

**Evaluierung der Grundlagen und
Weiterentwicklung der
Systemnutzungs-/entgelte/-regelungen im
Bereich der öffentlichen Elektrizitätsnetze**

Gutachten im Auftrag von

Oesterreichs Energie

Brahmsplatz 3, A-1041 Wien

Abschlussbericht

19.6.2015

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

in Kooperation mit

**o.Univ.Prof. Dr. Stefan Bogner
WU Wien**

**Forschungsinstitut für
Regulierungsökonomie**

Welthandelsplatz 1, Gebäude D4
A-1020 Wien

Tel. +43. 1. 31336-4242

E-Mail stefan.bogner@wu.ac.at

Inhalt

Abkürzungen	iii
1 Hintergrund und Aufgabenstellung	1
2 Konkretisierung des Untersuchungsgegenstands	3
2.1 Grundzüge der heutigen Entgeltsystematik	3
2.2 Abgrenzung der Untersuchungsaspekte	7
2.3 Bewertungskriterien und Zielkonflikte	8
2.4 Kostentreibende Netznutzungskenngrößen in Verteilungsnetzen	11
2.5 Rechenmodell zur Unterstützung der Analyse	12
3 Allgemeine Gestaltungsaspekte	18
3.1 Kostentragung nach Art der Netznutzung (Verbrauch, Erzeugung, Speicherung)	18
3.1.1 Vorüberlegungen	18
3.1.2 Verbrauch vs. Erzeugung	19
3.1.3 Speicherung	23
3.2 Vertikale Entgeltdifferenzierung (Netzebenen)	25
3.3 Horizontale Entgeltdifferenzierung (Netzbereiche)	27
4 Netznutzungsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt	30
4.1 Vorbemerkungen	30
4.2 Methodik der vertikalen Kostenwälzung	30
4.3 Periodische Entgelte für leistungsgemessene Kunden	39
4.3.1 Leistungspreiskomponente	39
4.3.2 Kapazitätsbezogene Komponente	48
4.3.3 Grundpreiskomponente	50
4.3.4 Arbeitspreiskomponente	53
4.3.5 Sonderregelung für Anbieter von Regelleistung	56
4.3.6 Sonderentgelte für unterbrechbare Verbraucher	57
4.4 Periodische Entgelte für nicht leistungsgemessene Kunden	58
4.4.1 Grundpreiskomponente	58
4.4.2 Arbeitspreiskomponente	62

4.4.3	Behandlung von Smart-Metering-Kunden	62
4.5	Netzbereitstellungsentgelt	63
5	Sonstige Entgelte	68
5.1	Netzverlustentgelt	68
5.2	Messentgelt	69
5.3	Systemdienstleistungsentgelt	71
6	Zusammenfassung und Empfehlungen	74
6.1	Ziel, Untersuchungsgegenstand und Kriterien	74
6.2	Empfehlungen	75
	Literatur	85

Abkürzungen

AGZ	Ausgleichszahlungen
AP	Arbeitspreis
Bh	Benutzungsstunden
BKZ	Baukostenzuschuss
G	Erzeugung (Generation)
GP	Grundpreis
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HT	Hochtarif
JHL	Jahreshöchstleistung
KP	Kapazitätspreis
L	Verbrauch (Load)
lg	leistungsgemessen
LP	Leistungspreis
MS	Mittelspannung
NBE	Netzbereitstellungsentgelt
NE	Netz-(tarif-)ebene
nlg	nicht leistungsgemessen
NS	Niederspannung
NT	Niedertarif
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
RE	Regelenergie
SDL	Systemdienstleistung(en)
SM	Smart Metering
SNE	Systemnutzungsentgelt(e)
UW	Umspannwerk

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Die heutige Struktur der Systemnutzungstarife für die Stromnetze in Österreich beruht in wesentlichen Teilen auf dem sog. Haubrich/Swoboda-Gutachten von 1998 [1]. Die Verordnungen zur Festlegung der Entgelte (bis 2011 Systemnutzungstarife-Verordnung, SNT-VO, und seit 2012 Systemnutzungsentgelte-Verordnung, SNE-VO) werden jährlich angepasst, um Änderungen der Höhe der Entgelte zu berücksichtigen. Dabei werden punktuell auch strukturelle Änderungen der Entgeltsystematik vorgenommen. Eine grundlegende Überprüfung und Anpassung der Systematik hat jedoch seit dem erstmaligen Inkrafttreten der SNT-VO nicht stattgefunden.

Die Rahmenbedingungen für Errichtung, Erweiterung und Betrieb der Stromnetze wie auch die für die Tarifierung relevanten Eigenschaften der Netznutzer haben sich seitdem jedoch deutlich geändert, und diese Entwicklung wird sich in den kommenden Jahren fortsetzen, etwa durch starke Zunahme dezentraler Erzeugung einschließlich kundenseitiger Eigenerzeugung, Änderungen der Verbrauchsprofile der Netznutzer, die Einführung von Smart Metering sowie die Umsetzung von Smart-Grid-Technologien.

Der Branchenverband Oesterreichs Energie ist daher an einer grundsätzlichen und umfassenden Überprüfung der Angemessenheit der Entgeltsystematik vor dem Hintergrund aktueller und sich für die Zukunft abzeichnender Rahmenbedingungen interessiert und hat das Autorenkonsortium des vorliegenden Gutachtens mit einer entsprechenden Analyse und der Herleitung von Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Entgeltsystematik beauftragt. Der Schwerpunkt dieser Analyse liegt auf den tarifstrukturellen Gestaltungsoptionen im Hinblick auf die Allokation der durch die Regulierungsbehörde festgestellten und anerkannten Netzkosten auf die Netznutzer. Dabei werden punktuell auch einschlägige Auslandserfahrungen berücksichtigt. Die Methoden der regulatorischen Kostenermittlung und -prüfung und der Anreizregulierung sind hingegen nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

Ziel dieses Gutachtens ist eine wissenschaftliche, von den Positionen des Branchenverbandes sowie einzelner Interessengruppen der Branche unabhängige Untersuchung in Analogie zum oben erwähnten Haubrich/Swoboda-Gutachten. Die Auswahl der innerhalb des zuvor skizzierten Untersuchungsrahmens detailliert zu betrachtenden Gestaltungsaspekte und -optionen liegt im Ermessen der Gutachter.

Nachfolgend wird zunächst der Untersuchungsgegenstand konkretisiert, aufbauend auf einer kurzen Darstellung der heutigen Entgeltsystematik (Kap. 2). Anschließend werden die zu betrachtenden Gestaltungsaspekte behandelt, wobei nach allgemeinen Kostenallokationsaspekten (Kap. 3), dem Netznutzungs- und dem Netzbereitstellungsentgelt (Kap. 4) und den sonstigen Entgelten (Kap. 5) unterschieden wird. Kap. 6 fasst die Empfehlungen der Gutachter zusammen.

2 Konkretisierung des Untersuchungsgegenstands

2.1 Grundzüge der heutigen Entgeltsystematik

Die in Österreich praktizierte Entgeltsystematik für die Nutzung der Stromnetze beruht seit ihrer Einführung auf dem Prinzip des Punkttarifs, bei dem die Höhe des von einem Netznutzer zu zahlenden Entgelts nur von Parametern seines Netzanschlusspunkts und dem Umfang der Netzinanspruchnahme an diesem Anschlusspunkt abhängt, nicht hingegen davon, welchen Transportpfad der Netznutzer durch seine Bezüge bzw. Lieferungen im Netz in Anspruch nimmt. Dieses auch im Ausland übliche Prinzip der pfad- und transaktionsunabhängigen Ermittlung der Netzentgelte hat sich als praktikabel erwiesen, und seine Eignung wird durch die aktuellen Entwicklungen im Bereich der Stromversorgung nicht in Frage gestellt.

Um eine hinreichende Differenzierung der Entgelte ohne Bezugnahme auf einen Transaktionspfad zu ermöglichen, sind die Entgelte nach den Spannungsebenen der Anschlusspunkte von Netznutzern gestaffelt. Gemäß § 63 EIWOG werden sieben Netzebenen unterschieden, wobei die Ebenen 1, 3, 5 und 7 die vier Leitungsebenen Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung und die Ebenen 2, 4 und 6 die jeweils zwischengelagerten Umspannebenen repräsentieren. Bei der Entgeltkalkulation wird unterstellt, dass Netznutzer in der Regel neben ihrer Anschlussebene alle überlagerten Netzebenen in Anspruch nehmen. Um dies zu reflektieren, werden in die Entgelte für jede Anschlussebene Kostenanteile aller jeweils überlagerten Ebenen eingerechnet. Vorgaben für diese nachfolgend als „vertikale“ Kostenwälzung bezeichnete Kostenallokationsmethode ergeben sich aus EIWOG und SNE-VO.

Eine weitere Differenzierung der Entgeltsystematik ergibt sich durch die Untergliederung in verschiedene Entgelte, die sich hinsichtlich der zugrundeliegenden Kostenelemente, der Erhebungsweise (periodisch vs. einmalig) sowie danach unterscheiden, von welchen Netznutzergruppen (v. a. Verbrauchern und Erzeugern) sie zu entrichten sind. Die periodisch zu zahlenden Entgelte umfassen

- das nur von Verbrauchern zu zahlende **Netznutzungsentgelt**, das den überwiegenden Teil der Netzkosten abdeckt,
- das von Verbrauchern und Erzeugern zu zahlende **Netzverlustentgelt**, das die Kosten der Energie zur Deckung der Netzverluste abdeckt,

- das von Erzeugern zu zahlende **Systemdienstleistungsentgelt**, das die Kosten der Vorhaltung und des Einsatzes von Sekundärregelleistung abdeckt, soweit diese nicht über das System der Ausgleichsenergiebereitstellung abgerechnet werden, und
- das von Verbrauchern und Erzeugern zu zahlende **Entgelt für Messleistungen**, das die Kosten der Bereitstellung von Messgeräten und der Erfassung und Verarbeitung von Zählwerten abdeckt.

Die Zahlungspflicht von Erzeugern für das Netzverlust- und das Systemdienstleistungsentgelt bezieht sich derzeit nur auf Erzeuger mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW.

Die explizite Berücksichtigung von Systemdienstleistungskosten im Systemnutzungstarif beschränkt sich auf die Kosten der Sekundärregelung, weil die Kosten weiterer Systemdienstleistungen entweder – wie z. B. im Fall der Kosten der Aufrechterhaltung des Spannungs-Blindleistungshaushalts – ohne expliziten Ausweis in den Netzkosten enthalten sind oder aber außerhalb des Systemnutzungstarifs verrechnet bzw. getragen werden. Letzteres betrifft insbesondere die Kosten der Primärregelung, die im Wege einer Erbringungspflicht durch die Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von mehr als 5 MW getragen werden, und die Kosten der Tertiärregelung (Minutenreserve), die vollständig über die Ausgleichsenergiepreise verrechnet werden.

Neben den o. g. Entgelten sieht die SNE-VO Entgelte für sonstige Leistungen vor, die im Zusammenhang mit der Abrechnung, der Durchführung von Änderungen im Bereich der Messtechnik und anderen Dienstleistungen der Netzbetreiber anfallen können. Diese Entgelte werden im vorliegenden Gutachten nicht weiter betrachtet.

Als einmalig zu zahlendes Entgelt führt die SNE-VO insbesondere das von Verbrauchern zu entrichtende **Netzbereitstellungsentgelt** an, das bei Erhöhungen der vertraglich vereinbarten Maximalleistung am Netzanschlusspunkt anfällt. Es orientiert sich gemäß ElWOG an den durchschnittlichen Ausbaurkosten für neue und für die Verstärkung von bestehenden Übertragungs- und Verteilungsnetzen. Hiervon zu unterscheiden ist das von Verbrauchern und Erzeugern zu tragende **Netzzutrittsentgelt**, das die mit der Herstellung oder Änderung eines Netzanschlusses unmittelbar verbundenen und dem jeweiligen Netznutzer direkt zuordenbaren Kosten abdeckt und fallspezifisch in individueller Höhe ermittelt, teilweise aber auch als Pauschale verrechnet wird. Dieses Entgelt ist im ElWOG geregelt und nicht Teil des Regelungsgegenstands der SNE-VO, wird dort jedoch mehrfach erwähnt.

Neben den zuvor erwähnten Netznutzergruppen (Verbraucher und Erzeuger) haben auch die Betreiber von Speichieranlagen Netzentgelte zu entrichten, und zwar grundsätzlich die für den Strombezug aus dem Netz und für die Einspeisung ins Netz jeweils anfallenden Entgelte in gleicher Höhe wie Verbraucher bzw. Erzeuger. Abweichend von diesem Grundsatz sieht § 4 Ziffer 8 SNE-VO jedoch für den Strombezug durch Pumpspeicherkraftwerke ein reduziertes Netznutzungsentgelt vor. Darüber hinaus sind neu errichtete Pumpspeicherkraftwerke durch eine seit August 2013 bis Ende 2020 geltende Übergangsregelung nach § 111 Abs. 3 EIWOG von der Zahlung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten für den Strombezug bis Ende 2020 befreit.

Tabelle 2.1 fasst zusammen, welche Entgelte durch welche Netznutzergruppen zu zahlen sind.

Entgeltkomponente	Verbraucher	Erzeuger	Speicher
Netznutzungsentgelt	x	-	PSW: Auf Entnahme (reduziert)
Netzverlustentgelt	x	x	x
Systemdienstleistungsentgelt	-	x	Auf Erzeugung
Messentgelt	x	x	x
Netzbereitstellungsentgelt	x	-	x
Netzzutrittsentgelt	x	x	x

Tabelle 2.1: Tragung der Entgelte durch unterschiedliche Netznutzergruppen

(Anm.: Erzeuger und Speicher mit Anschlussleistung von max. 5 MW sind vom erzeugungsseitigen Netzverlust- und vom Systemdienstleistungsentgelt befreit.)

Die durch die SNE-VO festgelegten Entgelte beziehen sich jeweils auf definierte tarifliche Netzbereiche, wobei die Zahl der Netzbereiche von der Netzebene abhängt. Sie reicht von 3 Netzbereichen auf den Netzebenen 1 und 2 bis zu 14 Netzbereichen auf Netzebene 7. Diese 14 Bereiche umfassen näherungsweise die 9 Bundesländer, die 4 Landeshauptstädte Klagenfurt, Linz, Graz und Innsbruck sowie den Bereich Kleinwalsertal. Innerhalb jeweils eines Netzbereichs sind die Entgelte hingegen ortsunabhängig, d. h. es findet keine darüber hinaus gehende „horizontale“ Differenzierung statt. In den Netzbereichen ist aber teilweise mehr als ein Netzbetreiber tätig. Um Differenzen zwischen Kosten und erzielbaren Erlösen der Netzbetreiber auszugleichen, finden daher zwischen den betroffenen Netzbetreibern (teilweise allerdings nur

bei Netzbetreibern mit einer Abgabe von mehr als 50 GWh/a Ausgleichszahlungen statt, deren Höhe ebenfalls in der SNE-VO geregelt ist.

Die einzelnen Komponenten der in der SNE-VO festgelegten Entgelte beziehen sich auf unterschiedliche Bezugsgrößen wie z. B. die bezogene elektrische Arbeit oder Höchstleistung. Konkret umfasst das Spektrum der Entgeltkomponenten

- Leistungspreise (LP), die sich auf den Mittelwert der monatlich gemessenen maximalen bezogenen Leistung in einer Betrachtungsperiode beziehen (die sog. „Verrechnungsleistung“)¹,
- Arbeitspreise (AP), die sich auf die am Netzanschlusspunkt eines Netznutzers bezogene oder eingespeiste elektrische Arbeit beziehen („Netto-Arbeit“),
- AP, die sich auf die sog. „Brutto-Arbeit“ eines Netzes beziehen, d. h. auf die Summe der aus der überlagerten Netzebene in die betrachtete Netzebene eingespeisten Arbeit und der durch Erzeugungsanlagen (außer Eigenerzeugungsanlagen von Netznutzern) direkt in die betrachtete Netzebene oder in eine der weiter unterlagerten Netzebenen eingespeisten Arbeit,
- Grundpreise (GP), die jährlich in festgelegter Höhe je Netznutzer zu zahlen sind,
- Preise, die sich auf die vertraglich vereinbarte maximale Bezugsleistung an einem Anschlusspunkt beziehen sowie
- individuell ermittelte Entgelte zur Deckung direkt einem Netznutzer zuordenbarer Kosten.

Die Zuordnung von Bezugsgrößen zu den Komponenten der unterschiedlichen Entgelte ist Tabelle 2.2 zu entnehmen.

Für das Netznutzungsentgelt sieht die SNE-VO auf den Netzebenen 5 und 6 in einem Teil der Netzbereiche und auf Netzebene 7 in allen Netzbereichen Sonderkonditionen für unterbrechbare Verbraucher vor. Diese Sonderentgelte sind reine Arbeitspreise; Leistungs- und Grundpreise sind von diesen Verbrauchern nicht zu zahlen.

¹ In den Netzebenen 1 und 2 ist statt dessen das 3-Spitzen-Mittel für die Leistungsermittlung heranzuziehen.

Entgeltkomponente	Bezogene Leistung	Arbeit		Zahl der Nutzer (Grundpreis)	Vertragliche Maximalleistung
		Netto	Brutto		
Netznutzungsentgelt	NE1-6, NE7 leistungsgemessen	NE1-7	NE1	NE7 nlg	
Netzverlustentgelt		x			
Systemdienstleistungsentgelt		x			
Messentgelt				x	
Netzbereitstellungsentgelt					x
Netzzutrittsentgelt					(individuell)

Tabelle 2.2: Bezugsgrößen der unterschiedlichen Entgeltkomponenten

2.2 Abgrenzung der Untersuchungsaspekte

Wie bereits eingangs erwähnt, liegt der Fokus der vorliegenden Untersuchung auf den Methoden der *Allokation* der Netzkosten auf Netznutzergruppen und einzelne Netznutzer. Nicht Teil des Untersuchungsgegenstands sind hingegen die Methoden zur Ermittlung, Prüfung und Anerkennung der Höhe der Netzkosten und zur Festlegung von Erlösobergrenzen der Netzbetreiber (Anreizregulierung).

Auch im Bereich der Kostenallokationsprinzipien werden verschiedene Aspekte nicht näher untersucht. Dies gilt etwa für die grundsätzlichen Entscheidungen für die Anwendung eines Punkttarifmodells, über dessen Sinnhaftigkeit aus Sicht der Gutachter keine Zweifel bestehen, und für die Anwendung einer vertikalen Kostenwälzungssystematik, deren konkrete Ausgestaltung aber sehr wohl beleuchtet wird. Ebenfalls nicht betrachtet werden die europaweit abgestimmten Regelungen zur gegenseitigen finanziellen Kompensation der Übertragungsnetzbetreiber für die grenzüberschreitende Nutzung der Übertragungsnetze („ITC-Mechanismus“).

Im Hinblick auf Systemdienstleistungskosten, die nicht ohnehin implizit über die Netzkosten berücksichtigt werden (wie die Kosten für Spannungs-Blindleistungsregelung, Versorgungswiederaufbau etc.), werden nur die Kosten der Sekundärregelung betrachtet, da diese in Form des Systemdienstleistungsentgelts in die Entgeltsystematik eingehen. Nicht betrachtet werden hingegen die Kosten der Primär- und Tertiärregelung sowie die gesamte Systematik der Ermittlung und Abrechnung der von den Bilanzgruppen beanspruchten Ausgleichsenergiemengen.

Relevante Untersuchungsaspekte sind dagegen

- die Prinzipien der Kostenallokation auf die Netznutzergruppen (Verbraucher, Erzeuger, Speicherbetreiber),
- das Ausmaß der tariflichen Differenzierung im Hinblick auf Netzebenen (vertikale Differenzierung) und Netzbereiche (horizontale Differenzierung),
- die Gestaltung und tarifliche Gewichtung der bereits heute angewandten sowie vorstellbarer weiterer Komponenten der in der SNE-VO geregelten Entgelte (außer den Entgelten für sonstige Leistungen),
- die Methodik der vertikalen Kostenwälzung sowie
- Sonderregelungen etwa für Anbieter von Regelennergie oder Verbraucher mit unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen und Regelungen für Smart-Metering-Kunden.

2.3 Bewertungskriterien und Zielkonflikte

Die Erfahrung zeigt, dass es eine eindeutig und einzig richtige Methodik der Netzentgeltermittlung nicht gibt. Vielmehr sind vielfältige Zielsetzungen und Wirkungen zu berücksichtigen und teilweise auch gegeneinander abzuwägen. Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens werden folgende Aspekte als führende Ziele und Bewertungskriterien betrachtet:

- Das Grundprinzip der vollständigen **Deckung der zugestandenen Erlöse** über die Gesamtheit der Entgelte in einer Betrachtungsperiode steht aus Sicht der Gutachter nicht zur Diskussion. Differenzen zwischen angestrebten und tatsächlichen Erlösen können sich zwar durch Prognoseunsicherheiten ergeben, sollten aber nicht systematisches Ziel der Gestaltung der Entgeltsystematik sein. Anreize für effizientes Handeln der Netzbetreiber bei Netzgestaltung und -betrieb sollten nicht aus der Entgeltsystematik hervorgehen, sondern im Rahmen der anreizorientierten Erlösregulierung verankert sein.
- Die Netzentgelte sollten möglichst **verursachungsgerecht** in dem Sinne sein, dass sie gegenüber den Netznutzern die Kostenwirkungen von deren Entscheidungen im Hinblick auf die Netzinanspruchnahme möglichst gut reflektieren. Auf diese Weise ergeben sich ökonomisch effiziente Preissignale für die Netznutzer. Eine wesentliche Schwierigkeit bei der Entwicklung sachgerechter Prinzipien der Netzkostenallokation besteht allerdings darin, dass Netzkosten aus kurz- bis mittelfristiger Sicht weitgehend Fixkosten sind und in hohem

Maße durch viele Netznutzer gemeinsam verursacht werden, woraus sich erhebliche Bewertungsspielräume hinsichtlich der bestgeeigneten Kostenallokationsmethodik ergeben.

- Angesichts dieser Bewertungsspielräume spielen auch die mit Gestaltungsentscheidungen bei der Entgeltsystematik einhergehenden **Verteilungseffekte** eine wesentliche Rolle. Insbesondere ist zu betrachten, ob die mit möglichen Änderungen des bereits bestehenden Entgeltsystems verbundenen Umverteilungen sachlich begründbar und somit auch politisch vertretbar sind.
- Im Rahmen des unter Berücksichtigung der Verursachungs- und Verteilungsgerechtigkeit verbleibenden Ermessensspielraums sind Aspekte der **Praktikabilität** des Entgeltsystems zu berücksichtigen, etwa hinsichtlich Einfachheit, Verständlichkeit und (auch rechnerischer) Nachvollziehbarkeit (Transparenz) der Entgeltberechnung, Umfang und Verfügbarkeit der benötigten Daten, Aufwand der Vermittlung von Änderungen der Entgeltstruktur gegenüber den Netznutzern sowie Aufwand der Umsetzung in den Systemen der Netzbetreiber.

Aus diesen Zielsetzungen und Bewertungskriterien ergeben sich verschiedene Zielkonflikte, die bei der Bewertung von Gestaltungsoptionen zu berücksichtigen sind, etwa

- zwischen dem (nicht in Frage gestellten) Kostendeckungsprinzip und der Effizienz der Anreizwirkungen etwa mit Blick auf die Berücksichtigung von Durchschnitts- vs. Grenzkosten z. B. bei der Allokation von Netzverlustkosten,
- zwischen der individuellen „Treffgenauigkeit“ bei der verursachungsgerechten Kostenzuordnung zu einzelnen Netznutzern und dem Ausmaß von Pauschalierungsansätzen mit dem Ziel der Vereinfachung und besseren Nachvollziehbarkeit der Entgeltermittlung,
- zwischen Praktikabilitätsaspekten und der Vermittlung gezielter Handlungsanreize etwa zur Bereitstellung netzdienlicher Flexibilitätsbeiträge durch Netznutzer,
- zwischen der mit dem Ziel der Verursachungsgerechtigkeit einhergehenden Forderung nach Vermeidung fremdartiger, nicht der Netzsphäre zuzuordnender Einflüsse und dem mitunter bestehenden Wunsch nach der Vermittlung von Handlungsanreizen zur Bereitstellung marktdienlicher Flexibilitätsbeiträge durch Netznutzer und
- zwischen ebendieser Forderung nach rein netzbezogener Gestaltung der Entgelte und dem mitunter bestehenden Wunsch nach der Berücksichtigung gesellschaftspolitischer Ziele in

der Netzentgeltsystematik z. B. durch Anreize zur Energieeinsparung oder spezielle Tarife für wirtschaftlich bedürftige Netznutzer (Sozialtarife).

Die beiden letztgenannten Zielkonflikte betreffen Ansprüche an die Netzentgeltsystematik, deren Begründungen außerhalb der Netzsphäre liegen und die im vorliegenden Gutachten daher nicht weiter vertieft werden. (Diese Fokussierung auf die Netzsphäre bezieht sich darauf, dass hier primär die Netzkosten und die auf die Beeinflussung dieser Kosten gerichteten Preissignalewirkungen gegenüber unterschiedlichen Gruppen von Netznutzern betrachtet werden. Sie ist nicht zu verwechseln mit einer Fokussierung auf die *Interessen* von Netzbetreibern, denn durch das Kostendeckungsprinzip haben viele tarifliche Gestaltungsaspekte keine signifikante und nachhaltige Auswirkung auf den Ertrag der Netzbetreiber.)

Aus der netzwirtschaftlichen Perspektive ist eine Umsetzung derartiger Ansprüche über die Netzentgelte aus Sicht der Gutachter abzulehnen, da die Effizienz der durch die Entgelte vermittelten Preissignale hierdurch beeinträchtigt werden kann. Sofern im Ergebnis eines politischen Entscheidungsprozesses jedoch die Integration solcher Anforderungen etwa zur Etablierung von Sozialtarifen in die Entgeltsystematik befürwortet wird, sollte eine im Hinblick auf die Netzinanspruchnahme möglichst anreizneutrale Umsetzung angestrebt werden.

Die Zielsetzung, Anreize zur Energieeinsparung zu vermitteln, nimmt dabei eine etwas andere Rolle ein als die Einrichtung von Sozialtarifen, da Einsparungen im Stromverbrauch durchaus auch die Netzbelastung und damit langfristig die Netzkosten beeinflussen können. Diese Zielsetzung müsste im theoretischen Idealfall, in dem jeder Netznutzer genau den von ihm verursachten Anteil der Netzkosten trägt und dieser auch hinsichtlich der Fristen der Beeinflussbarkeit adäquat in den Entgeltkomponenten (Arbeits-, Leistungs-, Grundpreis) abgebildet ist, nicht gesondert berücksichtigt werden, da die Entgelte dann bereits effiziente Anreize auch hinsichtlich der Netzkostenwirkung des Stromverbrauchs vermitteln würden. Dieser Idealfall ist angesichts bestehender Ermessensspielräume und notwendiger Pauschalierungen bei der Netzentgeltermittlung aber in der Praxis nicht zu erreichen. Daher kann das Ziel, Einsparanreize zu vermitteln, durchaus als sekundäres Kriterium bei der Bewertung von Gestaltungsoptionen innerhalb dieser Ermessensspielräume Bedeutung gewinnen, etwa bei der Ermittlung einer angemessenen Erlösaufteilung auf Arbeits- und Leistungs-/Grundpreise.

2.4 Kostentreibende Netznutzungskenngrößen in Verteilungsnetzen

Ein verursachungsgerechtes Modell der Netzkostenallokation sollte sich – vorbehaltlich anderer zu berücksichtigender Kriterien – grundsätzlich daran orientieren, welche Eigenschaften und Parameter der Netzkunden, die die Entgelte zu tragen haben, sich in welchem Umfang auf die Höhe der Netzkosten auswirken. Untersuchungen, die von Consentec mit der Methode der Modellnetzanalyse² durchgeführt wurden, geben anhand repräsentativer Gebiets- und Abnahmestrukturen Anhaltspunkte, wie stark sich die Netzkosten ändern, wenn sich je eine maßgebliche Kundeneigenschaft ändert, während alle anderen Eigenschaften unverändert bleiben. Hieraus lassen sich folgende generalisierbare Erkenntnisse ableiten (wobei die genannten Prozentwerte grobe Anhaltswerte darstellen, die in Abhängigkeit der konkreten Netzsituation auch deutlich abweichen können):

- Eine Variation der bezogenen Arbeit je Netznutzer innerhalb einer realistischen Bandbreite (bei gleichbleibender Höchstleistung je Nutzer) beeinflusst die Netzkosten nur in einer Größenordnung von 5 bis 10 %. Die bezogene Arbeit hat somit nur einen geringen Stellenwert als Kostentreiber. Daraus folgt jedoch nicht zwangsläufig, dass auch der über Arbeitspreise erzielte Erlösanteil nur in dieser Größenordnung liegen sollte, denn die bezogene Arbeit kann auch als eine Näherungsgröße bei der Abschätzung der Höchstlastanteile der Netznutzer herangezogen werden.
- Der restliche Teil der Kosten wird in grundsätzlich ungefähr gleicher Größenordnung von den Höchstlastanteilen der Netznutzer und den Gebietseigenschaften determiniert. Dies bedeutet zum einen, dass die Leistungsanspruchnahme – konkret in Form des Höchstlastanteils – ein deutlich stärkerer Kostentreiber als die bezogene Arbeit ist. Zum anderen entfällt ein erheblicher Teil der Kostentreiberwirkung auf die Struktur des Versorgungsgebiets und ist somit unabhängig vom Nutzerverhalten.
- Die Bedeutung der Leistungsanspruchnahme als Kostentreiber nimmt zu höheren Netzebenen (im Sinne der Nennspannung) hin zu, weil die Durchmischung der Verbrauchsprofile (von direkt angeschlossenen wie auch an unterlagerte Netzebenen angeschlossenen Kunden) dort geringer ist als auf niedrigeren Ebenen.

² Zur Methodik und Anwendungsmöglichkeiten der Modellnetzanalyse siehe [3].

2.5 Rechenmodell zur Unterstützung der Analyse

Grundlagen

Zur punktuellen Unterstützung der ansonsten qualitativen Diskussion von Gestaltungsoptionen wird ein Rechenmodell verwendet, mit dem in vereinfachter Weise der Vorgang der Kostenwälzung und der Kostenallokation auf Entgeltkomponenten nachgebildet werden kann. Zweck des Rechenmodells ist es, grundsätzliche Wirkungen aufzuzeigen, die sich z. B. bei veränderten Vorgaben zur relativen Höhe von Entgeltkomponenten ergeben. Dabei werden sowohl die Auswirkungen auf die Tarife (also Höhen von Entgeltkomponenten) als auch auf verschiedene Kundentypen (also auf Jahresentgelte und deren Zusammensetzung) ermittelt. Dem grundsätzlichen Charakter seiner Anwendung entsprechend erhebt das Modell nicht den Anspruch, eine vollständige Berechnung konkreter Netztarife durchzuführen. So konzentriert es sich auf das Netznutzungsentgelt und vernachlässigt bestimmte Differenzierungen, z. B. zeitliche Differenzierung des Arbeitspreises sowie unterbrechbare Verbraucher.

Ausgangspunkt der Berechnung sind Vorgaben zu den Netzkosten je Netzebene und den Eigenschaften der Kundenkollektive je Netzebene. Aus den Eigenschaften der Kundenkollektive wird zunächst der Netztarif berechnet. Anschließend kann aus diesem unter Anlegen der Nutzungseigenschaften exemplarischer Einzelkunden (Typkunden, siehe Tabelle 2.3) das von diesen jeweils zu entrichtende jährliche Netznutzungsentgelt bestimmt werden.³

³ Dieses zweistufige Vorgehen entkoppelt die Eigenschaften der betrachtenden Typkunden von der Frage, wie viele dieser (und weiterer) Kunden das Kundenkollektiv ausmachen. Es genügt zu unterstellen, dass im Kollektiv zumindest jeweils ein Kunde der betrachteten Typen vorkommt.

Kundentyp	Jahresenergie [kWh]	Verrechnungsleistung [kW]
nlg: 1 - Kleinstverbraucher (Hausflur)	350	1
nlg: 2 - Geringer Verbrauch Haushalt	1.000	8
nlg: 3 - Durchschnittsverbrauch Haushalt	3.500	8
nlg: 4 - Durchschnittsverbrauch Haushalt mit Durchlauferhitzer	4.500	25
nlg: 5 - Großer Verbrauch Haushalt/ Kleingewerbe	8.000	12
nlg: 6 - Gewerbe	50.000	30
Netzebene 7 mit geringer Leistung		30
Netzebene 7 mit hoher Leistung	120.000	75
Netzebene 6 mit geringer Leistung		200
Netzebene 6 mit hoher Leistung	1.000.000	625
Netzebene 5 mit geringer Leistung		1.000
Netzebene 5 mit hoher Leistung	5.000.000	3.125
Netzebene 4 mit geringer Leistung		8.000
Netzebene 4 mit hoher Leistung	40.000.000	20.000
Netzebene 3 mit geringer Leistung		20.000
Netzebene 3 mit hoher Leistung	100.000.000	32.000

Tabelle 2.3: Abnahmeeigenschaften der betrachteten Typkunden

Es werden die Entgeltkomponenten LP, AP (ohne zeitliche Differenzierung) und GP berücksichtigt, wobei Entgelte für leistungsgemessene Kunden alle drei Komponenten aufweisen dürfen, Entgelte für nicht leistungsgemessene Kunden hingegen nur AP und GP. Die Anteile, die die Entgeltkomponenten jeweils am Gesamterlös haben, sind je Netzebene frei parametrierbar.

Parametrierung eines Basisfalls

Als Basisfall wird ein modellhafter Netzbetreiber nachgebildet, der auf den Kosten- und Mengengerüsten fünf österreichischer Landesnetzgesellschaften basiert. Bei der Parametrierung werden zunächst durchschnittliche Verhältnis-Kenngrößen gebildet, z. B. hinsichtlich der Aufteilung von Kosten und Energieabnahme auf Netzebenen oder zur Abnahme je Kunde. Ausgehend von dieser „Startlösung“ werden dann weitere Parameter des Rechenmodells (z. B. die Erlösanteile der Entgeltkomponenten) so besetzt, dass die Tarifstruktur des modellhaften Netzbetreibers konsistent zur Bandbreite der tatsächlichen Tarife (Netznutzungsentgelte gemäß SNE-VO) in Österreich ist. Bild 2.1 zeigt die aus dem so parametrierten Rechenmodell in den verschiedenen Verteilungsnetzebenen resultierenden Tarife.

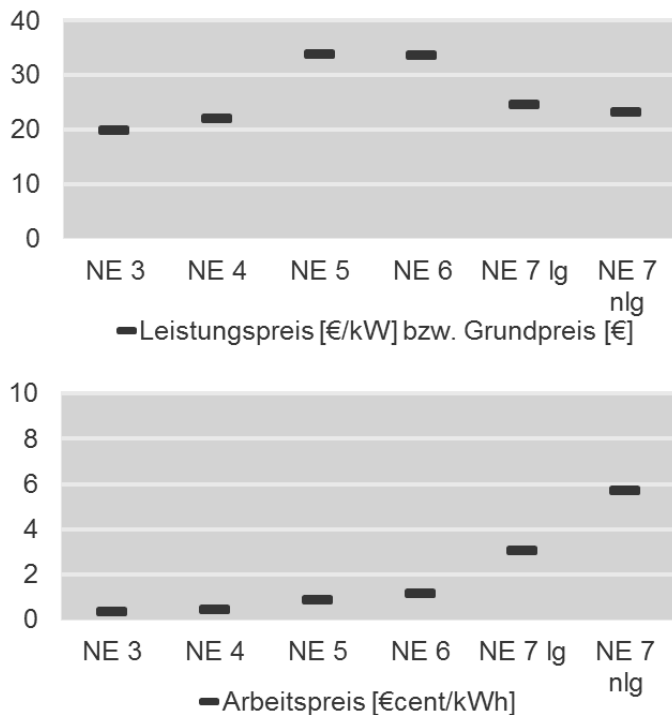


Bild 2.1: Netznutzungsentgelte im Basisfall des Rechenmodells

Bei der Parametrierung des Modells sind die Erlösanteile der AP-, LP- und GP-Entgeltkomponenten Freiheitsgrade. Bild 2.2 zeigt, welche Erlösanteile eingestellt wurden, um, wie oben gezeigt, die aktuell geltende Bandbreite der Netznutzungsentgelte anzunähern.

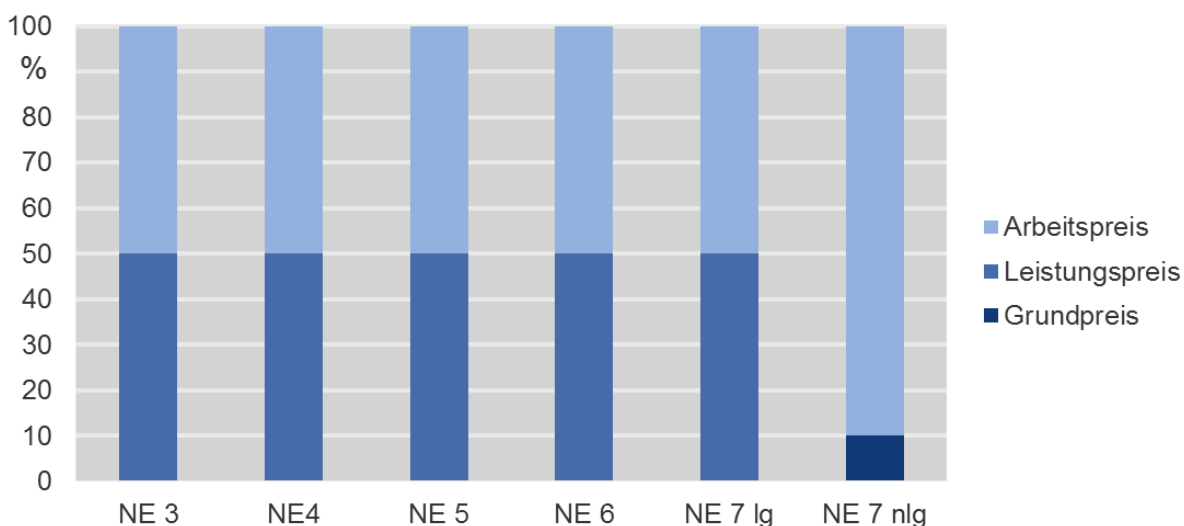


Bild 2.2: Anteile der Entgeltkomponenten an den Erlösen je Netzebene im Basisfall

Bei den leistungsgemessenen Kunden ergibt sich durchweg eine ungefähr hälftige Aufteilung auf AP und LP. Bei den nicht leistungsgemessenen Kunden der Netzebene 7 macht der AP

sogar 90 % der Erlöse aus. Die für den Basisfall abgeschätzten Größenordnungen der Erlösanteile konnten anhand der Mengen- und Kostengerüste der fünf dem Modell zugrunde liegenden realen Netzbetreiber erfolgreich plausibilisiert werden. Bei den im Zuge der Erstellung dieses Gutachtens geführten Gesprächen mit Vertretern der Verteilungsbetreiber wurde bestätigt, dass die Werte grundsätzlich plausibel sind und dass in einigen Netzbereichen der LP-Erlösanteil eher noch geringer als 50 % sei.

Wirkung von Eigenerzeugung

Die durchweg hohen Anteile des AP an den Erlösen, die über ein als verursachungsgerecht zu erachtendes Maß (vgl. Abschnitt 2.4) deutlich hinausgehen, lassen bereits vermuten, dass Kunden durch Installation von Eigenerzeugungsanlagen in erheblichem Maße ihre Netzentgelte reduzieren können. Dies wird nun näher untersucht, indem die Entgelte für die in Tabelle 2.3 aufgeführten Typkunden – außer den beiden kleinsten nicht leistungsgemessenen Kunden – für unterschiedliche Ausprägungen von Eigenerzeugung ermittelt und mit dem Entgelt verglichen werden, das ohne Eigenerzeugung anfällt.

Die Eigenerzeugung wird hierbei wie folgt parametrisiert. Hinsichtlich der Energieabnahme wird eine Reduktion um 30 % betrachtet, bezogen auf die Höhe der Abnahme ohne Eigenerzeugung. Hinsichtlich der Verrechnungsleistung wird bei den nicht leistungsgemessenen Kunden angenommen, dass die Eigenerzeugung die Verrechnungsleistung nicht absenkt (typische Eigenschaft von Photovoltaikanlagen, die die abendliche Leistungsspitze nicht reduziert). Bei den leistungsgemessenen Kunden werden drei Varianten betrachtet, bei denen die Eigenerzeugung sich unterschiedlich stark auf die Verrechnungsleistung auswirkt. Es wird angenommen, dass die Eigenerzeugung zu einer Reduktion der Verrechnungsleistung führt, die 0 %, 25 % oder 100 %, bezogen auf die Reduktion der Energieabnahme, beträgt. (Die Energiereduktion schlägt also zu 0 %, 25 % bzw. 100 % auf die Leistung durch.)⁴

⁴ Beispiel: Der Typkunde „Netzebene 4, geringe Leistung“ weist eine Energieabnahme von 40 GWh und eine Verrechnungsleistung von 8 MW auf. Mit der hier angenommenen Eigenerzeugung reduziert sich die Energieabnahme um 30 % auf $40 * (1 - 0,3) = 40 * 0,7 = 28$ GWh. Betrachtet man nun eine anteilige Reduktion der Verrechnungsleistung um 25 %, so würde die Verrechnungsleistung reduziert auf $8 * (1 - 0,25 * 0,3) = 8 * 0,925 = 7,4$ MW.

Bild 2.3 zeigt, wie stark die jährlichen Netzentgelte durch die Eigenerzeugung jeweils sinken. Dabei ist es zunächst trivial, dass bei den leistungsgemessenen Kunden und 100 % anteiliger Leistungsreduktion die Entgelte genau um den Eigenerzeugungsanteil von 30 % sinken. Allerdings lassen sich auch in den Fällen mit geringerer (anteilig 25 %) oder gar keiner Leistungsreduktion zum Teil ganz erhebliche Anteile der Netzentgelte einsparen. Dies betrifft insbesondere auch die nicht leistungsgemessenen Kunden, bei denen der AP den höchsten Anteil an den Entgelten aufweist. Obwohl die Leistungsanforderung an das Netz gleich oder annähernd gleich bleibt, können Kunden also ihre Netzentgelte durch Eigenerzeugung erheblich reduzieren.

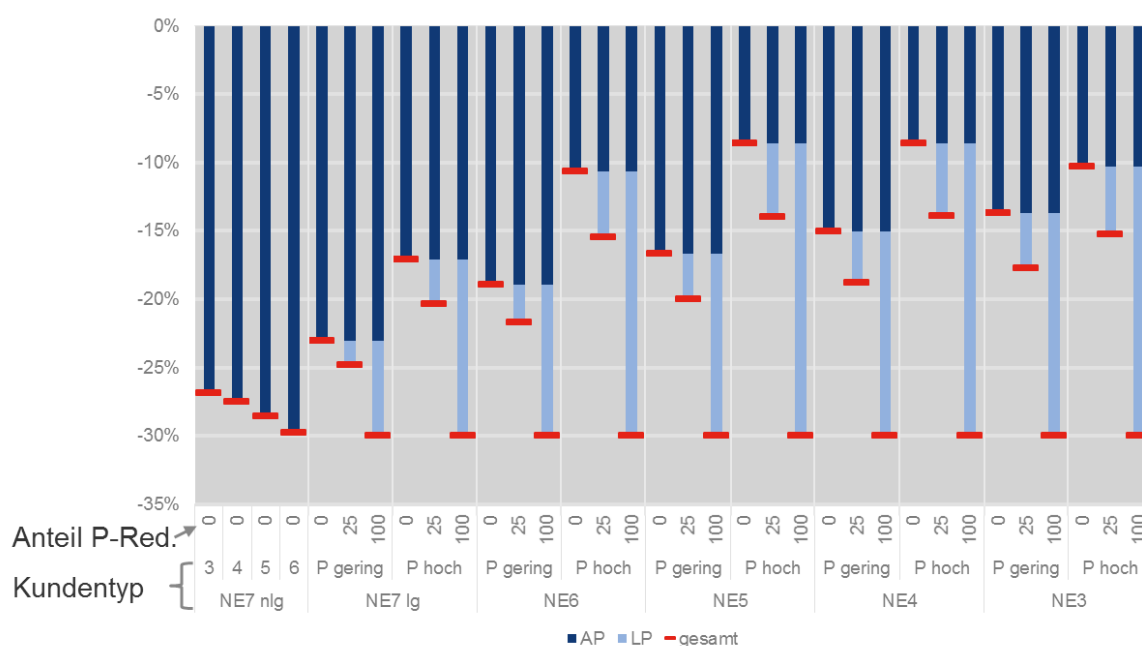


Bild 2.3: Relative Änderung der Jahresentgelte durch Eigenerzeugung mit 30 % Abnahmereduktion und 0 %, 25 % bzw. 100 % anteiliger Leistungsreduktion

Diese Reduktion der Netzentgelte übersteigt das verursachungsgerechte Maß, denn sie ist deutlich größer als die durch die Eigenerzeugung – wenn überhaupt, ohnehin nur langfristig – vermeidbaren Netzkosten.⁵ Dies zeigt, dass eine Steigerung der Verursachungsgerechtigkeit der Netztarifstruktur es erfordert, das Gewicht der bezogenen Arbeit zugunsten leistungsbezogener und/oder vom Nutzerverhalten unabhängiger Verrechnungsgrößen oder auch der verbrauchten Arbeit zu reduzieren.

⁵ Es sei angemerkt, dass selbst bei einer Reduktion der bezogenen Leistung um x % die Netzkosten keineswegs um x % abgesenkt werden können.

Es sei angemerkt, dass eine solche Veränderung mittelbar Einfluss auf Anreize zum Ausbau der Ökostromerzeugung haben kann, jedenfalls insofern, als eine Vermeidung von Netzentgelten durch Eigenerzeugung Bestandteil des Investitionskalküls ist. Sofern hierdurch ein (politisch) gewollter Investitionsanreiz vermindert wird, sollte dieser ggf. außerhalb der Netzentgeltsystematik kompensiert werden, was auch eine Chance zur Steigerung der Transparenz der Anreizwirkungen darstellt.

3 Allgemeine Gestaltungsaspekte

3.1 Kostentragung nach Art der Netznutzung (Verbrauch, Erzeugung, Speicherung)

3.1.1 Vorüberlegungen

Die Art der Netzinanspruchnahme durch einen Netznutzer wird grundlegend dadurch charakterisiert, ob der Netznutzer Strom ins Netz einspeist oder Strom aus dem Netz entnimmt.

- Die Stromeinspeisung erfolgt, sofern von Übergaben zwischen Netzbereichen und -ebenen abgesehen wird, aus Stromerzeugungsanlagen. Im weitesten Sinne gilt dies auch für Speichieranlagen, da auch diese über Einheiten zur Umwandlung der gespeicherten Energieform in Strom verfügen. Im Hinblick auf die Netzkostenallokation ist es jedoch sinnvoll und üblich, zwischen Speichern und (reinen) Erzeugern zu unterscheiden, da die Speicherung von aus dem Netz entnommenen Strom und die spätere Wiedereinspeisung ins Netz nicht an einem der Enden der Stromversorgungskette liegt, sondern innerhalb der Kette. Der Begriff Erzeugung wird daher nachfolgend in einem engeren Sinne verwendet, der die Rückspeisung von zuvor dem Netz entnommenen und gespeichertem Strom nicht umfasst.
- Die Stromentnahme, auch hier abgesehen von Übergaben zwischen Netzbereichen/-ebenen, erfolgt überwiegend durch Endverbraucher und damit am Ende der Versorgungskette. Ausnahmen sind hier die Stromentnahme durch Erzeuger zur Deckung deren Eigenbedarfs in Zeiten, in denen die Bruttostromerzeugung den Eigenbedarf nicht deckt, und die Stromentnahme durch Speicher zwecks Speicherung und späterer Rückspeisung ins Netz. Auch hier ist hinsichtlich der Netzkostenallokation eine getrennte Betrachtung von Speicherung und (reinem) Verbrauch sinnvoll. Die Stromentnahme durch Erzeuger zur Eigenbedarfsdeckung wird hingegen bei der Netztarifizierung üblicherweise wie die Stromentnahme durch Endverbraucher behandelt.

Parallel zum Ausbau der dezentralen Erzeugung treten zunehmend auch Akteure auf, die an beiden Enden der Versorgungskette tätig sind, nämlich Verbraucher, die über Eigenerzeugungsanlagen verfügen und zeitweise überschüssig erzeugten Strom ins Netz einspeisen, während sie zu anderen Zeiten Strom aus dem Netz entnehmen, um den nicht durch Eigenerzeugung gedeckten eigenen Bedarf zu decken. Diese Netznutzer werden bei der Netzkostenallokation

entsprechend ihren wechselnden Nutzungsanteilen üblicherweise sowohl als Verbraucher als auch als Erzeuger behandelt.

Mitunter betreiben solche Netznutzer zusätzlich Speichereinrichtungen, um den selbst erzeugten Strom noch weitgehend zur Deckung des eigenen Bedarfs nutzen zu können und evtl. auch Strom aus dem Netz in Zeiten günstiger Preise auf dem Strommarkt zu beziehen und erst zu einem späteren Zeitpunkt zu verbrauchen. Die letztgenannte Betriebsweise eines Speichers ist grundsätzlich auch ohne Betrieb einer Eigenerzeugungsanlage denkbar.

Der Einsatz von Speichern zu diesen Zwecken wird im vorliegenden Gutachten jedoch nicht der netztariflich gesondert zu behandelnden Speicherung zugerechnet, da er nicht der optimierten Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Versorgungskette dient, sondern ausschließlich der Optimierung in der Sphäre der Betreiber dieser Speicher.

Die nachfolgenden Abschnitte befassen sich zunächst mit den Prinzipien der Kostenzuordnung zu Verbrauch und Erzeugung (Abschnitt 3.1.2) und anschließend mit der Behandlung der Speicherung im Sinne der oben erläuterten Begriffsabgrenzung (Abschnitt 3.1.3).

3.1.2 Verbrauch vs. Erzeugung

Bei der Netzkostenallokation ist grundlegend zu entscheiden, in welchem Verhältnis die Netzkosten nach den Umfängen der Netzinanspruchnahme durch Verbrauch und Erzeugung umgelegt werden sollen. Hier stellt sich die Frage, ob es aus Sicht der Verursachungsgerechtigkeit ein per se sachgerechtes Verteilungsverhältnis gibt. Diese Frage kann in allgemeiner Form nur verneint werden, da Verbraucher und Erzeuger das Netz nur gemeinsam nutzen können und nicht unabhängig voneinander in bestimmten Verhältnissen. Dies lässt sich leicht anhand des trivialen Beispiels eines einzelnen Verbrauchers verdeutlichen, der über eine Leitung mit einer einzelnen Erzeugungsanlage verbunden ist und vollständig aus dieser versorgt wird. Es ist nicht möglich, in einem solchen Fall eine bestimmte Zuordnung der Leitungskosten zu bestimmen, die besonders verursachungsgerecht ist, da die Netznutzung nur durch die gemeinsame und gleichzeitige Inanspruchnahme durch die beiden Netznutzer zustande kommt. Die Leitungskosten werden letztlich ohnehin vollständig vom Verbraucher getragen, unabhängig davon, ob zunächst ein Teil davon durch den Erzeuger getragen und im Zusammenhang mit der Stromlieferung an den Verbraucher weiterverrechnet wird.

Analog dazu trägt auch in realen Netzen letztlich die Gesamtheit der Verbraucher die gesamten Netzkosten. Würde nur ein einziger Netzbereich existieren und bei der Netztarifizierung nicht nach Netzebene und/oder anderen Kriterien differenziert, so wäre auch in diesem Fall unerheblich, ob die Netzkosten direkt oder über den Umweg einer zunächst teilweise erzeugerseitigen Kostentragung an die Verbraucher weitergewälzt werden. Relevante Unterschiede in der letztlichen Kostentragung ergeben sich erst durch die Unterteilung der Netznutzer nach Ländern und Netzbereichen, Netzebenen und evtl. weiteren Kriterien. Auch dann ist es zwar aus Sicht der Netzbetreiber unerheblich, in welchem Verhältnis die Kosten gegenüber Verbrauchern und Erzeugern abgerechnet werden; aus Sicht der Verbraucher können sich dann jedoch Unterschiede in der Kostentragung ergeben, die von der Lage des Anschlusspunktes abhängen.

Durch die horizontale Unterteilung in Länder und Netzbereiche kann z. B. die Situation auftreten, dass bei vollständig verbrauchsseitiger Kostenallokation die Verbraucher in einem Netzbereich auch Netzkosten tragen, die teilweise durch in diesem Netzbereich angeschlossene, aber in einen anderen Netzbereich liefernde Erzeugungsanlagen verursacht werden. Eine solche Situation kann zunächst aus Sicht der Verteilungsgerechtigkeit, bei langfristiger Betrachtung aber auch mit Blick auf die damit vermittelten Anreize etwa zur Standortwahl durch Verbraucher als unsachgerecht empfunden werden. Diese Wirkungen werden verschiedentlich als Argument dafür angeführt, die Erzeugung an der Netzkostentragung zu beteiligen; eine Diskussion dieser Art findet zurzeit z. B. in Deutschland statt, wo sich in den letzten Jahren eine deutliche Diskrepanz zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten entwickelt hat.

Es trifft zu, dass diesen Verteilungs- und Anreizwirkungen durch eine teilweise erzeugerseitige Netzkostentragung entgegengewirkt werden könnte. Auch hier wäre allerdings eine eindeutig „richtige“ Kostenzuordnung nicht möglich, da auch in solchen Situationen die Netze mit Ausnahme der unmittelbaren Anschlussanlagen gemeinsam durch Erzeuger und Verbraucher genutzt werden. Zudem kann ein Ausgleich für diese Wirkungen auch auf andere Weise erreicht werden, die nicht mit den nachfolgend erörterten nachteiligen Wirkungen hoher erzeugerseitiger Netzentgelte verbunden ist, etwa durch Änderung des Zuschnitts der Netzbereiche oder durch Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbereichen. Mit diesen Gestaltungsoptionen befasst sich Abschnitt 3.3.

Auch wenn die Frage nach dem angemessenen Verhältnis der Kostenzuordnung zu Erzeugung und Verbrauch aus Sicht der Kostenverursachung nicht eindeutig beantwortet werden kann, kann die gewählte Kostenzuordnung relevante Anreiz- und Wettbewerbswirkungen entfalten.

Ein besonders relevanter Effekt dieser Art, der aus Sicht der Gutachter erzeugungsseitige Netzentgelte („G-Komponenten“) in kritischem Licht erscheinen lässt, ergibt sich im internationalen europäischen Kontext durch die länderweise uneinheitliche Praxis der Kostenzuordnung. Während in Österreich (siehe Tabelle 2.1) und verschiedenen weiteren Ländern G-Komponenten erhoben werden, werden die Netzkosten in vielen anderen Ländern vollständig durch Verbraucher getragen. In dem für österreichische Strommarktteilnehmer besonders wichtigen deutschen Marktgebiet wird nicht nur keine G-Komponente erhoben, sondern sogar ein Entgelt an Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen ausgezahlt, um hierdurch erzielte Einsparungen an Netzentgeltzahlungen für die Nutzung vorgelagerter Netze an die Erzeuger weiterzuwälzen.

Durch diese uneinheitliche Handhabung werden Entscheidungen sowohl zur Standortwahl neuer Erzeugungsanlagen als auch zum betrieblichen Einsatz bestehender Anlagen verzerrt und damit tendenziell ökonomisch ineffizient. In Österreich wirkt sich dies aufgrund der relativ starken erzeugungsseitigen Netzkostentragung zum Nachteil der Erzeuger aus, indem der Kraftwerkseinsatz mit einem Kostenelement belastet wird, das in Ländern ohne erzeugungsseitige Entgelte nicht auftritt (sondern implizit von den Verbrauchern mit getragen wird). Die Angemessenheit dieser Belastung österreichischer Erzeuger im internationalen Wettbewerb erscheint den Gutachtern vor dem Hintergrund einer mangelnden EU-weiten Harmonisierung der Kostenallokationsprinzipien fragwürdig. Nur wenn es gelingt, die Höhe der G-Komponente europaweit näherungsweise zu harmonisieren, lässt sich eine Netzkostenbeteiligung der Erzeuger ohne wettbewerbsverzerrende Wirkung erreichen.

Der oben aus dem internationalen Blickwinkel angesprochene Aspekt der Standortwahl für neue Erzeugungsanlagen wird häufig auch im nationalen Kontext als Argument für die teilweise erzeugungsseitige Tragung der Netzkosten angeführt. Tatsächlich hängt die Möglichkeit, über ein ortsabhängig variierendes erzeugungsseitiges Entgelt Anreize für die Standortwahl zu vermitteln, aber nicht davon ab, welcher Anteil der Netzkosten insgesamt von Erzeugern getragen wird. Im Extremfall wären auch ortsabhängig positive und negative Entgelte denkbar, die sich insgesamt in ihrer Erlöswirkung näherungsweise kompensieren. Dennoch: In der Regel sind ortsabhängige erzeugungsseitige Entgelte in den Ländern, die diesen Ansatz zur Vermittlung von Standortanreizen verfolgen, so parametriert, dass sie insgesamt einen bestimmten positiven Anteil der Netzkosten decken.

Eine solche Gestaltung ist aber nur dann sinnvoll, wenn bei der Standortwahl für Erzeugungsanlagen signifikanter Spielraum besteht und die von den Erzeugern getroffenen Entscheidungen

zugleich signifikante Auswirkungen auf die Netzkosten haben. Dieser Spielraum ist in Österreich jedoch angesichts der schon heute dominierenden und noch weiter zunehmenden Bedeutung der standortgebundenen Erzeugung aus erneuerbaren Energien sehr begrenzt, und auch insgesamt ist ein großräumiges Auseinanderfallen von Last- und Erzeugungsschwerpunkten nicht in kritischem Umfang erkennbar. Dieses Argument für die Einführung bzw. Aufrechterhaltung eines vergleichsweise hohen Beitrags der Erzeuger zur Netzkostentragung erscheint den Gutachtern daher relativ schwach. Zudem können Anreize für die Standortwahl bei Bedarf auch außerhalb der Netzentgeltsystematik vermittelt werden, etwa durch standortbezogene Investitionsförderung.

Im Lichte dieser Überlegungen, insbesondere mit Blick auf die internationale Praxis, erscheint den Gutachtern der derzeit relativ hohe Beitrag der Erzeuger zur Netzkostentragung in Österreich kritisch, da er die Wettbewerbsposition der österreichischen Erzeuger belastet und keine starken Argumente für seine Aufrechterhaltung erkennbar sind. Dies gilt ganz besonders für die Erhebung des Netzverlustentgelts von den Erzeugern, da dieses eine deutliche Zunahme der resultierenden G-Komponente mit sinkender Anschlussspannung bewirkt. Es ist auch nicht erkennbar, dass dieses Entgelt – wie beispielsweise in Schweden auf der Übertragungsebene – ein auf variablen Grenzkosten basierendes ortsabhängiges Preissignal liefern soll, denn dann müssten die Netzverlustentgelte für Erzeuger und Verbraucher unterschiedliche Höhen, ggf. sogar entgegengesetzte Vorzeichen aufweisen.

Eine Reduzierung der mit der erzeugungsseitigen Kostentragung verbundenen ineffizienten Anreizsetzung hinsichtlich Kraftwerksstandorten und -einsatz könnte erreicht werden, indem das Netzverlustentgelt nicht mehr von Erzeugern erhoben wird. Es könnte dann zur Vereinfachung der Entgeltsystematik auch in das Netznutzungsentgelt für Verbraucher integriert werden. Mit diesem Ansatz befasst sich Abschnitt 5.1 näher. Darüber hinaus ist zu prüfen, ob die dem Systemdienstleistungsentgelt zugrunde liegenden Kosten nicht zu einem größeren Teil über die Ausgleichsenergiepreise verrechnet werden sollten (Abschnitt 5.3).

Weniger kritisch, da nur bei der Standortwahl und nicht beim Kraftwerkseinsatz wirksam, erscheinen einmalige Entgelte. Im Gegenzug zu den zuvor empfohlenen Absenkungen im Bereich der periodischen Entgelte könnte daher erwogen werden, ein Netzbereitstellungsentgelt von Erzeugern zu erheben (neben dem ohnehin direkt zurechenbaren Netzzutrittsentgelt). Dieser Ansatz wird in Abschnitt 4.5 eingehender untersucht.

Die empfohlene Absenkung der erzeugungsseitigen periodischen Entgelte würde im Gegenzug zu einer Erhöhung der verbrauchsseitigen Entgelte führen, was bei isolierter Betrachtung der zeitlichen Entwicklung der verbrauchsseitigen Entgelte zu falschen Schlussfolgerungen verleiten könnte. Eine solche Änderung müsste daher in ihren Auswirkungen angemessen dargestellt und vermittelt und bei Tarifvergleichen jeglicher Art (national/international, zeitliche Entwicklung etc.) beachtet werden, d. h. unter Berücksichtigung sowohl der verbrauchs- als auch der erzeugungsseitigen Entgelte.

3.1.3 Speicherung

Speicherung von Strom durch Entnahme aus dem Netz, Umwandlung in eine speicherbare Energieform und spätere Rückwandlung in Strom dient nicht unmittelbar dem Letztverbrauch, sondern der Optimierung des Stromversorgungssystems durch verbesserte zeitliche Abstimmung von Angebot und Nachfrage oder durch zeitliche Verschiebung von Netzbelastungen zur Behebung technischer Restriktionen.

Wenn für den Bezug von Strom zur Einspeisung in Speicher und die Rückspeisung aus Speichern ins Netz die gleichen verbrauchs- bzw. erzeugungsseitigen Netzentgelte erhoben werden wie von Endverbrauchern und Erzeugern, so werden die Strommengen, die innerhalb der Versorgungskette einmalig zwischengespeichert werden, doppelt mit diesen Entgelten belastet. Dies könnte allenfalls dann als sachgerecht angesehen werden, wenn diese Entgelte inkrementelle Kosten reflektieren würden, die im Netz durch die Zwischenspeicherung dieser Strommengen tatsächlich zusätzlich entstehen. Dies ist jedoch überwiegend nicht der Fall. Vielmehr ist davon auszugehen, dass die Speichernutzung in der Regel nicht zu dimensionierungsrelevanten Spitzenbelastungen der Netzinfrastruktur führt. Insbesondere führt der Bezug von Strom zur Speicherfüllung nicht zu einer höheren Netzbelastung als die Entnahme aus dem Speicher, und letztere würde in Analogie zu Erzeugungsanlagen ohnehin zumindest nicht mit dem Netznutzungsentgelt belastet.

Die Netzverluste können durch Speichereinsatz im Einzelfall zu- oder abnehmen, aber auch dies wird durch das Netzverlustentgelt nicht adäquat abgebildet, da es nicht grenzkostenorientiert gestaltet ist.

Es erscheint daher nicht sachgerecht, die Zwischenspeicherung von Strom durch netzseitige Entgelte zu belasten. Insbesondere vor dem Hintergrund der großen Bedeutung, die der Bereit-

stellung von Flexibilitäten im zunehmend regenerativ geprägten Stromversorgungssystem zukünftig zukommen wird, sollten ökonomisch schwach oder nicht begründbare Hemmnisse für den Speichereinsatz möglichst abgebaut werden.

Diese Überlegung wird auch nicht durch die Tatsache in Frage gestellt, dass im Rahmen des internationalen Stromgroßhandels Stromflüsse in Österreich durch die Nutzung österreichischer Speicherkraftwerke zum Nutzen ausländischer (z. B. deutscher) Akteure auftreten. Diesen Netzbelastungen stehen entsprechende Netzbelastungen im Ausland durch Importe österreichischer Versorgungsunternehmen gegenüber, denn der grenzüberschreitende Stromaustausch ist auf den Nutzen beider bzw. aller beteiligten Seiten hin ausgerichtet, so dass hier keine einseitige Belastung der Länder, die über große Speicherkapazitäten verfügen, stattfindet. Zudem wurde auf der Übertragungsebene in Europa ein separates System von Ausgleichszahlungen für Netzbelastungen durch den internationalen Stromaustausch etabliert (die „Inter TSO Compensation“, ITC), so dass dieser Aspekt keiner zusätzlichen Berücksichtigung in den nationalen Entgeltsystemen bedarf.

Soweit Strom allerdings nicht zwischengespeichert wird, sondern aufgrund von Wirkungsgradverlusten nicht wieder eingespeist wird, könnte man auf diesen Anteil evtl. Netzentgelte erheben, weil man die Auffassung vertreten könnte, dass es sich dabei um Letztverbrauch handelt. Hierbei ist aber auch die Konsistenz zu der Empfehlung zu berücksichtigen, dass der Transport von netzseitigen Verlusten nicht mit Entgelten belegt werden sollte (s. Abschnitt 4.2 zur vertikalen Kostenwälzung). Ferner wäre zu überlegen, eine solche Komponente allenfalls netzebenenunabhängig auszuführen, um Verzerrungen zwischen Speichern mit unterschiedlichen Anschlussebenen zu vermeiden.

Die Gutachter sprechen sich aufgrund der obigen Überlegungen dafür aus, die Belastung von Speichern mit netzseitigen Entgelten möglichst weitgehend zu reduzieren, etwa indem die derzeit bis 2020 geltende Aussetzung der verbrauchsseitigen Netzentgelte für neue Speicheranlagen auf Bestandsanlagen (unabhängig von der verwendeten Speichertechnologie) ausgedehnt und zeitlich unbefristet fortgeführt wird. Allenfalls wäre eine Entgeltbelastung erwägenswert, die sich an den Wirkungsgradverlusten von Speichern orientiert. Hinsichtlich der Entgeltbelastung für die Rückspeisung von Strom ins Netz ist die obige Empfehlung konform zu der in Abschnitt 3.1.2 ausgesprochenen Empfehlung einer weitgehenden Reduktion der erzeugungsseitigen Entgelte.

Es ist nochmals hervorzuheben, dass die Überlegungen und Empfehlungen in diesem Abschnitt ausschließlich die Speicherung zum Zweck der späteren Wiedereinspeisung ins Netz betreffen und nicht die Nutzung von Speichern durch Netzkunden zur Optimierung ihrer Eigenerzeugung oder zur Zwischenspeicherung von Strom zur späteren Deckung ihres eigenen Bedarfs (d. h. Speichern am Ende der Versorgungskette).

3.2 Vertikale Entgeltdifferenzierung (Netzebenen)

Wie in Abschnitt 2.1 dargestellt, sind die Netzentgelte in Österreich nach 7 Netzebenen differenziert (4 Leitungs- und 3 Umspannebenen). Diese Art der vertikalen Differenzierung hat sich grundsätzlich bewährt und wird auch in anderen Ländern praktiziert, z. B. in Deutschland und der Schweiz. Gleichwohl ist dies nicht die einzig mögliche Form der vertikalen Differenzierung, und es können auch Argumente für andere Gestaltungen angeführt werden. Daher wird nachfolgend erörtert, ob Änderungen in diesem Gestaltungsaspekt zu empfehlen sind.

Das maßgebliche Argument für einen möglichst hohen Differenzierungsgrad beruht auf dem Ziel der Verursachungsgerechtigkeit. Je stärker die vertikale Transportkette vom Übertragungs- bis zum Niederspannungsnetz in Ebenen zerlegt wird, desto genauer kann bei der Entgeltermittlung berücksichtigt werden, welche Ebenen ein Netznutzer in Anspruch nimmt (unter der Prämisse, dass von einer Inanspruchnahme aller Ebenen von der Anschluss- bis herauf zur Übertragungsebene ausgegangen werden kann).

Für einen weniger hohen Differenzierungsgrad sprechen hingegen sowohl die mit der Differenzierung verbundenen Anreizwirkungen als auch praktische Aspekte. Die Anreizwirkungen betreffen die Möglichkeit für Netznutzer, durch Installation eigener bzw. Verzicht auf eigene Anschlussbetriebsmittel (Anschlussleitungen, Transformatoren, Schaltanlagen) in eine andere Anschlussebene zu wechseln, um insgesamt eine Kosteneinsparung zu erzielen. Während dieser Anreiz bei Neuanschlüssen angemessen sein kann, ist der Ebenenwechsel von Bestandskunden oft mit Ineffizienzen in der Weise verbunden, dass die Summe der kunden- und netzseitigen Kosten zunimmt, auch wenn der Kunde für sich einen Kostenvorteil erzielen kann.

Die praktischen Nachteile einer starken vertikalen Differenzierung betreffen die damit verbundene Komplexität der Entgeltstruktur, die erforderlichen technischen und kostenseitigen Abgrenzungen und die Möglichkeit einer zunehmenden Uneinheitlichkeit der Entgeltstruktur, etwa wenn Zwischenspannungsebenen als eigene Netzebenen berücksichtigt werden, die nicht bei allen Netzbetreibern oder sogar innerhalb eines Netzes nicht überall existieren.

Angesichts dieser Gegenargumente erscheint den Gutachtern eine Erhöhung der Zahl der Netzebenen gegenüber dem Status Quo nicht diskussionsbedürftig. Es sind auch keine diesbezüglichen Anregungen seitens der Branche oder der Netznutzer bekannt.

Erwägenswert könnte vielmehr eine Reduktion der Zahl der Netzebenen sein. Ein grundsätzlich konsistenter Ansatz in dieser Richtung könnte darin bestehen, die Umspannebenen jeweils den direkt unterlagerten Netzebenen zuzurechnen, so dass vier Netzebenen verbleiben würden. Dies hätte den Vorteil, dass die bisher stattfindende Differenzierung von Kunden mit einer bestimmten Anschlussspannung danach, ob sie direkt an eine Umspannstation oder an einen anderen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen sind, entfallen würde. Dem hiermit verbundenen Nachteil einer weniger verursachungsgerechten Kostenallokation könnte entgegen gehalten werden, dass die Lage eines Kundenstandorts in Relation zur nächstgelegenen Umspannstation häufig eher zufällig ist und es daher in vielen Fällen gar nicht zwingend als verursachungsgerecht anzusehen ist, diese Unterscheidung bei den Kunden vorzunehmen.

Dem Anreiz, durch Errichtung einer eigenen Leitung (in der Regel parallel zum bestehenden Netz) zum Anschlusskunden einer Umspannebene zu werden, könnte auf diese Weise effektiv entgegen gewirkt werden. Der Anreiz zur Errichtung einer eigenen Umspannanlage zwecks Anschluss an die überlagerte Leitungsebene würde jedoch unverändert bestehen bleiben.

Eine Änderung der Zahl und Definition der Netzebenen würde jedoch erheblichen Umstellungsaufwand bewirken, allein schon weil die wegfallenden Ebenen vermutlich in vielen Fällen in das Eigentum unterschiedlicher Netzbetreiber fallen und somit neu zugeordnet oder unter Vereinbarung von Ausgleichszahlungen rechnerisch abgegrenzt werden müssten. Für die Netznutzer würden sich erhebliche Umverteilungseffekte ergeben, die angesichts der aus Kundensicht wenig beanstandeten Funktionsfähigkeit der heutigen Ebenenstruktur nur schwer vermittelbar wären.

Aus diesen Gründen erachten die Gutachter die Argumente, die für eine Zusammenfassung von Netzebenen zur Tarifvereinfachung und (teilweisen) Eliminierung von Anreizen zum Ebenenwechsel sprechen könnten, für zu schwach, um eine solche Umstellung zu rechtfertigen.

Dies gilt umso mehr für die theoretisch auch denkbare Umstellung auf ein Tarifsysteem ohne Netzebenen, das z. B. in Deutschland im Bereich der Gasverteilungsnetze angewandt wird („Netzpartizipationsmodell“). Bei diesem Modell werden den Verbrauchern Kostenanteile für die verschiedenen Netzebenen nicht danach zugeordnet, an welche Ebene sie tatsächlich ange-

geschlossen sind, sondern nach einem „gleitenden“ Schlüssel, der sich nur nach den Verbrauchswerten der Kunden richtet (Leistung und Arbeit). Hier kommen dann „gezonte“ Tarife zum Einsatz, d. h. differenzierte Entgelte für unterschiedliche Wertebereiche der Verbrauchsgrößen Leistung und Arbeit, ähnlich wie bei den Entgelten für die Nutzung der Gasverteilungsnetze in Österreich.

Dieser Ansatz erscheint im Gassektor grundsätzlich plausibler als im Stromsektor, da dort die Netzebenen weniger systematisch voneinander abgegrenzt sind und die Entscheidung über die Anschlussebene eines Kunden oft mehr von den Netzgegebenheiten abhängt als von Eigenschaften und Abnahmeverhalten des Kunden. Vor allem würde eine Umstellung auf ein solches Modell aber erheblichen Aufwand, Abgrenzungserfordernisse und Umverteilungen hervorrufen, die durch die mit dem Modell erzielbaren Vorteile – insbesondere die Vermeidung jeglicher Auseinandersetzungen über die Wahl der Anschlussebene – nicht gerechtfertigt erscheinen würden.

Es wird daher empfohlen, die heute praktizierte Unterteilung der Entgelte in 7 Netzebenen und die Definition der Ebenen beizubehalten. Mit der Methodik der vertikalen Kostenwälzung, die auf die angewandte Struktur der Netzebenen aufsetzt, befasst sich Abschnitt 4.2.

3.3 Horizontale Entgeltdifferenzierung (Netzbereiche)

Der in Abschnitt 2.1 erläuterte heutige Stand der horizontalen Entgeltdifferenzierung in – je nach Netzebene – 3 bis 14 Netzbereiche ist Ergebnis einer historischen Entwicklung, die auf die Abgrenzung der Versorgungsgebiete der integrierten Versorgungsunternehmen in der Zeit vor der Strommarktliberalisierung zurückgeht. Ausgehend von dieser Struktur sind Änderungen sowohl hin zu einer stärkeren als auch hin zu einer geringeren horizontalen Differenzierung vorstellbar, und der Debatte über die Weiterentwicklung der Entgeltsystematik sind Argumente in beiden denkbaren Richtungen zu entnehmen.

Für eine stärkere horizontale Differenzierung könnte sprechen, dass sie lokale Rahmenbedingungen z. B. hinsichtlich Gebietsstruktur und Kostenniveau besser reflektieren würde. Eine Ausprägung in der beispielsweise in Deutschland praktizierten Form, bei der genau ein Netzbereich je Netzbetreiber und Netzebene definiert wird, hätte zudem den praktischen Vorteil, dass die Notwendigkeit für Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern entfallen würde.

Hierdurch würde allerdings auch keine systematische strukturbezogene Regionalisierung erreicht, zumal die Zergliederung der Netzwirtschaft in den österreichischen Bundesländern sehr heterogen ist.

Konsequenter wäre daher eine Differenzierung auch innerhalb der Gebiete der Netzbetreiber, etwa um die nicht unerheblichen Unterschiede der Struktureinflüsse in städtischen und ländlichen Gebietsteilen zu reflektieren. Eine solche Differenzierung könnte bis zu einer knotenscharfen ortsabhängigen Differenzierung ausgeweitet werden, realistischerweise allerdings nur auf den oberen Netzebenen. Hierdurch könnten Standortanreize vermittelt werden.

Ob eine solche strukturelle Differenzierung mit Blick auf die Verbraucherseite gewünscht ist, hängt stark von strukturpolitischen Zielsetzungen ab; die Gutachter gehen davon aus, dass es über die bestehende Differenzierung hinaus keine starken Bestrebungen in dieser Richtung gibt. Standortanreize gegenüber Erzeugern werden hingegen häufig als Zielsetzung in der Debatte adressiert. Auch diese Zielsetzung erscheint den Gutachtern in Österreich derzeit aber nicht als prioritär, wie bereits in Abschnitt 3.1.2 erörtert. Es ist zudem fraglich, wie effektiv eine solche Differenzierung zur Standortsteuerung für Erzeugungsanlagen genutzt werden könnte, da sie von anderen Entgeltunterschieden überlagert wird und evtl. langfristig nicht als ausreichend stabil wahrgenommen würde. Daher sollten bei Bedarf auch alternative Möglichkeiten der Standortsteuerung in Betracht gezogen werden, wie z. B. die Ausschreibung von Standorten oder standortbezogene Investitionsförderungsmaßnahmen.

Eine Reduktion des horizontalen Differenzierungsgrades würde hingegen zu einer stärkeren Vereinheitlichung der Netzentgelte führen. Diese Stoßrichtung wird zurzeit besonders intensiv vor dem Hintergrund des Ökostrom-Ausbaus diskutiert, da dieser einer netzbereichsübergreifenden politischen Zielsetzung dient, während die Kostenwirkungen des hierdurch verursachten Netzausbaubedarfs von den Netznutzern in den jeweils betroffenen Netzbereichen getragen werden (siehe diesbezügliche Ausführungen in Abschnitt 3.1.2). Diese Überlegung hat in Deutschland sogar eine Debatte über eine mögliche bundesweite Vereinheitlichung der Netzentgelte ausgelöst, wobei dort die räumliche Ungleichverteilung der Erzeugungsanlagen auch besonders ausgeprägt ist und die Netztarife sehr heterogen sind, zumal jeder Netzbetreiber eigene Entgelte ermittelt. In Österreich scheint diese Problematik derzeit weniger gravierend zu sein. Zudem könnte sie bei Bedarf auch mit anderen Mitteln kompensiert werden, etwa durch Vereinbarung gezielter zusätzlicher Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern, die die unterschiedliche Betroffenheit vom Ökostrom-bedingten Netzausbau reflektieren.

Die Vereinheitlichung von Netzbereichen kann auch unabhängig von diesen Überlegungen zur Kostenallokationsgerechtigkeit dazu dienen, die Wirkungen von Strukturunterschieden auf die Verbraucher bewusst zu eliminieren. Den Gutachtern sind allerdings keine strukturpolitischen Bestrebungen in dieser Richtung bekannt. Zudem könnte eine solche bundesländerübergreifende Vereinheitlichung in Widerspruch zu landesspezifischen Zielsetzungen und/oder Fördermechanismen geraten. Innerhalb jeweils eines Bundeslandes würde diese Problematik jedoch nicht bestehen, so dass in den Bundesländern, die heute über zwei (nicht über die Landesgrenzen hinausgehende) Netzbereiche verfügen, eine Zusammenlegung zu einem Netzbereich bei entsprechendem politischem Konsens durchaus vorstellbar ist.

Als Fazit der obigen Ausführungen lässt sich festhalten, dass die bestehende Einteilung in Netzbereiche einschließlich der Systematik der Ausgleichszahlungen zwar Ergebnis einer historischen Entwicklung und daher aus rein ökonomischer Sicht teilweise als arbiträr anzusehen ist, dass aber weder zur Ausweitung noch zur Reduzierung des damit verbundenen Differenzierungsgrades überzeugende Argumente zu erkennen sind, die den erheblichen Umstellungsaufwand und die Umverteilungseffekte infolge einer solchen Änderung rechtfertigen würden. Die Gutachter sehen daher keinen Grund für eine Änderung der bestehenden Systematik der Netzbereiche. Sollten die hieraus resultierenden Verteilungswirkungen bei einer weiter zunehmenden regionalen Ungleichverteilung des Ökostrom-Aufkommens zukünftig als nicht mehr vertretbar angesehen werden, so kann diesen Wirkungen bei Bedarf auch durch andere Lösungen wie explizite Transferzahlungen zwischen den Netzbereichen entgegengewirkt werden, die keine Änderung der Netzbereichsabgrenzung erfordern.

4 Netznutzungsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt

4.1 Vorbemerkungen

Netznutzungs- und Netzbereitstellungsentgelt werden in diesem Kapitel gemeinsam behandelt, da sie den gleichen Kostenblock betreffen, nämlich die Kapital- und Betriebskosten des von den Kunden gemeinsam genutzten Netzes exklusive gesondert behandelter Kosten wie Verlustkosten und Kosten für Systemdienstleistungen (SDL). Unterschiede zwischen Netznutzungs- und Netzbereitstellungsentgelt bestehen allerdings dahingehend, dass ersteres periodisch, letzteres hingegen einmalig erhoben wird, sowie hinsichtlich der jeweils relevanten Bemessungsgrößen. Die in diesem Kapitel behandelte Kernfrage lautet, inwieweit Anpassungen dieser Differenzierung bei der Allokation des o. g. Kostenblocks im Sinne der in Abschnitt 2.3 formulierten Kriterien sachgerecht und empfehlenswert erscheinen.

Hierzu wird zunächst (Abschnitt 4.2) die Methodik der vertikalen Kostenwälzung als erster Schritt zur Ermittlung des Netznutzungsentgelts erörtert. Anschließend – und dabei konzentriert auf Verteilungsnetze (Netzebenen 3 bis 7) – erfolgt die Diskussion der Strukturen der periodischen Entgelte für leistungsgemessene (Abschnitt 4.3) bzw. nicht leistungsgemessene Kunden (Abschnitt 4.4), gefolgt vom Netzbereitstellungsentgelt (Abschnitt 4.5).

Hiervon abzugrenzen ist das Netzzutrittsentgelt, das die individuellen, singular genutzten Anschlussanlagen betrifft (sowohl bei Verbrauchern als auch bei Erzeugern) und sich somit auf einen anderen Kostenblock bezieht. Ein solches einmaliges Entgelt erscheint sinnvoll und ist auch im Ausland üblich. Es sollte daher beibehalten werden und wird hier nicht weiter betrachtet.

Auch Entgelte, die sich auf gesonderte, (bisher) getrennt behandelte Kostenpositionen – Verlustkosten, Messkosten und SDL-Kosten – beziehen, sind nicht Gegenstand dieses Kapitels. Diese werden im nachfolgenden Kapitel 5 behandelt.

4.2 Methodik der vertikalen Kostenwälzung

Einordnung

Die Kalkulation des Netznutzungsentgelts auf Basis des über dieses Entgelt zu deckenden Teils der Netzkosten (s. Abschnitt 4.1) erfolgt in drei Schritten:

- Kostenallokation je Netzebene (Kostenstellenrechnung)
- Kostenallokation je Kunde/Kundengruppe je Netzebene (Kostenträgerrechnung)
- Bestimmung der Entgeltkomponenten für eine Tarifperiode (Tarifizierung)

Die Kostenstellenrechnung ist – ebenso wie die der Ermittlung der Netzkosten zugrunde liegende Kostenartenrechnung – nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Da entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 3.2 keine Veränderung der Netzebenenstruktur vorgeschlagen wird, sind Änderungen in der Kostenstellenrechnung auch nicht zu diskutieren. Netzbetreiber verfügen bereits über langjährige Erfahrungen in der netzebenen gerechten Kostenstellenrechnung. Dies umfasst einerseits die Ermittlung der direkt den Ebenen zuordenbaren Kosten und andererseits die Aufteilung der Kosten für von mehreren Netzebenen genutzte Vermögensgegenstände bzw. der nicht direkt zuordenbaren Gemeinkosten (Grundstücke, Gebäude, Materiallager, Gebäudeinstandhaltungen, etc.) über wertmäßige Schlüssel (Anschaffungskosten) direkt zuordenbarer Vermögensgegenstände bzw. Einzelkosten.

Die Grundsätze der Bestimmung von Entgeltkomponenten auf Basis der den Kundengruppen zugewälzten Netzkosten (Tarifizierung) werden in den nachfolgenden Abschnitten 4.3 und 4.4 ausführlich behandelt.

Gegenstand dieses Abschnitts ist die Kostenträgerrechnung, in deren Mittelpunkt die Kostenwälzung steht, für deren Ausgestaltung eine Reihe von Freiheitsgraden offensteht. Auf eine eingehende Diskussion der in der Literatur zu findenden Kostenwälzungsverfahren, die in der Regel bereits mehrere Jahrzehnte bekannt sind, kann hier weitgehend verzichtet werden.

Eine diskriminierungsfreie, transparente und nachvollziehbare Behandlung sämtlicher österreichischer Netznutzer fordert grundsätzlich ein einheitliches Kostenwälzungsverfahren für Österreich. Ein uneinheitliches Verfahren, das beispielsweise eine bestimmte Kundengruppe in verschiedenen Bundesländern unterschiedlich behandelt, könnte die Kundengruppen jedenfalls relativ zueinander diskriminieren. Ein einheitliches Kostenwälzungsverfahren schließt selbstverständlich nicht aus, dass sich dessen genaue Ausgestaltung und Parametrierung je nach Netzebenen unterscheidet.

Im Rahmen der Entwicklung eines einheitlichen Kostenwälzungsverfahrens ist zunächst zu entscheiden, ob die Kostenwälzung exakt der Tarifizierung folgt. In einem solchen Verfahren werden die in der Tarifizierung verwendeten Bezugsgrößen ohne Veränderung auch zur Kostenwälzung herangezogen. Das in Deutschland praktizierte Entgeltsystem beruht auf diesem Prinzip.

Weitere Freiheitsgrade entstehen im Hinblick auf die Behandlung von Erzeugern, die ins Netz einspeisen, und von kundenseitiger Eigenerzeugung. Des Weiteren existiert eine Vielzahl von Bezugsgrößen, die für die Kostenwälzung herangezogen werden können.

Derzeitige Regelungen

Den Ausgangspunkt für die heute gültigen Regelungen zur Kostenwälzung bildete die Empfehlung des Haubrich/Swoboda-Gutachtens [1], ausschließlich nach der bezogenen Arbeit, der so genannten Brutto-Arbeit, zu wälzen.⁶ Die daran anschließende kontroverse Diskussion führte zu einer gemischten Methodik unter Berücksichtigung sowohl von Arbeit, differenziert nach transportierter und bezogener Arbeit (Netto- und Brutto-Arbeit), als auch von Leistung.

Die zur Zeit gültigen Regelungen zur Kostenwälzung finden sich in § 62 EIWOG sowie § 2 SNE-VO 2012 in der aktuellen Fassung. Dabei wird unterschieden in Regelungen für die Höchstspannungsnetze und die Netzebenen und Netzbereiche gemäß § 63 Z 3 bis 7 EIWOG (Verteilungsnetze der Netzebenen 3-7).

Für die Höchstspannungsebene sieht § 62 EIWOG vor, dass maximal 70 % der Netzkosten über die Brutto-Arbeit gewälzt werden dürfen. In der SNE-VO 2012 in der aktuellen Fassung werden die Anteile mit 63 % für die Bereiche Österreich und Vorarlberg und 40 % für den Bereich Tirol fixiert.⁷ Die verbleibenden Anteile werden nach Netto-Leistung und Netto-Arbeit zugeteilt. Eine nähere Vorgabe zur Aufteilung zwischen Netto-Leistung und Netto-Arbeit findet sich nicht.

Die für die Kostenwälzung zu verwendenden elektrischen Leistungen ergeben sich beim Höchstspannungsnetz aus dem arithmetischen Mittel der in den Perioden Jänner bis März, April bis September und Oktober bis Dezember aus dem Höchstspannungsnetz bezogenen höchsten Halbstunden-Durchschnittsleistung.⁸ Die für die Kostenwälzung zu verwendende elektrische

⁶ Einen Überblick über den damaligen Stand der Diskussion zur kostenverursachungsgerechten Kostenwälzung gibt Groier [2].

⁷ SNE-VO 2012 § 2(1)Z.1. und Z.2

⁸ EIWOG § 62(5) erster Satz

Arbeit ergibt sich aus der Summe der Einzelbezüge aller an der jeweiligen Netzebene angeschlossenen Endverbraucher und der daraus versorgten Netzbereiche sowie der an die nächste Netzebene abgegebenen elektrischen Arbeit.⁹ Der Eigenbedarf des Netzes ist von der Kostenwälzung für die Bestimmung der Netznutzungsentgelte auszunehmen.¹⁰

Für die Netzebenen 3-7 hat die Wälzung gemäß § 62(4) EIWOG unter Anwendung eines angemessenen Verhältnisses zwischen Leistung und Arbeit zu erfolgen. Zusätzlich ist die eingespeiste Energie aus Erzeugungsanlagen auf den einzelnen Netzebenen zu berücksichtigen. Die für die Kostenwälzung zu verwendenden elektrischen Leistungen ergeben sich aus dem arithmetischen Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten viertelstündlichen Leistungswerte.¹¹

EIWOG § 62(3) letzter Satz legt fest, dass die Bruttokomponente für die Höchstspannungsebene in den arbeitsbezogenen Tarifen für die Netznutzung getrennt zu berücksichtigen und den Netzbetreibern des Netzbereichs weiter zu verrechnen ist. Gemäß SNE-VO 2012 § 3 Z.9. ist die Bruttokomponente für die Höchstspannungsebene als arbeitsbezogenes Entgelt für die Netznutzung des Höchstspannungsnetzes zu entrichten. SNE-VO 2012 § 3 Z.10. und Z.11. definieren, dass bei der Bestimmung der Netznutzungsentgelte sowohl für die Nettokomponente Arbeit als auch für die Nettokomponente Leistung jene Anteile tarifiert werden, die gemäß Parameter der Kostenwälzung an die Netzbenutzer überwältzt werden. Nutzt ein Kunde mehrere Umspannwerke, ist keine zeitgleiche Bestimmung der Werte der Leistungsspitzen vorzunehmen.¹²

Mit diesen Regelungen kommt es auf den Netzebenen 1 und 2 zu einer weitgehenden Gleichschaltung der Verfahren der Kostenwälzung mit der Bestimmung der Netznutzungsentgelte. Nach EIWOG § 52(1) ist jedoch als Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgeltes die im Abrechnungszeitraum gemessene höchste viertelstündliche Leistung heranzuziehen. Das Verfahren sowie die Ergebnisse der Kostenwälzung der Netzebenen 1 und 2 sind somit transparent.

⁹ EIWOG § 62(5) zweiter Satz

¹⁰ EIWOG § 62(5) dritter Satz

¹¹ SNE-VO 2012 § 2(2)

¹² SNE-VO 2012 § 3.Z.11 letzter Satz

Obwohl die Wahl des Kostenwälzungsverfahrens laufend eingehend diskutiert wird und auch die diesbezüglichen Regelungen in EIWOG und SNE-VO ständig adaptiert werden, erfolgte nach Kenntnisstand der Gutachter seit der erstmaligen Systemnutzungsentgeltbestimmung auf den Netzebenen 3-7 nicht in allen Netzbereichen eine regelmäßige systematische Durchführung der Kostenwälzung.

Bezugsgrößen

Bevor die einzelnen Gestaltungsoptionen näher analysiert werden, sollen die in Frage kommenden Bezugsgrößen näher definiert werden.

- Die **Brutto-Arbeit** der jeweiligen Netzebene ergibt sich aus der Summe der bezogenen Arbeit der Entnehmer sowohl dieser als auch sämtlicher nachgelagerter Netzebenen. Weiterverteiler sind wie Entnehmer zu behandeln. Eine etwaige Eigenerzeugung der Entnehmer bleibt unberücksichtigt. Die Kosten der betrachteten Netzebene einschließlich der anteiligen Kosten sämtlicher vorgelagerter Netzebenen werden im Verhältnis des Verbrauchs der betrachteten Netzebene zu den Verbräuchen sämtlicher nachgelagerter Netzebenen aufgeteilt.
- Die **Netto-Arbeit** der jeweiligen Netzebene reduziert die Brutto-Arbeit um die Summe der Einspeisungen auf sämtlichen nachgelagerten Netzebenen. Damit entspricht die Netto-Arbeit der Summe aus der bezogenen Arbeit der Entnehmer dieser Ebene und der tatsächlich physikalisch in die jeweils nachgelagerte Netzebene abgegebenen Arbeit. Die Kosten der betrachteten Netzebene einschließlich der anteiligen Kosten sämtlicher vorgelagerter Netzebenen werden im Verhältnis des Verbrauchs der betrachteten Netzebene zur Abgabe in die direkt nachgelagerte Netzebene aufgeteilt.¹³
- Die **Netto-Leistung** stellt auf die tatsächlich aus einer Netzebene bezogene Leistung ab.
- Die **vertragliche Maximalleistung** hingegen abstrahiert vom tatsächlichen Bezugsverhalten und legt die im Netzanschlussvertrag festgelegte maximale Bezugsleistung zugrunde.

¹³ Netto-Arbeit und Brutto-Arbeit führen zum gleichen Ergebnis, falls in die Netzebenen unterhalb der betrachteten Netzebene keine Erzeugungsanlagen einspeisen. (vgl. Haubrich/Swoboda-Gutachten [1], S. 72f.)

- Der **Höchstlastanteil** bezieht sich auf die höchste Leistungsanspruchnahme in einer Netzebene und berechnet sich aus dem jeweiligen Leistungsanteil des Entnehmers an der höchsten Leistungsanspruchnahme.

Grundsätzlich können sich Leistungsbezugsgrößen auf individuelle oder auf kollektive Größen beziehen. Im ersten Fall würde sich die Leistung eines Entnehmerkollektivs als Summe der individuellen Leistungen errechnen. Damit blieben aber Durchmischungen im Entnahmeverhalten und damit Gleichzeitigkeitseffekte in der Leistungsanspruchnahme unberücksichtigt. Dies wäre wenig sachgerecht, da die Netzplanung auf Basis zeitgleicher Höchstleistungen unter Einrechnung ausreichender Sicherheitsreserven erfolgt.

Für die Bestimmung der Leistung sowie der Höchstlastanteile im Rahmen der Kostenwälzung wurden in der Vergangenheit zahlreiche Verfahren entwickelt. Diese Verfahren unterscheiden sich durch die Anzahl der Messungen und die Aggregation der einzelnen Messergebnisse. Neben einer arithmetischen Mittelung kommen gerade bei der Bestimmung von Höchstlastanteilen differenzierte Gewichtungen auf Basis der Höchstlasten zur Anwendung.

Diskussion und Empfehlungen

Die Kostenwälzung für die Höchstspannungsebene hat in Österreich primär die Aufgabe, Kosten auf verschiedene regionale, in der Regel galvanisch nicht verbundene Netzbereiche aufzuteilen. Auf den Verteilungsnetzebenen 3 bis 7 steht in Österreich die Kostenträgerrechnung, die Aufteilung der Kosten einer Netzebene auf je zwei Entnehmerkollektive, im Vordergrund. Diese sind einerseits das Kollektiv der Entnehmer der jeweils betrachteten Netzebene und andererseits das Kollektiv der Entnehmer sämtlicher nachgelagerter Netzebenen.

Eine Differenzierung der Ausgestaltung des Kostenwälzungsverfahrens für die Höchstspannungsebene einerseits und die Verteilungsnetzebenen andererseits erscheint den Gutachtern sachgerecht und sollte daher beibehalten werden.

Hinsichtlich der Berücksichtigung von Erzeugern bei der Kostenwälzung ist auf Konsistenz mit den Grundsätzen der Kostenallokation auf Verbrauch und Erzeugung zu achten. Da das Netznutzungsentgelt nicht von Erzeugern zu zahlen ist, sind Erzeuger auch bei der Kostenwälzung nicht als Kostenträger zu berücksichtigen. Erzeugung wirkt sich vielmehr indirekt dadurch aus, dass sie die zeitgleiche Höchstleistung einer Netzebene (aus Sicht der überlagerten Ebene) reduziert.

Netzplanung und damit Netzausbau orientieren sich an der für die Zukunft erwarteten maximalen Leistung der jeweiligen Netzebene. Eine verursachungsgerechte Kostenaufteilung auf die beiden oben genannten Kollektive sollte sich daher im Idealfall an deren Anteilen an der maximalen Leistung der Netzebene (Höchstlastanteile) orientieren. Die in zukunftsgerichteten Kostenträgerrechnungen zur Anwendung gelangenden „erwarteten Mengen der Bezugsgrößen“ werden in der Kostenwälzung meist unter dem Begriff „charakteristische Lastganglinien“ und den daraus abgeleiteten Leistungen bzw. Höchstlastanteilen diskutiert. In Österreich beruhen Kostenwälzung und Tarifierung in der Regel auf Vergangenheitswerten, die allenfalls um bereits bekannte, definitiv eintretende Veränderungen korrigiert werden. Dieser Ansatz erscheint auch weiterhin sinnvoll, da ein genereller Übergang auf charakteristische Lastganglinien und damit Planwerte deutlich aufwändiger und vermutlich erst nach deutlich kontroversen Diskussionen erreichbar wäre.

Die maximale Leistungsanspruchnahme und damit auch die Höchstlastanteile der beiden o. g. Entnehmerkollektive werden durch die zunehmende Eigenerzeugung und Einspeisungen insbesondere von erneuerbaren Energieformen deutlich volatiler. Daher sollte die Kostenwälzung möglichst bei jeder Tarifierung, d. h. voraussichtlich jährlich, erneut durchgeführt werden. Aus Sicht der Datenverfügbarkeit spricht nichts gegen eine jährliche Durchführung. Allenfalls sollte geprüft werden, ob bei jährlicher Neuberechnung der Entgelte einschließlich Kostenwälzung übermäßig volatile Entwicklungen der Entgelte und/oder häufige kontroverse Diskussionen mit betroffenen Interessengruppen zu befürchten sind. Gegebenenfalls kann zur Dämpfung der Auswirkungen auf die Netzentgelte entschieden werden, Tarifänderungen über größere Zeiträume zu „verschleifen“, z. B. indem bei der Wälzung mehrjährige Durchschnitte zugrunde gelegt werden.

Wie oben ausgeführt, wäre aus alleiniger Sicht der Verursachungsgerechtigkeit eine nur an Höchstlastanteilen der Entnehmerkollektive orientierte Kostenwälzung zu befürworten. Höchstlastanteile weisen allerdings tendenziell eine höhere Volatilität auf als Arbeitsgrößen, so dass es im Sinne einer zeitlich möglichst stabilen Kostenallokation sinnvoll erscheint, einen Teil der Kosten nach Arbeitsgrößen zu wälzen. Hierzu ist, wie bereits im Haubrich/Swoboda-Gutachten ausgeführt, die Brutto-Arbeit deutlich besser geeignet als die Netto-Arbeit, da sie zumindest teilweise eine Berücksichtigung der potenziellen Netzinanspruchnahme bei Ausfall von Erzeugungsanlagen oder bei unregelmäßiger Einspeisung auf der jeweils betrachteten oder

auch auf nachgelagerten Netzebenen ermöglicht. Bislang wird die Brutto-Arbeit in den Verteilungsebenen mit Ausnahme der Weiterwälzung der Bruttokomponente der Netzebene 1 zwar nicht als Schlüssel verwendet, aber es sind keine prinzipiellen Gründe gegen ihre Verwendung erkennbar. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Eignung der Brutto-Arbeit als verursachungsgerechter Kostenwälzungsschlüssel durch die Zunahme kundenseitiger Eigenerzeugung allmählich relativiert wird.

Alternativ könnte zur Minderung der mit der Verwendung von Höchstlastanteilen verbundenen Volatilität erwogen werden, bei deren Bestimmung nicht nur genau einen Zeitpunkt zu betrachten, sondern Mittelwerte über mehrere Zeitpunkte zu bilden. Die Vorgabe einer bestimmten Anzahl von Zeitpunkten zur Ermittlung der Höchstlastanteile sowie zur relativen Gewichtung der jeweiligen Ergebnisse kann über das Kostenverursachungsprinzip jedoch kaum argumentiert werden. Da man in Österreich zudem mit der Bezugsgröße Brutto-Arbeit über langjährige Erfahrung verfügt, wird dieser Variante der Vorzug gegeben.

Die Gutachter empfehlen daher, die Kostenwälzung nach kollektiven Höchstlastanteilen durch Wälzung nach Brutto-Arbeit zu ergänzen. Die Kostenwälzung sollte grundsätzlich vor einer jeden Tarifierung erfolgen. Übergangsregelungen zur Glättung von Tarifierungen sollten zulässig sein.

Wenn keine in der Tarifierung unberücksichtigte Größe (wie Brutto-Arbeit) verwendet wird, ist methodische Einheitlichkeit von Kostenwälzung und Tarifierung grundsätzlich vorstellbar. In Österreich erscheint dies jedoch wenig praktikabel, da – anders als z. B. in Deutschland – kein Gleichzeitigkeitsmodell zur einheitlichen Behandlung von Endverbrauchern und unterlagerten Netzen angewendet wird, sondern Leistungs- und Arbeitspreiskomponenten durch direkte Vorgabe der jeweiligen Erlösanteile bestimmt werden. (Im deutschen Modell wird durch die einzuhaltende Randbedingung, nach der die Summe der mit Gleichzeitigkeitsgraden multiplizierten individuellen Leistungen genau der Höchstlast der jeweiligen Netzebene entsprechen muss, erreicht, dass Endverbraucher und unterlagerte Netze einheitlich behandelt werden können, d. h. ein nach einheitlicher Methode ermitteltes Netznutzungsentgelt zu zahlen haben. Das verwendete Gleichzeitigkeitsmodell setzt allerdings einen weitreichenden Näherungsansatz voraus, indem es unterstellt, dass der Gleichzeitigkeitsgrad eines Entnehmers allein aus dessen Benutzungstundenzahl abgeleitet werden kann.)

Es erscheint hier daher sachgerecht, die Kostenwälzung als separaten Schritt unabhängig von der genauen Tarifierungssystematik durchzuführen und dabei auf jeder Ebene genau die zwei

o. g. Kundenkollektive zu berücksichtigen, nämlich die direkt an die Ebene angeschlossenen Kunden und die Kunden in unterlagerten Netzebenen.

Wenn beide Bezugsgrößen, Höchstlastanteile und Brutto-Arbeit verwendet werden, können je nach Netzebene unterschiedliche Schwerpunktsetzungen sinnvoll sein. Für die Kostenwälzung auf der Höchstspannungsebene ist zu überlegen, ob das bisherige Verfahren mit drei Bezugsgrößen, Brutto-Arbeit, Netto-Arbeit sowie Netto-Leistung, beibehalten werden kann.

Für die Kostenwälzung auf der Höchstspannungsebene steht die regionale Verteilung der Kosten im Vordergrund. Weniger relevant für die Kostenverursachung scheinen Höchstlastanteile nachgelagerter galvanisch nicht verbundener Netzbereiche. Der Wälzung nach Brutto-Arbeit ist hier ein größeres Gewicht – sinnvoll erscheint ein Anteil wie bisher von bis zu 70 % – beizumessen. Da Höchstlastanteile für die Kostenverursachung lediglich eine untergeordnete Rolle spielen, scheint die Verfahrenswahl für die Wälzung der verbleibenden Kosten arbiträr. Das bisherige Verfahren ist transparent und allgemein akzeptiert, so dass dessen Weiterführung empfohlen werden kann. Selbstverständlich ist aus Vereinfachungsgründen eine Reduktion auf nur zwei Bezugsgrößen zu überlegen. Jedenfalls scheint eine Vereinheitlichung der Größen Halbstunden-Durchschnittsleistung (Kostenwälzung) einerseits und viertelstündliche Leistung (Netznutzungsentgelt) andererseits praktikabler.

Verteilungsebenen berühren in aller Regel über sämtliche Netzebenen nur einen Tarifbereich. Regionale Aufteilungen spielen daher nur eine untergeordnete Rolle. Der Kostenwälzung nach Höchstlastanteilen ist hier angesichts zunehmender Eigenerzeugung stärkeres Gewicht – sinnvoll scheint ein Anteil von mindestens 50 % – beizumessen. Restliche Kosten sind entsprechend der Brutto-Arbeit aufzuteilen.

Die Höchstlast einer Netzebene ergibt sich aus der zeitgleichen höchsten Leistungsanspruchnahme durch sämtliche Entnehmer dieser Netzebene sowie aller Übergabepunkte auf die nachgelagerte Netzebene. Alternativ kann die höchste Leistungsanspruchnahme auch aus dem Bezug der Netzebene selbst aus der vorgelagerten Netzebene sowie von der durch Erzeuger in die Netzebene eingespeisten Leistung ermittelt werden.

Zur Bestimmung der Höchstlastanteile sind die Ergebnisse der gemessenen Lastgänge jedes einzelnen Entnehmers/Übergabepunkts im jeweiligen Kollektiv zu einem Lastgang des Kollektivs zu aggregieren. Grundsätzlich genügen die Kenntnis des Gesamt-Lastgangs und die Be-

stimmung des Höchstlastanteils für eines der Kollektive. Der Höchstlastanteil des anderen Kollektivs ergibt sich als Residuum. Selbstverständlich können durch Berechnung des Lastgangs des anderen Kollektivs die Ergebnisse plausibilisiert werden.

Die Erfassung der individuellen Lastgänge ist dort nicht möglich, wo keine Lastgangzähler installiert sind. In diesen Fällen wird man sich mit Näherungen begnügen müssen. In der Regel können die Lastgänge einzelner Kollektive aber, wie zuvor beschrieben, als Residuen bestimmt werden. Mit zunehmender Verbreitung von Smart Metering wird der Anteil von Entnehmern ohne Lastgangzähler abnehmen. Das Datenvolumen und damit die erforderliche Rechenkapazität zur Bestimmung von kollektiven Lastgängen werden hierdurch allerdings zunehmen.

Für die Kostenwälzung ist die Unterscheidung in leistungsgemessene und nicht leistungsgemessene Entnehmer bzw. Entnehmer mit unterbrechbarer Leistung ohne Bedeutung. Nicht leistungsgemessene Entnehmer finden sich lediglich auf der NE7, wo eine Kostenwälzung nicht mehr erforderlich ist. Entnehmer mit unterbrechbarer Leistung gehen entsprechend ihrem Bezug bzw. Bezugsverhalten in die Größen Brutto-Arbeit bzw. Höchstlastanteil der jeweiligen Kollektive ein. Für die abschließende Tarifierung bleibt diese Unterscheidung selbstverständlich relevant.

Netzverluste sollten im Rahmen der Kostenwälzung aus der Schlüsselungsbasis ausgenommen werden, damit die Systemnutzungskosten konzeptgemäß nur den Entnehmerkollektiven zugerechnet werden. Die hierfür erforderlichen verlustbereinigten Lastgangaggregate zur Ermittlung der Höchstlastanteile der Kundenkollektive stehen nach Angaben der Netzbetreiber zur Verfügung.

4.3 Periodische Entgelte für leistungsgemessene Kunden

4.3.1 Leistungspreiskomponente

Grundsätzliches

Die bezogene Leistung ist für einen großen Teil der Netzkosten die verursachungsgerechte Tarifierungsgröße, da die Netze auf die höchste Leistungsanforderung hin ausgelegt werden (vgl. Abschnitt 2.4).

Kostenbestimmend ist dabei vor allem die zeitgleiche Höchstlast des Kollektivs aller Nutzer einer Netzebene (einschließlich der nachgelagerten Netzebenen). Eine verursachungsgerechte Allokation würde daher idealerweise auf den kundenindividuellen Beitrag zu dieser Höchstlast abstellen. Dies birgt jedoch praktische und konzeptionelle Schwierigkeiten. So weist der Höchstlastbeitrag eine erhebliche Volatilität auf, weil selbst bei identischem Verhalten des einzelnen Netznutzers durch quasi zufällige Effekte von Jahr zu Jahr die kollektive Höchstlast zu einem anderen Zeitpunkt auftreten kann, an dem dieser Nutzer eine völlig andere momentane Bezugsleistung aufweist. Insbesondere in solchen Fällen, in denen an mehreren Zeitpunkten des Jahres annähernd gleich hohe kollektive Lasten wie zum Höchstlastzeitpunkt auftreten, einzelne Nutzer jedoch zwischen diesen Zeitpunkten stark unterschiedliche individuelle Bezugsleistungen aufweisen, könnte die Allokation anhand des individuellen Höchstlastbeitrags als willkürlich angesehen werden. Die Ermittlung des Höchstlastbeitrags als Verrechnungsgröße wäre zudem vergleichsweise schwierig, da sie nicht nur auf Messwerten am Zählpunkt des einzelnen Nutzers beruht. Und schließlich könnten sich problematische Anreize ergeben, die höchste individuelle Bezugsleistung in Zeiten außerhalb des – vermuteten – Zeitbereichs der kollektiven Höchstlast zu verschieben. Dies könnte vor allem dann kritisch werden, wenn viele Netznutzer ihr Verhalten auf ähnlichen Informationen aufbauen (Schwarmwirkung), so dass die Gefahr besteht, dass die heute vorhandene Durchmischung der Höchstleistungen abnimmt. Dies würde eine Erhöhung der Netzkosten nach sich ziehen und wäre daher kontraproduktiv.

Zur Vermeidung dieser Schwierigkeiten ist es üblich, für die Verrechnungsleistung einer LP-Komponente des Netzentgelts auf die individuelle (zeitungleiche) Höchstleistung der Kunden Bezug zu nehmen und dies mit einem geeigneten Ansatz zu verbinden, der die Durchmischung der individuellen Höchstleistungen näherungsweise berücksichtigt. So wird beispielsweise in Deutschland der sogenannte Gleichzeitigkeitsgrad (das ist der Anteil, mit dem die individuelle Höchstleistung zur kollektiven Höchstlast beiträgt) als Funktion der Benutzungsdauer angenähert. In Österreich wird (für die Netzebenen 3-7) das 12-Monatsspitzen-Mittel als Verrechnungsgröße verwendet, d. h. der Mittelwert der individuellen monatlichen Höchstleistungen des Abrechnungsjahres.

Untersuchungsgegenstand

Derzeit erscheint der LP in den österreichischen Verteilungsnetzen mit einem Erlösanteil von rund 20 bis 50 % (je nach Netzebene und Tarifbereich) gegenüber dem AP aus Sicht der Kostenverursachung tendenziell unterrepräsentiert. Daher ist eine **Erhöhung des LP-Erlösanteils** zu erwägen. Das aus Sicht der Kostenverursachung sachgerechte Niveau ist dabei grundsätzlich von der Netzebene abhängig: Je höher die Netzebene (im Sinne der Nennspannung), desto geringer sind Durchmischungseffekte und desto stärker hängt die Netzauslegung von individuellen Höchstlasten der Netznutzer ab.

Zudem reflektiert das derzeit als Verrechnungsgröße herangezogene 12-Monatsspitzen-Mittel nicht die Notwendigkeit, die benötigte Netzkapazität durchgängig vorzuhalten. Die Verursachungsgerechtigkeit der LP-Komponente hängt also nicht nur vom hierüber verrechneten Anteil der Erlöse ab, sondern auch von der Spezifikation der Verrechnungsgröße. Daher sind **alternative Verrechnungsgrößen für den LP** hier ebenfalls zu untersuchen.

Wirkung einer Erhöhung des LP-Erlösanteils

Wie oben ausgeführt, erscheint eine Erhöhung des LP-Erlösanteils – vorbehaltlich einer ebenfalls zu prüfenden Anpassung der Verrechnungsgröße für den LP, s.u. – grundsätzlich zielführend. Im Folgenden wird untersucht, welche quantitative Wirkung eine solche Erhöhung hätte. Hierzu wird das in Abschnitt 2.5 erläuterte Rechenmodell verwendet, indem abweichend vom Basisfall unterschiedlich hohe LP-Erlösanteile vorgegeben werden.

In Abschnitt 2.5 wurde aufgezeigt, dass sich durch Eigenerzeugung die Netzentgelte erheblich reduzieren lassen und dass dies im Wesentlichen auf den hohen AP-Erlösanteil zurückzuführen ist. In Bild 4.1 bis Bild 4.3 ist für alle leistungsgemessenen Typkunden dargestellt, wie sich die durch Eigenerzeugung erzielbare Reduktion des Netznutzungsentgelts ändert, wenn der LP-Erlösanteil in einer Bandbreite von 20 % bis 100 % variiert wird. Dabei wird, wie in Abschnitt 2.5, angenommen, dass die Eigenerzeugung die bezogene Arbeit um 30 % reduziert, und es wird die Variante betrachtet, bei der dies zu 25 % auf die bezogene Leistung durchschlägt (d. h. die Leistung um $25 \% \times 30 \% = 7,5 \%$ reduziert wird).

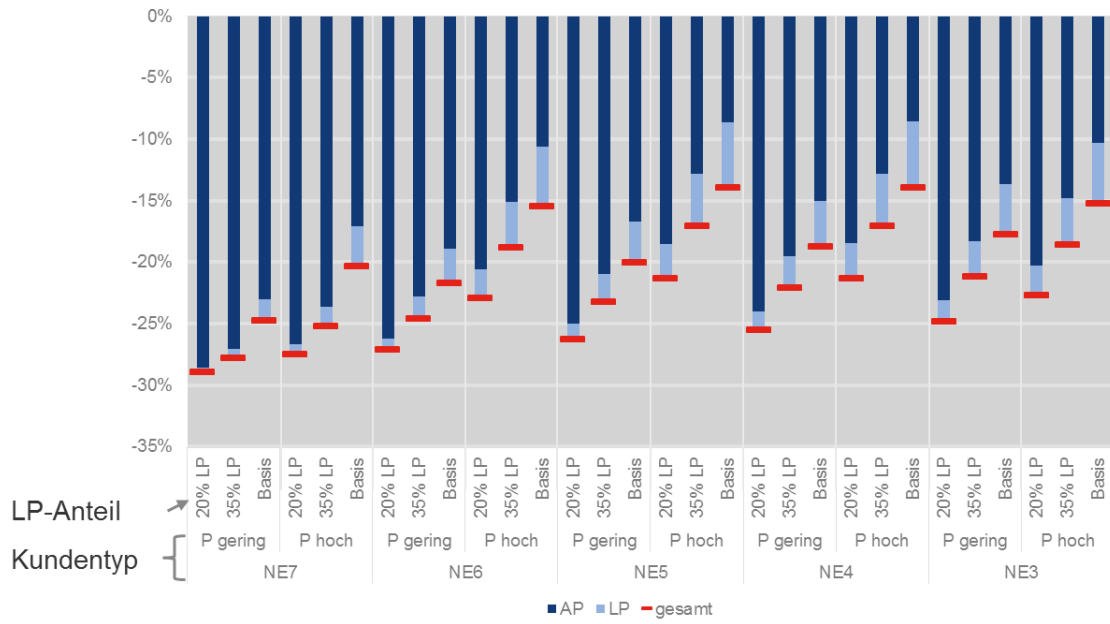


Bild 4.1: Modellrechnung zur Erhöhung des LP-Erlösanteils: Wirkung auf die durch Eigenenerzeugung (30 % Abnahmereduktion, 25 % anteilige Leistungsreduktion) erzielbare Entgeltreduktion – LP-Erlösanteil 20 % / 35 % / Basisfall

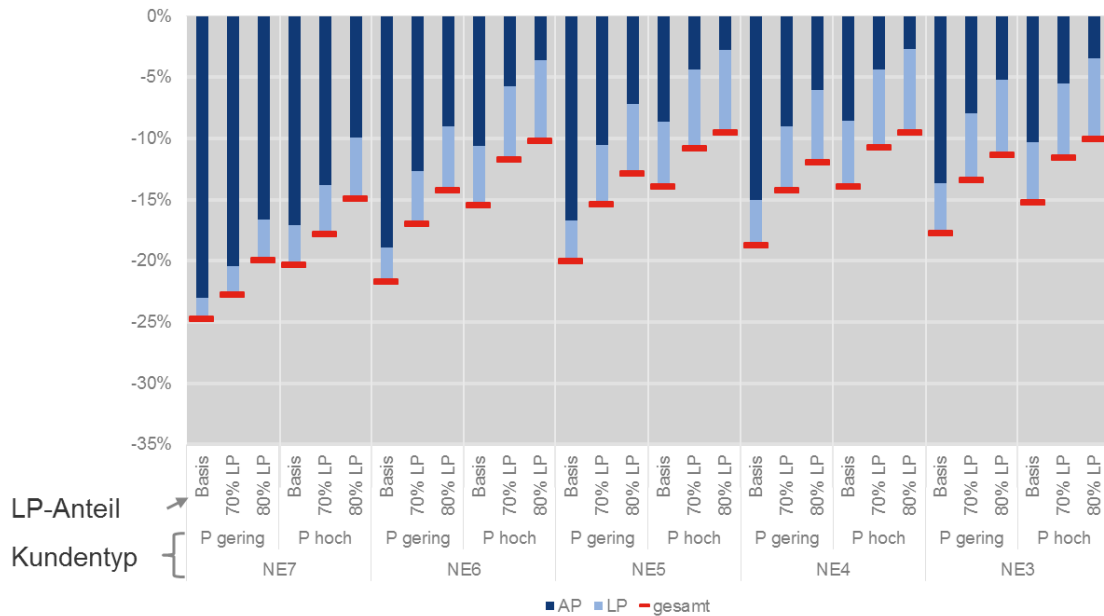


Bild 4.2: Modellrechnung zur Erhöhung des LP-Erlösanteils: Wirkung auf die durch Eigenenerzeugung (30 % Abnahmereduktion, 25 % anteilige Leistungsreduktion) erzielbare Entgeltreduktion – LP-Erlösanteil Basisfall / 70 % / 80 %

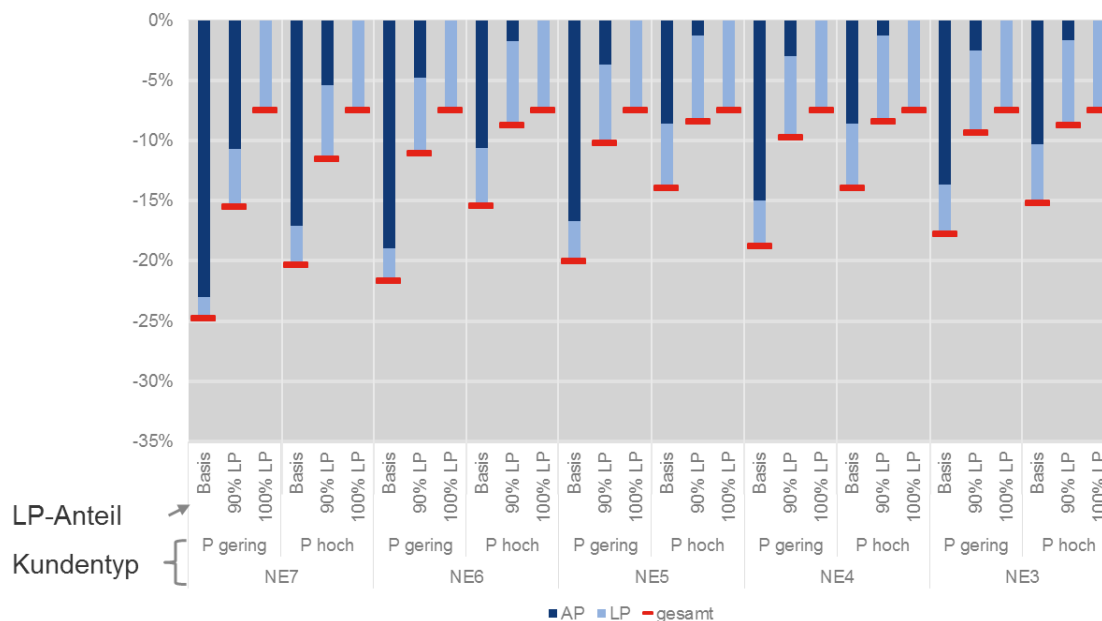


Bild 4.3: Modellrechnung zur Erhöhung des LP-Erlösanteils: Wirkung auf die durch Eigenerzeugung (30 % Abnahmereduktion, 25 % anteilige Leistungsreduktion) erzielbare Entgeltreduktion – LP-Erlösanteil Basisfall / 90 % / 100 %

Die Ergebnisse zeigen, dass sich die durch Eigenerzeugung erzielbare Entgeltreduktion durch den LP-Erlösanteil wirksam steuern lässt. (Es ist zu berücksichtigen, dass die im Grenzfall von 100 % LP-Erlösanteil verbleibende Entgeltreduktion sachgerecht ist unter der Prämisse, dass die Bezugsleistung – die ja in der Modellrechnung ebenfalls leicht reduziert wird – primärer Kostenverursacher ist.)

Allerdings tritt bei steigendem LP-Erlösanteil ein für die Beurteilung relevanter Seiteneffekt auf. Dieser wird erkennbar, wenn die spezifischen Netzentgelte (in ct/kWh) über Netzebenen hinweg verglichen werden. Weil diese (nur) vom relativen Anteil der Leistung und der Arbeit abhängen, können sie als Funktion der Benutzungsdauer dargestellt werden (Bild 4.4).

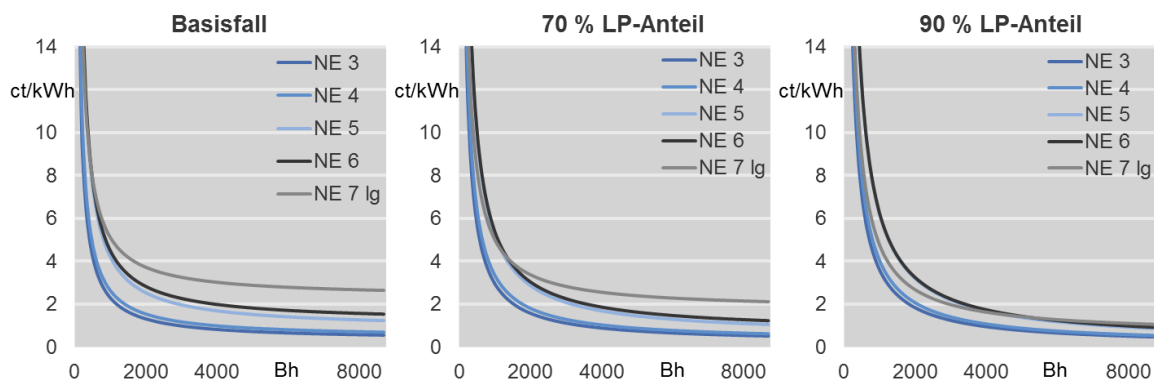


Bild 4.4: Modellrechnung zur Erhöhung des LP-Erlösanteils: Netzebenenübergreifender Vergleich der spezifischen Netzentgelte

Im Basisfall steigen die spezifischen Netzentgelte zu niedrigen Netzebenen (im Sinne der Nennspannung) hin sukzessive an. Dies ist plausibel, weil die Entgeltermittlung ja auf dem Verständnis aufbaut, dass Nutzer niedriger Ebenen die Netze höherer Ebenen mitnutzen, nicht aber umgekehrt (vgl. Abschnitt 2.1). Wenn nun der LP-Erlösanteil ausgehend vom Basisfall erhöht wird, tritt je nach Erlösanteil und Benutzungsdauer der Fall ein, dass die spezifischen Entgelte der Netzebene 7 niedriger als die der vorgelagerten Ebene(n) werden. Niederspannungskunden, die die Infrastruktur der Netzebene 7 und (teilweise) die aller vorgelagerten Ebenen nutzen, würden also bei gleicher Abnahmecharakteristik geringere Netzentgelte zahlen als Kunden, die z. B. in der Mittel-Niederspannungs-Umspannungsebene (Netzebene 6) angeschlossen sind und die Netzebene 7 nicht mitbenutzen. Während hiervon bei einem LP-Erlösanteil von 70 % nur Kunden mit sehr geringen Benutzungsdauern betroffen sind, verschiebt sich der Schnittpunkt der spezifischen Netzentgelte der Ebenen 6 und 7 bei höherem LP-Erlösanteil zunehmend hin zu höheren Benutzungsdauern. Eine solche „Tarifanomalie“ erscheint weder sachgerecht noch vermittelbar.

Ursache der Tarifanomalie ist eine Überlagerung der folgenden beiden Effekte:

- Einerseits werden die Kosten der Netzebene 7 nur von den dort angeschlossenen Kunden getragen. Zusätzlich zahlen diese über die vertikale Wälzung einen Teil der Kosten der vorgelagerten Netzebenen. Dieser Mechanismus sorgt für sich genommen dafür, dass die Netzentgelte der Netzebene 7 höher sind als die der vorgelagerten Netzebenen.
- Andererseits ist die Durchmischung der individuellen Höchstleistungen in der Netzebene 7 größer als in den höheren Netzebenen. Die Summe aller Verrechnungsleistungen, auf die

der LP-Erlösanteil umgelegt wird, ist also im Vergleich zur zeitgleichen Höchstlast der jeweiligen Netzebene in der Netzebene 7 am größten. Die – von der zeitgleichen Höchstlast dominierten – Kosten werden also in Netzebene 7 auf eine relativ größere „Menge“ umgelegt. Dieser Effekt sorgt für sich genommen dafür, dass die Netzentgelte der Netzebene 7 geringer sind als die der vorgelagerten Netzebenen.

Der erste Effekt ist von der Tarifgestaltung innerhalb der Netzebenen unabhängig. Der zweite Effekt wird dagegen mit zunehmendem LP-Erlösanteil stärker. Daher kommt es ab einer Schwelle des LP-Erlösanteils, die von den netzspezifischen Kosten- und Kundenstrukturen abhängt, dazu, dass der zweite Effekt den ersten überwiegt, so dass die in der Modellrechnung beobachtete Tarifanomalie auftritt.

Als Ergebnis lässt sich festhalten, dass eine Erhöhung des auf den LP entfallenden Erlösanteils bis zu einer Größenordnung von ca. 70 % – die konkrete Höhe wurde hier anhand von vereinfachten Modellberechnungen untersucht und sollte daher in der Praxis noch überprüft werden, ggf. auch mit Differenzierung nach Netzebenen – machbar und aus Sicht der Verursachungsgerechtigkeit empfehlenswert erscheint. Hinsichtlich der Verursachungsgerechtigkeit gilt dies umso stärker, wenn gleichzeitig eine Anpassung der Spezifikation der Verrechnungsleistung erfolgt. Dies ist Gegenstand des folgenden Abschnitts.

Alternative Spezifikationen der Verrechnungsleistung

Grundsätzlich besteht ein breites Spektrum möglicher Verrechnungsgrößen der Netzinanspruchnahme, die in unterschiedlich starkem Maße entweder die tatsächliche Netznutzung und/oder die Vorhaltung von Netzkapazität abbilden:

- Am einen Ende des Spektrums ist die bezogene Arbeit die Größe, die rein auf die tatsächliche Nutzung abstellt.
- Das andere Extrem wird durch die vertragliche Maximalleistung markiert, die ausschließlich auf die Vorhaltung der Netzkapazität abstellt.
- Zwischen diesen Extremen liegt die Höchstleistung des Bezugs, denn diese bildet die höchste Netzinanspruchnahme unabhängig von deren Dauer ab. Die Wirkung der Höchstleistung als Verrechnungsgröße hängt dabei vom gewählten Bezugszeitraum ab. Bei einer Monatshöchstleistung (dies entspricht bei jährlicher Abrechnung dem derzeit in Österreich

als LP-Verrechnungsgröße verwendeten 12-Monatsspitzen-Mittel) wird noch stark der Nutzungsaspekt betont, während die Jahreshöchstleistung oder gar eine mehrjährige Höchstleistung stärker die Vorhaltung betont, so dass eine graduelle Annäherung an den Extremfall der vertraglichen Maximalleistung erfolgt.

Innerhalb des Spektrums möglicher Verrechnungsgrößen weist die heutige Systematik in Österreich (AP und LP auf 12-Monatsspitzen-Mittel) nur einen schwachen Bezug zum Aspekt der Netzvorhaltung auf. Dies gilt auch im internationalen Vergleich; beispielsweise dient in Deutschland die Jahreshöchstleistung als Verrechnungsgröße des LP. Eine alleinige Erhöhung des auf den LP entfallenden Erlösanteils greift in Bezug auf das Ziel einer verursachungsgerechteren Kostenallokation folglich zu kurz, denn sie bewirkt zunächst nur eine Verschiebung von einer rein nutzungsbezogenen auf eine überwiegend nutzungsbezogene Verrechnungsgröße.

Die Jahreshöchstlast (JHL) wäre daher eine verursachungsgerechtere Verrechnungsgröße für den LP als die Monatsspitzen.¹⁴

Als Nachteil der JHL erscheint zunächst, dass diese bei der häufig praktizierten monatlichen Abrechnung der Netzentgelte weniger praktikabel als die Monatsspitzen ist, denn die JHL ist erst am Jahresende endgültig feststellbar. Mögliche Lösungen hierfür bestehen darin, entweder eine Aufrollung am Jahresende vorzusehen oder sukzessive jeden Monat eine inkrementelle Berücksichtigung der bisherigen Höchstleistung vorzunehmen, was *de facto* einer monatlichen Aufrollung entspräche. Aufgrund dieser Möglichkeiten erscheint diese praktische Problematik nicht gravierend, zumal die nachträgliche Aufrollung bei Kunden mit unterjährigen Abschlagszahlungen ohnehin geübte Praxis ist.¹⁵

¹⁴ Allerdings wird auch bei Verwendung der JHL nicht vollständig berücksichtigt, dass das Netz bei Vorhandensein von Eigenerzeugung auch eine Reservefunktion erfüllt, die z. B. den Ausfall der Eigenerzeugung bei gleichzeitig hoher Verbrauchsleistung absichert und üblicherweise nicht in jedem Jahr in Anspruch genommen wird. Siehe hierzu die Überlegungen zu einer kapazitätsbezogenen Entgeltkomponente in Abschnitt 4.3.2.

¹⁵ Grundsätzlich könnte zur Vereinfachung auch erwogen werden, die JHL in jedem Monat auf ein rollierendes Abrechnungsjahr (also die jeweils letzten 12 Monate) zu beziehen. Dann würden sich bei Tarifänderungen allerdings uneinheitliche Gültigkeitszeiträume der Tarife ergeben. Beispielsweise könnte bei einer Entgelterhöhung zum 1.1. eines Jahres der Fall eintreten, dass die Abrechnung für den folgenden Februar auf einer

Insbesondere von Verbrauchern mit spezieller Nutzungscharakteristik wie Saisonbetrieben (Beispiel: Skiliftbetreiber) könnte ein Übergang auf die JHL einen großen, sprunghaften Anstieg der Netzentgelte bewirken.¹⁶ Um solche Sprünge zu dämpfen, könnte auch weiterhin das 12-Monatsspitzen-Mittel verwendet, aber ein bestimmter prozentualer Anteil der JHL als Mindestleistung abgerechnet werden.¹⁷ Dieser Anteil könnte in einer Übergangszeit allmählich gesteigert werden, um abrupte Steigerungen der Verrechnungsleistung im Übergang zu vermeiden. Der Anteil kann außerdem von Ebene zu Ebene unterschiedlich gewählt werden, um die unterschiedliche Bedeutung von Durchmischungseffekten bei der Netzdimensionierung zu reflektieren.

Fazit bezüglich der Leistungspreiskomponente

Eine Erhöhung des LP-Erlösanteils in moderatem Umfang (bis zu einer Größenordnung von rund 70 %) erscheint möglich und empfehlenswert. Eine signifikante Tarifanomalie sollte dabei aber vermieden werden. Die Staffelung des LP-Anteils nach Netzebenen (zu höheren Spannungen hin steigender LP-Anteil) erscheint möglich und sinnvoll.

Eine Umstellung der Verrechnungsleistung für den LP auf die JHL anstelle oder ergänzend zum bisherigen 12-Monatsspitzen-Mittel ist grundsätzlich empfehlenswert. Konkret wird empfohlen, einen prozentualen Anteil der JHL als Mindestabrechnungsleistung bei weiterhin primärer Relevanz von Monatsspitzen vorzusehen. Dies erlaubt einen „gleitenden“ Übergang ausgehend von der heutigen Systematik, indem der Prozentsatz sukzessive erhöht wird. Darüber hinaus kann der Prozentsatz auch von Netzebene zu Netzebene unterschiedlich sein.

rollierenden JHL basiert, die im vorigen Dezember erreicht wurde, aber mit dem LP des neuen Jahres abgerechnet wird. Dieses Auseinanderfallen von Gültigkeitszeitraum des Tarifs und Auftreten der verrechnungsrelevanten Bezugsspitze erscheint problematisch. Es wird daher empfohlen, die JHL immer auf das Kalenderjahr zu beziehen.

¹⁶ Dies ist davon zu unterscheiden, dass die Verrechnungsleistung bei praktisch allen Kunden zunähme (ausgenommen wäre nur der theoretische Fall, dass zwölf exakt gleiche Monatshöchstleistungen vorliegen). Diese generelle Zunahme wird dadurch ausgeglichen, dass das Entgelt pro Verrechnungsleistung bei konstanten Kosten sinkt. Die hier diskutierten Entgeltsprünge betreffen also nicht das Gros der Kunden, sondern diejenigen, die im Vergleich zum Durchschnitt aller Kunden stärkere Unterschiede zwischen 12-Monats-Spitzenmittel und JHL aufweisen.

¹⁷ Die Verrechnungsgröße des LP wäre also $\text{MAX}(12\text{-Monats-Spitzenmittel}, x \% * \text{JHL})$.

Diese Empfehlungen beruhen bereits auf der später (s. Abschnitt 4.5, basierend auch auf Abschnitt 4.3.2) hergeleiteten Empfehlung, auf die Einführung einer kapazitätsbezogenen Komponente zu verzichten und stattdessen das auf die vertragliche Leistung bezogene Netzbereitstellungsentgelt beizubehalten.

4.3.2 Kapazitätsbezogene Komponente

Die vertragliche Leistung (Kapazität) reflektiert die Kostentreiber im Netz zum Teil noch besser als die tatsächlich bezogene Leistung, weil der Netzausbau vorausschauend erfolgen muss und die für eine auch nur eventuell erfolgende Netznutzung vorgehaltene Netzkapazität hierbei eine Maßgabe darstellt.¹⁸ Einschränkend sei allerdings betont, dass die kostentreibende Eigenschaft der Kapazität in den unteren Netzebenen aufgrund der dort erheblichen Rolle der Durchmischung begrenzt ist, d. h. die tatsächliche zeitgleiche Höchstlast liegt dort stets deutlich unterhalb der Summe der kundenindividuellen vertraglichen Maximalleistungen.

Neben dem Aspekt der Verursachungsgerechtigkeit würde eine kapazitätsbezogene Entgeltkomponente einen Anreiz für die Netznutzer liefern, ihren tatsächlichen Leistungsbedarf zu offenbaren (anstatt möglicherweise nicht benötigte Kapazität zu „horten“).

Eine Umsetzung könnte in unterschiedlicher Weise erfolgen. Denkbar wäre sowohl eine separate Kapazitätskomponente (also ein Kapazitätspreis zusätzlich zu den bisher erhobenen LP und AP) als auch eine an die vertragliche Leistung geknüpfte Mindest-Abrechnungsleistung für die LP-Komponente.

Ein praktischer Vorteil gegenüber dem LP bestünde grundsätzlich darin, dass die Kapazität *ex ante* bekannt ist. Dies wird jedoch dadurch abgeschwächt, dass ein vollständiger Ersatz der LP durch eine Kapazitätskomponente im Hinblick auf die Verursachungsgerechtigkeit nicht in Frage kommt.

Ansonsten sind im Hinblick auf die Praktikabilität bei Einführung einer kapazitätsbezogenen Komponente eher Nachteile zu befürchten. So bestünde zunächst Regelungsbedarf in Bezug auf wichtige Details, beispielsweise zu Möglichkeiten und Grenzen von Anpassungen der Kapazität durch die Netznutzer, zur Pönalisierung im Falle von Überschreitungen der vereinbarten

¹⁸ Siehe hierzu auch die Ausführungen im vorigen Abschnitt zum Spektrum zwischen nutzungs- und vorhaltungsbezogenen Verrechnungsgrößen.

Kapazität sowie – je nach Ausgestaltung – zur Höhe des auf die Kapazität entfallenden Erlösanteils bzw. zur Höhe der Mindestleistung. Aufgrund der Tatsache, dass das Abstellen auf die vertragliche Kapazität im Rahmen der periodischen Entgelte neu eingeführt würde, wäre ein kapazitätsbezogenes Element möglicherweise schwierig zu vermitteln. Zumindest wäre mit erheblichem Abstimmungsbedarf im Spannungsfeld der Interessen von Netzbetreibern und -nutzern zu rechnen.

Weitere Nachteile gegenüber der heutigen Systematik entstünden im Zusammenhang mit der praktischen Anwendung einer Kapazitätskomponente, insbesondere in Form zusätzlichen Verwaltungsaufwands durch häufige(re) Anpassung der Kapazität auf Kundenwunsch sowie durch die Notwendigkeit, die Einhaltung der Kapazität zu prüfen und die dann erforderliche Pönalregelung anzuwenden.

Die quantitative Wirkung einer Kapazitätskomponente wäre vielschichtiger als beispielsweise die oben analysierte Erhöhung des LP-Erlösanteils. Denn die Wirkung wäre zum einen von den o. g. offenen Ausgestaltungsaspekten abhängig, insbesondere je nach Gestaltungsvariante davon, wie hoch der Erlösanteil eines Kapazitätselements wäre bzw. welcher Prozentsatz der vereinbarten Kapazität als Mindestleistung verrechnet würde. Zusätzlich würde die Wirkung aber auch von den kundenindividuellen Eigenschaften des Verbrauchs- und Eigenerzeugungsverhaltens abhängen, so dass die Differenzierung der bisher betrachteten Typkunden nach Arbeit und Leistung bzw. Benutzungsdauer nicht ausreichen würde. Zusätzlich würden beim Kapazitätselement nämlich noch folgende Aspekte eine Rolle spielen:

- Typischer Jahresverlauf der Monats-Höchstleistungen – Dieser ist abhängig von der Art der elektrischen Verbrauchsstellen, dem Gewerbe- bzw. Industrietyp des Kunden etc.
- Vorhersagbarkeit der maximalen Bezugsleistung – Je besser vorhersagbar, desto leichter fällt es den Kunden, ihre Kapazität möglichst exakt zu buchen und so weder zu viel nicht benötigte Kapazität noch die Pönale zahlen zu müssen.
- Häufigkeit des Auftretens von „außergewöhnlich hoher“ und „normaler/niedrigerer“ Verrechnungsleistung – Beispielsweise wird ein Industriekunde mit Eigenerzeugung üblicherweise seine maximale Bezugsleistung und damit die für den LP relevante Verrechnungsleistung reduzieren (im Vergleich zur Situation ohne die Eigenerzeugungsanlage). Allerdings kann bei Nichtverfügbarkeit der Eigenerzeugung zu einem ungünstigen Zeitpunkt der Leistungsbedarf ansteigen. Wenn dieser Fall nur einmal in mehreren Jahren auftritt, wird

ein Kapazitätselement (das auf die maximal benötigte Leistung abstellt) zu höheren Netzentgelten gegenüber dem Status Quo führen (wo der Kunde in den meisten Jahren den LP nur auf die durch Eigenerzeugung reduzierte Verrechnungsleistung entrichtet). Dagegen wird bei einem Verbraucher, der keine seltenen hohen Bezugsspitzen aufweist, sondern nur einen Kapazitätspuffer als Reserve für Lastzuwachs (oder -wiederkehr nach vorherigem Rückgang) benötigt, die Wirkung der Einführung eines Kapazitätselements geringer ausfallen.

Wichtig für die Beurteilung eines Kapazitätselements ist dessen enger Zusammenhang mit dem Netzbereitstellungsentgelt. Denn durch letzteres ist in der bestehenden Entgeltsystematik bereits grundsätzlich ein Anreiz zur Wahl der angemessenen Kapazität vorhanden. Kapazitätselement und Netzbereitstellungsentgelt, aber auch LP sind daher in ihren Wirkungen teils überlappend. Im Detail können aber – zum Teil abhängig von der konkreten Ausgestaltung – auch Unterschiede hinsichtlich der „Trägheit“ der Reaktion der Entgelte auf Änderungen des Kapazitätsbedarfs und hinsichtlich Anreizen für eine vorausseilende Änderung der Kapazität auf Veranlassung durch Kunden bestehen. Daher sollten zur Ableitung einer Empfehlung Kombinationen von LP, kapazitätsbezogenem Element und Netzbereitstellungsentgelt gemeinsam diskutiert werden; dies erfolgt in Abschnitt 4.5.

4.3.3 Grundpreiskomponente

Grundsätzliches

Eine Grundpreiskomponente ist in der bestehenden Entgeltsystematik für leistungsgemessene Kunden nicht vorhanden. Ihre Einführung könnte aber erwogen werden mit dem Argument, dass Netzkosten neben Leistungs- und (schwacher) Arbeitsabhängigkeit auch einen erheblichen Fixanteil aufweisen, der nicht von elektrischen Anforderungen der Netznutzer, sondern von strukturellen Aspekten abhängt.

Besonders verursachungsgerecht erscheint es dann, einen GP pro Anschlusspunkt zu erheben. Dies rührt daher, dass die strukturbedingten Kosten im Wesentlichen daraus resultieren, dass Anschlusspunkte erreicht werden müssen, und nicht damit zusammenhängen, wie viele Kunden (d. h. Zählpunkte) am jeweiligen Anschluss vorliegen. Allerdings begrenzt die Pauschalität eines für alle Anschlüsse einer Netzebene gleichen GP im Einzelfall die Verursachungsgerech-

tigkeit. Denn auch wenn ein Teil der Netzkosten nicht vom individuellen Netznutzungsverhalten abhängt, ist dies nicht damit gleichbedeutend, dass alle Netzanschlüsse strukturbedingte Kosten derselben Höhe verursachen.

Hinzu kommt, dass bisher keine Netzentgelte je Anschlusspunkt erhoben werden, so dass ein solcher Schritt allenfalls mit großem Aufwand umsetzbar wäre (Etablierung eines zusätzlichen Abrechnungsprozesses mit bisher nicht von Entgeltspflicht betroffenen Vertragspartnern, Klärung von Detailfragen z. B. bei Kunden mit mehreren Netzanschlüssen).

Die Einführung eines GP pro Anschlusspunkt erscheint daher nicht praktikabel, so dass im Weiteren die Einführung eines GP pro Zählpunkt betrachtet wird. Auch hierfür gilt aber der oben geäußerte Vorbehalt, dass die Verursachungsgerechtigkeit, die man einer solchen Komponente im Durchschnitt beimisst, im Einzelfall offensichtlich verletzt sein kann. Bereits diese Überlegung, wie auch die pragmatische Näherung einer Verrechnung pro Zählpunkt statt pro Anschlusspunkt, begrenzt daher die Höhe einer als sachgerecht vertretbaren GP-Komponente.

Wirkung

Nachfolgend wird anhand des in Abschnitt 2.5 vorgestellten Rechenmodells untersucht, welche Wirkungen die Einführung eines GP hätte, der als zusätzliche Komponente dem bestehenden LP/AP-System hinzugefügt würde.

Bild 4.5 zeigt, wie sich die jährlichen Netznutzungsentgelte für Kunden der Netzebenen 5, 6 und 7 mit jeweils 1.600 Benutzungsstunden verändern würden, wenn ausgehend vom Basisfall (ohne GP, links) ein GP mit einem Erlösanteil von 15 % (Mitte) bzw. 30 % (rechts) eingeführt würde.¹⁹ In jedem Diagramm sind die Jahresentgelte in Abhängigkeit von der Jahresarbeit aufgetragen.

¹⁹ Die Erlösanteile von AP und LP werden dabei entsprechend proportional reduziert.

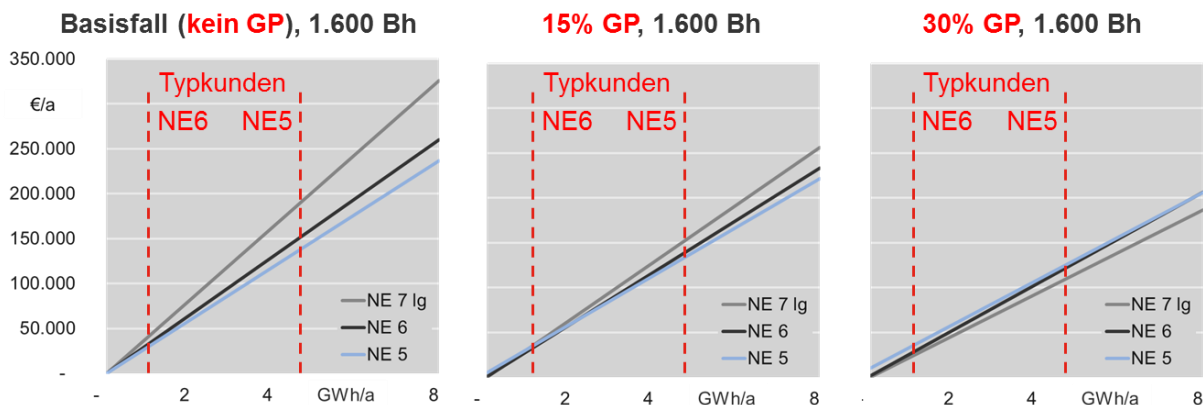


Bild 4.5: Modellrechnung: Vergleich der Jahresentgelte NE5/6/7 bei steigendem GP-Erlösanteil

Während die Entgelte in den drei betrachteten Netzebenen im Basisfall, unabhängig von der Jahresarbeit, eine einheitliche Relation zueinander aufweisen, kommt es bei steigendem GP-Anteil zunehmend zu Überschneidungen. Je nach Jahresarbeit kehrt sich die Reihenfolge der Entgelte um. Für typische Kunden der Netzebenen 5 und 6 (in den Diagrammen rot eingezeichnet) wäre dann ein Anschluss in Netzebene 7 billiger als in ihrer bisherigen Anschlussebene.

Diese „Tarifanomalie“ (die auch bei hohen LP-Erlösanteilen zu beobachten ist, vgl. Abschnitt 4.3.1) betrifft auch höhere Netzebenen, wie das in Bild 4.6 dargestellte Beispiel der Entgelte der Netzebenen 3 bis 5 zeigt.

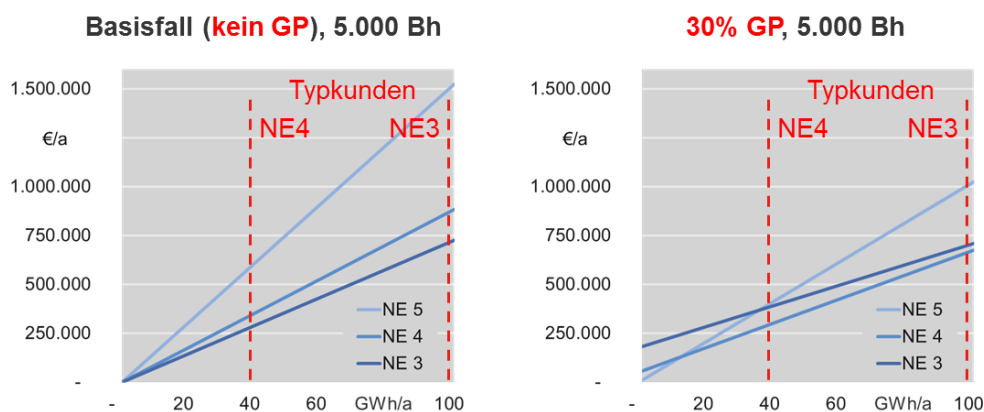


Bild 4.6: Modellrechnung: Vergleich der Jahresentgelte NE3/4/5 bei steigendem GP-Erlösanteil

Der – hier nur wegen seiner Anschaulichkeit betrachtete²⁰ – Extremfall einer Flatrate (100 % GP-Erlösanteil, kein LP, kein AP) verdeutlicht, dass die Tarifanomalie ein systematischer Effekt des GP ist (Bild 4.7).

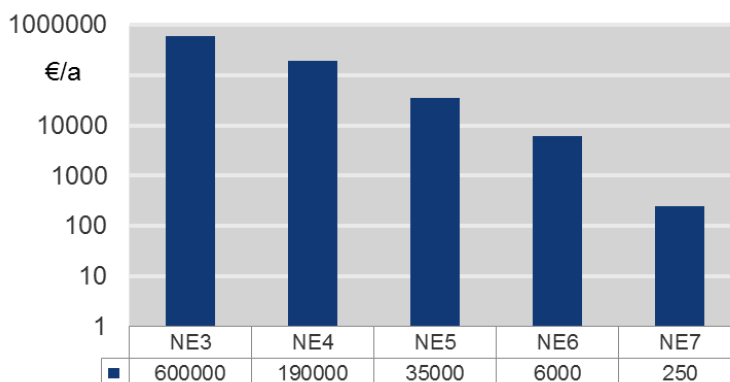


Bild 4.7: Jahresentgelte bei reinem Grundpreis (Flatrate) in allen Netzebenen

Ursache der bei Einführung eines GP auftretenden Tarifanomalie ist die Tatsache, dass die Zahl der Kunden zu niedrigeren Netzebenen hin stärker zunimmt als die Kosten. Die je Netzebene zu tragenden Kosten werden also auf immer mehr Kunden verteilt.

Fazit bezüglich der Einführung einer Grundpreiskomponente für leistungsgemessene Kunden

Ein GP pro Anschlusspunkt erscheint grundsätzlich verursachungsgerecht, wäre jedoch nicht praktikabel. Ein – praktikabler – GP pro Zählpunkt wäre sehr pauschal und damit nur bedingt verursachungsgerecht. Darüber hinaus würde bereits bei recht geringen Erlösanteilen des GP eine starke Tarifanomalie eintreten. Aus diesen Gründen halten die Gutachter die Einführung eines GP für leistungsgemessene Kunden nicht für empfehlenswert.

4.3.4 Arbeitspreiskomponente

Bezogene Arbeit

Zur Zeit entfällt ein erheblicher Erlösanteil der Netznutzungsentgelte auf die bezogene Arbeit. Eine Reduzierung dieses AP-Erlösanteils trüge zur Steigerung der Verursachungsgerechtigkeit

²⁰ Weil nennenswerte Anteile der Kosten keinen Fixcharakter haben, ist eine Flatrate nicht verursachungsgerecht.

bei, da die bezogene Arbeit nur einen geringen Teil der Kostentreiberwirkung bei Netzkosten ausmacht (vgl. Abschnitt 2.4). Dieser Schritt wäre komplementär zur Erhöhung des auf den LP entfallenden Erlösanteils, so dass sich dessen grundsätzliche Wirkung und zu beachtende Seiteneffekte aus der diesbezüglichen Untersuchung in Abschnitt 4.3.1 ergeben.

Darüber hinaus ist die zeitliche Differenzierung des AP zu diskutieren. Diese ist in der heutigen Entgeltsystematik möglich und wird in einigen Tarifbereichen praktiziert. Dabei ist grundsätzlich eine Differenzierung nach vier Zeitbereichen möglich, die sich aus der Kombination zweier Jahreszeiten (Sommer vs. Winter) und zweier Tageszeitbereiche (Hochtarif HT vs. Niedertarif NT) ergeben. Teilweise sind die AP in je zwei Zeitbereichen identisch, wobei sowohl eine Trennung rein nach Sommer/Winter als auch rein nach HT/NT vorkommt.

Grundsätzlich kann eine zeitliche Differenzierung Anreize für eine netzdienliche Steuerung der Verbrauchsprofile setzen und ist insoweit sinnvoll.

Allerdings erscheint die Sachgerechtigkeit der oben genannten, historisch entstandenen starren Einteilung der Tarifzeiten zunehmend fragwürdig. Insbesondere die Unterscheidung nach Sommer und Winter dürfte angesichts der zunehmenden Bedeutung von Klimaanlagen und tendenziell saisonunabhängigen Stromanwendungen heute kaum mehr relevant sein. Im Unterschied dazu kann die Differenzierung nach HT- bzw. NT-Zeiten bislang evtl. noch angemessen sein, vor allem auf den unteren Netzebenen (s. unten). Aber auch dort können sich die Netzbelastungsprofile zukünftig deutlich ändern, beispielsweise durch die zunehmende Durchdringung mit volatiler dezentraler Erzeugung oder durch neue Anwendungen wie die Elektromobilität.

Vor diesem Hintergrund könnte eine Dynamisierung des AP, also eine flexiblere Differenzierung, als sachgerechter erscheinen. Allerdings ist zu beachten, dass dies eine erhebliche Steigerung der Komplexität bedeuten würde. Beispielsweise könnte es erforderlich werden, die Höhe des AP dann auch räumlich stärker zu differenzieren, um der lokal unterschiedlichen Netzbelastung Rechnung zu tragen. Die Kommunikation der jeweiligen Entgelthöhe wie auch die Abrechnung würden deutlich komplexer. Vor allem aber würden die durch differenzierte AP gesetzten Anreize zu netzdienlicher Verbrauchssteuerung vielfach in Konflikt treten zu Anreizen für eine systemdienliche Verbrauchssteuerung, die über den Strompreis gesetzt werden (können). Angesichts dieser Überlappung von Anreizen sowie der Empfehlung, den Anteil des AP an den Netzentgelten generell zu senken, erscheint die Komplexität einer Dynamisierung des AP nicht gerechtfertigt. Außerdem gehen Anreize für eine gleichmäßigere Netzauslastung

bereits (und bei entsprechender Erhöhung und Anpassung der Spezifikation der Verrechnungsleistung künftig noch stärker) vom LP aus.

Aus Praktikabilitätsgründen wird daher grundsätzlich empfohlen, auf eine zeitliche Differenzierung des AP zukünftig zu verzichten. Allenfalls ist eine Übergangsregelung zu erwägen, um sprunghafte Entgeltänderungen abzumildern.

Im Bereich der nicht leistungsgemessenen Kunden der Netzebene 7 erscheint hingegen die Beibehaltung zumindest der HT/NT-Differenzierung erwägenswert; siehe hierzu Abschnitt 4.4.2.

Verbrauchte Arbeit

Der AP wird in der derzeitigen Netzentgeltsystematik auf die aus dem Netz bezogene elektrische Arbeit erhoben. Diese unterscheidet sich bei Kunden, die über Eigenerzeugung verfügen, von der Höhe des Letztverbrauchs, der sog. verbrauchten Arbeit. Bei gegebener verbrauchter Arbeit wird durch zunehmende Eigenerzeugung die bezogene Arbeit reduziert, nämlich um die von der Eigenerzeugungsanlage gedeckte Arbeitsmenge.²¹

Bei Einführung einer AP-Komponente, die auf die verbrauchte Arbeit erhoben wird – sei es alternativ oder zusätzlich zur bestehenden auf die bezogene Arbeit erhobenen Komponente –, würde Eigenerzeugung daher insofern keine Reduktion der vom Netznutzer zu entrichtenden Entgelte bewirken. Bei geeigneter Parametrierung wäre dies grundsätzlich ein Beitrag zur Steigerung der Verursachungsgerechtigkeit.

Allerdings erscheint die Einführung einer auf die verbrauchte Arbeit bezogenen Komponente kaum umsetzbar. Denn die Erfassung der Verrechnungsgröße würde es erfordern, die Höhe der Eigenerzeugung zu messen. Die für die Ermittlung des zu zahlenden Netznutzungsentgelts relevanten Zählwerte würden somit nicht, wie bisher, ausschließlich am Zählpunkt, also im Allgemeinen an der Eigentumsgrenze zwischen Netzbetreiber und Netznutzer, erhoben, sondern auch auf dem Gelände des Netznutzers. Ein solcher Eingriff in die Privatsphäre der Netznutzer wäre vermutlich rechtlich fragwürdig.

Als weiteres Umsetzungshindernis ist der Aufwand zu nennen, der mit der Einführung einer zusätzlichen Entgeltkomponente verbunden wäre. Dies spricht insbesondere deshalb gegen eine

²¹ Dies setzt voraus, dass keine Rückspeisung erfolgt.

neue, auf die verbrauchte Arbeit bezogenen Komponente, weil mit einer Erhöhung des Erlösanteils der bereits bestehenden LP-Komponente eine ganz ähnliche Steigerung der Verursachungsgerechtigkeit erzielt werden kann (s. Abschnitt 4.3.1).

Eine Messung der Höhe der Eigenerzeugung könnte allenfalls vermieden werden, wenn alternativ zur Entgeltabrechnung nach verbrauchter Arbeit von den Eigenerzeugern ein pauschaler Zuschlag auf die Netznutzungsentgelte erhoben würde. Zumindest das Vorhandensein von Eigenerzeugungsanlagen müsste aber auch bei dieser Variante dem Netzbetreiber bekannt sein. Weil das Vorhandensein von Eigenerzeugung am Netzanschlusspunkt nicht unbedingt „auffällt“, ist nicht sichergestellt, dass den Netzbetreibern alle Eigenerzeugungsanlagen zur Kenntnis gelangen würden. Darüber hinaus liefe gerade die Pauschalität eines solchen Zuschlags dem Ziel einer verursachungsgerechten Berücksichtigung der Eigenerzeugung zuwider.

4.3.5 Sonderregelung für Anbieter von Regelleistung

Zu Beginn des Jahres 2014 wurde die Entgeltsystematik um eine Regelung ergänzt, die für Verbraucher, die negative Regelleistung erbringen, ein reduziertes Netznutzungsentgelt (für den auf die Regelleistung entfallenden Mehrverbrauch) vorsieht. Als Begründung wurde vom Verordnungsgeber angeführt, dass hierdurch die Liquidität des Regelleistungsmarkts erhöht werden soll [4].

Die Erbringung von Regelleistung ist allerdings keine netzdienliche, sondern eine markt- bzw. systemdienliche Dienstleistung. Damit ist gemeint, dass die Erbringung von Regelleistung nicht dazu dient, die Belastung des Netzes zu steuern, um beispielsweise dessen lokale Überlastung zu vermeiden. Vielmehr dient sie dazu, die Frequenzhaltung und damit die globale Systemstabilität zu gewährleisten. Die Belastung des Netzes kann dadurch sogar ansteigen, etwa durch Synchronisierungseffekte. Dies könnte vor allem dann kritisch werden, wenn viele Netznutzer einbezogen sind, so dass die Gefahr besteht, dass die heute vorhandene Durchmischung der Höchstleistungen abnimmt. Die genannte Regelung erscheint daher nicht sachgerecht, da die Netzentgelte insoweit zweckentfremdet werden.

Die praktische Umsetzung erweist sich darüber hinaus als aufwendig, weil die Zeitreihen der Abnahme jedes betroffenen Regelleistungsanbieters viertelstundenscharf in regelleistungsbedingte und residuale, also dem Letztverbrauch dienende, Anteile zerlegt und getrennt weiterverarbeitet bzw. zwischen Netzbetreibern ausgetauscht werden müssen. Perspektivisch könnte es darüber hinaus als diskriminierend und/oder ökonomisch suboptimal und damit generell als

fragwürdig erscheinen, dass gerade die negative Regelenergie eine derartige Sonderbehandlung erfährt. Denn im Kontext der „Energiewende“ sind zukünftig vielfältige Flexibilitätsdienstleistungen denkbar, die kaum alle aus der residualen Netznutzung herausgerechnet werden können oder sollten.

Es wird daher empfohlen, die Sonderregelung für Verbraucher, die negative Regelenergie erbringen, aufgrund fehlender Sachgerechtigkeit und Verhältnismäßigkeit abzuschaffen. Ggf. vorhandene Hemmnisse für das Angebot von Regelenergie sollten an anderer Stelle abgebaut oder kompensiert werden, z. B. bei den unmittelbaren Regelungen für die Regelenergiemärkte.

4.3.6 Sonderentgelte für unterbrechbare Verbraucher

Die heute bestehenden Tarife für unterbrechbare Verbraucher sind das Ergebnis historischer Entwicklungen. Sie betreffen vorwiegend die Netzebenen 6 und 7 und dort Verbraucher wie Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen, bei denen eine gewisse Flexibilität für eine zeitliche Verschiebung des Verbrauchs ohne nennenswerte Komforteinbußen besteht. Die Sonderentgelte bestehen darin, dass kein LP/GP für diese Kunden verrechnet wird, und dass die AP (in den meisten Fällen) herabgesetzt sind. Die Zeitvorgaben für den Einsatz dieser Verbraucher sind bisher starr.

Die Nachfrage nach netzdienlich eingesetzter Flexibilität wird zukünftig voraussichtlich wachsen. Die Schaffung eines monetären Anreizes hierfür ist daher durchaus zeitgemäß und sinnvoll. Die bisherigen Regelungen sind aber voraussichtlich für künftig zu erwartende Anforderung zu starr. Andererseits kann heute noch nicht beurteilt werden, welche Formen der Vergütung für die Bereitstellung von Flexibilität sich letztlich als geeignet herausstellen werden. Denkbar sind Sondertarife unterschiedlicher Art, aber auch explizite Vergütungen, die unabhängig von den Netztarifen sind, wobei letzteres aufgrund der saubereren Trennung tendenziell vorzugswürdig erscheinen.

Es wird daher empfohlen, die bestehenden Sondertarife zunächst beizubehalten. Sobald Regelungen (evtl. auch Märkte) für den zukünftigen Bedarf und Einsatz solcher Flexibilitäten erkennbar werden, sollten die tariflichen Regelungen aber weiterentwickelt oder durch andere Formen der Vergütung ersetzt werden. Dabei sollte dann darauf geachtet werden, die gewünschten Anreize parallel zum Entstehen dieser Flexibilitäten zu entwickeln, um deren Entfaltung nicht zu behindern.

4.4 Periodische Entgelte für nicht leistungsgemessene Kunden

4.4.1 Grundpreiskomponente

Diskussion

Aufgrund fehlender Messung der Bezugsleistung stellt der GP neben dem AP die einzige mögliche Entgeltkomponente bei nicht leistungsgemessenen Kunden dar. Für diese Kunden ist der GP daher die einzige Möglichkeit, um – in mehr oder weniger stark pauschalierter Form – kapazitäts- bzw. leistungsbezogene sowie fixe Anteile der Netzkosten abzubilden.

Gemessen daran erscheinen das heutige Niveau der GP relativ niedrig und eine Erhöhung somit aus Sicht der Verursachungsgerechtigkeit sinnvoll.

Anhand des in Abschnitt 2.5 vorgestellten Rechenmodells zeigt sich, dass für die Typkunden ohne Leistungsmessung die durch Eigenerzeugung erzielbare Reduzierung der jährlichen Netznutzungsentgelte mit steigendem GP-Erlösanteil abnimmt (Bild 4.8). Allerdings nimmt diese Dämpfung des Vorteils der Eigenerzeugung mit zunehmender Verbrauchshöhe (höhere Nummer des Typkunden) ab. Dies liegt daran, dass der für alle nicht leistungsgemessenen Kunden gleiche GP selbst bei erheblicher relativer Steigerung bei den größeren (Gewerbe-)Kunden immer noch einen vergleichsweise geringen Anteil ihrer Gesamtentgelte ausmacht, auch wenn der GP-Erlösanteil der gesamten Netzebene hoch ist.

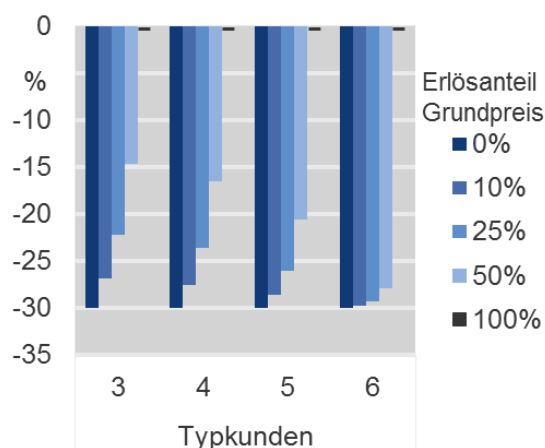


Bild 4.8: Modellrechnung zur Erhöhung des GP-Erlösanteils für nicht leistungsgemessene Kunden: Änderung der Jahresentgelte durch 30 % Eigenerzeugung

Als weiterer Effekt einer GP-Erhöhung nähern sich die Jahresentgelte der unterschiedlichen Kundentypen einander an (Bild 4.9), bis sie im Grenzfall der Flatrate (100 % GP) identisch sind. Gegenüber dem Status Quo treten also mit steigendem GP-Erlösanteil zunehmende Verteilungseffekte auf, d. h. sprunghafte Änderungen der Jahresentgelte insbesondere für Kunden mit relativ geringer (Anstieg der Netzentgelte) bzw. relativ hoher (Rückgang der Netzentgelte) Energieabnahme.

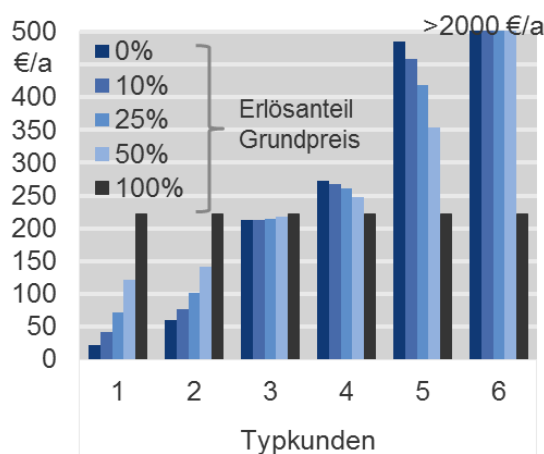


Bild 4.9: Modellrechnung zur Erhöhung des GP-Erlösanteils für nicht leistungsgemessene Kunden: Resultierende Jahresentgelte (ohne Eigenerzeugung)

Diese Umverteilungseffekte erscheinen nicht nur hinsichtlich der praktischen Umsetzbarkeit schwierig. Sie sind auch Ausdruck der stark pauschalierenden Wirkung eines GP, die dessen Verursachungsgerechtigkeit begrenzt.²²

An dieser Stelle sei das Beispiel der Niederlande erwähnt, wo vor einigen Jahren die Extremlösung einer Flatrate (reiner GP) für nicht leistungsgemessene Kunden eingeführt wurde. Der GP ist dort allerdings nicht für alle Kunden gleich, sondern wird nach Sicherungsgröße in diskreten Klassen gestaffelt. Er hat somit eine ähnliche Wirkung wie ein Kapazitätspreis, so dass einer übermäßigen Pauschalierung grundsätzlich entgegengewirkt wird. Haushalte sind jedoch alle derselben Klasse zugeordnet.

²² Es sei angemerkt, dass dies bei den leistungsgemessenen Kunden, wo alternative Verrechnungsgrößen zur Verfügung stehen, zur Empfehlung beiträgt, dort keinen GP einzuführen (vgl. Abschnitt 4.3.3).

Für die Einordnung des niederländischen Beispiels sind zwei Aspekte von Bedeutung. Erstens wurde die Flatrate primär mit Blick auf eine Vereinfachung des Abrechnungsprozesses zwischen Lieferanten und Netzbetreibern eingeführt. Im Vordergrund stand der Vorteil, dass die Netzentgelte keine Abhängigkeit mehr vom Nutzungsverhalten aufweisen, und nicht die Steigerung der Verursachungsgerechtigkeit der Netzkostenallokation. Und zweitens wurden Umverteilungseffekte durch steuerliche Regelungen, also außerhalb der Netzentgelte, abgemildert. Bei einer Umsetzung von der Sicherungsgröße abhängiger Grundpreise in Österreich würden einige praktische Herausforderungen auftreten. Da die Sicherungsgrößen bisher nicht entgeltrelevant waren, besteht eine historisch gewachsene Streuung des Bestands. Hieraus ergibt sich die Frage, ob sich künftig alle nicht leistungsgemessenen Kunden mit ihrer Sicherungsgröße befassen müssten, um übermäßige Netzentgelte für nicht benötigte Kapazität zu vermeiden. Dieser Effekt würde allerdings abgemildert, wenn wie in den Niederlanden alle Haushalte in dieselbe Klasse fielen.

Allerdings erfolgt die Sicherung bisher je Netzanschluss und nicht je Zählpunkt. Um einen von der Sicherungsgröße abhängigen GP je Zählpunkt verrechnen zu können, müsste eine technische Umrüstung nach dem Prinzip „Sicherung je Zählpunkt“ erfolgen. Dies wäre vermutlich mit hohem Aufwand verbunden.²³ Alternativ könnte man erwägen, den GP je Netzanschluss zu erheben. Allerdings würden damit für GP und AP unterschiedliche Vertragspartner bestehen, und es müsste überhaupt zunächst ein Abrechnungsprozess zwischen Netzbetreibern und Anschlussnehmern eingeführt werden (sowie eine Weiterverrechnung an die Netznutzer). Auch diese Variante wäre daher mit erheblichem Umstellungsaufwand verbunden.

Eine Flatrate ist aber auch im Hinblick auf die Verursachungsgerechtigkeit fragwürdig. Dies gilt besonders stark für den Bereich der hier betrachteten nicht leistungsgemessenen Kunden, da deren vergleichsweise starke Durchmischung dann völlig unberücksichtigt bliebe. Außerdem stellt die Flatrate eine sehr pauschale Lösung dar, die mit starken Umverteilungseffekten einhergeht, die dann u. U. durch flankierende Maßnahmen abgemildert werden müssten.

²³ Nach Kenntnis der Gutachter sind bei einigen VNB Daten über die Zählersicherungen bereits erfasst. Dort erscheint eine solche Differenzierung problemlos umsetzbar. Dies gilt aber nicht für alle VNB. Eine Differenzierung des GP nach Zählersicherung wäre daher allenfalls in einigen Netzbereichen ohne weiteres umsetzbar, nicht aber österreichweit.

Fazit

Ausgehend vom heutigen Niveau wäre eine Erhöhung der Grundpreise verursachungsgerecht und empfehlenswert. Bei deren konkreter Parametrierung ist eine Abwägung mit den resultierenden Umverteilungseffekten erforderlich. Gegen eine sehr starke Erhöhung des GP und entsprechend starke Absenkung des AP sprechen zudem die folgenden drei Aspekte. Erstens ist zu berücksichtigen, dass die Verrechnung des GP je Zählpunkt – die aus Praktikabilitätsgründen gegenüber einer Verrechnung je Anschlusspunkt zu bevorzugen ist – bzgl. der Kostenverursachungsgerechtigkeit eine Näherung darstellt, durch die Netzanschlüsse mit vielen Zählpunkten im Vergleich zu jenen mit wenigen Zählpunkten überproportional stark belastet werden. Zweitens ist eine Begrenzung des GP – die im Gegenzug ein nennenswertes Niveau des AP aufrechterhält – ein Beitrag zur Erreichung des in Abschnitt 2.3 diskutierten sekundären Ziels, Anreize zur Energieeinsparung zu vermitteln. Und drittens kann die bezogene Arbeit in gewissem Umfang auch als Approximationsgröße hinsichtlich der Höchstlastanteile der Netznutzer herangezogen werden (vgl. Abschnitt 2.4).

Daher erachten die Gutachter eine moderate Erhöhung der Grundpreise, etwa auf einen Erlösanteil von einigen 10 % an den von nicht leistungsgemessenen Kunden insgesamt über Nutzungsentgelte zu deckenden Erlösen, als empfehlenswert. Zur Ableitung einer aus Sicht der Verursachungsgerechtigkeit plausiblen, konkreten Höhe des GP bietet es sich an, auf die Funktion des GP als Konstrukt zur – pauschalierenden – Abbildung der Wirkung eines Leistungspreises abzustellen. Hierzu würde der GP als Produkt aus dem für leistungsgemessene Kunden der Netzebene 7 geltenden LP und einer pauschalen Leistungshöhe gebildet. Letztere könnte – mit Blick auf die im vorigen Absatz genannten Aspekte – über die Abschätzung einer „Mindesthöchstleistung“ bestimmt werden, die von den meisten (auch kleineren) Kunden erreicht werden dürfte.²⁴

Durch eine zeitliche Streckung, also eine verteilte Erhöhung des GP über mehrere Jahre, kann eine Dämpfung von Umverteilungseffekten sowie von möglichen Anreizen zu einer kundenseitigen Zusammenlegung von Zählpunkten erreicht werden. Grundsätzlich könnte auch eine Staffelung des GP nach Kundeneigenschaften in Betracht gezogen werden, wobei jedoch die

²⁴ Beispielsweise ergibt sich im gemäß Abschnitt 2.5 parametrierten Rechenmodell bei einer Mindesthöchstleistung von 3 kW ein GP von ca. 70 €/a, was im Modell einem Erlösanteil des GP von ca. 30 % entspricht.

Spezifikation des hierzu heranzuziehenden Größenkriteriums wie auch die Umsetzung einer Staffelung mit praktischen Herausforderungen verbunden wären.

4.4.2 Arbeitspreiskomponente

Die Höhe des AP ergibt sich nach Festlegung des GP (siehe Diskussion im vorigen Abschnitt) als residuale Entgeltkomponente.

Die heute in einigen Tarifbereichen bestehende zeitliche Differenzierung des AP erscheint grundsätzlich mehr und mehr fragwürdig, da starre Tarifzeiten immer weniger den Verlauf der Netzbelastung reflektieren (siehe Abschnitt 4.3.3). Eine bestehende Differenzierung nach HT/NT könnte für nicht leistungsgemessene Kunden mit Mehrtarifzähler oder gesondertem Zähler für zeitgebundene Verbrauchseinrichtungen allerdings aufrechterhalten werden, um hierauf aufbauend getätigte Investitionen nicht zu entwerten und zu reflektieren, dass in Netzebene 7 heute zumindest die HT/NT-Unterscheidung noch zu den Netzbelastungsprofilen „passt“, d. h. die zeitliche Differenzierung des AP hier noch einen Anreiz zu netzdienlichem Verbrauchsverhalten setzt.

Auch in diesem Kundensegment ist zukünftig allerdings mit Änderungen der Netzbelastungsprofile zu rechnen, etwa durch Photovoltaik-Dachanlagen, Elektromobilität etc. Sollten sich die Belastungsprofile hierdurch so stark ändern, dass die HT/NT-Differenzierung nicht mehr passend ist, so sollte sie angepasst oder abgeschafft werden, um keine Fehlanreize zu vermitteln.

4.4.3 Behandlung von Smart-Metering-Kunden

Der laufende Rollout von Smart Meters (SM) bei nicht leistungsgemessenen Kunden wirft die Frage auf, wie diese nach der Umrüstung in Bezug auf die Netznutzung tarifiert werden sollten.

Grundsätzlich wird bei Kunden mit SM eine Abrechnung nach dem Tarif für leistungsgemessene Kunden möglich. Dies würde allerdings zu erheblichen Umverteilungen und somit Gewinnern und Verlierern führen. Kunden mit geringer Benutzungsdauer (d. h. in Bezug auf die bezogene Arbeit großer Höchstleistung) würden deutlich höhere Netzentgelte zahlen, Kunden mit hoher Benutzungsdauer entsprechend geringere. Durch die Nutzung der dann verfügbaren Leistungswerte einer gegenüber heute (nur leistungsgemessene Kunden) viel größeren Anzahl von Kunden würde sich zudem die summarische Verrechnungsleistung gegenüber heute verändern, so dass auch die Höhe der LP-Komponente auf Netzebene 7 beeinflusst würde.

Langfristig erscheint ein Übergang auf den Tarif für leistungsgemessene Kunden für Kunden mit SM durchaus sachgerecht, da die Fortführung eines Pauschalansatzes (GP/AP) bei Kenntnis der tatsächlichen Leistung fragwürdig ist. Zumindest nach vollständigem SM-Rollout erscheint daher ein Übergang auf den Tarif für leistungsgemessene Kunden grundsätzlich sinnvoll.

Hierzu muss allerdings zum gegebenen Zeitpunkt geprüft werden, welche Auswirkungen dies auf Tarife, Kostenallokations- und Anreizwirkungen hätte. Beispielsweise muss geklärt werden, ob eine Tarifanomalie einträte und durch welche Parametrierungsanpassungen dieser ggf. entgegengewirkt werden könnte. Des Weiteren ist zu prüfen, ob in Anbetracht der dann bekannten Zeitverläufe der Netzinanspruchnahme eine angemessene Berücksichtigung von Durchmischungseffekten erfolgt. Außerdem müssen Fehlanreize ausgeschlossen werden, z. B. Anreize zur Zusammenlegung von Zählpunkten zwecks Entgeltminimierung, wobei auch Rückwirkungen mit anderen bisher pauschal erhobenen Umlagen zu beachten sind. Die für eine eingehendere Beurteilung dieser Fragen benötigte Datenbasis entsteht jedoch erst durch den SM-Rollout.

Für die Übergangszeit, also während des Rollouts, bestehen zwei Optionen. Entweder wird den bereits auf SM umgestellten Kunden ein Wahlrecht eingeräumt. Dies birgt jedoch die Gefahr des „Rosinenpickens“ mit in der Folge erhöhten Entgelten für die übrigen Kunden. Alternativ können auch die SM-Kunden zunächst weiterhin nach dem Tarif für nicht leistungsgemessene Kunden abgerechnet werden. Diese Option erscheint den Gutachtern tendenziell vorzugswürdig.

4.5 Netzbereitstellungsentgelt

Diskussion

Das Netzbereitstellungsentgelt (NBE) ist ein einmalig zu zahlendes Entgelt, das auf die vertraglich vereinbarte Leistung erhoben wird. Es vergütet im Sinne einer Vorauszahlung die im Zusammenhang mit dem Netzanschluss erforderlichen Netzausbau- und Verstärkungskosten, wobei hinsichtlich der spezifischen (also auf die vertragliche Leistung bezogenen) Kosten eine Pauschalierung erfolgt.

Da es sich auf den gleichen Kostenblock bezieht wie das periodisch zu zahlende Netznutzungsentgelt, ist das NBE grundsätzlich nicht als zusätzliches Element notwendig. Aus diesem Grund

wurde im Haubrich/Swoboda-Gutachten seine Abschaffung empfohlen, ggf. mit Regelungen für eine Übergangszeit [1].

Im Lichte der den Anlass zur Erstellung des vorliegenden Gutachtens bildenden Entwicklungen gewinnt allerdings die Tatsache an Bedeutung, dass das NBE das einzige Entgelt ist, das traditionell auf die vertragliche Leistung bezogen ist. Es implementiert somit einen im Netznutzungsentgelt nicht enthaltenen Aspekt der Verursachungsgerechtigkeit. Da die Einführung eines periodisch zu zahlenden kapazitätsbezogenen Elements gravierende praktische Nachteile hätte (s. Abschnitt 4.3.2), ist bei einer neuerlichen Würdigung des NBE zu berücksichtigen, dass dieses dessen Funktion übernehmen kann.

Die Frage nach der Beibehaltung und ggf. Anpassung des NBE ist daher im Zusammenhang mit den Fragen nach eventueller Einführung eines kapazitätsbezogenen Elements und nach eventueller Erhöhung der LP-Komponente zu diskutieren. Plausible Kombinationen von Gestaltungsoptionen sind dann:

- Verzicht auf Einführung eines kapazitätsbezogenen Elements, dafür erstens Beibehaltung des NBE (ggf. in angepasster Form, siehe unten) und zweitens Erhöhung des Erlösanteils der LP-Komponente in Verbindung mit verursachungsgerechterer Ermittlung der Verrechnungsleistung
- Einführung eines kapazitätsbezogenen Elements, im Gegenzug Abschaffung des Netzbereitstellungsentgelts und Reduzierung des Erlösanteils der LP-Komponente

Gegen die zweitgenannte Kombination sprechen die oben bereits angesprochenen Praktikabilitätsgründe bzgl. des kapazitätsbezogenen Elements in Verbindung mit der Überlegung, dass gerade in den unteren Netzebenen, in denen die zunehmende Eigenerzeugung einen besonders starken Anlass für die Diskussion über die Tarifstruktur darstellt, die Sachgerechtigkeit eines kapazitätsbezogenen Elements im Vergleich zum LP eher fragwürdig ist. Daher ist die erstgenannte Kombination, die auf eine Weiterentwicklung bestehender Komponenten hinausläuft, zu befürworten.

Wenn das NBE im Grundsatz beibehalten wird, sind einige Fragen zu seiner Ausgestaltung zu klären. Diese betreffen den Horizont der Vorauszahlung sowie die Regelungen zur (teilweisen) Rückerstattung bei Reduktion der angemeldeten Leistung.

Aus Kostenverursachungssicht könnte bzgl. der Rückerstattung theoretisch im Einzelfall danach differenziert werden, ob die „zurückgegebene“ Kapazität – ggf. nach einer Übergangszeit

– wieder sinnvoll genutzt werden kann (d. h. ob durch die Reduktion der angemeldeten Leistung weitere Ausbaumaßnahmen verhindert oder aufgeschoben werden können) oder nicht.

Allerdings erscheint eine solche Einzelfallbetrachtung wenig praktikabel. Außerdem würde eine fallweise anteilige Rückzahlung des NBE dazu führen, dass dieses per Saldo eng an der jeweils tatsächlich in Anspruch genommenen Leistung orientiert ist. Die Vergütung für die tatsächlich benötigte Leistung wird aber auch bereits über den LP gewährleistet. Diese Gründe sprechen dafür, auf die Rückzahlung des NBE bei Rückgang der benötigten Kapazität zu verzichten. Ein Nachteil hieran ist allerdings, dass dann kein monetärer Anreiz mehr besteht, nicht mehr benötigte Kapazität „abzumelden“. Dies könnte alternativ aber auch vertraglich geregelt werden, etwa indem eine Frist definiert wird, nach der bei ununterbrochener Nicht-Inanspruchnahme von Teilen der vertraglichen Kapazität diese vom Netzbetreiber für andere Zwecke genutzt werden kann und der Anspruch des Netznutzers insoweit verfällt.

Als weitere Vereinfachung und zugleich Verbesserung der Verursachungsgerechtigkeit sollte die zur Zeit im EIWOG vorgesehene örtliche Übertragbarkeit von vertraglich vereinbarter Kapazität abgeschafft werden. Die mit dem NBE reflektierten Kosten des Netzausbaus hängen stark vom Netzanschlusspunkt des Kunden ab, so dass grundsätzlich davon auszugehen ist, dass – zumindest auf der betroffenen Netzebene – bei Verlagerung eines Anschlusses zu einem anderen Punkt ähnliche Netzausbaukosten anfallen wie bei Errichtung eines neuen Anschlusses ohne Wegfall eines bisherigen. Die Möglichkeit der örtlichen Übertragung von bereits mit NBE abgedeckter Kapazität ist aus Sicht der Gutachter daher nicht sachgerecht.

Zur weiteren Vereinfachung könnte prinzipiell erwogen werden, pro Netzebene ein einheitliches pauschales NBE zu erheben. Dies würde offensichtlich vermeiden, dass bei Überschreitung der ursprünglich vereinbarten Maximalleistung Nachzahlungen anfallen. Allerdings würde ein solches pauschales NBE keinen quantitativen Bezug zur vertraglichen Leistung mehr aufweisen und insoweit nicht die Funktion eines Kapazitätselements (und die damit angestrebten Anreizwirkungen) übernehmen können. Es ist daher als generelle Lösung nicht zu empfehlen.

Speziell für Kleinkunden – insbesondere für zukünftige SM-Kunden, bei denen erstmals die tatsächliche Höchstleistung bekannt wird – kann jedoch eine Vereinfachungsregel erforderlich sein, um ein massenhaftes Auftreten von (voraussichtlich geringfügigen) NBE-Nachzahlungen zu vermeiden. Alternativ könnte unabhängig von der SM-Thematik eine vereinfachte Regelung für alle Kunden der Netzebene 7 (bzw. Netzebenen 6 und 7) getroffen werden, evtl. mit einer

Größendifferenzierung, die sich zum Beispiel an der Schwelle orientiert, ab der eine Leistungsmessung Pflicht wird.

Das NBE wird heute nur von Verbrauchern erhoben. Es ist zu erwägen, ob – im Gegenzug zur empfohlenen Abschaffung des Netzverlustentgelts (s. Abschnitt 5.1) – ein NBE für Erzeuger eingeführt werden sollte. Dieses könnte auf moderate Weise reflektieren, dass die Netzdimensionierung auch durch Einspeisung determiniert wird, ohne gleichzeitig einen Einfluss auf Einsatzentscheidungen der Erzeugungsanlagen auszuüben (da es nur einmalig gezahlt wird). Es sollte sich wie bei Verbrauchern nach der vertraglichen Anschlussleistung richten und würde hierdurch auch einen Anreiz zur sinnvollen Wahl der Leistung vermitteln.

Fazit

Das NBE sollte beibehalten werden, um einen teilweisen Bezug der Entgelte auf die vertragliche Leistung beizubehalten, wobei für Kleinkunden, insbesondere für zukünftige Smart-Metering-Kunden, eine Vereinfachung sinnvoll wäre. So kann auf die mit einigen Schwierigkeiten behaftete Einführung eines kapazitätsbezogenen Elements als Bestandteil des Netznutzungsentgelts verzichtet werden. Die teilweise Rückzahlbarkeit des NBE bei Kapazitätsrückgang sowie dessen örtliche Übertragbarkeit sollten aus Gründen der Verursachungsgerechtigkeit wie auch der Praktikabilität abgeschafft werden.

Wenn – vor dem Hintergrund der im folgenden Kapitel abgeleiteten Empfehlung, das Netzverlustentgelt abzuschaffen – ein erzeugungsseitiges Entgelt grundsätzlich weiterhin gewünscht wird, könnte eine verursachungsgerechte und den betrieblichen Einsatz der Erzeugungsanlagen nicht beeinträchtigende Lösung darin bestehen, das NBE auch von Erzeugern zu erheben. Für bestehende Erzeuger sind dabei evtl. Übergangsregelungen erforderlich, etwa zur Berücksichtigung der vertraglich bereits früher zugesagten Leistung.

Die Ausgestaltung eines eventuellen NBE für Erzeuger müsste aber sicherstellen, dass dieses Entgelt keinen verzerrenden Einfluss auf die Wahl des technisch-wirtschaftlich bestgeeigneten Anschlusspunkts für Erzeugungsanlagen ausübt.

Die Höhe des NBE sollte (abweichend von den Komponenten des Netznutzungsentgelts) generell nicht durch einen festen Erlösanteil definiert werden, da der Umfang an Neuerschließungen und damit auch das Aufkommen an NBE gebietsweise stark variieren kann. Nachhaltiger erscheint eine Kopplung an die Höhe des LP des Netznutzungsentgelts, etwa durch ein festes,

ggf. netzebenenspezifisches Verhältnis zwischen LP und NBE. Dabei könnten aus Praktikabilitätsgründen ggf. Vereinfachungen vorgesehen werden, um eine jährliche Anpassung des NBE zu vermeiden.

5 Sonstige Entgelte

5.1 Netzverlustentgelt

Die Kosten der Beschaffung von Energie zur Deckung von Netzverlusten werden in der heutigen Entgeltsystematik durch ein separates Entgelt berücksichtigt, das Netzverlustentgelt. Dieses Entgelt wird gemäß § 6 SNE-VO allein auf die Bezugsgröße Netto-Arbeit erhoben und ist analog zum Netznutzungsentgelt nach Netzebenen und Netzbereichen differenziert, nicht jedoch nach Tarifzeiten. Der wesentliche Unterschied gegenüber dem Netznutzungsentgelt besteht aber darin, dass es auch von Erzeugern und nicht nur von Verbrauchern zu zahlen ist.

Die Entscheidung, für die Verlustkosten ein separates Entgelt vorzusehen, geht auf einen Branchenvorschlag und dessen nähere Ausgestaltung im Rahmen des Haubrich/Swoboda-Gutachtens zurück, wobei Letzteres auch die Alternative einer Berücksichtigung der Verlustkosten im Netznutzungsentgelt als vertretbar beurteilt. Mit Blick auf die Einfachheit der Tarifstruktur erscheint die Bildung eines separaten Entgelts nur dann angemessen, wenn durch dessen spezielle Ausgestaltung eine verbesserte Verursachungsgerechtigkeit und damit bessere Anreizwirkungen erreicht werden.

Dies ist in Bezug auf das von Verbrauchern zu zahlende Netzverlustentgelt nicht erkennbar, denn es wäre mit Blick auf seine Bezugsgröße und die oben genannten Differenzierungsmerkmale problemlos in das Netznutzungsentgelt integrierbar. Dieses Entgelt kann angesichts seiner Pauschalität auch keine Anreizwirkung etwa hinsichtlich der Standortwahl vermitteln. Hierfür müsste es – wie z. B. im schwedischen Entgeltsystem – an marginalen, knoten- oder zonenbezogenen Verlustkoeffizienten orientiert sein. Dies ist jedoch nicht der Fall. Vielmehr ist das Entgelt innerhalb je eines Netzbereichs ortsunabhängig und sogar unabhängig vom Vorzeichen der Netzinanspruchnahme (Verbrauch vs. Erzeugung).

Der wesentliche Unterschied gegenüber dem Netznutzungsentgelt besteht somit darin, dass das Netzverlustentgelt auch von Erzeugern zu zahlen ist. Gerade diese Eigenschaft wird von den Gutachtern aber als problematisch angesehen, da das Entgelt einen nicht durch ökonomisch effiziente Anreizsetzung begründbaren Einfluss auf Standortwahl und Einsatzweise von Erzeugungsanlagen im internationalen Wettbewerb ausübt. Wie bereits in Abschnitt 3.1.2 erörtert, ist dieser Einfluss zusätzlich deswegen als besonders kritisch anzusehen, weil die Höhe des Entgelts von der Netzebene abhängt, ohne jedoch die jeweiligen Grenzkosten zu reflektieren.

Daher sprechen sich die Gutachter dafür aus, dieses erzeugungsseitige Entgelt, das nicht als effizientes Preissignal zu bewerten ist, abzuschaffen. Wenn dieser Empfehlung gefolgt wird, sollte das dann nur noch von Verbrauchern zu tragende Netzverlustentgelt zwecks Tarifvereinfachung gänzlich abgeschafft werden; die hiermit abgedeckten Verlustkosten sollten dann in die allgemeinen Netzkosten integriert und über das Netznutzungsentgelt gewälzt werden.

Es kann auch nicht argumentiert werden, dass das Netzverlustentgelt der Anreizsetzung gegenüber den Netzbetreibern zum verlustminimalen Betrieb ihrer Netze dient. Dies ist vielmehr eine Aufgabe der regulatorischen Kostenprüfung bzw. der Anreizregulierung. Das österreichische Regulierungssystem bezieht Netzverlustkosten in die Effizienzwertermittlung ein und setzt so Anreize für eine Verlustabsenkung.

Mit dem Wegfall des Netzverlustentgelts würde die nach Aussage von Netzbetreibern heute vereinzelt genutzte Möglichkeit entfallen, ein zusätzliches Entgelt von Verbrauchern in Fällen zu erheben, in denen die Verbrauchszählung in einer niedrigeren Spannungsebene erfolgt als der vertragliche Netzanschluss. In solchen Fällen werden Verluste, die in der kundeneigenen Anlage entstehen, nicht durch die Verbrauchszählung miterfasst, so dass es angemessen erscheint, hierfür ein zusätzliches Entgelt zu erheben. Die Existenz solcher Fälle rechtfertigt jedoch nicht die generelle Beibehaltung eines separaten Netzverlustentgelts. Vielmehr könnten hierfür pragmatische Einzelfalllösungen gefunden werden.

5.2 Messentgelt

Das Entgelt für Messleistungen (Messentgelt) gemäß §§9-10 SNE-VO wird von allen Netznutzern erhoben und richtet sich nach der Netzebene und der Art der eingesetzten Messeinrichtung. Unter der Prämisse, dass ein separates Messentgelt erhoben wird, erscheint es grundsätzlich verursachungsgerecht, dieses nach der Art der Messeinrichtung zu differenzieren und alle Netznutzergruppen in die Kostentragung einzubeziehen, da die Messeinrichtung im Gegensatz zu gemeinsam genutzten Netzbetriebsmitteln direkt dem einzelnen Netznutzer zuordenbar ist.

Die Regelungen zum Messentgelt sind aufgrund der Abhängigkeit von der jeweiligen Messeinrichtung jedoch relativ komplex, insbesondere angesichts seines geringen Erlösanteils von nur einigen Prozent der gesamten Netzkosten. Insofern stellt sich die Frage, ob die Erhebung eines separaten Messentgelts überhaupt zu befürworten ist.

Ein starkes Argument für die separate Abrechnung von Messkosten läge vor, wenn Netznutzer der gleichen Anschlussebene signifikante Wahlmöglichkeiten hinsichtlich der verwendeten Messeinrichtung hätten. Das Messentgelt könnte dann dazu beitragen, eine ökonomisch effiziente Wahl zu treffen. Ein solcher Spielraum ist jedoch kaum vorhanden; bei der überwiegenden Zahl der Netznutzer dürfte sich die verwendete Messeinrichtung aus der Spannungsebene und der Grenze für den Einsatz der Lastprofilzählung ergeben. Im Bereich der Standardlastprofilkunden ergibt sich durch den vorgesehenen Smart-Meter-Rollout zusätzlich die Unterscheidung nach Kunden mit und ohne Smart Meter, aber auch diese dürfte stärker von der Rollout-Strategie als von Kundenwünschen getrieben sein.

Ein weiteres starkes Argument für ein separates Messentgelt würde sich ergeben, wenn dieses zur preislichen Differenzierung konkurrierender Anbieter von Messdienstleistungen dienen sollte. In Österreich ist das Messwesen jedoch nicht in der Weise wettbewerblich organisiert, dass diese Differenzierung nutzbringend wäre; vielmehr ist die Verantwortung für die Messdienstleistung den Verteilungsnetzbetreibern übertragen.

Daher erscheint den Gutachtern die Angemessenheit eines separaten Messentgelts unter den gegebenen Rahmenbedingungen in Österreich fraglich. Alternativ sollte zur Vereinfachung des Entgeltsystems erwogen werden, die Messkosten in die Kostenbasis für das Netznutzungsentgelt einzubeziehen, das ja ebenfalls nach Netzebenen differenziert ist und somit ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal von Messeinrichtungen erfasst.

Mit Blick auf erzeugungsseitige Netznutzer könnte angeführt werden, dass hierdurch die Erzeuger, die ja keine Netznutzungsentgelte zu zahlen haben, von der Tragung jeglicher Messkosten befreit würden. Dies trifft jedoch nicht generell zu, wenn berücksichtigt wird, dass Erzeugungsanlagen in der Regel zeitweise auch als Verbraucher auftreten, nämlich zur Deckung des Eigenbedarfs in Zeiten des Stillstands der Erzeugungsanlage oder während Anfahrvorgängen. Auch wenn dieser Verbrauch mengenmäßig gering ist, sind mit der Abrechnung verbrauchsseitiger Netznutzungsentgelte an Erzeuger auch Leistungs- bzw. Grundpreiskomponenten verbunden, die sinnvollerweise so bemessen sein sollten, dass sie mindestens die Messkosten decken. (Theoretisch könnte auch erwogen werden, nur das verbrauchsseitige Messentgelt abzuschaffen, das erzeugungsseitige hingegen aufrecht zu erhalten. Eine solche geteilte Lösung verspricht jedoch wenig praktischen Nutzen und erscheint den Gutachtern daher nicht empfehlenswert.)

In Anbetracht der damit erzielbaren Vereinfachung der Entgeltstruktur tendieren die Gutachter dazu, die Integration der Messkosten in das Netznutzungsentgelt und damit die Abschaffung des heute angewandten separaten Messentgelts zu befürworten. Die damit verbundene Einbuße an individueller Verursachungsgerechtigkeit erscheint angesichts der geringen Wahlfreiheit der Netznutzer hinsichtlich ihrer Messeinrichtung und des insgesamt nur geringen Erlösanteils des Messentgelts vertretbar. Sofern dieser Empfehlung gefolgt wird, sollte bei der Vermittlung der Änderung gegenüber den Netznutzern deutlich gemacht werden, dass der resultierenden Erhöhung des Netznutzungsentgelts – insbesondere des Leistungs- bzw. Grundpreises – eine entsprechende Entlastung durch Wegfall des Messentgelts gegenübersteht. (Demgegenüber ist bei gleichzeitiger Umsetzung der in Abschnitt 4.4.1 ausgesprochenen Empfehlung, den Grundpreis für nicht leistungsgemessene Kunden zu erhöhen, zu verdeutlichen, dass diese Erhöhung *zusätzlich* zu einer etwaigen Integration der Messkosten in den Grundpreis erfolgt und damit eine „echte“ Erhöhung der fixen Entgeltkomponenten bewirkt, der eine entsprechende Absenkung des Arbeitspreises gegenübersteht.)

Sofern der Wunsch besteht, auch bei Verzicht auf das Messentgelt eine gewisse Differenzierung nach der Art der Messeinrichtung beizubehalten, wäre insbesondere bei den Nutzergruppen, die einen Grundpreis zu zahlen haben, eine entsprechende Differenzierung dieses Grundpreises vorstellbar. Dies ist allerdings nur insoweit sinnvoll, als sich insgesamt eine Reduktion der tariflichen Komplexität ergibt, da es ansonsten einfacher wäre, das bestehende Messentgelt beizubehalten. (Eine solche Differenzierung des Grundpreises wäre auch nach anderen Kriterien denkbar, wie in Abschnitt 4.4.1 diskutiert.)

5.3 Systemdienstleistungsentgelt

Das Systemdienstleistungsentgelt deckt, wie in Abschnitt 2.1 erläutert, einen Teil der Kosten, die mit der Dienstleistung Sekundärregelung verbunden sind. Dieser Teil beträgt gemäß § 69 Abs. 1 ElWOG 78 % der gesamten Sekundärregelungskosten (Vorhaltung und Einsatz); die verbleibenden 22 % werden über die Ausgleichsenergiepreise verrechnet, d. h. von den Bilanzgruppen getragen. Das Systemdienstleistungsentgelt ist von Erzeugern mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW zu zahlen.

In Verbindung mit den Regelungen zur Primär- und zur Tertiärregelung ergibt sich folgende Kostenallokation: Die Kosten der Primärregelung werden vollständig von den Erzeugern, die

Kosten der Tertiärregelung vollständig von den Bilanzgruppen und die Kosten der Sekundärregelung im o. g. Verhältnis von beiden Nutzergruppen getragen. Diese Aufteilung ist angesichts der Verursachungseigenschaften der drei Regelleistungsart im Grundsatz sachgerecht, wenn auch festgehalten werden muss, dass jede Regelleistungsart zum Ausgleich sowohl erzeugungsseitiger Unsicherheiten als auch bilanzgruppenseitiger Ungleichgewichte zum Einsatz kommt, obgleich in unterschiedlichem Ausmaß.

Im Detail ist allerdings zu hinterfragen, ob das im EIWOG festgelegte Kostenallokationsverhältnis von 78:22 für die Sekundärregelungskosten angemessen ist. Der durch die Erzeuger zu tragende Anteil von 78 % erscheint den Gutachtern sehr hoch, wenn berücksichtigt wird, dass der betriebliche Einsatz der Sekundärregelung ganz überwiegend zur Ausregelung von Prognosefehlern der Bilanzgruppen erfolgt und die Höhe der vorgehaltenen Sekundärregelung sowohl von diesen Prognosefehlern als auch von Eigenschaften des Erzeugungssystems in signifikantem Umfang getrieben wird. Aus Sicht der Verursachungsgerechtigkeit wäre es daher sachgerechter, einen deutlich höheren Kostenanteil über die Ausgleichsenergiepreise an die Bilanzgruppen zu verrechnen. Hierdurch würde das Systemdienstleistungsentgelt abgesenkt, das – da es arbeitsbezogen verrechnet wird – unmittelbaren Einfluss auf Kraftwerkseinsatzentscheidungen hat. Im Sinne der Ausführungen in Abschnitt 3.1.2 wäre dies zu begrüßen, zumal auch hier keine international harmonisierte Praxis vorherrscht. In Deutschland werden z. B. die Regelleistungsvorhaltungskosten über die verbrauchsseitigen Netzentgelte und die Einsatzkosten über die Ausgleichsenergiepreise verrechnet, so dass die Erzeuger überhaupt nicht unmittelbar an der Kostentragung beteiligt werden.

Zur Vereinfachung der Entgeltsystematik könnte sogar eine vollständige Tragung der Sekundärregelungskosten durch die Bilanzgruppen erwogen werden. Allein aus Sicht der Verursachungsgerechtigkeit wäre diese allerdings nicht zu rechtfertigen, denn

- die Bemessung der vorgehaltenen Sekundärregelung hängt, wie oben erläutert, auch von Eigenschaften des Erzeugungssystems ab, und
- über die Ausgleichsenergiepreise kann nur der Teil der von den Bilanzgruppen verursachten Ungleichgewichte abgerechnet werden, der sich in den viertelstündlichen Ausgleichsenergiemengen äußert; Schwankungen innerhalb der Viertelstunde, die ebenfalls von der Sekundärregelung ausgeglichen werden, bleiben bei der Abrechnung hingegen unberücksichtigt.

Sofern entschieden wird, weiterhin einen Teil der Sekundärregelungskosten durch erzeugungsseitige Entgelte zu decken, wäre zudem die 5-MW-Schwelle auf Sachgerechtigkeit zu prüfen. Hierbei wäre zu berücksichtigen, in welcher Weise sich Eigenschaften von Erzeugungsanlagen wie Blockgröße und Steuerbarkeit auf Vorhaltung und Einsatz der Sekundärregelung auswirken und welche diesbezüglichen Änderungen im Erzeugungspark in den vergangenen Jahren aufgetreten bzw. für die Zukunft zu erwarten sind. Eine eingehendere Untersuchung dieser Fragestellung ist jedoch nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

6 Zusammenfassung und Empfehlungen

6.1 Ziel, Untersuchungsgegenstand und Kriterien

Die heutige Struktur der Systemnutzungstarife für die Stromnetze in Österreich beruht in wesentlichen Teilen noch auf dem sog. Haubrich/Swoboda-Gutachten von 1998 [1]. Die Rahmenbedingungen für Errichtung, Erweiterung und Betrieb der Stromnetze wie auch die für die Tarifierung relevanten Eigenschaften der Netznutzer haben sich seitdem jedoch deutlich geändert, und diese Entwicklung wird sich in den kommenden Jahren fortsetzen.

Ziel dieses Gutachtens ist eine wissenschaftliche, von den Positionen des Branchenverbandes sowie einzelner Interessengruppen der Branche unabhängige Analyse und Herleitung von Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Entgeltsystematik. Der Schwerpunkt dieser Analyse liegt auf den tarifstrukturellen Gestaltungsoptionen im Hinblick auf die Allokation der durch die Regulierungsbehörde festgestellten und anerkannten Netzkosten auf die Netznutzer. Relevante Untersuchungsaspekte sind

- die Prinzipien der Kostenallokation auf die Netznutzergruppen (Verbraucher, Erzeuger, Speicherbetreiber),
- das Ausmaß der tariflichen Differenzierung im Hinblick auf Netzebenen (vertikale Differenzierung) und Netzbereiche (horizontale Differenzierung),
- die Gestaltung und tarifliche Gewichtung der bereits heute angewandten sowie vorstellbarer weiterer Komponenten der in der SNE-VO geregelten Entgelte (außer den Entgelten für sonstige Leistungen),
- die Methodik der vertikalen Kostenwälzung sowie
- Sonderregelungen etwa für Anbieter von Regelenenergie oder Verbraucher mit unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen und Regelungen für Smart-Metering-Kunden.

Neben der Grundvoraussetzung, dass die Deckung der zugestandenen Erlöse über die Gesamtheit der Netzentgelte nicht zur Diskussion steht (sondern nur deren Aufteilung) werden folgende Bewertungskriterien zugrunde gelegt:

- Die Netzentgelte sollten möglichst verursachungsgerecht in dem Sinne sein, dass sie gegenüber den Netznutzern die Kostenwirkungen von deren Entscheidungen im Hinblick auf die

Netzinanspruchnahme möglichst gut reflektieren. Auf diese Weise ergeben sich ökonomisch effiziente Preissignale für die Netznutzer. Eine wesentliche Schwierigkeit bei der Entwicklung sachgerechter Prinzipien der Netzkostenallokation besteht allerdings darin, dass Netzkosten aus kurz- bis mittelfristiger Sicht weitgehend Fixkosten sind und in hohem Maße durch viele Netznutzer gemeinsam verursacht werden, woraus sich erhebliche Bewertungsspielräume hinsichtlich der bestgeeigneten Kostenallokationsmethodik ergeben.

- Angesichts dieser Bewertungsspielräume spielen auch die mit Gestaltungsentscheidungen bei der Entgeltsystematik einhergehenden Verteilungseffekte eine wesentliche Rolle. Insbesondere ist zu betrachten, ob die mit möglichen Änderungen des bereits bestehenden Entgeltsystems verbundenen Umverteilungen sachlich begründbar und somit auch politisch vertretbar sind.
- Im Rahmen des unter Berücksichtigung der Verursachungs- und Verteilungsgerechtigkeit verbleibenden Ermessensspielraums sind Aspekte der Praktikabilität des Entgeltsystems zu berücksichtigen, etwa hinsichtlich Einfachheit, Verständlichkeit und (auch rechnerischer) Nachvollziehbarkeit (Transparenz) der Entgeltberechnung, Umfang und Verfügbarkeit der benötigten Daten, Aufwand der Vermittlung von Änderungen der Entgeltstruktur gegenüber den Netznutzern sowie Aufwand der Umsetzung in den Systemen der Netzbetreiber.

Aus diesen Zielsetzungen und Bewertungskriterien ergeben sich verschiedene Zielkonflikte, die bei der Bewertung von Gestaltungsoptionen zu berücksichtigen sind.

6.2 Empfehlungen

Nachfolgend werden die im Gutachten abgeleiteten Empfehlungen gekürzt zusammengefasst. Für detaillierte Ausführungen, Begründungen und Erläuterungen sei auf die jeweiligen Abschnitte im Haupttext des Gutachtens verwiesen.

Kostentragung nach Art der Netznutzung

Insbesondere mit Blick auf die internationale Praxis erscheint den Gutachtern der derzeit relativ hohe Beitrag der Erzeuger zur Netzkostentragung in Österreich kritisch, da er die Wettbewerbsposition der österreichischen Erzeuger belastet und keine starken Argumente für seine Auf-

rechterhaltung erkennbar sind. Dies gilt ganz besonders für die Erhebung des Netzverlustentgelts von den Erzeugern, da dieses eine deutliche Zunahme der resultierenden G-Komponente mit sinkender Anschlussspannung bewirkt.

Eine Reduzierung der mit der erzeugungsseitigen Kostentragung verbundenen ineffizienten Anreizsetzung hinsichtlich Kraftwerksstandorten und -einsatz könnte erreicht werden, indem das Netzverlustentgelt nicht mehr von Erzeugern erhoben wird. Es könnte dann zur Vereinfachung der Entgeltsystematik auch in das Netznutzungsentgelt für Verbraucher integriert werden. Darüber hinaus ist zu prüfen, ob die dem Systemdienstleistungsentgelt zugrunde liegenden Kosten nicht zu einem größeren Teil über die Ausgleichsenergiepreise verrechnet werden sollten.

Weniger kritisch, da nur bei der Standortwahl und nicht beim Kraftwerkseinsatz wirksam, erscheinen einmalige Entgelte. Im Gegenzug zu den zuvor empfohlenen Absenkungen im Bereich der periodischen Entgelte könnte daher erwogen werden, ein Netzbereitstellungsentgelt von Erzeugern zu erheben (neben dem ohnehin direkt zurechenbaren Netzzutrittsentgelt).

Die empfohlene Absenkung der erzeugungsseitigen periodischen Entgelte würde im Gegenzug zu einer Erhöhung der verbrauchsseitigen Entgelte führen, was bei isolierter Betrachtung der zeitlichen Entwicklung der verbrauchsseitigen Entgelte zu falschen Schlussfolgerungen verleiten könnte. Eine solche Änderung müsste daher in ihren Auswirkungen angemessen dargestellt und vermittelt und bei Tarifvergleichen jeglicher Art (national/international, zeitliche Entwicklung etc.) beachtet werden, d. h. unter Berücksichtigung sowohl der verbrauchs- als auch der erzeugungsseitigen Entgelte.

Die Gutachter sprechen sich dafür aus, die Belastung von Speichern mit netzseitigen Entgelten möglichst weitgehend zu reduzieren, etwa indem die derzeit bis 2020 geltende Aussetzung der verbrauchsseitigen Netzentgelte für neue Speicheranlagen auf Bestandsanlagen (unabhängig von der verwendeten Speichertechnologie) ausgedehnt und zeitlich unbefristet fortgeführt wird. Allenfalls wäre eine Entgeltbelastung erwägenswert, die sich an den Wirkungsgradverlusten von Speichern orientiert.

Vertikale Entgeltdifferenzierung (Netzebenen)

Es wird empfohlen, die heute praktizierte Unterteilung der Entgelte in 7 Netzebenen und die Definition der Ebenen beizubehalten.

Horizontale Entgelt differenzierung (Netzbereiche)

Die bestehende Einteilung in Netzbereiche einschließlich der Systematik der Ausgleichszahlungen ist zwar Ergebnis einer historischen Entwicklung und daher aus rein ökonomischer Sicht teilweise als arbiträr anzusehen. Jedoch sind weder zur Ausweitung noch zur Reduzierung des damit verbundenen Differenzierungsgrades überzeugende Argumente zu erkennen, die den erheblichen Umstellungsaufwand und die Umverteilungseffekte infolge einer solchen Änderung rechtfertigen würden. Die Gutachter sehen daher keinen Grund für eine Änderung der bestehenden Systematik der Netzbereiche. Sollten die hieraus resultierenden Verteilungswirkungen bei einer weiter zunehmenden regionalen Ungleichverteilung des Ökostrom-Aufkommens zukünftig als nicht mehr vertretbar angesehen werden, so kann diesen Wirkungen bei Bedarf auch durch andere Lösungen wie explizite Transferzahlungen zwischen den Netzbereichen entgegengewirkt werden, die keine Änderung der Netzbereichsabgrenzung erfordern.

Methodik der vertikalen Kostenwälzung

Die Kostenwälzung für die Höchstspannungsebene hat in Österreich primär die Aufgabe, Kosten auf verschiedene regionale, in der Regel galvanisch nicht verbundene Netzbereiche aufzuteilen. Auf den Verteilungsnetzebenen 3 bis 7 steht in Österreich die Kostenträgerrechnung, die Aufteilung der Kosten einer Netzebene auf je zwei Entnehmerkollektive, im Vordergrund. Diese sind einerseits das Kollektiv der Entnehmer der jeweils betrachteten Netzebene und andererseits das Kollektiv der Entnehmer sämtlicher nachgelagerter Netzebenen.

Eine Differenzierung der Ausgestaltung des Kostenwälzungsverfahrens für die Höchstspannungsebene einerseits und die Verteilungsnetzebenen andererseits erscheint den Gutachtern sachgerecht und sollte daher beibehalten werden.

Netzplanung und damit Netzausbau orientieren sich an der für die Zukunft erwarteten maximalen Leistung der jeweiligen Netzebene. Eine verursachungsgerechte Kostenaufteilung auf die beiden oben genannten Kollektive sollte sich daher im Idealfall an deren Anteilen an der maximalen Leistung der Netzebene (Höchstlastanteile) orientieren.

Höchstlastanteile weisen allerdings tendenziell eine höhere Volatilität auf als Arbeitsgrößen, so dass es im Sinne einer zeitlich möglichst stabilen Kostenallokation sinnvoll erscheint, einen Teil der Kosten nach Arbeitsgrößen zu wälzen. Die Gutachter empfehlen daher, die Kostenwälzung nach kollektiven Höchstlastanteilen durch Wälzung nach Brutto-Arbeit zu ergänzen. Die

Kostenwälzung sollte grundsätzlich vor einer jeden Tarifierungsanpassung erfolgen. Übergangsregelungen zur Glättung von Tarifierungsanpassungen sollten zulässig sein.

Die Kostenwälzung ist als separater Schritt unabhängig von der genauen Tarifierungssystematik durchzuführen. Dabei sind auch die unterschiedlichen Zielsetzungen der Kostenwälzung auf der Höchstspannungsebene bzw. auf den Verteilnetzebenen zu berücksichtigen.

Für die Kostenwälzung auf der Höchstspannungsebene steht die regionale Verteilung der Kosten im Vordergrund. Weniger relevant für die Kostenverursachung scheinen Höchstlastanteile nachgelagerter galvanisch nicht verbundener Netzbereiche. Der Wälzung nach Brutto-Arbeit ist hier ein größeres Gewicht – sinnvoll erscheint ein Anteil wie bisher von bis zu 70 % – beizumessen. Da Höchstlastanteile für die Kostenverursachung lediglich eine untergeordnete Rolle spielen, scheint die Verfahrenswahl für die Wälzung der verbleibenden Kosten arbiträr. Das bisherige Verfahren ist transparent und allgemein akzeptiert, so dass dessen Weiterführung empfohlen werden kann. Selbstverständlich ist aus Vereinfachungsgründen eine Reduktion auf nur zwei Bezugsgrößen zu überlegen. Jedenfalls scheint eine Vereinheitlichung der Größen Halbstunden-Durchschnittsleistung (Kostenwälzung) einerseits und viertelstündliche Leistung (Netznutzungsentgelt) andererseits praktikabler.

Verteilungsebenen berühren in aller Regel über sämtliche Netzebenen nur einen Tarifbereich. Regionale Aufteilungen spielen daher nur eine untergeordnete Rolle. Der Kostenwälzung nach Höchstlastanteilen ist hier angesichts zunehmender Eigenerzeugung stärkeres Gewicht – sinnvoll scheint ein Anteil von mindestens 50 % – beizumessen. Restliche Kosten sind entsprechend der Brutto-Arbeit aufzuteilen.

Netzverluste sollten im Rahmen der Kostenwälzung aus der Schlüsselungsbasis ausgenommen werden, damit die Systemnutzungskosten konzeptgemäß nur den Entnehmerkollektiven zugerechnet werden.

Periodische Entgelte für leistungsgemessene Kunden

- **Leistungspreiskomponente** – Eine Erhöhung des LP-Erlösanteils in moderatem Umfang (bis zu einer Größenordnung von rund 70 %) erscheint möglich und empfehlenswert. Eine signifikante Tarifierungsanomalie sollte dabei aber vermieden werden. Die Staffelung des LP-Anteils nach Netzebenen (zu höheren Spannungen hin steigender LP-Anteil) erscheint möglich und sinnvoll.

Eine Umstellung der Verrechnungsleistung für den LP auf die Jahreshöchstleistung anstelle oder ergänzend zum bisherigen 12-Monatsspitzen-Mittel ist grundsätzlich empfehlenswert. Konkret wird empfohlen, einen prozentualen Anteil der Jahreshöchstleistung als Mindestabrechnungsleistung bei weiterhin primärer Relevanz von Monatsspitzen vorzusehen. Dies erlaubt einen „gleitenden“ Übergang ausgehend von der heutigen Systematik, indem der Prozentsatz sukzessive erhöht wird. Darüber hinaus kann der Prozentsatz auch von Netzebene zu Netzebene unterschiedlich sein.

- **Kapazitätsbezogene Komponente** – Wichtig für die Beurteilung eines Kapazitätselements ist dessen enger Zusammenhang mit dem Netzbereitstellungsentgelt. Denn durch letzteres ist in der bestehenden Entgeltsystematik bereits grundsätzlich ein Anreiz zur Wahl der angemessenen Kapazität vorhanden. In Verbindung mit der u. g. Empfehlung zur Beibehaltung des Netzbereitstellungsentgelts wird empfohlen, auf die Einführung einer kapazitätsbezogenen Komponente zu verzichten.
- **Grundpreiskomponente** – Ein GP pro Anschlusspunkt erscheint grundsätzlich verursachungsgerecht, wäre jedoch nicht praktikabel. Ein – praktikabler – GP pro Zählpunkt wäre sehr pauschal und damit nur bedingt verursachungsgerecht. Darüber hinaus würde bereits bei recht geringen Erlösanteilen des GP eine starke Tarifanomalie eintreten. Aus diesen Gründen halten die Gutachter die Einführung eines GP für leistungsgemessene Kunden nicht für empfehlenswert.
- **Arbeitspreiskomponente** – Zur Zeit entfällt ein erheblicher Erlösanteil der Netznutzungsentgelte auf die bezogene Arbeit. Eine Reduzierung dieses AP-Erlösanteils trüge zur Steigerung der Verursachungsgerechtigkeit bei, da die bezogene Arbeit nur einen geringen Teil der Kostentreiberwirkung bei Netzkosten ausmacht. Dieser Schritt wäre komplementär zur Erhöhung des auf den LP entfallenden Erlösanteils.

Aus Anreiz- und Praktikabilitätsgründen wird grundsätzlich empfohlen, auf eine zeitliche Differenzierung des AP zukünftig zu verzichten. Allenfalls ist eine Übergangsregelung zu erwägen, um sprunghafte Entgeltänderungen abzumildern. (Im Bereich der nicht leistungsgemessenen Kunden der Netzebene 7 erscheint hingegen die Beibehaltung zumindest der HT/NT-Differenzierung erwägenswert, s. u.)

Eine Einführung einer auf die verbrauchte Arbeit (in Abgrenzung zur bezogenen Arbeit) erhobenen Entgeltkomponente wird nicht empfohlen, zum einen aufgrund von Machbarkeits- und Aufwandsgründen und zum anderen aufgrund der Tatsache, dass mit einer Erhöhung des Erlösanteils der bereits bestehenden LP-Komponente eine ganz ähnliche Steigerung der Verursachungsgerechtigkeit erzielt werden kann.

- **Sonderregelung für Anbieter von Regelleistung** – Es wird empfohlen, die derzeitige Sonderregelung für Verbraucher, die negative Regelenergie erbringen, aufgrund fehlender Sachgerechtigkeit und Verhältnismäßigkeit abzuschaffen. Ggf. vorhandene Hemmnisse für das Angebot von Regelenergie sollten an anderer Stelle abgebaut oder kompensiert werden, z. B. bei den unmittelbaren Regelungen für die Regelenergiemärkte.
- **Sonderentgelte für unterbrechbare Verbraucher** – Es wird empfohlen, die bestehenden Sondertarife zunächst beizubehalten. Sobald Regelungen (evtl. auch Märkte) für den zukünftigen Bedarf und Einsatz solcher Flexibilitäten erkennbar werden, sollten die tariflichen Regelungen aber weiterentwickelt oder durch andere Formen der Vergütung ersetzt werden. Dabei sollte dann darauf geachtet werden, die gewünschten Anreize parallel zum Entstehen dieser Flexibilitäten zu entwickeln, um deren Entfaltung nicht zu behindern.

Periodische Entgelte für nicht leistungsgemessene Kunden

- **Grundpreiskomponente** – Die Gutachter erachten eine moderate Erhöhung der Grundpreise, etwa auf einen Erlösanteil von einigen 10 % an den von nicht leistungsgemessenen Kunden insgesamt über Netznutzungsentgelte zu deckenden Erlösen, als empfehlenswert. Zur Ableitung einer aus Sicht der Verursachungsgerechtigkeit plausiblen, konkreten Höhe des GP bietet es sich an, auf die Funktion des GP als Konstrukt zur – pauschalierenden – Abbildung der Wirkung eines Leistungspreises abzustellen. Hierzu würde der GP als Produkt aus dem für leistungsgemessene Kunden der Netzebene 7 geltenden LP und einer pauschalen Leistungshöhe gebildet. Letztere könnte über die Abschätzung einer „Mindesthöchstleistung“ bestimmt werden, die von den meisten (auch kleineren) Kunden erreicht werden dürfte.

Durch eine zeitliche Streckung, also eine verteilte Erhöhung des GP über mehrere Jahre, kann eine Dämpfung von Umverteilungseffekten sowie von möglichen Anreizen zu einer kundenseitigen Zusammenlegung von Zählpunkten erreicht werden. Grundsätzlich könnte auch eine Staffelung des GP nach Kundeneigenschaften in Betracht gezogen werden, wobei

jedoch die Spezifikation des hierzu heranzuziehenden Größenkriteriums wie auch die Umsetzung einer Staffelung mit praktischen Herausforderungen verbunden wären.

- **Arbeitspreiskomponente** – Die Höhe des AP ergibt sich nach Festlegung des GP (s. o.) als residuale Entgeltkomponente.

Die heute in einigen Tarifbereichen bestehende zeitliche Differenzierung des AP erscheint grundsätzlich mehr und mehr fragwürdig, da starre Tarifzeiten immer weniger den Verlauf der Netzbelastung reflektieren. Eine bestehende Differenzierung nach HT/NT könnte für nicht leistungsgemessene Kunden mit Mehrtarifzähler oder gesondertem Zähler für zeitgebundene Verbrauchseinrichtungen allerdings aufrechterhalten werden, um hierauf aufbauend getätigte Investitionen nicht zu entwerten und zu reflektieren, dass in Netzebene 7 heute zumindest die HT/NT-Unterscheidung noch zu den Netzbelastungsprofilen „passt“, d. h. die zeitliche Differenzierung des AP hier noch einen Anreiz zu netzdienlichem Verbrauchsverhalten setzt. Auch in diesem Kundensegment ist zukünftig allerdings mit Änderungen der Netzbelastungsprofile zu rechnen. Sollte hierdurch künftig die HT/NT-Differenzierung nicht mehr passend erscheinen, so sollte sie angepasst oder abgeschafft werden, um keine Fehlanreize zu vermitteln.

- **Behandlung von Smart-Metering-Kunden** – Zumindest nach vollständigem SM-Rollout erscheint ein Übergang auf den Tarif für leistungsgemessene Kunden grundsätzlich sinnvoll. Hierzu muss allerdings zum gegebenen Zeitpunkt geprüft werden, welche Auswirkungen dies auf Tarife, Kostenallokations- und Anreizwirkungen hätte. Die für eine eingehendere Beurteilung dieser Fragen benötigte Datenbasis entsteht jedoch erst durch den SM-Rollout.

Für die Übergangszeit, also während des Rollouts, bestehen zwei Optionen. Entweder wird den bereits auf SM umgestellten Kunden ein Wahlrecht eingeräumt. Dies birgt jedoch die Gefahr des „Rosinenpickens“ mit in der Folge erhöhten Entgelten für die übrigen Kunden. Alternativ können auch die SM-Kunden zunächst weiterhin nach dem Tarif für nicht leistungsgemessene Kunden abgerechnet werden. Diese Option erscheint den Gutachtern tendenziell vorzugswürdig.

Netzbereitstellungsentgelt

Das NBE sollte beibehalten werden, um einen teilweisen Bezug der Entgelte auf die vertragliche Leistung beizubehalten, wobei für Kleinkunden, insbesondere für zukünftige Smart-Metering-Kunden, eine Vereinfachung sinnvoll wäre. So kann auf die mit einigen Schwierigkeiten behaftete Einführung eines kapazitätsbezogenen Elements als Bestandteil des Netznutzungsentgelts verzichtet werden. Die teilweise Rückzahlbarkeit des NBE bei Kapazitätsrückgang sowie dessen örtliche Übertragbarkeit sollten aus Gründen der Verursachungsgerechtigkeit wie auch der Praktikabilität abgeschafft werden.

Wenn – vor dem Hintergrund der u. g. Empfehlung, das Netzverlustentgelt abzuschaffen – ein erzeugungsseitiges Entgelt grundsätzlich weiterhin gewünscht wird, könnte eine verursachungsgerechte und den betrieblichen Einsatz der Erzeugungsanlagen nicht beeinträchtigende Lösung darin bestehen, das NBE auch von Erzeugern zu erheben. Für bestehende Erzeuger sind dabei evtl. Übergangsregelungen erforderlich, etwa zur Berücksichtigung der vertraglich bereits früher zugesagten Leistung.

Die Ausgestaltung eines eventuellen NBE für Erzeuger müsste aber sicherstellen, dass dieses Entgelt keinen verzerrenden Einfluss auf die Wahl des technisch-wirtschaftlich bestgeeigneten Anschlusspunkts für Erzeugungsanlagen ausübt.

Die Höhe des NBE sollte (abweichend von den Komponenten des Netznutzungsentgelts) generell nicht durch einen festen Erlösanteil definiert werden, da der Umfang an Neuerschließungen und damit auch das Aufkommen an NBE gebietsweise stark variieren kann. Nachhaltiger erscheint eine Kopplung an die Höhe des LP des Netznutzungsentgelts, etwa durch ein festes, ggf. netzebenenspezifisches Verhältnis zwischen LP und NBE. Dabei könnten aus Praktikabilitätsgründen ggf. Vereinfachungen vorgesehen werden, um eine jährliche Anpassung des NBE zu vermeiden.

Netzverlustentgelt

Der wesentliche Unterschied des Netzverlustentgelts gegenüber dem Netznutzungsentgelt besteht darin, dass das Netzverlustentgelt auch von Erzeugern zu zahlen ist. Die Gutachter sprechen sich dafür aus, dieses erzeugungsseitige Entgelt, das nicht als effizientes Preissignal zu bewerten ist, abzuschaffen. Wenn dieser Empfehlung gefolgt wird, sollte das dann nur noch

von Verbrauchern zu tragende Netzverlustentgelt zwecks Tarifvereinfachung gänzlich abgeschafft werden; die hiermit abgedeckten Verlustkosten sollten dann in die allgemeinen Netzkosten integriert und über das Netznutzungsentgelt gewälzt werden.

Messentgelt

In Anbetracht der damit erzielbaren Vereinfachung der Entgeltstruktur tendieren die Gutachter dazu, die Integration der Messkosten in das Netznutzungsentgelt und damit die Abschaffung des heute angewandten separaten Messentgelts zu befürworten. Die damit verbundene Einbuße an individueller Verursachungsgerechtigkeit erscheint angesichts der geringen Wahlfreiheit der Netznutzer hinsichtlich ihrer Messeinrichtung und des insgesamt nur geringen Erlösanteils des Messentgelts vertretbar. Sofern dieser Empfehlung gefolgt wird, sollte bei der Vermittlung der Änderung gegenüber den Netznutzern deutlich gemacht werden, dass der resultierenden Erhöhung des Netznutzungsentgelts – insbesondere des Leistungs- bzw. Grundpreises – eine entsprechende Entlastung durch Wegfall des Messentgelts gegenübersteht.

Sofern der Wunsch besteht, auch bei Verzicht auf das Messentgelt eine gewisse Differenzierung nach der Art der Messeinrichtung beizubehalten, wäre insbesondere bei den Nutzergruppen, die einen Grundpreis zu zahlen haben, eine entsprechende Differenzierung dieses Grundpreises vorstellbar. Dies ist allerdings nur insoweit sinnvoll, als sich insgesamt eine Reduktion der tariflichen Komplexität ergibt, da es ansonsten einfacher wäre, das bestehende Messentgelt beizubehalten.

Systemdienstleistungsentgelt

Aus Sicht der Verursachungsgerechtigkeit wäre es sachgerechter, einen deutlich höheren Kostenanteil als bisher (22 %) über die Ausgleichsenergiepreise an die Bilanzgruppen zu verrechnen. Zur Vereinfachung der Entgeltsystematik könnte sogar eine vollständige Tragung der Sekundärregelungskosten durch die Bilanzgruppen erwogen werden. Allein aus Sicht der Verursachungsgerechtigkeit wäre diese allerdings nicht zu rechtfertigen. Sofern entschieden wird, weiterhin einen Teil der Sekundärregelungskosten durch erzeugungsseitige Entgelte zu decken, wäre zudem die 5-MW-Schwelle auf Sachgerechtigkeit zu prüfen.

Wechselwirkungen mit an Netzentgelte geknüpften Umlagen und Abgaben

Es sei darauf hingewiesen, dass die hier vorgeschlagenen strukturellen Änderungen der Netzentgeltsystematik mittelbar Auswirkungen auf die an die Entgeltkomponenten geknüpften sonstigen Umlagen und Abgaben haben können. So fiel bei Abschaffung des Netzverlustentgelts auch der hieran geknüpfte Ökostromförderbeitrag zunächst weg, so dass dies z. B. mittels einer aufkommensneutralen Erhöhung des Ökostromförderbeitrags auf andere Netzentgeltkomponenten ausgeglichen werden müsste. Diese Umlagen bzw. Abgaben und entsprechende Wirkungen waren hier jedoch nicht Untersuchungsgegenstand.

Literatur

- [1] Haubrich, H.-J.; Swoboda, P.; Fritz, W.; Bogner, S.; Engels, K.; Sommersguter, M.
Grundlagen für Systemnutzungs-/tarif/-regelungen im Bereich der öffentlichen Elektrizitätsnetze
Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für wirtschaftliche Angelegenheiten der Republik Österreich, Aachen/Graz, Juni 1998 („Haubrich/Swoboda-Gutachten“)
- [2] Groier, G.
Die dynamische Kostenzuordnung für die Strompreisgestaltung, Eine Methode für die verursachungsgerechte Kostenzuordnung bei EVU auf Kunden und Kundengruppen
Dissertation, TU Graz, 1997
- [3] Consentec/IAEW/RZVN/Frontier Economics
Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft
Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, Abschlussbericht, 20.11.2006
- [4] Regulierungskommission der E-Control
Erläuterungen zur Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 – Novelle 2014
www.e-control.at (Stand 20.1.2015)