

# Systemische Ansätze zur Reform der Netzentgelte für die Energiewende 2.0



Dieses Dokument beruht auf Arbeiten, die mit Unterstützung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des SINTEG-Programms *Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende* im Schaufenster WindNODE erstellt wurden. Die hier enthaltenen Ansichten der Verfasser spiegeln nicht notwendigerweise die Ansichten des BMWi oder der übrigen WindNODE-Partner wieder.



# Inhalt

<b>Executive Summary</b> .....	<b>4</b>
<b>1. Aktuelle Entwicklung und Herausforderungen für die Netzentgelte</b> .....	<b>10</b>
<b>2. Ziel und Methodik dieser Analyse</b> .....	<b>12</b>
<b>3. Darstellung und Bewertung der systemischen Ansätze</b> .....	<b>13</b>
3.1. BIDIREKTIONALE KOSTENWÄLZUNG .....	14
3.1.1. ALLGEMEINE BEWERTUNG DES ANSATZES .....	15
3.1.2. RECHTLICHE BEURTEILUNG DES ANSATZES .....	15
3.2. BUNDESWEITE VEREINHEITLICHUNG DER (VERTEILERNETZ-)NETZENTGELTE .....	18
3.2.1. ALLGEMEINE BEWERTUNG DES ANSATZES .....	19
3.2.2. RECHTLICHE BEURTEILUNG DES ANSATZES .....	20
3.3. NETZENTGELT FÜR DIE EINSPEISUNG .....	22
3.3.1. ALLGEMEINE BEWERTUNG DES ANSATZES .....	22
3.3.2. RECHTLICHE BEURTEILUNG DES ANSATZES .....	24
3.4. VARIABLE NETZENTGELTE .....	25
3.4.1. ALLGEMEINE BEWERTUNG DES ANSATZES .....	26
3.4.2. RECHTLICHE BEURTEILUNG DES ANSATZES .....	27
3.5. KAPAZITÄTSPREIS .....	28
3.5.1. ALLGEMEINE BEWERTUNG DES ANSATZES .....	28
3.5.2. RECHTLICHE BEURTEILUNG DES ANSATZES .....	29
<b>4. Ausblick</b> .....	<b>30</b>
LITERATURVERZEICHNIS .....	31
AUTOR:INNEN .....	33

# Executive Summary

Um die Netzentgelte entspinnen sich mit dem Fortschreiten der Energiewende zunehmende Kontroversen. So steigen beispielsweise die von den Stromverbrauchern zu entrichtenden Entgelte seit vielen Jahren an und fallen darüber hinaus in der Höhe regional sehr unterschiedlich, was Gerechtigkeitsfragen aufwirft. Auch fehlen Anreize, um den Stromverbrauch zunehmend flexibel an der dynamischen Erzeugung aus erneuerbaren Energien auszurichten.

Es existieren zahlreiche Vorschläge, wie eine zukünftige Netzentgeltstruktur aussehen könnte. Für dieses Papier wurden diese Vorschläge metaanalytisch aufgearbeitet, systematisiert und priorisiert. Eine Auswahl von fünf Vorschlägen wird in diesem Papier vorgestellt. Maßgeblich für die Auswahl ist, dass die Vorschläge nicht lediglich Anpassungen im Detail, sondern eine grundlegende Neugestaltung der Netzentgeltsystematik vorsehen. Sie müssen geeignet sein, langfristig zum Gelingen einer fortgeschrittenen Energiewende mit weit überwiegender Einspeisung aus erneuerbaren Energien beizutragen. Außerdem orientiert sich die Auswahl der Vorschläge an der Intensität des Diskurses in Wissenschaft und Praxis. Auf Grundlage der Literaturrecherchen sowie eines Stakeholder-Workshops mit Expert:innen aus dem SINTEG-Projekt WindNODE wurden die untersuchten Vorschläge bewertet und außerdem auf die rechtliche Umsetzbarkeit hin untersucht.

Als Ansätzen für die vertiefte Betrachtung wurden ausgewählt: bidirektionale Kostenwälzung, bundesweite Vereinheitlichung der Netzentgelte, Einspeiseentgelte, variable Netzentgelte und Kapazitätspreis. In der allgemeinen Bewertung durch die Stakeholder aus dem WindNODE-Konsortium wurde empfohlen, die Netzentgelte hinsichtlich bestimmter, energiewendebedingter Kostenanteile bundesweit zu wälzen und insoweit für diese Entgeltkomponente bundeseinheitlich auszugestalten. Weiterhin soll das Netzentgelt eine flexible Komponente erhalten und auch Erzeuger an den Netzkosten beteiligen (Einspeiseentgelt).

Die rechtliche Bewertung hat für alle Vorschläge einen überschaubaren regulatorischen Aufwand ergeben, der sich mit der Einführung entsprechender Regelungen verbinden würde. Teilweise sind die Vorschläge bereits in der Verordnungsermächtigung des EnWG angelegt (insb. bundesweit einheitliche Netzentgelte), teilweise können andere Regelungen als regulatorisches Vorbild genutzt werden (z.B. Einspeise- und Kapazitätsentgelt im Bereich Gasversorgung). Bei der Ausgestaltung aller Vorschläge wäre der Rechtsrahmen zu berücksichtigen bzw. entsprechend anzupassen. Die rechtliche Bewertung hängt damit von der genauen Umsetzung eines Vorschlages ab.

Die einzelnen untersuchten Ansätze sowie die Bewertung werden in komprimierter Form im Folgenden dargestellt:

## Bidirektionale Kostenwälzung

### STATUS QUO

Die Netzkosten werden in einem Top-Down-Ansatz von der Höchst- zur Niederspannungsebene gewälzt.

### REFORMVORSCHLAG

Die bidirektionale Kostenwälzung verteilt die den Netzentgelten zugrundeliegenden Netzkosten nicht mehr ausschließlich von der höchsten zur niedrigsten Spannungsebene, sondern sieht eine zusätzliche Wälzung in umgekehrte Richtung vor, wenn und soweit es zur Rückspeisung in übergeordnete Netze kommt. Die Netzentgelte werden so näher an dem Wirkleistungsfluss ausgerichtet.

### ALLGEMEINE BEWERTUNG

#### PRO

- Stärkung der Verursachungsgerechtigkeit durch Ausrichtung am physikalischen Wirkleistungsfluss
- Berücksichtigung der zunehmenden Rückspeisung aus untergeordneten Netzen

#### CONTRA

- noch keine detaillierten Vorschläge für die Ausgestaltung und praktische Umsetzung und daher schwierige Folgenabschätzung
- große Umverteilungseffekte möglich

### RECHTLICHE BEWERTUNG

#### NOTWENDIGE ANPASSUNG

- mindestens Anpassung von § 14 sowie Anlage 3 StromNEV notwendig (Verordnungsermächtigung für Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates, § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG)
- Anpassung oder Hinzufügen weiterer Rechtsnormen von konkreter Ausgestaltung abhängig

#### VEREINBARKEIT MIT VORRANGIGEM RECHT

- aus EU- und nationalem Recht keine vordringlichen Bedenken gegen den Ansatz
- Bewertung kann je nach konkreter Ausgestaltung abweichen

## Bundesweite Vereinheitlichung der (Verteiler-) Netzentgelte

### STATUS QUO

Es gibt erhebliche regionale Abweichungen in der Höhe der Netzentgelte zwischen den Netzgebieten in Deutschland.

Auf Ebene der Übertragungsnetze erfolgt bis 2023 eine schrittweise weitgehende Vereinheitlichung der Netzentgelte, §§ 14a ff. StromNEV.

### REFORMVORSCHLAG

Die bundesweite Vereinheitlichung der Netzentgelte führt zur teilweisen oder vollständigen Angleichung auch der Verteilernetzentgelte in Deutschland. Die weiterhin differierenden Netzkosten sind mittels einer Umlage zwischen den Netzbetreibern auszugleichen.

Folgende Ausgestaltungen werden vorgeschlagen:

- vollständig einheitliche bundesweite Netzentgelte
- einheitliche Wälzung bestimmter Kosten (insb. der durch den Ausbau erneuerbarer Energien bedingten)
- dynamischer Preiskorridor, innerhalb dessen regionale Abweichungen zulässig bleiben

### ALLGEMEINE BEWERTUNG

#### PRO

- Verbesserung der Akzeptanz
- fördert Ansiedelung von großen Verbrauchern in EE-erzeugungsstarken, aber derzeit aufgrund hoher Netzentgelte unattraktiven Regionen

#### CONTRA

- starke Umverteilungswirkung
- Umsetzungsaufwand bei 900 Verteilernetzbetreibern in Deutschland
- komplizierte Abgrenzung von Kostenbestandteilen, etwa den energiewendebedingten Kosten

### RECHTLICHE BEWERTUNG

#### NOTWENDIGE ANPASSUNG

- Anpassung/Erweiterung der StromNEV nötig (Verordnungsermächtigung für Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates, § 24 S. 1 Nr. 1, S. 2 Nr. 4 Lit. a) EnWG)
- mögliches regulatorisches Vorbild: bundeseinheitliche Entgelte für die Übertragungsnetze (§§ 14a ff. StromNEV)
- Anpassung oder Hinzufügen weiterer Rechtsnormen von konkreter Ausgestaltung abhängig

#### VEREINBARKEIT MIT VORRANGIGEM RECHT

- aus EU- und nationalem Recht keine vordringlichen Bedenken gegen den Ansatz
- Bewertung kann je nach konkreter Ausgestaltung abweichen

## Netzentgelte für die Einspeisung

### STATUS QUO

„Für die Einspeisung elektrischer Energie sind keine Netzentgelte zu entrichten.“  
§ 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV

### REFORMVORSCHLAG

Netzentgelte für die Einspeisung werden als einmalige oder periodische Beteiligung von Stromerzeugern in unterschiedlichen Ausgestaltungen an den Kosten der Netze diskutiert. Folgende Ausgestaltungen werden vorgeschlagen:

- Einspeiseentgelte auf Verteiler- oder Übertragungsnetzebene
- periodisches Entgelt auf Basis eingespeister Arbeit, Höchstleistung oder Netzanschlusskapazität (NAK)
- einmaliger Baukostenzuschuss (BKZ) auf Basis der NAK
- regionale oder auslastungsabhängige Differenzierung

### ALLGEMEINE BEWERTUNG

#### PRO

- stärkere Verursachungsgerechtigkeit
- räumliche Steuerung für einen netzdienlicheren Anlagenzubaue und -einsatz

#### CONTRA

- Kosten werden am Ende trotzdem durch Verbraucher durch erhöhte Gestehungskosten getragen
- Auswirkungen der Einspeisung auf Netzausbaubedarf teilweise schwer zu bestimmen und einzupreisen

### RECHTLICHE BEWERTUNG

#### NOTWENDIGE ANPASSUNG

- Aufhebung von § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV und weitere Konkretisierung in der StromNEV nötig (Verordnungsermächtigung für Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates, § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG)
- mögliches regulatorisches Vorbild: Gasnetzentgelt (insb. § 15 GasNEV), das Ein- und Ausspeisekapazität bepreist
- Anpassung oder Hinzufügen weiterer Rechtsnormen von konkreter Ausgestaltung abhängig

#### VEREINBARKEIT MIT VORRANGIGEM RECHT

- aus EU- und nationalem Recht keine vordringlichen Bedenken gegen den Ansatz bei Einhaltung der Vorgaben aus Art. 18 EIBM-VO
- Bewertung kann je nach konkreter Ausgestaltung abweichen

## Variable Netzentgelte

### STATUS QUO

Derzeit erfolgt in der Regel nur eine jährliche Anpassung der Höhe der Netzentgelte (§ 15 Abs. 1 S. 2 StromNEV). Eine Variabilität ist nicht ausdrücklich vorgesehen.

Abweichende Netzentgelthöhen sind nur in bestimmten Ausnahmefällen zulässig:

- § 14a EnWG (steuerbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung)
- § 118 Abs. 6 EnWG (Speicherprivilegien)
- § 19 StromNEV (Sonderformen der Netznutzung)

### REFORMVORSCHLAG

Insbesondere als Anreiz für flexibles netz- und systemdienliches Verbrauchsverhalten werden variable Netzentgelte oder variable Netzentgeltkomponenten diskutiert.

Folgende Ausgestaltungen werden vorgeschlagen:

- vollständig variables Entgelt oder variable Komponenten
- zeitliche Variabilität (Time-of-Use-Tariffs bis Real-Time-Pricing)
- regionale Variabilität
- Entgelt abhängig von Netzauslastung, Engpässen oder Strompreis

### ALLGEMEINE BEWERTUNG

#### PRO

- Abräumen von Lastspitzen durch Stärkung der Nachfrageflexibilität
- räumliche netzdienliche Steuerung bei Standortentscheidungen

#### CONTRA

- erschwerte Kalkulation und geringere Planbarkeit für Lieferanten und Verbraucher
- i.d.R. nur für RLM-Kunden nutzbar

### RECHTLICHE BEWERTUNG

#### NOTWENDIGE ANPASSUNG

- Anpassung der §§ 16 ff. StromNEV nötig (Verordnungsermächtigung für Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates, § 24 S. 1 Nr. 1, S. 2 Nr. 4 Lit. c) EnWG)
- Anpassung oder Hinzufügen weiterer Rechtsnormen von konkreter Ausgestaltung abhängig

#### VEREINBARKEIT MIT VORRANGIGEM RECHT

- aus EU- und nationalem Recht keine vordringlichen Bedenken gegen den Ansatz
- aber besondere Beachtung der Vorgaben aus Art. 18 EIBM-VO und des EnWG (insb. Transparenz und Diskriminierungsfreiheit)
- Bewertung kann je nach konkreter Ausgestaltung abweichen



## Kapazitätspreis

### STATUS QUO

Die Höhe der Netzentgelte ergibt sich für

- Standardlastprofil (SLP)-Kunden aus Grund- und Arbeitspreis
- Netzkunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) aus Leistungs- und Arbeitspreis

Die in Anspruch genommene Netzanschlusskapazität (NAK) ist dabei für das Netzentgelt ohne Belang. Indirekt wird die NAK nur bei der Kostentragungspflicht für Netzanschlüsse berücksichtigt (§ 8 Abs. 1 KraftNAV).

### REFORMVORSCHLAG

Die Berücksichtigung der Netzanschlusskapazität für die Entgelthöhe erfolgt durch einen sog. Kapazitätspreis. Dieser steigt mit zunehmender Anschlusskapazität an. Er kann als Komponente des periodischen Netzentgelts oder als einmalig zu entrichtender Baukostenzuschuss ausgestaltet sein.

### ALLGEMEINE BEWERTUNG

#### PRO

- Stärkung der Verursachungsgerechtigkeit
- dem Bedarf angepasste geringere Dimensionierung der Netzanschlüsse führt zu niedrigeren Netzkosten
- mögliche Beteiligung von Eigenversorgern an den Netzkosten

#### CONTRA

- negative Effekte auf Flexibilitätsoptionen möglich, wenn netzdienliche Einspeisung/Entnahme zur Überschreitung der NAK führen würde
- Kapazitätspreis setzt keinen Anreiz für flexibles sowie energiesparendes und effizientes Verhalten

### RECHTLICHE BEWERTUNG

#### NOTWENDIGE ANPASSUNG

- Anpassung von § 17 StromNEV nötig (Verordnungsermächtigung für Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates, § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG)
- mögliches regulatorisches Vorbild: Gasnetzentgelt (insb. § 15 GasNEV), das Ein- und Ausspeisekapazität bepreist
- Anpassung oder Hinzufügen weiterer Rechtsnormen von konkreter Ausgestaltung abhängig

#### VEREINBARKEIT MIT VORRANGIGEM RECHT

- aus EU- und nationalem Recht keine vordringlichen Bedenken gegen den Ansatz, bei Einhaltung der Vorgaben aus Art. 18 EIBM-VO (insb. keine Negativeinreize etwa für Eigenversorger)
- rein an Netzanschlusskapazität bemessenes Netzentgelt auf Ebene des Verteilernetzes unzulässig (Art. 18 Abs. 7 EIBM-VO)
- Bewertung kann je nach konkreter Ausgestaltung abweichen

# 1. Aktuelle Entwicklung und Herausforderungen für die Netzentgelte

Die Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen (oder kurz und im Folgenden: die Netzentgelte<sup>1</sup>) dienen der Deckung der Kosten von Elektrizitätsübertragungs- und -verteilernetzen. Diese Kosten werden nach dem Prinzip der Anreizregulierung auf Grundlage der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)<sup>2</sup> ermittelt, wofür auf eine netzbetreiberspezifische Erlösobergrenze abgestellt wird.<sup>3</sup>

Die Kosten werden sodann nach einem *top-down*-Ansatz von der höchsten zur niedrigsten Netzebene gewälzt. Sie sind nach §§ 15 Abs. 1 S. 2, 17 Abs. 1 S. 1 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)<sup>4</sup> von den Netznutzern zu zahlen, die an die jeweilige Spannungsebene angeschlossen sind. Dabei ist die Einspeisung elektrischer Energie von der Entrichtung der Entgelte ausgenommen.<sup>5</sup>

Im Grundsatz wird das Netzentgelt als Jahresleistungs- und Arbeitspreis erhoben. Für Entnahmestellen im Niederspannungsnetz sind unter bestimmten Voraussetzungen nur ein Arbeitspreis zu zahlen, der durch einen monatlichen Grundpreis ergänzt werden kann.<sup>6</sup>

Die Energiewende stellt das bestehende Versorgungssystem vor Herausforderungen. Der Bedarf für mehr Netzkapazität als auch die Maßnahmen der Netzbetreiber zum Engpassmanagement wirken netzkostensteigernd und tragen zu einer deutlichen Steigerung der Netzentgelte bei. So betragen die Entgelte für Haushaltskunden im April 2009 im Durchschnitt 4,95 ct/kWh. Bis zum Jahr 2017 erfolgte ein stetiger und deutlicher Anstieg um gut 41 % auf 6,99 ct/kWh.<sup>7</sup> Im April 2019 lag das Netzentgelt in diesem Verbrauchersegment mit 6,89 ct/kWh<sup>8</sup> geringfügig niedriger, aber immer noch über ein Drittel oberhalb des Niveaus von 2009.

1 Vgl. § 1 S. 1 StromNEV.

2 Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist.

3 Vgl. § 21 Abs. 1 StromNEV i.V.m. § 4 ARegV.

4 Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist.

5 Vgl. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV.

6 Vgl. § 17 Abs. 6 S. 1 f. StromNEV.

7 BNetzA/BKartA 2020, 293.

8 BNetzA/BKartA 2020, 290.

Mit der zunehmenden Einspeisung aus zahlreichen dezentralen Erzeugungsanlagen, die Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern gewinnen, verlagern sich die Wirkleistungsflüsse. Die Einspeisung erfolgt nicht mehr durch wenige große Anlagen, deren erzeugte Elektrizität über die Übertragungsnetze auf die Verteilernetze und von dort zu den Letztverbrauchern weitergegeben wird. Vielmehr erfolgt ein Großteil der Einspeisung aus erneuerbaren Energien auf Ebene des Verteilernetzes. Mit voranschreitender Dekarbonisierung des Energiesystems verbindet sich folglich eine zunehmende Einspeisung auf den unteren Netzebenen, was zu einem Rückfluss von den unteren in Richtung der höheren Netzebenen führt. Die Kostenwälzung der Netzentgelte folgt jedoch weiterhin der *top-down*-Systematik.

Es bestehen teils erhebliche regionale Unterschiede in der Höhe der Netzentgelte. Da jeder Netzbetreiber eine individuelle Erlösbergrenze für seine Entgelte zugrunde legt, können für unterschiedliche Netzgebiete unterschiedliche Netzentgelte anfallen. Insbesondere in den EE-erzeugungstarken, aber lastschwachen ländlichen Regionen Deutschlands (insbesondere in Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Brandenburg)<sup>9</sup> sind die Netzentgelte teilweise deutlich höher als in städtischen Gebieten und den südwestlichen Bundesländern. Diese Entgeltspreizung wird vielfach als unfair empfunden.<sup>10</sup>

Die derzeitige Netzentgeltsystematik führt zu einer systemisch bedingten Überlagerung des Preissignals des Strommarktes. Im Zusammenspiel mit den anderen staatlichen induzierten Strompreisbestandteilen (insb. EEG-Umlage, Umsatz- und Stromsteuer) ist nur ein knappes Viertel des Strompreises im Haushaltssegment als Stromgestehungskosten marktlich beeinflussbar. Die Preisanreize, die sich im Stromhandel ergeben, werden somit für die Letztverbraucher kaum spürbar. Auch ist die Abgaben- und Umlagenlast im Vergleich mit anderen Energieträgern deutlich erhöht. Insbesondere mit Blick auf Sektorkopplungstechnologien (PtX) stellt sich die Netzentgeltstruktur als Hemmnis dar.<sup>11</sup>

Weiterhin wird an den derzeitigen Netzentgelten der fehlende Anreiz zur Hebung von verbrauchsseitigem Flexibilitätspotential bemängelt<sup>12</sup>, welches mit Fortschreiten der Energiewende zunehmend größere Bedeutung erlangt. Das Fehlen von Flexibilitätsoptionen macht sich in dem Einsatz von Redispatch und Einspeisemanagement bemerkbar, welche wiederum kostensteigernd auf die Netzentgelte wirken, weil die Netzbetreiber die Kosten auf die Netzentgelte umlegen können.

<sup>9</sup> Vgl. BNetzA/BKartA 2020, 175 f.

<sup>10</sup> Consentec/ISI 2018, 55 ff.

<sup>11</sup> Consentec/ISI 2018, 42 ff.

<sup>12</sup> Consentec/ISI 2018, 48 ff.

Ferner wird auch die Begünstigung der Eigenversorgung unter dem Stichwort *Entsolidarisierung* kritisch gesehen.<sup>13</sup>

## 2. Ziel und Methodik dieser Analyse

Um diesen Schwierigkeiten und Unzulänglichkeiten der Netzentgelte zu begegnen, sind zahlreiche Ansätze für eine Reform der bestehenden Struktur der Netzentgelte entwickelt worden. Mit der vorliegenden Analyse soll anhand bereits vorliegender Studien und Positionspapiere zu diesem Thema ein Überblick über Anknüpfungspunkte zur Reformierung der Netzentgelte und der rechtlichen Umsetzbarkeit gegeben werden. Sie soll als Handreichung für interdisziplinäre Diskussionen der Thematik dienen und eine Grundlage für weitere Forschungsanstrengungen bilden.

Ziel ist es, Anregungen für die grundlegende Ausgestaltung der Netzentgelte für die nächste Phase der Energiewende („Energiewende 2.0“) zu gewinnen. Es soll über Maßnahmen für die Übergangsphase hinaus ein Rahmen ermittelt werden, der auch in einem Energiesystem mit weit überwiegender Erzeugung aus erneuerbaren Energien, anwendbar und zielgerecht ist. Es werden daher Konzepte vorgestellt und bewertet, die eine gewisse disruptive Qualität aufweisen und als Grundlage für eine mittelfristige Neuausrichtung der Netzentgelte an den Erfordernissen der Energiewende dienen können.<sup>14</sup>

Hierfür war zunächst der Stand der Diskussion und die verschiedenen vertretenen Ansätze aus unterschiedlichen Studien und Positionspapieren von Forschungsinstituten, Verbänden, Behörden und Ministerien in metaanalytischer Weise zu sichten, zu analysieren und zu systematisieren. Aus der Bandbreite der Vorschläge wurden solche Konzepte ausgewählt, die nicht lediglich Anpassungen im Detail, sondern eine grundlegende Neugestaltung der Netzentgeltsystematik vorsehen. Außerdem wurde die Auswahl der Vorschläge an der Intensität des Diskurses in Wissenschaft und Praxis orientiert. Die aufgefundenen Ansätze wurden somit auf wesentliche Vorschläge reduziert und diese mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen herausgearbeitet.

Die Auswahl wurde Stakeholdern aus dem SINTEG-Vorhaben WindNODE in einem Workshop am 5.11.2019 präsentiert und zur Diskussion und Bearbeitung gestellt. Die Teilnehmenden bewerteten dabei die Vorschläge jeweils nach den vier Kategorien „volkswirtschaftliche Effizienz“, „Verursachungsgerechtigkeit“, „Erzeugung und Integration von EE“ sowie „Einfachheit und Transparenz“. Weiterhin wurden Vor- und Nachteile

<sup>13</sup> Consentec/ISI 2018, 53 ff.

<sup>14</sup> Für eine grundlegende Reform der Netzentgeltsystematik zuletzt auch Agora 2019, 12 f.

sowie Risiken und wesentliche Leitlinien der Vorschläge dargestellt und besprochen. Die Anregungen und Bewertungen hieraus wurden in die weitere Ausarbeitung einbezogen. Insbesondere in der allgemeinen Bewertung der Vorschläge sind die Rückmeldungen der Stakeholder aus dem Workshop eingeflossen.

Um eine Orientierung hinsichtlich der rechtlichen Umsetzbarkeit der Vorschläge zu bieten, wurden alle untersuchten Ansätze einer rechtlichen Prüfung auf ihre Vereinbarkeit mit den energiewirtschaftsrechtlichen Regularien auf EU- und nationaler Ebene unterzogen. Die Prüfung ist dabei auf die allgemeineren rechtlichen Vorgaben beschränkt, da die jeweiligen Ansätze unterschiedliche Umsetzungsmöglichkeiten beinhalten, welche teilweise auch noch nicht detailliert beschrieben worden sind. Daher erfolgt sowohl eine Einordnung in die rechtlichen Leitlinien als auch eine Abschätzung der notwendigen rechtlichen Anpassungen und deren verfahrensrechtlichen Rahmenbedingungen.

### 3. Darstellung und Bewertung der systemischen Ansätze

#### ÜBERBLICK ÜBER DIE DARGESTELLTEN ANSÄTZE

Die *bidirektionale Kostenwälzung* verteilt die den Netzentgelten zugrundeliegenden Netzkosten nicht mehr ausschließlich von der höchsten zur niedrigsten Spannungsebene, sondern sieht eine zusätzliche Wälzung in umgekehrte Richtung vor, wenn es zur Rückspeisung in übergeordnete Netze kommt. Die Netzentgelte werden so näher an dem Wirkleistungsfluss ausgerichtet (Details unter 3.1).

Die *bundesweite Vereinheitlichung der Netzentgelte* führt zur teilweisen oder vollständigen Angleichung auch der Verteilernetzentgelte in Deutschland. Die weiterhin differierenden Netzkosten sind mittels einer Umlage zwischen den Netzbetreibern auszugleichen (Details unter 3.2).

*Netzentgelte für die Einspeisung* werden als einmalige oder periodische Beteiligung von Stromerzeugern in unterschiedlichen Ausgestaltungen an den Kosten der Netze diskutiert (Details unter 3.3).

Insbesondere als Anreiz für flexibles netz- und systemdienliches Verbrauchsverhalten werden *variable Netzentgelte* oder variable Netzentgeltkomponenten diskutiert. Dabei werden insbesondere zeitlich und regional differenzierte Netzentgelte betrachtet, die etwa an Netzauslastung, Engpässen oder Strompreisen anknüpfen können (Details unter 3.4).

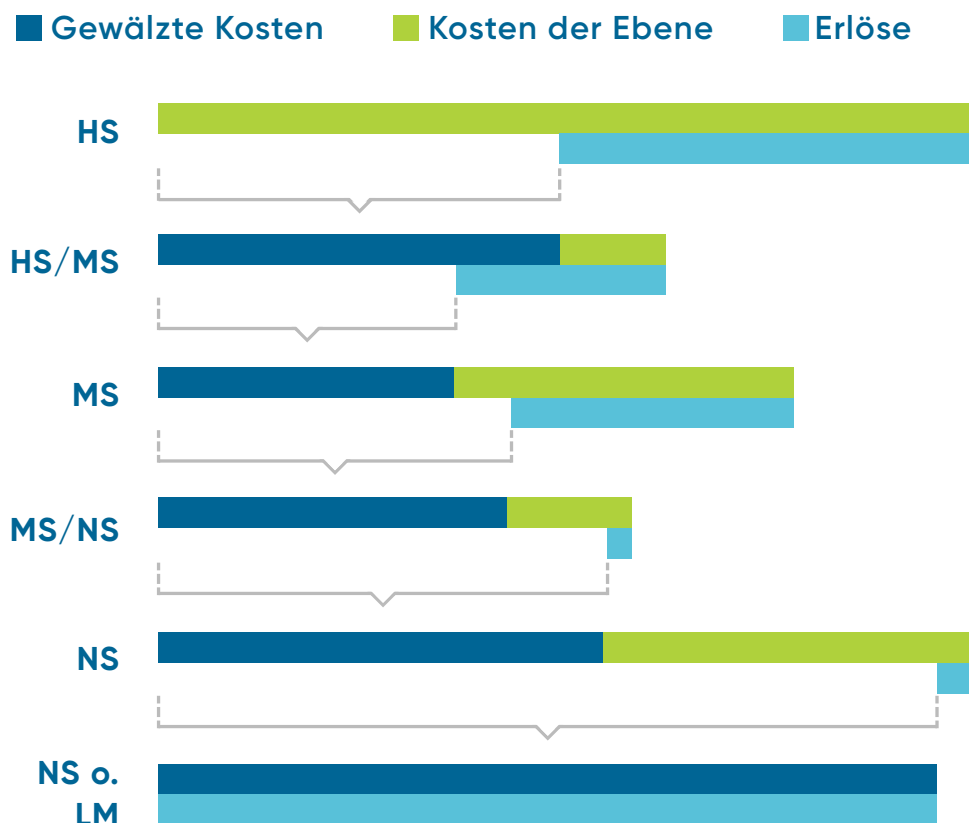
Die Berücksichtigung der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität für die Entgelthöhe erfolgt durch einen sog. *Kapazitätspreis*. Dieser steigt mit zunehmender Anschlusskapazität an und dient der verursachungsgerechten Beteiligung der Netznutzer an den Kosten für die Errichtung des Netzanschlusses (Details unter 3.5).

### 3.1. BIDIREKTIONALE KOSTENWÄLZUNG

Der Vorschlag einer bidirektionalen Kostenwälzung setzt bereits vor der eigentlichen Netzentgelterhebung bei den Entgeltpflichtigen an. Mit diesem Vorschlag wird vielmehr die Aufteilung (Wälzung) der Gesamtkosten für das Elektrizitätsversorgungsnetz angepasst, welche die Grundlage für die Bestimmung der Höhe der Netzentgelte auf den einzelnen Netzebenen darstellt. Die Höhe der Netzkosten bleibt dabei gleich. Die Mehr- und Mindereinnahmen der Netzbetreiber aus einem einheitlichen Netzentgelt werden durch eine Umlage untereinander ausgeglichen.

Aktuell werden die Kosten, wie in Abbildung 1 dargestellt, historisch bedingt kaskadear-tig von der Höchstspannungsebene bis zur Niederspannung herab gewälzt.

Abbildung 1: Derzeitige Struktur der Entgeltwälzung („top-down-Ansatz“)



(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an BNetzA 2015, S. 13.)

Die bidirektionale Kostenwälzung sieht demgegenüber vor, die Kosten für die Rückspeisung in übergeordnete Netze von der niedrigeren Netzebene **aufwärts** zu wälzen. Alle übrigen Kosten würden wie bisher auch abwärts gewälzt.

### 3.1.1. ALLGEMEINE BEWERTUNG DES ANSATZES

Die Kostenaufteilung würde sich so an dem Wirkleistungsfluss ausrichten und so die Verursachungsgerechtigkeit steigern.<sup>15</sup> Da ein Großteil der EE-Erzeugung dezentral und mit Anschluss an die unteren Spannungsebenen erfolgt, nimmt die Rückspeisung in vorgelagerte Netze stetig zu und würde so auch in der Kostenstruktur Berücksichtigung finden.

Bisher existieren keine konkreten Vorschläge, die die detaillierte Ausgestaltung einer solchen bidirektionalen Kostenwälzung betreffen. Nach einer groben Folgenabschätzung sind nach *consentec/ISI* 2018 erhebliche Umverteilungseffekte möglich, die zu höheren Kosten auf den höheren Spannungsebenen (HöS und HS) und in städtischen Gebieten führen können.<sup>16</sup> Der Ansatz wird daher von den Studienautoren als erwägenswert, aber zunächst vertieft untersuchungsbedürftig eingestuft.<sup>17</sup> *Agora* hält den Ansatz einschränkend insbesondere im Zuständigkeitsbereich der VNB für überlegenswert, da die Zuordnung der Wirkleistung im eng vermaschten Übertragungsnetz kaum realisierbar sei.<sup>18</sup>

Im Rahmen des Stakeholder-Workshops wurde neben erheblichem Umsetzungsaufwand und hoher Komplexität eine Schwächung der Kosteneffizienz der ÜNB kritisiert, da heraufgewälzte Kostenanteile nach der ARegV unter die nicht beeinflussbaren Kostenanteile fallen würden. Auch wurden das Bewertungskriterium „Einfachheit und Transparenz“ von den Teilnehmenden einhellig als nicht erfüllt angesehen.

Positiv wurde in diesem Rahmen eine akzeptanzfördernde Verbesserung der Verursachungsgerechtigkeit angenommen, welche u.U. geeignet sein könne, den erheblichen Mehraufwand in der Einführung und Umsetzung aufzuwiegen.

### 3.1.2. RECHTLICHE BEURTEILUNG DES ANSATZES

Der derzeitige Wälzungsmechanismus wird auf Verordnungsebene maßgeblich in § 14 StromNEV geregelt: „Die Kosten der Netz- und Umspannebenen werden, *beginnd bei der Höchstspannung*, jeweils anteilig auf die *nachgelagerte* Netz- oder Um-

<sup>15</sup> Agora 2017, 110; Consentec/ISI 2018, 116.

<sup>16</sup> Consentec/ISI 2018, 119 ff.

<sup>17</sup> Consentec/ISI 2018, 119 ff.

<sup>18</sup> Agora 2017, 110.

spannebene verteilt (Kostenwälzung) [...].<sup>19</sup> Welche Netzebene als Kostenträger heranzuziehen ist, wird unter Zugrundelegung vorab ermittelter Kostenstellenrechnungen ermittelt, wobei die Zuteilung der Kostenstellen zu den Netzebenen in Anhang 3 zur Verordnung geregelt wird. Dabei werden die Kosten entsprechend der von der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene bezogenen und zeitgleich über alle Übergabepunkte gemessenen höchsten Leistung unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsgrades nach § 16 auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene verteilt.<sup>20</sup> Um den Ansatz der bidirektionalen Kostenwälzung umzusetzen, bedürfte es mindestens einer Anpassung dieser Regelungen aus § 14 StromNEV sowie der hierauf aufbauenden Anlage 3 zur StromNEV. Hierzu ist die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates in § 24 S. 1 Nr. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)<sup>21</sup> ermächtigt. Verfahrenstechnisch und vom Umfang der anzupassenden Normen ist der regulatorische Aufwand für die Umsetzung des Ansatzes als überschaubar einzustufen, da die bestehende Verordnungsermächtigung genutzt werden kann und zunächst keine Anpassungen formeller Gesetze wie etwa des EnWG notwendig sind. Ob ggf. weitere Rechtsnormen anzupassen bzw. neu hinzuzufügen wären, ist jedoch von der konkreten Ausgestaltung einer bidirektionalen Kostenwälzung abhängig.

Aus den der StromNEV vorgehenden Normen des EU-Rechts sowie der formellen nationalen Gesetze ergeben sich keine Anhaltspunkte, die dem Vorschlag einer teilweise umgekehrten Kostenwälzung zwingend entgegenstehen.

Namentlich sind aus dem Rechtsbestand des EU-Rechts insbesondere die Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung<sup>22</sup> (EIBM-VO) und -richtlinie<sup>23</sup> (EIBM-RL) zu berücksichtigen. Hinsichtlich der Netzentgelte werden in beiden Rechtsakten Vorgaben aufgestellt.

Die EIBM-VO widmet den Netzentgelten einen eigenen Artikel. Dieser Art. 18 EIBM-VO normiert zunächst in Abs. 1 allgemeingültige Anforderungen an die Entgelte, die von den Netzbetreibern für den Netzzugang, die Nutzung und den Ausbau des Netzes erhoben werden. Die Entgelte müssen kostenorientiert und transparent sein, Belange der Netzsicherheit und Flexibilität berücksichtigen und die tatsächlichen Kosten des Netzes abbilden, soweit diese den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber entsprechen sowie unterschiedslos angewandt werden. Netzentgelte dürfen keine Kosten umfassen, die anderweitigen politischen Zwecken dienen sollen.<sup>24</sup>

<sup>19</sup> § 14 Abs. 1 S. 1 StromNEV, eigene Hervorhebung.

<sup>20</sup> § 14 Abs. 1 S. 2 StromNEV.

<sup>21</sup> Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 249 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.

<sup>22</sup> Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

<sup>23</sup> Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.

<sup>24</sup> Art. 18 Abs. 1 Uabs. 1 EIBM-VO.



Insoweit ergeben sich keine gravierenden Bedenken gegen eine bidirektionale Wälzung der Netzkosten. Insbesondere könnte eine solche auf das Kriterium der Kostenorientierung einzahlen, da eine verbesserte Kostenzuteilung auf die Netzebenen bei einer Ausrichtung am Wirkleistungsfluss denkbar erscheint. Eine vertiefte Prüfung müsste jedoch unter Zugrundelegung konkretisierter Vorschläge erfolgen, wie eine bidirektionale Kostenwälzung praktisch auszugestalten wäre.

Weiterhin sind an dieser Stelle die Anforderungen der EIBM-VO an die Methodik zu berücksichtigen, welche zur Bestimmung der Netzentgelte eingesetzt wird. Diese Methode muss durch Preissignale an Kunden und Erzeuger langfristig zur Gesamteffizienz des Netzes beitragen. Auch muss in ihrer Anwendung eine Bevorzugung oder Benachteiligung von Erzeugungsanlagen ausgeschlossen sein, die an die Übertragungsebene oder die Verteilerebene angeschlossen sind. Die Netzentgelte dürfen Energiespeicherung- und -aggregation weder bevorzugen noch benachteiligen. Auch sind Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder Laststeuerung unzulässig.<sup>25</sup> Die Entgelte dürfen weiterhin nicht entfernungsabhängig sein, es sei denn, die Tarife stellen dabei den Umfang der Netzverluste, Engpässe und Netzinvestitionskosten dar.<sup>26</sup>

Auch hiernach ergeben sich keine Vorbehalte gegen den betrachteten Ansatz. Die Vorgaben der Verordnung adressieren vielmehr bereits die Kostenverteilung im Rahmen der Netzentgeltbestimmung. Die Wälzung der Netzkosten auf die verschiedenen Netzebenen als vorgelagerter Schritt wird demnach keiner Regelung unterworfen, sofern nicht aus der Wälzung mittelbar Verstöße gegen die Vorgaben resultieren. Dies ist jedoch nur bei der Betrachtung konkreter Vorschläge zu beurteilen.

Es bestehen grundsätzlich auch keine Bedenken hinsichtlich der Verfassungsmäßigkeit des Ansatzes. Insbesondere ist eine Verletzung von Grundrechten nicht vordergründig erkennbar. Gleichwohl wären auch hier konkretisierende Vorschläge vertieft zu prüfen.

Zur Übereinstimmung mit dem vorgelagertem einfachen Gesetzesrecht ist besonders das EnWG in den Blick zu nehmen. Dieses bestimmt grundlegend, dass Entgelte für den Netzzugang angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein müssen und nicht ungünstiger sein dürfen als sie von den Netzbetreibern in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet und tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden.<sup>27</sup>

Insoweit bestehen analog zur Bewertung der Vorgaben aus Art. 18 Abs. 1 EIBM-VO keine Vorbehalte, die einer bidirektionalen Kostenwälzung von vorneherein entgegenstünden.

<sup>25</sup> Art. 18 Abs. 1 Uabs. 2 EIBM-VO.

<sup>26</sup> Art. 18 Abs. 1 Uabs. 2 S. 3, Abs. 3 EIBM-VO.

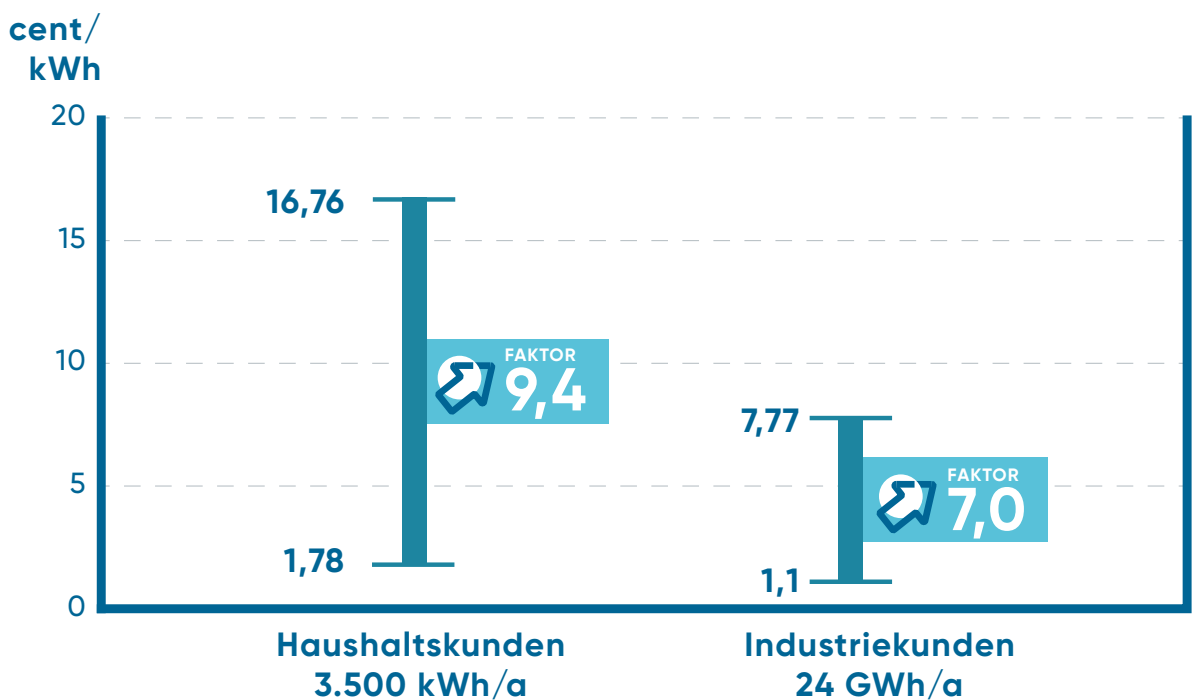
<sup>27</sup> § 21 Abs. 1 EnWG.

## 3.2. BUNDESWEITE VEREINHEITLICHUNG DER (VERTEILERNETZ-)NETZENTGELTE

Eine weitgehende bundesweite Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte erfolgt gem. §§ 14a Abs. 1, 32a Abs. 2 StromNEV schrittweise zum 1.1.2023. Die Vorschläge für bundeseinheitliche Netzentgelte beschränken sich seither auf die verbleibenden Verteilernetzentgelte, welche nach wie vor zwischen den Netzgebieten erheblich variieren können.

Der vielfach behandelte Vorschlag bundeseinheitlicher Netzentgelte bzw. einer horizontalen Wälzung der Kosten<sup>28</sup> zielt auf die Schaffung eines einheitlichen Netzentgeltens für die Netznutzer unabhängig von den Kosten des jeweils betroffenen Netzbetreibers. Für die Netznutzer ergäbe sich dabei im Grunde ein deutschlandweit einheitliches Netzentgelt je bezogener Kilowattstunde, wobei es auch abweichende Gestaltungsvorschläge gibt. Die fehlenden bzw. überschüssigen Einnahmen der Netzbetreiber sollen zwischen diesen durch eine Umlage ausgeglichen werden.

Abbildung 2: Beispiel für die regionale Spreizung der Netzentgelte im Jahr 2019 für zwei Verbrauchergruppen<sup>29</sup>



(Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA 2020, 178 und 180)

<sup>28</sup> So etwa Möst et al. 2015, 42; ablehnend BNetzA 2015, 63 ff. und BDEW 2015, 21.

<sup>29</sup> In Niedersachsen wird in 2019 sogar ein Netzentgelt im Haushaltskundensegment von 25,38 cent/kWh abgerechnet. Dieser Fall betrifft jedoch nach Darstellung im Monitoringbericht nur wenige ausgewählte Letztverbraucher und bleibt daher als Ausreißerwert in dieser Darstellung unberücksichtigt.

Die bundesweite Wälzung soll primär den starken regionalen Unterschieden der Netzentgelthöhe (vgl. Abbildung 2) entgegenwirken und die Verbraucher in den EE-erzeugungstarken, aber lastschwachen Gebieten entlasten.<sup>30</sup> Im Gegenzug wird es in Regionen mit derzeit unterdurchschnittlichen Entgelten zu einer Erhöhung des Entgelt-niveaus kommen.

Zur Umsetzung werden unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten diskutiert:

- ✓ vollständige bundesweite Vereinheitlichung aller Netzentgelte,<sup>31</sup>
- ✓ Angleichung einzelner Komponenten, wie insbesondere den vom EE-Ausbau bedingten Kosten, etwa für Einspeisemanagement und vermiedene Netzentgelte,<sup>32</sup>
- ✓ dynamischer Preiskorridor, in welchem die Netzentgelte regional differenziert ausgestaltet werden können.<sup>33</sup>

Allen Varianten ist gemein, dass ein Umlagemechanismus notwendig ist<sup>34</sup>, um die Mehr- und Mindereinnahmen der Netzbetreiber untereinander auszugleichen.

### 3.2.1. ALLGEMEINE BEWERTUNG DES ANSATZES

Als Vorteil wird benannt, dass durch die Vereinfachung der Kalkulationsgrundlage für Vertriebsgesellschaften eine Steigerung von Transparenz und Wettbewerb zu erwarten ist.<sup>35</sup> Von den Beteiligten am Stakeholder-Workshop wurde insbesondere die Akzeptanzsteigerung für die Energiewende als Vorteil hervorgehoben. So ergeben sich für die Netznutzer deutliche Verbesserungen bei der Einfachheit und Transparenz der Netzentgelte. Auch ergebe sich eine „[g]esellschaftliche Gerechtigkeit für die [netzentgeltspflichtigen] Endnutzer“. In dem Ansatz liege auch die Chance, um Erzeugung aus erneuerbaren Energien und Verbrauch räumlich zusammenzubringen. So könnten vermehrt wirtschaftliche Ansiedlungen in erzeugungsstarken Regionen erfolgen, in welchen derzeit häufig überproportional hohe Netzentgelte zu entrichten sind.

Bei der Umsetzung bundeseinheitlicher Netzentgelte wird mit einer starken Umverteilungswirkung gerechnet.<sup>36</sup> Gegen die bundesweite Vereinheitlichung der Netzentgelte wird der hohe administrative Aufwand bei der Umsetzung für rund 900 Verteilernetzbetreiber angeführt.<sup>37</sup>

30 BNetzA 2015, 63 ff.; Agora 2017, 110; Möst et al. 2015, 61.

31 Möst et al. 2015, 42.

32 Consentec/ISI 2018, 56 f., 123 f.; kritisch hierzu Möst et al. 2015, 47.

33 Möst et al. 2015, 37 ff.

34 Möst et al. 2015, 62.

35 BNetzA 2015, 63 ff.; Agora 2017, 111; Möst et al. 2015, 41.

36 BNetzA 2015, 63 f.; Agora 2017, 111.

37 BNetzA 2015, 63 f.; Consentec/ISI 2018, 111.

Weiterhin wird eine Schwächung der Kostenverantwortung und des Anreizes für Kosteneffizienz für die Netzbetreiber bemängelt.<sup>38</sup> Hierbei wurde auch im Workshop angemerkt, dass die Ausgestaltung des Wälzungsmechanismus einen wesentlichen Knackpunkt darstellt. Demnach sollen für die Netzbetreiber weiterhin die Vorgaben der ARegV gelten und das einheitliche Netzentgelt erst auf Ebene der Netzkunden umgesetzt werden. Damit ließe sich den Vorbehalten hinsichtlich Kostenverantwortung und Anreizsetzung für die Netzbetreiber begegnen.

Werden nur die EE-Zubau bedingten Kosten bundesweit gewälzt, so stellen sich Abgrenzungsfragen<sup>39</sup> und es ist zu berücksichtigen, dass nur ein Teil der regionalen Differenzierung seine Ursache in dem EE-getriebenen Netzausbaubedarf hat.<sup>40</sup>

Durch die Workshopteilnehmer wurden weiterhin die volkswirtschaftliche Effizienz sowie die Verursachungsgerechtigkeit des Vorschlags überwiegend kritisch bewertet. Dennoch sprachen sich die Teilnehmer u.a. für diesen Vorschlag aus, wenn nur energiewendebedingte Kostenanteile (Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch sowie Anschlusskosten) bundesweit gewälzt würden.

### 3.2.2. RECHTLICHE BEURTEILUNG DES ANSATZES

Für die genaue rechtliche Bewertung des Ansatzes kommt es maßgeblich darauf an, welche Ausgestaltung gewählt wird und wie diese konkret erfolgen soll. Die Vorschläge können jedoch grundsätzlich auf folgenden gemeinsamen Nenner gebracht werden: um die Kosteneffizienz auf Seiten der Netzbetreiber zu wahren, ist grundsätzlich allen Vorschlägen zu bundeseinheitlichen Netzentgelten gemein, dass die Kostenaufstellung wie auch -wälzung auf die verschiedenen Netzebenen beibehalten wird. Auch einnahmeseitig bleibt die Anreizregulierung mit der Bildung von Erlösobergrenzen bestehen. Insofern ist das wesentliche Element des Ansatzes die neu zu schaffende Umlage, welche zu einem vollständigen oder teilweisen bundesweiten Ausgleich der von den Netznutzern zu entrichtenden Netzentgelte führt. Die Netzbetreiber sind hingegen mit ihrer Erlössituation im Ergebnis so zu stellen, wie sie ohne die Vereinheitlichung stünden. Dies vorausgeschickt ist für die folgende Bewertung anzunehmen, dass einheitliche Netzentgelte für die Netzbetreiber voraussichtlich ohne größere Auswirkungen sein werden.

Die Umsetzung bundeseinheitlicher Netzentgelte könnte nach der Vorlage §§ 14a ff. StromNEV erfolgen. Diese regeln, wie die bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelte zu ermitteln sind und wie der Ausgleich von Mehr- und Mindereinnahmen der Übertragungsnetzbetreiber hieraus erfolgen soll. In vergleichbarer Weise könnten bundeseinheitliche Verteilernetzentgelte rechtlich eingeführt werden. Dabei wäre nach dem Vorbild von §§ 14a S. 2, 14b Abs. 1 S. 2, Abs. 2 S. 3 StromNEV auch die bundesweite Umlage nur einzelner Kostenanteile, z.B. mit der

<sup>38</sup> BNetzA 2015, 63 f.; Consentec/ISI 2018, 123.

<sup>39</sup> Möst et al. 2015, 42 f.

<sup>40</sup> BNetzA 2015, 63 f.; consentec/ISI 2018, 56 f.; BDEW 2015, 21; BNetzA/BKartA 2020, 182.

Energiewende assoziierten Kosten, regulatorisch umsetzbar. In jedem Falle wäre eine Anpassung der StromNEV notwendig.

Hierzu ist die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates in § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG ermächtigt. Die Ermächtigungsgrundlage für die Rechtsverordnung sieht dabei vor, dass „vorgesehen werden kann, dass insbesondere Kosten des Netzbetriebs, die zuordenbar durch die Integration von dezentralen Anlagen zur Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen verursacht werden, bundesweit umgelegt werden können“<sup>41</sup>. Der Ansatz einer Umlage von Netzkosten ist demnach bereits im zugrundeliegenden EnWG angelegt. Dabei ist der Verordnungsgeber nicht nur auf eine Umlage von energiewendebedingten Netzkosten beschränkt („insbesondere“), sondern kann grundsätzlich auch andere Kosten des Netzbetriebs bundesweit umlegen.

Verfahrenstechnisch und vom Umfang der anzupassenden Normen ist der regulatorische Aufwand für die Umsetzung des Ansatzes als überschaubar einzustufen. Ob ggf. weitere Rechtsnormen anzupassen wären, ist jedoch von der konkreten Ausgestaltung der bundesweiten Umlage von Netzkosten abhängig. Grundsätzlich steht das nationale Recht dem Ansatz nicht entgegen.

Insbesondere ist auch eine Verletzung von Grundrechten nicht erkennbar. Zwar verbindet sich mit einem bundeweit (zumindest in Teilen) einheitlichen Netzentgelt zwingend eine Erhöhung in Regionen, in welchen die Netznutzer derzeit geringe Entgelte zu entrichten haben. Es ist jedoch nicht davon auszugehen, dass hieraus bereits ein nicht gerechtfertigter Eingriff in das Eigentumsgrundrecht aus Art. 14 Abs. 1 GG folgt. Es ist nicht davon auszugehen, dass das Netzentgelt als öffentlich-rechtliche Geldleistungspflicht eine „erdrosselnde Wirkung“<sup>42</sup> auf die Netznutzer ausübt.

Aus europarechtlicher Sicht begegnen dem Vorschlag keine grundlegenden Bedenken. Insbesondere bleibt die erforderliche Kostenorientierung der Netzentgelte<sup>43</sup> bestehen, soweit für die Netzbetreiber keine Veränderung der Erlösstruktur erfolgt. Je nach Ausgestaltung kann sogar eine Verbesserung in Hinblick auf die Anreizsetzung der Netzentgelte zur Gesamteffizienz<sup>44</sup> erfolgen. So können nivellierte Netzentgelte eine derzeit unattraktive Ansiedelung von laststarken Verbrauchern in Regionen mit einem hohen Grad an Erzeugung aus erneuerbaren Energien begünstigen. Dies kann positive Effekte auf die Engpasssituation haben und Abregelungen von EE-Erzeugern vermeiden.

<sup>41</sup> § 24 S. 2 Nr. 4 Lit. a) EnWG.

<sup>42</sup> Vgl. nur BVerfG, Beschl. v. 09.03.1971, Az.: 2 BvR 326/69; 2 BvR 327/69; 2 BvR 341/69; 2 BvR 342/69; 2 BvR 343/69; 2 BvR 344/69; 2 BvR 345/69, Rn. 56.

<sup>43</sup> Art. 18 Abs. 1 Uabs. 1, Abs. 8 EIBM-VO.

<sup>44</sup> Art. 18 Abs. 1 Uabs. 2 EIBM-VO.

Auch ist wohl nicht von einem Widerspruch mit der Vorgabe für die Verteilernetzentgelte auszugehen, die Nutzung des Verteilernetzes durch die Netznutzer zu berücksichtigen.<sup>45</sup> Das Nutzungsverhalten kann auch bei einer bundesweiten Umlage mit individuell abweichenden Kostensätzen berücksichtigt werden. Diese würden dann jedoch nicht mehr von Netzgebiet zu Netzgebiet unterschiedlich bemessen werden, sondern einheitlichen Sätzen unterliegen.

### 3.3. NETZENTGELT FÜR DIE EINSPEISUNG

Unter dem Stichwort Einspeiseentgelte, erzeugungsseitige Netzentgelte bzw. G-Komponente werden unterschiedliche Formen diskutiert, wie über die Entnahme von Elektrizität aus dem Netz hinaus auch die Einspeisung an den Kosten des Versorgungsnetzes beteiligt werden kann.<sup>46</sup>

Es werden in diesem Rahmen im Wesentlichen folgende Ausgestaltungen vorgeschlagen:

- ✓ Einspeiseentgelt auf Verteiler<sup>47</sup> und/oder Übertragungsnetzebene,
- ✓ Erhebung eines periodischen Erzeugungsnetzentgeltes auf Basis der eingespeisten Arbeit<sup>48</sup>, Höchstleistung oder der vertraglich mit dem Netzbetreiber vereinbarten Anschlusskapazität<sup>49</sup>,
- ✓ Erhebung eines einmaligen Baukostenzuschusses (BKZ) bzw. Netzanschlussbeitrages auf Basis der vertraglich mit dem Netzbetreiber vereinbarten Anschlusskapazität (vergleichbar unten 3.5)<sup>50</sup>,
- ✓ Regionale<sup>51</sup> oder auslastungsabhängige<sup>52</sup> Differenzierung der Erzeugernetzentgelte (Variable Entgelte vergleichbar unten 3.4).

#### 3.3.1. ALLGEMEINE BEWERTUNG DES ANSATZES

Für die Erhebung von Netzentgelten für die Einspeisung wird die gesteigerte Verursachungsgerechtigkeit sowie die Angleichung an die Netzentgeltsystematik im Gasnetz und in anderen europäischen Staaten (vgl. Abbildung 3) angeführt.<sup>53</sup> Auch erfolge eine räumliche netzdienliche Steuerung bei Zubau und Einsatz von Erzeugungsanlagen.<sup>54</sup> Insbesondere der

45 Art. 18 Abs. 7 EIBM-VO.

46 Vorgeschlagen u.a. von BMWi 2014; BNetzA 2015; BNE 2016; EWK 2016; Agora 2017; Consentec/ISI 2018; BBH 2018.

47 Zustimmung für Einspeiseentgelte nur auf Verteilernetzebene BNetzA 2015, 36.

48 Ablehnend Consentec/ISI 2018, XIII, 136; skeptisch Dena 2017, 168.

49 Mit Einschränkungen zustimmend BNE 2016, 25; EWK 2016, 99; erwägenswert in Consentec/ISI 2018, XIV, 136; BBH 2018, 58.

50 Zustimmung e-bridge 2018, 18 f.; Agora 2017, 104 f.; erwägenswert in Consentec/ISI 2018, XIV, 136.

51 Zustimmung Agora 2017, 104; skeptisch consentec/ISI 2018, 144.

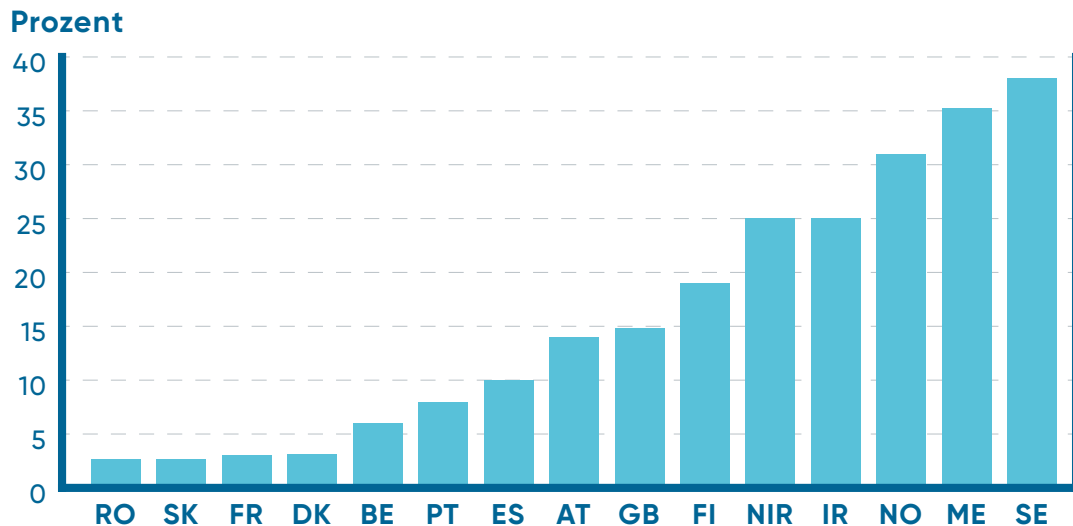
52 Zustimmung BMWi 2014, 10; ablehnend BNetzA 2015, 36.

53 BNetzA 2015, 33 f.; consentec/ISI 2018, 56, 133 ff.

54 BNetzA 2015, 33 f.; consentec/ISI 2018, 56, 133 ff.; Agora 2017, 104.

letzte Punkt wurde auch von den Teilnehmenden am Workshop als wesentlicher Vorteil hervorgehoben. So könne der Zubau insbesondere von EE-Anlagen gesteuert werden, um diese vorteilhaft zu platzieren. Ein Einspeiseentgelt wurde von den Teilnehmenden als weiterzuerfolgender Ansatz benannt.

Abbildung 3: Erlösanteile erzeugerseitiger Übertragungsnetzentgelte in verschiedenen Ländern Europas in Prozent, 2018



(Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe 2018)

Damit verbinde sich jedoch auch ein Hemmnis für den Zubau erneuerbarer Erzeugung, da dieser nicht mehr an allen Standorten gleich attraktiv sei. Negativ werden auch in der ausgewerteten Literatur etwa die Benachteiligung deutscher Kraftwerke im internationalen Wettbewerb<sup>55</sup> und die Schwierigkeiten bei der Bestimmung der Auswirkung von Einspeisungen auf den Netzausbaubedarf<sup>56</sup> bewertet.

Es ist davon auszugehen, dass vom Erzeuger zu entrichtende Entgelte auf die Erzeugungskosten und damit den Preis des vermarkteten Stroms aufgeschlagen werden. Demnach würde die Belastung letztlich wiederum an den Letztverbraucher weitergegeben. Seitens der Workshopteilnehmenden wurde insoweit angemerkt, dass eine sinnvolle Ausgestaltung nur bei differenzierten Entgeltsätzen gegeben sei. Andernfalls ginge von dem Entgelt keine Steuerungswirkung aus und die Belastung könnten weiterhin allein die Letztverbraucher tragen.

In der Bewertung sind diverse Studien unbestimmt und sehen einen vertieften Forschungsbedarf<sup>57</sup>, während *BDEW* Einspeiseentgelte ablehnt<sup>58</sup> und *BMWi* grundsätzlich Zustimmung zeigt.<sup>59</sup>

<sup>55</sup> BDEW 2015, 13; Agora 2017, 105; BNetzA 2015, 33 f.; Dena 2017, 168.

<sup>56</sup> BNetzA 2015, 33 f.

<sup>57</sup> So BNetzA 2015, 33; Consentec/ISI 2018, 57; Agora 2017, 104.

<sup>58</sup> BDEW 2015, 13 f.

<sup>59</sup> BMWi 2014, 9 f.

### 3.3.2. RECHTLICHE BEURTEILUNG DES ANSATZES

Regulatorische Umsetzungshemmnisse hängen maßgeblich von der genauen Ausgestaltung des Einspeiseentgelts ab. Unumgänglich für die Erhebung von Einspeisenentgelten wäre die Aufhebung oder Anpassung von § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV: „Für die Einspeisung elektrischer Energie sind keine Netzentgelte zu entrichten.“ Bei der Erhebung eines BKZ auch für die Ausweitung der Netzanschlusskapazität wäre eine Streichung oder Änderung der KraftNAV<sup>60</sup> notwendig, welche normiert: „Kosten zur Verstärkung des Netzes sowie einen Baukostenzuschuss hat der Anschlussnehmer nicht zu tragen.“<sup>61</sup>

Ein regulatorisches Vorbild könnten die Regularien zu den Gasnetzentgelten nach der GasNEV<sup>62</sup> bilden. Für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen werden sowohl Aus- als auch Einspeiseentgelte erhoben, § 13 Abs. 2 S. 1 GasNEV. Dementsprechend könnte eine Einführung von Einspeiseentgelten, beispielsweise in § 15 StromNEV, an zu den Ein- und Ausspeisentgelten für die Gasversorgung orientiert werden.

Die angezeigte Änderung der StromNEV kann durch die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates erfolgen, § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG. Die Ermächtigungsgrundlage für die Rechtsverordnung sieht dabei vor, dass „die Methode zur Bestimmung der Entgelte so zu gestalten ist, dass [...] Anreize zu *netzentlastender Energieeinspeisung* und netzentlastendem Energieverbrauch gesetzt werden“<sup>63</sup>. Eine solche Anreizsetzung ist mit Netzentgelten, die allein die Entnahme von Elektrizität bepreisen deutlich schwerer zu erzielen als bei einer je nach Netzwirkung und -auslastung gestaffelten Bepreisung der Einspeisung. Ein Einspeisetarif könnte demnach auf diese Zielstellung der Ermächtigungsgrundlage des EnWG einzahlen und einen entsprechenden Anreiz für netzdienliche Einspeisung setzen. Jenseits der Verordnungsermächtigung ergeben sich keine Anhaltspunkte, die eine alleinige Verknüpfung von Entnahme und Entgeltspflicht vorsehen.

Die EIBM-VO gibt nicht vor, welche Netznutzergruppen zwingend an den Kosten des Netzes zu beteiligen sind. Jedoch wird verschiedentlich ausdrücklich neben (End)Kunden als Verbraucher auch auf Erzeuger bzw. auf Erzeugungsanlagen<sup>64</sup> abgestellt, so dass ein Einspeiseentgelt unter Berücksichtigung der Vorgaben der EIBM-VO als zulässig zu werten ist. So muss aus der Entgeltmethode ein Preissignal an Kunden und Erzeuger resultieren, damit diese langfristig zur Gesamteffizienz des Netzes beitragen. Auch muss in der Anwendung der Methode eine Bevorzugung oder

<sup>60</sup> Kraftwerks-Netzanschlussverordnung vom 26. Juni 2007 (BGBl. I S. 1187).

<sup>61</sup> § 8 Abs. 3 KraftNAV.

<sup>62</sup> Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist.

<sup>63</sup> § 24 S. 2 Nr. 4 Lit. c) EnWG; eigene Hervorhebung.

<sup>64</sup> Z.B. in Art. 18 Abs. 1 Uabs. 2 S. 1, Abs. 3, Abs. 7 S. 1 EIBM-VO.



Benachteiligung von Erzeugungsanlagen ausgeschlossen sein, die an die Übertragungs- oder die Verteilerebene angeschlossen sind.<sup>65</sup>

Unter Berücksichtigung der jeweiligen Vorgaben aus EnWG und EIBM-VO erscheint eine Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten rechtlich grundsätzlich machbar.

### 3.4. VARIABLE NETZENTGELTE

Weiterhin werden vermehrt sog. variable Netzentgelte<sup>66</sup> diskutiert. Grundlegend für die Diskussion ist die Annahme, dass wirtschaftlich handelnde Marktakteure ihr Strombezugsverhalten auf Preissignale hin anpassen. So können niedrige Netzentgelte vermehrten Strombezug anregen, während hohe Netzentgelte zu einer Lastreduzierung führen.

Unter den Oberbegriff variable Netzentgelte werden zahlreiche Formen subsumiert, die die heutige Systematik einer i.d.R. nur jährlichen Anpassung der Netzentgelthöhe ablösen könnten:



#### ✓ Variabilität des vollen Netzentgeltes oder nur einzelner Komponenten

zeitliche Variabilität<sup>67</sup> als grundsätzlich vorab festgelegter Time-of-Use-Tariff (TOU) bis hin zu echtzeitbasiertem dynamischen Real-time Pricing (RTP)<sup>68</sup>



(vgl. Abb. 4)



#### ✓ regionale Variabilität<sup>69</sup>

Anknüpfen der Variabilität an Netzauslastung<sup>70</sup>, Engpässe oder börslichen oder außerbörslichen Strompreis<sup>71</sup>

Ein wesentlicher Treiber für die Vorschläge ist die Digitalisierung, die zahlreiche Tarifierungsmodelle erst ermöglicht.

<sup>65</sup> Art. 18 Abs. 1 Uabs. 2 EIBM-VO.

<sup>66</sup> Bei BDEW 2015, 16 ff. als Sondernetzentgelte bezeichnet.

<sup>67</sup> Grds. zustimmend BMWi 2014, 9 f.; erwägenswert Consentec/ISI 2018, XII f.; Dena 2017, XIX, 165; Agora 2017, 109; Agora 2018, 37 f.; ablehnend BNetzA 2015, 67.

<sup>68</sup> Ablehnend BDEW 2015, 17, 20.

<sup>69</sup> Eine spiegelbildliche Form wird unter dem Stichwort Knotenpreise bzw. nodal pricing für die marktliche Strompreisbildung diskutiert, wodurch für bestimmte definierte Netzknoten unterschiedliche Strompreise insbesondere durch Berücksichtigung von Netzrestriktionen entstehen können.

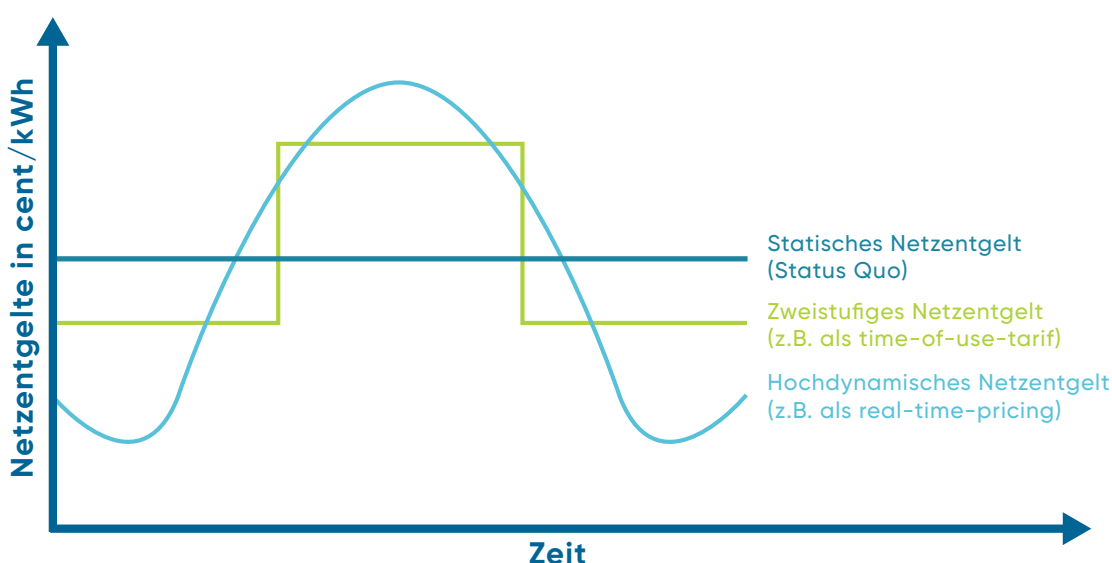
<sup>70</sup> Agora 2017, 96 und auch durch die Teilnehmenden im Stakeholder-Workshop diskutiert.

<sup>71</sup> BNetzA 2015, 67.

### 3.4.1. ALLGEMEINE BEWERTUNG DES ANSATZES

Die unterschiedlichen Formen bringen unterschiedliche Vor- und Nachteile mit sich. So wird etwa in zeitvariablen Tarifen (vgl. Abb. 4) ein Anreiz zur Meidung von Hochlastzeiten und zur Stärkung der Nachfrageflexibilität gesehen.<sup>72</sup> Den zeitvariablen Tarifen wird entgegengehalten, dass sie zu einer komplexeren und für Lieferanten schwerer zu kalkulierenden Netzentgeltstruktur führen würden<sup>73</sup> und nur für Netzkunden mit Smart-Metern und RLM nutzbar wären.<sup>74</sup>

➤ **Abbildung 4: Schematische Darstellung eines statischen und zwei zeitlich variabler Netzentgelte mit unterschiedlicher Auflösung der Tarifstufen.**



(Quelle: Eigene Darstellung, 2020)

Bei örtlicher bzw. regionaler Variabilität des Netzentgeltes wird die mögliche Beeinflussung von Standortentscheidungen zugunsten weniger ausgelasteter Netzgebiete als positiv gewertet,<sup>75</sup> während die Anknüpfung an lokale Gegebenheiten in eng vermaschten Netzen als kaum praktikabel angesehen wird.<sup>76</sup>

Durch die Teilnehmenden des Stakeholder-Workshops wurden die Kriterien der volkswirtschaftlichen Effizienz, die Verursachungsgerechtigkeit sowie die EE-Erzeugung und deren Integration überwiegend positiv bewertet. Auch wurde in variablen Netzentgelten ein möglicher Anreiz für Flexibilität gesehen. Teilweise wurde bemängelt, dass der Ansatz nur für die Niederspannungsebene sinnvoll sei. Problematisch wurden auch die Einfachheit und Transparenz

<sup>72</sup> Dena 2017, 165; Agora 2017, 108; Agora 2018, 38, 51.

<sup>73</sup> BNetzA 2015, 67; Consentec/ISI 2018, 87 f.; Dena 2017, XIX.

<sup>74</sup> Consentec/ISI 2018, 87 f.; Dena 2017, 165.

<sup>75</sup> Consentec/ISI 2018, 131.

<sup>76</sup> BNetzA 2015, 68.

bewertet, wobei diese erheblich von der konkreten Ausgestaltung abhängen. Von den Teilnehmenden an dem Workshop wurden ein insgesamt flexibilisiertes Netzentgelt oder aber eine entsprechend variable Komponente als Baustein für die zukünftige Netzentgeltstruktur bewertet.

### 3.4.2. RECHTLICHE BEURTEILUNG DES ANSATZES

Die Regelungstiefe und auch eine abschließende rechtliche Beurteilung variabler Netzentgelte ist abhängig von deren konkreter Ausgestaltung. Naheliegend ist eine Anpassung der §§ 16 ff. StromNEV. <sup>77</sup> *Consentec/ISI* sehen in § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV einen regulatorischen Anknüpfungspunkt, da hier bereits eine grobe zeitliche Unterteilung der Netzentgelte niedergelegt ist. <sup>78</sup>

Die angezeigte Anpassung der StromNEV kann durch die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates erfolgen, § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG. Die Ermächtigungsgrundlage für die Rechtsverordnung sieht dabei vor, dass „die Methode zur Bestimmung der Entgelte so zu gestalten ist, dass [...] Anreize zu netzentlastender Energieeinspeisung und netzentlastendem Energieverbrauch gesetzt werden“. <sup>79</sup> Hierauf könnte eine entsprechend netzdienliches Verhalten anreizende Ausgestaltung variabler Netzentgelte in der StromNEV aufsetzen.

Grundlegend sind variable Netzentgelte in der EIBM-VO vorgesehen. Insbesondere wird ausdrücklich normiert, dass in Mitgliedsstaaten, welche bereits intelligente Messsysteme ausgerollt haben, zeitlich abgestufte Netztarife in Erwägung gezogen und ggf. eingeführt werden sollen. <sup>80</sup>

Gleichsam sind dabei die Vorgaben nicht aus dem Blick zu verlieren. So sind insbesondere für variable Netzentgelte als wesentliche Leitplanken, die Transparenz und Diskriminierungsfreiheit <sup>81</sup> zu sichern. Auch ist eine auf Grundlage der Entfernung von Ein- und Ausspeiseort differenzierende Entgeltbildung nur in engen Grenzen möglich. <sup>82</sup>

Die Vorgabe der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit wiederholt sich im EnWG <sup>83</sup>, wobei dies auch hier als Leitlinie für Ausgestaltungsoptionen zu berücksichtigen ist.

<sup>77</sup> Für zeitvariable Netzentgelte sind nach Agora 2018, 53 Änderungen an § 16 f. StromNEV nötig.

<sup>78</sup> *Consentec/ISI* 2018, XIII.

<sup>79</sup> § 24 S. 2 Nr. 4 Lit. c) EnWG.

<sup>80</sup> Art. 18 Abs. 7 EIBM-VO.

<sup>81</sup> Art. 18 Abs. 1 Uabs. 1 und 2 EIBM-VO; Art. 15 Abs. 1, Abs. 2 Lit. e), 16 Abs. 1 Lit. e) EIBM-RL; Art. 21 Abs. 2 Lit. a) i), 22 Abs. 4 Lit. d) EE-RL.

<sup>82</sup> Art. 18 Abs. 1 Uabs. 2 S. 3, Abs. 3 EIBM-VO.

<sup>83</sup> § 21 Abs. 1 EnWG.

## 3.5. KAPAZITÄTSPREIS

Ebenfalls wird diskutiert die Netzanschlusskapazität (NAK) neben der Jahreshöchstlast und der bezogenen Arbeit als zusätzlichen Parameter für die Berechnung der Netzentgelte aufzunehmen.<sup>84</sup> So wird in diesem Rahmen insbesondere die Einführung eines Kapazitätspreises diskutiert, der als periodische Zahlung anhand der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität bestimmt wird und letztlich der Abdeckung der durch den Netzanschluss verursachten Fixkosten des Netzbetreibers dient. Wird nur ein Teil des erhobenen Netzentgeltes auf Basis der NAK erhoben, wird auch von einer Kapazitätskomponente gesprochen.

### 3.5.1. ALLGEMEINE BEWERTUNG DES ANSATZES

Die Netznutzer erhalten so einen Anreiz, die Netzanschlusskapazität möglichst entsprechend ihres tatsächlichen Bedarfs zu wählen und die Verursachungsgerechtigkeit wird gestärkt.<sup>85</sup> Der Kapazitätspreis würde so den Kapazitätsbedarf des Netzkunden im Gegensatz zu einem Grundpreis widerspiegeln.<sup>86</sup>

Es wird damit gerechnet, dass ein Kapazitätspreis zur Errichtung geringer dimensionierter Anschlüsse führen würde, was in der Folge eine Senkung der Netzkosten nach sich zöge.<sup>87</sup> Dennoch wurde im Rahmen des Stakeholder-Workshops die volkswirtschaftliche Effizienz des Ansatzes einhellig als sehr niedrig eingestuft.

Ein Kapazitätspreis könnte die Beteiligung von Eigenversorgern an den Netzkosten ermöglichen.<sup>88</sup> Eigenversorger würden so für die Vorhaltefunktion des Netzes herangezogen, sofern und soweit sie hierauf als Rückfallebene zurückgreifen wollen.<sup>89</sup>

Bei der Einführung eines Kapazitätspreises sind Wechselwirkungen mit der Bereitstellung von Flexibilität zu berücksichtigen. Diese werden durch eine starre Kapazitätskomponente allein nicht angeregt, sondern können im Einzelfall bei der ökonomisch angezeigten Errichtung eines gering dimensionierten Netzanschlusses sogar zu einer Hemmung bei der Nutzung von Flexibilitätsoptionen durch den Netznutzer führen. Das ist der Fall, wenn er durch die Flexibilitätsmaßnahme die vereinbarte Anschlusskapazität – ggf. sanktionsbewährt<sup>90</sup> – überschreitet.<sup>91</sup> Auch kann sich ein allein an der NAK ausgerichtetes Netzentgelt negativ auf die individuellen

84 Zustimmung: Consentec/ISI 2018, VII ff., 64 f.; mit Modifikationen: Dena 2018, 43 f.; BNE 2016, 25; (tw. nur in Teilen) ablehnend: VZBV 2018, 5; BNetzA 2015, 51; BDEW 2015, 10.

85 Consentec/ISI 2018, 58 ff.

86 BDEW 2015, 9.

87 Dena 2018, 43 f.

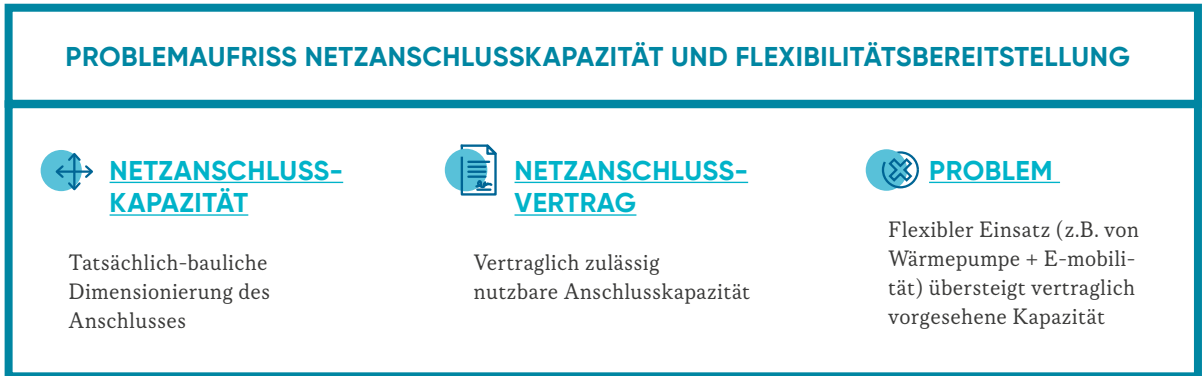
88 Zustimmung BNetzA 2015, 54; 50Hertz 2015, 9.

89 BNetzA 2015, 51; Consentec/ISI 2018, 95 f.

90 Vgl. Consentec/ISI 2018, 66 f.

91 Dena 2018, 44 f.; VIK 2018, 7.

Bemühungen zu Energieeinsparung und -effizienz der Netznutzer auswirken, da die Höhe nicht von der aus dem Netz entnommenen Arbeit abhängig ist.<sup>92</sup> Eine solitäre Anwendung des Kapazitätspreises erscheint daher wenig zielführend, sondern eher als eine Komponente zur Abbildung der Netzanschlusskosten geeignet.



### 3.5.2. RECHTLICHE BEURTEILUNG DES ANSATZES

Auch hier hängt eine abschließende Beurteilung der rechtlichen Rahmenbedingungen von der konkreten Ausgestaltung ab.

Eine regulatorische Umsetzung könnte an den Regularien zu den Gasnetzentgelten orientiert werden. Für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen werden sowohl Ausspeise- als auch Einspeiseentgelte in Abhängigkeit von der vereinbarten Aus- und Einspeisekapazität erhoben, § 13 Abs. 2 GasNEV.

Zur Einführung einer Bepreisung der vertraglichen Anschlusskapazität wäre eine Änderung des § 17 StromNEV notwendig. Hierzu ist die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates in § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG ermächtigt. Verfahrenstechnisch und vom Umfang der anzupassenden Normen ist der regulatorische Aufwand für die Umsetzung des Ansatzes als überschaubar einzustufen. Ob ggf. weitere Rechtsnormen anzupassen bzw. neu hinzuzufügen wären, ist jedoch von der konkreten Ausgestaltung abhängig.

Aus der EIBM-VO lässt sich dabei einschränkend entnehmen, dass Verteilungstarife die Nutzung des Verteilernetzes durch die Netznutzer zwingend berücksichtigen müssen. Sie dürfen aber auch auf die Netzanschlusskapazität bezogene Elemente enthalten.<sup>93</sup> Demnach ist ein allein an der NAK bemessenes Netzentgelt nicht zulässig; eine entsprechende Komponente jedoch durchaus.

<sup>92</sup> Dena 2017, 164; Consentec/ISI 2018, X ff.

<sup>93</sup> Art. 18 Abs. 7 EIBM-VO.

Auch ist darauf zu achten, dass sich aus einer Berücksichtigung der Kapazität keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder Laststeuerung ergeben, welche nach Art. 18 Abs. 1 Uabs. 2 EIBM-VO nicht zulässig sind.<sup>94</sup>

## 4. Ausblick

Es fehlt angesichts der Vielzahl an Vorschlägen nicht an Ansatzpunkten, um die Netzentgelte so auszugestalten, dass sie auch die Energiewende 2.0 unterstützen und gleichzeitig ihre Finanzierungsfunktion für die Netze beibehalten können. Der politische Wille, sich diesem Thema anzunehmen, findet sich zwar im geltenden Koalitionsvertrag, in welchem die Koalitionäre in Aussicht stellen, „mit einer Reform der Netzentgelte die Kosten verursachergerecht und unter angemessener Berücksichtigung der Netzdienlichkeit verteilen und bei Stromverbrauchern unter Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit mehr Flexibilität ermöglichen“<sup>95</sup> zu wollen. Über die schrittweise Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte hinaus sind keine weiteren Bestrebungen auf Seiten der Bundesregierung erkennbar, die Netzentgelte in näherer Zukunft umfassend an den im Koalitionsvertrag und durch die Energiewende gesetzten Zielen auszurichten.

Die Ursache für die Untätigkeit liegt wohl nicht in der rechtlichen Umsetzbarkeit. Nach der obigen Analyse sind für die Umsetzung der Vorschläge in die Rechtsordnung keine großen Hürden in regulatorischer Hinsicht auszumachen. Problematischer erscheint daher angesichts der großen Anzahl an Ansätzen und ihrer verschiedenen Ausgestaltungsvarianten, die Auswahl der geeignetsten Instrumente.

Die Komplexität erhöht sich nochmals durch die Kombinationsmöglichkeiten verschiedener Ansätze und möglicher Anpassungen jenseits der Netzentgelte. So wird vielfach nicht einer der dargestellten Vorschläge allein als ausreichend erachten, sondern eine Kombination mit anderen Maßnahmen im Bereich der Netzentgelte oder auch an anderen Stellen (Marktdesign, Einführung regionaler Flexibilitätsmärkte, andere Abgaben und Umlagen).<sup>96</sup>

Da die Netzentgelte in einer konsistenten Stromentgeltstruktur einen bedeutsamen Hebel für Flexibilität im Stromnetz bilden, weitere Begleiterscheinungen der Energiewende adressieren können und die regulatorischen Anpassungen sich in einem überschaubaren Rahmen bewegen, sollte die Chance einer Novelle trotz der Herausforderungen nicht ungenutzt bleiben.

<sup>94</sup> Art. 18 Abs. 1 Uabs. 2 EIBM-VO.

<sup>95</sup> CDU, CSU und SPD 2018, 72.

<sup>96</sup> Vgl. bspw. Zander et al. 2016; Agora 2018, 66; Consentec/ISI 2018, IX f., 64 f.

## LITERATURVERZEICHNIS

### **50Hertz 2015**

50Hertz Transmission GmbH: 50Hertz-Positionspapier zur Netzentgeltsystematik. 09/2015

### **Agora 2017**

Agora Energiewende: Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Hintergrund. 04/2017

### **Agora 2018**

Agora Energiewende (Hrsg.). E-Bridge, ZEW, TU Clausthal: Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft – Reform der Struktur von Netzentgelten und staatlich veranlasster Preisbestandteile. 11/2018

### **Agora 2019**

Agora Energiewende: Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen – Impuls. 04/2019

### **BBH 2018**

Becker Büttner Held Consulting AG, Becker Büttner Held Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbH: Verteilernetzbetreiber 2030 – Aufgaben, Herausforderungen, Strategien. 05/2018

### **BDEW 2015**

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Positionspapier – Netzentgeltsystematik Strom – BDEW-Eckpunkte zur Weiterentwicklung. 04/2015

### **BMWi 2014**

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Engpassbasierte Nutzerfinanzierung und Infrastrukturinvestitionen in Netzsektoren. Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. 09/2014

### **BNE 2016**

Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.: Stellungnahme zum Impulspapier „Strom 2030“ – bne-Position zum Impulspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) vom 16. September 2016. 10/2016

### **BNetzA 2015**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität. 12/2015

### **BNetzA/BKartA 2020**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2019. 01/2020

### **CDU, CSU, SPD 2018**

CDU, CSU und SPD, Ein neuer Aufbruch für Europa – Eine neue Dynamik für Deutschland – Ein neuer Zusammenhalt für unser Land; Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD; 19. Legislaturperiode, 2018

### **Consentec/ISI 2018**

Consentec GmbH / Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI; Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende; Studie im Auftrag des BMWi, 06/2018

### **Dena 2017**

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena-NETZFLEXSTUDIE, Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. 03/2017

### **Dena 2018**

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Ergebnisrapport der Taskforce Netzentgelte, Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik, Industrielles Verbrauchsverhalten im Rahmen der Energiewende netzdienlich gestalten. 01/2018

### **e-bridge 2018**

E-Bridge Consulting GmbH. Regionale Steuerung zur Synchronisation von EE- und Netzausbau, Im Auftrag der innogy SE. 06/2019



#### **EWK 2016**

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess  
„Energie der Zukunft“; Stellungnahme zum fünften  
Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das  
Berichtsjahr 2015. 12/2016

#### **Möst et al. 2015**

Möst, Dominik; Hinz, Fabian; Schmidt, Matthew;  
Zöphel, Christoph (2015): Kurzgutachten zur  
regionalen Ungleichverteilung der Netznutzungsent-  
gelte – Bestandsaufnahme und pragmatische  
Lösungsansätze – Im Auftrag der 50Hertz Trans-  
mission GmbH. In: Schriften des Lehrstuhls für  
Energiewirtschaft, TU Dresden Band 8. 10/2015

#### **VIK 2018**

Verband der Industriellen Energie- & Kraftwirtschaft:  
VIK-Stellungnahme zum Gutachten des BMWi vom  
30.08.2018 zu den Optionen zur Weiterentwicklung  
der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umwelt-  
gerechte und kosteneffiziente Energiewende. 10/2018

#### **VZBV 2018**

Verbraucherzentralen Bundesverband: Unfaire  
Umverteilung der Stromkosten zulasten privater  
Verbraucher stoppen – Stellungnahme des Ver-  
braucherzentrale Bundesverbands (vzbv) zur Studie  
„Optionen zur Weiterentwicklung der Netzent-  
geltsystematik“ im Auftrag des Bundesministeriums  
für Wirtschaft und Energie. 10/2018

#### **Zander et al. 2016**

Wolfgang; Riemenschneider, David; Schuchardt,  
Lukas; Goes, Sebastian; Schemm, Ralf (2016):  
Denkimpulse zur Zielmodelldiskussion der Netz-  
entgeltsystematik Strom in Deutschland. In:  
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jhg. 66, 2016,  
Heft 3. Online abrufbar unter [https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2016/et\\_3-16\\_WZ\\_LSC\\_RSH.pdf](https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2016/et_3-16_WZ_LSC_RSH.pdf), zuletzt  
abgerufen am 24.04.2019





## AUTOREN



**Jonathan Metz**

arbeitet seit 2018 als wissenschaftlicher Referent im Team Energierecht des IKEM.



**Hannes Doderer**

ist seit Herbst 2014 wissenschaftlicher Referent am IKEM. Seit September 2017 vertritt Herr Doderer das Institut am Standort Stuttgart und leitet das Energierechtsteam.

**Stand: Oktober 2020**

**IKEM – Institut für Klimaschutz,  
Energie und Mobilität e.V.**  
Berlin • Greifswald • Stuttgart  
[www.ikem.de](http://www.ikem.de)

Magazinstraße 15 – 16  
10179 Berlin  
T +49 (0)30 408 1870 10  
F +49 (0)30 408 1870 29  
[info@ikem.de](mailto:info@ikem.de)

Domstraße 20a  
17489 Greifswald  
T +49 (0)38 34 420 2100  
F +49 (0)38 34 420 2002  
[lsrodi@uni-greifswald.de](mailto:lsrodi@uni-greifswald.de)

