



Bundesnetzagentur

# Bericht

## Netzentgeltsystematik Elektrizität



# **Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität**

Stand: Dezember 2015

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: [info@bnetza.de](mailto:info@bnetza.de)

# Vorwort

Mit dem Bericht zur Netzentgeltsystematik Elektrizität kommt die Bundesnetzagentur einem in der Branche und bei den Netzkunden bestehenden Bedürfnis zu einer fachlich fundierten Untersuchung dieser Thematik durch eine unabhängige Institution nach.

Dieses Bedürfnis entsteht vor allem durch Veränderungen, die mit der Energiewende einhergehen, sei es im Verhalten von Netznutzern, sei es durch die mit der Energiewende unvermeidbar verbundenen höheren Netzkosten. Die Netzentgeltsystematik entscheidet wesentlich über die Verteilung dieser zusätzlichen Kosten, insbesondere auch zwischen industriellen und privaten Netznutzern. Sie hat daher eine Schlüsselstellung, auch unter industriepolitischen Aspekten.

Ein wichtiger Ausgangspunkt für die öffentliche fachliche Diskussion war insbesondere die Göttinger Energietagung im Frühjahr 2014, an der sowohl die Bundesnetzagentur als auch Vertreter der Branche, Politik und Wissenschaft teilgenommen haben. Probleme wie Entsolidarisierung einzelner Netznutzergruppen durch Eigenerzeugung und Verteilungseffekte von Vergünstigungen nach § 19 StromNEV sind bereits dort thematisiert worden.

Der vorliegende Bericht geht über die Ansätze der Diskussion in Göttingen hinaus und umfasst neben der Analyse des bestehenden Systems auch grundsätzliche Überlegungen zu Vor- und Nachteilen von denkbaren Entgeltsystemen.

Die Untersuchung kommt zu dem Ergebnis, dass die bestehende Netzentgeltsystematik besser ist als ihr Ruf und folglich nicht grundlegend reformbedürftig ist. Der vorliegende Bericht beinhaltet jedoch einige konkrete Überlegungen zu Modifikationen der Netzentgeltsystematik Elektrizität, die sich kurzfristig umsetzen lassen. Zugleich finden sich hier auch grundsätzliche Erwägungen, deren praktische Umsetzung nach Einschätzung der Bundesnetzagentur langfristig interessant sein könnte.



Jochen Homann

Präsident der Bundesnetzagentur



# Inhaltsverzeichnis

Vorwort .....	3
Inhaltsverzeichnis .....	5
Abkürzungsverzeichnis.....	7
<b>I EINLEITUNG .....</b>	<b>9</b>
<b>II SYSTEM DER NETZENTGELTE ELEKTRIZITÄT IN DEUTSCHLAND.....</b>	<b>11</b>
<b>A Grundsätze Regulierungssystem, Kostenallokation und Entgeltbildung.....</b>	<b>12</b>
<b>B Entwicklung der Netzentgelte .....</b>	<b>18</b>
1. Historische Entwicklung der Netzentgelte .....	18
2. Regional differenzierte Entwicklung der Netzentgelte .....	19
3. Ursachen der regional differenzierten Entwicklung .....	21
<b>C Herausforderungen für das aktuelle Netzentgeltsystem durch die Energiewende .....</b>	<b>23</b>
1. Anstieg und zunehmende regionale Spreizung der Stromnetzentgelte .....	23
2. Netz- und Marktdienlichkeit.....	27
<b>III DARSTELLUNG UND BEWERTUNG VON ÄNDERUNGSMÖGLICHKEITEN.....</b>	<b>29</b>
<b>A Einspeiseentgelte.....</b>	<b>30</b>
<b>B Vermiedene Netzentgelte .....</b>	<b>38</b>
<b>C Stärkung der Leistungskomponente bei Netznutzern mit Standardlastprofil .....</b>	<b>46</b>
<b>D Beteiligung der Eigenversorger .....</b>	<b>52</b>
1. Eigenversorger mit Standardlastprofil.....	53
2. Eigenversorger mit Leistungsmessung.....	56
<b>E Horizontale Kostenwälzung und einheitliche Netzentgelte .....</b>	<b>59</b>
<b>F Variable Netzentgelte .....</b>	<b>66</b>
<b>G Flexmarkt .....</b>	<b>70</b>
<b>H Herausrechnen von Lastspitzen bei der Erbringung von Regelleistung.....</b>	<b>72</b>
<b>I Individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV .....</b>	<b>75</b>
<b>J Entgelte für singular genutzt Betriebsmittel nach § 19 Abs. 3 StromNEV .....</b>	<b>78</b>
<b>K Netzentgelte für Speicheranlagen .....</b>	<b>81</b>
<b>IV SONSTIGES .....</b>	<b>91</b>
<b>A Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung.....</b>	<b>92</b>
<b>B Netzentgelte und Konzessionsabgaben .....</b>	<b>94</b>
<b>C Endgültige Netzentgelte zum 15. Oktober.....</b>	<b>96</b>

<b>V ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT .....</b>	<b>97</b>
<b>VERZEICHNISSE .....</b>	<b>103</b>
<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>104</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>105</b>
<b>Impressum .....</b>	<b>107</b>



# Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom
ACER	Agency for the Cooperation of the Energy Regulators
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BGH	Bundesgerichtshof
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GP	Grundpreis
GWh	Gigawattstunde
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
NB	Netzbetreiber
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
NS o. LM	Niederspannung ohne Leistungsmessung
MS	Mittelspannung
MWh	Megawattstunde
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
PV	Photovoltaik
TWh	Terrawattstunde
VV	Verbändevereinbarung



# I Einleitung

Das energiepolitische Umfeld für Akteure des Stromsektors hat sich in den letzten Jahren gewandelt. Der Wandel führt zu drastisch geänderten Anforderungen an die Netze. Wesentliche Treiber des Wandels sind die Kernelemente der Energiewende. Hierzu zählt neben dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (on- und offshore) auch die zeitlich vorgezogene Abschaltung von Kernkraftwerken, deren Standorte sich überwiegend in Süddeutschland befinden.

Die Folgen der neuen Anforderungen an die Netzstruktur sind bereits spürbar. Insbesondere die Investitionen aufgrund von dezentraler Einspeisung sowie der Anbindung von offshore-Windparks führten zu einem insgesamt steigenden Niveau der Netzentgelte in Deutschland. Deutlich erkennbar ist eine regionale Spreizung der Netzentgelte. Zwar ist der zunächst deutliche Ost-West-Unterschied tendenziell rückläufig, die Netzentgelte von Stadt- und Landgebieten driften jedoch immer weiter auseinander. Als wesentliche Ursachen sind die unterschiedliche Auslastung der Netze, die Integration der Erneuerbaren Energien einschließlich Einspeisemanagement sowie die Besiedlungsdichte, die den jeweiligen Netzkosten gegenübersteht, zu nennen.

Eine Folge der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbarer Energie ist, dass die Gesetzmäßigkeit „die Einspeisung folgt der Nachfrage“ nicht mehr gültig ist. In Zeiten mit hohem Dargebot von Sonneneinstrahlung und/oder Wind übertrifft die Erzeugung die bestehende Stromnachfrage. In Politik, Wirtschaft und Wissenschaft wird daher diskutiert, teilweise sogar bereits gefordert, dass sich die Nachfrage an das Stromangebot anpassen müsse – und nicht mehr umgekehrt. An die Bundesnetzagentur wird daher von vielen Seiten herangetragen, dass die aktuelle Netzentgeltsystematik geprüft werden müsste. Es wird behauptet, sie stehe einer marktdienlichen Anpassung der Nachfrage im Wege. Netzentgelte sollten nach diesen Stimmen Marktsignale verstärken oder nicht behindern, um eine Synchronisierung von Angebot und Nachfrage zu fördern. Da das Netz primär auf die zuverlässige und planbare Vermeidung einer hohen zeitgleichen Jahreshöchstlast ausgerichtet ist, um zusätzlichen Netzausbau zu vermeiden bzw. zu verringern, sollten Netzentgelte immer vorrangig netzdienlich sein. Netznutzer beeinflussen jedoch durch ihr Verhalten die Netzkosten und den zusätzlichen Netzausbaubedarf. Die Netzentgeltsystematik sollte daher sowohl auf ihre Markt- als auch Netzdienlichkeit untersucht werden.

Bevor eine Untersuchung möglicher Gestaltungsoptionen einer zukünftigen und moderneren Netzentgeltsystematik im Elektrizitätsbereich erfolgen kann, muss das aktuelle System nachvollzogen werden. Die Bundesnetzagentur stellt daher zum Anfang des Berichts neben den fachlichen Grundlagen des heutigen Systems ebenso die bisherige Netzentgeltentwicklung sowie die zukünftigen Herausforderungen vor.

Die Untersuchung einzelner Gestaltungsoptionen findet im Hauptkapitel „Darstellung und Bewertung von Änderungsmöglichkeiten“ statt. Die wesentlichen Punkte werden zu Beginn jeder Änderungsmöglichkeit in einem vorangestellten Informationskasten zusammengefasst.

Zu den wesentlichen Änderungsmöglichkeiten zählen aus Sicht der Bundesnetzagentur:

- Beteiligung von Energieerzeugern an den Netzkosten,
- Modifikation oder Abschaffung der vermeintlichen Netzentgelte,
- Stärkung der Leistungskomponente bei Nutzern mit Standardlastprofil,
- Stärkere Beteiligung der Eigenversorger an den Netzkosten,
- Horizontale Kostenwälzung oder einheitliche Netzentgelte,
- Variable Netzentgelte,
- Einführung von dezentral organisierten regionalen Flexmärkten,
- Herausrechnen von Lastspitzen bei der Erbringung von Regelleistung,
- Modernisierung des § 19 Abs. 2 und 3 StromNEV und
- Ermöglichung des marktdienlichen Verhaltens von Speichern.

Die Untersuchungen zu den einzelnen Bestandteilen sind jeweils in drei Abschnitte strukturiert.

Unter dem Punkt „Worum geht es?“ werden stets die wesentlichen Problemstellungen, Kritikpunkte und auch Forderungen behandelt. Denkbare Ansätze einzelner Gestaltungsoptionen werden jeweils unter „Änderungsmöglichkeiten“ beschrieben. Eine Auseinandersetzung mit den Gestaltungsoptionen erfolgt unter der Überschrift „Positionierung der Bundesnetzagentur“. Hier wird zudem eine Empfehlung zur zukünftigen Netzentgeltsystematik seitens der Bundesnetzagentur ausgesprochen. Bei den Teilen „Einspeiseentgelte“ (Kapitel III. A) und „Herausrechnen von Lastspitzen bei der Erbringung von Regelleistung“ (Kapitel III. H), erfolgt lediglich eine Darstellung des Diskussionsstandes innerhalb der Bundesnetzagentur. Von einer abschließenden Positionierung wurde aufgrund noch offener Fragestellungen oder zu untersuchender Folgen vorerst abgesehen.

Im Kapitel IV wird auf sonstige Themen eingegangen, die im Zusammenhang mit der Netzentgeltsystematik stehen. Der Bericht wird mit einer Zusammenfassung samt Schlussfolgerung abgerundet.

## **II System der Netzentgelte Elektrizität in Deutschland**

# A Grundsätze Regulierungssystem, Kostenallokation und Entgeltbildung

## Regulierungssystem

Netzentgelte basieren auf den Kosten, die den Netzbetreibern für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Netze entstehen. Mittels der Netzentgelte werden diese Kosten diskriminierungsfrei und möglichst angemessen auf die Netznutzer umgelegt.

Die Kosten – nicht die Entgelte – der Netze werden seit dem 1. Januar 2009 im Wege der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) bestimmt. Dieses Regulierungsregime ist in Perioden unterteilt, die jeweils fünf Jahre dauern. Vor jeder Regulierungsperiode erfolgt gemäß § 6 ARegV die Ermittlung der Kostenbasis. Dafür werden die Kosten des Netzbetriebs auf Grundlage des testierten Jahresabschlusses nach den Vorgaben der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) bestimmt. Dies erfolgt in einem umfangreichen Prüfprozess durch die jeweils zuständige Regulierungsbehörde. Die ermittelte Kostenbasis ist Ausgangspunkt für die Bestimmung der zulässigen Erlösobergrenze anhand der ARegV. Die Erlösobergrenze stellt ein Budget dar, das dem Netzbetreiber während der Regulierungsperiode für den Betrieb sowie die Erhaltung des Netzes zur Verfügung steht.

Die Erlösobergrenze wird innerhalb der Regulierungsperiode jährlich angepasst und geprüft. Hierbei werden insbesondere die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile, der Verbraucherpreisgesamtindex, die volatilen Kostenanteile sowie der Erweiterungsfaktor, mit dem die Kosten der Erweiterung des Netzes innerhalb der Regulierungsperiode gedeckt werden, abgeändert. Mit der Erlösobergrenze wird das Maximum der zulässigen Erlöse des Netzbetreibers definiert.

Die Entgeltsystematik ermittelt anschließend, wie die zulässigen Erlöse auf die Nutzergruppen verteilt werden. Dabei gelten die Regelungen der StromNEV. Jährlich zum 01. Januar ist der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde die Verprobung<sup>1</sup> der Netzentgelte zu übersenden. In der Verprobung hat der Netzbetreiber gegenüber der Regulierungsbehörde seine Entgeltkalkulation darzulegen.

Im Regulierungskonto erfolgt der Abgleich zwischen der Erlösobergrenze und den tatsächlich erzielten Erlösen. Anfallende Mehr- / Mindererlöse gegenüber der Erlösobergrenze werden auf dem Regulierungskonto (§ 5 ARegV) verbucht und zum Beginn der nächsten Regulierungsperiode ausgeschüttet. Somit trägt der Netzbetreiber kein Mengenrisiko, da ein Ausgleich zwischen Plan- und Ist-Mengen erfolgt.

## Kostenallokation

Das Verfahren zur Ermittlung der Entgelte ist in der StromNEV geregelt. Die Berechnung erfolgt über die Kostenarten-, Kostenstellen- und Kostenträgerrechnung.

### **Kostenartenrechnung (§§ 4-11 StromNEV)**

Die innerhalb der Betrachtungsperiode entstandenen Kosten werden den einzelnen Kostenarten zugeordnet. Bei den Kostenarten ist zwischen aufwandsgleichen und kalkulatorischen Kosten zu unterscheiden.

### **Kostenstellenrechnung (§§ 12-14 StromNEV)**

Die Kostenarten werden dem Ort der Entstehung zugeordnet. Dabei erfolgt die Zuordnung der Einzelkosten direkt und der Gemeinkosten mittels Verteilungsschlüssel. Die zu verwendenden Kostenstellen sind in der Anlage 2 der StromNEV aufgeführt.

### **Kostenträgerrechnung (§§ 15-21 StromNEV)**

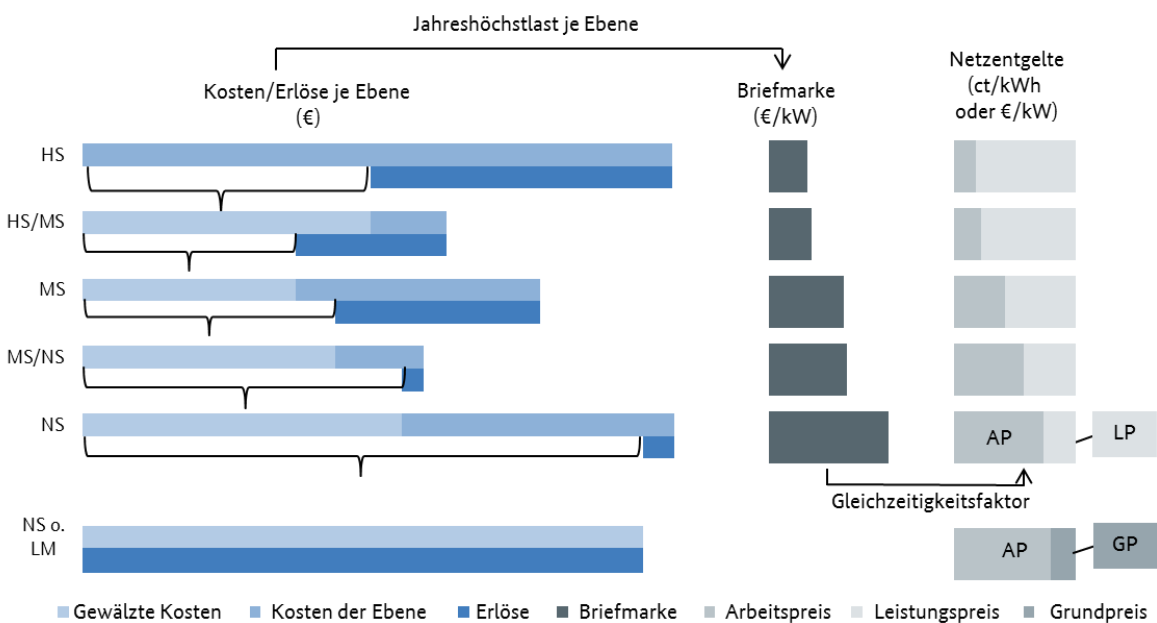
Nach der Zuordnung der Kosten auf die Kostenstellen (Netz- und Umspannebenen) werden im Rahmen der Kostenträgerrechnung die Netzentgelte ermittelt. Die Netzentgeltermittlung erfolgt top-down für jede einzelne Netz- oder Umspannebene. Zuerst werden die spezifischen Jahreskosten in €/kW („Briefmarke“) der

<sup>1</sup> Nach § 20 StromNEV haben Netzbetreiber im Rahmen der Ermittlung der Netzentgelte sicher zu stellen, dass ein zur Veröffentlichung anstehendes Entgeltsystem geeignet ist, die nach § 4 StromNEV ermittelten Kosten zu decken. Dies wird als Verprobung der Netzentgelte bezeichnet.

höchsten betriebenen Netz- oder Umspannebene ermittelt. Sie ergeben sich aus der Division der Gesamtkosten der Ebene und der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Ebene. Die zeitgleiche Jahreshöchstlast wird als der wesentliche Kostentreiber gesehen. Anschließend werden diese mit Hilfe der Gleichzeitigkeitsfunktion in vier Entgeltpositionen überführt (siehe Ableitung der Leistungs- und Arbeitspreise mittels der Gleichzeitigkeitsfunktion auf Seite 14).

Die Gesamtkosten der Ebene werden im nächsten Schritt um die direkten Netzentgelterlöse der Ebene entlastet. Der verbleibende Kostenbetrag der Ebene wird auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene weitergewälzt. Somit bestehen die Kosten der nachgelagerten Netz- oder Umspannebene aus den originären Kosten dieser Ebene und den weitergewälzten Kosten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene. Dieser Vorgang wiederholt sich in jeder Netz- und Umspannebene bis mittels des Entgelts der untersten betriebenen Netz- oder Umspannebene die Kosten des Netzes komplett gedeckt werden. Die Vorgehensweise wird in der nachfolgenden Grafik illustriert.

### Bestimmung der Netzentgelte



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 1: Kostenallokation und Netzentgeltbildung eines beispielhaften Verteilernetzbetreibers

Auf der linken Seite der Abbildung 1 sind die Netz- und Umspannebenen eines Verteilernetzbetreibers von der Hochspannung (HS) bis zur Niederspannung ohne Leistungsmessung (NS o. LM) aufgeführt. Dabei zeigen die mittelblauen Balken die direkten Kosten der Netz- und Umspannebene auf. Die Kosten des hier nicht dargestellten vorgelagerten Übertragungsnetzes sind in den Kosten der Hochspannungsebene enthalten. In der darunterliegenden Zeile werden die direkten Netzentgelterlöse der Ebene mit einem dunkelblauen Balken dargestellt und die nicht verteilten Kosten (Wälzungsbetrag) sind als geschweifte Klammer veranschaulicht. Der Wälzungsbetrag (geschweifte Klammer), also die nicht durch Netzentgelterlöse finanzierten Kosten, wird in der nachfolgenden Netz- oder Umspannebene als hellblauer Balken angezeigt. In der untersten Ebene (NS o. LM) kommt es zu keiner weiteren Wälzung, da alle Kosten durch Netzentgelterlöse gedeckt werden.

Die Briefmarke in der Mitte der Abbildung stellt die Überführung der Kosten je Netz- oder Umspannebene sowie der Jahreshöchstlast je Netz- oder Umspannebene in spezifische Jahreskosten mit der Einheit €/kW dar.

Auf der rechten Seite der Abbildung ist das Verhältnis der Erlöse zwischen Arbeits- und Leistungsentgelten aufgezeigt. Hierbei wurden die Erlöse kleiner und größer 2.500 Benutzungsstunden für Arbeit und Leistung aggregiert. In der Niederspannung ohne Leistungsmessung wird anstatt eines Leistungspreises ein Grundpreis erhoben. Die folgende Tabelle zeigt den relativ höheren Leistungspreisanteil in den oberen Spannungsebenen.

## Leistungspreisanteil am Entgelt je Spannebene im Durchschnitt der Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur

Spannebene	LP/GP-Anteil	LP-Anteil
	(< 2.500 Benutzungsstunden)	(>2.500 Benutzungsstunden)
HöS	25,5%	83,4%
HS	29,4%	74,3%
MS	19,8%	72,2%
NS	18,4%	57,1%
NS o. LM	11,8%	

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 1: Leistungspreisanteil am Entgelt je Spannungsebene im Durchschnitt der Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur<sup>2</sup>

Je höher die Spannungsebene, desto höher ist der Anteil der Kosten, den der Netzbetreiber über Leistungsentgelte einnimmt. Große Netznutzer sind überwiegend an den höheren Netz- oder Umspannebenen angeschlossen und zahlen somit überwiegend Leistungsentgelte.

Um dem Netzkunden das Leistungsentgelt in Rechnung zu stellen, wird grundsätzlich von jeder Entnahmestelle ein Netzentgelt erhoben. Hiervon gibt es allerdings eine praxisrelevante Ausnahme. Unter dem Begriff „Pooling“ wird die zeitgleiche Abrechnung mehrerer durch ein und denselben Netznutzer genutzten Stromentnahmestellen verstanden. Dabei werden mehrere an das Netz angeschlossene Entnahmestellen zum Zwecke der Berechnung des Jahresleistungsentgelts zu einer Entnahmestelle zusammengeführt. Die genauen Voraussetzungen sind dem gemeinsamen Positionspapier der Landesregulierungsbehörden und der Bundesnetzagentur zur Auslegung von § 2 Nr. 11 und § 17 Abs. 2a StromNEV (Pooling) zu entnehmen. Demnach richtet sich die abrechnungsrelevante Leistungsspitze beim Bezug der Elektrizität nach der „zusammengefassten Entnahmestelle“ und nicht nach jedem Entnahmepunkt separat.

Dies führt in der Regel zu geringeren abrechnungsrelevanten Werten für die Jahreshöchstleistung als bei einer getrennten und damit zeitungleichen Abrechnung der einzelnen Entnahmestellen.

## Ableitung der Leistungs- und Arbeitspreise mittels der Gleichzeitigkeitsfunktion

Mit der Gleichzeitigkeitsfunktion (G-Funktion) ordnet der Netzbetreiber jedem Netznutzer einen Gleichzeitigkeitsgrad zwischen 0 und 1 zu. Als Netznutzer werden sowohl Letztverbraucher als auch nachgelagerte Netzbetreiber verstanden. Der Gleichzeitigkeitsgrad gibt die Wahrscheinlichkeit wieder, mit welchem Anteil die individuelle Einzelhöchstlast eines Netznutzers an der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Netz- oder Umspannebene beteiligt ist.

Wesentlicher Kostentreiber ist die zeitgleiche Jahreshöchstlast des Netzes, da diese für die Dimensionierung des Netzes relevant ist. Das Ziel der Netzentgeltsystematik ist eine verursachungsgerechte Verteilung der Kosten auf die Netznutzer. Dabei ist die grundlegende Idee, dass Netznutzer, die mit ihrer individuellen Jahreshöchstlast mit einer hohen Wahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der Jahresnetzhöchstlast beteiligt sind, einen hohen Leistungsanteil zahlen (siehe Tabelle 1). In diesem Fall wird die individuelle Leistung mit einem höheren Anteil an den Netzkosten beteiligt, als bei einem Netznutzer dessen Jahresspitzenleistung mit einer geringeren Wahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast im Netz auftritt. Diese Idee findet sich im Preissystem durch die Differenzierung der Entgelte in größer und kleiner 2.500 Benutzungsstunden wieder. Zwecks eines einfachen und überschaubaren Entgeltsystems wurde bei der Gleichzeitigkeitsfunktion ein Modell mit zwei Geraden gewählt.

<sup>2</sup> Datensatz 2015: Netzbetreiber in eigener Zuständigkeit inklusive Organleihe.



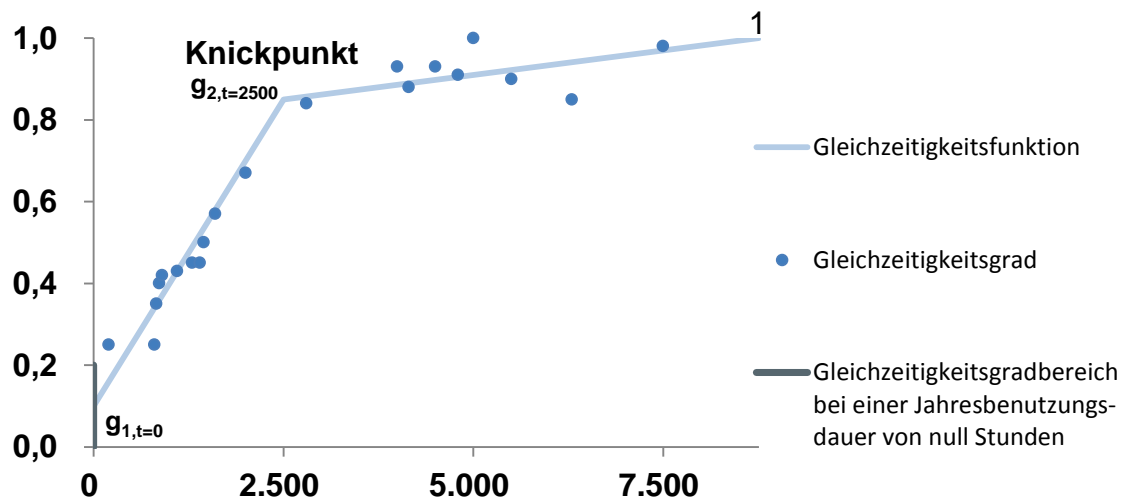
Mittels der Jahresbenutzungsstunden des Netzbetreibers wird festgestellt, welches Entgelt in Ansatz zu bringen ist. Der Knickpunkt definiert hierbei den Wechsel zwischen den Entgelten. In der VV II+<sup>3</sup> wurde der Knickpunkt grundsätzlich auf 2.500 h festgesetzt. Jedoch hatte der Netzbetreiber die Möglichkeit den Knickpunkt abweichend zur Vorgabe zwischen 1.500 h und 3.500 h frei zu setzen. Erst mit der StromNEV wurde aufgrund von Erfahrungswerten ein fixer Knickpunkt bei 2.500 h eingeführt.

Im Falle einer Jahresbenutzungsstundenzahl von genau 2.500 h sollten bei der jeweiligen Anwendung der beiden Preissysteme die identischen Netzentgelte ermittelt werden.

Die Gleichzeitigkeitsfunktion hat folgende Randbedingungen:

- Der Gleichzeitigkeitsgrad bei einer Jahresbenutzungsdauer von null Stunden kann zwischen 0 und maximal 0,2 vom Netzbetreiber frei gewählt werden.
- Die beiden Geraden, die den Gleichzeitigkeitsgrad beschreiben, schneiden sich in einem Punkt (Knickpunkt), der durch die Jahresbenutzungsdauer 2.500 Stunden definiert ist.
- Der Gleichzeitigkeitsgrad bei einer Jahresbenutzungsdauer von 8.760 Stunden beträgt 1.

### Gleichzeitigkeitsfunktion einer Netz- oder Umspannebene



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 2: Gleichzeitigkeitsfunktion einer Netz- oder Umspannebene

Zur Herleitung der Preise wird für jeden Netznutzer der individuelle Gleichzeitigkeitsgrad ermittelt. Die einzelnen Gleichzeitigkeitsgrade werden dann in Verbindung mit der individuellen Benutzungsstundenzahl in das Koordinatensystem der G-Funktion eingetragen.

Durch die so erhaltenen Punktwolken werden zwei Geraden mit Hilfe eines Näherungsmodells eingefügt. Mit Hilfe des Näherungsmodells wird eine möglichst verursachungsgerechte Aufteilung der Finanzierungsbeiträge auf Leistungs- und Arbeitspreise angestrebt.

Anhand der G-Funktion und der Briefmarke (€/kW) lassen sich vier Entgeltpositionen ableiten. Die Spezifika der G-Funktion sorgen dafür, dass Netznutzer mit einer geringen Benutzungsstundenanzahl einen relativ niedrigen Leistungs- und einen hohen Arbeitspreis entrichten, wohingegen Netznutzer mit einer hohen Benutzungsstundenanzahl einen relativ hohen Leistungs- und einen niedrigen Arbeitspreis entrichten.

Dieses Verfahren führt somit zu einem System mit vier Entgeltpositionen: (1) Arbeitspreis < 2500 h, (2) Leistungspreis < 2500 h, (3) Arbeitspreis > 2500 h und (4) Leistungspreis > 2500 h. Die gemessenen Netznutzer müssen entweder die Entgelte (1) und (2) oder die Entgelte (3) und (4) bezahlen. Für die nicht

<sup>3</sup> VV II+ (2001): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung; Dezember 2001.

leistungsgemessenen Netznutzer in der Niederspannung müssen gemäß § 17 Abs. 6 StromNEV der Grundpreis (= Leistungsentgelt) und der Arbeitspreis „in einem angemessenen Verhältnis zueinander“ stehen.

Bei der Parametrisierung der Gleichzeitigkeitsfunktion im aktuellen Entgeltsystem ist auf den Freiheitsgrad der Netzbetreiber hinzuweisen. Jeder Netzbetreiber kann den Gleichzeitigkeitsgrad bei einer Jahresbenutzungsdauer von null Stunden individuell zwischen 0 und 0,2 wählen. Für die Kalkulierung der Netzentgelte ist die Wahlmöglichkeit wichtig, da die Steigung der Geraden an die eigene Netzsituation (Punktwolken) angepasst werden kann. Die Wahlmöglichkeit gewährleistet zudem ein überschneidungsfreies Preissystem. Die Wahl des Achsenabschnitts von Null führt jedoch dazu, dass Letztverbraucher mit weniger als 2.500 Benutzungsstunden nur einen geringen, in Extremfällen gar keinen Leistungspreis zahlen. Wenn zugleich auch die Benutzungsstundenzahl sehr klein ist, müssen selbst Letztverbraucher die in eher kurzen Zeiträumen eine sehr hohe Leistungsentnahme aufweisen, insgesamt nur sehr geringe Netzentgelte zahlen. Dies ist insbesondere im Zusammenhang mit Eigenverbrauch nicht unproblematisch. Zu erwägen ist daher, ob die Untergrenze der Wahlmöglichkeit auf 0,01 gesetzt werden sollte, um einen Mindestleistungspreis zu erzielen.

## Vorschlag zur Berücksichtigung des tatsächlichen individuellen Beitrags zur zeitgleichen Netzhöchstlast in der Leistungspreiskomponente

Mit dem Ziel die Lenkungswirkung der Netzentgelte auf das Netznutzungsverhalten und zugleich die Verursachungsgerechtigkeit der Netzkostenallokation weiter zu verbessern, wird diskutiert den tatsächlichen individuellen zeitgleichen Beitrag der Netznutzer zur Jahreshöchstlast des Netzes zu berücksichtigen. Der sich aus der Gleichzeitigkeitsfunktion gemäß § 16 StromNEV ergebene Leistungspreis würde nach diesem Vorschlag durch einen Faktor, den „individuellen Kapazitätskoeffizienten“, angepasst. Der Kapazitätskoeffizient ergibt sich aus der Division folgender Parameter:

- *Individuelle Gleichzeitigkeit* – Die individuelle Gleichzeitigkeit ergibt sich als Verhältnis des individuellen Lastbeitrags in der Hochlastzeit des Netzes zur Jahreshöchstlast des Letztverbrauchers.
- *Näherungsweise ermittelte Gleichzeitigkeit* – Diese ergibt sich anhand der Benutzungsstundenzahl des Netznutzers aus der bekannten Gleichzeitigkeitsfunktion gemäß § 16 StromNEV.

Jeder leistungsgemessene Netznutzer würde für die Bemessung der Leistungspreiskomponente einen individuellen Kapazitätskoeffizienten zugewiesen bekommen. Liegt die Gleichzeitigkeit des Netznutzers oberhalb der durchschnittlichen Gleichzeitigkeit gemäß G-Funktion (Kapazitätskoeffizient  $> 1$ ), so würde ein Preisaufschlag auf die Leistungspreiskomponente erhoben. Liegt die individuelle Gleichzeitigkeit unterhalb des Wertes der G-Funktion (Kapazitätskoeffizient  $< 1$ ), würde ein entsprechender Nachlass auf das Leistungsentgelt gewährt.

Bei einem System, das die tatsächlichen Beiträge der Netznutzer zur zeitgleichen Höchstlast des Netzes individuell berücksichtigt, wären allerdings Probleme der praktischen Implementierung zu beachten. Es wäre nicht sachgerecht auf einen einzelnen Jahreshöchstlastzeitpunkt des jeweiligen Netzes im Sinne eines nachträglich festgestellten Viertelstundenwertes abzustellen. Dies würde die Planbarkeit für Netznutzer auf ein kaum vertretbares Maß reduzieren und deren Abrechnung Zufälligkeiten unterwerfen. Sachgerechter wären demgegenüber im Voraus festgelegte, zeitlich breitere Hochlastzeiten. Die Wahl der Messzeitpunkte bzw. Hochlastzeiten ist elementar für die Sachgerechtigkeit und Praktikabilität des Modells. Generell ist darauf hinzuweisen, dass Hochlastzeitfenster, die sich auf eine gesamte Netzebene beziehen, nicht immer generell auf die Belastung einzelner Regionen bzw. Betriebsmittel innerhalb der Netzebene schließen lassen.

Nach der dargestellten Methodik heraus wäre es zudem möglich, dass der Kapazitätskoeffizient für einzelne Netznutzer den Wert Null annimmt. Das ist genau dann der Fall, wenn der Netznutzer während aller gewählten Hochlastzeiten des Netzes gar keine Leistung entnimmt. Dieser Netznutzer würde folglich kein Leistungsentgelt zu entrichten haben, würde sich aber dennoch über den Arbeitspreis an der Finanzierung des Netzes beteiligen.

Generell kann nicht davon ausgegangen werden, dass die Errichtung von Netzkapazitäten ausschließlich von der Höchstlast des Netzes getrieben wird, sondern dass vielmehr ohnehin eine gewisse „Sockelkapazität“ für alle angeschlossenen Netznutzer vorgehalten werden muss. Im Fall eines Kapazitätskoeffizienten von Null würde der Finanzierungsbeitrag für diese Netznutzer weitgehend wegfallen. Dies könnte durch Erhebung eines Mindest-Leistungspreises verhindert werden (Grundpreis-Charakter).

Die Bundesnetzagentur spricht sich gegen eine Erweiterung der Leistungskomponente um einen Kapazitätsfaktor aus. Das aktuelle System ist aufgrund der Vereinfachung und Transparenz für Netznutzer gerade noch nachzuvollziehen. Es kommt mit relativ wenigen Parametern und Entgelten aus. Der Netznutzer kann alleine aufgrund seiner eigenen Ist- und Plandaten kalkulieren, wie hoch die Belastung mit Entgelten ausfällt bzw. ausfallen wird. Er ist nicht auf zusätzliche Informationen durch den Netzbetreiber über die tatsächliche Netzauslastung angewiesen und muss keine Ex-Post-Korrektur seiner Netzentgelte befürchten. Diese Transparenz würde durch die Einführung des Kapazitätskoeffizienten teilweise verloren gehen.

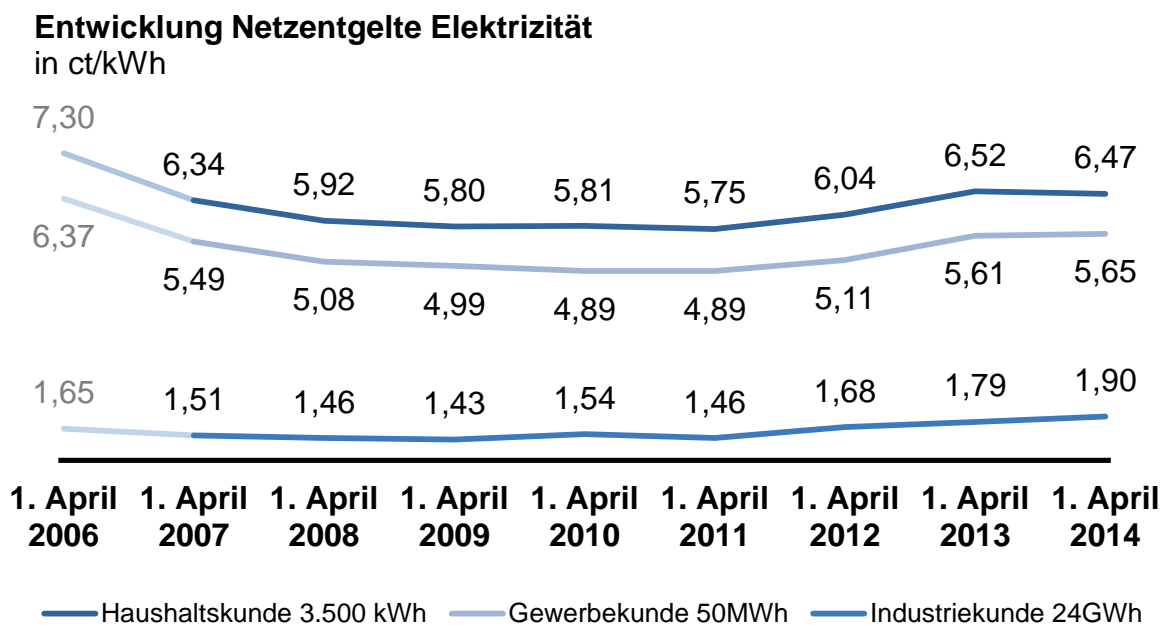
## B Entwicklung der Netzentgelte

### 1. Historische Entwicklung der Netzentgelte

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte anhand von Beispielabnahmefällen. Dabei wurden in den Beispielfällen neben dem allgemeinen Entgelt aus Leistungs- und Arbeitspreis auch die Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung berücksichtigt. Die drei ausgewählten Eurostatt-Abnahmefälle für den Zeitraum von 2006 bis 2014 sind:

- Haushaltskunden (Dc) mit einer Abnahme von 3.500 kWh/a, die an der Niederspannung ohne Leistungsmessung angeschlossen sind.
- Gewerbekunden (Ib) mit einer Abnahme von 50 MWh/a, die an der Niederspannung angeschlossen sind.
- Industriekunden (Ig) mit einer Abnahme von 24 GWh/a und einer Leistung von 4 MW, die auf der Mittelspannung angeschlossen sind.

Die Senkung der Netzentgelte in den ersten Jahren des dargestellten Zeitraumes ist auf die Einführung der Regulierung zurückzuführen. Seit dem Jahr 2012 ist wieder ein Anstieg der Netzentgelte zu beobachten.



Quelle: Monitoringbericht 2014 der Bundesnetzagentur / Bundeskartellamt

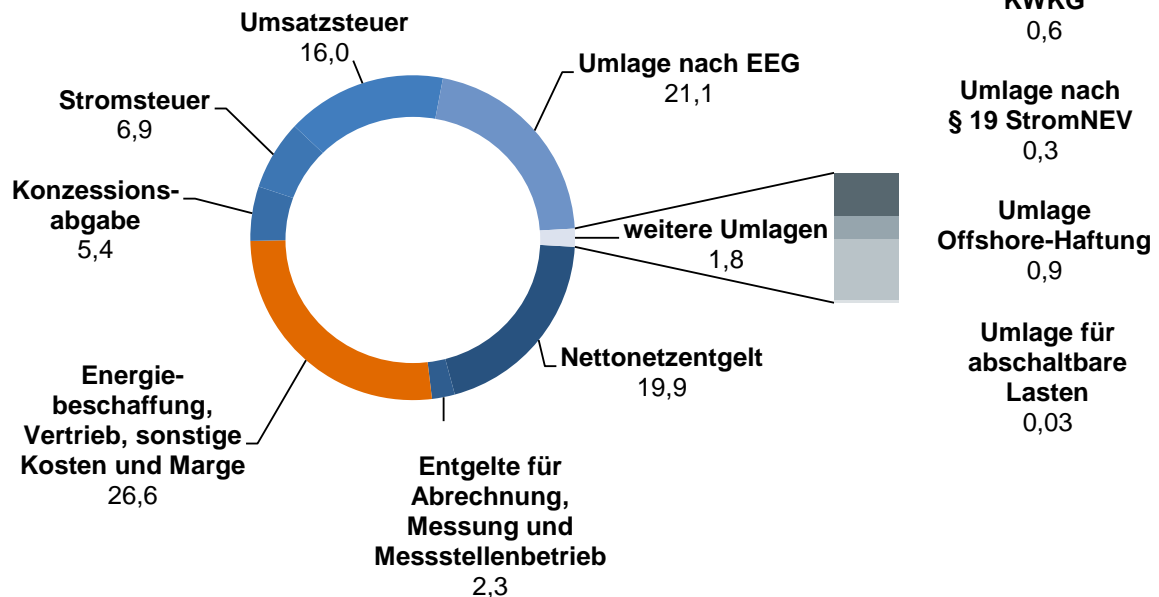
Abbildung 3: Entwicklung der Netzentgelte Elektrizität<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Das Jahr 2006 war durch Sondereffekte bei Einführung der Regulierung geprägt, die dazu führten, dass zu Beginn der Regulierung von Unternehmen überhöhte Netzentgelte ausgewiesen wurden. Das Jahr 2006 ist daher als Bezugsjahr für einen Zeitreihenvergleich nur sehr eingeschränkt geeignet.

## Anteil der Netzentgelte am Strompreis

Die folgende Abbildung zeigt den Anteil der einzelnen Komponenten am Einzelhandelsstrompreis für einen Haushaltskunden<sup>5</sup>.

### Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden zum 1. April 2014 in Prozent



Quelle: Monitoringbericht 2014 der Bundesnetzagentur / Bundeskartellamt

Abbildung 4: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden

Die Netzentgelte inkl. der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb machen im Haushaltskundenbereich derzeit rund 22% (Gewerbe: 21%, Industrie (MS): 4%) des Gesamtstrompreises aus. Die Netzentgelte sind neben der Konzessionsabgabe der einzig regional variierende Bestandteil des Strompreises.

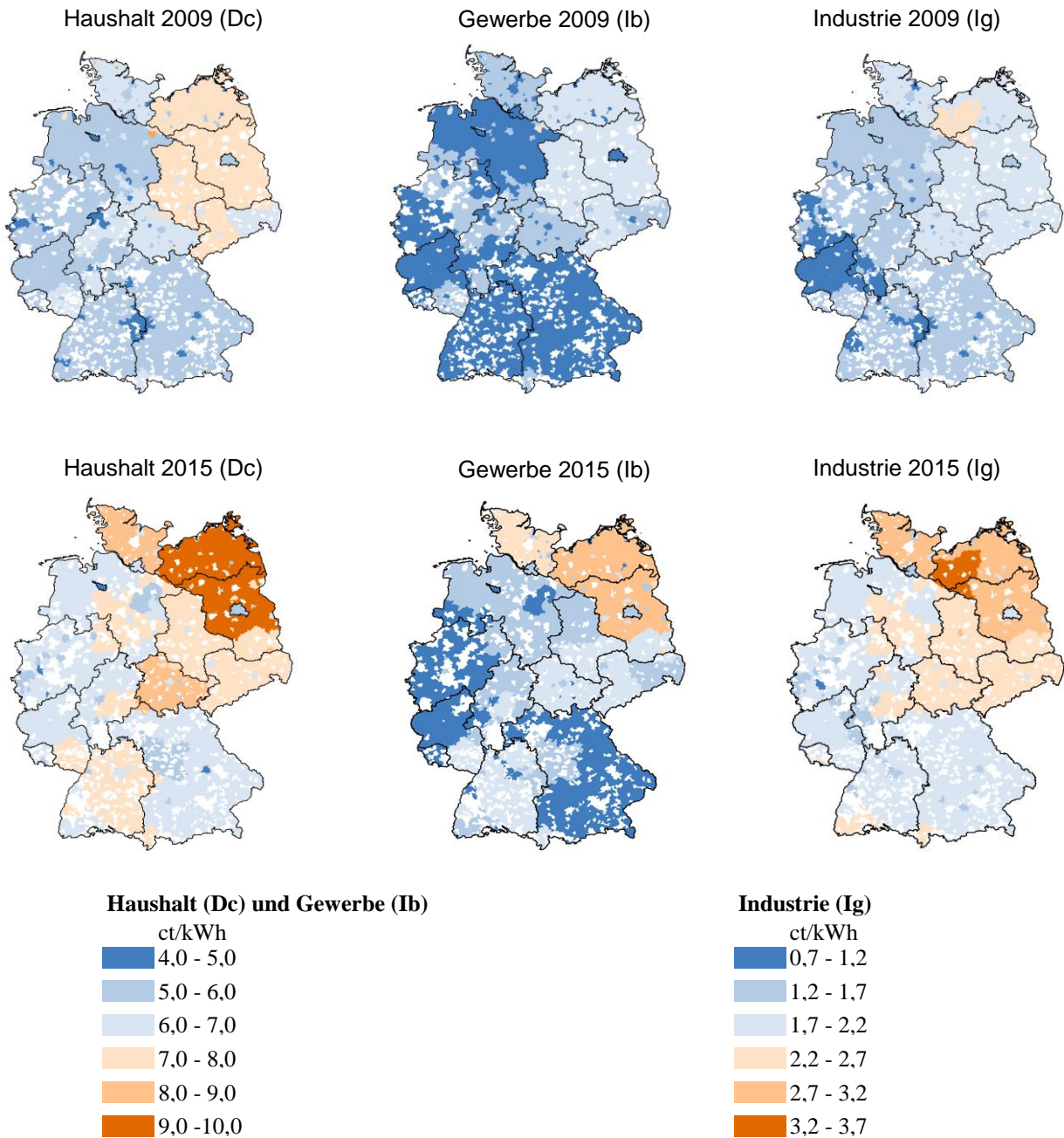
## 2. Regional differenzierte Entwicklung der Netzentgelte

Ein Vergleich der Netzentgelte des Jahres 2015 mit denen des Jahres 2009 zeigt, dass sich – neben einem insgesamt steigenden Niveau der Netzentgelte in Deutschland – der früher stark ausgeprägte Ost-West-Unterschied etwas vermindert. Die Unterschiede der Netzentgelte zwischen Stadt und Land zeichnen sich deutlich ab, diese Tendenz war bereits in der Vergangenheit sichtbar.

Die höchsten Netzentgelte zahlen zwar weiterhin Abnehmer in ländlichen Gebieten in den neuen Bundesländern und die geringsten Entgelte fallen in der Regel in besiedlungsstarken Gebieten in den alten Bundesländern an. Die Entgeltkarten zeigen jedoch, dass es mittlerweile vermehrt in den alten Bundesländern ländlich geprägte Regionen mit überdurchschnittlich hohen Netzentgelten gibt, dies trifft insbesondere auf Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg zu. Andererseits weisen städtisch geprägte Gebiete in den neuen Bundesländern zum Teil vergleichsweise niedrige Entgelte auf.

<sup>5</sup> Abnahmefall von 3.500 kWh/a zum 1. April 2014, mengengewichteter Mittelwert über alle Tarife.

### Entwicklung Netzentgelte 2009-2015



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 5: Entwicklung der Netzentgelte 2009-2015<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Datensatz: Netzbetreiber in eigener Zuständigkeit inklusive Organleihe.

### 3. Ursachen der regional differenzierten Entwicklung

Die Kosten des Netzbetriebs werden dem Netznutzer zugerechnet, in dessen Netzgebiet die Kosten anfallen. Eine Ausnahme stellen die Offshore-Anbindungskosten im Übertragungsnetz dar, diese werden zwischen den Übertragungsnetzbetreibern ausgeglichen. Eine weitere Ausnahme sind die Offshore-Haftungskosten. Diese werden mittels einer separaten Umlage gedeckt. Folgende Ursachen sind verantwortlich für die regionalen Unterschiede bei den Netzentgelten:

#### Ursachen im eigenen Netz

- Die verminderte Auslastung der Netze ist in aller Regel der Hauptfaktor für die regional differenzierte Entwicklung der Netzentgelte – Im Zuge der Modernisierung in den neuen Bundesländern zu Beginn der neunziger Jahre, wurden viele Netze aus heutiger Sicht überdimensioniert ausgebaut. Das Absinken der Last, beispielsweise aufgrund von geringerer Industrieproduktion bzw. Bevölkerungsrückgang, führt in diesen Regionen zu einer Unterauslastung der Netze. Eine geringere Jahreshöchstlast bedeutet bei gleichen Netzkosten spezifisch höhere Netzentgelte.
- Ein weiterer wesentlicher Treiber ist die Besiedlungsdichte – Generell ist hier die Stadt/Land Problematik zu nennen. Insbesondere sind Regionen in den neuen Bundesländern durch eine geringere und vielfach sinkende Besiedlungsdichte gekennzeichnet als vergleichbare Regionen in den alten Bundesländern. Bei einer geringen Besiedlungsdichte müssen die Netzkosten auf weniger Netznutzer verteilt werden, dies führt zu hohen Netzentgelten.
- Bedeutsam sind ebenso die Kosten für die Integration der Erneuerbaren Energien einschließlich Einspeisemanagement – Der Zubau von EE-Anlagen erfolgt vorrangig in ländlichen Gebieten. Während in den nördlichen Gebieten Deutschlands der Zubau von Windanlagen bedeutend ist, ist dies in Süddeutschland der Zubau von PV-Anlagen. Verbunden mit dem Anstieg der dezentralen Einspeisung von erneuerbaren Anlagen und dem nicht gleichlaufenden Ausbau der Netze werden sich in Zukunft Einspeisemanagement-Maßnahmen häufen. Die notwendigen Entschädigungszahlungen (§ 15 EEG) werden in den Netzentgelten des jeweiligen Netzes berücksichtigt.
- Im Übrigen ist das Alter der Netze zu nennen – Relativ ältere Netze im Westen führen zu geringeren Restwerten und somit zu geringeren Netzkosten im Vergleich zu den Netzen im Osten. Wenn die Ersatzinvestitionswelle in den „alten Netzen“ beginnt, wird sich dieser Effekt umkehren.
- Schließlich ist auch die Qualität der Netze ein Faktor für regional unterschiedliche Netzentgelte – Je nach Qualitätselement wird die Erlösobergrenze des Netzbetreibers um einen Zu- oder Abschlag angepasst.

#### Ursachen im vorgelagerten Netz

- Gestiegene vorgelagerte Kosten des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers – Insbesondere der Netzausbau Onshore, die Redispatchmaßnahmen und die Kosten für Reservekraftwerke sind Kostentreiber auf der Übertragungsnetzebene. Die Kosten für die Anbindung von Offshore-Anlagen sind zwar Bestandteil der Netzentgelte, werden allerdings bundesweit gewälzt und tragen daher nicht zu regionalen Unterschieden bei den Netzentgelten bei.





# C Herausforderungen für das aktuelle Netzentgeltsystem durch die Energiewende

## 1. Anstieg und zunehmende regionale Spreizung der Stromnetzentgelte

In der aktuellen Diskussion über die Stromnetzentgelte und die Netzentgeltsystematik wird von mehreren Bundesländern und betroffenen Netznutzern kritisch vorgetragen, dass die Netzentgelte in einzelnen Regionen deutlich höher sind als im übrigen Deutschland. Dies wird in den Kontext der Energiewende gestellt und daraus abgeleitet, die gesamtgesellschaftliche Aufgabe dürfe nicht zu regional ungleichen Belastungen bei den Stromnetzentgelten führen. Im Sinne einer „gerechten Lastenverteilung“ wird eine Angleichung bzw. ein bundeseinheitliches Stromnetzentgelt gefordert.

Nachfolgend wird auf den Netzausbau als zentrale Ursache für den weiteren Anstieg und die zunehmende Spreizung der Netzentgelte eingegangen.

Die Energiewende erfordert einen erheblichen Ausbau der Stromnetze auf Übertragungs- und Verteilernetzebene. Der Ausbaubedarf wird insbesondere durch die Integration von EE-Anlagen sowie die Abschaltung der primär in Süddeutschland liegenden Kernkraftwerke verursacht. Hinzu kommen das ansteigende Aufkommen von Rückeinspeisungen auf vorgelagerte Netzebenen sowie der Ausbau der grenzüberschreitenden Stromleitungen für einen europäischen Energie-Binnenmarkt.

Der Einfluss der Investitionsausgaben auf die Entwicklung der Stromnetzentgelte wird im Folgenden bis 2022 dargestellt. Dabei wird auf die bestätigten Netzentwicklungspläne On- und Offshore 2024 (Übertragungsnetz) sowie die BMWi-Verteilernetzstudie (Verteilernetz) zurückgegriffen. Die BMWi-Verteilernetzstudie stellt einen Investitionsbedarf bis 2022 dar, so dass die Zahlen unverändert für eine Abschätzung der Netzentgeltentwicklung bis 2022 übernommen werden können. Bei den zugrunde gelegten Netzentwicklungsplänen On- und Offshore, die einen Zeithorizont bis 2024 umfassen, wird vereinfachend eine vollständige Umsetzung bis 2022 angenommen.

Auf Grundlage der Investitionsvolumina werden die Kosten ermittelt, die zusätzlich zu den derzeitigen jährlichen Kosten der Netzbetreiber anfallen werden. Diese jährlichen Zusatzkosten werden für die Schätzung der Netzentgeltentwicklung herangezogen.

Die für das Übertragungsnetz geschätzten Investitionsausgaben und daraus abgeleiteten jährlichen Zusatzkosten können den nachfolgenden Tabellen entnommen werden.

### Investitionsausgaben und jährliche Zusatzkosten auf Übertragungsnetzebene bis 2022

in Mrd. Euro

	Investitionsausgaben	jährliche Zusatzkosten
Onshore	18,0	1,8
Offshore	15,0	1,8
<b>Gesamt</b>	<b>33,0</b>	<b>3,6</b>

Quelle: Bundesnetzagentur; NEP 2024; O-NEP 2024

Tabelle 2: Investitionsausgaben und jährliche Zusatzkosten auf Übertragungsnetzebene bis 2022<sup>7</sup>

<sup>7</sup> Eigene Berechnung Bundesnetzagentur: Die jährlichen Zusatzkosten im Übertragungsnetz (Onshore) werden von der Bundesnetzagentur mit ca. 10 % des Investitionsvolumens angesetzt und beruhen auf Kapitalkosten in Höhe von 9,2 % sowie einer Betriebskostenpauschale in Höhe von 0,8 %. Die jährlichen Zusatzkosten im Übertragungsnetz (Offshore) werden von der Bundesnetzagentur aufgrund kürzerer Nutzungsdauern mit ca. 12 % angesetzt.

Die BMWi-Verteilernetzstudie<sup>8</sup> hat untersucht, welche Investitionsausgaben im Verteilernetz bis 2032 zu erwarten sind. Hierbei wird für Neuinvestitionen jeweils von einer vollständigen Verkabelung auf der Hochspannungsebene (110 kV) ausgegangen. Laut Verteilernetzstudie wird der Großteil der Investitionsausgaben bis 2022 anfallen. Die nachfolgende Tabelle zeigt auf, welche Werte in der Verteilernetzstudie für den Betrachtungszeitraum bis 2022 angenommen werden.

### Investitionsausgaben und jährliche Zusatzkosten auf Verteilernetzebene bis 2022 in Mrd. Euro

	Investitionsausgaben	jährliche Zusatzkosten
bis 2022	15,4	1,3

Quelle: BMWi-Verteilernetzstudie

Tabelle 3: Investitionsausgaben und jährliche Zusatzkosten auf Verteilernetzebene bis 2022

Die entgelterhöhenden Wirkungen bis 2022 werden auf Grundlage der angenommenen jährlichen Zusatzkosten auf Übertragungs- und Verteilernetzebene sowie einer modellhaften Kostenwälzung geschätzt. Die Untersuchungen erfolgen anhand ausgewählter Netzbetreiber der vier Regelzonen. Für Haushaltskunden ergäbe sich aufgrund der Investitionen in das Übertragungsnetz (Tabelle 2) im Durchschnitt aller vier Regelzonen ein Netzentgeltanstieg um ca. 18 %.<sup>9</sup>

Werden die angenommenen jährliche Zusatzkosten auf Verteilernetzebene (Tabelle 3) in die Abschätzung der Netzentgeltentwicklung für Haushaltskunden einbezogen, kann im bundesweiten Durchschnitt von einer rein ausbaugetriebenen Entgeltsteigerung bis 2022 in Höhe von ca. 25 % (statt 18 %) ausgegangen werden. Insbesondere in Regionen mit hoher dezentraler Einspeisung und demzufolge hohem Ausbaubedarf ist jedoch mit stärkeren Netzentgeltsteigerungen zu rechnen als in Regionen, in denen weniger Energiewendebedingte Erzeugung zu finden ist.

Für mittelständische Industriekunden<sup>10</sup> muss mit einem stärkeren Anstieg der Netzentgelte gerechnet werden. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass in der Niederspannung sehr viele Kunden angeschlossen sind, auf die die Kosten verteilt werden können. Daher ergeben sich in der Mittelspannung stärkere Zusatzkosten pro Netznutzer. Zudem werden in der BMWi-Verteilernetzstudie Zusatzkosten aus Investitionen unterstellt, die im Wesentlichen in der Hoch- und Mittelspannung anfallen. Eine „Aufrüstung“ der Niederspannung ist gemäß dieser Studie nur im begrenzten Umfang erforderlich.

Größere Industriekunden weisen ein anderes Abnahmeverhalten auf als die oben genannten mittelständischen Industriekunden, das sich kaum standardisieren lässt. Generell sind diese sehr großen Kunden an der Hochspannung oder der Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung angeschlossen. Die gemäß BMWi-Verteilernetzstudie geschätzten jährlichen Zusatzkosten in der Mittel- und Niederspannungsebene sind für Endkunden der höheren Ebenen nicht relevant. Die geschätzten Kosten für Investitionen auf der Übertragungsnetz- und Hochspannungsebene werden sich jedoch stark in der dortigen zukünftigen Netzentgeltentwicklung widerspiegeln. Für an das Übertragungsnetz angeschlossene Industriekunden ergäbe sich schätzungsweise eine Netzentgelterhöhung von ca. 106 %.

Für große Industriekunden sind oftmals Netzentgeltreduzierungen nach § 19 StromNEV relevant. Die Auswirkungen dieser Vergünstigungen verringern die Höhe der Netzentgelte oft deutlich. Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass die Reduzierungen der Netzentgelte nach § 19 StromNEV durch eine bundeseinheitliche Umlage kompensiert werden. Die hier prognostizierten durchschnittlichen Netzentgeltveränderungen abstrahieren von einer Reduzierung der Netzentgelte bei Industriekunden.

In der Realität werden Erhöhungen der Erlösbergrenzen teilweise in Erhöhungen der § 19-Umlage umgewandelt statt in Netzentgeltsteigerungen. Mithin werden die Folgen der Energiewendebedingten Investitionen teilweise in einem anderen Element des Strompreises abgebildet. Diese teilweise Verlagerung der Konsequenzen der Energiewende in eine Umlage ändert nicht die relative Steigerung der Netzentgelte für die betroffenen Industrien, die Steigerung bezieht sich lediglich auf ein verringertes Niveau.

<sup>8</sup> BMWi (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland, September 2014 (Szenario „EEG 2014“).

<sup>9</sup> Haushaltskunde: 3.500 kWh, Niederspannung ohne Leistungsmessung. Kalkulationsbasis der Netzentgeltsteigerung 2022: Netzentgelt 2014 gemäß Monitoringbericht 2014 (6,47 ct/kWh).

<sup>10</sup> Mittelständischer Industriekunde: 24 GWh, 4 MW, angeschlossen an die Mittelspannung.

Die Onshore-Investitionsausgaben könnten jedoch deutlich höher liegen, wenn der Erdkabelanteil auf Übertragungsnetzebene steigt. Die bisherigen Investitionsprognosen der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen nur die Kosten eines Übertragungsnetzausbaus in Form einer Freileitungslösung.

Die aktuellen Entwicklungen zeigen, dass es nicht bei einem reinen Freileitungsausbau bleiben wird. Schon jetzt sehen die einschlägigen gesetzlichen Regelungen des EnLAG und des BBPIG so genannte Kabelpilotprojekte vor. Darüber hinaus wird zurzeit eine politische Debatte geführt, Erdkabel überall dort einsetzen zu können, wo diese eine bessere Lösung der lokalen und regionalen Konflikte darstellen. Der Bundesnetzagentur ist es zurzeit noch nicht möglich abzuschätzen, mit welchem Ergebnis diese politische Debatte enden wird. Noch weniger kann schon heute abgeschätzt werden, wo und auf wie vielen Kilometern Erdverkabelung die bessere Lösung sein wird.

Als Indikation der Auswirkungen von Erdverkabelung auf die Netzentgelte hat die Bundesnetzagentur modellhaft zwei Szenarien berechnet, bei denen für HGÜ-Projekte unterschiedliche Erdverkabelungsgrade unterstellt werden.

#### Investitionsausgaben und jährliche Zusatzkosten auf Übertragungsnetzebene bis 2022 - Szenarien mit Erdverkabelung in Mrd. Euro

	Basisszenario (ohne Erdverkabelung)		Erdverkabelung 20% AC, 50% HGÜ		Erdverkabelung 20% AC, 100% HGÜ	
	Investitions- ausgaben	jährliche Zusatzkosten	Investitions- ausgaben	jährliche Zusatzkosten	Investitions- ausgaben	jährliche Zusatzkosten
Onshore	18,0	1,8	25,2	2,5	30,3	3,0
Offshore	15,0	1,8	15,0	1,8	15,0	1,8
<b>Gesamt</b>	<b>33,0</b>	<b>3,6</b>	<b>40,2</b>	<b>4,3</b>	<b>45,3</b>	<b>4,8</b>

Quelle: Bundesnetzagentur; NEP 2024; O-NEP 2024

Tabelle 4: Investitionsausgaben und jährliche Zusatzkosten auf Übertragungsnetzebene bis 2022 - Szenarien mit Erdverkabelung

Bei den in Tabelle 4 ausgewiesenen Investitionsausgaben wurden Mehrkostenfaktoren<sup>11</sup> für HGÜ-Leitungen von 4 sowie von 8 für AC-Leitungen angesetzt. Für den Onshore-Netzausbau wären bei einer 20 prozentigen AC- und einer 50 prozentigen HGÜ-Erdverkabelung 25,2 Mrd. € statt 18 Mrd. € zu investieren. Wird der HGÜ-Anteil auf 100 % erhöht, steigen die zu erwartenden Investitionsausgaben von 25,2 auf 30,3 Mrd. €. Entsprechend steigen die jährlichen Zusatzkosten auf Übertragungsnetzebene um 0,7 bzw. 1,2 Mrd. € an. Für beide Szenarien mit Erdverkabelung kann die geschätzte Netzentgeltveränderung der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

#### Zu erwartende Netzentgeltentwicklung bis 2022 - Szenarien mit Erdverkabelung in Prozent

Kundengruppe	Angesetzte Investitionen	Basisszenario (ohne Erdverkabelung)	Erdverkabelung 20% AC, 50% HGÜ	Erdverkabelung 20% AC, 100% HGÜ
Haushaltskunde	nur Übertragungsnetz	18%	22%	24%
	Übertragungs- und Verteilernetz	25%	28%	31%
großer Industriekunde	nur Übertragungsnetz	106%	128%	143%

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 5: Zu erwartende Netzentgeltsteigerung bis 2022 - Szenarien mit Erdverkabelung

Die Mehrkosten der Erdverkabelung im Übertragungsnetz würden in erheblichem Umfang von den an den höheren Spannungsebenen angeschlossenen Kunden getragen, nicht zuletzt von den Industriekunden. An Stelle einer geschätzten Erhöhung um ca. 106 % ergäbe sich für den extremen Fall einer unterstellten HGÜ-Erdverkabelung von 100 % eine Entgelterhöhung von ca. 143 %.

<sup>11</sup> Modellannahmen der Bundesnetzagentur, abgeleitet aus der DENA-Technologieübersicht, die gemeinsam mit allen relevanten Stakeholdern im Rahmen der BMWi-Netzplattform (wissenschaftliche Institute, Universitäten, ÜNB, Betriebsmittelhersteller) erarbeitet wurde.

Bei der Schätzung der Netzentgeltveränderungen handelt es sich nur um eine Indikation. Tatsächlich werden sich jedoch im Zuge des weiteren Ausbaus von EE-Anlagen sowohl der Energiefluss als auch die Anteile an der Kostentragung verändern. Dies würde die Entgelteffekte in den oberen Ebenen verstärken, weil die Netzkosten in den vorgelagerten Ebenen im Fall der dezentralen Einspeisung auf eine kleinere Menge verteilt werden.

Die Abschätzungen zur Netzentgeltentwicklung stehen unter dem Vorbehalt ansonsten gleicher Umstände („ceteris paribus“). Neben dem Einfluss des zukünftigen Netzausbaus gibt es viele weitere Faktoren, die Einfluss auf die Entwicklung der Netzentgelte ausüben (u. a. Inflationsrate, Produktivitätsfaktor, vermiedene Netzentgelte, Veränderung der Absatzmengen, Kosten für Netzsicherheitsmaßnahmen<sup>12</sup>). Folglich sind die geschätzten Netzentgeltsteigerungen tendenziell eher zu niedrig angesetzt.

---

<sup>12</sup> Zu den Netzsicherheitsmaßnahmen zählen u. a. Redispatch, Netzreserve, Einspeisemanagement.

## 2. Netz- und Marktdienlichkeit

Zukünftig werden Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien den nationalen Kraftwerkspark dominieren. Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien verteilen sich dabei auf viele Erzeugungsanlagen, die überwiegend dargebotsabhängig und lastfern Strom produzieren. Mit der dargebotsabhängigen Stromerzeugung ändert sich die Gesetzmäßigkeit, dass die Einspeisung der Nachfrage folgt.

Hergeleitet aus der Auffassung, die Nachfrage müsse der volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern folgen, wird häufig die Forderung vertreten, Netzentgelte sollten Marktsignale verstärken oder nicht behindern, um eine Synchronisierung von Angebot und Nachfrage zu fördern. Netzentgelte, die eine Synchronisierung von Angebot und Nachfrage fördern, können als marktdienlich angesehen werden.

Da das Netz primär auf die zuverlässige und planbare Vermeidung einer hohen zeitgleichen Jahreshöchstlast ausgerichtet ist, um zusätzlichen Netzausbau zu vermeiden bzw. zu verringern, sollten Netzentgelte immer netzdienlich sein.

In der heutigen Netzentgeltsystematik werden die Netzkosten über den individuellen (statistisch wahrscheinlichen) Beitrag der Netznutzer zur zeitgleichen Jahreshöchstlast möglichst verursachungsgerecht zugeordnet. Die Netznutzer beeinflussen somit direkt durch ihr Verhalten die Netzkosten und den zusätzlichen Netzausbaubedarf, d.h., bei Nichtbeachtung dieses Grundsatzes werden zusätzliche Netzkapazitäten benötigt. Darüber hinaus stellt die Netzentgeltsystematik sicher, dass die sachgerechten und effizienten Netzkosten durch die Netzbetreiber wieder vollständig verdient werden können.

Prinzipiell berücksichtigt die heutige Netzentgeltsystematik bereits die Ziele der Netz- und Marktdienlichkeit. Das Leistungsnetzentgelt begrenzt wirksam die individuelle Leistungsspitze der Netznutzer. Zugleich hat das Leistungsnetzentgelt unterhalb dieses Wertes einen "Flatrate-Charakter", so dass sich in diesem für das Netz unproblematischen Bereich die flexible Last gegenüber dem Markt optimieren kann.

Jedoch sind aus Sicht der Bundesnetzagentur Netz- und Marktdienlichkeit klar voneinander zu trennen. Die Ziele der Netz- und Marktdienlichkeit können sich je nach Netz- oder Marktsituation widersprechen. In dem Fall, dass tatsächlich viele Netznutzer zeitgleich auf ein Marktsignal reagieren, sich also marktdienlich verhalten, kann es zu einer signifikanten Verbrauchs- und Lastverlagerung kommen, die zu einer neuen (regionalen oder lokalen) Netzrestriktion bzw. Lastspitze führt, weil die verlagerte zeitgleiche Last auf die bereits vorhandene zeitungleiche Grundlast trifft. In diesem Fall würde die Netzrestriktion bzw. Lastspitze zu einem Netzausbau führen.

Bei der Gestaltung der zukünftigen Netzentgeltsystematik sollte geprüft werden, wie die nachfolgenden Anforderungen möglichst parallel erfüllt werden könnten:

- Förderung von markt- und netzdienlichem Verhalten.
- Gewährleistung von verursachungs- und verteilungsgerechten Netzentgelten.
- Vermeidung von Fehlanreizen und Mitnahmeeffekten.
- Transparenz und Planbarkeit.
- Förderung von energieeffizientem Verhalten.



# III Darstellung und Bewertung von Änderungsmöglichkeiten

In diesem Kapitel werden potenzielle Änderungsmöglichkeiten dargestellt und soweit möglich anhand der folgenden Kriterien bewertet:

## **Verursachungsgerechtigkeit**

Es gibt verschiedene Akteure, die aufgrund ihres Handelns Netzkosten verursachen. Nicht immer werden diese Kosten verursachungsgerecht allokiert. Für die Akzeptanz des Netzentgeltsystems ist die Verursachungsgerechtigkeit jedoch nicht unerheblich.

## **Verteilungswirkung**

Selbst wenn Änderungen an der Netzentgeltsystematik zu einer verursachungsgerechteren Kostenverteilung führen, muss berücksichtigt werden, dass dadurch Gewinner und Verlierer hervorgebracht werden. Die Wirkung einer Änderung ist daher im Vorhinein zu beleuchten.

## **Anreizwirkung und Steuerungsfunktion**

Durch die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik können grundsätzlich verschiedene Anreize gesetzt werden, über die versucht werden kann, das Verhalten einzelner Akteure zu beeinflussen. Die Netzentgeltsystematik kann diesbezüglich unter den Gesichtspunkten der Netz- und Marktdienlichkeit betrachtet werden.

## **Umsetzbarkeit und Eingriffstiefe / Anforderungen aus Europa**

Ansätze für zukünftige Netzentgeltstrukturen müssen zudem rechtlich, technisch und administrativ umsetzbar sein. Hierbei muss unter anderem abgeschätzt werden, wie hoch die Eingriffstiefe einer Veränderung ist. Nicht nur nationale Zielvorstellungen und Rechtsvorgaben müssen eingehalten werden, sondern auch diejenigen auf europäischer Ebene.

## **Transparenz und Verständlichkeit**

Über die aufgezeigten Kriterien hinweg sollte betrachtet werden, ob das Entgeltsystem für alle Akteure nachvollziehbar ist. Die Nachvollziehbarkeit kann aufgrund von Transparenz und Verständlichkeit bewertet werden.

# A Einspeiseentgelte

## Worum geht es?

- Lediglich Letztverbrauch trägt Finanzierung der Netzkosten
- Stromeinspeisung ist netzentgeltfrei (§ 15 Abs. 1 StromNEV)
- Erzeuger verursachen Netzkosten (EE-Ausbau zunehmend regional netzdimensionierend)
- Netzentgelte könnten Steuerungssignale zur Ansiedlung von Stromerzeugungsanlagen geben

## Änderungsmöglichkeiten

- Netzentgelt auf Basis Arbeit (€/MWh eingespeiste Arbeit)
- Netzentgelt auf Basis Leistung oder Kapazität (€/MW eingespeiste Höchstleistung)
- Einmaliger Baukostenzuschuss / Netzanschlusskostenbeitrag in €/MW
- Räumliche Differenzierung von Erzeugerentgelten auf Übertragungsnetzebene
- Einspeiseentgelte lediglich auf Verteilernetzebene

## Stand der Diskussion in der Bundesnetzagentur

- Argumente für Einspeiseentgelte
  - Verursachungsgerechtere Kostentragung
  - Einspeiseentgelt führt tendenziell zu einer Angleichung in Europa<sup>13</sup>
  - Gerade Netze mit vielen Einspeisern, in denen Einspeisung netzdimensionierend wirkt, generieren hohe Einnahmen
- Gegenargumente zu Einspeiseentgelten
  - Gefahr der Fehlsteuerung für Erzeugungsmarkt
  - Hohe Unsicherheiten / Investitionshemmnis für langfristige Kapitalbindung
  - Benachteiligung deutscher Kraftwerke im Export
  - Insgesamt keine Entlastung, lediglich reine Umverteilungswirkung zwischen Stromverbrauchern
  - Ausgleich für EE-Anlagen könnte erforderlich werden

<sup>13</sup> Einspeiseentgelte auf Basis von Arbeit oder Leistung werden in Dänemark, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Irland, Nordirland, Norwegen, Portugal, Rumänien, Spanien und Schweden praktiziert.



- Aufkommensbegrenzung auf Übertragungsnetzeben durch EU-Vorgabe<sup>14</sup>
- Einheitliche Einspeiseentgelte für eingespeiste Arbeit wären einem leistungsbezogenen Einspeiseentgelt vorzuziehen
  - Stromexporte und CO<sub>2</sub> Emissionen nehmen ab
  - geringe Belastung für Kraftwerksbetreiber
  - Keine oder nur geringe Entlastung für Verbraucher
  - Unter Umständen verzerrender Einfluss auf kurzfristigen Stromhandel
- Einspeiseentgelt auf die eingespeiste Höchstlast oder Kapazität
  - Neutral für Stromhandel
  - Starke Belastung für insbesondere Spitzenlastkraftwerke
  - Geringe Verursachungsgerechtigkeit
- Argumente zu regional differenzierten Entgelten
  - Keine erhebliche Wirkung auf Kraftwerkszubau, da der Hebel der Netzentgelte i.d.R. zu klein ist
  - Technologieabhängige Entgeltsysteme zu komplex
  - künftige Entwicklung mit großen Ungewissheiten behaftet
  - keine Abhilfe für den kurzfristigen Redispatch-Bedarf/Netzengpässe

---

<sup>14</sup> EU-Verordnung 838/2010

## Worum geht es?

Die Finanzierung der Netzkosten wird aktuell nur von Letztverbrauchern getragen (Umverteilungswirkung), obwohl sie die Netzkosten nicht alleine verursachen (Verursachungsprinzip). Erzeuger tragen lediglich ihre unmittelbaren Anschlusskosten für die Verbindung zwischen Erzeugungsanlage und Netzanschlusspunkt (§ 8 Abs. 1 KraftNAV). In Ausnahmefällen kann vom Anschlussnehmer die Kostenübernahme für alleine genutzte Betriebsmittel verlangt werden. Gemäß § 15 Abs. 1 StromNEV ist für die Einspeisung elektrischer Energie kein Netzentgelt zu entrichten, obwohl diese gleichermaßen Netzkosten verursacht. Dies wird aktuell anhand von zunehmenden Rückspeisungen aus unterlagerten Netzen deutlich.

In Wirtschaft, Wissenschaft und Politik wird diskutiert, ob es sinnvoll und angemessen ist, Energieeinspeiser durch Einführung eines Einspeiseentgelts an den Netzkosten zu beteiligen. Hierbei wird die Einführung von Einspeiseentgelten von einigen Institutionen gewünscht (z.B. Monopolkommission, Wissenschaftlicher Beirat des BMWi) und von anderen grundsätzlich oder auf Grund der schwierigen Umsetzbarkeit abgelehnt (z.B. AGORA, BDEW, so auch Zwischenbericht Fraunhofer ISI-Gutachten). Im Bereich der Netznutzungsentgelte für die Gasfernleitungsnetze sind Einspeiseentgelte üblich und unumstritten.

In der Diskussion gibt es zwei deutlich zu unterscheidende Gesichtspunkte:

- a) eine reine Kostenbeteiligung der Einspeiser an den Netzkosten.
- b) darüber hinausgehend: eine Steuerung zur netzdienlichen Ansiedlung von Erzeugungsanlagen durch die Netzentgelte.

## Änderungsmöglichkeiten

### Einspeiseentgelt auf Arbeit

Alle Einspeiser haben ein einheitliches Entgelt auf ihre eingespeiste Arbeit (€/MWh) zu zahlen. Dieses Entgelt gilt bundesweit für jeden Einspeiser und ist weder netz- noch technologieabhängig differenziert.

### Einspeiseentgelt auf die eingespeiste Höchstlast oder Kapazität

Es wird ein pauschales Einspeiseentgelt in €/MW erhoben, das sich an der installierten Leistung oder der jährlichen Höchstleistung der Erzeugungsanlage orientiert.

### Baukostenzuschuss für Einspeiser

Abschaffung des § 8 Abs. 3 KraftNAV nach dem der Energieerzeuger keine Kosten zur Verstärkung des Netzes sowie Baukostenzuschüsse zu tragen hat. Der Baukostenzuschuss könnte einem einmaligen Einspeiseentgelt in € / MW bei Netzanschluss entsprechen (Beispiel Großbritannien).

### Räumliche Differenzierung der Einspeiseentgelte auf Übertragungsebene

Durch eine räumliche Differenzierung der Einspeiseentgelte auf Übertragungsebene z.B. in Form von Zonen mit unterschiedlichen Einspeiseentgelten könnten lokal unterschiedliche Netzbelastungen abgebildet werden. Hierbei werden auch insgesamt aufkommensneutrale Einspeiseentgelte diskutiert.

Dabei wären die Einspeiseentgelte in Netzzonen mit Leistungsüberschüssen positiv und in Netzzonen mit Leistungsdefiziten negativ, wobei die Differenz die langfristigen Netzausbaukosten widerspiegeln soll.

### Einspeiseentgelt lediglich auf Verteilernetzebene

Es wäre denkbar, Einspeiseentgelte für wenige Verteilernetzbetreiber, die besonders ausbaubelastet sind oder für Netzgebiete, in denen es in erheblichem Umfang zu Rückspeisungen kommt, zuzulassen.

## Stand der Diskussion in der Bundesnetzagentur

Aus Sicht der Bundesnetzagentur gibt es gute Argumente für eine Beteiligung der Energieeinspeiser an der Finanzierung der Netzkosten. Eine Einführung von Einspeiseentgelten hat jedoch einige Risiken für den Strommarkt und sollte daher eingehend geprüft werden.

### Chancen und Risiken

Erzeuger und Letztverbraucher nutzen das Netz. Demnach erscheint es gerade in Zeiten von steigenden Netzkosten durch den Zubau von erneuerbaren Energien sinnvoll, Erzeuger an den Kosten des Netzes zu beteiligen. Durch eine Einführung von Einspeiseentgelten käme es zumindest kurzfristig zu einer Entlastung der Letztverbraucher. Mittel- bis langfristig tragen die Stromabnehmer als Verbraucher des Produktes am Ende der energiewirtschaftlichen Produktionskette jedoch die gesamten Kosten der Stromerzeugung einschließlich des Transports bis zum Abnahmepunkt und damit auch etwaige Einspeiseentgelte. Eine echte nachhaltige Kostenentlastung für Letztverbraucher kann es daher nur geben, wenn und soweit die Einführung von Einspeiseentgelten zu einer Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Effizienz in der Stromversorgung führt. Zunächst ist die Erhebung von Einspeiseentgelten mit zusätzlichen Transaktionskosten verbunden, die die Effizienz des Systems reduziert.

Unter den Verbrauchern können Einspeiseentgelte erwünschte Verteilungswirkungen haben. Auf Verteilernetzebene könnte das regionale Auseinanderdriften der Entgelte auf Last in Folge der Energiewende durch Einspeiseentgelte gedämpft werden: Netzbetreiber, in deren Netzgebiet ein großes Maß an Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern erfolgt, würden durch Einspeiseentgelte in höherem Maße zusätzliche Einnahmen generieren (vorausgesetzt, dass das Einspeiseentgelt auch von EE-Anlagen erhoben wird). Demnach würden die Netzentgelte für Letztverbraucher in Regionen mit viel Einspeisung proportional stärker sinken als in Netzgebieten mit wenig Einspeisung.

Die größten Energiemengen werden jedoch nach wie vor aus großen Kraftwerken in die Übertragungsnetzebene eingespeist. Hier könnten die Einnahmen aus Einspeiseentgelten die Entgeltspreizung sogar ausweiten, da gerade in der Regelzone mit den niedrigsten Entgelten die höchsten Einnahmen entstehen. Um solche ungewollten Verteilungseffekte zu vermeiden, könnten die Einnahmen über einen Ausgleichsmechanismus auf das gesamtdeutsche Netzgebiet verteilt werden.

Neben einer regionalen Umverteilung der Netzkosten werden durch Einspeiseentgelte die Netzkosten in der Regel von Kleinverbrauchern zu Großverbrauchern umverteilt. Einspeiseentgelte werden von den Erzeugern auf den Strompreis aufgeschlagen.

Anders als bei den Netzentgelten und der EEG-Umlage sind Strompreise von allen Verbrauchern – auch von der privilegierten Industrie – immer vollständig zu zahlen. Zudem belastet ein steigender Strompreis alle Spannungsebenen gleichermaßen.

Eine spürbare Wirkung geht von Einspeiseentgelten nur bei Einführung für alle Anlagen gleichermaßen aus. Daher sind Aspekte des Vertrauensschutzes sowie die Kompatibilität mit den EE-Fördermodellen sorgfältig zu prüfen.

Durch die Einführung von Einspeiseentgelten entstehen für EE-Anlagenbetreiber zusätzliche Kosten, jedoch sind diese regenerativen Anlagen auch wesentlicher Treiber des Netzausbaus. Die Allokationswirkung von Einspeiseentgelten auf EE-Anlagen ist schwer vorhersehbar. Daher könnte es für diese Betreiber zu einer Zusatzbelastung kommen, die ein Investitionshemmnis darstellen würde. In diesem Fall wäre zu überlegen, ob diese Zusatzbelastung ganz oder teilweise durch eine höhere Förderung kompensiert werden müsste.

Die Einführung von Einspeiseentgelten ist überdies im Zusammenhang mit der Kapazitätsmarktdiskussion zu sehen.

Einspeiseentgelte sind in vielen europäischen Ländern (Belgien, Dänemark, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Irland, Norwegen, Österreich, Portugal, Rumänien, Spanien und Schweden) in unterschiedlicher Art und Weise in Anwendung. Durch die Einführung von Einspeiseentgelten in Deutschland kann in diesen Fällen somit grundsätzlich eine Angleichung an europäische Marktbedingungen erfolgen. Einspeiseentgelte würden abhängig von ihrer konkreten Ausgestaltung die Erzeugungsmenge, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß und die Wirtschaftlichkeit deutscher Kraftwerke entsprechend reduzieren.

Abhängig von regionalen Leistungsüberschüssen und Defiziten können der Anschluss und der Betrieb einer Erzeugungsanlage sehr unterschiedliche Wirkungen auf die Netzkosten insbesondere auf den Netzausbau

haben. Verursachungsgerecht differenzierte Einspeiseentgelte könnten dazu dienen, den Erzeugern diese Kosten aufzuerlegen und damit eine netzdienliche Ansiedlung oder Stilllegung zu fördern. Allerdings ist nicht absehbar, ob eine konsistente und verursachungsgerechte Berechnung dieser Kosten und eine Umsetzung in Einspeiseentgelte möglich ist. Andernfalls können Erzeugerentgelte jedoch zu Verzerrungen der Standortentscheidungen und der Einspeisung führen, die die Gesamtkosten des Systems erhöhen. Hierbei ist zu beachten, dass aufgrund der hohen Preiselastizität von insbesondere konventioneller Erzeugung verzerrende Preissignale ein wesentlich höheres Fehlsteuerungspotential haben als Signale auf der relativ preisunelastischen Lastseite. Die Ermittlung der Wirkungen des Anschlusses eines Kraftwerks auf den Netzausbaubedarf ist jedoch äußerst komplex und kann abhängig von den verwendeten Berechnungsmethoden und Annahmen zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen führen. Neben einer Bestimmung der absoluten Ausbaukosten, die zumindest in aggregierter Form z.B. für die Netzentwicklungspläne ermittelt werden, ist hier auch eine Zuordnung der individuellen Kosten zum einzelnen Netzknoten erforderlich. Rückwirkend kann durch differenzierte Einspeiseentgelte die Planbarkeit und die Begründbarkeit des erforderlichen Netzausbaus spürbar reduziert werden.

### **Wirkung von Einspeiseentgelten**

Da die Wirkungen von Einspeiseentgelten stark abhängig von deren Ausgestaltung sind, werden die zentralen Ausgestaltungsoptionen von Einspeiseentgelten kurz mit Stärken und Schwächen dargestellt.

#### **Einspeiseentgelt auf Arbeit**

Einspeiseentgelte auf Basis der Arbeit werden von Kraftwerksbetreibern ähnlich wie die Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate auf den Strompreis aufgeschlagen. Einspeiseentgelte beeinflussen damit direkt das Gebotsverhalten am Strommarkt. Effektiv tragen die Netznutzer damit weiterhin unmittelbar den Großteil der Kosten.

Arbeitsentgelte belasten Spitzenlastkraftwerke weniger stark als Leistungsentgelte, da nur auf die eingespeiste Arbeit ein Entgelt gezahlt werden muss. Durch das Ansteigen des Strompreises werden auch grundsätzlich die Erzeuger weniger stark belastet als bei einem vergleichbaren Einspeiseentgelt auf Leistung.

National führen einheitliche arbeitsbezogene Einspeisenentgelte zu einer parallelen Verschiebung der Merit-Order, was mittelfristig den Kraftwerken weder nutzt noch schadet.

Im europäischen Strommarkt kommt es aber zu einer Verteuerung der Stromerzeugung zum Nachteil der deutschen Kraftwerksbetreiber. In Folge der Einführung eines Einspeiseentgelts könnten deutsche Stromexporte leicht zurückgehen und über die sinkende inländische Produktion zu einer Reduktion der deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen führen. Jedoch dürfte sich der Effekt zugleich negativ auf die deutsche Spitzenerzeugung auswirken, wenn diese Spitzenlastkraftwerke bei knappen Situationen häufiger durch ausländische Erzeugung substituiert werden als Grundlastkraftwerke. Zudem würden Speicherkraftwerke in der Merit-Order benachteiligt, da sich Ihre Stromerzeugungskosten deutlich erhöhen. Es wäre allerdings vorstellbar und wird an anderer Stelle auch näher ausgeführt und befürwortet, für Speicher eine Sonderregelung zu treffen.

In der Phase der Einführung der Einspeiseentgelte ergäben sich zudem hohe Belastungen für Kraftwerksbetreiber. Typischerweise vermarkten Kraftwerksbetreiber ihren Strom langfristig, um sich vor Preisschwankungen abzusichern. In den Strompreisen für den in der Vergangenheit bereits vermarkteten Strom wäre die Belastung aus einem Einspeiseentgelt nicht abgebildet. Insofern entsteht bei den Kraftwerksbetreibern durch die Einführung von Einspeiseentgelten ein Verlust für den in der Vergangenheit bereits für den Zeitraum nach der Einführung der Einspeiseentgelte verkauften Strom.

#### **Einspeiseentgelt auf die eingespeiste Höchstlast oder Kapazität**

Einspeiseentgelte auf die eingespeiste Höchstlast oder Kapazität können von Kraftwerksbetreibern in der Regel kurzfristig nicht über den Strompreis gewälzt werden. Sie haben keine oder nur einen sehr geringen Einfluss auf das Einspeiseverhalten von Kraftwerken und führen somit nicht zu einer Beeinflussung des kurzfristigen Stromhandels. Verzerrungen des kurzfristigen Strommarktes können somit weitestgehend ausgeschlossen werden.

Ein Entgelt auf die eingespeiste Höchstleistung oder die installierte Kapazität belastet absehbar Spitzenlastkraftwerke am stärksten. Auf Grund der Energiewende bestehen jedoch mittelfristig hohe

Kapazitätsbedarfe an Residualkraftwerken. Zudem weisen sie (im Wesentlichen Gaskraftwerke) eine günstigere CO<sub>2</sub>-Bilanz auf als Grundlastkraftwerke.

Aufgrund der volatilen Einspeisung der Erneuerbaren wäre zudem ein reines Leistungsentgelt nicht verursachungsgerecht. So ist die Kapazität von Spitzenlastkraftwerken wenig netzauslegungsrelevant. In Fällen von hoher auslegungsrelevanter Windeinspeisung speisen sie in der Regel nicht ein, da die Strompreise in diesen Zeiten zu gering sind. Der Gleichzeitigkeitsgrad der Spitzenleistung dieser Spitzenlastkraftwerke wird nahe von Null sein.

### **Baukostenzuschüsse für Einspeiser**

Durch Abschaffung des § 8 Abs. 3 KraftNAV könnten Neuanlagen in Form von Baukostenzuschüssen direkt an den Kosten für die Netzverstärkung beteiligt werden. Grundsätzlich könnten die Kosten, die mit dem Zubau eines Kraftwerks verbunden sind, dann vom Netzbetreiber individuell je Knotenpunkt berechnet werden.

Die wirtschaftliche Wirkung von Baukostenzuschüssen ist ähnlich, wie die Wirkungen eines Einspeiseentgelts auf Leistung. Allerdings würde die Zahlung nur einmalig fällig. Zudem sind sie in der Anwendung auf Neuanlagen beschränkt. Die individuelle Berechnung der Baukostenzuschüsse macht sie für Erzeuger, Regulierungsbehörden und Dritte sehr intransparent. Damit ist auch unklar ob eine konsistente Ermittlung der Höhe der Baukostenzuschüsse zwischen Netzgebieten bzw. Netzbetreibern mit angemessenem regulatorischen Aufwand sichergestellt werden kann.

### **Räumliche Differenzierung von Erzeugerentgelten auf Übertragungsnetzebene**

Durch eine räumliche Differenzierung der Entgelte könnte theoretisch eine netzdienliche Lenkungswirkung auf die Kraftwerksansiedlung oder -stilllegung erzielt werden. Für das Übertragungsnetz ist in Deutschland lediglich mit einer geringen Beeinflussung der Standortentscheidungen für Kraftwerksinvestitionen zu rechnen, da die Differenzen der standortspezifischen Kosten der Kraftwerke (z. B. Kohlekraftwerk im Norden vs. Gaskraftwerk im Süden, Winddargebot im Norden vs. Winddargebot im Süden) erheblich höher sind als die Kosten des Netzausbaus im Übertragungsnetz. Eine größere Wirkung könnten Einspeiseentgelte dagegen auf Stilllegungsentscheidungen von Kraftwerken entfalten. Denn bereits geringe Entgelte können bei wirtschaftlich abgeschrieben und wenig profitablen Kraftwerken die Stilllegung entscheidend beschleunigen.

Sofern eine räumliche Steuerungswirkung erreicht werden soll, dürften komplexe technologieabhängige Entgeltsysteme erforderlich werden, um Fehlanreize zu vermeiden. So können Netzausbaukosten nicht nur standortspezifisch, sondern sogar auch erzeugungstechnologiespezifisch stark variieren. Ein zusätzliches Windkraftwerk kann in einer Region mit bereits hohem windleistungsbedingten Leistungsüberschuss einen starken Netzausbaubedarf auslösen. Ein Spitzenlastkraftwerk mit gleicher Vollaststundenzahl an der gleichen Netzposition stellt jedoch unter Umständen keine zusätzliche Netzbelastung dar, da Spitzenlastkraftwerke in einer Starkwindphase typischerweise nicht laufen, da dann der Strompreis zu niedrig ist. Ein nur örtlich differenzierter Leistungspreis würde das Spitzenlastkraftwerk unter Umständen unrentabel machen und damit eine ineffiziente Stilllegung herbeiführen.

Komplexe Einspeisenentgeltsysteme würden die Kalkulation von Kraftwerksinvestitionen erheblich erschweren, da für Kraftwerke neue Kostenbestandteile entstehen, die einer starken externen (politischen, regulatorischen, netzbetreiberindividuellen) Steuerung und damit großen neuen Ungewissheit unterliegen würden. Soweit eine räumliche Entgeltdifferenzierung die Netzgegebenheiten reflektiert, müssen die Einspeiseentgelte nach jedem Netzausbau angepasst werden. Dies erschwert die Kalkulierbarkeit der Kraftwerksinvestitionen zusätzlich. Weniger komplexe Einspeisenentgeltsysteme führen dagegen leicht zu Fehlanreizen oder unerwünschten Effekten.

In vornehmlich wissenschaftlich theoretisch geprägten Diskussionsbeiträgen zu Einspeiseentgelten wird auch eine netzdienliche Steuerung der Erzeugung aus Bestandsanlagen mittels Einspeiseentgelten diskutiert. So könnten laut eines Gutachtens des wissenschaftlichen Beirats des BMWi<sup>15</sup> auslastungsabhängige Einspeiseentgelte dazu verwendet werden Bestandsanlagen so in der Merit-Order zu verschieben, dass Netzengpässe und damit der Redispatch-Bedarf aktiv reduziert werden könnte. Kraftwerke vor dem Engpass würden durch hohe Entgelte ein Signal erhalten weniger zu erzeugen und Kraftwerke hinter dem Engpass durch niedrige oder sogar negative Entgelte einen Anreiz erhalten mehr zu erzeugen.

<sup>15</sup> Wissenschaftlicher Beirat des BMWi (2014): Engpassbasierte Nutzerfinanzierung und Infrastrukturinvestitionen in Netzsektoren; September 2014.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur sind Einspeiseentgelte als Steuerungsinstrument für die Stromerzeugung von Bestandsanlagen nicht geeignet. Um eine relevante engpassreduzierende Wirkung zu erzielen müssten in der Regel Einspeiseentgelte auf Arbeit mit einer sehr großen räumlichen Spreizung eingeführt werden. Ein Steinkohle- bzw. Braunkohlekraftwerk im Norden müsste mittels der Entgeltspreizung in der Merit-Order hinter ein Gaskraftwerk im Süden geschoben werden. Ein rein regional differenziertes Einspeiseentgelt würde aber in den überwiegenden Zeiten ohne Netzengpass zu einer starken gesamt-kostensteigernden Verzerrung des Strommarktes führen. Dynamische Entgelte dagegen, die von der Netzsituation abhängig sind, würden den Kraftwerksbetreibern ein hohes wenig prognostizierbares Risiko auferlegen. Durch die kaum mehr als eine Woche vorhersehbaren Einspeiseentgelte mit hohen Schwankungsbreiten würde die Teilnahme an den Terminmärkten erheblich verteuert, wodurch eine Abnahme der Liquidität auf diesen für die Verbraucher wichtigen Märkten zu erwarten ist. Zudem wären auch die den situativen Netzentgelten zugrunde liegenden Prognosen der Netzbetreiber fehleranfällig und aufgrund der hohen benötigten Komplexität absehbar wenig transparent für Marktteilnehmer sowie Regulierungsbehörden.

Eine hohe regionale Spreizung von Einspeiseentgelten auf Arbeit hätte zuletzt auch eine stark verzerrende Wirkung auf den Stromaustausch mit den Nachbarländern, die eine positive Wirkung auf Netzengpassbildung sogar nivellieren könnte. So könnte ein erhöhter Stromimport aus Nachbarländern in Grenzgebieten vor dem Engpass die durch das hohe Einspeiseentgelt reduzierte Produktion der inländischen Erzeugung vor dem Engpass ausgleichen. In diesem Falle würde ein Engpass weiterhin bestehen.

### **Einspeiseentgelt lediglich auf Verteilernetzebene**

In Netzen, in denen gerade die Einspeisung der treibende Faktor für den Netzausbau ist, ist es schwer begründbar, warum für diesen Netzausbau ausschließlich die Letztverbraucher in der Region die Kosten zu tragen haben. Gerade in Zeiten von steigenden Netzkosten durch den Zubau von erneuerbaren Energien oder die Ansiedlung konventioneller Erzeugung auf unpassend niedrigen Netzebenen erscheint es deshalb gut vertretbar, Erzeuger an den Kosten des Netzes zu beteiligen. Durch eine Einführung von Einspeiseentgelten käme es in den davon betroffenen Verteilernetzen zumindest kurzfristig zu einer Entlastung der Letztverbraucher.

Gleichzeitig könnte das regionale Auseinanderdriften der von den Letztverbrauchern zu zahlenden Entgelte auf Verteilernetzebene durch Einspeiseentgelte gedämpft werden: Netzbetreiber, in deren Netzgebiet ein großes Maß an Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern erfolgt, würden durch Einspeiseentgelte in höherem Maße zusätzliche Einnahmen generieren (vorausgesetzt, dass das Einspeiseentgelt auch von EE-Anlagen erhoben wird). Demnach würden die Netzentgelte für Letztverbraucher in Regionen mit viel Einspeisung proportional stärker sinken als in Netzgebieten mit wenig Einspeisung.

Auch für Einspeiseentgelte auf Verteilernetzebene sind allerdings die vorstehend bereits diskutierten Folgewirkungen der möglichen Arten von Einspeiseentgelten in die Abwägung mit einzubeziehen.

Darüber hinaus muss bei Einspeiseentgelten auf VNB-Ebene, insbesondere wenn sie nicht durchgehend, sondern nur in einzelnen besonders ausbaubelasteten Netzen erhoben werden darauf geachtet werden, dass die Entgelte nicht prohibitiv hoch sind. Einspeiseentgelte sollten nicht als Instrument zur Abschreckung von Anschlussbegehren erneuerbarer Erzeugung missbraucht werden können. Daher sollte die Höhe möglicher Einspeiseentgelte gedeckelt werden. In Betracht käme beispielsweise eine Begrenzung auf normativ einfach dem EE-Zubau zuzuordnende Zusatzkosten. Diese könnten aus den genehmigten Erweiterungsfaktoren und Investitionsmaßnahmen bestehen.

Räumlich differenzierte Einspeiseentgelte innerhalb von Verteilernetzen kommen nicht ernsthaft in Betracht. Die Kleinteiligkeit der Netze steht dem entgegen. Eine angemessene Entgelthöhe könnte nur von den betroffenen Verteilernetzbetreibern unter ausreichender Detailkenntnis des Netzes ermittelt werden. Dabei ist fraglich, ob zwischen den über 800 Verteilernetzbetreibern konsistente Maßstäbe für die Binnensteuerung innerhalb von Verteilernetzen sichergestellt werden können.

### **Europäischer Rechtsrahmen**

Bei der Diskussion um die Einführung von Einspeiseentgelten ist die europäische Verordnung 838/2010 zu beachten. Nach dieser Verordnung sind Einspeiseentgelte auf der Übertragungsnetzebene auf einen jährlichen Durchschnittswert über alle Erzeugung im Übertragungsnetz von 0,0 bis 0,5 € / MWh beschränkt. Ausgenommen von der Beschränkung sind Netzanschlussgebühren und Einspeiseentgelte für den Ausgleich von Kosten für Netzverluste sowie Systemdienstleistungen. Die Kosten für die Systemdienstleistungen und Netzverluste werden im Jahr 2015 nach Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber etwa 1 Mrd. € betragen

(Planwerte der Netzbetreiber aus der Verprobungsrechnung). Damit wäre auf Übertragungsnetzebene ein Netzentgelt zur Deckung dieser Kosten in Höhe von etwa 2,5 €/MWh<sup>16</sup> zulässig. Zuzüglich eines allgemeinen Netzentgelts in Höhe von 0,5 €/MWh ergibt sich so ein im Rahmen der heutigen Rechtslage zulässiges Erzeugernetzentgelt von geschätzt 3,0 €/MWh.

ACER hat mit der Opinion Number 09/2014 einen Vorschlag zur Weiterentwicklung der Begrenzungen gemacht. In der Opinion wird vorgeschlagen, Arbeitsentgelte für Einspeisung abzuschaffen, da sie den europäischen Stromhandel verzerren würden, sowie die Begrenzung der Entgelte auf Leistung oder fixe Entgelte aufzuheben. Arbeitsentgelte zur Einbringung der Kosten für Systemdienstleistungen und Netzverluste sollen weiterhin gestattet sein. Eine Überarbeitung der Verordnung steht noch aus. Erzeugerentgelte sind Teil der auf europäischer Ebene laufenden Diskussion um die Notwendigkeit weiterer Harmonisierungen der Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene.

Eine begrenzende Entgeltvorgabe für Einspeisungen in das Verteilernetz ist auf europäischer Ebene nicht erlassen worden.

---

<sup>16</sup> 2,85 €/MWh abzüglich eines Sicherheitsabschlags, angenommene Einspeisung ins Übertragungsnetz ca. 350 TWh.

## B Vermiedene Netzentgelte

### Worum geht es?

- Ausbau Übertragungsnetz ist durch dezentrale Erzeugung nicht vermeidbar
- Dezentrale Einspeisung verursacht mittlerweile Netzausbau
- Vermiedene Netzentgelte verschärfen die regionale Spreizung der Netzkosten
- Kosten durch vermiedene Netzentgelte 2014: 1.490 Mio. €<sup>17</sup>
- Vermiedene Netzentgelte können allokativen Fehlanreize setzen und lösen eine Preissteigerungsspirale aus

### Änderungsmöglichkeiten

- Berechnungsgrundlage der vermiedenen Netzentgelte um bestimmte Kostenpositionen bereinigen
- Abschaffung für dargebotsabhängige dezentrale Einspeisung
- Vollständige Abschaffung

### Positionierung der Bundesnetzagentur

- Bereinigung bestimmter Kostenpositionen nicht machbar
- Abschaffung nur für dargebotsabhängige Einspeisung ist nicht vorzugswürdig
- Vollständige Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte
  - Netzinfrastruktur wird nicht eingespart bzw. sogar ausgebaut (Rückspeisung)
  - Vorgelagerte Netze "laufen leer": Kosten bleiben, Entgelte steigen, vermiedene Netzentgelte steigen
  - Kosten des Übertragungsnetzes (insb. Offshore-Anschlusskosten) treiben vermiedene Netzentgelte
  - Schrittweises abschmelzen der vermiedenen Netzentgelte bei bestehenden KWK- und konventionellen Einspeisern denkbar
  - Die intendierten Förderungen sollten gezielt über die jeweiligen Instrumente (EEG- bzw. KWKG-Förderung) erreicht werden

<sup>17</sup> Wert für Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur inklusive Organleihe.



## Worum geht es?

Nach § 18 Abs. 1 StromNEV erhalten Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen ein Entgelt vom Verteilernetzbetreiber, in dessen Netz sie einspeisen. Die Höhe des Entgelts muss dem Entgelt entsprechen, das durch die Einspeisung in der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene vermieden wurde.

Das Konzept der vermiedenen Netzentgelte entstand in der Verbändevereinbarung II / II+: Nachgelagert angeschlossene Kraftwerke sind in der Regel kleiner dimensioniert und erzeugen somit den Strom zu höheren Kosten als Großkraftwerke in der Höchstspannung. Die Kraftwerke konkurrieren an der Strombörse anhand des Strompreises. Der Standortvorteil durch lastnahe Erzeugung gegenüber Großkraftwerken wird hierbei nicht berücksichtigt. Mit Hilfe der Zahlung der vermiedenen Netzentgelte an das nachgelagerte Kraftwerk wurde dieser Unterschied ausgeglichen und machte das nachgelagerte Kraftwerk konkurrenzfähig.<sup>18</sup>

Die Beibehaltung der vermiedenen Netzentgelte in der Entgeltstruktur des EnWG-2005 beruhte auf zwei Argumentationen:

- Netzkosten (Infrastrukturkosten) würden durch dezentrale Einspeisung tatsächlich vermieden und
- die Flussrichtung des Stroms erfolge von der höchsten zur niedrigsten Spannungsebene.

Beide genannten Annahmen sind im gegenwärtigen System zunehmend nicht mehr gegeben. Die Stromerzeugung in Deutschland erfolgt künftig nicht mehr überwiegend in (relativ wenigen) zentralen Großkraftwerken, sondern in EE-Anlagen und ergänzend in dezentralen Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und konventionellen Kraftwerken.

In Fällen hoher dezentraler Einspeisung von Strom aus EE- und KWK-Anlagen übertrifft die Einspeisung in der Verteilernetzebene häufig die bestehende Last der Netzebene. Es kommt zu Rückspeisungen des zu viel eingespeisten Stroms in die vorgelagerte Netz- oder Umspannebene. Aufgrund der Rückspeisungen muss die Dimensionierung des Netzes erhalten bzw. mittelfristig sogar aus- und umgebaut werden.

In der vom Verteilernetzbetreiber an den Anlagenbetreiber entrichteten Vergütung nach EEG sind die vermiedenen Netzentgelte bereits enthalten. Der Übertragungsnetzbetreiber erstattet dem Verteilernetzbetreiber die Vergütung nach EEG abzüglich der vermiedenen Netzentgelte. Somit verbleiben die Kosten für vermiedene Netzentgelte beim Verteilernetzbetreiber und wirken sich dämpfend auf die Höhe der EEG-Umlage aus.

Demgegenüber werden konventionellen sowie KWKG-geförderten Anlagen die vermiedenen Netzentgelte unmittelbar ohne zeitliche Befristung ausgezahlt. Der Anreiz, Erzeugungsanlagen in einer unteren Spannungsebene anzuschließen, besteht daher insbesondere bei diesen Erzeugern. Neben der Anschlussebene sind auch die ländlichen, entnahmeschwachen Gebiete, in denen die Netzentgelte strukturell bedingt zumeist höher als in städtischen Regionen sind, für konventionelle Einspeiser attraktiv. Somit kommt es zu allokativen Fehlanreizen.

Die nachfolgende Tabelle stellt die vermiedenen Netzentgelte, für Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur inklusive der Netzbetreiber aus der Organleihe<sup>19</sup>, je Netz- und Umspannebene differenziert dar. Für die Jahre 2011 bis 2014 konnte auf die Istwerte aus dem Regulierungskonto zurückgegriffen werden. Für das Jahr 2015 wurden die Planwerte aus der Anpassung der Erlösobergrenze herangezogen. Aus der Tabelle wird deutlich, dass die Summe der vermiedenen Netzentgelte insgesamt kontinuierlich angestiegen ist.

<sup>18</sup> Vgl. VKU (2015): <http://www.vku.de/energie/netzzugang-netzanschluss-elektrizitaet/vermiedene-netznutzungsentgelte/historie.html> (Abruf März 2015).

<sup>19</sup> Die Angaben zu den vermiedenen Netzentgelte 2011 bis 2012 enthalten die Werte der Netzbetreiber aus der Organleihe Berlin/Brandenburg/Bremen/Mecklenburg-Vorpommern/Schleswig-Holstein/Thüringen/Niedersachsen. Die Angaben zu den vermiedenen Netzentgelte 2013 bis 2015 enthalten die Werte der Netzbetreiber aus der Organleihe Berlin/Brandenburg/Bremen/Mecklenburg-Vorpommern/Schleswig-Holstein/Thüringen. Werte der Netzbetreiber aus der Organleihe Niedersachsen sind aufgrund der Beendigung der Organleihe ab 2013 nicht mehr enthalten.

**Vermiedene Netzentgelte je Netz- und Umspannebene**

in Mio. Euro

Netz- und Umspannebene	2011 Ist-Werte	2012 Ist-Werte	2013 Ist-Werte	2014 Ist-Werte	2015 Plan-Werte
HöS/HS	79	65	67	64	24
HS	464	484	478	596	659
HS/MS	65	77	88	84	107
MS	345	494	463	550	532
MS/NS	16	30	36	37	42
NS	94	144	142	159	183
<b>Gesamt</b>	<b>1.063</b>	<b>1.294</b>	<b>1.274</b>	<b>1.490</b>	<b>1.547</b>

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 6: Vermiedene Netzentgelte je Netz- und Umspannebene<sup>20</sup>

Bei der Kostenprüfung der zweiten Regulierungsperiode (Basisjahr 2011) betrugen die vermiedenen Netzentgelte ca. 7 Prozent der anerkannten Netzkosten der Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (inklusive Organleihe).

**Gründe für den Anstieg der vermiedenen Netzentgelte**

Vermiedene Netzentgelte führen zu einer sich selbst verstärkenden Kostenspirale. Durch verstärkte dezentrale Erzeugung wird die bestehende Kapazität des vorgelagerten Netzes in einem geringeren Umfang genutzt. Die weiterhin bestehenden Infrastrukturkosten werden auf eine geringere Absatzmenge verteilt. Dies führt zu einem Anstieg der Netzentgelte auf der vorgelagerten Netzebene. Damit steigen wiederum die vermiedenen Netzentgelte, da diese sich an den Netzentgelten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene bemessen. Die Infrastrukturkosten des vorgelagerten Netzes, die zum großen Teil Fixkosten darstellen, verringern sich jedoch dadurch nicht.

Durch die für den Leitungsausbau erforderlichen Investitionen und die damit verbundenen betrieblichen Kosten werden die Infrastrukturkosten des vorgelagerten Netzes noch verstärkt. Aufgrund der Nutzungsdauer dieser Investitionen wirkt der Leitungsausbau des vorgelagerten Netzes – insbesondere bedingt durch EE-Anlagen – langfristig erhöhend auf die vermiedenen Netzentgelte.

Langfristig könnten die Infrastrukturkosten nur sinken, wenn es zu einer wirklichen Lastverlagerung von der Transportebene hin in die Verteilernetzebene käme. Sofern es zu Rückspeisungen kommt, werden jedoch erneut Investitionen in das Transportnetz notwendig.

Die Kalkulationsbasis der vermiedenen Netzentgelte führt zu windfall-profits – die steigenden Offshore-Ausbaukosten auf der Transportnetzebene führen zu steigenden vorgelagerten Netzkosten und damit steigenden Netzentgelten in den Verteilernetzen. D.h., die Kostenspirale wird dadurch weiter angeheizt und es kommt somit zu einem Anstieg der vermiedenen Netzentgelte, ohne dass ein Zusammenhang zwischen vermiedenen Netzkosten und der Höhe der vermiedenen Netzentgelte besteht.

Die Ermittlung der vermiedenen Netzentgelte anhand der Entgelte der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene ist nicht zielführend, da die tatsächlich entstandenen Kosten nicht abgebildet werden. Eine Ermittlung der tatsächlichen Netzentlastung durch eine eingespeiste kWh ist nicht ermittelbar.

Zudem werden EE-Anlagen nach Ablauf der Förderung durch das EEG (maximal 20 Jahre) – analog zu allen anderen Anlagenarten – dauerhaft über die vermiedenen Netzentgelte gefördert.

<sup>20</sup> Eigene Berechnung der Bundesnetzagentur / Datensatz 2015: Netzbetreiber in eigener Zuständigkeit inklusive Organleihe.

## Änderungsmöglichkeiten

### **Berechnungsgrundlage der vermiedenen Netzentgelte um bestimmte Positionen bereinigen**

Die Bemessung eines sachgerechten vermiedenen Netzentgelts müsste sich konsequent an den tatsächlich eingesparten Kosten orientieren. Vereinfachend könnten bestimmte Kostenpositionen, z.B. die Kosten für Systemdienstleistungen oder die Offshore-Netzanbindungen (da diese durch eine dezentrale Einspeisung nicht vermieden werden können), bei der Ermittlung der vermiedenen Netzentgelte unberücksichtigt bleiben.

### **Abschaffung für dargebotsabhängige dezentrale Erzeugungsanlagen**

Für dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen wie bspw. Wind- und PV-Anlagen wäre unter dem Gesichtspunkt der Kosten-Nutzen-Relationen ein vollständiger Verzicht auf ein vermiedenes Netzentgelt angezeigt. Diese Anlagen verursachen einerseits einen Ausbaubedarf zur Gewährleistung der Aufnahme des eingespeisten Stroms und erfordern auf der anderen Seite die Vorhaltung einer ausreichenden Netzinfrastruktur für die Zeiten, in denen keine Einspeisung erfolgt. Dieser Argumentation folgt der BDEW<sup>21</sup>.

### **Vollständige Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte**

Die vermiedenen Netzentgelte passen aufgrund der genannten Nachteile, insbesondere des sich selbstverstärkenden Effektes, nicht mehr in das aktuelle System. Insofern könnten die vermiedenen Netzentgelte sowohl für EEG- und KWKG-geförderte Anlagen als auch für alle anderen dezentralen Einspeiser abgeschafft werden. Die Abschaffung könnte auch sukzessive erfolgen.

## Positionierung Bundesnetzagentur

### **Bereinigung bestimmter Positionen ist nicht vorzugswürdig**

Die Bemessung eines sachgerechten vermiedenen Netzentgelts müsste sich konsequent an den tatsächlich eingesparten Kosten und nicht an vermiedenen Entgelten orientieren. Der Beitrag der tatsächlichen Vermeidung von Netzkosten durch dezentrale Einspeisung verändert sich mit jeder eingespeisten kWh. Während lastminimierende Einspeisungen sich positiv auf das Netz auswirken können, kommt es im Fall von Rückspeisungen zu Netzbelastungen. Somit ist eine genaue Ermittlung eines Entschädigungsbetrags nicht ermittelbar.

Der Gedanke, vereinfachend bestimmte Kostenpositionen, z.B. die Kosten für Systemdienstleistungen oder die Offshore-Netzanbindungen, bei der Ermittlung der vermiedenen Netzentgelte unberücksichtigt zu lassen, ist in der Übertragungsnetzebene machbar. In der Verteilernetzebene müsste eine solche Kostenabgrenzung durch Schlüsselungen erfolgen, was sich als praktisch unmöglich darstellt.

### **Abschaffung für dargebotsabhängige Einspeisung ist nicht vorzugswürdig**

Nach Auffassung der Bundesnetzagentur greift eine Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte lediglich bei den volatilen EE-Anlagen zu kurz.

Die dargebotsunabhängigen, gezielt steuerbaren Anlagen wie bspw. konventionelle Anlagen, KWK-Anlagen könnten zwar die Kosten für Infrastrukturausbauten bei einer netzauslastungsorientierten Fahrweise der Anlage langfristig grundsätzlich reduzieren, aber wie oben bereits erwähnt, erscheint das derzeitige System der vermiedenen Netznutzungsentgelte insgesamt nicht mehr sachgerecht.

### **Vollständige Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte**

Aufgrund der vorgenannten Nachteile spricht sich die Bundesnetzagentur für eine vollständige Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte aus.

---

<sup>21</sup> Aussage in der Plattform Netze.

Gebiete mit überdurchschnittlich hohen Netzentgelten verzeichnen oft auch eine hohe dezentrale Einspeisung. Die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte kann zu einer Verringerung der regionalen Unterschiede bei den Netzentgelten beitragen, da sie die Kosten und mittelbar die Netzentgelte bei den Netzbetreibern mit dezentraler Einspeisung senken würden. Die Auswirkung der Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte ist in nachfolgender Tabelle für Haushaltskunden anhand von vier beispielhaft gewählten Verteilernetzbetreibern dargestellt.

### Auswirkung für Haushaltskunden bei Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte in ct/kWh

	Beispiel-Verteilernetzbetreiber aus der Regelzone				
	50Hertz	TenneT	TransnetBW	Amprion	Spreizung
Entgelt-Ausgangssituation	9,75	8,81	7,07	6,28	3,47
Entgelt nach Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte	7,77	7,44	6,64	6,11	1,66
Entgeltdifferenz	-1,98	-1,37	-0,43	-0,17	
Entgeltdifferenzin %	-20,3%	-15,6%	-6,1%	-2,7%	

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 7: Auswirkung für Haushaltskunden bei Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte<sup>22</sup>

Wie dargelegt, sind die Netzbetreiber unterschiedlich stark von der Zahlungspflicht vermiedener Netzentgelte betroffen. Das Beispiel eines großen Netzbetreibers in der Regelzone von 50Hertz zeigt, dass das derzeitige Netzentgelt von über 9 ct/kWh um ca. 2 ct/kWh sinkt, wenn die vermiedenen Netzentgelte aus den Netzkosten herausgerechnet werden.

### Auswirkung auf EE-Anlagen

**Für EEG-Anlagenbetreiber ergäben sich durch die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte keine finanziellen Nachteile.** Es erfolgt keine separate Auszahlung von vermiedenen Netzentgelten an die EE-Anlagenbetreiber.

Würde es zu einer Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte kommen, würden entsprechende Beträge auf dem EEG-Konto fehlen. Dies bedeutet, dass die vorher überwiegend regional wirkende Belastung der Letztverbraucher bundesweit auf alle Stromverbraucher umverteilt würde. Die regionale Spreizung der Netzentgelte könnte folglich abgeschwächt werden.

In der Berechnung des EEG-Umlagebetrags des Jahres 2015 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern 750 Mio. € für vermiedene Netzentgelte an EEG-Anlagen in Deutschland berücksichtigt.<sup>23</sup> Diese sind bei der Wälzung von EEG-Zahlungen an den Übertragungsnetzbetreiber in Abzug zu bringen. Eine Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für EEG-geförderte Anlagen hätte somit zur Folge, dass sich die EEG-Umlage um rund 0,2 ct/kWh erhöhen würde. Im Jahr 2015 beträgt die EEG-Umlage für nicht privilegierten Letztverbraucherabsatz 6,170 ct/kWh.

Zum Ausgleich dieser potentiellen Erhöhung der EEG-Umlage könnte über den Einbezug bisher von der Umlage befreiter Stromverbräuche nachgedacht werden.

Nach § 60 Abs. 3 entfällt der Anspruch auf EEG-Umlage für Strom, der an Netzbetreiber zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste als Verlustenergie nach § 10 der Stromnetzentgeltverordnung geliefert wird. Während somit die EEG-Umlage zurzeit nur auf Lieferungen von Strom erhoben wird, ist es denkbar auch die vom Netzbetreiber beschafften Mengen zum Ausgleich der Verlustenergie mit der EEG-Umlage zu belegen. Die beschaffte Ausgleichsmenge dient der Sicherstellung der Verfügbarkeit der zu liefernden Strommenge und steht somit in einem kausalen Zusammenhang mit der Stromlieferung.

<sup>22</sup> Eigene Berechnung der Bundesnetzagentur / Datensatz 2015: Netzbetreiber in eigener Zuständigkeit inklusive Organleihe.

Entgelt-Ausgangssituation: Netzentgelt 2015 für einen Haushaltskunden mit einem Grundpreis sowie einer Jahresarbeit von 3.500 kWh zuzüglich der Entgelte für Messung Messstellenbetrieb und Abrechnung

<sup>23</sup> Vergleiche Netztransparenz: Präsentation „Prognose der EEG-Umlage 2015 nach AusglMechV“ vom 15.10.2014, <http://www.netztransparenz.de/de/file/20141015-Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2015.pdf> (Abruf Oktober 2015).

Der Anstieg der EEG-Umlage aus der Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte könnte folglich durch die Berücksichtigung der EEG-Umlage bei der Beschaffung der Verlustenergiemengen des Verteilernetzbetreibers kompensiert werden. Dabei würde für jede vom Netzbetreiber beschaffte Kilowattstunde zum Ausgleich der Verlustenergie die EEG-Umlage entrichtet werden. Hierdurch würde sich die Verteilungsbasis erhöhen, anhand derer die Höhe der spezifische Umlage ermittelt wird. Die EEG-Umlage würde sinken.

Während sich die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte netzkostenreduzierend ausgewirkt, hätte eine erweiterte Verteilung der EEG-Umlage auf die Verlustenergie einen netzkostenerhöhenden Effekt.

Insbesondere in den neuen Bundesländern und bei großen Flächenversorgern finden sich hohe Netzverluste. Diese höheren Netzverluste würden mit höheren Kosten belegt und führen in ländlichen Gebieten mit hoher EE-Einspeisung zu höheren Netzentgelten, die durch die Herausnahme der vermiedenen Netzentgelte ursprünglich abgesenkt werden sollten.

Die Auswirkungen, die sich für Haushaltskunden ergeben würden – bei Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte sowie gleichzeitiger Einführung der EEG-Umlagepflichtig für vom Netzbetreiber beschaffte Mengen zum Ausgleich der Verlustenergie –, werden in nachfolgender Tabelle beispielhaft an vier Verteilernetzbetreibern aufgezeigt.

### Auswirkung für Haushaltskunden bei Berücksichtigung von Verlustenergiemengen in der EEG-Umlage in ct/kWh

	Beispiel-Verteilernetzbetreiber aus der Regelzone				
	50Hertz	TenneT	TransnetBW	Amprion	Spreizung
Entgelt-Ausgangssituation	9,75	8,81	7,07	6,28	3,47
Entgelt nach Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte	8,41	8,15	7,11	6,47	1,94
Entgeltdifferenz	-1,34	-0,66	0,04	0,19	
Entgeltdifferenz in %	-13,7%	-7,5%	0,6%	3,0%	

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 8: Auswirkung für Haushaltskunden bei Berücksichtigung von Verlustenergiemengen in der EEG-Umlage<sup>24</sup>

Wie in der Tabelle dargestellt, sorgt die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für eine deutliche Absenkung des Netzentgelts bei einem beispielhaften Haushaltskunden. Mit der Berücksichtigung der EEG-Umlage bei der Beschaffung der Mengen zum Ausgleich der Verlustenergie würde der erzielte Effekt jedoch wieder stark eingeschränkt. Während bei zwei von vier Netzbetreibern weiterhin ein positiver Effekt auf die Netzentgelthöhe zu verzeichnen wäre, würde sich die Ausgangslage für Haushaltskunden bei den anderen beiden Netzbetreibern sogar verschlechtern.

Die Belegung der vom Netzbetreiber beschafften Mengen zum Ausgleich der Verlustenergie kann somit einen Anstieg der EEG-Umlage kompensieren bzw. überkompensieren. Im Gegensatz zur Situation vor Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte wäre die Spreizung des Entgeltniveaus geringer (siehe obige Tabelle). Jedoch würden die Netzentgelte in den Regelzonen von TransnetBW und Amprion ansteigen.

<sup>24</sup> Eigene Berechnung der Bundesnetzagentur / Datensatz 2015: Netzbetreiber in eigener Zuständigkeit inklusive Organleihe. Entgelt-Ausgangssituation: Netzentgelt 2015 für einen Haushaltskunden mit einem Grundpreis sowie einer Jahresarbeit von 3.500 kWh zuzüglich der Entgelte für Messung Messstellenbetrieb und Abrechnung.

### Auswirkung auf KWK- und konventionelle Anlagen

Bei KWK-Anlagen sowie konventionellen Kraftwerken<sup>25</sup> führt die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte zu einer finanziellen Schlechterstellung, da die vermiedenen Netzentgelte eine eigenständige Erlösposition darstellen. Daher sollte für diese Einspeiser eine Ausgleichsregelung geschaffen werden.

Bei Neuanlagen könnten die vermiedenen Netzentgelte sofort abgeschafft werden. Für Bestandsanlagen ist ein denkbarer Ansatz, die vermiedenen Netzentgelte schrittweise abschmelzen zu lassen. D.h., über einen Zeitraum (z.B. 10 Jahre) würde der jährliche ausgezahlte Anteil der vermiedenen Netzentgelte abnehmen.

Die Höhe der vermiedenen Netzentgelte für KWK-Anlagen ist nicht bekannt. In einer sehr groben Abschätzung der möglichen Höhe der vermiedenen Netzentgelte für KWK-Anlagen wurden die im Jahr 2015 angegebenen Plandaten zu den vermiedenen Netzentgelten der Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (inklusive Organleihe) herangezogen. Der prozentuale Anteil der Summe der Erlösobergrenzen der Netzbetreiber an der Summe der Erlösobergrenzen aller deutschen Netzbetreiber liegt bei ca. 85 %. Wird diese Verteilung ebenso bei den vermiedenen Netzentgelten unterstellt, ergeben sich als Planwert für Gesamtdeutschland vermiedene Netzentgelte in Höhe von 1.820 Mio. €. Von den gesamten vermiedenen Netzentgelten werden im Rahmen dieser Modellrechnung die geschätzten vermiedenen Netzentgelte für EEG-Anlagen (750 Mio. €<sup>26</sup>) in Abzug gebracht. Der Restbetrag entfällt auf die vermiedenen Netzentgelte für KWK- sowie konventionelle Anlagen.

Der KWK- Anteil am Restbetrag wird mit Hilfe der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur<sup>27</sup> abgeschätzt. Es handelt sich um eine sehr grobe Schätzung, bei der unterstellt wird, dass die Verteilung der installierten Nennleistung mit der Verteilung der vermiedenen Netzentgelte übereinstimmt. Dafür werden im ersten Schritt alle Anlagen entfernt, welche sich in der Höchstspannungsebene befinden. Anschließend wird von der Gesamtnennleistung die Summe der Nennleistung für vergütungsfähige EEG-geförderte Anlagen abgezogen. Vom Restbetrag wird anhand der Summe der Anlagen mit Wärmeauskopplung (KWK) der prozentuale Anteil ermittelt. Nach dieser Berechnung beträgt der Anteil der KWK-Anlagen 64 %.

### Anteil der vermiedenen Netzentgelte für KWK-Anlagen im Jahr 2015 in Mio. Euro

Vermiedene Netzentgelte der Netzbetreiber in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur	1.547
Hochrechnung der vermiedenen Netzentgelte der Netzbetreiber der Bundesnetzagentur auf Gesamtdeutschland (unterstellter Anteil der BNetzA von 85%)	1.820
Vermiedene Netzentgelte für EEG-Anlagen in Deutschland (Planwert)	750
Vermiedene Netzentgelte ohne EEG-Anlagen in Deutschland	1.070
davon grob abgeschätzter Anteil der vermiedenen Netzentgelte für KWK-Anlagen in Deutschland (64%)	685

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 9: Anteil der vermiedenen Netzentgelte für KWK-Anlagen im Jahr 2015<sup>28</sup>

<sup>25</sup> Bei den konventionellen Anlagen handelt es sich beispielsweise um Pumpspeicherwerke, Gasturbinen und ausgeförderte KWK-Anlagen.

<sup>26</sup> Planwert 2015.

<sup>27</sup> Stand 29.10.2014.

<sup>28</sup> Eigene Berechnung Bundesnetzagentur Datensatz 2015: Netzbetreiber in eigener Zuständigkeit inklusive Organleihe

Sofern eine Ausgleichsregelung über den KWK-Zuschlag erfolgen sollte, ergäbe sich unter Berücksichtigung der Stromabgabe an Letztverbraucher im Jahr 2015<sup>29</sup> sowie den grob geschätzten 685 Mio. Euro ein Anstieg des KWK-Zuschlags für alle Verbräuche der Letztverbrauchskategorien A um 0,35 ct/kWh. Der errechnete Anstieg des KWK-Zuschlags sollte jedoch deutlich zu hoch sein, da in dem Schätzungsbetrag ebenso vermiedene Netzentgelte für nicht geförderte KWK-Anlagen enthalten sind.

---

<sup>29</sup> Jahresprognose 2015 beträgt 197.486.850.318 kWh; Netztransparenz (2015): [http://www.netztransparenz.de/de/Aufschlaege\\_Prognosen.htm](http://www.netztransparenz.de/de/Aufschlaege_Prognosen.htm) (Abruf April 2015).

## C Stärkung der Leistungskomponente bei Netznutzern mit Standardlastprofil

### Worum geht es?

- Netzkosten sind weitgehend Fixkosten
- Hieraus wird häufig die Forderung abgeleitet, die Netzkostenstruktur sollte sich im Netzentgelt widerspiegeln

### Änderungsmöglichkeiten

- Flatrate
- Kapazitätstarif (Beispiel Niederlande)
- Grundpreise einführen / anheben

### Positionierung der Bundesnetzagentur

- Angemessener Grundpreis bei Haushaltskunden, um Gleichzeitigkeit näherungsweise abzubilden
- Keine Flatrate
  - Kleinverbraucher werden über Gebühr belastet, große Verbraucher ohne Leistungsmessung (Kleingewerbe) werden entlastet
  - Flatrate unterstellt fälschlich, dass alle Nutzer immer zeitgleich an der Jahreshöchstlast des Netzes beteiligt sind
  - Anreiz zur Energieeffizienz wird abgeschwächt
- Kein Kapazitätstarif (Beispiel Niederlande)
  - Kleinverbraucher werden über Gebühr belastet, große Verbraucher ohne Leistungsmessung (Kleingewerbe) werden entlastet
  - Umsetzbarkeit bei 40 Mio. Haushalten mit z.T. überdimensionierten Sicherungen fraglich
  - Anreiz zur Energieeffizienz wird abgeschwächt

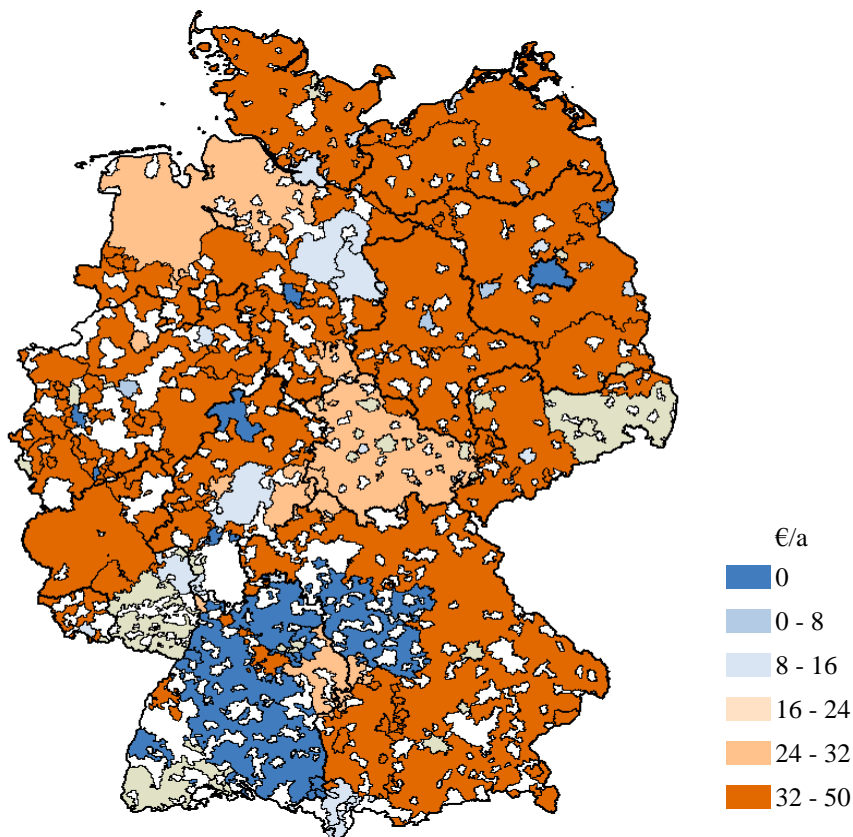


## Worum geht es?

Netzkosten sind in hohem Maße Fixkosten und durch die Netzhöchstlast bestimmt. Hieraus wird häufig die Forderung abgeleitet, Netzentgelte sollten ebenfalls als Fix-Preis (Flatrate) ausgestaltet werden. Zumindest wird ein höherer Leistungsanteil bei Netzentgelten gefordert.

In Deutschland ist die Grundpreislandschaft sehr unterschiedlich (siehe Abbildung 6). Es ist allerdings ein Trend zur Einführung bzw. Erhöhung des Grundpreises erkennbar. Die Veränderung der Grundpreislandschaft in Deutschland zwischen den Jahren 2013 und 2015 ist in nachfolgender Tabelle für Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (inkl. Organleihe) dargestellt.

### Grundpreislandschaft in Deutschland



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 6: Grundpreislandschaft in Deutschland

### Grundpreislandschaft in Deutschland

	2013	2014	2015
Durchschnittlicher Grundpreis	14,16 €/a	16,44 €/a	20,71 €/a
Maximaler Grundpreis	33,96 €/a	36,50 €/a	50,00 €/a
Anzahl Netzbetreiber ohne Grundpreis	29	24	15

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 10: Grundpreislandschaft in Deutschland<sup>30</sup>

<sup>30</sup> Eigene Berechnung Bundesnetzagentur / Datensatz: Netzbetreiber in eigener Zuständigkeit inklusive Organleihe

## Änderungsmöglichkeiten

Die Leistungskomponente (Fixanteil) bei Kunden mit Standardlastprofil (SLP-Kunden) könnte durch die Einführung einer Flatrate, eines Kapazitätstarifs oder durch das Einführen bzw. Anheben von Grundpreisen gestärkt werden.

Bei einer Flatrate würden in der reinen Ausprägung alle angeschlossenen Kunden in der Niederspannung ohne Leistungsmessung dasselbe Entgelt pauschal entrichten. Die elektrische Arbeit wird nicht mehr der Abrechnung zugrunde gelegt.

Anders als die Flatrate könnte sich der Kapazitätstarif nach der maximal zur Verfügung stehenden technischen Leistung des Anschlusses (Sicherungsgröße) richten. Ein Beispiel ist der in den Niederlanden existierende Kapazitätstarif für Kleinkunden in der Niederspannung, der nach Anschlussicherungsgrößen differenziert ist. Die Differenzierung erfolgt über sechs Kapazitätsklassen (von 0,05 kW (1 x 6 A) bis 50 kW (3 x 80 A)).

## Positionierung Bundesnetzagentur

### Angemessener Grundpreis

Die Bundesnetzagentur spricht sich für einen angemessenen Grundpreis als Fixkomponente bei allen nicht leistungsgemessenen Kunden aus. Der angemessene Grundpreis hat sich an der Gleichzeitigkeit von SLP-Kunden zu orientieren, da diese der wesentliche Netzkostentreiber ist.

Jeder Netzbetreiber berechnet im aktuellen Netzentgeltsystem bereits ein Leistungsentgelt für leistungsgemessene Kunden der Niederspannung mit weniger als 2.500 Benutzungsstunden. Hierbei kann der Netzbetreiber im Rahmen seines Freiheitsgrades einen Gleichzeitigkeitswert zwischen 0,0 und 0,2 ansetzen. Denkbar wäre, dass der für RLM-Kunden zugrunde gelegte Gleichzeitigkeitswert ebenso auf Kunden mit Standardlastprofil zutrifft. Folglich könnte das bereits ausgewiesene Leistungsentgelt für RLM-Kunden der Niederspannung zur Berechnung eines angemessenen Grundpreises für SLP-Kunden herangezogen werden, in dem dieses Entgelt mit einer für Haushaltskunden angenommenen typischen Last (3 bis 5 kW) multipliziert würde. Dieser Ansatz wird bereits heute von einzelnen Netzbetreibern praktiziert. Die nachfolgenden Tabellen geben einen Überblick zur Grundpreislanschaft, die sich aufgrund einer flächendeckenden Umsetzung dieses Ansatzes ergeben würde.

### Grundpreislanschaft bei Kalkulation des Grundpreises über den Leistungspreis kleiner Knickpunkt der RLM-Kunden (I) in Euro

	Grundpreis 2015	Annahme 3 kW	Annahme 5 kW
Minimaler Grundpreis	0	6	11
Mittelwert	21	52	87
Maximaler Grundpreis	50	174	289

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 11: Grundpreislanschaft bei Kalkulation des Grundpreises über den Leistungspreis kleiner Knickpunkt der RLM-Kunden (I)<sup>31</sup>

<sup>31</sup> Eigene Berechnung Bundesnetzagentur / Datensatz: 185 Netzbetreiber in eigener Zuständigkeit inklusive Organleihe

## Grundpreislandschaft bei Kalkulation des Grundpreises über den Leistungspreis kleiner Knickpunkt der RLM-Kunden (II)

Anzahl der Netzbetreiber	Annahme 3 kW	Annahme 5 kW
mit einem Grundpreis bis 50 €	104	49
mit einem Grundpreis über 50 € und unter 100 €	70	69
mit einem Grundpreis über 100 €	11	67
bei denen der über den modellhaft berechneten Grundpreis erzielte Erlös über dem zu erzielenden Erlös läge	0	10

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 12: Grundpreislandschaft bei Kalkulation des Grundpreises über den Leistungspreis der RLM-Kunden kleiner Knickpunkt (II)<sup>32</sup>

Dieser Ansatz kann in einzelnen Netzgebieten angemessen sein, führt jedoch in Gebieten mit hohen spezifischen Jahreskosten für die Niederspannungsebene zu Grundpreisen über 100 €. Hohe spezifische Jahreskosten weisen insbesondere Flächennetzbetreiber auf.

Dabei sind stets Umverteilungseffekte zu beachten. Je höher der Grundpreis angesetzt wird, desto größer ist der Effekt der Kostenumverteilung zwischen Verbrauchern mit niedriger und mit höherer Jahresarbeit.

Die nach einem solchen Ansatz gesetzten Grundpreise können zu geringen Arbeitspreisen oder sogar zu einer Flatrate führen. Dieser Effekt ist vor dem Hintergrund der – änderbaren – Regelung des § 17 Abs. 6 StromNEV zu bewerten. Danach haben Grund- und Arbeitspreis in einem angemessenen Verhältnis zueinander zu stehen. Zudem hat das Entgelt, das sich aus Grund- und Arbeitspreis ergibt, in einem angemessenen Verhältnis zu jenem Entgelt zu stehen, das bei einer leistungsgemessenen Entnahme im Niederspannungsnetz auf Grundlage der Arbeits- und Leistungswerte nach dem Standardlastprofil des Netznutzers entstehen würde.

Voraussetzung für den aufgezeigten Ansatz ist, dass der Gleichzeitigkeitswert für leistungsgemessene Kunden der Niederspannung ebenso auf das angenommene Standardlastprofil zutrifft. Die Bundesnetzagentur geht jedoch davon aus, dass die anzunehmende Gleichzeitigkeit für SLP-Kunden regelmäßig unterhalb der Gleichzeitigkeit von RLM-Kunden der Niederspannung liegt.

Eine ggf. zutreffendere Möglichkeit zur Berechnung eines angemessenen Grundpreises bestände darin, für SLP-Kunden einen separaten Gleichzeitigkeitswert näherungsweise anzunehmen. Der angenommene Gleichzeitigkeitswert würde anschließend mit den spezifischen Jahreskosten der gesamten Niederspannungsebene und einer angenommenen durchschnittlichen Höchstlast für Haushaltskunden multipliziert. Hierbei würde der Freiheitsgrad bei der Entgeltbildung nicht sonderlich stark eingeschränkt werden, da jeder Netzbetreiber einen für seine SLP-Kunden passenden Gleichzeitigkeitswert sowie typischen Lastwert zugrunde legen würde.

Für eine Analyse der sich aus diesem Ansatz ergebenden Grundpreislandschaft wurde für Haushaltskunden ein Gleichzeitigkeitswert von 0,05, 0,08 bzw. 0,1 sowie eine durchschnittliche Leistung von 3 kW angenommen.

<sup>32</sup> Eigene Berechnung Bundesnetzagentur / Datensatz: 185 Netzbetreiber in eigener Zuständigkeit inklusive Organleihe

### Grundpreislandschaft bei Anwendung eines angenommenen Gleichzeitigkeitswerts für SLP-Kunden sowie einer Last von 3 kW (I) in Euro

	Grundpreis		Gleichzeitigkeitswert	
	2015	0,05	0,08	0,1
Minimaler Grundpreis	0	16	26	32
Mittelwert	21	37	60	75
Maximaler Grundpreis	50	75	121	151

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 13: Grundpreislandschaft bei Anwendung eines angenommenen Gleichzeitigkeitswerts für SLP-Kunden sowie einer Last von 3 kW (I)<sup>33</sup>

### Grundpreislandschaft bei Anwendung eines angenommenen Gleichzeitigkeitswerts für SLP-Kunden sowie einer Last von 3 kW (II)

Anzahl der Netzbetreiber mit einem Grundpreis	Gleichzeitigkeitswert		
	0,05	0,08	0,1
bis 50 €	167	48	18
über 50 € und unter 100 €	18	136	149
über 100 €	0	1	18

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 14: Grundpreislandschaft bei Anwendung eines angenommenen Gleichzeitigkeitswerts für SLP-Kunden sowie einer Last von 3 kW (II)<sup>34</sup>

Bei dem Vorhandensein hoher spezifischer Jahreskosten der Niederspannungsebene oder der Annahme einer höheren Last (z. B. 5 kW) bzw. höheren Gleichzeitigkeit kann auch dieses Vorgehen zu einem hohen Grundpreis und damit zu einem zu geringen Arbeitspreis oder einer Flatrate führen. Eine Deckelung der Grundpreishöhe oder die Vorgabe eines Mindest-Arbeitspreises wäre zu erwägen.

Durch die so erzeugte näherungsweise Abbildung der Gleichzeitigkeit von SLP-Kunden tragen Grundpreise zur Verursachungsgerechtigkeit bei. Jedoch darf, wie bereits erwähnt, die Verteilungswirkung nicht vernachlässigt werden. Gerade Nutzer mit geringem Stromverbrauch (wie Rentner- oder Single-Haushalte sowie Ferienwohnungen) – würden durch einen höheren Grundpreis tendenziell stärker belastet. Dagegen würden Netznutzer mit einem hohen Stromverbrauch (wie nicht leistungsgemessene Gewerbebetriebe mit einem Bezug bis 99.999 kWh/a) gegenüber dem jetzigen System tendenziell entlastet. Aufgrund dieser Wirkungen wäre es ggf. angezeigt, mehrere Grundpreise für unterschiedliche Größenklassen einzuführen, bei denen sich die angenommene Jahreshöchstlast unterscheidet.

Mit steigendem Grundpreis nimmt der Anreiz, Energie einzusparen, tendenziell ab. Der Effekt ist jedoch zu vernachlässigen, da die allgemeinen Netzentgelte lediglich ca. 20 % des Strompreises ausmachen. Die restlichen 80 % des Strompreises entfallen – neben der Strombeschaffung und den Vertriebskosten – auf Umlagen und Steuern und bewirken weiterhin einen Effizienzanzreiz. Wenn jeder Netzbetreiber einen für die Kostenstruktur seines Netzgebiets angemessenen Grund- und Arbeitspreis kalkuliert, würde der Anreiz zur Energieeinsparung nicht geschwächt.

Die Einführung eines angemessenen Grundpreises, der sich an der Gleichzeitigkeit von SLP-Kunden orientiert, ist zielführend und einfach umsetzbar. Die jetzige Rechtslage (§ 17 Abs. 6 StromNEV) deckt diesen Ansatz ab.

<sup>33</sup> Eigene Berechnung Bundesnetzagentur / Datensatz: 185 Netzbetreiber in eigener Zuständigkeit inklusive Organleihe

<sup>34</sup> Eigene Berechnung Bundesnetzagentur / Datensatz: 185 Netzbetreiber in eigener Zuständigkeit inklusive Organleihe

Aus Sicht der Bundesnetzagentur sind Grundpreise allerdings kein Instrument, das für sich alleine schon ausreicht, um die Eigenversorger angemessen an der Netzfinanzierung zu beteiligen. Zwar erbringt auch ein angemessener Grundpreis Deckungsbeiträge von Eigenerzeugern, doch bleibt der Erlösanteil, der über den Arbeitspreis erzielt wird, ungedeckt. Gerade bei Eigenerzeugern, die bisher in erheblichem Maße auch Arbeitspreise gezahlt hatten, könnte daher die Erhöhung des Grundpreises bei gleichzeitiger Reduzierung der Arbeitspreise einen kontraproduktiven Effekt haben. Dieser müsste von den Netznutzern ohne Eigenerzeugung in der SLP-Niederspannung mitfinanziert werden.

### **Keine Flatrate oder Kapazitätstarife**

Die Bundesnetzagentur spricht sich gegen Flatrates und Kapazitätstarife für Kunden mit Standardlastprofil aus. Sowohl bei einer Flatrate als auch bei einem Kapazitätstarif ist die Verteilungswirkung beträchtlich – d. h., der beim Grundpreis skizzierte Belastungs- und Entlastungseffekt verstärkt sich deutlich.

Hinsichtlich der europäischen und nationalen Energieeffizienzziele kann einer Flatrate entgegengehalten werden, dass sie den Anreiz schwächt, Energie einzusparen.

Um eine Lenkungswirkung von Kapazitätstarifen zu erzielen, müssten die Sicherungen der Haushalte an die vom Kunden gewünschte Kapazität angepasst werden, denn in der heutigen Welt ist die vom Netzbetreiber verbaute Sicherungsgröße eher zufällig dimensioniert und nicht vom Kunden gewählt. In der Praxis bedeutet dies, der Verbrauch eines Netznutzers würde bei einer kapazitätsüberschreitenden Last abgeschnitten. Beispielsweise geht der Backofen aus, weil das gleichzeitige Einschalten des Durchlauferhitzers die zulässige Leistungsgrenze überschritten hat. Ein solcher Eingriff in die gewohnte Versorgungsqualität dürfte allenfalls auf freiwilliger Basis umsetzbar sein und damit kaum die Größenordnung erreichen, bei der Einsparungen für die Netzdimensionierung zu erhoffen sind.

Bei der Einführung von Flatrate und Kapazitätstarifen wären Änderungen der derzeitigen Rechtslage erforderlich.

## D Beteiligung der Eigenversorger

### Worum geht es?

Vom gesamten deutschen Nettostrombedarf werden derzeit knapp zehn Prozent (ca. 50 TWh) durch Eigenerzeugung gedeckt – Tendenz steigend:

- davon entfallen sieben Prozent auf die Niederspannung und
- 93 Prozent auf höhere Netzebenen.<sup>35</sup>

Eigenversorger beziehen die Menge an selbst erzeugtem Strom nicht mehr aus dem Netz der allgemeinen Versorgung und zahlen für diese Strommenge (Arbeit) kein Netzentgelt. Sie beteiligen sich somit lediglich in einem geringeren Umfang an den für die Vorhaltung des Netzes anfallenden (Fix-)Kosten. Wird der Strom allerdings nicht mittels der eigenen Anlagen erzeugt, greift dieser Verbraucher für seinen kompletten Stromverbrauch auf das Netz der allgemeinen Versorgung zurück. Das Stromnetz muss somit unabhängig von der Eigennutzung in vollem Umfang vorgehalten werden. Es erfüllt aus Sicht der Eigenversorger eine „Versicherungsfunktion“. Aufgrund der Eigenversorgung muss der Kostenblock für die Bereitstellung des Netzes jedoch über eine geringer werdende Mengenbasis refinanziert werden, was zu einer Erhöhung der Netzentgelte und somit zu einer ökonomischen Mehrbelastung bei den übrigen Netznutzern führt. Es kommt zu einer Entsolidarisierung bei der Finanzierung der Netzinfrastruktur. Es wird daher gefordert, dass auch Eigenversorger einen angemessenen Beitrag zur Netzkostenfinanzierung leisten.

Durch die Eigenversorgung verkleinert sich die Finanzierungsbasis und die Entgelte für alle Netznutzer steigen an. Hierdurch steigt wiederum die Attraktivität der Eigenversorgung, es ergeben sich verstärkende dynamische Effekte.

Ferner beeinflusst die Eigenversorgung die Erhebung von Steuern und Umlagen der Letztverbraucher sowie die Zahlung von Konzessionsabgaben der Netzbetreiber in der Niederspannung an Gemeinden und Landkreise. Nach § 2 KAV dürfen die Konzessionsabgaben nur in Cent-Beträgen je gelieferter Kilowattstunde vereinbart werden. Dementsprechend wird der Eigenverbrauch bei der Bemessung der Konzessionsabgaben nicht zugrunde gelegt. Die Einnahmen aus den Konzessionsabgaben für die Kommunen schmelzen ab.

Hinsichtlich der Bemessung eines angemessenen Beitrages zur Finanzierung der Netzinfrastruktur sollten Eigenversorger mit Standardlastprofil von denen mit Leistungsmessung unterschieden werden.

---

<sup>35</sup> Energy Brainpool (2013), Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher bis 2018, Berlin 2013.

## 1. Eigenversorger mit Standardlastprofil

### Worum geht es?

- Eigenversorger, die die Versicherungsleistung des Netzes in Anspruch nehmen, sollten einen angemessenen Beitrag zur Netzkostenfinanzierung leisten

### Änderungsmöglichkeiten

- Entgeltpauschale für Netzvorhaltung
  - Für vertraglich vereinbarte vorzuhaltende Netzanschlussleistung
  - Für installierte Leistung der dezentralen Erzeugungsanlage
- Netzentgelt auch auf Eigenverbrauch
- Höherer Grundpreis (siehe Kapitel III. C)

### Positionierung der Bundesnetzagentur

- Entgelt für Netzvorhaltung einführen
  - Eigenversorger beteiligen sich angemessen an den Netzkosten
  - Gute Verteilungswirkung
- Kein Netzentgelt auf Eigenverbrauch
  - Hohe rechtliche Eingriffstiefe
  - Kontraintuitive Wirkung: Zahlung für das Netz, auch wenn es gerade nicht verwendet wird
- Kein höherer, sondern ein angemessener Grundpreis
  - Grundpreis leistet nur minimalen, aber keinen sachgerechten Finanzierungsbeitrag bei Eigenversorgung

## Änderungsmöglichkeiten

### Entgeltpauschale für Netzvorhaltung

Eigenversorger mit Standardlastprofil könnten an der gemeinschaftlichen Finanzierung des Netzes durch ein pauschales Entgelt für die Netzvorhaltung angemessen beteiligt werden, das sich unterschiedlich ausgestalten ließe. Denkbar wäre, dass sich dieses nach der vertraglich vereinbarten vorzuhaltenden Netzanschlussleistung oder der installierten Leistung der dezentralen Eigenerzeugungsanlage bemisst.

### Netzentgelt auf Eigenverbrauch

Es wäre möglich, eine angemessene Beteiligung der Eigenversorger über die Belastung des Eigenverbrauchs mit Netzentgelten äquivalent zum Bezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zu erzielen.

### Höherer Grundpreis

Denkbar wäre, die angemessene Beteiligung der Eigenversorger über einen höheren Grundpreis sicher zu stellen.

## Positionierung der Bundesnetzagentur

### Einführung einer Entgeltpauschale für Netzvorhaltung

Die Bundesnetzagentur spricht sich für die Einführung von pauschalen Entgelten für die Netzvorhaltung für Eigenversorger mit Standardlastprofil aus. Durch ein solches Entgelt würden Eigenversorger verursachungsgerechter an den Netzkosten beteiligt. Die permanente Netzvorhaltung als Sicherungsoption für den Eigenversorger würde hierdurch adäquater monetisiert. Die mit der Änderung entstehende Verteilungswirkung ist als zweckdienlich anzusehen, da die übrigen Netznutzer finanziell entlastet werden. Die Rentabilität der Eigenerzeugungsanlagen und damit die Attraktivität der Eigenversorgung würden geschwächt werden, was volkswirtschaftlich durchaus positive Effekte haben kann.

Ein durch Effizienzmaßnahmen dauerhaft reduzierter Strombezug aus dem Netz ist klar von dem infolge Eigenerzeugung reduzierten Strombezug zu unterscheiden. Netznutzer, die ihren Verbrauch durch Effizienzmaßnahmen dauerhaft reduziert haben, weisen regelmäßig dauerhaft geringere Leistungsansprüchen auf. Hierauf können sich Netzbetreiber hinsichtlich der erforderlichen Netzkapazität nachhaltig einstellen. Eigenversorger mit fluktuierender Erzeugung greifen jedoch unvorhergesehen mit voller oder hoher Leistung auf das Netz der allgemeinen Versorgung zu. Eine nachhaltige Senkung der Leistungsanspruchnahme erfolgt jedenfalls nicht. Selbst bei einer Ergänzung der fluktuierenden Erzeugung durch einen Speicher, ist keineswegs sichergestellt, dass dieser netzdienlich zum Ausgleich von Bezugsspitzen eingesetzt wird. Der Netzbetreiber muss folglich die volle Anschlusskapazität in seiner Netzstruktur vorhalten.

Die für ein pauschales Entgelt für Netzvorhaltung erforderlichen Daten liegen heute bereits größtenteils vor; insbesondere sind die PV- und KWK-Anlagen sämtlich behördlich erfasst. Künftig wird im geplanten Marktstammdatenregister ein Register verfügbar sein, das diese Daten in voraussichtlich gesteigerter Qualität und Vollständigkeit enthalten wird. Der jeweilige Anschlussnetzbetreiber wird im Marktstammdatenregister aktiv an der Überprüfung von Qualität und Vollständigkeit der Daten mitwirken; insofern ist der Anschlussnetzbetreiber jederzeit aktuell über die Situation der möglichen Eigenverbrauchsanlagen informiert. Der Einführung von pauschalen Entgelten für die Netzvorhaltung steht damit kein Abwicklungshemmnis gegenüber.

### Kein Netzentgelt auf Eigenverbrauch

Der Vorschlag, den tatsächlichen Eigenverbrauch mit Netzentgelten zu beaufschlagen, wird nicht geteilt, da die rechtliche Eingriffstiefe erheblich wäre. Jegliche Erzeugungsanlagen – auch direkt in Produktionsanlagen integrierte Stromgeneratoren – müssten erfasst und deren Stromverbrauch gemessen werden. Zudem wäre ein solches Netzentgelt sehr kontra-intuitiv.

### Grundpreis kein zielgerichtetes Instrument zur Beteiligung der Eigenversorger

Vielfach wird in Wirtschaft, Wissenschaft und Politik diskutiert, dass bereits durch einen höheren Grundpreis Eigenversorger an den Netzkosten beteiligt werden könnten. Ein Grundpreis ist aus Sicht der Bundesnetzagentur jedoch kein zielgerichtetes und sinnvolles Instrument, um der Entsolidarisierung zu begegnen. Denn nur Eigenversorger, deren Bezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung unterhalb des durchschnittlichen Letztverbrauchs (ca. 3.500 kWh/a) liegt, würden zusätzlich belastet. Für Eigenversorger, deren Entnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung überdurchschnittlich hoch ist, würde die Erhöhung des Grundpreises durch die damit verbundene Absenkung des Arbeitspreises möglicherweise überkompensiert. Ein höherer Grundpreis führt in diesem Fall sogar zu einer Entlastung bei Eigenverbrauchern. Zwar erbringt auch ein angemessener bzw. höherer Grundpreis Finanzierungsbeiträge von Eigenerzeugern, doch bleibt der Erlösanteil, der über den Arbeitspreis erzielt wird, weitgehend ungedeckt. Die entfallenden Erlöse müssten weiterhin von den Netznutzern ohne Eigenerzeugung in der SLP-Niederspannung mitfinanziert werden.

Gerade bei Netznutzern, die bisher in erheblichem Maße auch Arbeitspreise gezahlt hatten, kann selbst ein sehr hoher Grundpreis bis hin zu einer Flatrate durch das gleichzeitige Entfallen der Arbeitspreise noch einen kontraproduktiven Effekt haben.



Darüber hinaus sind Flatrates mit nur schwer vertretbaren Umverteilungseffekten (Gewinner/Verlierer) bei den SLP-Kunden verbunden. Generell wird der „Flat-Gedanke“ für alle SLP-Kunden stärker, je höher der Grundpreis ist (siehe Kapitel III. C). Eine allgemeingültige Aussage bei welcher Ausgestaltung des Arbeits- und Grundpreises eine Eigenerzeugung rentabel wird, kann aufgrund der vielen Einflussfaktoren nicht getroffen werden. Hierzu zählen – neben der Höhe des Gesamtverbrauchs – Kosten, Ertrag und Eigennutzungsanteil der Erzeugungsanlage, der Strompreis selber sowie weitere arbeitsbezogene Umlagen und Abgaben.

## 2. Eigenversorger mit Leistungsmessung

### Worum geht es?

- Eigenversorger, die die Versicherungsleistung des Netzes in Anspruch nehmen, sollten einen angemessenen Beitrag zur Netzkostenfinanzierung leisten

### Änderungsmöglichkeiten

- Einheitliche und diskriminierungsfreie Ausgestaltung einer Regelung für Netzreserve
- Ausschließliche Anwendung des regulären Entgeltsystems (Sonderentgelt für Netzreservekapazität entfällt)
- Bemessung der Leistungskomponente nach dem gemessenen tatsächlichen individuellen Beitrag zur Netzhöchstlast
- Netzentgelt auch auf Eigenverbrauch

### Positionierung der Bundesnetzagentur

- Ausschließliche Anwendung des regulären Entgeltsystems inklusive der möglichen Flexibilisierung nach §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV, sofern Netzdienlichkeit bei Eigenversorgung gegeben ist (Sonderregelung Netzreservekapazität entfällt)
  - Reguläres Entgeltsystem gewährleistet sachgerechte und einheitliche Ermittlung von Netzentgelten
- Oder mindestens eine einheitliche und diskriminierungsfreie Ausgestaltung einer Regelung für Netzreserve, die sich konsequent an der Netzdienlichkeit orientiert
- Keine Bemessung der Leistungskomponente nach dem gemessenen tatsächlichen individuellen Beitrag zur Netzhöchstlast
  - Planbarkeit der zu leistenden Netzentgeltzahlungen für Industrie und Gewerbe sowie
  - Nachvollziehbarkeit des Entgeltsystems geht verloren
- Kein Netzentgelt auch auf Eigenverbrauch
  - Hohe rechtliche Eingriffstiefe
  - Kontraintuitive Wirkung: Zahlung für das Netz, auch wenn es gerade nicht verwendet wird

## Änderungsmöglichkeiten

Im Bereich der leistungsgemessenen Netznutzer wird die Eigenstromerzeugung meist im industriellen Bereich betrieben. Dort besteht in den meisten Fällen bereits eine stärkere Gewichtung der Leistungspreiskomponente, so dass der Beitrag zur Finanzierung der Netzkosten anders als bei den Netznutzern mit Standardlastprofil weitgehend über die Leistungsnetzentgelte erfolgt.

### Einheitliche Ausgestaltung der Regelungen für Netzreserve

Heute können Netzkunden zur Absicherung des Ausfalls der Eigenerzeugungsanlage für den Zeitpunkt und den Umfang des Reservestrombezugs eine sog. Netzreservekapazität beim Netzbetreiber bestellen. Mit der Netzreservekapazität (max. 600 h/a) wird die bei Ausfall der Eigenerzeugungsanlage verursachte Erhöhung des Leistungsbezugs aus dem Netz (individuelle Jahreshöchstlast) abgesichert. Bei der Bepreisung der Netzinanspruchnahme erfolgt somit eine Trennung der Reservenutzung von der allgemeinen Netzinanspruchnahme. Diese Trennung wird damit begründet, dass die Optimierung der Jahreshöchstlast des Netznutzers durch den Einsatz einer Eigenerzeugungsanlage in den meisten Stunden des Jahres zu einer minimierten Last im Netz führt. Die zeitlich begrenzte höhere Leistungsanspruchnahme aufgrund revisionsbedingter Anlagenausfälle finde dagegen nur in Schwachlastzeiten des Netzes statt. Dieses Verhalten

führe zu einer minimierten Netzauslastung und erspart Netzausbau. Jedoch ist bis heute die Netzreservekapazität nicht eindeutig in der Stromnetzentgeltverordnung geregelt. Dadurch wird die Netzreservekapazität in der Branche sehr unterschiedlich gehandhabt. Ein Anreiz zum netzdienlichen Verhalten ist somit nicht gegeben. Um den Tatbestand der Netzdienlichkeit Rechnung zu tragen, könnte eine Regelung für Netzreserve einheitlich und diskriminierungsfrei ausgestaltet werden. Die Bundesnetzagentur hat nach § 30 Abs.1 Nr. 7 StromNEV die Berechtigung zur Festlegung.

### **Ausschließliche Anwendung des regulären Netzentgeltsystems**

Würde jedoch bei der Planung eines Netzes die Eigenerzeugung nicht berücksichtigt, so dass das Netz für den Eigenversorger in der Dimensionierung immer so ausgelegt wird, dass der komplette Strombezug im Bedarfsfall auch ungeplant aus dem Netz vollständig erfolgen kann, ist eine Trennung der Reservenutzung von der ansonsten stattfindenden Netznutzung unter dem Gesichtspunkt eines angemessenen Finanzierungsbeitrages nicht schlüssig. Demnach wäre die konsequente Anwendung des regulären Entgeltsystems (inklusive der möglichen Flexibilisierung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) auf die gesamte tatsächliche Netzinanspruchnahme angezeigt.

### **Bemessung der Leistungskomponente nach dem gemessenen tatsächlichen Beitrag zur Netzhöchstlast**

Eine weitere Änderungsmöglichkeit könnte bei leistungsgemessenen Eigenversorgern die Bemessung der Leistungskomponente nach dem gemessenen tatsächlichen individuellen Beitrag zur Netzhöchstlast darstellen. Mit dieser Variante wäre eine gesonderte Bepreisung des Eigenverbrauchs bei leistungsgemessenen Eigenversorgern, wie sie derzeit mit der sog. Netzreservekapazität praktiziert wird, ebenfalls obsolet.

### **Netzentgelt auf Eigenverbrauch**

Wie bei den nicht leistungsgemessenen Eigenversorgern erörtert, könnte der Eigenverbrauch äquivalent zum Bezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung mit Netzentgelten belastet werden.

## **Positionierung der Bundesnetzagentur**

### **Ausschließliche Anwendung des regulären Netzentgeltsystems**

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist das Konstrukt der Netzreservekapazität nicht zielführend und konsequenterweise abzuschaffen, sofern durch Eigenversorgung keine Netzinfrastruktur eingespart werden kann. Die Einsparung ist nicht gegeben, wenn der Netzanschluss und damit die Dimensionierung des Netzes immer so ausgelegt wird, dass der komplette Strombezug im Bedarfsfall auch ungeplant vollständig aus dem Netz der allgemeinen Versorgung erfolgen kann. Stattdessen sollte auf die gesamte Netzinanspruchnahme das derzeitige Netzentgeltsystem (inklusive der möglichen Flexibilisierung nach §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) angewendet werden. Dieses gewährleistet eine verursachungsgerechtere und einheitliche Ermittlung von Netzentgelten.

### **Einheitliche Ausgestaltung der Regelungen für Netzreserve**

Mindestens empfiehlt die Bundesnetzagentur eine einheitliche und diskriminierungsfreie Ausgestaltung einer Regelung für Netzreserve. Nur so könnte die Netzreserve tatsächlich netzdienlich und somit netzkostenmindernd wirken. Hierfür ist es zwingend erforderlich, dass diese auf Zeiten außerhalb der Hochlastzeitfenster des Netzes beschränkt wird und zeitlich eingeschränkt nur bei revisions- oder störungsbedingten Ausfällen von Eigenerzeugungsanlagen zur Anwendung kommen darf. In den Fällen, in denen die festgelegten Zeitfenster nicht eingehalten werden, ist konsequenter Weise die komplette tatsächlich aus dem Netz bezogene Leistung zu berücksichtigen.

**Keine Bemessung der Leistungskomponente nach dem gemessenen tatsächlichen Beitrag zur Netz höchstlast**

Der Vorschlag, die Bemessung der Leistungskomponente bei Eigenversorgern nach dem gemessenen tatsächlichen individuellen Beitrag zur Netzhöchstlast durchzuführen, sollte nicht weiterverfolgt werden. Gerade für die industriellen Netznutzer würde die Planungssicherheit – als hohes Gut – teilweise verloren gehen, da erst im Nachgang ermittelt werden kann, zu welchem Zeitpunkt die Netzhöchstlast vorlag. Das derzeitige Entgeltsystem müsste zudem um eine weitere Preiskomponente erweitert werden. Dies trägt nicht zur Nachvollziehbarkeit des Entgeltsystems bei. Der Vorschlag zur Berücksichtigung des tatsächlichen individuellen Beitrags zur zeitgleichen Netzhöchstlast in der Leistungspreiskomponente wurde in Kapitel II.A ausführlich diskutiert.

**Kein Netzentgelt auf Eigenverbrauch**

Der Vorschlag, den tatsächlichen Eigenverbrauch mit Netzentgelten zu beaufschlagen, wird nicht befürwortet. Die rechtliche Eingriffstiefe wäre erheblich. Jegliche Erzeugungsanlagen – auch direkt in Produktionsanlagen integrierte Stromgeneratoren – müssten erfasst und deren Stromverbrauch gemessen werden. Zudem wäre ein solches Netzentgelt sehr kontra-intuitiv.

## E Horizontale Kostenwälzung und einheitliche Netzentgelte

### Worum geht es?

- Deutschland hat eine Netzbetreiberstruktur aus ca. 890 Unternehmen, die jeweils Entgelte bilden
- Deutliche regionale Unterschiede bei Netzentgelten mit wachsender Tendenz führen zu Forderungen der Vereinheitlichung der Netzentgelte Strom

### Änderungsmöglichkeiten

- Schaffung eines einheitlichen Netzentgelts auf Übertragungsebene
- Schaffung bundeseinheitlicher Netzentgelte auf Verteilernetzebene
- Horizontale Wälzung der „Energiewendekosten“ auf Übertragungsebene
- Horizontale Wälzung der „Energiewendekosten“ auch auf Verteilernetzebene

### Positionierung der Bundesnetzagentur

- Einheitliches Übertragungsnetzentgelt vorzugswürdig
  - Zunehmend gemeinschaftliche Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber
  - Geringe Umverteilungseffekte
  - Kostenverantwortung des einzelnen Übertragungsnetzbetreibers bleibt weitgehend bestehen (Kostenprüfung, Effizienzvergleich)
  - Regionale Unterschiede in den Netzentgelten werden aus Endverbrauchersicht leicht abgeschwächt
- Keine bundeseinheitlichen Netzentgelte auf VNB-Ebene
  - Hohe Komplexität und Bürokratie
  - Hohe Liquiditätsreserve notwendig
  - Umverteilungseffekte enorm (Ost/West)
  - Konterkariert Wettbewerb um Konzessionen
- Generell: horizontale Kostenwälzung nicht vorzugswürdig
  - Kostenverantwortung des einzelnen Netzbetreibers würde geschwächt
  - Objektive Zuordnung von Investitionskosten bei VNB zu EE-Ausbau oder „Energiewende“ ist nicht möglich

## Worum geht es?

Die Betriebs- und Kapitalkosten, die in einem Netzgebiet anfallen, werden zu einem großen Teil von den jeweiligen Endverbrauchern in dem entsprechenden Netzgebiet getragen. Somit verbleibt auch ein Teil der sog. „Energiewende-bedingten“ Netzkosten in der jeweiligen Region, in der sie anfallen. Auf Grund der unterschiedlichen strukturellen Bedingungen wie beispielsweise Altersstruktur, Auslastung der Netze oder unterschiedlich starker Ausbau von erneuerbaren Energien haben sich in der Vergangenheit erhebliche regionale Unterschiede bei den Netzentgelten entwickelt. Diese bestehenden regionalen Unterschiede in den Netzentgelten werden durch die zum Teil regional unterschiedlich hohen geplanten EE-bedingten Investitionen in die Netze weiter zunehmen. Dies hat eine rege politische Diskussion über die Verteilung der finanziellen Lasten des EE-bedingten Netzausbaus angestoßen.

Bei dieser Diskussion muss aber grundsätzlich zwischen einer bundesweiten horizontalen Wälzung auf Basis der entstanden Kosten und bundesweit einheitlichen Netzentgelten (bundeseinheitliches Preisblatt) mit Ausgleichszahlungen unter den Netzbetreibern unterschieden werden.

## Änderungsmöglichkeiten

### Schaffung eines einheitlichen Netzentgelts auf Übertragungsnetzebene

Die Einführung eines einheitlichen Entgelts auf der Übertragungsnetzebene könnte als Möglichkeit genutzt werden, regionale Unterschiede des Transportnetzes auszugleichen. Somit würden alle Regionalversorger in Deutschland unterhalb der Übertragungsnetzebene gleiche Startvoraussetzungen haben.

### Schaffung bundeseinheitlicher Netzentgelte auch auf Verteilernetzebene

Einheitliche Netzentgelte im Verteilernetz würden nicht auf Basis von bundesweit verteilten Kosten gebildet, sondern aus dem Durchschnitt aller Netzkosten gebildet. Die Erlösobergrenze jedes einzelnen Netzbetreibers würde weiterhin auf Basis der geltenden ARegV bestimmt. Werden bundesweit einheitliche Netzentgelte vereinnahmt, kommt es für die Netzbetreiber daher zu Über- oder Unterdeckungen der jeweils zulässigen Erlösobergrenze, die durch einen festzulegenden Mechanismus auszugleichen wären.

### Horizontale Wälzung der „Energiewendekosten“ auf Übertragungsnetzebene

Von den Offshore-Anbindungskosten sind heute lediglich die beiden Küsten-Übertragungsnetzbetreiber TenneT und 50Hertz betroffen. Zum Ausgleich dieses strukturellen Ungleichgewichtes werden die Offshore-Anbindungskosten bereits heute zwischen den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern ausgeglichen. Denkbar wäre es, weitere „Energiewendekosten“ horizontal im Übertragungsnetz auszugleichen.

Die originären Kosten würden unberücksichtigt bleiben und somit weiterhin der individuellen Effizienz des Übertragungsnetzbetreibers unterliegen.

### Horizontale Wälzung der „Energiewendekosten“ auch auf Verteilernetzebene

Kosten, die der Energiewende zuzuschreiben sind, könnten vor der Netzentgeltbildung jedes Netzbetreibers horizontal, d.h. bundesweit, auf alle Netzbetreiber der gleichen Netzebene verteilt werden.

## Positionierung der Bundesnetzagentur

### Einführung eines einheitlichen Netzentgelts allenfalls auf Übertragungsebene

Die Höchstspannungsebene sowie die Umspannung Höchst-/Hochspannung werden in Deutschland von den vier Übertragungsnetzbetreibern betrieben. Das Übertragungsnetz dient dabei vorrangig dem Transport des Stroms. Die zweite wichtige Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber ist die Wahrung der Systemsicherheit.

In der gemeinschaftlichen Netzentwicklungsplanung der vier Übertragungsnetzbetreiber ist deutlich erkennbar, dass die Fortentwicklung des Übertragungsnetzes regelzonenübergreifend erfolgt. Insbesondere die Offshore-Anbindungen sowie die großen HGÜ-Trassen stellen gemeinschaftliche Aufgaben dar, in denen Netzeigentum, energiewirtschaftliche Wirkungen und regionale Realisierung nicht mehr eindeutig nur einem Übertragungsnetzbetreiber zugeordnet werden können. Es spricht daher einiges dafür, dass die effizienten Kosten aus Investitionen, die die Wahrung dieser gemeinschaftlichen Aufgabe sicherstellen, von allen Verbrauchern dieses Systems gemeinschaftlich getragen werden sollten.

Mit der Einführung eines einheitlichen Netzentgelts auf der Übertragungsebene können zugleich die bereits bestehenden horizontalen Wälzungen der Offshore-Anbindungskosten, der EnLAG Erdkabelkosten sowie der Offshore-Haftungsumlage abgeschafft werden. Neue Umlagemechanismen würden nicht benötigt.

Ein einheitliches Netzentgelt birgt die Gefahr, dass die Kostenverantwortung geschwächt wird, weil die Folgen gemeinschaftlich getragen werden. Um sicherzustellen, dass die Kostenverantwortung des einzelnen Übertragungsnetzbetreibers weitgehend erhalten bleibt, würde die Einführung bundesweit einheitlicher Netzentgelte auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber auf dem bestehenden System aufbauen. Allerdings würde an Stelle der individuellen Ermittlung der Netzentgelte durch die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber ein gemeinsames Preisblatt für alle vier Übertragungsnetzbetreiber treten. Die gemeinsamen Entgelte könnten wie folgt ermittelt werden:

1. Die Kosten je Netz- und Umspannebene liegen je Übertragungsnetzbetreiber vor und können ohne Probleme addiert werden. Hierdurch ergeben sich die aggregierten Kosten je Netz- oder Umspannebene.
2. Für die Ermittlung der Jahreshöchstlast wird ein aggregierter Viertelstunden-Jahreslastgang durch eine Addition der vier Viertelstunden-Jahreslastgänge der Übertragungsnetzbetreiber benötigt. Mit Hilfe des neuen Gesamtlastganges lässt sich die Jahreshöchstlast ermitteln. Eine gewisse Unschärfe ergibt sich durch enthaltene Transitströme.
3. Aus den ermittelten Kosten sowie der Jahreshöchstlast lässt sich die Briefmarke (spezifische Jahreskosten in €/kW) ermitteln.
4. Im nächsten Schritt sind die Punkte der G-Funktion in den Stunden 0 und 2.500 zu ermitteln. Die Übertragungsnetzbetreiber müssten hierfür ihre Einzeldaten in ein gemeinsames Näherungsmodell einspielen.
5. Mit Hilfe der beiden Punkte  $g_{0h}$  und  $g_{2.500h}$  kann die Briefmarke in das bekannte Preissystem aus Leistungs- und Arbeitspreis in kleiner und größer Knickpunkt überführt werden.

Anhand der vorgenannten Berechnungslogik würden sich näherungsweise folgende bundeseinheitliche Netzentgelte in der Umspannebene HöS/HS ergeben.<sup>36</sup> Die Umspannebene stellt in der Regel die Anschlussebene der Regionalversorger dar und hat den höchsten Stromabsatz beim Übertragungsnetzbetreiber.

<sup>36</sup> Für die Modellberechnung wurde der Punkt  $g_{0h}$  mit 0,1 festgelegt, da dies bei Durchsicht der Kostenträgerrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber die überwiegende Verfahrensweise darstellte. Der Punkt  $g_{2.500h}$  wurde anhand der Übertragungsnetzbetreiberwerte ermittelt

### Szenarioanalyse – Auswirkungen eines bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelts auf Umspannebene Höchst-/Hochspannung

Übertragungsnetzbetreiber	LP < KP [EUR/kWa]	AP < KP [ct/kWh]	LP > KP [EUR/kWa]	AP > KP [ct/kWh]
50Hertz	14,59	1,99	60,79	0,14
TransnetBW	11,33	1,73	53,82	0,03
TenneT	6,77	2,11	56,30	0,13
Amprion	5,14	1,41	35,99	0,176
Bundeseinheitliches Entgelt	6,37	2,00	53,48	0,12

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 15: Szenarioanalyse – Auswirkungen eines bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelts auf Umspannebene Höchst-/Hochspannung

Die Einführung einheitlicher Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene führt in den Regelzonen zu Erhöhungen bzw. Senkungen des bestehenden Netzentgeltniveaus und somit zunächst zu Mehr- bzw. Mindererlösen bei den Übertragungsnetzbetreibern. Diese Erlösabweichungen sind zwischen den Übertragungsnetzbetreibern auszugleichen. Um Liquiditätsprobleme bei den Nettoempfängern zu vermeiden, wäre mindestens ein monatlicher Ausgleich mit Hilfe eines Abschlagssystems denkbar. Der mit einer Einführung von einheitlichen Netzentgelten auf Übertragungsnetzebene verbundene administrative Mehraufwand wäre aus Sicht der Bundesnetzagentur vertretbar.

Die folgenden Tabellen zeigen exemplarisch für jeweils einen großen nachgelagerten Flächennetzbetreiber je Regelzone die Auswirkungen eines einheitlichen Netzentgelts auf Übertragungsnetzebene auf das Netzentgeltniveau eines durchschnittlichen Haushalts- sowie Industriekunden.

#### Netzentgelt eines durchschnittlichen Haushaltskunden

	Beispielnetzbetreiber aus der Regelzone				
	50Hertz	TenneT	TransnetBW	Amprion	Mittelwert
Netzentgelt 2015	9,75	8,81	7,07	6,28	7,98
relative Abw.vom Mittelwert	22,2%	10,4%	-11,4%	-21,3%	
bei einheitlichem Übertragungsnetzentgelt	9,62	8,76	7,18	6,43	8,00
relative Abw. vom Mittelwert	20,3%	9,5%	-10,2%	-19,6%	
bei einheitlichem Übertragungsnetzentgelt und Abschaffung der verm. Netzentgelte	7,64	7,39	6,75	6,26	7,01
relative Abw. vom Mittelwert	9,0%	5,4%	-3,7%	-10,7%	

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 16: Szenarioanalyse – Auswirkungen eines einheitlichen Übertragungsnetzentgelts auf ein durchschnittliches Haushaltskundennetzentgelt<sup>37</sup>

<sup>37</sup> Haushaltskunde mit einem Grundpreis sowie einer Jahresarbeit von 3.500 kWh zuzüglich Messung, Messstellenbetrieb sowie Abrechnung.



**Netzentgelt eines durchschnittlichen Industriekunden**

	Beispielnetzbetreiber aus der Regelzone				Mittelwert
	50Hertz	TenneT	TransnetBW	Amprion	
Netzentgelt 2015	2,87	3,08	2,01	1,35	2,33
relative Abw.vom Mittelwert	23,3%	32,3%	-13,6%	-42,0%	
bei einheitlichem Übertragungsnetzentgelt	2,81	3,06	2,06	1,47	2,35
relative Abw. vom Mittelwert	19,6%	30,2%	-12,3%	-37,4%	
bei einheitlichem Übertragungsnetzentgelt und Abschaffung der verm. Netzentgelte	2,04	2,50	1,97	1,42	1,98
relative Abw. vom Mittelwert	2,9%	26,1%	-0,6%	-28,4%	

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 17: Szenarioanalyse – Auswirkungen eines einheitlichen Übertragungsnetzentgelts auf ein durchschnittliches Industriekundennetzentgelt<sup>38</sup>

Die Einführung eines einheitlichen Übertragungsnetzentgelts führt zu einer leichten Angleichung der Netzentgelte in den Regelzonen. Während die Netznutzer in den Regelzonen 50Hertz sowie TenneT hiervon profitieren, müssen die Netznutzer in den Regelzonen Amprion und TransnetBW mit höheren Netzentgelten rechnen. Entsprechend ist aus diesen Regelzonen Widerstand zu erwarten. Wird die Entwicklung der relativen Abweichung der einzelnen Netzbetreiberentgelte zum Mittelwert der vier Netzentgelte in den Tabellen betrachtet, so lässt sich feststellen, dass in der Ausgangssituation eine starke Spreizung existiert. Mit der Einführung eines einheitlichen Übertragungsnetzentgelts kommt es zu einer leichten Angleichung der Netzentgelte gegenüber dem Mittelwert. Jedoch besteht eine starke Verknüpfung zwischen einheitlichen Netzentgelten auf Übertragungsnetzebene und vermiedenen Netzentgelten. In der Regelzone von Amprion sind viele 110kV-Kraftwerke angesiedelt. Das Steigen der Übertragungsnetzentgelte führt dort zu steigenden vorgelagerten Netzentgelten und somit zu steigenden vorgelagerten Netzkosten auf allen Netzebenen in der Regelzone Amprion. Das Volumen der vermiedenen Netzentgelte würde dementsprechend insbesondere auf den hohen Ebenen stark ansteigen. Insbesondere 110kV-Kraftwerke, deren Vergütungsmaßstab die Umspannebene zur Höchstspannung darstellt, würden eine Steigerung der vermiedenen Netzentgeltvergütung in Höhe des Netzentgeltanstiegs erhalten. Die Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte sollte daher prinzipiell mit der gleichzeitigen Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte verknüpft werden. Bei zusätzlicher Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte ist ersichtlich, dass die Netznutzer bei Netzbetreibern die sehr stark von dezentraler Einspeisung betroffen sind, überdurchschnittlich profitieren. Die regionalen Unterschiede könnten jedoch merklich abgeschwächt werden.

**Keine Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte auf Verteilernetzebene**

Im Rahmen der Energiewende kommt es vor allem zu einem dezentralen Zubau von EE-Anlagen. Daher fallen insbesondere in betroffenen Verteilernetzen zusätzliche Kosten für den damit verbundenen Netzausbau und -betrieb an. Diese Zusatzkosten werden zu einem großen Teil von den Endverbrauchern in diesen Regionen getragen. Neben den bereits bestehenden regionalen Unterschieden in den Netzentgelten führen diese Zusatzkosten zu weiteren Netzentgeltsteigerungen in den betroffenen Regionen. Schon durch die Beteiligung der Einspeiser an den Zusatzkosten könnten Netzentgeltsteigerungen abgeschwächt werden (vgl. Kapitel III. A). Ohne die Beteiligung der Einspeiser an den Zusatzkosten könnten regionale Unterschiede durch die Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte auf Verteilernetzebene ausgeglichen werden. Allerdings würde dies auch zu starken Umverteilungswirkungen führen.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die durchschnittlichen Netzentgelte im Jahr 2013 sowie eine Abschätzung der Veränderung der Netzentgelte bei Einführung eines bundeseinheitlichen Netzentgelts. Hierbei werden lediglich die Bundesländer betrachtet, für die die Bundesnetzagentur im Rahmen der Organleihe zuständig ist. Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern zählen zu den Bundesländern, die am meisten von einem bundeseinheitlichen Netzentgelt profitieren würden. Bremen und Berlin hingegen würden zu den Verlierern eines solchen Systems zählen.

<sup>38</sup> Industriekunde mit einer Leistung von 4.000 kW sowie einer Jahresarbeit von 24.000.000 kWh in der Mittelspannung zuzüglich Messung, Messstellenbetrieb sowie Abrechnung.

### Durchschnittsentgelt 2013 nach Bundesländern in ct/kWh

Bundesland	Durchschnittsentgelt 2013	Abweichung des Durchschnittsentgelts vom Bundesdurchschnitt gemäß Monitoring am Beispiel Haushaltskunde	
Bremen	5,10	1,42	Regionen, die potenziell schlechter gestellt werden
Berlin	4,75	0,77	
Hamburg	6,07	0,45	
Niedersachsen	6,50	0,02	
<b>Bundesdurchschnitt gemäß Monitoring</b>	<b>6,52</b>		
Schleswig-Holstein	6,73	-0,21	Regionen, die potenziell besser gestellt werden
Thüringen	7,40	-0,88	
Mecklenburg-Vorpommern	8,33	-1,81	
Brandenburg	8,62	-2,10	

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 18: Durchschnittsentgelt 2013 nach Bundesländern

**Hinweis:** Die Tabelle zeigt nach Jahresarbeit gewichtete Durchschnittsentgelte für den Beispielfall von 3.500 kWh Jahresarbeit. Bei Netzbetreibern die landesgrenzüberschreitende Netze betreiben, wurde die zur Gewichtung benötigte Jahresarbeit mit dem Anteil der im Bundesland versorgten Fläche zur Gesamtfläche des Netzbetreibers bewertet.<sup>39</sup> Die Berechnung basiert auf dem aktuellen System, d.h. ein einheitliches Übertragungsentgelt ist nicht berücksichtigt.

Da die regionalen Unterschiede bei den Netzentgelten jedoch nicht nur auf den EE-Ausbau zurückzuführen sind, sondern auch auf strukturpolitische Ursachen wie der Auslastung der Netze, der Besiedlungsdichte und dem Alter der Netze beruhen, werden bei einer Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte nicht nur die finanziellen Lasten des EE-Ausbaus verteilt, sondern auch strukturpolitische Nachteile ausgeglichen. Die Begründung für die Einführung von bundeseinheitlichen Netzentgelten auf Basis regional unterschiedlich hoher finanzieller Lasten des EE-Ausbaus ist damit nicht sachgerecht und könnte somit zu rechtlichen Problemen bei der Umsetzung führen.

Des Weiteren bringt die Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte, aufgrund der hohen Komplexität eines zu installierenden Ausgleichssystems, einen sehr hohen zusätzlichen administrativen Aufwand bei den Regulierungsbehörden mit sich, der zu weiteren administrativen Kostensteigerungen führen könnte. Dies ist insbesondere der Fall, wenn dieser Ausgleich für rund 900 Netzbetreiber erfolgen soll. Zudem müsste geklärt werden, wie mit den derzeit verschiedenen Zuständigkeiten (Bundesnetzagentur und sechzehn Landesregulierungsbehörden, von derzeit neun mit eigener Aufgabenwahrnehmung) umgegangen werden soll. Es scheint klar, dass ein entsprechender Ausgleichsmechanismus zentral erfolgen müsste.

Wie bereits beschrieben führt die Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte zu Mehr- bzw. Mindererlösen, die zwischen den rund 900 Netzbetreibern auszugleichen sind. Um entsprechende Finanzierungsprobleme bei den Nettoempfängern zu vermeiden, wären sehr hohe Liquiditätsreserven bei den jeweiligen Netzbetreibern notwendig. Insbesondere bei sehr kleinen Verteilernetzbetreibern könnte dies zu Liquiditätsproblemen führen.

Allerdings würde die Einführung eines solchen Systems die Kalkulation der Netzentgelte für die Vertriebsgesellschaften erleichtern, da sie nicht mehr mit bis zu 900 verschiedenen Netzentgelten konfrontiert wären. Dies würde die Transparenz und somit den Wettbewerb bei den Strompreisen erhöhen.

<sup>39</sup> Das Kurzgutachten „Regionale Strompreis-Unterschiede in Deutschland“ (vom Leipziger Institut für Energie im Auftrag von Bündnis 90/Die Grünen) hat hierzu ebenfalls eine Analyse angestellt. Die Werte im Gutachten weichen auf Grund unterschiedlicher Gewichtung etwas von den Bundesnetzagentur-Werten ab, die Ergebnisse sind jedoch vergleichbar.

Des Weiteren könnte ein einheitliches Netzentgelt dazu beitragen, bestehende wirtschaftliche Nachteile bei der Standortwahl zu entschärfen. Das Differenzierungsmerkmal „Höhe der Netzentgelte“ beim Wettbewerb um Konzessionen entfielen.

## **Keine bundesweite horizontale Wälzung der sog. „Energiewende-bedingten“ Kosten auf Übertragungs- und Verteilernetzebene empfohlen**

### **Übertragungsnetzebene**

Für die unmittelbar von der Energiewende verursachten und somit klar abgrenzbaren Offshore-Anbindungskosten besteht bereits eine bundesweite Wälzung. So werden diese von den Übertragungsnetzbetreibern in Höhe des individuellen Anteils an der Stromabnahme in Deutschland (sog. KWK-Schlüssel) getragen und entsprechend auf die Netzentgelte umgelegt. Die mit der Anbindung von Offshore-Anlagen einhergehenden Haftungsrisiken werden im Rahmen der bundeseinheitlichen Offshore-Haftungsumlage gleichmäßig auf die Netznutzer im Bundesgebiet verteilt.<sup>40</sup>

Kostenpositionen sollten horizontal gewälzt werden, wenn diese eindeutig als energiewendebedingt identifiziert und abgegrenzt werden können.

Sofern sich jedoch für das Modell des einheitlichen Übertragungsnetzentgelts entschieden wird, wäre eine horizontale Wälzung jeglicher Kostenpositionen hinfällig.

### **Verteilernetzebene**

Eine horizontale Wälzung von sog. „EE-bedingten Netzausbaukosten“ – und somit auch die Weiterführung der beschriebenen Wälzungsmechanismen der Offshorekosten – wird von Seiten der Bundesnetzagentur abgelehnt, da hierdurch die Kosten aus Investitionen bundesweit umgelegt und nicht mehr netzgebietsscharf über den Effizienzvergleich „kontrolliert“ werden können. Die individuelle Kostenverantwortung der Netzbetreiber wird folglich aufgelöst. Schon bei der Wälzung von Mehrkosten durch Erdverkabelung auf Transportnetzebene wird die Frage der Abgrenzung der Mehrkosten von den sowieso-Kosten schwierig. Erst recht können auf der Verteilernetzebene EE-bedingte Netzausbaukosten nicht klar von anderen Investitionen im Netz unterschieden werden. Somit besteht die Gefahr, dass eine solche kostenbezogene Umlage aufgebläht wird und weitere Anreize zu Ineffizienzen entstehen. Letztlich müsste zentral entschieden werden, welche Kosten als EE-bedingte Netzausbaukosten gelten. Das birgt jedoch einen erheblichen Verwaltungsaufwand.

---

<sup>40</sup> Die Kosten aus dieser Umlage sind – anders als die Offshore-Anbindungskosten – nicht Bestandteil des allgemeinen Netzentgelts sondern bilden eine separat ausgewiesene Umlage (analog der KWK-G bzw. EEG-Umlage).

## F Variable Netzentgelte

### Worum geht es?

- Statische Netzentgeltstruktur ist nicht an sich rasch ändernde Marktsignale gekoppelt
- Lasten sollen aber mit Erzeugungsangebot besser synchronisiert werden

### Änderungsmöglichkeiten

- Zeitlich variable Netzentgelte
- Engpassorientierte variable Netzentgelte
- An den Strompreis gekoppelte dynamische Netzentgelte

### Positionierung der Bundesnetzagentur

- Keine zeitlich oder engpassorientierten variablen Netzentgelte
  - Netzentgelte werden für Letztverbraucher und Netznutzer unberechenbar und nicht mehr planbar
  - Auswirkung auf Netz nicht absehbar / quantifizierbar
- Keine an den Strompreis gekoppelten dynamischen Netzentgelte
  - Gefahr der Übersteuerung im Netz; Netz kann unbegrenzte Synchronisierung der Nachfrage auf ein zentrales Marktpreissignal nicht bewältigen
  - Zusätzlicher Netzausbau würde erforderlich
  - Sinkende Transparenz für Verbraucher
  - Hohe Unsicherheit / geringe Planbarkeit für Netzentgelte
- Konkretisierung der Sonderregelung für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung (steuerbare Nachtspeicher, Wärmepumpen) und Flexibilisierung des § 19 Abs. 2 StromNEV

### Worum geht es?

Jeweils zum 15. Oktober eines Jahres werden die Netzentgelte vom Netzbetreiber gemäß § 20 EnWG i.V.m. § 17 ARegV für das Folgejahr (zum 01. Januar) im Voraus angekündigt und im Verlauf des Dezembers verbindlich festgelegt. Das aktuelle Netzentgeltsystem ist statisch. Unterjährige Entgeltanpassungen z. B. aufgrund von wechselnden Marktsituationen oder Netzengpässen sind nicht vorgesehen. Eine Kopplung an volatile Marktsignale ist damit nicht vorhanden. Aktuell wird darüber diskutiert, ob in Zeiten zunehmender volatiler Einspeisung mit Hilfe von variablen Netzentgelten eine bessere Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch angereizt werden kann. Netznutzer beeinflussen allerdings durch ihr Verhalten direkt die Netzkosten und den zusätzlichen Netzausbaubedarf.

Im Nachfolgenden werden drei Varianten für variable Netzentgelte vorgestellt und bewertet.

## Änderungsmöglichkeiten

### Zeitlich variable Netzentgelte

Bei zeitlich variablen Netzentgelten würde der Netzbetreiber beispielsweise in vorab fixierten Zeitfenstern je Spannungsebene andere Netzentgelte festlegen. Auf diese Weise soll eine Verbraucherverschiebung angereizt werden. Generell könnte bei zeitlich variablen Netzentgelten ein markt- oder ein netzdienlicher Ansatz verfolgt werden. Beim marktdienlichen Ansatz würde sich das zeitlich variable Netzentgelt nach dem Stromangebot richten, beim netzdienlichen Ansatz dagegen nach der Netzauslastung.

Zeitlich variable Netzentgelte können bundesweit oder regional eingeführt werden.

### Engpassorientierte variable Netzentgelte

Mit einer regional engpassorientierten Differenzierung der Netzentgelte könnte durch das Verhalten der Netzkunden in stark überlasteten Netzabschnitten eine Entlastung erreicht werden. Die Bepreisung von Infrastrukturelementen würde hierbei auf der Grundlage von Zusatzkosten erfolgen. Diese Zusatzkosten ergeben sich aus dem auf jeweiligen Netzabschnitten bestehenden Netzausbaubedarf. Je stärker die Überlastung eines Netzabschnitts, umso höher würden die Zusatzkosten für dessen Ausbau und der Preis für die Nutzung des überlasteten Netzabschnitts ausfallen.

### An den Strompreis gekoppelte dynamische Netzentgelte

Bei dynamischen Netzentgelten wären die Netzentgelte für SLP- und RLM-Kunden an Marktpreise gekoppelt. Diese können Börsenpreise oder Preise aus außerbörslichen Transaktionen sein. Die Ausgestaltungsmöglichkeiten sind bis hin zur Echtzeitbepreisung vielfältig.

Dynamische Netzentgelte können bundesweit oder regional eingeführt werden.

## Positionierung Bundesnetzagentur

### Keine zeitlich variablen Netzentgelte

Nach Auffassung der Bundesnetzagentur ist die Einführung von zeitlich variablen Netzentgelten abzulehnen. Erstens ist eine marktdienliche Synchronisierung des Verbrauchs mittels vorab fixierten Zeitfenstern und einer uhrzeiten-unabhängigen (fluktuierenden) Erzeugung nur schwer zu realisieren. Zweitens könnten sich nach jedem Netzausbau bzw. jeder Netzinvestition die zeitlich variablen Netzentgelte, in Abhängigkeit von den jeweiligen Netzrestriktionen oder netzspezifischen Gegebenheiten, situativ ändern. Für Lieferanten wären die Netzentgelte bei einer ggf. mehrmaligen unterjährigen Änderung der Zeitfenster nicht kalkulierbar. Durch die Angleichung des Verbrauchsverhaltens, die durch alle Netznutzer erfolgen kann, besteht drittens die Gefahr, dass die derzeitige Durchmischung der Netznutzung verloren gehen könnte. Zeitungleiche Lasten würden zu zeitgleichen Lasten verschoben und neue regionale Netzengpässe könnten hervorgerufen werden. Daher ist das System der zeitlich variablen Netzentgelte von der Sonderform der Netznutzung nach §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV zu trennen. Nach der derzeitigen Regelung des §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV hat der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abzuweichen.

Den potentiellen Kosteneinsparungen aus variablen Netzentgelten müssten im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse die zusätzlichen Transaktionskosten im Zusammenhang mit den variablen Netzentgelten gegenübergestellt werden. Die Einführung von zeitlich variablen Netzentgelten für SLP-Kunden könnte im Übrigen nur dann eine energiewirtschaftliche Wirkung entfalten, wenn sie mit einer flächendeckenden Einführung von intelligenten Zählern und mit einer Aufhebung der Standardlastprofile verbunden wäre. Dies müsste in einer Kosten-Nutzen-Analyse ebenfalls einbezogen werden.

Ein diskutierter Vorteil zeitlich variabler Netzentgelte ist, dass neue Verbrauchsanwendungen wie z. B. die Elektromobilität in dieses Konstrukt eingebunden werden könnten. Diese Einbindung ist jedoch an die Voraussetzung geknüpft, dass der Stromverbrauch viertelstundengenau gemessen, geliefert und abgerechnet wird.

### **Keine engpassorientierten variablen Netzentgelte**

Die Bundesnetzagentur lehnt die Einführung von engpassorientierten variablen Netzentgelten ab. Eine engpassorientierte Bepreisung von überlasteten Netzabschnitten ist in vermaschten Elektrizitätsnetzen kaum praktikabel. Anders als bei Staus auf Straßenverkehrswegen kann ein „Elektrostau“ nicht in Kauf genommen werden, um dem Ausbau der Infrastruktur zu entgehen.

### **Keine an den Strompreis gekoppelten dynamischen Netzentgelte**

Nach Auffassung der Bundesnetzagentur sind dynamische Netzentgelte, die an einen volatilen Strompreis gekoppelt sind, abzulehnen. Ein an den Strompreis gekoppeltes Netzentgelt birgt die Gefahr einer Übersteuerung im Netz und kann so zu neuen Netzengpässen führen. Dies liegt unter anderem daran, dass Netzauslastung und Marktpreise nicht miteinander korrelieren und tendenziell sogar gegenläufig sind. Des Weiteren könnte es durch eine Reaktion auf den Marktpreis lediglich zu einer zeitlichen Verlagerung der Lastspitze ohne effektive Lastverringern kommen, das bedeutet, die zeitgleiche verschobene Last trifft auf die bereits vorhandene zeitungleiche Grundlast. Die Einführung von dynamischen Netzentgelten ist weder netz- noch marktdienlich.

Die Netznutzungssituation kann zudem je nach Spannungsebene oder Netzstrang sehr unterschiedlich sein. In der aktuellen Netzentgeltsystematik werden Netzentgelte für jede Spannungsebene einheitlich gebildet. Eine Orientierung von Netzentgelten an Marktpreisen wäre für Dritte zu intransparent. Aufgrund der Komplexität wären dynamische Netzentgelte nur schwer nachvollzieh- und überprüfbar. Abhängig von der konkreten Ausgestaltung könnte aufgrund der täglichen Börsenvolatilität eine Vielzahl von Preisen für die Berechnung des Netzentgelts herangezogen werden. Eine verbindliche und damit planbare ex-ante Kalkulation der Netzentgelte wäre den Netzbetreibern damit erschwert. Hierdurch könnte ein erhebliches Liquiditätsrisiko bestehen, da nicht sichergestellt ist, dass die zulässigen Erlöse eines Jahres erwirtschaftet werden können. Auch für Letztverbraucher und Vertriebe wären die Netzentgelte unberechenbar und damit die Angebotslegung und Preiskalkulation nicht mehr planbar.

Die ebenfalls diskutierte dynamische EEG-Umlage kann dagegen sinnvoll mit dem bestehenden Netzentgeltsystem zusammenwirken: Eine dynamisierte EEG-Umlage würde den Anreiz steigern, dass gemessene Letztverbraucher (Industrie) ihren Strombezug an die Marktpreise anpassen, ohne dabei ihre Spitzenleistung – die Haupttreiber der Netzdimensionierung ist – anzuheben, da diese durch das Leistungsnetzentgelt begrenzt wird.

### **Sonderregelung für unterbrechbare Verbrauchseinrichtung in der Niederspannung**

Die Ablehnung einer Einführung von variablen Netzentgelten bedeutet nicht, dass die bestehende Sonderregelung für unterbrechbare Verbrauchereinrichtungen in der Niederspannung abgeschafft werden sollte. Nach § 14a EnWG haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird. Aus Sicht der Bundesnetzagentur gibt es gute Gründe diese Sonderregelung beizubehalten.

Die Beibehaltung ist nicht nur aus Gründen des Bestandsschutzes für die derzeit in Betrieb befindlichen Anlagen sinnvoll, sondern auch da es in der Zukunft in der Niederspannungsebene aufgrund einer wachsenden Anzahl von Verbrauchern mit einer erhöhten Gleichzeitigkeit zu Netzengpässen kommen kann. Netzengpässe könnten insbesondere dann auftreten, wenn an einzelnen Netzsträngen gleichzeitig viele Elektromobile, steuerbare Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen angeschlossen sind. Analog zur Einspeiseseite stellt sich auch auf der Entnahmeseite die Grundsatzfrage, ob ein Netzausbau bis auf die letzte Kilowattstunde volkswirtschaftlich sinnvoll ist.

Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass der Effekt auf die Verminderung des Netzausbaus eher gering ist. Wie bereits die BMWi-Verteilernetzstudie herausgearbeitet hat, sind in den meisten Verteilernetzen, die einen hohen Ausbaubedarf aufweisen, so wenige Lasten angeschlossen, dass deren Mobilisierung kaum zur Vermeidung des Netzausbaus führen kann.

Ziel der bestehenden Sonderregelung ist es, zeitlich flexible Stromanwendungen wie Wärmepumpen und steuerbare Nachtspeicherheizungen oder perspektivisch Elektromobile zu nutzen, um zeitlich und lokal

begrenzte Netzengepässe zu beheben und eine gleichmäßigere Netzauslastung zu koordinieren. Auf diese Weise könnte die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs erhöht werden, da Netzausbau wegen seltener Lastspitzen ggf. vermieden werden könnte.

Die Betreiber von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung entrichten durch die Sonderregelung ein fixes Netzentgelt, das aktuell ca. 50% des Arbeitspreises für SLP-Kunden in der Niederspannung entspricht. Der § 14a EnWG bietet keine eindeutige Vorgabe zur Bildung der reduzierten Netzentgelte. Hinzu kommt, dass nicht konkretisiert ist, wann und in welcher Höhe ein Netzbetreiber eine Anlage ab- bzw. runterregeln darf. Für den Gesetzgeber besteht nach § 21i Abs. 1 Nr. 9 EnWG die Möglichkeit zur Konkretisierung des § 14a EnWG.

Über die genannte mögliche Konkretisierung des § 14a EnWG hinaus hätten Betreiber von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen die Möglichkeit ihre Kapazitäten dem Regelenergiemarkt zur Verfügung zu stellen – beispielsweise als Teil eines virtuellen Poolanbieters.

## G Flexmarkt

### Worum geht es?

- Auf Verteilernetzebene wird aufgrund der verstärkten dezentralen Einspeisung neben dem Instrument der Systemdienstleistungen auch über Verfahren zur Anhebung eines flexiblen regionalen Verbrauchsverhaltens diskutiert
- Flexmärkte könnten Flexibilitätpotentiale in der Verteilernetzebene heben

### Änderungsmöglichkeiten

- Schaffung von lokalen Flexmärkten
  - Zusammenfassung der Verteilernetzbetreiber zu regionalen Netzclustern mit zentraler Betriebsführung
  - Zentraler Betriebsführer sammelt regionale Flexibilitäten
  - Vergütung der angebotenen Flexibilitäten mittels Strompreis-Rabatten
  - Finanzierung erfolgt über die Netzentgeltermäßigungen und Abschaffung von Hemmnissen

### Positionierung Bundesnetzagentur

- Keine Einführung von dezentral organisierten regionalen Flexmärkten
- Netzentgeltsystematik wäre starken Schwankungen unterworfen
- Risiko von dauerhaft künstlichen Wettbewerbsbeschränkungen, die zu Ineffizienzen führen, weil alternative Flexibilisierungsoptionen nicht genutzt werden

## Worum geht es?

Mit der zunehmenden Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern gewinnt auch eine Flexibilisierung der Nachfrage zunehmend an Bedeutung. Die bisherigen Flexibilitätsinstrumente zur Netzstabilität wie beispielsweise Regelleistung oder Spotmärkte sind auf der Übertragungsnetzebene angesiedelt. Zunehmend werden jetzt jedoch auch Instrumente für Systemdienstleistungen auf Verteilernetzebene sowie ein flexibles regionales Verbraucherverhalten in Form von kurzfristiger Erhöhung oder Absenkung der Verbrauchsnachfrage benötigt.

Unter Flexmärkten wird der dezentrale Leistungsausgleich in Form einer Abstimmung von Energieerzeugung und Verbrauchslast in Abhängigkeit der im Verteilernetz vorhandenen Kapazität verstanden.

## Änderungsmöglichkeit

Es wird verschiedentlich diskutiert, ob sich im deutschen Stromnetz Regionen abgrenzen lassen, für die lokale oder regionale Netzbetreiber dann die Aufgabe hätten, Netznutzer (bspw. mit Kraftwerksleistung und zu- oder abschaltbare Lasten) zu kontrahieren, um damit auf die Engpässe im Netz lokal und regional zu reagieren.

Mit diesen Überlegungen verbinden sich vielfach zwei Erwartungen:

- Erstens könne in derlei lokalen Märkten anstelle der Abregelung von EE-Anlagen ein lokaler Verbrauch des Stroms organisiert werden.
- Zweitens könne auf diese Weise der Netzausbaubedarf reduziert werden, denn der Netzbetreiber verfüge damit über ein alternatives Instrument für die Entlastung eines Netzengpasses.



Einige der Überlegungen sind schon vergleichsweise konkret und umfassen bereits Zeitpläne, Verfahrensweisen, Zieldefinitionen und vieles mehr. Allerdings sind viele zentrale Fragen in den Konzepten nach wie vor unklar. Unter anderem ist das Verhältnis des bundesweiten Regelenergiemarktes zu diesen lokalen Märkten ebenso offen wie die Frage eines auch technisch sinnvollen Abgrenzungskriteriums für die jeweils zu berücksichtigenden Netzbereiche.

## Positionierung Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur spricht sich gegen die Einführung von dezentral organisierten regionalen Flexmärkten aus, insbesondere da es zwischen dem markt- und dem netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten zu Zielkonflikten kommen kann. Bei Flexmärkten besteht damit das Risiko in einen dauerhaften Zustand der künstlichen Wettbewerbsbeschränkung hineinzulaufen.

Ferner würden Flexmärkte mit anderen möglichen Instrumenten konkurrieren, die dem Verteilernetzbetreiber zur Behebung von regionalen und lokalen Netzrestriktionen bzw. zum Aufschub von Netzausbau auch nach heutiger Rechtslage zur Verfügung stehen.

Im Vergleich zu Flexmärkten sind beispielsweise bilaterale Verträge, Erzeugungs- und Lastmanagement sowie Netzausbau nicht so komplex in der Umsetzung. Durch die künstliche Aufteilung der Optionen in „normale“ Instrumente und solche der Flexmärkte werden nicht die effizientesten Flexibilitätsoptionen genutzt.

Über die genannten Punkte hinaus gilt es die folgenden Fragen zu klären:

- Auf welcher Netzebene steht die Ampel / wird der Flexmarktplatz gebildet? Die Verteilernetzstudie geht für Deutschland von 500.000 Netzbereichen in der Niederspannung aus, die jeweils eigene Engpassbedingungen haben und ggf. ausgebaut werden müssen.
- Wie lange wären die künstlich geschaffenen Flexmärkte sinnvoll, in denen um die letzte zur Verfügung stehende Netzkapazität geboten wird, bevor der Ausbau stattfindet, der genau diese Engpässe beseitigt? Die Netznutzer würden in einem solchen System zwar weniger für den Netzausbau zahlen, würden dafür jedoch die Kosten des Flexmarkts tragen.
- Wie müsste eine eingeschränkte Netznutzung aufgrund von Netzengpässen im Verteilernetz bei einem lokalen Flexmarkt ausgestaltet werden? Eine Variante wäre eine analoge Nutzung der Flexibilitätsoptionen nach § 14a EnWG. Von Marktteilnehmern würde aber vermutlich eher gefordert werden, nicht nur reine Abschaltmöglichkeiten gegenüber dem Netzbetreiber einzuräumen, sondern ein Zeitfenster zu lassen, in dem der Markt selbst oder aber der Netzbetreiber bspw. über Ausschreibungen die letzte Netzkapazitätsreserve vermarktet.
- Wie würde darauf zu reagieren sein, wenn der Engpass nicht im einzelnen Netz liegt, sondern sich gerade aus der Interaktion zweier Netze ergibt? Wenn dann im einen Netz ausgebaut wird, ändert sich der Flexmarkt im anderen Netz – wer trägt dann die Kosten bzw. wer profitiert von den Kostensenkungen?

## H Herausrechnen von Lastspitzen bei der Erbringung von Regelleistung

### Worum geht es?

- Regelleistung wird vom Übertragungsnetzbetreiber zur Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichts zwischen Stromeinspeisung und -abnahme benötigt
- Regelenergiebedarf steigt aufgrund zunehmender fluktuierender Einspeisung an
- Netzentgeltssystematik benachteiligt die Verbraucher gegenüber den Erzeugern bzgl. der Angebotsmöglichkeit von negativer Regelleistung
- Inanspruchnahme von negativer Regelleistung kann beim Anbieter zu einer individuellen Leistungsspitze und damit zu höheren Netzentgelten führen, die die Einnahmen aus der Bereitstellung überkompensieren

### Änderungsmöglichkeiten

- Herausrechnen der Leistungsspitzen nach der Inanspruchnahme von negativer Regelleistung
- Anreiz zur Teilnahme am Regelenergiemarkt durch Sozialisierung der Kosten

### Positionierung Bundesnetzagentur

- Bundesnetzagentur befürwortet das Herausrechnen der Leistungsspitzen
- Beseitigung von Markteintrittshemmnissen
- Förderung der Regelenergiemärkte mit dem Ziel der Senkung der Vorhaltekosten für Regelenergie und der Reduzierung der Netznutzungsentgelte

### Worum geht es?

Die Übertragungsnetzbetreiber halten Regelleistung vor, um das Leistungsgleichgewicht zwischen Stromeinspeisung und -abnahme in ihren Regelzonen fortwährend aufrechtzuerhalten. Der Regelleistungsbedarf entsteht sowohl auf der Seite der Netzlast (z. B. durch meteorologische Einflüsse oder Ungenauigkeiten in der Lastprognose) als auch auf der Seite der Erzeugung (z. B. Kraftwerksausfälle oder volatile Einspeisung von erneuerbaren Energien). Anhand der unterschiedlichen Aktivierungszeiten und der abzudeckenden Zeiträume wird zwischen Primär-, Sekundärregel- sowie Minutenreserveleistung unterschieden. Die weiteren Ausführungen beziehen sich jedoch auf den wirtschaftlich relevanteren Bereich der negativen Regelleistung in Form von negativer Sekundärregel- und Minutenreserveleistung.

Negative Regelleistung wird zur Behebung von energetischen Überspeisungen der Regelzone eingesetzt. Als Maßnahmen sind eine Aktivierung zusätzlicher Lasten oder eine Reduzierung von Erzeugung denkbar. Die Beschaffung der Regelleistung erfolgt durch tägliche Ausschreibungen. Sie wird nach Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers durch den jeweiligen Anbieter spätestens nach 15 Minuten aktiviert.

Bei der Bereitstellung von negativer Regelleistung kann beim Anbieter unter Umständen eine individuelle Leistungsspitze auftreten, d. h., der Anbieter muss höhere Netzentgelte bezahlen, die die Einnahmen aus der Bereitstellung von negativer Regelleistung ggf. überkompensieren können. Das Risiko einer Leistungsspitze müssen kleinere industrielle Verbraucher somit bei ihrer Angebotsstellung berücksichtigen und sind dadurch ggü. Kraftwerken oder Betreibern mit reduzierten Netznutzungsentgelten benachteiligt.

Durch den Abruf von negativer Regelleistung des Übertragungsnetzbetreibers ist in Ausnahmefällen auch eine Überschreitung der Leistungsspitze bei den vor-/zwischenlagerten Verteilernetzbetreibern möglich.

Für eine bessere Integration von erneuerbaren Energien sollten verstärkt auch Verbraucher oder auch sog. Poolanbieter von Regelleistung einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Insoweit besteht Handlungsbedarf, das von den (potenziellen) Marktakteuren aufgezeigte Markteintrittshemmnis zu beseitigen und eine Belebung der Regelenergiemärkte mit dem Ziel der Senkung der Vorhaltekosten für Regelenergie und der Reduzierung der Netznutzungsentgelte weiter voranzutreiben.

Im Markt wird darüber hinaus die Möglichkeit diskutiert, auch für Lastspitzen, die sich auch aus einer Reaktion auf die Marktpreise ergeben, ein Herausrechnen vorzunehmen. Beispielsweise wird in der kürzlich von Connect vorgelegten Leitstudie Strommarkt 2.0<sup>41</sup> für das BMWi vorgeschlagen, dass eine Leistungsspitze des Netzbezugs bei der Ermittlung des Jahresleistungspreises unberücksichtigt bleiben sollte, wenn der Strompreis unterhalb einer bestimmten Schwelle liegt. Zugleich müsse aber darauf geachtet werden, dass es nicht zu Engpässen im Netz komme – wofür im Gutachten kein Vorschlag unterbreitet wird.

Dieser Vorschlag ist wenig überzeugend: Erstens stellen sich sehr komplexe administrative Fragen: Wie soll der zeitliche Zusammenhang zwischen Preisen und Bezugslast hergestellt werden? Kann der Letztverbraucher diesen Zusammenhang mit hinreichender Sicherheit planen? Welcher Strompreis soll herangezogen werden? Der Day-Ahead-Strompreis kann sich als wenig aussagekräftig erweisen, wenn sich im Tagesverlauf die Prognosen ändern. Im kontinuierlichen Handel des Intraday-Marktes gibt es aber keine objektiven Preissignale.

Zweitens ist die fehlende Berücksichtigung der Wirkungen für das Netz von sehr zentraler Bedeutung: Bei diesem Vorschlag ist zu erwarten, dass die Verbraucher bei Unterschreitung der ex-ante fixierten Strompreisschwelle mit einem stark synchronisierten Verhalten reagieren. Dies kann die Netze schnell an die Grenze ihrer Leistungsfähigkeit bringen.

Drittens stellen sich Fragen im Hinblick auf das Marktverhalten des Letztverbrauchers. Wenn es für die Aktivitäten der Letztverbraucher Sprungstellen gibt, führt dies ggf. zu einem ebenfalls sprunghaften Verhalten der Letztverbraucher. Dies dürfte im Allgemeinen wenig effizient sein.

Der Vorschlag eines Herausrechnens von marktgetriebenen Leistungsspitzen wird darum von der Bundesnetzagentur nicht befürwortet; die in der heutigen Netzentgeltsystematik bei größeren Industriekunden regelmäßig dominierende Leistungsbepreisung enthält das für die Marktintegration wichtige Element einer „Flatrate“, solange der Bezug unterhalb der Jahresleistungsspitze bleibt. Damit sind gleichzeitig eine Marktreaktion und eine Beachtung der Netzanforderungen gewährleistet. Eine Änderung erscheint an dieser Stelle nicht erforderlich.

## Änderungsmöglichkeiten

Zur Erweiterung des Angebots von negativer Regelleistung werden – über alle Spannungsebenen hinweg – Leistungsspitzen nach der Inanspruchnahme von negativer Regelleistung bei der Ermittlung der abrechnungsrelevanten Jahreshöchstlast herausgerechnet.

## Stand der Diskussion in der Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur hält das Herausrechnen der Leistungsspitzen bei der Inanspruchnahme von negativer Regelleistung (negativer Sekundär- und Minutenreserveleistung) für geeignet, um die Versorgungssicherheit in Zeiten der Energiewende aufrecht zu erhalten und die aktive Teilnahme am Regelenergiemarkt zu fördern. Ein höheres Angebot an negativer Regelleistung könnte zu einer Preissenkung für negative Regelleistung führen.

Grundsätzlich kann eine Herausrechnung der Lastspitzen über den angeschlossenen Verteilernetzbetreiber oder den Übertragungsnetzbetreiber erfolgen. Die Teilnahme am Regelenergiemarkt dient dem gesamten System. Daher sollten auch die daraus resultierenden Kosten in der Regelzone gemeinschaftlich getragen werden. Ein möglicher Ablauf wäre:

- Der Übertragungsnetzbetreiber ruft beim Anbieter die vorgehaltene negative Regelleistung ab. Der sog. Abruffahrplan wird zu Kontroll- und Informationszwecken dem (Pool-) Anbieter und dem vorgelagerten Verteilernetzbetreiber elektronisch zur Verfügung gestellt.

---

<sup>41</sup> BMWi (2015): Leitstudie Strommarkt 2015, Studie der Connect Energy Economics GmbH; Mai 2015.

- In dem Fall, dass durch den Abruf beim Anbieter von negativer Regelleistung eine neue Leistungsspitze (ggf. Jahreshöchstlast) auftritt, zahlt der (Pool-) Anbieter seinem vorgelagerten Verteilernetzbetreiber die entstandene Leistungsspitze. Eine Herausrechnung der Leistungsspitze aus der Netzentgeltabrechnung des Verteilernetzbetreibers wird somit vermieden.
- In dem Fall, dass auch beim vorgelagerten Verteilernetzbetreiber durch den Abruf der negativen Regelleistung eine Leistungsspitze entsteht, werden diese Kosten über die vorgelagerten Netzkosten des Verteilernetzbetreibers sozialisiert.
- Der Übertragungsnetzbetreiber erstattet dem (Pool-) Anbieter die bereits bezahlte Leistungsspitze und preist diesen Betrag über seine Systemdienstleistungskosten wieder in die allgemeinen Netzentgelte ein, d.h., die durch den Abruf entstandenen Kosten werden ebenfalls über alle Netznutzer sozialisiert. Ein Umlagesystem gem. § 19 StromNEV ist jedoch nicht notwendig. In diesem Zusammenhang erhält der Übertragungsnetzbetreiber vom (Pool-) Anbieter sämtliche abrechnungsrelevanten anlagenscharfen Daten und Nachweise.

Das Herausrechnen steht in diesem Fall auch nicht der verursachungsgerechten Zuweisung von Netzkosten entgegen. Es ist anzunehmen, dass negative Regelleistung in Zeiten mit einer tendenziell eher geringen Last abgerufen wird, so dass durch den Abruf höchstwahrscheinlich keine Netzengpässe verursacht werden, die höhere Netzentgelte durch die Leistungsspitze rechtfertigen würde. Vielmehr trägt die Last in diesem Fall dazu bei, die Systemsicherheit aufrechtzuerhalten. In den entsprechenden Präqualifikationsbedingungen muss jedoch explizit ausgeschlossen werden, dass die Last bei der Erbringung der Regelleistung nicht zu zusätzlichen Netzengpässen führt.

Grundsätzlich sollten die nachfolgenden Sachverhalte geklärt werden:

- Zu bedenken ist, dass den Preissenkungen auch Mehrbelastungen durch höhere Netzentgelte an anderer Stelle gegenüberstehen könnten, d.h., es sollte geprüft werden, ob ein Herausrechnen von Leistungsspitzen nicht zu Marktverzerrungen zwischen den verschiedenen Anbietern negativer Regelleistung (Kraftwerke einerseits und regelbaren Verbrauchern andererseits) führt.
- Es sollte ferner geprüft werden, ob die durch die Kappung der Leistungsspitze begünstigten Verbraucher bereits Entgeltermäßigungen gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 oder Satz 2 StromNEV in Anspruch nehmen. Ist dies der Fall, so ist zu prüfen, inwieweit die Ermäßigungstatbestände miteinander vereinbar sind bzw. eine "Doppelvermarktung" (Netzentgeltrabatt i.H.v. max. 80% bei atypischer Netznutzung einerseits und Marktprämie für die abgerufene negative Regelleistung andererseits) zulässig ist.
- Bei einer Leistungsspitze muss zunächst nachgewiesen / geprüft werden, ob diese wirklich mit einem Abruf von Regelleistung zusammengefallen ist. Darüber hinaus stellt sich die Frage, welcher Teil der Leistungsspitze ist auf die Regelleistung zurückzuführen.
- Fraglich ist, wie hoch der Abwicklungs- und Prüfaufwand für das Herausrechnen von Lastspitzen ausfällt.

Da sich die Abrufreihenfolge bei der negativen Regelleistung nach den Angebotspreisen richtet, würde eine Kappung von Leistungsspitzen für die entsprechenden Anbieter von Regelleistung eine Entgeltermäßigung bedeuten, die jedoch von den übrigen Netznutzern bezahlt werden müsste. Die Anbieter, die eine solche Entgeltermäßigung erhalten, könnten negative Regelleistung günstiger anbieten, als die insgesamt entstehenden Kosten erlauben würden. Hierdurch rücken diese am Regelenergiemarkt in der Abrufreihenfolge nach vorne. Auf diese Weise würden gesamtwirtschaftlich teurere Angebote vorrangig eingesetzt, obwohl gesamtwirtschaftlich günstigere Angebote zur Verfügung stehen. Es ist zu verhindern, dass durch die Entgeltermäßigung für neue Anbieter bestehende Kraftwerkskapazitäten nicht mehr konkurrenzfähig sind und stillgelegt werden müssten.

Generell könnte diese Regelung auch auf Anbieter mit positiver Regelleistung angewendet werden. In diesem Fall würde ein Anbieter seine Anlagen abschalten. Um seinen, durch die Abschaltung verursachten Produktionsausfall nachzuholen, würde der Anbieter im Nachgang ggf. zusätzliche Anlagen in Betrieb nehmen und sich auf diese Weise eventuell eine neue Leistungsspitze zu einem späteren Zeitpunkt einfahren.

Nach Auffassung der Bundesnetzagentur sollte die Regelung für negative Regelleistung nicht analog auf die positive Regelleistung übertragen werden, weil das Herausrechnen von Lastspitzen nicht trennscharf durchzuführen ist.

# I Individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV

## Worum geht es?

- Festgestellte Mitnahmeeffekte
- Partiiell fragwürdige Ergebnisse in Bezug auf Netzdienlichkeit

## Änderungsmöglichkeiten

- Deutliche Modifizierung der Regelungen

## Positionierung Bundesnetzagentur

### § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV

- Nur Letztverbraucher begünstigen, die tatsächlich einen relevanten Einfluss auf die Hoch- und Nebenlast des betroffenen Netzbetreibers haben (tatsächlich netzwirtschaftlicher Vorteil für den Netzbetreiber)
- Ausschließlich Letztverbraucher berücksichtigen, die in der Hochspannungs- oder höheren Spannungsebenen angeschlossen sind (z. B. Pumpspeicherkraftwerke)
- Flexiblere Vorgaben zur Bildung von Hochlastzeitfenstern für die Netzbetreiber

### § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV

- Flexibles Lastverhalten sollte Voraussetzung für einen Begünstigungsanspruch sein; dies könnte beispielsweise über die Beteiligung am Regelenenergiemarkt erfolgen (z. B. Präqualifikation)

## Worum geht es?

Die Regelungen zu den individuellen Netzentgelten aus § 19 Abs. 2 StromNEV traten mit der ersten Fassung der StromNEV vom 29. Juli 2005 in Kraft. In den Folgejahren wurden die Regelungen – insbesondere den stromintensiven Letztverbrauch betreffend – mehrfach geändert. Mit Blick auf die aktuellen und zukünftigen Entwicklungen ist die netzdienliche Wirkung dieser Regelung jedoch nicht mehr im bisherigen Umfang gegeben. Daher erscheint eine grundlegende Modifikation der Regelung erforderlich.

Die zentrale Vorschrift des § 19 Abs. 2 StromNEV privilegiert Letztverbraucher, die aufgrund ihres besonderen Verbrauchsverhaltens einen individuellen Beitrag zur Senkung bzw. Vermeidung von Netzkosten erbringen. Dabei wird derzeit zwischen den atypischen (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) und stromintensiven Netznutzern (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV) unterschieden. Während die atypischen Netznutzer ihre Spitzenlast in die lastschwachen Nebenzeiten des Netzes verlagern, zeichnen sich die stromintensiven Netznutzer durch einen gleichmäßigen und zugleich dauerhaften Strombezug aus. Die Kriterien zur Ermittlung dieser individuellen Netzentgelte wurden zuletzt mit Beschluss BK4-13-739 vom 11. Dezember 2013 durch die Bundesnetzagentur konkretisiert und festgelegt.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur und auch nach Einschätzung der Netzbetreiber entfalten die Regelungen nach § 19 Abs. 2 StromNEV unter den sich wandelnden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen überwiegend keinen nennenswerten Nutzen mehr im Hinblick auf Netzkostensenkungen oder Netzstabilität. Dies gilt besonders für Satz 2, jedoch lässt sich eine eher skeptische Haltung auch im Hinblick auf die Wirkungen des § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV feststellen. Insbesondere wird seitens der Netzbetreiber in diesem Zusammenhang auf falsche Signalwirkungen durch nicht richtig gesetzte Anreize sowie erhebliches Potential an Mitnahmeeffekten hingewiesen. So reizen die Regelungen aus Satz 2 ein gleichmäßiges Durchlaufen der

Abnahmeleistung auch dann an, wenn aus Netzsicht inzwischen in Hochlastzeiten eine Leistungsreduzierung wünschenswert und ggf. erforderlich wäre. Auch bei Satz 1 ist in Teilen eine tatsächliche, netzdienliche Wirkung äußerst fraglich geworden. Dies betrifft insbesondere untere Spannungsebenen, in denen das Abnahmeverhalten von Letztverbrauchern häufig nur eine vergleichsweise geringfügige Wirkung entfaltet und zugleich stark ausgeprägte Mitnahmeeffekte zu beobachten sind.

Der immer weiter voranschreitende Ausbau erneuerbarer Energien führt dazu, dass der Erzeugungsmarkt durch eine zunehmend volatile Residuallast (Lastbeitrag, der nicht aus Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern gedeckt wird und von den konventionellen Stromerzeugern aufgebracht wird) geprägt wird. Must-run-Kapazitäten im Sinne von klassischen Grundlastkraftwerken werden in Zukunft an Bedeutung verlieren. Damit verliert auch die hohe, gleichmäßige Leistungsaufnahme stromintensiver Letztverbraucher im Sinne von § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV künftig an Bedeutung im Hinblick auf die Netzstabilität. Zwar können stromintensive Letztverbraucher wegen der guten Planbarkeit der Abnahme sowie der positiven Effekte auf Frequenz- und Spannungshaltung nach wie vor zum Teil netzdienliche Effekte erzielen. Jedoch führt das unflexible Abnahmeverhalten in Situationen kritischer Netzzustände zu einer Verschärfung von diesen Netzzuständen und kann dann „netzschädlich“ wirken. In Zukunft wird ein flexibleres Lastverhalten solcher Letztverbraucher daher erheblich an Bedeutung gewinnen. Hierzu gehört z.B. auch die Teilnahme am Regelenergiemarkt.

Daneben könnten auch die derzeitigen Regelungen gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV ein Hemmnis darstellen, da die Atypik nicht über die Flexibilität, sondern über die Einhaltung starrer Hochlastzeitfenster definiert wird. Die Hochlastzeitfenster werden vom Netzbetreiber auf Basis der Vorjahresdaten prognostiziert und veröffentlicht und können danach nicht an eine geänderte Netzsituation angepasst werden. Diese unflexible Hoch- und Niedertarifdifferenzierung trägt angesichts zunehmend volatiler Erzeugungsleistung und sich schnell ändernden Netzzuständen nicht mehr unbedingt den tatsächlichen Netzerfordernissen Rechnung.

## Änderungsmöglichkeit

Mit Blick auf die Kosten des Netzausbaus und damit auf die Höhe der Netzentgelte gewinnt flexibleres Lastverhalten weiter an Bedeutung. Wenig flexible, stromintensive Letztverbraucher können bei bestehenden Netzengpässen die Versorgungssituation ggf. gerade dadurch verschärfen, dass sie ihre Last bei Bedarf nicht vom Netz nehmen. Die derzeitigen Regelungen aus § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV können zudem bewirken, dass unflexibles Abnahmeverhalten prinzipiell angereizt wird, indem umso höhere Netzentgeltreduzierungen ermöglicht werden, je länger der Letztverbraucher mit (weitgehend) konstanter Last am Netz ist. Es stellt sich daher die Frage, ob es für die Netzstabilität – und damit auch für die Kosten der Netzinfrastruktur – nicht wesentlich sinnvoller wäre, vielmehr solche Letztverbraucher zu privilegieren, die zwar einerseits über größere Zeiträume eine hohe, gleichmäßige Last abnehmen, aber andererseits dennoch bei kritischen Netzzuständen in der Lage sind, Last vom Netz zu nehmen, bspw. in Form von positiver Regelenergie.

## Positionierung der Bundesnetzagentur

### § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV (atypische Netznutzung)

Aufgrund der festgestellten Mitnahmeeffekte und des in Teilen fragwürdigen Ergebnisses in Bezug auf die Netzdienlichkeit wird eine deutliche Modifizierung der Regelung vorgeschlagen. Eine ersatzlose Abschaffung erscheint wegen der teils tatsächlich positiven Auswirkungen jedoch nicht geboten.

- Es sollten nur Letztverbraucher begünstigt werden, die tatsächlich einen erheblichen Einfluss auf die Hoch- und Nebenlast des betroffenen Netzbetreibers haben und die damit in der Lage sind einen tatsächlichen netzwirtschaftlichen Vorteil für den Netzbetreiber zu generieren.
- In den Genuss der Regelung sollten daher ausschließlich Letztverbraucher kommen, die in der Höchst- oder Hochspannungsebene angeschlossen sind, z.B. Pumpspeicherkraftwerke. Dies kann die beträchtlichen Mitnahmeeffekte zugleich reduzieren.
- Zudem sollten die Vorgaben zur Bildung von Hochlastzeitfenstern auch kurzfristig den Erfordernissen des Netzbetriebs angepasst werden können.

### **§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV (stromintensiver Letztverbrauch)**

Der sich zunehmend ändernden energiewirtschaftlichen Situation und den damit verbundenen Rückwirkungen auf die Netzdienlichkeit des Abnahmeverhaltens trägt die Regelung jedoch nur noch unzureichend Rechnung. Mit Blick auf die Zukunft sollten die Regelungen zu § 19 Abs. 2. S. 2 StromNEV daher deutlich modifiziert werden:

- Begünstigt werden sollten nur solche Letztverbraucher, die bereit und tatsächlich auch in der Lage sind, flexibel auf besondere Netzsituationen zu reagieren. Dies könnte beispielsweise über die Teilnahme am Regelenenergiemarkt, Erweiterungen der Regelungen des § 13 EnWG oder Änderungen an der Reservekraftwerksverordnung geschehen.
- Ein flexibles Lastverhalten sollte zwingende Voraussetzung für einen Begünstigungsanspruch sein. Eine doppelte Begünstigung sollte dabei allerdings vermieden werden. Eine Benachteiligung durch Anpassung des Lastverhaltens auf Anforderung des Netzbetreibers soll ausgeschlossen werden.

## J Entgelte für singulär genutzte Betriebsmittel nach § 19 Abs. 3 StromNEV

### Worum geht es?

- Letztverbraucher, die sämtliche Betriebsmittel einer Anschlussnetzebene ausschließlich selbst nutzen, vereinbaren mit dem Netzbetreiber ein individuelles Entgelt für die singuläre Nutzung dieses Betriebsmittels
- Entgelte für singulär genutzte Betriebsmittel führen zu einer Entsolidarisierung einer kleinen Gruppe von Netznutzern
- Probleme bei der Wahl der Anschlussebene werden in weiten Teilen durch die Definition der Umspannebene ausgelöst
- Die Wahlmöglichkeit zwischen Entgelten für singulär genutzte Betriebsmittel und allgemeinen Netzentgelten sowie teils stark abweichende Methoden zur Bestimmung der singulär genutzten Betriebsmittel führen zu Ungleichbehandlung

### Änderungsmöglichkeiten

- Abschaffung der Regelung unter Maßgabe einer Änderung der Definition der Netz- und Umspannebenen
- Wiederbeschaffungskosten als einheitlicher Bewertungsmaßstab

### Positionierung Bundesnetzagentur

- Regelung ist entbehrlich, wenn Betriebsmittel innerhalb eines Umspannwerks zum Umspannkunden-Status führen
- Erfolgt keine ersatzlose Streichung der Sonderregelung nach § 19 Abs. 3 StromNEV unter Maßgabe einer geänderten Definition der Netz- und Umspannebenen, sollte eine einheitliche Vorgabe für die Wertermittlung auf Basis von aktuellen Wiederbeschaffungswerten umgesetzt werden (Tagesneuwerte)

### Worum geht es?

Gemäß § 19 Abs. 3 StromNEV ist Netznutzern, die sämtliche von ihnen genutzte Betriebsmittel in einer Netz- oder Umspannebene ausschließlich selbst nutzen, vom Betreiber der Netz- oder Umspannebene ein gesondertes, angemessenes Entgelt anzubieten. Dieses soll sich an den individuell zurechenbaren Kosten der singulären Betriebsmittel in der Netz- oder Umspannebene orientieren. Hierbei sind die Grundsätze aus § 4 StromNEV zur Bestimmung von Netzkosten zu beachten. Über dieses individuell bestimmte Entgelt für singulär genutzte Betriebsmittel hinaus sind die allgemeinen Entgelte der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene zu entrichten. Begründet wird diese Regelung damit, dass die betreffenden Nutzer nur geringe Kosten in der Anschlussnetzebene verursachen und auch nicht an der Sicherheit der Anschlussnetzebene partizipieren. Sie werden daher materiell als Kunden der nächsthöheren Netzebene angesehen.

Die Regelung des § 19 Abs. 3 StromNEV ist eine Begünstigungsnorm und wird von Letztverbrauchern und Weiterverteilern dann in Anspruch genommen, wenn die Summe aus den Entgelten für die singulären Betriebsmittel und den allgemeinen Netzentgelten der fiktiv höheren Anschlussebene unterhalb der allgemeinen Netzentgelte der tatsächlichen Anschlussebene liegen.



Diese Sonderregelung ist bereits deswegen als fragwürdig zu betrachten, weil sie ggf. zu einer Entsolidarisierung einer kleinen Gruppe von Netznutzern bei der Verteilung der Netzkosten der Anschlussnetzebene führt. Für die Gesamtheit der übrigen Netznutzer ist die jeweilige geographische Lage im Anschlussnetz unerheblich bei der Zuordnung der Netzkosten über die Netzentgelte. Über die individuelle Bepreisung von in Anspruch genommener Arbeit und Leistung hinaus wird nicht weiter nach dem Umfang der Betriebsmittelnutzung differenziert. Gleichwohl nehmen Netznutzer, die zwar keine singuläre Nutzung aufweisen, sich jedoch in relativer Nähe eines Umspannwerks befinden, die Betriebsmittel des Anschlussnetzes in einem geringeren Maß in Anspruch, als solche, die vom Umspannwerk weit entfernt sind. Diese Nutzungsunterschiede werden im System der allgemeinen Netzentgelte nicht abgebildet.

Allein die Gruppe der Letztverbraucher mit einer Nutzung singulär genutzter Betriebsmittel wird in dieser Hinsicht abweichend behandelt. Es erscheint daher systemwidrig und unsystematisch eine kleine Gruppe von Letztverbrauchern durch die Wahlmöglichkeit, Entgelte für singulär genutzte Betriebsmittel zu vereinbaren, bevorzugt zu behandeln.

Zuordnungsprobleme zur Netz- bzw. Umspannebene im Bereich von Umspannwerken können demgegenüber dadurch verursacht werden, dass die Schaltanlagen unterhalb der unterspannungsseitigen Sammelschiene nicht mehr als Teil der Umspannebene angesehen werden. Dies kann tatsächlich zu dem Problem führen, dass ein Netznutzer, der lediglich nicht im Besitz der Schaltanlagen ist, aber dennoch Netzbetriebsmittel auf dem Gelände des Umspannwerkes besitzt, nicht als Kunde der Umspannebene eingeordnet wird. Dies ist allerdings ein Problem der Definition der Umspannebenen und entsprechend dort zu lösen.

Zudem kommt es auch zu Ungleichbehandlungen verschiedener Netznutzer mit singulär genutzten Betriebsmitteln. So müssen von den Netzbetreibern bei der Bestimmung der Kosten für singulär genutzte Betriebsmittel zwar die grundsätzlichen Regeln gemäß § 4 StromNEV eingehalten werden. Darüber hinaus besteht allerdings ein erheblicher Ermessensspielraum bei der Bestimmung der Betriebsmittelkosten. So werden je nach Netzbetreiber einerseits pauschalisierte Durchschnittskosten der einzelnen (typisierten) Betriebsmittel oder andererseits ganz konkret die spezifischen Kostenbeträge der einzelnen individuellen Betriebsmittel verrechnet. Dies kann z. B. dazu führen, dass einzelne Letztverbraucher, deren genutzte Betriebsmittel vollständig beschrieben sind, nahezu keine Kosten ihrer Anschlussebene tragen, während dies für andere Letztverbraucher nicht gilt. Es erscheint fraglich, warum ein Netznutzer, der sich in der gleichen Anschlusssituation wie ein anderer Netznutzer befindet, wegen des Begünstigungsprinzips eine Optimierungsentscheidung zwischen dem Entgelt für singulär genutzte Betriebsmittel und dem allgemeinen Netzentgelt treffen darf, die im Wesentlichen vom Alter des Netzes abhängt.

## Änderungsmöglichkeit

Es wird die Frage aufgeworfen, ob aus systemischen Gründen und zur Vermeidung von Verzerrungen bei der Netzkostenallokation die ersatzlose Streichung der Sonderregelung angezeigt wäre. Diese sollte dann durch eine Änderung der Definition der Netz- und Umspannebene flankiert werden. Netznutzer, deren Betriebsmittel sich bis hinein in das Gelände eines Umspannwerks erstrecken, wären dann Kunden der Umspannebene.

Generell muss aber auf etwaige Probleme bei der freien Wahl der Netzebene des Anschlussnehmers hingewiesen werden, die in Teilen dennoch verbleiben könnten. Die Möglichkeit sich mittels singulär genutzter Betriebsmittel fiktiv an eine höhere Netzebene anschließen zu lassen, stellt zugleich auch eine Schutzmöglichkeit von Letztverbrauchern dar, denen der Netzbetreiber den tatsächlichen Anschluss an die höhere Netzebene nicht ermöglicht. Dieses Problem könnte allerdings durch eine Stärkung der Anschlussverpflichtung des Netzbetreibers gelöst werden. Kauf und Herausgabeoptionen kommen aufgrund rechtlicher Implikationen von Enteignungsfragen kaum in Betracht.

Für den Fall, dass die Regelung zu den Entgelten für singulär genutzte Betriebsmittel grundsätzlich bestehen bliebe, sollte zumindest ein einheitlicher Kostenmaßstab anstelle des Verweises auf die Kostenermittlungsgrundsätze nach § 4 StromNEV vorgegeben werden. Hierfür bieten sich insbesondere aktuelle Wiederbeschaffungswerte an, da diese von den Netzbetreibern vergleichsweise einfach pauschaliert bestimmt werden können und zugleich das Preissignal von Mietpreisen sachgerecht widerspiegeln.

## Positionierung der Bundesnetzagentur

Netzentgelte für singular genutzte Betriebsmittel stellen einen systemischen Bruch dar und begünstigen verstärkt durch Wahlmöglichkeiten eine Entsolidarisierung einzelner Netznutzer innerhalb des Netzentgeltsystems. Außerdem werden Netznutzer innerhalb dieser privilegierten Gruppe ungleich behandelt. Die Regelung nach § 19 Abs. 3 StromNEV sollte unter Maßgabe einer Definitionsveränderung der Netz- und Umspannebenen folglich abgeschafft werden.

Negative Auswirkungen in Hinblick auf einen erhöhten Direktleitungsbau wären bei einer Abschaffung der Sondernetzentgelte für singular genutzte Betriebsmittel nicht im erheblichen Umfang zu erwarten, da Anzahl und Wertigkeit der selbst genutzten Betriebsmittel (oftmals nur Schaltanlagen) zumeist von untergeordneter Größenordnung sind. Sondernetzentgelte für singular genutzte Betriebsmittel implizieren auch keine zwingende Prämierung für vermiedenen Direktleitungsbau. Bereits jetzt kommen alternativ zu den Sonderentgelten für singular genutzte Betriebsmittel der Erwerb, die Pachtung oder der eigene Direktleitungsbau als Handlungsoptionen zur Verwirklichung der Netzebenenwahl in Betracht. Erwartungsgemäß wird in den Fällen, in denen ein Direktleitungsbau in Frage kommt, dennoch viel eher von einem gescheiterten Übergang der Betriebsmittel des Netzbetreibers an den Letztverbraucher auszugehen sein. Es ist ein Gebot der Vermeidung von Entsolidarisierung, dass sich der Direktleitungsbau auch nur dann lohnt, wenn ohnehin eine unmittelbare räumliche Nähe zum Umspannwerk vorliegt.

Kommt es nicht zu einer ersatzlosen Streichung der Sonderregelung nach § 19 Abs. 3 StromNEV, so sollte zumindest für eine stärkere Gleichbehandlung der betroffenen Netznutzer Sorge getragen werden. Als besonders geeignet erscheint dabei eine einheitliche Vorgabe für den Ansatz von aktuellen Wiederbeschaffungswerten (Tagesneuwerte). Denn Wiederbeschaffungswerte spiegeln in den Entgelten sachgerecht die Preise wieder, die auch bei einer Anmietung der Betriebsmittel gezahlt werden müssten. Zugleich sind Wiederbeschaffungswerte vergleichsweise einfach und objektiv zu ermitteln. Wiederbeschaffungskosten bieten sich insbesondere an, um einen einheitlichen Bewertungsmaßstab vorzugeben. Dies setzt aber eine Abkehr des in der Norm enthaltenen Verweises auf § 4 StromNEV voraus.

## K Netzentgelte für Speichieranlagen

### Worum geht es?

- Die derzeitige Befreiung einiger Speicher von der Netzentgeltpflicht wirft ggf. Fragen der Gleichbehandlung auf
- Beschränkungen der Marktintegration von Speichern durch die Netzentgeltsystematik (Folge der anteilig hohen arbeitsbezogenen Netzentgelte und der Regelungen zur atypischen Netznutzung)
- Forderung nach weitergehender Befreiung von Stromspeichertechnologien von den Netzentgelten
- Klage über „Doppelbelastung“ durch Netzentgelte bei der Speicherung und beim letztendlichen Verbrauch des Stroms

### Änderungsmöglichkeiten

- Vollständige Befreiung des Einspeichervorgangs von Strom von Netzentgelten = Ausweitung der heutigen Ausnahmen gemäß § 118 EnWG
- Belastung von Speichieranlagen mit einem Arbeitspreis für den Wirkungsgradverlust
- Beteiligung der Speichieranlagen an den Netzkosten über ein reines Leistungsentgelt für die Entnahme aus dem Netz („Flatrate“)

### Positionierung Bundesnetzagentur

- Entgeltregelung für alle Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie i. S. d. § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG (bzw. nach § 60 Abs. 3 EEG) im Rahmen des § 17 StromNEV als Leistungsentgelt, damit diese Anlagen ihre Flexibilität ausspielen können
- Abschaffung der Entgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG, wenn die neuen Regelungen geschaffen wurden (aber: Übergangsregelung erforderlich)

### Worum geht es?

Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie sind in diesen Überlegungen ausschließlich solche Anlagen, die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Netz der allgemeinen Versorgung entnehmen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz einspeisen<sup>42</sup>. Die folgenden Ausführungen beziehen sich ausschließlich auf leistungsgemessene Speichieranlagen.

Die Betreiber von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie müssen derzeit grundsätzlich Netzentgelte für die aus dem Netz entnommene Energie entrichten. In der BGH-Rechtsprechung EnVR 56/08 heißt es: „Insoweit gilt für die Stromerzeugung durch ein Pumpspeicherkraftwerk nichts anderes als für jeden Energieerzeuger, der Elektrizität für die Energieerzeugung in Anspruch nimmt. Soweit er diese verbraucht (etwa durch Stromverbrauch beim Anfahren von Kraftwerken), ist er Letztverbraucher und netzentgeltpflichtig nach § 14 Abs. 1 Satz 1 StromNEV“.<sup>43</sup>

<sup>42</sup> Definitionen der Speicher in § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG und sehr ähnlich in § 60 Abs. 3 EEG.

<sup>43</sup> BGH-Beschluss Pumpspeicherkraftwerke, EnVR 56/08.

Eine Ausnahme besteht gegenwärtig für nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Speicheranlagen, die ab dem 4. August 2011 innerhalb von fünfzehn Jahren in Betrieb genommen werden. Ihr Bezugsstrom ist nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit.

In diesem Zusammenhang besteht gegenwärtig eine weitere Befreiung für ertüchtigte Pumpspeicherkraftwerke, deren elektrische Pump- oder Turbinenleistung nachweislich um mindestens 7,5 Prozent oder deren speicherbare Energiemenge nachweislich um mindestens 5 Prozent nach dem 4. August 2011 erhöht wurde. Diese sind nach § 118 Abs. 6 Satz 2 EnWG für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Netzentgelten freigestellt.

Außerdem kann für Pumpspeicherkraftwerke, die nicht von diesen Netzentgeltbefreiungen profitieren, gegenwärtig eine Reduktion des Netzentgelts im Rahmen der allgemeinen Regelung des § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV (atypische Netznutzung) erfolgen. Sämtliche Pumpspeicherkraftwerke, die nicht gemäß § 118 Abs. 6 S. 2 StromNEV vollständig von den Netzentgelten befreit sind, nehmen diese Reduzierung in Anspruch.

Wegen der besonderen Bedeutung von § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV für Pumpspeicherkraftwerke als große, atypische Letztverbraucher, ist es erforderlich, an dieser Stelle auf einige Besonderheiten bei der Ausgestaltung der Regelung einzugehen (vgl. Kapitel III. I zur grundsätzlichen Beurteilung der Sonderregelungen aus § 19 Abs. 2 StromNEV).

### **Konkretisierung durch Festlegung der Bundesnetzagentur**

Die Vorgaben aus § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV sind in der Vergangenheit durch die Bundesnetzagentur konkretisiert worden (letztmalig mit der Festlegung BK4-13-739). Entscheidend für die Feststellung einer atypischen Netznutzung ist danach, dass die zeitgleiche Last eines Letztverbrauchers während des Hochlastzeitfensters eines Netzbetreibers erheblich von der Jahreshöchstlast dieses Letztverbrauchers abweicht. Der Zeitpunkt der Jahreshöchstlast des Letztverbrauchers muss folglich eindeutig außerhalb des Hochlastzeitfensters des Netzbetreibers liegen. Diese Voraussetzung ist von Pumpspeicherkraftwerken und vergleichbaren Stromspeicheranlagen üblicherweise zu erfüllen, da diese ihr Abnahmeverhalten an den Hochlastzeitfenstern ausrichten können.

Werden die Voraussetzungen der atypischen Netznutzung erfüllt, so wird der Leistungspreis mittels der zeitgleichen Last im Hochlastzeitfenster, anstelle der Jahreshöchstlast abgerechnet. Pumpspeicherkraftwerke werden unter diesen Voraussetzungen üblicherweise so gesteuert, dass die zeitgleiche Last im Hochlastzeitfenster sehr deutlich unterhalb der Jahreshöchstlast liegt. Nicht selten wird in diesen Zeiträumen das gesamte Jahr über gar keine Leistung entnommen, so dass sich der Leistungspreis im Extremfall auf 0 € reduziert. Speicher zahlen unter diesen Voraussetzungen keinen Leistungspreis für die Netznutzung. Eine Reduzierung des Arbeitspreises erfolgt demgegenüber (zunächst) nicht.

Auf eine weitere Besonderheit bei der Berechnung des individuellen Netzentgelts für atypische Nutzung ist im Zusammenhang mit dem allgemeinen Netzentgeltsystem hinzuweisen. Dieses sieht für jede Netzebene eines Netzbetreibers separate Arbeits- und Leistungspreise für Netznutzer mit weniger als 2.500 Benutzungsstunden auf der einen Seite und für solche mit 2.500 oder mehr Benutzungsstunden auf der anderen Seite vor (vgl. hierzu auch die Ausführungen unter Kapitel II. A). Hierbei ist der Leistungspreis unterhalb von 2.500 Benutzungsstunden generell relativ niedrig und der Arbeitspreis relativ hoch. Oberhalb von 2.500 Benutzungsstunden ist demgegenüber der Leistungspreis relativ hoch und der Arbeitspreis relativ niedrig.

Bei der Vereinbarung eines individuellen Netzentgelts für atypische Netznutzung wird gemäß der Festlegung der Bundesnetzagentur jedem Letztverbraucher mit weniger als 2.500 Benutzungsstunden das Wahlrecht eingeräumt, sich dennoch mit den Preisen für Netznutzer mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden abrechnen zu lassen. Dieses Wahlrecht ist erforderlich, da sich andernfalls innerhalb des atypischen Netzentgeltsystems inkonsistente Ergebnisse einstellen würden.<sup>44</sup>

Pumpspeicherkraftwerke erreichen bei den derzeitigen Restriktionen und Marktgegebenheiten üblicherweise eine Benutzungsstundenzahl zwischen 1.000 und 2.000. Für die Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken lohnt es sich in fast allen Fällen, von der Wahloption Gebrauch zu machen. Hierdurch muss zwar ein höherer

<sup>44</sup> Ohne die Wahloption würde ein Letztverbraucher mit einer Benutzungsstundenzahl unterhalb von 2.500 ein höheres individuelles Netzentgelt zahlen, als ein Letztverbraucher der bei gleicher (abrechnungsrelevanter) Leistung mehr als 2.500 Benutzungsstunden aufweist. Dieses Ergebnis wäre offenkundig inkonsistent, da der Netznutzer mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden das Netz eindeutig stärker in Anspruch nimmt als derjenige mit einer Benutzungsstundenzahl unterhalb dieses Schwellwertes. Der Grund hierfür ist gerade die Umkehrung der Relation von Leistungs- zu Arbeitspreis ab 2.500 Benutzungsstunden und die Tatsache, dass nur das Leistungsentgelt im Rahmen der atypischen Netznutzung reduziert werden kann.

Leistungspreis je kW gezahlt werden, die abrechnungsrelevante Leistung im Hochlastzeitfenster als Bezugsgröße für diesen Preis kann aber gravierend, teilweise auf bis zu 0 kW, abgesenkt werden.

Bei Ausübung der Wahloption wird auf die entnommene Arbeit zugleich der relativ niedrige Arbeitspreis für Letztverbraucher mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden angewendet. Grundsätzlich ist nach den Regelungen der StromNEV aber insgesamt zumindest ein Netzentgelt in Höhe von 20 % des allgemeinen Netzentgelts zu zahlen, das sich ohne die Sonderregelung gem. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ergeben würde.

Aus den Regelungen ergibt sich ein erheblicher Anreiz, durch entsprechende Fahrweise ein stark vergünstigtes Netzentgelt zu erhalten. Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur optimieren Pumpspeicherkraftwerke ihre Fahrweise zunehmend dahingehend, dass das tatsächlich mindestens zu zahlende Entgelt in Höhe von 20 % der regulären Netzentgelte erreicht wird (in der Vergangenheit im Durchschnitt etwa 30 % - 35 %).

### **Folgen der Regelungen für das Marktverhalten der Speicher**

Die überwiegend oder vollständig arbeitsbezogene Bepreisung der Netznutzung schränkt die Marktreaktion der Speicherkraftwerke erheblich ein. Die Regelungen bedeuten außerdem, dass Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken ihre Markttätigkeit im Hochlastzeitfenster als Reaktion auf die Netzentgeltsystematik noch weitergehend einschränken. So ist eine Leistungsentnahme im Hochlastzeitfenster betriebswirtschaftlich praktisch nicht möglich.

Anderes ergibt sich nur im Rahmen von kurativem Redispatch oder durch Erbringung negativer Regelenergie. Denn Leistungsspitzen aufgrund derartiger Maßnahmen werden bei der Berechnung eines individuellen Netzentgelts aufgrund ihres netzdienlichen Charakters nicht berücksichtigt. Leistungsspitzen im Rahmen der normalen Markttätigkeit würden demgegenüber dem Betreiber eines Pumpspeicherkraftwerks die Möglichkeit nehmen, ein individuelles Netzentgelt in Anspruch zu nehmen. Diese Einschränkung war zum Zeitpunkt der Einführung der Regelungen für Netzentgelte für atypische Nutzung weitgehend unproblematisch. Denn üblicherweise sind die Hochlastzeiten der Netze und die Zeiträume hoher Großhandelspreise für die Energieerzeugung in der Vergangenheit zeitlich überwiegend zusammengefallen. Während der Hochlastzeiten haben Pumpspeicherkraftwerke folglich in der Regel nur Energie eingespeist, um von den relativ hohen Preisen zu profitieren. In Schwachlastzeiten haben sie zu niedrigen Preisen Energie entnommen.

Der zeitliche Zusammenhang zwischen Hoch- und Schwachlastzeiten der Netze mit den Marktpreisen ist bereits heute schon nicht mehr gegeben. Durch die geänderte Erzeugungslandschaft speisen zunehmend erneuerbare Energien (insb. Photovoltaik) während der laststarken Zeiten in das Netz der allgemeinen Versorgung ein. Dies führt dazu, dass gerade in den Hochlastzeiten häufig ein Überangebot an Erzeugungsleistung mit entsprechend niedrigen Marktpreisen für die Energiebeschaffung festzustellen ist. Außerdem schwanken die Preise auch innerhalb der Hochlastzeiten, so dass sich für Speicher zunehmende Marktopportunitäten ergeben. In dieser Situation verhindern die Regelungen zur atypischen Netznutzung, dass Pumpspeicherkraftwerke durch Entnahme elektrischer Energie zu einem Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage in einem marktdienlichen Umfang beitragen können.

Dieses Problem besteht für diejenigen Pumpspeicherkraftwerke nicht, die die Möglichkeit haben, eine vollständige Netzentgeltbefreiung gem. § 118 Abs. 6 EnWG zu erreichen. So sind Neubauten ohne weitere Einschränkungen von den Netzentgelten freigestellt (§ 118 Abs. 6 S. 1 EnWG). Diesen Kraftwerken ist eine marktdienliche Fahrweise möglich. Indes sind seit Inkrafttreten der Regelung Neubauten scheinbar noch nicht angereizt worden.

Ungleich praxisrelevanter sind derzeit die Regelungen für Bestandsbauten, die aufgrund einer Erweiterung der Anlage nach § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG freigestellt werden. Die Freistellung nach Satz 2 setzt voraus, dass auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Sie erfolgt durch Genehmigung in entsprechender Anwendung der verfahrensrechtlichen Vorgaben nach § 19 Absatz 2 Satz 3 bis 5 und 8 bis 10 der Stromnetzentgeltverordnung. Die Problematik, dass ihnen eine Leistungsaufnahme im Hochlastzeitfenster außer in Ausnahmefällen nicht möglich ist, schränkt sich nur insoweit ein, als dass bei diesen Kraftwerken der Anreiz zur Minimierung des Leistungsentgelts entfällt. Denn bei ihnen reicht jede erhebliche Reduzierung der Entnahmelistung im Hochlastzeitfenster im Vergleich zur Jahreshöchstlast bereits aus, den Freistellungsanspruch zu erhalten. Dies führt dennoch dazu, dass Pumpspeicherkraftwerke ihr Potential nicht voll ausschöpfen können.

Eine weitere Komplexität ergibt sich daraus, dass Pumpspeicherkraftwerke häufig nur wenige Maschinensätze mit jeweils einer hohen Leistungsaufnahme haben. In der Regel kann dann zumindest ein Maschinensatz im Hochlastzeitfenster überhaupt nicht betrieben werden, damit keine Lastspitze eingefahren wird. Die Regelungen des § 118 Abs. 6 EnWG sind als Technologieförderungsinstrument geschaffen worden. Jedoch führen die Regelungen dazu, dass es bereits im Wettbewerb zwischen verschiedenen Speichieranlagen zu Verzerrungen kommt. So sind insbesondere Bestandsanlagen, die mit teils verhältnismäßig geringen Investitionen erweitert werden können (etwa durch Installation von sog. Wellenumlenkern zur Erweiterung der Kapazität der wasseraufnehmenden Becken), gegenüber solchen Bestandsbauten, bei denen das nicht möglich ist, über § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG massiv bevorzugt.

### Andere Preiskomponenten

Die Netzentgelte und die sonstigen Preiskomponenten, die sich an die Ausspeisung aus dem Netz knüpfen, hängen regelungstechnisch nicht zusammen. Es gibt z. B. keine Regelung, die vorsehen würde, dass sich eine Ermäßigung aus dem einen Bereich in eine andere Preiskomponente erstreckt. Dies gilt auch im Blick auf zwei Zusammenhänge, die in den gesetzlichen Grundlagen enthalten sind:

- Manche Kostenpositionen werden von den Netzbetreibern getragen und dann in die Berechnung der Netzentgelte einbezogen. Dies ist für alle Abwicklungsaufgaben nach dem EEG und dem KWKG der Fall; das KWKG bestimmt darüber hinaus, dass evtl. nicht vom Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichene Zulagenzahlungen (also kleine Restbeträge) in die Netzkostenbasis einbezogen werden können (§ 9 KWKG).
- Manche Umlagen werden nach einer Logik abgewickelt, die im KWKG (ebenfalls § 9) geregelt ist. Dies gilt z.B. für die Kosten der AbLaV. Hier kommt es ebenfalls nicht zu einer Verschränkung, sondern nur zu einer analogen Regelungsanwendung.

Andere Preiskomponenten der Ausspeisung sind überwiegend arbeitsbezogen und stehen daher einer Marktintegration der Speicher entgegen.

Für am Markt agierende Speicher („aus dem Netz – in das Netz“) ist gemäß § 60 Absatz 3 EEG allerdings die Zahlung der EEG-Umlage ausgesetzt, sodass der höchste Umlagebetrag nicht anfällt und einer Marktintegration nicht im Wege steht.

### Verhältnis von Speichern zu anderen Flexibilitätsoptionen

Es könnte bei der Veränderung des Speicher-Netzentgelts der Eindruck entstehen, dass gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen ein ungerechtfertigter Vorteil eingeräumt wird. Dem ist folgendes entgegenzuhalten: Zwar sind flexible Erzeugungseinheiten ebenso wie Speicher in der Lage, kurzfristig auf Preissignale zu reagieren. Allerdings beziehen ausschließlich Speicher Strom, den sie zur zeitlich versetzten Erzeugung von Strom einsetzen. Die in den anderen Erzeugungseinheiten eingesetzten Primärenergien werden durch andere Abgabenregime belastet. Da somit hinsichtlich der Speicherfüllung unterschiedliche Voraussetzungen bestehen, führt die Belastung des Speicherstroms durch Netzentgelte im Allgemeinen und die Ausgestaltung als überwiegende Leistungsentgelte im Besonderen nicht zu ungerechtfertigten Verzerrungen zwischen diesen Technologien – wie eine wirkliche „Gleichbehandlung“ aussehen könnte, ist in den meisten Quervergleichen ohnehin unklar.

Flexible Verbrauchseinheiten reagieren ebenso wie Speicher auf das Strompreissignal. Für das Beziehen des Stroms wird die Netzinfrastruktur benutzt. Insofern ist die Belastung mit Netzentgelten in beiden Fällen sachgerecht. Wenn Speicher künftig ein stärker auf Leistung bezogenes Netzentgelt bezahlen müssen, führt dies nicht zu ungerechtfertigten Verzerrungen: Auf der einen Seite zahlen die meisten flexiblen Verbrauchseinrichtungen aufgrund der Höhe ihres Strombezugs im Wesentlichen ebenfalls fast reine Leistungsnetzentgelte, auf der anderen Seite soll Speichern der schnelle Wechsel zwischen Ein- und Ausspeicherung für die Ausnutzung auch kleiner Preisdifferenzen möglich bleiben. Speicher, Lastmanagement und flexible Stromerzeugung folgen bei der Erbringung von Flexibilität unterschiedlichen Kriterien und Anforderungen. Sie unterschiedlich zu behandeln, ist daher sachlich geboten.

Speichieranlagen sind nur eine von vielen Flexibilitätsoptionen. Sämtliche Flexibilitätsmöglichkeiten stehen in einem Konkurrenzverhältnis zueinander. Flexibilität gewinnt perspektivisch an Bedeutung, da in immer größerem Umfang volatile Erzeuger in das System einspeisen. Es gibt eine Vielzahl von Flexibilitätsoptionen, die von der flexiblen Erzeugung in fossilen Kraftwerken (insb. Gaskraftwerke) über flexible EE-Anlagen

(Biomasse, Wasser) oder Power-to-Heat, (künftig auch Power-to-Gas und sonstige Power-to-x-Optionen) bis zu Flexibilität bei sonstigen Verbrauchern (Demand Side Management) reichen. Auch die angrenzenden verbundenen ausländischen Märkte wirken wie eine Flexibilitätsoption für den deutschen Markt; dies gilt in besonderem Maße für die künftige HGÜ-Verbindung nach Norwegen (Nord-Link).

Die direkte Förderung oder indirekte Begünstigung einzelner Technologien oder Optionen führt zu Verzerrungen am Markt. Nur ohne solche Verzerrungen ist sichergestellt, dass sich die effizienteste Flexibilitätsoption durchsetzt und die Kosten für Flexibilität volkswirtschaftlich so gering wie möglich gehalten werden. Eine indirekte Begünstigung liegt insbesondere im Zusammenhang mit dem Eigenverbrauchsprivileg durch die Begünstigung bei EEG-Umlage, Netzentgelten, sonstigen Umlagen und ggf. auch Steuern und Konzessionsabgaben vor. Eine indirekte Benachteiligung kann zudem vorliegen, wenn die Entgeltsystematik Fehlanreize setzt und ein energiewirtschaftlich sinnvolles Verhalten erschwert oder verhindert.

Die heutige unsystematische Befreiung eines Teils der Speicher von der Netzentgeltpflicht wirft jedenfalls Fragen der Gleichbehandlung der Speicher untereinander aber auch gegenüber den anderen Flexibilitätsoptionen auf. Da es für den Großteil der Speicher eine Netzentgeltpflicht gibt, wird eine noch weitergehende Befreiung der Stromspeicheranlagen von den Netzentgelten gefordert und diskutiert. In diesem Zusammenhang wird vorgetragen, dass es zu einer „Doppelbelastung“ des Stroms mit Netzentgelten (und Umlagen) komme, da sowohl bei der Speicherung als auch beim letztendlichen Verbrauch des Stroms durch die Netznutzer Netzentgelte (und Umlagen) erhoben werden. Die doppelte Inanspruchnahme des Netzes zu unterschiedlichen Zeiten und an unterschiedlichen Stellen – erst beim Verbrauch durch den Speicher und dann beim Verbrauch des gespeicherten Stroms durch den Letztverbraucher –, die auch eine erneute Belegung des „gleichen“ Stroms mit erneuten Netzentgelten rechtfertigen kann, wird in dieser Argumentation allerdings übersehen. Elektrizitätsversorgungsnetze stellen durch die Bereitstellung der Netzkapazität für Speicheranlagen eine energiewirtschaftliche Leistung bereit, die auch genutzt wird, wenn Strom zur Speicherung bezogen wird. Deshalb ist die zur Speicherung in einem Stromspeicher aus dem Netz entnommene elektrische Energie grundsätzlich zu Recht netzentgeltpflichtig.

Die aktuell wirtschaftlich schwierige Situation für Speicheranlagen wird nicht ausschließlich und schon gar nicht vorwiegend durch Netzentgelte verursacht. Das Wirtschaftlichkeitsproblem besteht vielmehr hauptsächlich darin, dass die Spannen („Spreads“) zwischen Einkaufs- und Verkaufspreisen für Strom an den Großhandelsmärkten häufig nur noch vergleichsweise klein sind, z. B. durch Reduktion der Mittagsspitze aufgrund zunehmender Photovoltaikeinspeisung. Neben den Betriebskosten muss eine Speicheranlage aber auch die Wirkungsgradverluste, die durch den Speichervorgang entstehen, wieder am Markt Erlösen. Dies ist selbst für Pumpspeicherkraftwerke, deren Wirkungsgrad mit etwa 70 % bis 85 % vergleichsweise hoch ist, zunehmend schwierig. Ein wesentlicher weiterer Grund dafür besteht darin, dass andere Flexibilitätsoptionen, vor allem der Betrieb von konventionellen Kraftwerken, in erheblichem Maße technisch flexibilisiert wurden; dies gilt insbesondere für neue und modernisierte Kohle- und Braunkohle-Kraftwerke. Die Betreiber dieser Kraftwerke reagieren damit plausibel auf die Signale und Anreize der Marktpreise. Die Zeiten, in denen insbesondere Pumpspeicherkraftwerke als wichtigste Option der Lastflexibilität angesehen wurden, gehören der Vergangenheit an.

Diese Situation wird zudem durch die Lage am europäischen Strommarkt verschärft, die durch Überkapazitäten gekennzeichnet ist und bei der große Mengen insbesondere an zunehmend flexibler Kohleverstromung in den Markt drängen, die einen erheblichen Teil der volatilen Residuallast abdecken. Die bei heutigen CO<sub>2</sub>-Preisen geringe Lenkungswirkung des CO<sub>2</sub>-Emissionzertifikatehandels hat insoweit einen größeren Effekt auf die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken als die Netzentgelte.

Auch wenn das Netzentgeltsystem nur zu einem kleinen Teil ursächlich für die Ertragsprobleme der Speicher ist, sollte es so ausgestaltet werden, dass es künftig kein zusätzliches Hemmnis für die Markttätigkeit von Speicheranlagen darstellt. Zugleich sollte dafür Sorge getragen werden, dass das Netzentgeltsystem keine Verzerrungen innerhalb der Gruppe der Speicher bewirkt und dass andererseits eine im Vergleich angemessene Behandlung von unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen sichergestellt wird.

## Änderungsmöglichkeiten

Die Regelungen des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV setzen massive Anreize für Speicher, innerhalb von Hochlastzeitfenstern keinen regulären Pumpbetrieb aufzunehmen. Denn hierdurch würde eine abrechnungsrelevante Leistungsspitze entstehen, die bei gleichzeitiger Ausübung der Wahloption für die Netzentgelte oberhalb von 2.500 Benutzungsstunden zu einem sprunghaften Anstieg der Netzentgelte führt.

Dies verhindert, dass Pumpspeicherkraftwerke während der Hochlastzeitfenster Preisarbitrage betreiben können und ist folglich ein Hemmnis für die Einsatzflexibilität. Um dieses Hemmnis zu beseitigen, müsste die Regelung für Pumpspeicherkraftwerke abgeschafft und eine geeignete Neuregelung geschaffen werden.

Es gilt, die Netznutzung so zu bepreisen, dass Speicher im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen weder bevorzugt noch benachteiligt werden. Außerdem sollte den Besonderheiten des Speicherbetriebs angemessen Rechnung getragen werden. Als Änderungen der Speicher-Netzentgelte sind folgende Optionen denkbar:

### **Vollständige Befreiung von den Netzentgelten**

Eine Änderungsmöglichkeit wäre die vollständige Befreiung der Stromspeicher von den Netzentgelten.

### **Belastung der Wirkungsgradverluste**

Eine weitere Änderungsmöglichkeit besteht darin, bei Speichern nur diejenige Entnahme mit Netzentgelten zu belasten, die im Rahmen des Wälzbetriebs (Entnahme und erneute Einspeisung) endgültig verloren geht. Dieser Vorstellung liegt die Idee zu Grunde, nur die Wirkungsgradverluste des Speicherbetriebs seien endgültiger Letztverbrauch, da nur ein Teil der gespeicherten Energie wieder zurück gewonnen wird. Diese Betrachtung führt – je nach Implementierungsvariante – zu einer Verringerung entweder ausschließlich des Arbeitspreises oder des Arbeits- und des Leistungspreises. In Hinblick auf die Arbeitskomponente lässt sich die netzentgeltspflichtige Entnahmemenge dann durch Saldierung von gesamter Entnahme und Einspeisung ermitteln. Bei einer Reduzierung der Leistungsgröße ist eine direkte Bestimmung nicht möglich. Hier könnte z.B. der Prozentsatz von der Arbeitsgröße übertragen werden.

### **Beteiligung der Speichieranlagen über ein reines Leistungsnetzentgelt**

Denkbar wäre, Speichieranlagen hinsichtlich der Netzentgelte ausschließlich mit einem Leistungspreis zu belasten.

### **Herausrechnen der Leistungsspitze für Regelenergieerbringung**

Wie in Kapitel III. H vorgeschlagen, könnte wie bei allen Verbrauchern auch für Speicher gelten, dass Lastspitzen, die aufgrund der Erbringung von Regelenergie oder Redispatch entstehen, keinen Einfluss auf die Höhe der Leistungsnetzentgelte haben.

## **Positionierung der Bundesnetzagentur**

### **Beteiligung der Speichieranlagen über ein reines Leistungsnetzentgelt**

Die Bundesnetzagentur spricht sich für die Erhebung eines reinen Leistungsnetzentgelts für Speicher aus, um eine Stärkung der Handloptionen zielgenau zu erreichen. Damit sind Speicher in den Grenzen ihrer technischen Maximalleistung frei, die Preisunterschiede am Markt für zeitliche Arbitrage-Geschäfte zu nutzen. Die Leistungsnetzentgelte belasten nicht die Gebote des Speichers am Strommarkt, sondern wirken wie eine Flatrate. Speicher tragen demnach über das Leistungsnetzentgelt zur Deckung der Netzkosten bei, können aber im Übrigen völlig flexibel am Strommarkt agieren.

Bei der Wahl eines Leistungspreises für Speicher wäre bei gleichzeitiger Abschaffung der Sonderregelung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV sicher zu stellen, dass keine unangemessene zusätzliche Belastung für derzeit am Markt befindliche Speichieranlagen entstehen. Berechnungen der Bundesnetzagentur lassen darauf schließen, dass die veröffentlichten Leistungspreise der Netzbetreiber für Letztverbraucher mit weniger als 2.500 Benutzungsstunden im Allgemeinen zu einem ökonomischen Ergebnis führen, dass relativ nah an den derzeit zu zahlenden individuellen Netzentgelten liegt. Dieser Zusammenhang besteht auch systematisch. Denn die allgemeinen Netzentgelte, die Pumpspeicherkraftwerke ohne § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV zahlen müssten, implizieren Gleichzeitigkeitsgrade in einer Größenordnung von etwa 0,5. Diese ergeben sich anhand der derzeit erreichten Benutzungsstundenzahlen, die in der Regel in einer Größenordnung zwischen 1.000 und 2.000 Stunden liegen (vgl. Kapitel II. A zur G-Funktion).



Da das individuelle Netzentgelt auf bis zu 20 % der allgemeinen Netzentgelte reduziert werden kann, werden Pumpspeicherkraftwerke entgelttechnisch derzeit in etwa so behandelt, als hätten sie einen Gleichzeitigkeitsgrad von  $0,5 \times 0,2 = 0,1$ . Dieses Ergebnis entspricht in etwa den für den Leistungspreis kleiner 2.500 Benutzungsstunden, durch die Netzbetreiber gewählten Achsenabschnitten für die G-Funktion. Da sich sowohl die G-Funktionen der Netzbetreiber als auch die Benutzungsstundenzahlen der Pumpspeicherkraftwerke unterscheiden, stellt sich dieses Ergebnis nicht generell exakt ein. Berechnungen zeigen aber auf, dass diese Betrachtung eine gute Näherung ist.

Die Wahl eines besonderen Gleichzeitigkeitsfaktors für Speicheranlagen ist folglich nicht erforderlich. Diese könnte auch kaum willkürfrei erfolgen. Würde sich an den tatsächlichen Gleichzeitigkeiten gemäß G-Funktion orientiert, so würde der Leistungspreis der Höhe nach offensichtlich einfach den nicht reduzierten allgemeinen Netzentgelten entsprechen, die ohne § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV zu zahlen wären. Dies würde folglich auf eine massive Kostenerhöhung und damit auf eine Schlechterstellung im Vergleich zur derzeitigen Situation hinauslaufen.

Der Änderungsvorschlag beschränkt sich folglich auf das Absehen der Erhebung des Arbeitspreises. Hierfür wäre ein energiepolitisch begründeter Ausnahmetatbestand zu regeln. Begründet werden könnte dieser dadurch, dass der besonderen Rolle von Speicher für das energiewirtschaftliche Gesamtsystem Rechnung getragen werden soll. Speicher sollen in Summe nicht wesentlich anders mit Netzentgelten belastet werden, als dies bereits heute der Fall ist. Zugleich soll aber das Flexibilitätspotential von Speichern bestmöglich genutzt werden. Hierfür muss einerseits die faktische Bindung des Netzentgelts an § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und damit die Einschränkung des Betriebs in Hochlastzeitfenstern beseitigt und andererseits der einschränkende Effekt des Arbeitspreises auf das Gebotsverhalten bei Strombeschaffung und -vermarktung ausgeschaltet werden. Hierdurch können Speicheranlagen im Rahmen der marktlichen Gegebenheiten im größtmöglichen Umfang zur Markträumung beitragen und unter Umständen die volkswirtschaftlichen Kosten, die durch Ungleichgewichte bei Erzeugung und Verbrauch entstehen, dämpfen. Über den üblichen Leistungspreis tragen sie dennoch mit ihrer gesamten Leistungsentnahme zur Finanzierung der Netzkapazitäten bei.

Speicher werden dann zwar nicht mehr zu einer spezifisch netzdienlichen Betriebsweise im Sinne von § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV angehalten. Hierzu ist allerdings festzustellen, dass die netzdienliche Wirkung des atypischen Nutzungsverhaltens ohnehin nicht generell gegeben ist (vgl. Abschnitt zu § 19 Abs. 2 StromNEV). Eine Sonderregelung für ein netzdienliches Verhalten erscheint auch nicht zwingend erforderlich, da die geltenden Regelungen zum Redispatch und zu den weiteren Eingriffsrechten der Netzbetreiber nach § 13 EnWG für die Sicherung des stabilen Netzbetriebs ausreichen. Eine darüber hinausgehende oder gar spezifische „Unterbrechbarkeit“ der Netznutzungsrechte der Speicher würde deren Fähigkeit in Frage stellen, Regelernergie anzubieten, was zugunsten der Speicher und zugunsten günstiger Regelergiekosten nicht in Erwägung gezogen werden sollte.

Es ist davon auszugehen, dass sich ökonomisch ähnliche Netzentgeltbelastungen einstellen, wie bei den derzeit reduzierten Netzentgelten. In Teilen werden sich im Vergleich zu heute sowohl geringfügige Mehr- als auch Minderbelastungen einstellen. Den etwaigen Mehrbelastungen stehen allerdings auch zusätzliche Erlösmöglichkeiten durch eine Ausweitung des Pumpbetriebs gegenüber. Zusätzliche Erlösmöglichkeiten entstehen dadurch, dass Pumpspeicherkraftwerke durch die entfallende Arbeitspreiskomponente mit geringeren Grenzkosten am Markt agieren können und zudem auch Preisunterschiede während der Hochlastzeiten ausnutzen können. Den zusätzlichen Erlösmöglichkeiten sind indes gewisse Grenzen gesetzt. So ist zwar von einer Ausweitung der Betriebsdauern auszugehen, da sowohl die Bindung an die Hochlastzeitfenster als auch die gebotshemmende Wirkung des Arbeitspreises entfällt. Durch die technischen und marktlichen Gegebenheiten sind der Anzahl der Pumpzyklen und damit der erreichbaren Benutzungsdauer jedoch gewisse Grenzen gesetzt.

### **Keine Belastung der Wirkungsgradverluste**

Weniger geeignet erscheint die Einführung eines Systems, dass ausschließlich die Wirkungsgradverluste des Speicherprozesses als Saldo aus entnommener und eingespeister Energie mit Netzentgelten belastet.

Die Sonderbehandlung des Letztverbrauchs von Pumpspeicherkraftwerken erfordert die Regelung eines energiepolitisch begründeten Ausnahmetatbestands. Im System der allgemeinen Netzentgelte wird jeder Letztverbrauch unabhängig von seinem Verwendungszweck als vollständig netzentgeltspflichtig angesehen. Dass dies auch auf Stromentnahmen zutrifft, die zum Zweck der Speicherung entnommen (und in andere

Energieformen umgewandelt) werden, hat der BGH mit Beschluss EnVR 56/08 vom 17. November 2009 bestätigt.

Für die Erhebung von Netzentgelten nur auf die Speicherverluste müsste folglich eine spezifische Ausnahmeregelung geschaffen werden, nach der Speichern Entnahme- und Einspeisemengen saldiert betrachtet werden.

Die Wälzwirkungsgrade von Pumpspeicherkraftwerken liegen zwischen 70 % und 85 %. Der Arbeitspreis würde sich folglich individuell je Anlage auf 30 % bis 15 % der im Preisblatt veröffentlichten Preise reduzieren. Da von einer gleichzeitigen Beibehaltung von § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV nicht auszugehen ist, käme dies allerdings einer Erhöhung der derzeit zu zahlenden Arbeitspreise gleich. Auch wäre generell eine starke Belastung der Speicher mit Netzentgelten gegenüber der derzeitigen Situation nicht ausgeschlossen, wenn gleich diese zumindest bei gleichzeitiger Reduktion auch der Leistungskomponente eher moderat ausfallen dürfte.

Die Eingriffstiefe in das bestehende System wäre vergleichsweise hoch und netztechnisch schlecht zu rechtfertigen. Ausstrahlungswirkungen auf andere Bereiche der Netznutzung wären zudem zu befürchten. Zudem werden Fragen bei einer Sektor-übergreifenden Betrachtung aufgeworfen. So erscheint es beispielsweise fraglich, wie bei Power-to-Gas-Anlagen, die unstreitig ebenfalls der Energiespeicherung dienen, ein Wirkungsgrad überhaupt festgestellt werden kann. Denn hier fallen Entnahme und Einspeisung nicht nur zeitlich, sondern ggf. auch räumlich und unternehmerisch auseinander. Der Arbeitspreis würde sich wegen des Grenzkostencharakters in dem Gebotsverhalten von Speichern an den Energiemärkten niederschlagen und wäre damit weniger gut geeignet das Flexibilitätspotential von Speichern vollständig auszuschöpfen. Auch erscheint die Übertragung von Wälzverlusten (Saldo aus entnommener und eingespeister Arbeit) auf den Leistungspreis kontraintuitiv. So entsprechen sich die Leistungswerte der Pump- und Turbinensätze in der Regel in etwa –tatsächlich liegt die Turbinenleistung häufig etwas oberhalb der Pumpleistung. Die Vorstellung der Berücksichtigung von Verlusten passt hier noch weniger in die Systembetrachtung, als dies bereits bei der Arbeitskomponente der Fall ist.

Schließlich ist es nicht Aufgabe eines Netzentgeltssystems Wirkungsgrade von Speichern anzureizen, sondern Netznutzung zu bewerten. Die marktlichen Bedingungen an den Erzeugungs- und Beschaffungsmärkten reichen aus, Speicher mit ineffizienten Wirkungsgraden von der Markttätigkeit auszuschließen. Denn jeder Speicherverlust muss bei der Einspeisung ohnehin wieder erlöst werden.

### **Keine vollständige Befreiung von den Netzentgelten**

Eine Ausweitung der Regelung zur vollständigen Befreiung von Pumpspeicherkraftwerken kommt aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht in Betracht. Mit einer vollständigen Befreiung von den Netzentgelten wird die energiewirtschaftliche Leistung, die von den Netzen erbracht wird, generell ohne Zahlung genutzt. Damit würden Speicher deutlich besser gestellt als zum Beispiel flexible Lasten. Letztlich ist es auch höchstrichterliche Rechtsprechung, dass Speicheranlagen Letztverbraucher im Sinne von § 3 Nr. 25 EnWG sind und damit grundsätzlich netzentgeltspflichtig sind (Beschluss des BGH vom 17.11.2009 EnVR 56/08). Da dann faktisch eine kostenlose Netznutzung stattfindet, würde dies jedoch Fragen der Gleichbehandlung zu anderen Netznutzern aufwerfen

Auch ist in diesem Zusammenhang europäisches Beihilferecht zu beachten. Eine vollständige Netzentgeltbefreiung weckt insofern Bedenken, die schon deshalb gegen diese Lösung sprechen, weil zumindest eine Notifizierung erfolgen müsste und damit ein Mitspracherecht der Kommission begründet würde.

Die Bundesnetzagentur schlägt daher vor, alle Betreiber von am Markt agierenden Speicheranlagen, die Strom aus dem Netz entnehmen und nach der Zwischenspeicherung ins Netz der allgemeinen Versorgung zurückspeisen (vgl. § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG bzw. § 60 Abs. 3 EEG), an den Netzkosten zu beteiligen und nicht mehr zwischen alten und neuen Anlagen oder den in den Anlagen eingesetzten Technologien zu differenzieren. Aus Gründen des Bestandsschutzes sind allerdings nach § 118 Abs. 6 EnWG erteilte Befreiungen angemessenen Übergangsregelungen zuzuführen oder den Betreibern eine Umstellung auf freiwilliger Basis anzubieten.

### **Herausrechnen der Leistungsspitze für Regelenergieerbringung**

- Das Herausrechnen der Leistungsspitze für Regelenergieerbringung ist bei Pumpspeichern nur wenig relevant, weil sie ohnehin ihre Maximalleistung im marktgetriebenen Betrieb einsetzen und deswegen aus der Erbringung von Regelleistung kein zusätzlicher Leistungspreis entstehen kann.



## **IV Sonstiges**

# A Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung

## Worum geht es?

Die Bereiche Messung und Messstellenbetrieb sind seit 2008 liberalisiert, so dass die Netzbetreiber mit dritten Mess- und Messstellenbetriebsdienstleistern im Wettbewerb stehen. Der Bereich der Abrechnung ist nicht liberalisiert, da die Abrechnung einer Leistung das originäre Recht eines Unternehmens ist und diese Leistung deshalb nicht vom Kunden auf einen Dritten übertragen werden kann. Der Netzbetreiber muss die Datenhoheit bzw. Rechte über sämtliche abrechnungsrelevanten Daten besitzen.

Seit der Einführung der Anreizregulierung gehört die Entgeltgenehmigung nicht mehr zu den Aufgaben der Regulierungsbehörden. Seit 2009 werden je Netzbetreiber die in die Erlösobergrenze eingehenden Kosten von den Regulierungsbehörden geprüft. Es geht mithin „nur“ darum, ob die den Entgelten zugrunde liegenden sachgerechten und effizienten Kosten vom Netzbetreiber korrekt ermittelt und den betreffenden Bereichen richtig zugeordnet wurden.

Die Bundesnetzagentur hat festgestellt, dass sich die von den Netzbetreibern veröffentlichten Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung im Strombereich je Zählertyp und je Spannungsebene bundesweit stark voneinander unterscheiden. Auffällig ist zudem, dass regelmäßig ein großer Spread zwischen den Abrechnungsentgelten von RLM- und SLP-Kunden besteht. Es gibt zurzeit kein einheitliches Verständnis darüber, welche Kosten den Bereichen Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung zugeordnet werden sollen. Die VDN-Richtlinie Metering-Code 2006 nimmt zwar eine Zuordnung der Kosten für die jeweiligen Tätigkeiten auf die drei Bereiche vor, es handelt sich jedoch nur um eine unverbindliche Orientierungshilfe für die Netzbetreiber. Es ist zweifelhaft, ob die signifikanten Entgeltspreizungen allein durch die strukturellen Gegebenheiten ausreichend erklärt werden können.

Darüber hinaus ist nicht auszuschließen, dass Netzbetreiber in Einzelfällen Kosten aus strategischen Gründen unsachgerecht von den liberalisierten Bereichen Messung und Messstellenbetrieb in den Monopolbereich u.a. in die Abrechnung verschoben haben. Auf diese Weise könnten sich die betreffenden Netzbetreiber einen Wettbewerbsvorteil verschaffen bzw. den Markteintritt von potentiellen Wettbewerbern verhindern. Eine strategische Kostenverschiebung würde gegen die StromNEV verstoßen, da die Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb nicht kostendeckend bzw. sachgerecht gebildet wurden. Der Nachweis ist im Einzelnen schwer zu führen, da es keine standardisierten Prozesse gibt und weitgehend mit Kostenschlüsselungen gearbeitet wird.

## Änderungsmöglichkeiten

### Gesetzlich vorgegebene Tätigkeitsbeschreibung

Als Voraussetzung zur Beurteilung der Entgelte für die Bereiche Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung hinsichtlich ihrer Angemessenheit, Sachgerechtigkeit und Effizienz ist eine verbesserte Transparenz der Kostenzuordnung notwendig. Daher wäre die Einführung einer gesetzlich vorgegebenen einheitlichen Tätigkeitsbeschreibung für die Bereiche Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung für alle Netzbetreiber denkbar.

## **Abschaffung der Abrechnungsentgelte**

Während die Bereiche Messung und Messstellenbetrieb in der Netzentgeltsystematik weiterhin separat ausgewiesen werden sollen, wird in der Branche für die Abrechnung bzgl. der Entgeltermittlung nachfolgende Alternative diskutiert:

- RLM-Kunden: Abschaffung des Abrechnungsentgelts und Finanzierung der Abrechnungskosten über die Netzentgelte (Leistungs-/Arbeitspreis) je Spannungsebene bzw. Druckstufe.
- SLP-Kunden: Abschaffung des Abrechnungsentgelts und Finanzierung der Abrechnungskosten über den Grundpreis.

## **Positionierung der Bundesnetzagentur**

### **Einführung einer gesetzlich vorgegebenen Tätigkeitsbeschreibung**

Aus Gründen der Transparenz und besseren Nachprüfbarkeit plädiert die Bundesnetzagentur für die Einführung einer für alle Netzbetreiber einheitlichen und verbindlichen Tätigkeitsbeschreibung für die Bereiche Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung. Auf diese Weise würden unsachgerechte Kostenverschiebungen unterbunden. Auf der Basis einer einheitlichen sachgerechten Kostenzuordnung ermittelte Entgelte fördern den Wettbewerb im Bereich Messung und Messstellenbetrieb sowie bestehende Markteintritts- und Netzzugangshemmnisse könnten abgebaut werden.

Darüber hinaus sollte der aktuelle separate transparente Entgeltausweis für die Bereiche Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung beibehalten werden. Insgesamt ist darauf hinzuweisen, dass eine sachgerechtere Kostenzuordnung nicht automatisch Kosteneinsparungseffekte auslöst. Die Kosten werden lediglich innerhalb der genehmigten Erlösobergrenze verschoben.

### **Beibehaltung von separat ausgewiesenen Abrechnungsentgelten**

Die Bundesnetzagentur spricht sich dagegen aus, den separaten Ausweis des Abrechnungsentgelts abzuschaffen. Eine Abschaffung der Abrechnungsentgelte wäre mit einer Verringerung bzw. Aufgabe der Transparenz für diese Kosten und zugleich der Aufgabe der Forderung nach Kostenverursachungsgerechtigkeit verbunden. Darüber hinaus würde die Transparenz deutlich verringert und folglich die Nachvollziehbarkeit erschwert. Das „Kostenverschleierungspotential“ würde erhöht.

Im Bereich der RLM-Kunden würden bei einer Abschaffung der Abrechnungsentgelte Geringverbraucher tendenziell entlastet und Großverbraucher zusätzlich belastet. Die Kostenzuordnung wäre jedoch nicht mehr sachgerecht, weil die Kosten immer je Zähler anfallen und somit unabhängig vom individuellen Verbrauchsverhalten sind. Mit einer Integration des Abrechnungsentgelts in den Grundpreis wäre grundsätzlich eine adäquate Kostenbeteiligung am Netz gewährleistet. Jedoch würde lediglich die Diskussion über das Abrechnungsentgelt als eigenständige Dienstleistung vermieden.

## B Netzentgelte und Konzessionsabgaben

### Worum geht es?

Konzessionsabgaben sind keine Netzentgelte, sondern stellen Abgaben der Energieversorgungsunternehmen an die Kommunen dar. Sie werden für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege, für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen, vereinnahmt (§ 48 EnWG).

Die Höhe der Konzessionsabgaben bemisst sich gegenwärtig nach der Einwohnerzahl einer Gemeinde, der Spannungsebene des Netzanschlusses, der Verbrauchsstruktur sowie der Vertragsart (Tarif- oder Sondervertragskunde). Dabei gibt es unterschiedliche Sätze für jede Konzession (nach Gemeindegröße, nach Grundversorgung und nach Sonderverträgen). Das Konzessionsabgabenaufkommen ist somit an den Energieverbrauch (in kWh) der Einwohner gekoppelt, fällt und steigt folglich in Abhängigkeit des Energieverbrauchs aus dem Netz der allgemeinen Versorgung. Die Abgabe unterliegt einer arbeitsbezogenen Bemessung.

Die Energiewende führt zur Umsetzung von Effizienzmaßnahmen, die unter anderem auf ein energiesparendes Verhalten abzielen und die Erzeugung von erneuerbaren Energien bzw. den Eigenverbrauch belohnen. Je mehr Netzkunden die Ziele der Energiewende verfolgen und daher die Inanspruchnahme der öffentlichen Leitungsnetze reduzieren, desto geringer fallen die kommunalen Konzessionseinnahmen aus. Neben den grundsätzlich sehr zu begrüßenden Effizienzanstrengungen führt auch die zunehmende Eigenerzeugung auf Grund der arbeitsbezogenen Bemessung der Konzessionsabgaben zu einer stetigen Einnahmeverminderung der Kommunen.

Gesucht wird nun nach einer praktikablen Lösung, die nicht nur mit den Zielen der Energiewende vereinbar ist, sondern auch die Aspekte der Verursachungsgerechtigkeit sowie der Umsetzbarkeit berücksichtigt.

### Stand der Diskussion in der Bundesnetzagentur

#### Berechnung anhand der Leitungs- oder Trassenlänge je Entnahmestelle

Die Konzessionsabgabe entschädigt die kommunale Wegenutzung. Der Gedanke liegt daher nicht fern, die Konzessionsabgaben anhand von Parametern zu berechnen, die diese Wegenutzung abbilden. Hierfür wäre die Konzessionsabgabe von der bezogenen Arbeit zu lösen und mit einem neuen Parameter zu verknüpfen. In Frage kommen die Parameter Leitungs- oder Trassenlänge je Entnahmestelle, Verkehrsflächen oder ähnliche Parameter, die sich jedenfalls langfristig auch mit der Versorgungsaufgabe verändern wie die Trassenlänge in der Niederspannung.

#### Abrechnungsgrundlage basierend auf einer pauschalen Netzanschlussleistung

Die Konzessionsabgabenverordnung könnte dahingehend verändert werden, den derzeit nicht mit Konzessionsabgaben belegten Eigenverbrauch in vollem Umfang in die Verpflichtung zur Zahlung der Konzessionsabgabe einzubeziehen.

Die Konzessionsabgabe könnte nicht wie bisher am Verbrauch pro Kilowattstunde bemessen werden, sondern durch eine pauschale Abgabe ersetzt werden. Hier käme eine Pauschale bezogen auf die Netzanschlussleistung, den Zählpunkt oder den Haushalt in Betracht. Diese Pauschale wäre gemeindescharf zu ermitteln. Die Höhe der Abgabe an die Kommune würde zu einem Stichtag ermittelt und eingefroren.<sup>45</sup>

Bei allen diesen Vorschlägen wären zahlreiche Fragen weiter zu prüfen. So ist die Netzanschlussleistung faktisch recht zufällig verteilt. Eine Haushaltspauschale führt zu anderen Belastungen für große und kleine Anschlussnehmer in der Niederspannung. Die sich ergebenden Werte sind je Konzessionsgebiet in diesen Fällen sehr unterschiedlich.

<sup>45</sup> Quelle: „Reform des Konzessionsabgabenrechts“ Agora (2013).



Die Umsetzung würde erhebliche Rechtsänderungen im EnWG und Verordnungen voraussetzen. Die Umstellung auf eine pauschale Konzessionsabgabe wäre mit dem Gedanken der Sachgerechtigkeit gut vereinbar. Diese Form der Konzessionsabgabenberechnung hätte den Vorteil, dass durch Verbrauchsschwankungen und Eigenverbrauchslösungen verursachte Einnahmeeinbußen der Gemeinde vermieden werden könnten.

## C Endgültige Netzentgelte zum 15. Oktober

### Worum geht es?

Die derzeitige Möglichkeit für die Netzbetreiber, die zum 15. Oktober veröffentlichten Netzentgelte bis zum 01. Januar des Folgejahres nachträglich anzupassen, hat zur Folge, dass die Ermittlung der Energiepreise für Letztverbraucher durch Grundversorger und Wettbewerber am 15. Oktober ohne verlässliche Kalkulationsbasis erfolgen muss, da die Lieferanten gemäß § 5 Absatz 2 Strom/GasGVV spätestens zum 20. November ihre Tarifänderungen für das Folgejahr ihren Kunden mitteilen müssen. Netzentgelte können einen wesentlichen Anteil dieses Energiepreises darstellen. Nachträgliche Änderungen der Netzentgelte - zwischen dem 15. Oktober und dem 01. Januar - können folglich nicht mehr berücksichtigt werden. Mit der Schaffung einer verbindlichen Frist zur rechtzeitigen Veröffentlichung der Netzentgelte würde sowohl für Lieferanten als auch für nachgelagerte Netzbetreiber mehr Planungssicherheit geschaffen.

### Positionierung der Bundesnetzagentur

Die Möglichkeit der Netzentgeltanpassung nach dem 15. Oktober soll abgeschafft werden. Um die zeitliche Kaskadierung, insbesondere von den Netzentgelten der Transportnetzbetreiber zu denen der Verteilernetzbetreiber sicherzustellen, werden Transportnetzbetreiber verpflichtet, ihre Netzentgelte für das Folgejahr rechtzeitig, jedoch spätestens bis zum 01. Oktober eines Jahres im Internet verbindlich zu veröffentlichen.

Der überwiegende Teil der für die Ermittlung der Entgelte notwendigen Positionen der Erlösobergrenze stehen zu diesem Zeitpunkt schon fest und sind zu Grunde zu legen. Dies gilt insbesondere für Erlöspositionen, die aus testierten Jahresabschlüssen durch Anpassung in die kommende Erlösobergrenze einfließen. Soweit Erlöspositionen noch nicht verbindlich feststehen, wie z.B. der Ausgleich aus dem Regulierungskonto, sind Annahmen auf Basis gesicherter Erkenntnisse durch den Netzbetreiber zu treffen. Hier ist in erster Linie an Zahlen aus behördlichen Anhörungsverfahren zu denken, soweit noch Genehmigungsbescheide der Regulierungsbehörden ausstehen. In anderen Fällen ist für die Annahme gesicherter Erkenntnisse zu fordern, dass objektive Umstände vorliegen müssen, die unter Anwendung betriebswirtschaftlicher Methoden und kaufmännischer Erfahrungswerte zu dem Schluss führen, dass für das kommende Kalenderjahr Entwicklungen einer bestimmten Höhe eintreten werden.

## V Zusammenfassung und Fazit

Als zentrale Erkenntnis kann festgehalten werden, dass die heutige Netzentgeltsystematik besser ist als ihr Ruf. Jedoch besteht punktueller Anpassungsbedarf, um den neuen Herausforderungen gerecht zu werden.

Gegenwärtig ist eine erhebliche regionale Spreizung der Netzentgelte zu beobachten. Die regionale Spreizung ist nicht nur auf klassische Faktoren wie die Auslastung der Netze und die Besiedlungsdichte zurückzuführen, sondern beruht vermehrt auf der Integration der Erneuerbaren Energien und der Zahlung von vermiedenen Netzentgelten an Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen. Das System der vermiedenen Netzentgelte ist nicht mehr zeitgemäß und konsequenterweise abzuschaffen. Durch die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte könnte ein wichtiger Beitrag zur Angleichung des Netzentgeltniveaus erfolgen. Die Angleichung des Netzentgeltniveaus könnte durch ein einheitliches Entgelt auf Übertragungsebene zusätzlich verstärkt werden. Aufgrund der gemeinschaftlichen Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber wäre ein solches einheitliches Netzentgelt vertretbar.

Entgelterhöhend wirkt für Letztverbraucher, dass durch zunehmende Eigenversorgung, die Netzkosten über eine geringer werdende Mengengrundlage refinanziert werden müssen. Eigenversorger sollten daher angemessen beteiligt werden.

Mit der zuverlässigen und planbaren Vermeidung einer hohen zeitgleichen Jahreshöchstlast kann zusätzlicher Netzausbau vermieden bzw. verringert werden. Daher sollten Netzentgelte immer netzdienlich sein. Variable Netzentgelte sind nicht netzdienlich und werden daher abgelehnt. Netzdienliches Verhalten sollte jedoch gefördert werden. Vor diesem Hintergrund sollten auch die Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV entsprechend modifiziert werden. Netzdienliches Verhalten könnte zudem bei allen Netznutzern angereizt werden, indem Lastspitzen bei der Erbringung von Regelleistung herausgerechnet werden.

Die unterschiedliche Behandlung von Speichern sollte beseitigt werden. Speicher verursachen wie alle anderen Netznutzer Netzkosten und sind daher grundsätzlich an diesen zu beteiligen. Die Bundesnetzagentur spricht sich für die Erhebung eines reinen Leistungsnetzentgelts für Speicher aus, um eine Stärkung der Handlungsoptionen zielgenau zu erreichen.

Nachfolgend werden die zentralen Erkenntnisse dieses Berichts noch einmal zusammenfassend wiedergegeben.

## Einspeiseentgelte

In Deutschland wird die Finanzierung der Netzkosten lediglich von Letztverbrauchern getragen. Die Stromeinspeisung ist nach § 15 Abs. 1 StromNEV netzentgeltfrei. Einspeiseentgelte könnten zu einer verursachungsgerechteren Kostentragung führen. Gerade in Netzen, in denen die Einspeisung der treibende Faktor für den Netzausbau ist, ist es schwer begründbar, warum für diesen Netzausbau ausschließlich die Letztverbraucher die Kosten zu tragen haben. Einspeiseentgelte werden bereits in 11 Mitgliedsstaaten der Europäischen Union erhoben. Somit würde die Einführung von Einspeiseentgelten in Deutschland tendenziell zu einer Angleichung in Europa führen. Gerade Netze mit vielen Einspeisern, in denen Einspeisung netzdimensionierend wirkt, generieren hohe Einnahmen. Demensprechend könnten auch Einspeiseentgelte, insbesondere auf Verteilernetzebene, einen wichtigen Beitrag leisten, regionale Netzentgeltunterschiede abzuschwächen.

Insgesamt dürften Einspeiseentgelte jedoch zu keiner Entlastung führen, weil davon ausgegangen werden kann, dass Erzeuger die Einspeiseentgelte auf den Strompreis aufschlagen. Da Erzeuger im europäischen Wettbewerb stehen, könnten sich durch Einspeiseentgelte die deutschen Stromexporte verringern. Ob dieser Effekt so weit geht, dass dadurch die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland gesenkt werden, ist nicht abschließend analysiert. Durch die Einführung von Einspeiseentgelten entstehen für EE-Anlagenbetreiber zusätzliche Kosten, die ganz oder teilweise durch eine höhere Förderung kompensiert werden müssten. Einspeiseentgelte könnten zu Verzerrungen der Standortentscheidung und der Merit-Order führen. Zudem könnten Einspeiseentgelte Investitionshemmnisse hervorrufen.

## Vermiedene Netzentgelte

Durch dezentrale Einspeisung wird in der Regel kein Netzausbau vermieden. In Fällen hoher dezentraler Einspeisung von Strom aus EE- und KWK-Anlagen übertrifft die Einspeisung in der Verteilernetzebene häufig die bestehende Last der Netzebene. Es kommt zu Rückspeisungen des zu viel eingespeisten Stroms in die vorgelagerte Netz- oder Umspannebene. Aufgrund der Rückspeisungen muss die Dimensionierung des Netzes erhalten bzw. mittelfristig sogar aus- und umgebaut werden.

Des Weiteren ist die Ermittlung der vermiedenen Netzentgelte anhand einer Preiskomponente an Stelle einer physikalischen Größe methodisch unlogisch, da hierdurch die tatsächlich vermiedenen Kosten nicht abgebildet werden können.

Das Konzept der vermiedenen Netzentgelte führt zu einer sich selbst verstärkenden Kostenspirale. Durch verstärkte dezentrale Erzeugung wird die bestehende Kapazität des vorgelagerten Netzes in einem geringeren Umfang genutzt. Die weiterhin bestehenden Infrastrukturkosten werden auf eine geringere Absatzmenge verteilt. Dies führt zu einem Anstieg der Netzentgelte auf der vorgelagerten Netzebene. Damit steigen wiederum die vermiedenen Netzentgelte, da diese sich an den Netzentgelten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene bemessen.

Die Kalkulationsbasis der vermiedenen Netzentgelte generiert windfall-profits – die steigenden Offshore-Ausbaukosten auf der Transportnetzebene führen zu steigenden vorgelagerten Netzkosten und damit steigenden Netzentgelten in den Verteilernetzen. D. h., die Kostenspirale wird dadurch weiter angeheizt und es kommt somit zu einem Anstieg der vermiedenen Netzentgelte, ohne dass ein Zusammenhang zwischen vermiedenen Netzkosten und der Höhe der vermiedenen Netzentgelte besteht.

Aufgrund der aufgezeigten Sachlage ist eine vollständige Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte dringend geboten. Die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte kann zu einer Verringerung der regionalen Unterschiede bei den Netzentgelten beitragen, da sie die Kosten und mittelbar die Netzentgelte bei den Netzbetreibern mit dezentraler Einspeisung senken würden.

Für EEG-Anlagenbetreiber ergäben sich durch die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte keine finanziellen Nachteile. Dagegen verursacht die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für KWK-Anlagen sowie konventionelle Kraftwerke eine finanzielle Schlechterstellung. Die vermiedenen Netzentgelte stellen bei diesen Anlagenbetreibern eine eigenständige Erlösposition dar. Für Bestandsanlagen wäre denkbar, die vermiedenen Netzentgelte schrittweise abzuschmelzen. Bei neuen KWK-Anlagen und konventionellen Kraftwerken könnten die vermiedenen Netzentgelte sofort abgeschafft werden. Neue KWK-Anlagen sollten gezielt über den KWK-Zuschlag gefördert werden.

## **Stärkung der Leistungskomponente bei Netznutzern mit Standardlastprofil**

Netzkosten sind weitgehend Fixkosten. Hieraus wird häufig die Forderung abgeleitet, Netzentgelte sollten ebenfalls als Fix-Preis (Flatrate) ausgestaltet werden. Zumindest wird ein höherer Leistungsanteil bei Netzentgelten gefordert. Flatrates und Kapazitätstarife für Kunden mit Standardlastprofil sind nicht sachgerecht. Sowohl bei einer Flatrate als auch bei einem Kapazitätstarif ist die Verteilungswirkung beträchtlich. Die Fixkomponente in Form eines angemessenen Grundpreises sollte sich an dem individuellen Beitrag zur Jahreshöchstlast des Netzes (Gleichzeitigkeit) orientieren, da dieser der wesentliche Netzkostentreiber ist.

## **Beteiligung der Eigenversorger**

Eigenversorger, die die Versicherungsleistung des Netzes in Anspruch nehmen, sollten einen angemessenen Beitrag zur Netzkostenfinanzierung leisten. Hinsichtlich der Bemessung des angemessenen Beitrags sind Eigenversorger mit Standardlastprofil von denen mit Leistungsmessung zu unterscheiden. Eigenversorger mit Standardlastprofil könnten an der gemeinschaftlichen Finanzierung des Netzes durch ein pauschales Entgelt für die Netzvorhaltung angemessen beteiligt werden. Das pauschale Entgelt könnte sich nach der vertraglich vereinbarten vorzuhaltenden Netzanschlusskapazität oder der installierten Leistung der dezentralen Erzeugungsanlage bemessen. Es wäre auch möglich, eine angemessene Beteiligung der Eigenversorger über die Belastung des Eigenverbrauchs mit Netzentgelten äquivalent zum Bezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zu erzielen. Jedoch wäre hierfür die rechtliche Eingriffstiefe erheblich. Jegliche Erzeugungsanlagen – auch direkt in Produktionsanlagen integrierte Stromgeneratoren – müssten erfasst und deren Stromverbrauch gemessen werden. Vielfach wird in Wirtschaft, Wissenschaft und Politik diskutiert, dass bereits durch einen höheren Grundpreis Eigenversorger an den Netzkosten beteiligt werden könnten. Zwar erbringt auch ein angemessener bzw. höherer Grundpreis Finanzierungsbeiträge von Eigenerzeugern, doch bleibt der Erlösanteil, der über den Arbeitspreis erzielt wird, weitgehend ungedeckt. Die entfallenden Erlöse müssten weiterhin von den Netznutzern ohne Eigenerzeugung in der SLP-Niederspannung mitfinanziert werden.

Bei Eigenversorgern mit Leistungsmessung wird die ausschließliche Anwendung des regulären Entgeltsystems inklusive der möglichen Flexibilisierung nach §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV vorgeschlagen. Das reguläre Entgeltsystem gewährleistet eine sachgerechte und einheitliche Ermittlung von Netzentgelten. Die seit der Verbändevereinbarung geübte Praxis der Netzreservekapazität würde entfallen.

## **Horizontale Kostenwälzung und einheitliche Netzentgelte**

In der aktuellen Diskussion über die Stromnetzentgelte und die Netzentgeltsystematik wird kritisch vorgetragen, dass die Netzentgelte in einzelnen Regionen deutlich höher sind als im übrigen Deutschland. Dies wird in den Kontext der Energiewende gestellt und daraus abgeleitet, die gesamtgesellschaftliche Aufgabe dürfe nicht zu regional ungleichen Belastungen bei den Stromnetzentgelten führen. Im Sinne einer „gerechten Lastenverteilung“ wird eine Angleichung gefordert. Die Einführung eines einheitlichen Entgelts auf der Übertragungsnetzebene wäre vorzuzugswürdig, um regionale Unterschiede auszugleichen. Dies würde zudem die gemeinschaftliche Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber widerspiegeln. Ein bundeseinheitliches Netzentgelt auf Verteilernetzebene wird wegen der hohen Komplexität, Bürokratie und der notwendigen Liquiditätsreserve nicht empfohlen. Generell ist die horizontale Kostenwälzung nicht vorzuzugswürdig, da insbesondere eine objektive Abgrenzung von „Energiewende-bedingten“ Netzkosten nicht möglich ist.

## **Variable Netzentgelte**

Variable Netzentgelte sollten für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen und im Rahmen der atypischen Netznutzung gem. § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV als Anreiz für netzdienliches Verhalten beibehalten werden.

Darüber hinaus wird häufig gefordert, mittels variabler Netzentgelte auch Marktsignale zu verstärken, um eine Synchronisierung von Angebot und Nachfrage zu unterstützen. Eine Ausweitung variabler Netzentgelte wird jedoch nicht empfohlen. Durch eine Angleichung des Verbrauchsverhaltens besteht die Gefahr, dass die derzeitige Durchmischung der Netznutzung verloren gehen könnte. Zeitungleiche Lasten würden zu zeitgleichen Lasten verschoben und neue regionale Netzengpässe würden hervorgerufen werden.

## Flexmarkt

Die Einführung von Flexmärkten als Instrument, um auf Engpässe im Netz lokal und regional zu reagieren, wird nicht befürwortet. Bei Flexmärkten besteht das Risiko, in eine dauerhafte künstliche Wettbewerbsbeschränkung hineinzulaufen.

Ferner würden Flexmärkte mit anderen möglichen Instrumenten konkurrieren, die dem Verteilernetzbetreiber zur Behebung von regionalen und lokalen Netzrestriktionen bzw. zum Aufschub von Netzausbau auch nach heutiger Rechtslage zur Verfügung stehen.

Im Vergleich zu Flexmärkten sind beispielsweise bilaterale Verträge, Erzeugungs- und Lastmanagement sowie Netzausbau nicht so komplex in der Umsetzung. Durch eine künstliche Aufteilung der Optionen in „normale“ Instrumente und solche der Flexmärkte würden nicht die effizientesten Flexibilitätsoptionen genutzt.

## Herausrechnen von Lastspitzen bei der Erbringung von Regelleistung

Durch den Abruf von negativer Regelleistung kann es beim Anbieter zu einer individuellen Leistungsspitze und damit zu höheren Netzentgelten führen, die die Einnahmen aus der Bereitstellung überkompensieren. Hierdurch werden bei der Angebotsmöglichkeit von negativer Regelenergie Verbraucher gegenüber Erzeugern benachteiligt. Um die Teilnahme am Regelenergiemarkt zu fördern, wird empfohlen, Leistungsspitzen infolge negativer Regelleistung bei der Ermittlung der abrechnungsrelevanten Jahreshöchstlast des Anbieters herauszurechnen.

## Individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV

Aufgrund festgestellter Mitnahmeeffekte und partiell fragwürdiger Ergebnisse in Bezug auf die Netzdienlichkeit wird folgendes vorgeschlagen:

- **§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV** sollte nur Letztverbraucher begünstigen, die tatsächlich einen relevanten Einfluss auf die Hoch- und Nebenlast des betroffenen Netzbetreibers haben (tatsächlich netzwirtschaftlicher Vorteil für den Netzbetreiber). Außerdem sollten ausschließlich Letztverbraucher berücksichtigt werden, die in der Hochspannungs- oder höheren Spannungsebenen angeschlossen sind (z. B. Pumpspeicherkraftwerke). Zudem sollten die Vorgaben zur Bildung von Hochlastzeitfenstern auch kurzfristig den Erfordernissen des Netzbetriebs angepasst werden können.
- **§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV** sollte nur Letztverbraucher begünstigen, die bereit und tatsächlich auch in der Lage sind, flexibel auf besondere Netzsituationen zu reagieren.

## Entgelte für singular genutzte Betriebsmittel nach § 19 Abs. 3 StromNEV

Netzentgelte für singular genutzte Betriebsmittel sind nicht mehr zeitgemäß und begünstigen verstärkt durch Wahlmöglichkeiten eine Entsolidarisierung einzelner Netznutzer innerhalb des Netzentgeltsystems. Außerdem werden Netznutzer innerhalb dieser privilegierten Gruppe ungleich behandelt. Die Regelung nach § 19 Abs. 3 StromNEV sollte daher abgeschafft werden. Die Abschaffung der Regelung sollte jedoch unter Maßgabe einer Definitionsänderung der Netz- und Umspannebenen erfolgen. Dadurch würden Netznutzer, deren Betriebsmittel sich bis hinein in das Gelände eines Umspannwerks erstrecken, auch zu Kunden der Umspannebene. Erfolgt keine ersatzlose Streichung der Sonderregelung nach § 19 Abs. 3 StromNEV, sollte eine einheitliche Vorgabe für die Wertermittlung auf Basis von aktuellen Wiederbeschaffungswerten umgesetzt werden.

## Netzentgelte für Speicheranlagen

Die Betreiber von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie müssen derzeit grundsätzlich Netzentgelte für die aus dem Netz entnommene Energie entrichten. Eine Ausnahme besteht gegenwärtig für neu errichtete und leistungserhöhte Speicheranlagen. Ihr Bezugsstrom ist nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG für 20 bzw. 10 Jahre von den Netzentgelten befreit. Außerdem kann für Pumpspeicherkraftwerke, die nicht durch diese Netzentgeltbefreiungen begünstigt werden, gegenwärtig eine Reduktion des Netzentgelts im Rahmen der allgemeinen Regelung des § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV (atypische Netznutzung) erfolgen.

Sämtliche Pumpspeicherkraftwerke, die nicht gemäß § 118 Abs. 6 S. 2 StromNEV vollständig von den Netzentgelten befreit sind, nehmen diese Reduzierung in Anspruch.

Die Regelungen des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV setzen massive Anreize für Speicher, innerhalb von Hochlastzeitfenstern keinen regulären Pumpbetrieb aufzunehmen. Denn hierdurch würde eine abrechnungsrelevante Leistungsspitze entstehen, die bei gleichzeitiger Ausübung der Wahloption für die Netzentgelte oberhalb von 2.500 Benutzungsstunden zu einem sprunghaften Anstieg der Netzentgelte führt. Die Vermeidung einer abrechnungsrelevanten Lastspitze verhindert, dass Pumpspeicherkraftwerke während der Hochlastzeitfenster Preisarbitrage betreiben können und ist folglich ein Hemmnis für die Einsatzflexibilität.

Um dieses Hemmnis zu beseitigen, spricht sich die Bundesnetzagentur für die Erhebung eines reinen Leistungsnetzentgelts für Speicher aus. Zudem kann so eine Stärkung der Handloptionen zielgenau erreicht werden. Damit sind Speicher in den Grenzen ihrer technischen Maximalleistung frei, die Preisunterschiede am Markt für zeitliche Arbitrage-Geschäfte zu nutzen. Leistungsnetzentgelte belasten nicht die Gebote des Speichers am Strommarkt, sondern wirken wie eine Flatrate. Speicher würden über ein Leistungsentgelt zur Deckung der Netzkosten beitragen, könnten aber im Übrigen aus Netzentgeltsicht völlig flexibel am Strommarkt agieren.





# Verzeichnisse

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kostenallokation und Netzentgeltbildung eines beispielhaften Verteilernetzbetreibers .....	13
Abbildung 2: Gleichzeitigkeitsfunktion einer Netz- oder Umspannebene .....	15
Abbildung 3: Entwicklung der Netzentgelte Elektrizität.....	18
Abbildung 4: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden .....	19
Abbildung 5: Entwicklung der Netzentgelte 2009-2015 .....	20
Abbildung 6: Grundpreislandschaft in Deutschland.....	47

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Leistungspreisanteil am Entgelt je Spannungsebene im Durchschnitt der Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur .....	14
Tabelle 2: Investitionsausgaben und jährliche Zusatzkosten auf Übertragungsnetzebene bis 2022 .....	23
Tabelle 3: Investitionsausgaben und jährliche Zusatzkosten auf Verteilernetzebene bis 2022 .....	24
Tabelle 4: Investitionsausgaben und jährliche Zusatzkosten auf Übertragungsnetzebene bis 2022 - Szenarien mit Erdverkabelung .....	25
Tabelle 5: Zu erwartende Netzentgeltsteigerung bis 2022 - Szenarien mit Erdverkabelung .....	25
Tabelle 6: Vermiedene Netzentgelte je Netz- und Umspannebene .....	40
Tabelle 7: Auswirkung für Haushaltskunden bei Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte .....	42
Tabelle 8: Auswirkung für Haushaltskunden bei Berücksichtigung von Verlustenergiemengen in der EEG-Umlage .....	43
Tabelle 9: Anteil der vermiedenen Netzentgelte für KWK-Anlagen im Jahr 2015 .....	44
Tabelle 10: Grundpreislandschaft in Deutschland .....	47
Tabelle 11: Grundpreislandschaft bei Kalkulation des Grundpreises über den Leistungspreis kleiner Knickpunkt der RLM-Kunden (I) .....	48
Tabelle 12: Grundpreislandschaft bei Kalkulation des Grundpreises über den Leistungspreis der RLM-Kunden kleiner Knickpunkt (II) .....	49
Tabelle 13: Grundpreislandschaft bei Anwendung eines angenommenen Gleichzeitigkeitswerts für SLP-Kunden sowie einer Last von 3 kW (I) .....	50
Tabelle 14: Grundpreislandschaft bei Anwendung eines angenommenen Gleichzeitigkeitswerts für SLP-Kunden sowie einer Last von 3 kW (II) .....	50
Tabelle 15: Szenarioanalyse – Auswirkungen eines bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelts auf Umspannebene Höchst-/Hochspannung .....	62
Tabelle 16: Szenarioanalyse – Auswirkungen eines einheitlichen Übertragungsnetzentgelts auf ein durchschnittliches Haushaltskundennetzentgelt .....	62
Tabelle 17: Szenarioanalyse – Auswirkungen eines einheitlichen Übertragungsnetzentgelts auf ein durchschnittliches Industriekundennetzentgelt .....	63
Tabelle 18: Durchschnittsentgelt 2013 nach Bundesländern .....	64



# Impressum

## **Herausgeber**

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

## **Bezugsquelle | Ansprechpartner**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn  
E-Mail: [info@bnetza.de](mailto:info@bnetza.de)  
[www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)  
Tel. +49 228 14-0  
Fax +49 228 14-8872

## **Stand**

Dezember 2015