbraucher, bei denen die maximal möglichen Absenkungen gemäß den Verordnungsvorgaben zum Tragen kommen. Wenn durch Flexibilisierung des Verbrauchsverhaltens eine dieser Schwellen unterschritten wird, können erhebliche Mehrkosten entstehen, da sich die individuellen Netzentgelte auf den gesamten Verbrauch beziehen. Wenn ein solches Risiko besteht, werden die Betroffenen allenfalls gegen eine sehr hohe Vergütung bereit sein, ihre Flexibilität marktorientiert oder netzdienlich bereitzustellen. Diese Problematik betrifft Flexibilität in beiden Richtungen: Sowohl vorübergehende Absenkungen des Verbrauchs etwa bei Stromknappheit infolge einer „Dunkelflaute“ als auch – wenn hierdurch die Jahreshöchstleistung zunimmt – Anhebungen des Verbrauchs in Situationen mit hohem Erneuerbare-Energien-Dargebot können bewirken, dass die Benutzungsdauer sinkt.

Eine energiewenderelevante Technologieoption mit so hohen Benutzungsdauern könnte beispielsweise der Einsatz von Großwärmepumpen zur Erzeugung von Niedrigtemperaturwärme sein. Wärmepumpen sind in der Regel mit thermischen Speichern verbunden und daher gut geeignet, Flexibilität in Form einer vorübergehenden Leistungsabsenkung bereitzustellen. Die Nutzung dieser Flexibilität muss nicht zwangsläufig dazu führen, dass die Benutzungsdauer der Anlage abnimmt. Dies kann aber der Fall sein, wenn beispielsweise vorübergehend auf die Wärmebereitstellung verzichtet oder ersatzweise eine andere Wärmequelle eingesetzt werden kann. In

diesem Fall würde bei einer Wärmepumpe, deren Betreiberin oder dessen Betreiber von reduzierten Netzentgelten für gleichmäßigen Strombezug profitiert, das oben skizzierte Hemmnis auftreten.

Um die Größenordnung der Kostenwirkungen zu verdeutlichen, sei angenommen, dass eine solche Wärmepumpe eine Leistung von 30 MW hat und an das Hochspannungsnetz angeschlossen ist. Als Netzbetreiber wird wieder die Westnetz GmbH betrachtet. Beim aktuellen Preisstand würde das reguläre Netzentgelt für diese Verbrauchseinrichtung bei einer Benutzungsdauer von knapp unter 7.000 h/a nahezu 3,0 Millionen Euro betragen. Das individuelle Netzentgelt würde – sofern die zulässigen Reduktionen gemäß Verordnung voll ausgeschöpft werden können – oberhalb von 7.000 h/a circa 0,60 Millionen Euro, oberhalb von 7.500 h/a circa 0,45 Millionen Euro und oberhalb von 8.000 h/a nur noch 0,30 Millionen Euro betragen. Es ist offensichtlich, dass die Unterschreitung einer dieser Schwellen gravierende Auswirkungen auf die Kostenbelastung hätte. Hieraus kann sich ein prohibitives Hemmnis für die Flexibilitätsbereitstellung ergeben.

Ein solcher Fehlanreiz kann nicht nur bei Verbrauchseinrichtungen auftreten, die für sich genommen eine sehr hohe Benutzungsdauer haben. Sie treten auch dann auf, wenn ein Verbrauchender, der bereits im Ausgangszustand von individuellen Netzentgelten profitiert, erwägt, eine Verbrauchseinrichtung mit einer deutlich geringeren Benutzungsdauer zuzubauen. Dies könnte beispielsweise eine Anlage der in den Abschnitten 3.1 und 3.2 betrachteten Art sein, die bewusst auf eine flexible Einsatzweise ausgerichtet ist. Der Zubau einer solchen Anlage könnte dazu führen, dass die Benutzungsdauer des Verbrauchenden an seinem bestehenden Netzanschlusspunkt absinkt und eine der oben genannten Schwellen unterschreitet. Dies könnte die Wirtschaftlichkeit der Investition so stark beeinträchtigt, dass der Verbrauchende darauf verzichtet. Die Alternative, für die neue Verbrauchseinrichtung einen eigenen Netzanschlusspunkt zu errichten,

würde diese Wirkung zwar vermeiden, aber ebenfalls erhebliche Mehrkosten verursachen.

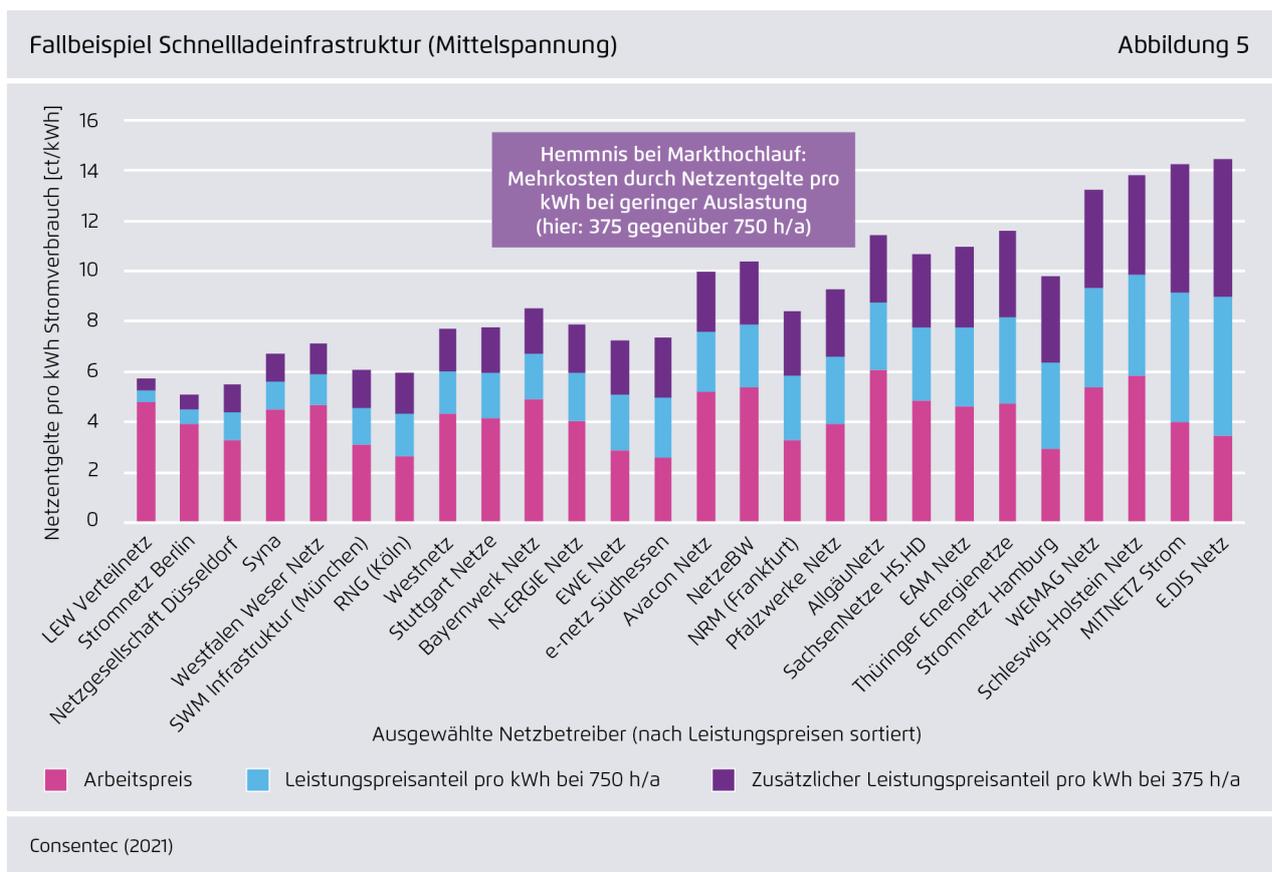
Diese flexibilitätshemmenden Wirkungen der Regelungen zu individuellen Netzentgelten wurden in den vergangenen Jahren bereits vielfach diskutiert, jedoch noch nicht gelöst. Sie sind letztlich darauf zurückzuführen, dass mit diesem Instrument ein gleichmäßiger Strombezug übermäßig stark belohnt wird. Dieser Anreiz ist mit dem zunehmenden Flexibilitätsbedarf im Stromversorgungssystem nicht mehr kompatibel.

### **3.4 Investitionshemmnisse für unflexible Verbraucher – Fallbeispiel Schnellladeinfrastruktur**

Neben den zuvor diskutierten flexiblen Verbrauchseinrichtungen werden auch solche Verbrauchseinrichtungen für die Energiewende relevant sein, die kaum oder gar nicht flexibel betrieben werden können. Ein Beispiel hierfür sind Schnellladepunkte für Elektrofahrzeuge an öffentlich zugänglichen Standorten wie Autobahnraststätten. Auch für solche Verbraucher können die Netzentgelte erhebliche Kostenbelastungen darstellen, die zu Investitionszurückhaltung führen können. Dabei sind speziell bei der Schnellladeinfrastruktur wiederum die leistungsbezogenen Entgelte problematisch, da hier anfangs voraussichtlich mit sehr geringen Benutzungsdauern von wenigen Hundert h/a zu rechnen ist. Selbst bei einer Nutzungsintensität in der Größenordnung von durchschnittlich 1.500 halbstündigen Ladevorgängen im Jahr, die bereits relativ hoch erscheint, ergibt sich eine Benutzungsdauer von nur rund 750 h/a.

Um diese Wirkungen zu veranschaulichen, stellt Abbildung 5 die Netzentgelte pro Kilowattstunde Stromverbrauch dar, die sich für Schnellladepunkte mit Benutzungsdauern von 375 h/a und 750 h/a in den Gebieten von 26 ausgewählten großen VNB ergeben würden. Auch hier liegt der Preisstand für 2021 zugrunde. Es wird unterstellt, dass ein Netzan-

ausmachen kann. Ein noch höherer Kostenanteil von bis zu rund 10 ct/kWh ergibt sich in vielen Gebieten bei einer Benutzungsdauer von 375 h/a aus dem leistungsbezogenen Netzentgelt. Bei einer Benutzungsdauer von 750 h/a ist dieser Anteil weiterhin hoch, aber nicht mehr so dominant.



schluss jeweils nicht für einen einzelnen, sondern für mehrere Ladepunkte genutzt würde. Hieraus folgt bei Leistungen je Ladepunkt von 150 kW oder mehr, dass ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz erforderlich wäre. Kosten für die Umspannung und Verteilung vor Ort sind hier nicht berücksichtigt.

Die Abbildung zeigt, dass bereits der Arbeitspreis mit je nach Netzgebiet bis zu rund 6 ct/kWh eine relevante Kostenbelastung in ähnlicher Größenordnung wie die heutigen durchschnittlichen Gestehungskosten von Windenergie- oder PV-Anlagen

Es könnte eingewandt werden, dass diese Kostenbelastung die netzseitigen Kostenwirkungen des Zubaus dieser Verbrauchseinrichtungen reflektiere und daher hinzunehmen sei. Dieser Einwand ist jedoch, wie in Abschnitt 2.4 diskutiert, aus verschiedenen Gründen nicht haltbar. Unter anderem ist gerade bei schwach ausgelasteten Schnellladepunkten kaum zu erwarten, dass die zeitgleiche Netzhöchstlast hierdurch stark angehoben wird. Zudem erfordert der Anschluss der Ladepunkte unter der Prämisse, dass diese an bereits erschlossenen Standorten errichtet werden, keinen strukturellen Ausbau des Netzes.

Darüber hinaus wird auch hier ersichtlich, wie stark sich die Entgelt-niveaus von Netzgebiet zu Netzgebiet unterscheiden. Dies kann, wie am Beispiel der Elektrolyseanlagen diskutiert, Anreize hinsichtlich der Standortwahl auslösen, die sich kaum sachlich rechtfertigen lassen und für eine flächendeckende Versorgung mit Schnellladeinfrastruktur kontraproduktiv sein können.

## 4 Handlungsoptionen

In der Debatte über die Netzentgeltsystematik wurden bereits vielfältige Reformoptionen vorgeschlagen, die jedoch überwiegend andere als die in diesem Papier fokussierten Problemfelder adressieren und diese auch allenfalls punktuell lindern, aber nicht befriedigend lösen würden. Um dies zu verdeutlichen, werden in Abschnitt 4.1 einige vieldiskutierte Optionen und ihre Wirkungen skizziert.

Dies schließt jedoch nicht die Option einer zeitvariablen Gestaltung der Netzentgelte ein, denn dieser Ansatz zur Schaffung von Flexibilitätsanreizen ist sehr vielversprechend. In der letzten Zeit wurde hierüber in erster Linie mit Blick auf die Vermeidung oder Abschwächung von Netzengpässen diskutiert. Wie in Abschnitt 4.2 erörtert wird, kann darüber hinaus aber auch in Erwägung gezogen werden, durch zeitvariable Netzentgelte gezielte Anreize für einen marktorientierten Flexibilitätseinsatz zu vermitteln oder zumindest Hemmnisse für einen solchen Flexibilitätseinsatz abzubauen. Zeitvariable Netzentgelte können zudem auch ortsabhängig differenzierte Anreize schaffen; hierbei wären allerdings Wechselwirkungen mit der heutigen örtlichen Spreizung der Entgelt-niveaus zu beachten.

Für bestimmte Verbrauchseinrichtungen, die ebenfalls energiewenderelevant sind, aber nur geringe Flexibilität beim Einsatz aufweisen, ließen sich allein hierdurch allerdings eventuell keine ausreichenden Verbesserungen erzielen. Hier kann erwogen werden, Verbraucherinnen und Verbrauchern

ähnlich wie bei den heutigen Sonderregelungen für die stromintensive Industrie Vergünstigungen oder zusätzliche Wahlmöglichkeiten bei den Netzentgelten einzuräumen. Hiermit befasst sich Abschnitt 4.3.

Abschließend wird in Abschnitt 4.4 diskutiert, welche Auswirkungen die vorgeschlagenen Reformoptionen auf die Deckung der Netzkosten haben können und welche Ansätze zur Refinanzierung der gewährten Entlastungen in Betracht gezogen werden können.

### 4.1 Anpassungen im Bereich der Entgeltstruktur

Viele der in den letzten Jahren diskutierten Vorschläge zur Anpassung der Netzentgeltsystematik zielen auf eine Änderung der Entgeltstruktur, das heißt der Einteilung in Entgeltkomponenten und deren Gewichtung. Darüber hinaus liegen auch Vorschläge zur Reform der Sonderregelungen für die stromintensive Industrie vor. Nachfolgend wird dargestellt, warum diese Reformoptionen nicht dazu ausreichen würden, die hier diskutierten Defizite bei den Anreizwirkungen der Netzentgelte umfassend zu beseitigen.

#### Gewichtung von Leistungs- und Arbeitspreis

Die Höhe des Leistungspreises bei den Netzentgelten ergibt sich, wie in Abschnitt 2.2 erläutert, aus der unterstellten Gleichzeitigkeitsfunktion. Netzbetreiber haben hierbei einen gewissen Ausgestaltungsspielraum. Dieser Spielraum ist faktisch allerdings relativ gering und wirkt vor allem nicht in eine eindeutige Richtung: Wenn zum Beispiel der Leistungspreis für Benutzungsdauern unter 2.500 h/a im Rahmen des bestehenden Spielraums abgesenkt wird, so muss er für Benutzungsdauern über 2.500 h/a angehoben werden – und umgekehrt. Ansonsten könnte die Bedingung, dass die Summe aller mit den Gleichzeitigkeitsgraden multiplizierten individuellen

Jahreshöchstleistungen die zeitgleiche Netzhöchstlast ergeben muss, nicht erfüllt werden.

Allein durch gezielte Ausnutzung dieser Freiheitsgrade (zu der die VNB keinen speziellen Anreiz haben) lässt sich somit nicht für alle Verbrauchergruppen gleichzeitig eine Absenkung der Leistungspreise erzielen. Dies wäre nur erreichbar, indem die Vorgaben für die Gleichzeitigkeitsfunktion angepasst werden oder dieses Modell gänzlich aufgegeben wird. Es könnte beispielsweise durch feste Vorgaben für die Erlösanteile, die über die Leistungs- und Arbeitsentgelte erzielt werden, ersetzt werden. Hierdurch würde dann auch der Knickpunkt der Gleichzeitigkeitsfunktion entfallen, der heute zu einem schwer zu rechtfertigenden Umkippen der Anreizwirkungen bei der Benutzungsdauer 2.500 h/a führt. Es wäre sogar denkbar und grundsätzlich auch nicht abwegig, auf leistungsbezogene Netzentgelte vollständig zu verzichten.

Im Gegenzug zu einer solchen generellen Absenkung oder sogar Abschaffung der Leistungspreise müssten allerdings die Arbeitspreise angehoben werden, sofern keine neuen Entgeltkomponenten eingeführt werden. Diese Anhebung könnte unter Umständen sehr erheblich sein und würde die arbeitsbezogene Kostenbelastung des Energieträgers Strom, die heute bereits sehr hoch ist, weiter steigern. Auch dies kann mit Blick auf die Elektrifizierung und Sektorenkopplung kontraproduktive Anreize auslösen. Ein hoher, nicht zeitvariabler Arbeitspreis ist auch mit Blick auf die Flexibilitätsbereitstellung nicht zielführend, denn er kann die Anreize für den Einsatz verbrauchsseitiger Flexibilität im Vergleich zu sonstigen, nicht mit Netzentgelten belasteten Flexibilitätsoptionen verzerren.

Eine befriedigende Lösung für die aufgezeigten Defizite wird daher durch eine reine Umschichtung zwischen (Jahres-)Leistungspreisen und nicht zeitvariablen Arbeitspreisen nicht zu erreichen sein.

## **Einführung neuer Entgeltkomponenten**

Der unerwünschte Effekt, dass bei einer generellen Absenkung der Leistungspreise die Arbeitspreise angehoben werden müssten, ließe sich vermeiden, indem neue Entgeltkomponenten eingeführt werden, die nicht vom Umfang des Strombezugs abhängen. Solche Entgeltkomponenten könnten sich stattdessen auf Eigenschaften des Netzanschlusses eines Verbrauchers beziehen. Hierzu kämen vor allem Grundpreise, die in einheitlicher Höhe pro Netzanschlusspunkt erhoben werden, und sogenannte Kapazitätspreise infrage. Letztere beziehen sich auf die zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer:in vereinbarte Netzanschlusskapazität (NAK). Die NAK ist eine Leistungsangabe in kW oder MW, sodass sich hier Preise mit der gleichen Einheit wie bei Leistungspreisen ergeben. Diese Entgeltkomponente würde jedoch nicht vom tatsächlichen Strombezug und somit auch nicht unmittelbar von eventuellen Flexibilitätseinsätzen beeinflusst.

Die Einführung derartiger Entgeltkomponenten ist, wie in [4] diskutiert, durchaus erwägenswert, unabhängig von der Frage, wie die dann mögliche Absenkung der heutigen Entgeltkomponenten auf die Leistungs- und Arbeitspreise verteilt würde. Solche „fixeren“ Entgeltkomponenten würden reflektieren, dass ein wesentlicher Teil der Netzkosten gar nicht von der tatsächlichen Inanspruchnahme des Netzes, sondern von seiner Struktur abhängt. Vereinfacht ausgedrückt entsteht ein großer Teil der Netzkosten bereits allein dadurch, dass alle Netznutzerinnen und Netznutzer miteinander verbunden werden.

Eine Kehrseite der Einführung solcher Entgelte wäre allerdings, dass dies zu starken Umverteilungswirkungen gegenüber dem Status quo und zu dementsprechend intensiven Diskussionen führen würde. Dies gilt besonders für Grundpreise, die – anders als alle anderen Entgeltkomponenten – gar nicht vom leistungs- oder arbeitsmäßigen Umfang der Netznutzung abhängen. Der tatsächliche Spielraum für

Umschichtungen dieser Art ist daher voraussichtlich relativ begrenzt.

Im Hinblick auf Kapazitätspreise ist zudem zu beachten, dass hiermit voraussichtlich nur eine beschränkte Entkopplung der Entgeltzahlungen vom Umfang der Netzinanspruchnahme erreicht würde. Es dürfte nämlich unumgänglich sein, Anschlussnehmern die Möglichkeit einzuräumen, die vereinbarte NAK in Abständen von jeweils einem oder wenigen Jahren an ihren Bedarf anzupassen. Dabei könnte zwar erwogen werden, übermäßig häufigen Anpassungen vorzubeugen, indem zusätzlich einmalige, ebenfalls auf die NAK bezogene Zahlungen ähnlich den heutigen Baukostenzuschüssen erhoben werden. Auch dann ist aber zu erwarten, dass Verbraucherinnen und Verbraucher die NAK möglichst knapp wählen und zumindest allmählich ihrem erwarteten Maximalbedarf anpassen werden. Eine knapp gewählte NAK schränkt wiederum den Spielraum für kurzfristige Flexibilitätseinsätze in Richtung einer Verbrauchserhöhung – etwa durch vorübergehende Erhöhung der Produktionskapazität – ein. Daher könnte ein Kapazitätspreis in abgeschwächter Form ähnliche Flexibilitätshemmnisse verursachen wie heute der Leistungspreis.

### Individuelle Netzentgelte

Wie zuvor erörtert, führen die heutigen Regelungen der Netzentgeltsystematik bei den stromintensiven Verbrauchern, die von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 Satz 2 ff. StromNEV profitieren, zu besonders gravierenden Flexibilitätshemmnissen. Um dem zu begegnen, wurden in den letzten Jahren verschiedene Reformoptionen diskutiert. In [5] werden etwa folgende Ansätze vorgeschlagen:

- An den Benutzungsdauer-Schwellen, an denen sich heute die Vorgaben für die Mindesthöhe der individuellen Entgelte abrupt ändern, könnten stattdessen gleitende Übergänge vorgesehen werden. Hierdurch würde das

Flexibilitätshemmnis etwas aufgeweicht, aber nicht grundlegend ausgeräumt.

- Die Wirkungen von Flexibilitätseinsätzen könnten für die Ermittlung der Benutzungsdauer aus den Verbrauchsmesswerten der betroffenen Verbraucher herausgerechnet werden. Dieser Ansatz würde das Hemmnis tatsächlich beseitigen, allerdings nur für eindeutig definierbare Flexibilitätseinsätze, für die ein solcher Mechanismus des Herausrechnens vorgesehen würde. Dies wäre zum Beispiel für die Erbringung von Regelleistung denkbar, bei der die Einsätze von den ÜNB angewiesen werden. Die Anwendung dieses Mechanismus müsste aber klar begrenzt werden, um einer ausufernden Nutzung vorzubeugen. Sonst könnten zum Beispiel auch Flexibilitätseinsätze für die Bilanzkreisbewirtschaftung des eigenen Lieferanten geltend gemacht werden. Dies würde eine nahezu beliebige Manipulation der Benutzungsdauer ermöglichen, da solche Einsätze zwischen einem Verbraucher und seinem Lieferanten nach freiem Ermessen vereinbart werden könnten.

Es erscheint insgesamt wenig vielversprechend, ein Instrument, das derartig stark auf die Förderung eines gleichmäßigen Strombezugs ausgerichtet ist, vollständig von den damit verursachten Flexibilitätshemmnissen zu befreien oder diese gar in gezielte Flexibilitätsanreize umzufunktionieren. Die vorliegenden Anpassungsvorschläge können hier allenfalls zu einer graduellen Entschärfung der Problematik beitragen. Es drängt sich daher die Frage auf, ob dieses Instrument grundsätzlich noch der richtige Weg ist, um die industriepolitisch gewollten Absenkungen der Netzentgelte für die stromintensive Industrie umzusetzen.

### 4.2 Zeitvariable Netzentgelte mit netz- und marktgetriebenem Preissignal

Ein gegenüber den zuvor diskutierten Optionen weitaus vielversprechenderer Ansatz zur Schaffung gezielter Flexibilitätsanreize wäre die Einführung

zeitvariabler Netzentgelte. Unter diesem Begriff werden hier alle Ausgestaltungsformen verstanden, bei denen die Höhe des Arbeits- und/oder Leistungspreises zeitlich veränderlich ist. Wenn über diese Änderungen der Preishöhe kurzfristig entschieden wird, wird oft auch von dynamischen Netzentgelten gesprochen. Die Frist der Festlegung von Preisverläufen (oder von Zeitfenstern, in denen bestimmte vorab festgelegte Preisniveaus gelten) ist ein wichtiges Gestaltungsmerkmal zeitvariabler Entgelte. Sie könnte ausgehend von längeren Fristen, zum Beispiel monatlich oder sogar jährlich, sukzessive abgesenkt werden, unter Abwägung der zu berücksichtigenden Einflussfaktoren, des Erfahrungszugewinns und des Fortschritts der Digitalisierung. Wenn Schwankungen des Erneuerbare-Energien-Dargebots reflektiert werden sollen, wäre eine Frist von einem oder wenigen Tagen zielführend, eventuell sogar mit untertägigen Nachsteuerungsmöglichkeiten.

Mit zeitvariablen Netzentgelten wird erreicht, dass sich die mit einer bestimmten Verbrauchsmenge verbundene Netzkostenbelastung für die Verbraucherinnen und Verbraucher nach dem aktuellen Zustand des Stromversorgungssystems richtet. Dass dies ein zeitunabhängiger Arbeitspreis nicht leisten kann, ist offensichtlich. Aber auch ein Leistungspreis, dem in der Diskussion zuweilen eine netzdienliche Wirkung zugeschrieben wird, leistet dies nicht. Er hängt nämlich nicht vom aktuellen Systemzustand ab, sondern von der individuellen Jahreshöchstleistung des einzelnen Verbrauchers, und diese muss nicht zu einem für die Systembelastung kritischen Zeitpunkt auftreten. Der Leistungspreis kann daher lediglich einen allgemeinen, nicht situationsbezogenen Anreiz für gleichmäßigen Strombezug vermitteln.

Für flexible Verbraucher schaffen zeitvariable Netzentgelte die Möglichkeit, ihre Flexibilität freiwillig – unter Abwägung gegenüber sonstigen Nutzungs- oder Vermarktungsmöglichkeiten – für systemseitige Zwecke bereitzustellen. Hierdurch können

Verbraucherinnen und Verbraucher eine Absenkung ihrer Kostenbelastung mit Netzentgelten erzielen. Dies kann unter anderem im Zusammenhang mit einer Umschichtung von den leistungsbezogenen hin zu den arbeitsbezogenen Netzentgelten vorteilhaft sein: Flexible Verbraucherinnen und Verbraucher könnten die Nachteile eines insgesamt höheren Arbeitspreisniveaus dann dadurch kompensieren, dass sie ihren Verbrauch vorzugweise in Zeiten mit niedrigeren Netzentgelten verschieben.

Zeitvariable Netzentgelte sind im europäischen Ausland bereits weit verbreitet [6]. In Deutschland wird hierüber seit einigen Jahren zunehmend intensiv diskutiert, und zwar in erster Linie mit der Zielsetzung, eine **netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung** anzureizen (siehe etwa [2, 4, 7, 8]). Um dies zu erreichen, soll ein Verbrauchsverhalten belohnt werden, das zur Entlastung vorhandener oder drohender Netzengpässe beiträgt. Hierdurch können Umfang und Kosten des erforderlichen Netzengpassmanagements präventiv reduziert und mittel- bis langfristig der Bedarf an Netzausbau reduziert oder zumindest zeitlich gestreckt werden.

Diese Fokussierung auf eine netzdienliche Ausrichtung zeitvariabler Netzentgelte beruht auf der Vorstellung, dass die Netzentgeltsystematik möglichst genau die Kostenwirkungen im Netz reflektieren sollte, die durch das Verhalten der Netznutzerinnen und Netznutzer ausgelöst werden. Sie wäre auch folgerichtig, wenn dieser Anspruch weitgehend erfüllt werden könnte. Dies ist jedoch in der Praxis nicht der Fall. Wie bereits erörtert, weichen die im Einzelfall zu zahlenden Netzentgelte in der Regel weit von den im Einzelfall verursachten Kosten – also aus ökonomischer Sicht den Grenzkosten der Netznutzung – ab. Dies ergibt sich maßgeblich daraus, dass die Netzentgelte die aktuellen Netzkosten vollständig decken sollen (Durchschnittskostenprinzip), aber auch aus gewünschten Pauschalierungen, dem Wunsch nach einer einfachen Entgeltstruktur und weiteren Anforderungen.

Dass sich hieraus Hemmnisse und verzerrte Anreizwirkungen ergeben können, lässt sich an vielen Beispielen verdeutlichen. Ein besonders anschauliches Beispiel dafür, dass ein nicht zeitvariabler Arbeitspreis einen ineffizienten Einsatz bestimmter Flexibilitätsoptionen anreizen kann, ist das eines Verbrauchenden, der eine steuerbare Eigenerzeugungsanlage betreibt. Der Verbrauchende spart durch den Einsatz dieser Anlage für den dadurch verdrängten Strombezug aus dem Netz die arbeitsbezogenen Netzentgelte (und weitere Preisbestandteile) ein. Daher kann es selbst dann noch vorteilhaft sein, die Anlage einzusetzen, wenn am Strommarkt aufgrund hohen Stromangebots sehr niedrige, eventuell sogar negative Preise vorherrschen. Diese Anreizsituation wäre allenfalls dann gerechtfertigt, wenn der Verzicht auf den Einsatz der Anlage in solchen Situationen zusätzliche Kosten im Netz verursachen würde, die der Höhe nach den vom Verbrauchenden zu zahlenden Netzentgelten entsprechen. Dies ist jedoch, wie oben erwähnt, in aller Regel nicht der Fall. In den allermeisten Fällen ist daher ein solches „Durchfahren“ von Eigenerzeugungsanlagen volkswirtschaftlich kontraproduktiv, auch wenn es für den betroffenen Verbraucher oder die Verbraucherin individuell vorteilhaft ist.

Vor diesem Hintergrund erscheint es legitim zu überlegen, ob das Instrument der zeitvariablen Netzentgelte nicht auch für Zielsetzungen genutzt werden könnte, die über Anreize zu netzdienlichem Verhalten hinausgehen. Es könnte das Ziel verfolgt werden, die Hemmnisse und Fehlanreize, die sich unweigerlich aus der mangelnden Kostenreflexivität der Netzentgelte ergeben, zumindest in bestimmten Situationen zu beheben, in denen die Anreizsituation für Verbraucherinnen und Verbraucher eine besonders große Rolle spielt. Es dürfte nämlich, wie bereits diskutiert, nicht gelingen, mit situationsunabhängigen Umschichtungen in der bestehenden Entgeltstruktur alle relevanten Anreizdefizite abzubauen. So würde beispielsweise eine starke Absenkung der Leistungspreise zwar die Flexibilitätshemmnisse für temporäre Verbrauchserhöhungen

lindern. Gleichzeitig würden die dadurch steigenden Arbeitspreise aber die Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungstechnologien verschlechtern und den Anreiz für ein kontraproduktives „Durchfahren“ von Eigenversorgungsanlagen noch weiter verstärken.

Konkret soll mit diesem Papier eine Diskussion über die Möglichkeit angeregt werden, zeitvariable Netzentgelte auch von der aktuellen Situation der Stromerzeugung abhängig zu machen: Die Arbeitspreise könnten immer dann abgesenkt werden, wenn das Erneuerbare-Energien-Dargebot im Gesamtsystem (also nicht nur lokal) besonders hoch ist und eine Anhebung des Stromverbrauchs angereizt werden soll. Ein solches zeitvariables Preissignal könnte zu einer besseren Abstimmung von Verbrauch und volatiler Erzeugung beitragen. Es wäre, anders als ein auf Netzengpässe ausgerichtetes Preissignal, auf die Situation im Gesamtsystem bezogen. Hierdurch könnte zum Beispiel Betreibern flexibler energiewenderelevanter Verbrauchseinrichtungen wie Elektrolyseuren signalisiert werden, in welchen Zeiten ein Betrieb aufgrund hohen Erneuerbare-Energien-Dargebots zur Treibhausgasminde rung beitragen würde. Dieses Preissignal würde allen Verbraucherinnen und Verbrauchern angeboten und somit eine breite und diskriminierungsfreie Anreizwirkung entfalten, anders als etwa die heutigen Regelungen zu individuellen Netzentgelten oder die in Abschnitt 4.3 diskutierten Reformoptionen.

Faktisch würde bei diesem Ansatz über die zeitvariablen Netzentgelte ein Anreiz nicht nur für einen netzdienlichen, sondern zusätzlich auch für einen **marktorientierten Flexibilitätseinsatz** vermittelt. Dies wäre allerdings weniger als eine Zielsetzung, sondern eher als ein Nebeneffekt aufzufassen, der Vor- und Nachteile haben kann. Vorteilhaft wäre, dass hiermit ein deutlich umfassenderer, nicht nur auf das Netz bezogener Anreiz für den Flexibilitätseinsatz zum Nutzen des Versorgungssystems vermittelt würde. Ein Nachteil kann jedoch darin gesehen werden, dass hierdurch im Ergebnis das Marktpreissignal des Strommarkts für einen Teil der

Netznutzerinnen und Netznutzer, nämlich für die Verbraucherinnen und Verbraucher, verstärkt würde. Dies wäre eine Konsequenz davon, dass die Absenkung des flexibilitätshemmenden hohen Arbeitspreises (bewusst) nur zu bestimmten Zeiten erfolgen würde. Hieraus könnten sich Rückwirkungen auf den Strommarkt ergeben. Diese und andere mögliche Nebenwirkungen müssten für eine vertiefte Bewertung des vorgeschlagenen Ansatzes näher untersucht und mit den angestrebten Verbesserungen abgewogen werden.

Damit die Integration eines systembezogenen Preissignals in die zeitvariablen Netzentgelte nicht dazu führt, dass bestehende Netzengpässe verschärft werden, müsste daneben auch das netzbezogene Preissignal berücksichtigt werden. So würde signalisiert, dass an Orten, die von einem Netzengpass betroffen sind, Anpassungen des Verbrauchs in der für das Netz kritischen Richtung nicht oder nur in begrenztem Umfang verträglich sind.

Zeitvariable Netzentgelte wären im deutschen Regulierungsrahmen nicht vollkommen neu, sondern sind durch die Regelungen zur atypischen Netznutzung bereits etabliert (siehe Abschnitt 2.3). Diese Regelungen sind sehr starr ausgestaltet und daher sicherlich anpassungsbedürftig, könnten aber eventuell als Ausgangspunkt dienen. An diesen Regelungen lässt sich erkennen, dass grundsätzlich sowohl Leistungs- als auch Arbeitspreise zeitvariabel gestaltet werden können. Bei den Leistungspreisen kann dies aber zu einer relativ komplexen Anreizwirkung führen: Verbraucherinnen und Verbraucher müssten dann neben der Zeitabhängigkeit der Preise weiterhin die individuelle Höchstleistung innerhalb bestimmter Zeitfenster im Auge behalten. Aus Sicht der Verbraucherinnen und Verbraucher dürften daher zeitvariable Arbeitspreise deutlich einfacher nachzuvollziehen und somit vorzugswürdig sein.

Für die sachgerechte Gestaltung von zeitvariablen Netzentgelten sind daneben noch viele weitere Aspekte zu diskutieren. Hierzu hat bereits eine

intensive Debatte begonnen, und es liegen verschiedene Untersuchungen und Vorschläge vor [2, 4, 7, 8]. Dabei müssten unterschiedliche mögliche Wirkungen und Risiken wie etwa die folgenden häufig diskutierten Aspekte berücksichtigt und abgewogen werden, voraussichtlich auch im Rahmen sukzessiver Fortentwicklungen:

- Wenn das zeitvariable Preissignal starke Reaktionen bei den Verbraucherinnen und Verbrauchern auslöst, kann es eventuell zur Bildung neuer Verbrauchsspitzen und Netzengpässe beitragen. Diese Wirkung dürfte stark durch die Ausgestaltung beeinflussbar sein, insbesondere durch die Zahl der Preisstufen und die Höhe der Preissprünge.
- Die Fristen zur Festlegung des zeitvariablen Preisverlaufs müssten nicht nur auf die angestrebten Ziele der Preissteuerung, sondern auch auf die Reaktionsmöglichkeiten der Verbraucherinnen und Verbraucher abgestimmt werden, damit das Preissignal nicht ins Leere läuft.
- Da die Reaktion auf zeitvariable Netzentgelte nicht sicher prognostizierbar ist, könnte bei den Netzbetreibern insgesamt die Prognoseunsicherheit über die Netzentgelt-Einnahmen zunehmen. Dies hätte zwar angesichts der Verrechnung von Erlösen über das Regulierungskonto keine Auswirkungen auf die Erträge, eventuell aber auf die Liquiditätslage der Netzbetreiber. Diese Problemstellung ist aus anderen Bereichen wie etwa der EEG-Umlage bekannt und lösbar, dort zum Beispiel durch Einführung einer Liquiditätsreserve.

### **Ortsabhängigkeit und regionale Entgeltunterschiede**

Netzentgelte, die die Belastungssituation des Netzes reflektieren sollen, müssten nicht nur zeitvariabel, sondern im Allgemeinen auch örtlich differenziert sein. Im Einzelnen hängt dies davon ab, wo der Netzengpass liegt, der damit entlastet werden soll. Beispielsweise müsste ein auf den großräumigen Nord-

Süd-Engpass im deutschen Übertragungsnetz bezogenes Preissignal im Norden und Süden gegenläufig sein. Diese Form der Ortsabhängigkeit könnte auch in Verbindung mit der oben diskutierten Integration eines marktorientierten Preissignals sachgerecht sein: So könnte beispielsweise vermittelt werden, dass eine Anhebung des Verbrauchs bei hohem Stromangebot in Norddeutschland besonders dort und weniger in Süddeutschland vorteilhaft wäre.

Dies wäre im Gegensatz zu den heute vorherrschenden Unterschieden in den Netzentgeltniveaus der einzelnen VNB eine gezielte, bewusste Form der örtlichen Differenzierung. Sie würde eine Abkehr vom Prinzip der einheitlichen Netzentgelte je Netzgebiet erfordern, was aber aufgrund der sachlichen Begründbarkeit nicht als Diskriminierung anzusehen und daher kein Problem wäre.

Es stellt sich allerdings die Frage, ob ein solches ortsbezogenes Preissignal mit den heute sehr ausgeprägten Unterschieden in den Entgelt-niveaus der VNB vereinbar wäre. Dies könnte aus verschiedenen Gründen problematisch sein:

- Die regionalen Unterschiede der Entgelt-niveaus könnten dazu führen, dass das zeit- und ortsabhängige Preissignal von Gebiet zu Gebiet unterschiedlich stark ausfällt. Hierdurch würden die Anreizwirkungen ortsabhängig verzerrt.
- Die regionalen Entgeltunterschiede würde mindestens bei Investitionsentscheidungen, bei denen die gesamte Höhe der sich ergebenden Netzentgelte von Bedeutung ist, die Wirkungen des zeit- und ortsabhängigen Preissignals überlagern, eventuell sogar dominieren.

Die Argumente für und wider eine bundesweite Vereinheitlichung der Netzentgelte der VNB sollen hier nicht umfassend wiedergegeben und abgewogen werden. Aus ökonomischer Sicht sprechen unter anderem die obigen Überlegungen stark für diesen Schritt, aber die Debatte in den letzten Jahren hat gezeigt, dass er politisch sehr umstritten ist.

Umgesetzt werden könnte eine partielle oder vollständige Angleichung der Netzentgelte grundsätzlich genauso, wie dies aktuell bei den ÜNB geschieht. Die Erlösregulierung würde weiterhin individuell für jeden VNB erfolgen, sodass die Ertragslage der VNB unbeeinflusst bliebe. Für den Ausgleich der entstehenden Mehr- und Mindereinnahmen müsste dann auch hier ein Ausgleichsmechanismus unter den VNB etabliert werden. Dies wäre aufgrund der hohen Zahl der VNB allerdings sicherlich aufwendiger als bei den ÜNB und müsste voraussichtlich durch eine zentrale Instanz koordiniert werden.

### 4.3 Vergünstigungen für bestimmte Verbraucher:innen oder Verbrauchseinrichtungen

Wie die in Kapitel 3 dargestellten Fallbeispiele zeigen, ist bei einem Teil der für die Industrie und die Energiewende relevanten Verbrauchseinrichtungen der Betrieb nur wenig flexibel. Bei diesen Verbrauchseinrichtungen ließe sich durch zeitvariable Netzentgelte keine signifikante Entlastung hinsichtlich der Netzkostenallokation erreichen. Gleichwohl können die Netzentgelte für diese Verbraucher eine starke Belastung darstellen, die sich nachteilig auf Investitionsentscheidungen auswirken kann. Ein anschauliches Beispiel hierfür sind schwach ausgelastete Schnellladepunkte für E-Fahrzeuge (Abschnitt 3.4).

Um auch für solche Fälle eine Kostenentlastung zu erreichen, könnte daher erwogen werden, verbrauchsgruppenspezifische Sonderregelungen einzuführen. Eine solche gezielte Privilegierung wäre in der Netzentgeltsystematik nicht neu, denn sie findet heute bereits durch die Regelungen zu individuellen Netzentgelten für stromintensive Verbraucher statt, motiviert durch industriepolitische Zielsetzungen. Es wäre nicht abwegig, ähnliche Privilegierungen auch mit Blick auf Klimaschutzpolitische Zielsetzungen einzuführen.

Auch hier wäre somit das Ziel, in bestimmten Fällen, in denen die von den Netzentgelten vermittelten Anreizwirkungen besonders starken Einfluss auf verbraucherseitige Entscheidungen haben, Ausnahmen von dem ansonsten verfolgten Prinzip einer Kostenallokation nach einheitlichen Regeln zu gewähren. Es könnte eingewandt werden, dass die privilegierten Verbraucherinnen und Verbraucher dann nicht mehr mit den „wahren“ Auswirkungen ihrer Entscheidungen auf die Netzkosten konfrontiert würden und diese nicht mehr korrekt einpreisen könnten. Diesem Einwand ist aber auch hier entgegenzuhalten, dass die Netzentgelte in der Regel nicht die direkt von einem Verbrauchenden ausgelösten Kosten reflektieren, sondern diesem einen Durchschnittsanteil an den aktuellen Netzkosten zuweisen. Im Einzelfall liegen die tatsächlich auftretenden Kostenwirkungen meist erheblich unter diesen Durchschnittskosten. Für Fälle, in denen die tatsächlich auftretenden Kosten ausnahmsweise deutlich höher sind, könnte gegebenenfalls erwogen werden, diese auf geeignete Weise bei der Privilegierungsregelung zu berücksichtigen. Beispielsweise könnte die Privilegierung an Orten im Netz ausgesetzt werden, an denen der Anschluss einer Verbrauchseinrichtung nachweislich größeren Netzausbaubedarf auslösen würde. So würden sich auch hier, ähnlich wie bei den zeitvariablen Netzentgelten, standortabhängige Anreizwirkungen ergeben.

Zweifellos ist aber festzuhalten, dass solche Regelungen eine Sonderbehandlung für bestimmte Verbraucherinnen und Verbraucher darstellen würden, die für die anderen Verbraucherinnen und Verbraucher oder sonstige Akteursgruppen (siehe Abschnitt 4.4) zu Mehrbelastungen führen. Daher müssten die Anwendungsvoraussetzungen und Reichweite solcher Regelungen sehr genau festgelegt und anschließend regelmäßig überprüft und bei Bedarf angepasst werden. Gestaltungsentscheidungen dieser Art könnten nicht dem einzelnen Netzbetreiber oder den Branchenverbänden überlassen werden, sondern erfordern eine politische Konsensfindung und Begründung sowie Verankerung im Rechts- und

Regulierungsrahmen. Dies gilt aber gleichermaßen für andere größere Eingriffe in die Netzentgeltsystematik wie die zuvor diskutierten Möglichkeiten der Gestaltung zeitvariabler Netzentgelte.

Für etwaige neue Privilegierungsregelungen sollte aber nicht der Versuch unternommen werden, die Privilegierung an einem Kriterium wie der Nutzungsdauer festzumachen, das zu neuen Fehlanreizen führen kann. Es wäre – auch für die bereits bestehenden Privilegierungsregelungen für die stromintensive Industrie – ehrlicher und zielführender, die begünstigten Verbrauchergruppen oder Verbrauchseinrichtungen konkret zu benennen.

Zur Umsetzung solcher Vergünstigungen bestehen unterschiedliche Möglichkeiten. Grundsätzlich wäre wie bei den heutigen individuellen Netzentgelten eine direkte Absenkung der Netzentgelte gegenüber den regulären Netzentgelten denkbar. Alternativ könnte beispielsweise auch erwogen werden, den Betreiberinnen und Betreibern der privilegierten Verbrauchseinrichtungen ein Wahlrecht über die zur Anwendung kommende Netzentgeltstruktur einzuräumen. In diesem Sinne wird etwa in [9] vorgeschlagen, Betreiberinnen und Betreibern von Schnellladepunkten alternativ zu dem heutigen Leistungs-/Arbeitspreissystem ein rein arbeitsbezogenes Netzentgelt anzubieten.

#### 4.4 Refinanzierung der gewährten Entlastungen

Die in den Abschnitten 4.2 und 4.3 diskutierten Lösungsansätze für eine energiewendegerechtere Netzkostenallokation würden dazu führen, dass bestimmte Verbrauchergruppen im Vergleich zu einer generellen Anwendung der heutigen regulären Netzentgelte bessergestellt würden. Es stellt sich daher die Frage, wie diese Entlastungen sinnvollerweise refinanziert werden sollten, um weiterhin eine vollständige Deckung der Netzkosten beziehungsweise Erlösobergrenzen der Netzbetreiber sicherzustellen.

Grundsätzlich kommt für eine solche Refinanzierung immer die Möglichkeit in Betracht, die regulären Netzentgelte so anzuheben, dass die Entlastungen hierüber vollständig kompensiert werden. Auf diese Weise würden die Verbraucherinnen und Verbraucher, die nicht von den zeitvariablen Netzentgelten beziehungsweise den gewährten Privilegierungen profitieren könnten, die Entlastungen refinanzieren. Bei den zeitvariablen Netzentgelten kann dies allein schon dadurch geschehen, dass die Netzentgelte in den „Hochpreisfenstern“ entsprechend hoch angesetzt werden. Bei explizit gewährten Privilegierungen können die regulären Netzentgeltkomponenten angehoben oder es kann, wie heute bei den individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 StromNEV, eine gesonderte Umlage erhoben werden.

Diese Refinanzierungsoptionen führen allerdings zu einer Mehrbelastung der nicht von den Regelungen profitierenden Verbraucherinnen und Verbraucher. Ob dies mit Blick auf eine effiziente Erreichung Klimaschutzpolitischer Ziele zu rechtfertigen und als zumutbar anzusehen wäre, ist nicht selbstverständlich und sollte jedenfalls offen diskutiert werden. Dabei sollten nicht nur Fragen der Kostenverteilung unter den Verbraucherinnen und Verbrauchern betrachtet werden, sondern auch Risiken weiterer kontraproduktiver Anreizwirkungen. So könnte zum Beispiel eine weitere Erhöhung der regulären Netzentgelte die Wettbewerbsfähigkeit von Elektrifizierungs- und Sektorenkopplungstechnologien auch bei den Verbrauchenden verschlechtern, die nicht von den vorgeschlagenen Lösungsansätzen profitieren würden.

Es kann aus diesen Gründen erwägenswert sein, alternative Finanzierungsquellen zur Refinanzierung der gewährten Entlastungen in Betracht zu ziehen. Dies gilt nicht nur für etwaige neue, klimaschutzpolitisch motivierte Entlastungen, sondern auch für die industriepolitisch motivierten Entlastungen auf Basis der heutigen Regelungen zu individuellen Netzentgelten.

Eine Möglichkeit hierfür könnte – vorbehaltlich einer rechtlichen Bewertung – die Deckung von Kostenanteilen durch Haushaltsmittel sein, ähnlich wie dies aktuell für einen Teil der EEG-Umlage geschieht. Als weitere Option zur Erschließung zusätzlicher Finanzierungsbeiträge kommen grundsätzlich auch erzeugerseitige Netzentgelte infrage, nicht nur im Zusammenhang mit den hier diskutierten Instrumenten. Diese Möglichkeit wurde in den letzten Jahren verschiedentlich diskutiert und könnte zum Beispiel in Form einmaliger Baukostenzuschüsse umgesetzt werden [4, 7]. Auch hier müssten aber eventuelle Folgewirkungen, die hier das Erzeugungssystem und die einschlägigen Fördersysteme betreffen, untersucht und abgewogen werden.

## Literaturverzeichnis

**[1] Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, TU Berlin:**

*Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Treibhausgasneutrale Szenarien – Kurzzusammenfassung* Stand 18.05.2021. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. <https://www.langfristszenarien.de>.

**[2] Consentec: Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten.** Gutachten im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverbands (vzbv), Juni 2020. <https://www.vzbv.de/pressemitteilungen/reform-der-stromnetzentgelte-verbrauchergerecht-gestalten>.

**[3] Kühnbach, M.; Stute, J.; Gnann, T.; Wietschel, M.; Marwitz, S.; Klobasa, M.: Impact of electric vehicles: Will German households pay less for electricity?** Energy Strategy Reviews 32 (2020) 100568. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X20301218?via%3Dihub>

**[4] Consentec und Fraunhofer ISI (2018): Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende.** Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 11.06.2018 <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/optionen-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.html>.

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

**[6] ACER: Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe.** Feb. 2021. <https://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-reports-on-electricity-distribution-tariff-methodologies-in-Europe-and-recommends-how-to-improve-them.aspx>

**[7] E-Bridge Consulting, ZEW, TU Clausthal: Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft.** Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2018

**[8] Schuster, H.; Leberwurst, J.; Wittig, D.: Zeitvariable Netztarife für flexible Kunden.** e/m/w, Nr. 01/2019, S. 30–33

**[9] RAP, Agora Verkehrswende, Agora Energiewende: Ladeblockade Netzentgelte – Wie Netzentgelte den Ausbau der Schnellladeinfrastruktur für Elektromobilität gefährden und was der Bund dagegen tun kann.** Diskussionspapier, März 2021. <https://www.raponline.org/knowledge-center/ladeblockade-netzentgelte>



**Agora Energiewende**

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

P +49. (0) 30. 7001435-000

F +49. (0) 30. 7001435-129

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

<mailto:info@agora-energiewende.de>