



E-CONTROL

„TARIFE 2.1“

WEITERENTWICKLUNG DER NETZENT- GELTSTRUKTUR FÜR DEN STROM- NETZBEREICH

Positionspapier der Energie-Control Austria für die Regulie-
rung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Juni 2020

Das vorliegende Dokument behandelt ausschließlich Themen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur im Strombereich und stellt die Position der E-Control dar. Anfang des Jahres 2016 hat die E-Control ein Konsultationsdokument zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur veröffentlicht, welches bis zum Sommer 2016 konsultiert wurde. Darauf aufbauend wurde unter Berücksichtigung der eingelangten Stellungnahmen ein erstes Positionspapier erstellt. Dieses erste Positionspapier erfuhr im Juni 2020 aufgrund von Veränderungen und zusätzlichen Erfahrungen sowie zur Abbildung der neuen europäischen Vorgaben des „Clean Energy For All Europeans“-Pakets (CEP) eine grundlegende Überarbeitung und Aktualisierung. Das vorliegende Ergebnisdokument soll auf die Herausforderungen an eine Netzentgeltstruktur der Zukunft ausgewogene Antworten geben und wird mit den betroffenen Stakeholdern der Energiewirtschaft abgestimmt.

In einem dynamischen Umfeld wie dem Energiebereich können jedoch nicht alle Entwicklungen vorausgesagt werden. Die E-Control behält sich daher vor, aufgrund geänderter Umstände auch eine begründete Änderung zu den derzeitigen Vorschlägen darzulegen und zu vertreten. Weiterführende Analysen und Überlegungen zu den einzelnen Positionen sind im Konsultationsdokument zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur enthalten, welches unter folgender Adresse abgerufen werden kann:

<https://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/tarife-2-1>

Zur besseren Lesbarkeit wird in diesem Dokument die männliche Sprachform verwendet. Sämtliche Ausführungen betreffen alle Geschlechter gleichermaßen.

© Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Rudolfplatz 13a

A-1010 Wien

Telefon: +43 1 24 7 24-0

E-Mail: office@e-control.at

www.e-control.at

Twitter: www.twitter.com/energiecontrol

Facebook: www.facebook.com/energie.control

Zusammenfassung der E-Control Position

Generelle Tarifierungsgrundsätze und -ziele

Sicherstellung von leistbaren, planbaren und verständlichen Netzentgelten für Kunden unter Berücksichtigung von Verursachungsgerechtigkeit und Energieeffizienz. Schaffung von Lenkungsanreizen zur nachhaltigen und wirtschaftlichen Nutzung der Strominfrastruktur und Ermöglichung des Marktes.

Anschlussentgelte

Aufwertung und Ausweitung des Netzzutrittsentgelts in ein neues Anschlussentgelt. Zum aufwandsorientierten Anteil wird ein pauschales Entgelt eingehoben, welches sich an der Anschlussleistung orientiert und nur bei Anschluss oder Umbau der Anschlussanlage zur Verrechnung kommt. Ziel ist eine exakte Bestimmung des Leistungsbedarfes durch die Netzkunden. Im Gegenzug wird das Netzbereitstellungsentgelt abgeschafft.

Notwendige Anpassungen

Änderungen wären in § 51 EIWOG 2010 erforderlich. Ergänzungen müssten in § 54 EIWOG 2010 für ein pauschales Entgelt bei der Anschlussherstellung erfolgen. Weiters müsste die Streichung von § 55 EIWOG 2010 erfolgen, allerdings wären Übergangsbestimmungen für bereits erworbene Netzbereitstellungsentgelte zu schaffen.

Netznutzung

Nach dem Smart Meter-Roll-Out soll für alle NE 7 Kunden nur mehr ein Entgelt auf Basis von Arbeit und Leistung pro Netzbereich angeboten werden. Bei ausreichendem Ausrollungsgrad kann in einzelnen Netzgebieten bereits vorab eine Umstellung erfolgen, sodass beide Abrechnungssysteme parallel bestehen können. Analog zu den Netzebenen 3 bis 6 soll der Leistungsanteil in einer Bandbreite von 40% bis 60% liegen, um den vollen Umfang von Flexibilität nutzbar zu machen. Diese Anpassungen beim Netznutzungsentgelt tragen auch zu einer kostenverursachungsgerechten Berücksichtigung von aktiven Kunden sowie der Elektromobilität bei. Zur Flexibilitätsnutzung können Netzbenutzer verschiedene Handlungsoptionen ausschöpfen, die zu unterschiedlichen Entgelten führen.

Notwendige Anpassungen

§ 52 Abs. 2 EIWOG 2010 könnte nach dem Smart Meter Roll-Out gestrichen werden. § 52 Abs. 3 EIWOG 2010 wäre zu streichen und unter § 11 SNE-VO eine entsprechende Regelung aufzunehmen.

Neudefinition § 3 Z 7 SNE-VO sowie Änderung § 4 Abs. 1 Z 8 SNE-VO wären vorzunehmen.

Netzverluste

Beim Netzverlustentgelt wird aus Gründen der Kostenverursachungsgerechtigkeit sowie der höchstgerichtlich entschiedenen Rechtsstreitigkeiten der Vergangenheit kein Änderungsbedarf erkannt.

Notwendige Anpassungen

Keine erforderlich.

Systemdienstleistungen

Die Verordnung (EU) 2017/2195 (EBGL) ist seit Ende 2018 direkt anwendbar. Das Systemdienstleistungsentgelt wird seither unionsrechtskonform verrechnet. Die EU-Vorgaben sind laufend zu beachten.

Notwendige Anpassungen

§ 56 und 69 EIWOG 2010 sind aufgrund von EU-Vorgaben nicht mehr anwendbar und anzupassen.

Messleistungen

Die Integration des Messentgelts in die Leistungskomponente des Netznutzungsentgelts ist vorgesehen. Das bedeutet eine Vereinfachung der Netzrechnung und Rechnungslegung. Die Integration könnte allerdings erst nach dem Abschluss der Ausrollung von Smart Metern erfolgen.

Notwendige Anpassungen

§ 57 EIWOG 2010 wäre anzupassen.

Sonstige Entgelte

Das Entgelt für bisher nicht geregelte Blindleistungsbereitstellung durch Erzeuger sollte ergänzt werden. Steuerungseffekte von weiteren sonstigen Entgelten sollen weiterhin genutzt werden, um das Gesamtsystem für sämtliche Netzkunden nicht unnötig zu verteuern.

Notwendige Anpassungen

§ 52 Abs. 3 EIWOG 2010 und § 11 SNE-VO wären anzupassen.

Weitere entgeltrelevante Themen

Netzentgelte sind so auszugestalten, dass sie sozial Schwache nicht benachteiligen. Die Rechnungslegung sollte vereinfacht werden, um die Transparenz und Nachvollziehbarkeit auf Kundenseite zu erhöhen.

Notwendige Anpassungen

Bei Netzrechnungen wären gesetzliche Anpassungen in Bezug auf die Mindestanforderungen erforderlich.

Konzepte zur Maximierung des Eigenverbrauches (z.B. Energiegemeinschaften, Nutzung der Eigenerzeugung für Speicher und Elektromobilität oder die gemeinschaftliche Nutzung von Erzeugungsanlagen in Mehrparteienhäusern) sollen unterstützt werden, um die Auswirkungen von volatiler dezentraler Erzeugung auf das Netz zu minimieren. Dabei müssen die Netzentgelte dem Grundsatz der fairen Kostenbeteiligung folgen. Dieses Prinzip wird durch ein lokales Netzentgelt umgesetzt.

Umsetzung der Erneuerbaren-Richtlinie-Neufassung in nationales Recht.

Inhaltsverzeichnis

1	Generelle Tarifierungsgrundsätze und –ziele.....	6
2	Anschlussentgelte	7
3	Netznutzung.....	9
3.1	Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen Leistungs- und Arbeitsanteilen.....	10
3.2	Bestimmung der zu verrechnenden Leistung.....	16
3.3	Auswirkungen von energieintensiven Anwendungen am Beispiel Elektromobilität, Vor-Ort-Speicher, Wärmepumpen, Saunen etc.	17
3.4	Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur	19
4	Netzverluste.....	22
5	Systemdienstleistungsentgelt	23
6	Messleistungen.....	23
7	Sonstige Entgelte	24
8	Weitere entgeltrelevante Themen	25
8.1	Erneuerbare Energiegemeinschaften - Erhöhung des Eigenverbrauchs.....	25
8.2	Soziale Aspekte der Tarifierung	26
8.3	Weiterentwicklung von Stromrechnungen.....	27
9	Weiterentwickelte Netzentgeltstruktur	28

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Netzentgeltstruktur Status quo	7
Abbildung 2: Boxplot zu den höchsten viertelstündlichen Leistungswerten.....	7
Abbildung 3: Verhältnis Leistungsanteil (bzw. Pauschale) zu Arbeitsanteil	10
Abbildung 4: Arbeits- und Leistungskomponenten für leistungsgemessene Musterkunden der NE 7 .	11
Abbildung 5: Verhältnis Pauschalanteil zu Arbeitsanteil im Netznutzungs- und Netzverlustentgelt	12
Abbildung 6: Verteilungsfunktion ausgewählter Viertelstundenwerte, NE 7	13
Abbildung 7: Tarife Oberösterreich, SNE-VO 2018 – Novelle 2020	14
Abbildung 8: Neue Tarifierung bei einheitlichen Arbeits- und Leistungspreisen.....	14
Abbildung 9: Kostenauswirkungen durch Umstellung auf einen leistungsgemessenen Tarif.....	15
Abbildung 10: Neue Tarifierung bei einheitlichen Arbeits- und zweigliedrigen Leistungspreis.....	15
Abbildung 11: Kostenauswirkungen durch Umstellung auf einen leistungsgemessenen Tarif.....	15
Abbildung 12: Wirkung des neuen Entgeltsystems auf Elektromobilität.	18
Abbildung 13: Kostenauswirkungen der drei Kundentypen durch die Umstellung	19
Abbildung 14: Flexibilitätsoptionen aus Sicht der Kunden	20
Abbildung 15: Flexibilitätsmöglichkeiten in Bezug auf Netzentgelte aus Sicht des Netzbenutzers	22
Abbildung 16: Weiterentwickelte Netzentgeltstruktur „Tarife 2.1“	28

Die Abbildungen 2 und 6 wurden mit R erstellt (R Core Team, 2019. R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. URL <https://www.R-project.org/>).

1 Generelle Tarifierungsgrundsätze und –ziele

Die Systemnutzungsentgelte decken die Kosten der Netzbetreiber¹ und Regelzonenführer² für die Erfüllung aller ihnen auferlegten Verpflichtungen zum versorgungssicheren Betrieb der Stromnetze ab. Sie sind von den Systembenutzern, also von Einspeisern und Entnehmern, zu bezahlen. Bei der Bestimmung der Entgelte gelten die folgenden Grundsätze:

- Gleichbehandlung aller Systembenutzer,
- Kostenorientierung,
- weitestgehende Verursachungsgerechtigkeit sowie
- effiziente Nutzung elektrischer Energie.

Darüber hinaus gibt es Vorgaben auf europäischer Ebene, aber auch in der Mission 2030, sowie im aktuellen Regierungsprogramm. Die Entgelte sollen zur Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Effizienz führen. Zudem haben sie planbar, leistbar und verständlich zu sein. Darüber hinaus ist eine nachhaltige und wirtschaftliche Nutzung der Strominfrastruktur durch spezielle Anreize sicherzustellen. Schließlich soll der Wettbewerb auf den Energiemärkten gefördert werden.

Diese Grundsätze müssen vor folgendem Hintergrund interpretiert werden: Die geplante Zielsetzung von (bilanziell) 100% erneuerbarer Stromerzeugung bis 2030 lässt die dezentrale Erzeugung steigen. Dies hat massive Auswirkungen auf die Netzkostentragung sowie die Systemstabilität und wirft die Frage nach einer fairen Kostenbelastung der Netzbenutzer auf. Energiegemeinschaften in ihren jeweiligen Ausprägungen haben das Potential, ein weiteres wesentliches Instrument des zukünftigen Strommarktes darzustellen. Dies bringt jedoch neue Herausforderungen bezüglich der Kostenverursachungsgerechtigkeit mit sich. Durch Maximierung des Eigenverbrauches mittels Energiegemeinschaften, Gemeinschaftsanlagen bei Mehrfamilienhäusern, Vor-Ort-Speicher und Elektromobilität soll einer breiteren Basis die direkte Partizipation an der Energiewende ermöglicht und gleichzeitig die Akzeptanz für diese erhöht werden. Zudem schafft die laufende Umrüstung bestehender Stromzähler auf intelligente Messgeräte (Smart Meter) neue Möglichkeiten für Kunden, Energielieferanten und/oder -dienstleister sowie Netzbetreiber. Neue Chancen und Anforderungen ergeben sich auch in den Bereichen Flexibilität und Demand Response. Unter anderem besteht so die Möglichkeit, dass Endkunden aktiv am Energiemarkt partizipieren können. Schließlich stellt die wachsende E-Mobilität die Stromnetze vor Herausforderungen. Mit dem „Clean Energy For All Europeans“-Paket³ finden alle diese Themen auch auf europäischer Ebene Berücksichtigung. Darüber hinaus stellt das Paket erweiterte Möglichkeiten für Netzbetreiber zur effizienten Umsetzung bereit.

Die gegenwärtige Netzentgeltstruktur (Abbildung 1) bietet nicht für alle Marktteilnehmer die notwendigen wirtschaftlichen Anreize zur Bereitstellung von Flexibilitäten und erfüllt daher die

¹ Netzbetreiber führen die Systemdienstleistung des Transports (Übertragungsnetzbetreiber) oder der Verteilung (Verteilernetzbetreiber) elektrischer Energie durch. Sie haben alle auf Grund technischer Gegebenheiten notwendigen Maßnahmen zu setzen, die einen stabilen Netzbetrieb gewährleisten. Insbesondere haben sie durch langfristige Investitionen die Funktionsfähigkeit ihrer Netze zu garantieren. Der Übertragungsnetzbetreiber hat zusätzlich noch die Abwicklung des Elektrizitätstransits durchzuführen.

² Um den Energiefluss im europäischen Verbundnetz technisch kontrollieren zu können und die Frequenz im zulässigen Bereich zu halten, wurde das europäische Übertragungsnetz in Regelzonen eingeteilt. Regelzonenführer sind für die Leistungs-Frequenz-Regelung in ihrer Regelzone verantwortlich, die Aufgaben werden international geteilt. Der Regelzonenführer in Österreich ist die die Austrian Power Grid AG.

³ European Commission. Clean energy for all Europeans package. https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en. Abgerufen am 07.04.2020.

aktuellen und zukünftigen Herausforderungen im Strommarkt nur eingeschränkt. Daher schlägt die E-Control eine Reihe von Änderungen vor, welche in den folgenden Kapiteln näher erläutert werden. Eine notwendige Voraussetzung für die Umsetzung der neuen Entgeltstruktur („Tarife 2.1“) ist jedoch die Bereitstellung des höchsten monatlichen viertelstündlichen Leistungswertes jedes Kunden durch den installierten Smart Meter oder ein entsprechendes Messgerät, bei Ablehnung des Smart Meters durch den Kunden. Damit einher geht das Erfordernis einer Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010), der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) und der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V 2018).

Anschlussentgelte		Netznutzungsentgelte		Netzverluste	Systemdienstleistungen	Zähler	Andere
Netzzutrittsentgelt	Netzbereitstellungsentgelt	Leistungskomponente	Arbeitskomponente	Netzverlustentgelt	Systemdienstleistungsentgelt	Messentgelt	Entgelt für sonstige Leistungen
Einspeiser				Einspeiser > 5MW		Einspeiser	
Entnehmer						Entnehmer	

Abbildung 1: Netzentgeltstruktur Status quo

2 Anschlussentgelte

Unter den Netzanschlussentgelten werden derzeit zwei unterschiedliche Entgeltkomponenten verstanden:

- Das **Netzzutrittsentgelt** wird gemäß § 54 EIWOG 2010 aufwandsorientiert verrechnet. Es soll alle angemessenen und mit marktüblichen Preisen bewerteten Aufwendungen der Netzbetreiber zur erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an das öffentliche Netz oder zur Abänderung eines Anschlusses in Höhe der vom Netzbenutzer beantragten Erhöhung der Anschlussleistung abdecken.
- Das **Netzbereitstellungsentgelt** wird gemäß § 55 EIWOG 2010 als einmalig zu leistende Pauschale für den bereits erfolgten sowie durch den Neuanschluss eventuell notwendigen Ausbau des Netzes verrechnet.

Beim Netzbereitstellungsentgelt kann es mit der Einführung von Smart Metern in der gegenwärtigen Systematik zu vermehrten Nachverrechnungen kommen, wenn die tatsächlich in Anspruch genommene Leistung der Netzbenutzer exakt gemessen wird und diese die im Netzzugangsvertrag vereinbarte Anschlussleistung überschreitet. Analysen anonymisierter Viertelstundenlastprofile zeigen, dass es bei einem Großteil der Kunden zu teils beträchtlichen Nachverrechnungen kommen würde. Abbildung 2 stellt die Verteilung der maximalen viertelstündlichen Leistungswerte eines Samples aus knapp 2.700 Kunden der Netzebene 7 zwischen August 2016 und Juli 2019 dar und zeigt eine breite Streuung der höchsten Bezüge. Aus der unteren Begrenzungslinie der Box ist ersichtlich, dass 25% der Kunden einen Spitzenwert von unter 4,5 kW aufweisen. Der Median ist als dicke

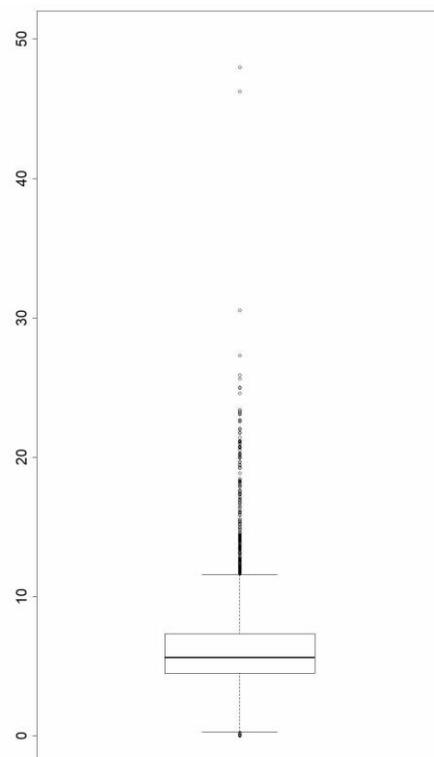


Abbildung 2: Boxplot zu den höchsten viertelstündlichen Leistungswerten

horizontale Linie eingezeichnet und liegt bei knapp 6,0 kW. 50% der Kunden verzeichnen ihre Leistungsspitze über diesem Wert. Schließlich verdeutlicht die obere Begrenzungslinie der Box, dass 25% der Kunden maximale Leistungswerte von über 7,3 kW erreichen. Einige Kunden verzeichnen sogar Spitzenwerte über 20 kW. Es ist davon auszugehen, dass die vereinbarte Leistung in vielen Fällen unter den tatsächlichen Spitzenwerten liegt. Um umfangreiche Nachverrechnungen durch die Einführung von Smart Metern zu vermeiden, spricht sich die E-Control für die folgenden Änderungen aus.

Da das **Netzbereitstellungsentgelt** in der Vergangenheit oftmals zu Unklarheiten auf Seiten der Kunden führte, sieht die E-Control eine Abschaffung dieser Entgeltkomponente vor. Für Kunden war oft nicht nachvollziehbar, dass sie hohe Nachzahlungen leisten mussten, obwohl sie lediglich einen leicht höheren Verbrauch⁴ hatten. Auch das Thema Rückzahlbarkeit und Übertragbarkeit des Netzbereitstellungsentgelts hat in der Vergangenheit Probleme bereitet und einen hohen Verwaltungsaufwand hervorgerufen.

Um allerdings eine laufende Erhöhung von Netznutzungsentgelten zur Herstellung weiterer Netzanschlüsse zu vermeiden, empfiehlt die E-Control eine **Ausweitung des Netzzutrittsentgeltes um einen pauschalierten Anteil**. Dabei wäre zu den tatsächlichen aufwandsorientierten Kosten für den Netzzutritt additiv ein pauschaliertes und anschlussleistungsbezogenes Entgelt zu entrichten. Diese Pauschale soll die Aufwendungen für allgemeine kapazitätserweiternde Maßnahmen abdecken und so zu einer verursachungsgerechteren Zuteilung der Kosten auf alle Netzbenutzer führen. Auch soll dieser Anteil nicht örtlich übertragbar und bei Kapazitätsrückgang nicht rückzahlbar sein, da die Schaffung von Kapazitäten mit langfristigen Kapitalkosten für den Netzbetreiber verbunden ist. Das pauschale Entgelt hat sich bei Netzanschlüssen auf hohen Spannungsebenen an der Leistungsfähigkeit der Anschlussanlage zu orientieren. Bei Netzanschlüssen für Haushalte und Kleingewerbe kann auch eine Einteilung in Standardwerte sinnvoll sein, um den Verwaltungsaufwand gering zu halten. Jedenfalls wären Nachverrechnungen nur im Zuge von Umbauten bzw. Erhöhung der Anschlussleistung zu tragen. Hierdurch wird für Kunden vermieden, dass diese mit nicht erwarteten Nachverrechnungen konfrontiert werden und die Transparenz sowie Vorhersehbarkeit der Entgeltsystematik werden gesteigert.

Mit der Einführung des pauschalen Anteils finanziert der Netzbenutzer den weiteren vorgelagerten Netzausbau mit. Vom Konzept des technisch geeigneten Anschlusspunktes⁵ wird durch die Neugestaltung des Netzzutrittsentgeltes nicht abgegangen.

In Bezug auf das Netzbereitstellungsentgelt hat sich in den letzten Jahren eine umfangreiche behördliche und gerichtliche Spruchpraxis entwickelt. Diese Entscheidungen sollten bei der Weiterentwicklung des Netzzutrittsentgeltes um einen pauschalierten Anteil zu einem generellen Anschlussentgelt berücksichtigt werden und sinngemäß Anwendung finden. Überdies sind Übergangsbestimmungen für bereits geleistete Netzbereitstellungsentgelte und erworbene vereinbarte Anschlussleistungen zu schaffen.

⁴ Vor der Ausrollung von Smart Metern wurde der Leistungswert auf Basis von Jahresverbrauchswerten ermittelt. Smart Meter ermöglichen hingegen die verbrauchsbasierte Ermittlung von viertelstündlichen Durchschnittsleistungen.

⁵ Beim erstmaligen Anschluss an das Verteilernetz sowie bei einer notwendigen Änderung der Anschlussanlage bestimmt der Netzbetreiber den technisch geeigneten Anschlusspunkt im bereits bestehenden öffentlichen Netz. Von diesem Anschlusspunkt aus kann eine entsprechende Leitung, in der Regel eine Hausanschlussleitung, gelegt werden. Die Kosten dafür trägt der Kunde.

Da das Netzzutrittsentgelt auch von Einspeisern zu leisten ist, sollten diese in Zukunft aufgrund des immer größer werdenden Anteils der nicht planbaren und mit dem Verbrauch abstimmbaren Erzeugung (aus Wind und PV) künftig neben den direkten Anschlusskosten zusätzlich ein pauschales Entgelt bezahlen. Allerdings könnte eine Reduktion der pauschalen Komponente (bis zu 100%) vorgenommen werden, falls die Einspeisung flexibel auf die Bedürfnisse des Netzbetriebs reagieren und damit Netzausbau vermeiden kann. Das bedeutet, dass der Netzbetreiber bei Bedarf für den Netzbetrieb die Erzeugungsanlage unter gewissen Bedingungen einschränken darf. Dies würde zwar die Summe der eingespeisten erneuerbaren Arbeit (kWh) aus den vorhandenen Anlagen reduzieren, allerdings könnten dadurch weitere Anlagen an das Netz angeschlossen werden, wodurch in Summe eine größere Erzeugungsmenge aus erneuerbaren Anlagen zu geringeren Kosten erzielt werden könnte. Lediglich die Ausnutzungsstunden der individuellen Anlagen würde hierdurch geringfügig sinken. Für die Einschränkung der Einspeisung zur Erhöhung notwendiger Flexibilität gibt es mehrere Optionen bzw. Bedingungen, die noch weiter zu untersuchen sind. Eine Möglichkeit stellt eine im Voraus angekündigte und zeitlich begrenzt vorgegebene maximale Einspeiseleistung dar. Im Fall von Mehrerzeugung könnte der Anlagenbetreiber entweder mehr verbrauchen oder alternativ lokale Speicher installieren, die einen Teil der verfügbaren Energie zeitlich verlagern können.

Position E-Control

Aufwertung und Ausweitung des Netzzutrittsentgelts in ein neues Anschlussentgelt von Entnehmern und Einspeisern. Zum aufwandsorientierten Anteil wird ein pauschales Entgelt pro kW eingehoben. Im Gegenzug wird das Netzbereitstellungsentgelt abgeschafft. Es ist keine örtliche Übertragbarkeit und Rückzahlbarkeit bei der Pauschalkomponente vorgesehen. Begünstigungen beim Netzzutrittsentgelt für Erzeugungsanlagen sind bei Rücksichtnahme auf Netzbedingungen möglich und zu empfehlen.

3 Netznutzung

Das Netznutzungsentgelt gemäß § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 dient der Erstattung der Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems. Es ist dabei ausschließlich von Entnehmern pro Zählpunkt zu entrichten; Einspeiser zahlen kein Netznutzungsentgelt.

Der Gesetzgeber lässt die Möglichkeit einer rein arbeitsbezogenen oder einer arbeits- und leistungsbezogenen Aufbringung offen. Ebenso sind pauschalierte Entgelte sowie zeit- und/oder lastvariable Entgeltstrukturen möglich. Als Bemessungsgrundlage für den arbeitsbezogenen Anteil wird der Verbrauch in Kilowattstunden (kWh) im jeweiligen Tarifzeitraum herangezogen, für den leistungsbezogenen Anteil auf den Netzebenen 3 bis 7 das arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten viertelstündlichen Leistung⁶. Bei nicht leistungsgemessenen Kunden der Netzebene 7 kommt schließlich eine jährliche Pauschale – derzeit in Höhe von 36,00 Euro pro Jahr – zur Anwendung.

Die Fragen, die sich im Bereich der Evaluierung der Netznutzungsentgelte ergeben, betreffen daher die Verursachungsgerechtigkeit von Pauschalen, die Ausgestaltung des Verhältnisses

⁶ Auf den Netzebenen 1 und 2 (Höchstspannungsnetz) wird gemäß Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 in der Fassung der Novelle 2020 (SNE-VO 2018 – Novelle 2020) § 4 Z 1 das 3-Spitzenmittel für die Leistungsermittlung herangezogen.

zwischen Leistungs- und Arbeitsanteilen, die zu verrechnende Leistung (kW) sowie Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur per se. Da rund drei Viertel der Kosten des Netzbetriebs über das Netznutzungsentgelt getragen werden, ist diesem ein besonderes Augenmerk zu widmen.

3.1 Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen Leistungs- und Arbeitsanteilen

In Österreich ist die Tarifstruktur derzeit durch eine Kombination aus Arbeits- und Leistungspreisen bzw. Pauschalen, d.h. durch einen mehrgliedrigen Tarif, gekennzeichnet. Auch im internationalen Vergleich dominieren mehrgliedrige Tarife, da es einerseits eine Präferenz zu Arbeitspreisen gibt, diese jedoch aus Gründen der Kostenverursachungsgerechtigkeit durch Leistungspreise ersetzt werden. Zur Abdeckung fixer Kosten eignen sich Leistungspreise besser⁷ als mengenabhängige Arbeitspreise, weil ein Stromnetz so ausgestaltet sein muss, dass es zu jedem Zeitpunkt alle Lastspitzen abfangen kann. Somit hängt die richtige Dimensionierung des Netzes von der gleichzeitigen Netzhöchstlast, also der zu einem bestimmten Zeitpunkt auftretenden Maximallast, ab. Diese wird durch den gleichzeitigen Energieverbrauch hervorgerufen und stellt somit den Hauptfixkostentreiber dar.

Wie einleitend erwähnt, wird das Netznutzungsentgelt ausschließlich von Entnehmern entrichtet. Eine Kostenbeteiligung durch Einspeiser an der Netznutzungskomponente wird auch für die Zukunft als nicht zielführend erachtet, da das Netznutzungsentgelt explizit am Verbrauch ansetzt.

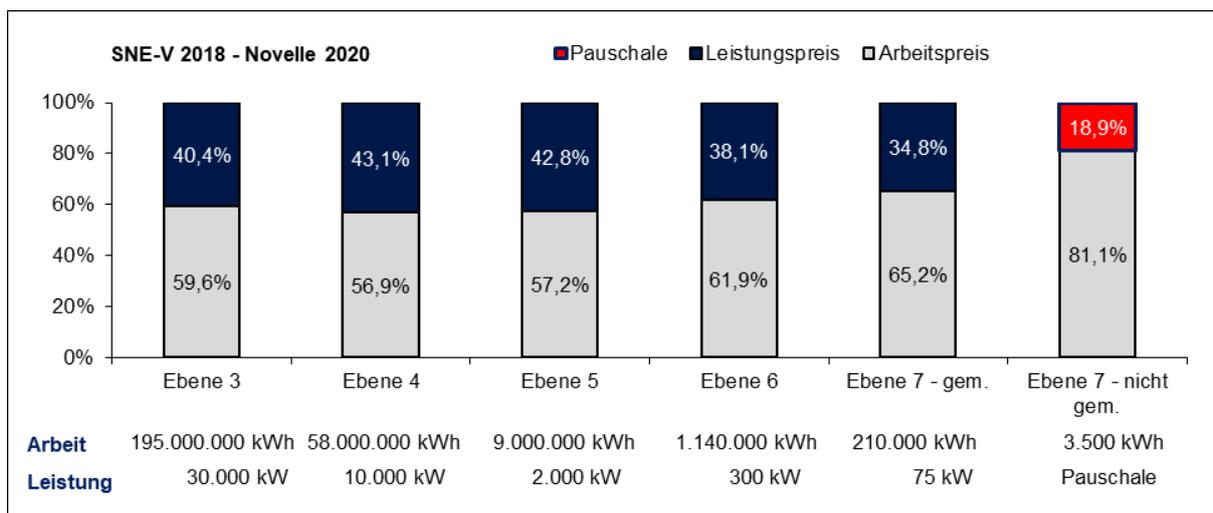


Abbildung 3: Verhältnis Leistungsanteil (bzw. Pauschale) zu Arbeitsanteil

In der derzeitigen Entgeltstruktur fällt der Anteil gemessener leistungsbezogener Entgelte im mengengewichteten Durchschnitt mit den Netzebenen (Abbildung 3). Während dieser in den oberen drei Ebenen mehr als 40% ausmacht, sinkt er für nicht leistungsgemessene Kunden der Ebene 7 (typische Haushalts- und kleine Gewerbekunden) in Form einer jährlichen Pauschale⁸ auf unter 20%.

Bei der Entgeltsystematik leistungsgemessener Kunden der Netzebenen 3 bis 6 sieht die E-Control derzeit keinen wesentlichen Anpassungsbedarf. Abbildung 4 zeigt jedoch exemplarisch für die Netzebene 7, dass die Leistungsanteile zwischen den einzelnen Netzbereichen

⁷ Die Effektivität hängt von der Ausgestaltung der zu verrechnenden Leistung ab.

⁸ Pauschalen stellen keinen Leistungspreis im eigentlichen Sinne dar, weil sie keine Steuerungswirkung für netzdienliches Verhalten auslösen.

variieren. Hier ist eine Harmonisierung der Prozentanteile pro Netzbetreiber anzustreben. Analog zu den Netzebenen 3 bis 6 soll der österreichweit einheitliche Leistungsanteil in einer Bandbreite von 40% bis 60% liegen, um den vollen Umfang von Flexibilitäten nutzbar zu machen.

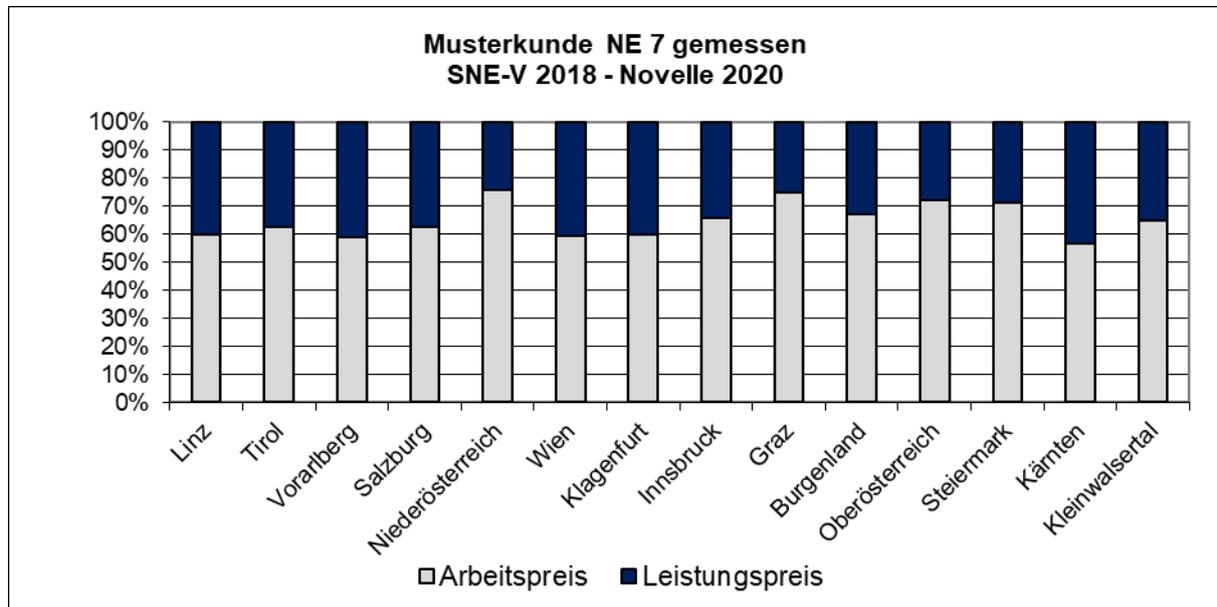


Abbildung 4: Arbeits- und Leistungsanteile für leistungsgemessene Musterkunden der NE 7

Anders stellt sich die Situation bei Haushalten und Kleingewerbekunden dar. Abbildung 5 analysiert den Anteil der Pauschalkomponente für nicht leistungsgemessene Kunden der Netzebene 7 mit unterschiedlichen Jahresverbräuchen auf Basis des mengengewichteten Durchschnittsentgelts. Mit der derzeitigen Pauschale von 36,00 Euro pro Jahr gem. SNE-V 2018 – Novelle 2020 variiert der Anteil an den gesamten Kosten für Netznutzung und Netzverluste zwischen 35,2% bei Kleinverbrauchern mit 1.500 kWh pro Jahr und 12,9% bei Kunden mit einem überdurchschnittlich hohen Verbrauch von 5.500 kWh. Daraus folgt, dass die einheitliche Pauschale Kleinkunden relativ stark belastet. Da diese hohe Belastung nicht aus der tatsächlichen Inanspruchnahme des Netzes resultiert, ist die Verursachungsgerechtigkeit der gegenwärtigen Entgeltsystematik verbesserungswürdig. Darüber hinaus sind Quersubventionen von Großverbrauchern durch Kleinkunden und damit ökonomisch ineffiziente Zustände jedenfalls zu vermeiden. Die Pauschale verhindert zudem einen adäquaten Preis für Lastspitzen, weshalb Anreize für netzdienliches Verhalten im Sinne möglichst geringer Gesamtkosten fehlen. Pauschalen bieten darüber hinaus keinen wirtschaftlichen Anreiz zur Bereitstellung von Flexibilitäten. Um dieses Potenzial bei Einzelkunden über Aggregatoren zu heben, ist ein Leistungspreis pro kW erforderlich. Mit dem Ausbau der E-Mobilität wird sich diese Problematik in den kommenden Jahren voraussichtlich weiter verschärfen.

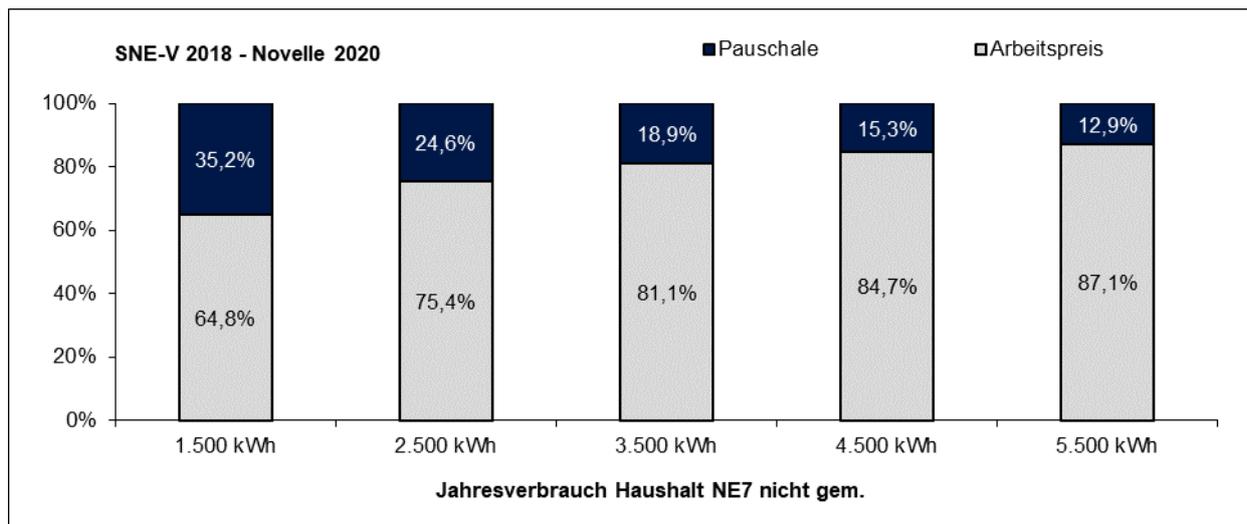


Abbildung 5: Verhältnis Pauschalanteil zu Arbeitsanteil im Netznutzungs- und Netzverlustentgelt

Bei leistungsgemessenen Kunden schaffen Leistungspreise in adäquaten Bandbreiten bereits jetzt einen Anreiz zur Bereitstellung von Flexibilitäten und für netzdienliches Verhalten.

Die E-Control spricht sich zusammenfassend für die flächendeckende Einführung der Leistungsmessung für alle Kunden aus. Damit werden eine höhere Verursachungsgerechtigkeit sichergestellt sowie netzdienliches Verhalten und die Bereitstellung von Flexibilitäten belohnt, während Anreize zum Energiesparen bei der vorgeschlagenen Bandbreite des Leistungspreisanteils ausreichend erhalten bleiben.

Abbildung 6 illustriert das Potenzial eines Leistungspreises für alle Kunden auf Basis des beschriebenen Samples von knapp 2.700 Kunden der Netzebene 7. Auf der horizontalen Achse sind viertelstündliche Leistungswerte aufgetragen, während die vertikale Achse Prozentanteile angibt. Die eingezeichneten Kurven illustrieren nun für verschiedene Viertelstundenhöchstwerte jene Kundenanteile, welche maximal den entsprechenden Leistungswert verursachen (Verteilungsfunktion). So ist anhand der roten Linie ablesbar, dass die Leistungsspitze (d.h. Viertelstunden mit dem höchsten Energiebezug) bei rund 50 % der Kunden maximal knapp 6 kW beträgt. Anhand der hellblauen Linie wird jedoch deutlich, dass bei rund 90 % der Kunden bereits 95 % der Leistungswerte unter 2 kW liegen. Die übrigen Kurven sind analog zu interpretieren. Daraus folgt, dass bei einzelnen Kunden der Netzebene 7 sehr hohe Spitzen auftreten, dies jedoch nur für wenige Stunden im Jahr. Anders ausgedrückt gibt es nur einen geringen Anteil von Kunden, die mehrere Stunden im Jahr einen überdurchschnittlich hohen Leistungsbezug haben. Es gilt, die Kunden mit hohen Spitzen und Gleichzeitigkeiten stärker kostenverursachungsgerecht an der Netzkostentragung teilhaben zu lassen. Um das bestehende Netz möglichst effizient zu nutzen und kostenintensive Netzausbauten zu vermeiden, sind die netzbelastenden Spitzen zu glätten. Dies betrifft in erster Linie das schnelle Laden von Elektrofahrzeugen oder durch zu kleine Speicher und Wärmepumpen verursachte Spitzen⁹. Darüber hinaus sollen Kunden auch im Haushalt bezüglich der eignen Inanspruchnahme des Netzes sensibilisiert werden. Für die angestrebte Glättung der Lastspitzen sind jedoch entsprechende Preissignale und damit eine Leistungsverrechnung erforderlich.

⁹ Wie Abschnitt 3.3 zusammenfasst, lässt das neue Entgeltsystem bei netzdienlicher Nutzung jedoch keine überschießenden Kosten für Elektromobilität oder andere Anwendungen erwarten.

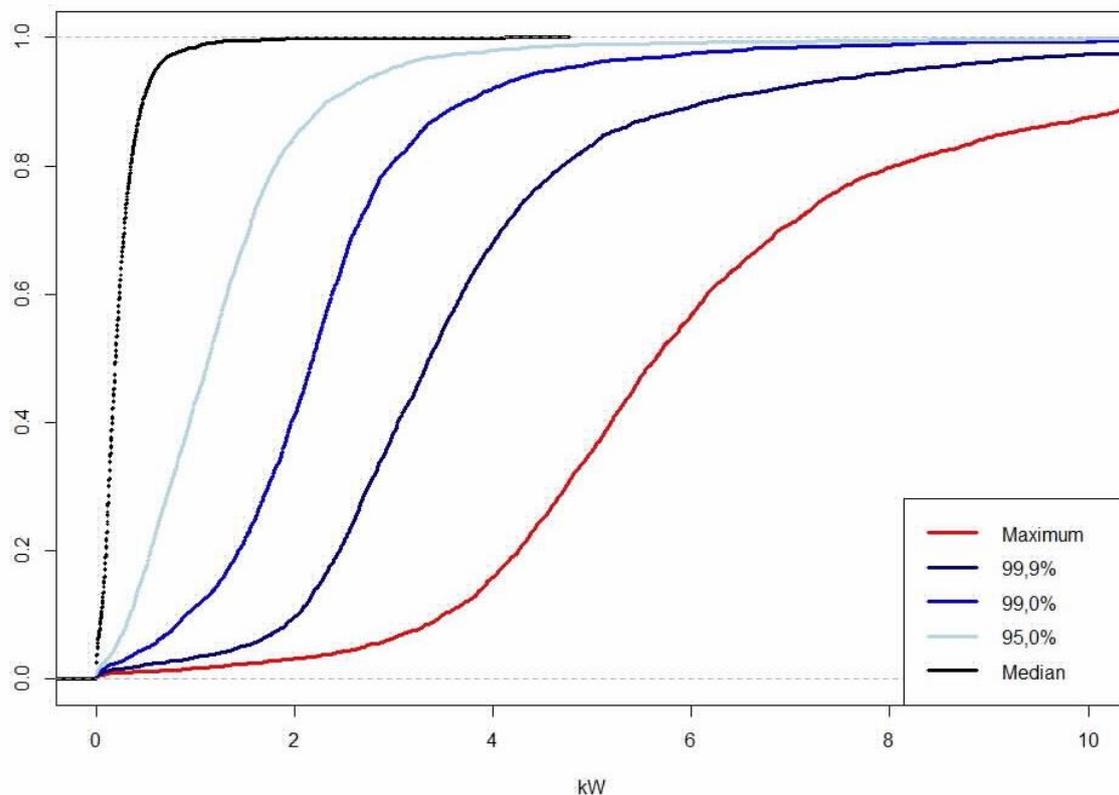


Abbildung 6: Verteilungsfunktion ausgewählter Viertelstundenwerte, NE 7

Auch aktive Kunden mit Eigenverbrauch sollen für die tatsächliche Inanspruchnahme des Netzes über das Leistungsentgelt ein angemessenes Entgelt zu entrichten haben. Im derzeitigen Entgeltsystem profitieren nämlich Eigenproduzenten auf der Netzebene 7 ohne Leistungsmessung besonders davon, dass mit jeder selbstproduzierten kWh die eigenen Netzkosten zu Lasten des Entnehmerkollektivs gesenkt werden; die Gesamtkosten des Netzbetriebs verringern sich hingegen aufgrund der volatilen Erzeugung und des schwankenden Verbrauchs damit nicht – teilweise sind sogar Kostenerhöhungen im Netzbetrieb naheliegend.

Während sich die E-Control für einen konstanten Arbeitspreis pro verbrauchte Kilowattstunde ausspricht, bestehen bei der konkreten Ausgestaltung der leistungsbezogenen Tarifkomponente unterschiedliche Optionen.

- Ein einheitlicher Preis für jede in der Spitze bezogene Leistungseinheit (kW)
Der Vorteil eines einheitlichen Preises liegt in der Einfachheit und leichten Nachvollziehbarkeit der Entgeltsystematik. Bei dieser Variante würden sich aber die bisher gemessenen Kunden einem günstigeren Leistungspreis gegenübersehen und einen Teil ihres bisherigen Anreizes, netzdienlich zu handeln, verlieren.
- Gestaffelte Preise für die in der Spitze bezogene Leistungseinheiten (kW)
Gestaffelte Preise bieten die Möglichkeit der stärkeren Kostenorientierung, da insbesondere hohe Spitzenwerte einen Netzausbau verlangen. Darüber hinaus könnte die Kostentragung von Kleinkunden mit geringen Leistungsspitzen zusätzlich gesenkt werden. Der zweigliedrige Leistungspreis kann so gestaltet werden, dass nur jener Leistungsanteil, welcher einen definierten Grenzwert überschreitet, für alle Kunden einheitlich höher bepreist wird. Damit können Preissprünge verhindert werden. Die Grenze kann so gewählt werden, dass typische Haushaltsanwendungen vom

geringeren Leistungspreis abgedeckt sind. (vgl. Abbildung 6, wonach weniger als 25% der Kunden in der Ebene 7 eine Leistungsspitze über 8 kW haben).

Darüber hinaus stellt sich die Frage, woraus sich der verrechnungsrelevante Leistungswert konstituieren soll. Denkbar ist, i) einen Jahreswert aus dem Durchschnitt der monatlichen Spitzen zu bilden oder ii) einen Monats-Leistungspreis anzustreben. Während i) eine Glättung erlaubt und somit Sprünge in den Rechnungen der Kunden verringert, ist bei ii) der Konnex zwischen dem Kundenverhalten und dem zu zahlenden Entgelt expliziter, wodurch die Anreize gestärkt werden.

In der Folge werden Untersuchungen zu den Auswirkungen einer Neugestaltung des Netznutzungsentgelts für Kunden der Ebene 7 präsentiert. Die Berechnungen basieren auf Daten (Jahresenergiebezug und höchste monatliche Viertelstunde) von 1.507 derzeit gemessenen und 20.795 gegenwärtig ungemessenen Kunden aus Oberösterreich. Ausgehend von den Tarifen der SNE-V 2018 – Novelle 2020 (Abbildung 7) wird unter der Annahme eines konstanten Abnahmeverhaltens¹⁰ Erlösneutralität sichergestellt.

Tarifierung Bisher	LP	Pauschale	AP
Ebene 7	Cent / kW	Cent / Jahr	Cent / kWh
Netznutzungsentgelt (gemessene Leistung)	4.116	3.144	3,4050
Netznutzungsentgelt (nicht gemessene Leistung)		6.744	4,6500

Abbildung 7: Tarife Oberösterreich, SNE-VO 2018 – Novelle 2020

Abbildung 8 stellt die Ergebnisse unter einem System einheitlicher Arbeits- und Leitungspreise dar, wobei die verrechnungsrelevanten Leistungswerte auf Basis von jährlichen Durchschnitten der Monatswerte gebildet wurden. Für den Leistungspreis wurde ein Wert von 20 Euro pro kW definiert, um einen hinreichenden Anreiz für eine Verhaltensänderung zu schaffen.

Tarifierung Neu	LP	Pauschale	AP
Ebene 7	Cent / kW	Cent / Jahr	Cent / kWh
Netznutzungsentgelt	2.000		4,1074

Abbildung 8: Neue Tarifierung bei einheitlichen Arbeits- und Leistungspreisen

Auf der horizontalen Achse in Abbildung 9 ist die der Jahresenergiebezug in Kilowattstunden angegeben, während die vertikale Achse den Durchschnitt der monatlichen Leistungsspitzen abbildet. Schwarze Kreise symbolisieren Kunden, welche von der Umstellung durch geringere Kosten profitieren. Rote Kreise stellen hingegen Nachfrager dar, welche einen höheren Beitrag zu leisten haben. Für neu gemessene Kunden ist ein höherer Anreiz als bei einer Pauschale

¹⁰ Durch die Annahme der unveränderten Nachfrage können die Effekte als unmittelbare Resultate für die Kunden interpretiert werden. Mit der neuen Entgeltsystematik sollen jedoch explizite Anreize für ein netzdienliches Abnahmeverhalten gesetzt werden. Es ist daher davon auszugehen, dass Kunden ihre Leistungsspitzen mittelfristig verringern, um Einsparungen für sich zu generieren und damit die Effizienz des Netzes zu steigern.

gegeben, ihre Lastspitzen zu reduzieren. Allerdings sinkt der Anreiz für die bereits gemessenen Kunden durch die Reduktion des Leistungspreises.

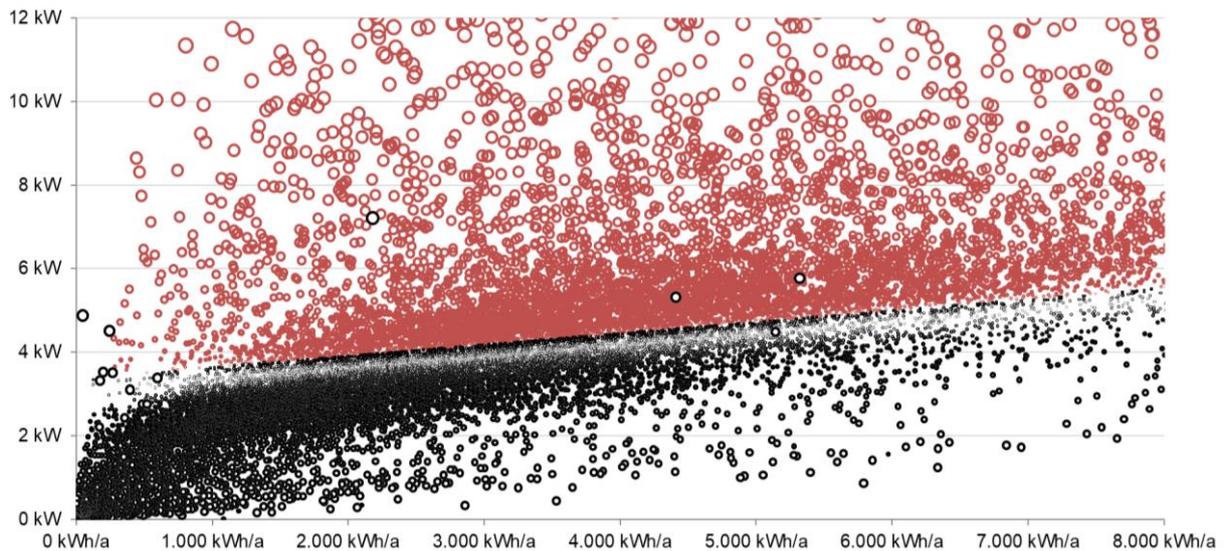


Abbildung 9: Kostenauswirkungen durch Umstellung auf einen leistungsgemessenen Tarif

Analog dazu fassen Abbildung 10 und Abbildung 11 die Ergebnisse für gestaffelte Leistungspreise zusammen. Während die ersten 8 kW der monatlichen Leistungsspitzen einen Preis von je 20 Euro erhalten, ist für darüber hinausgehende Kapazitäten der gegenwärtige Leistungspreis von 41,16 Euro zu bezahlen.

Tarifierung Neu	LP	Pauschale	AP
Ebene 7	Cent / kW	Cent / Jahr	Cent / kWh
Netznutzungsentgelt (> 8 kW)	4.116		3.6088
Netznutzungsentgelt (<= 8 kW)	2.000		3.6088

Abbildung 10: Neue Tarifierung bei einheitlichen Arbeits- und zweigliedrigen Leistungspreis

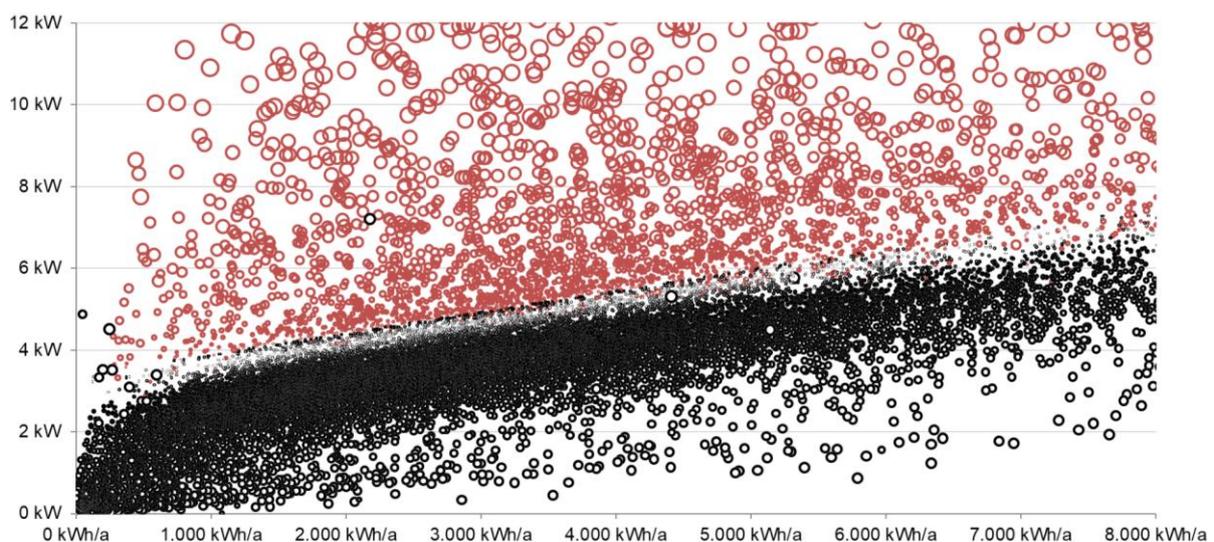


Abbildung 11: Kostenauswirkungen durch Umstellung auf einen leistungsgemessenen Tarif

Die Auswertungen verdeutlichen, dass insbesondere Kleinkunden, derzeit gemessene Kunden¹¹ sowie Kunden mit einer niedrigen Inanspruchnahme des Netzes von der neuen Entgelt-systematik profitieren werden. Auch steigt der Anreiz, von hohen Leistungsüberschreitungen abzusehen.

Notwendig für die Umsetzung der vorgeschlagenen Entgeltstruktur ist jedoch die Bereitstellung des höchsten monatlichen viertelstündlichen Leitungswertes jedes Kunden durch den installierten Smart Meter oder ein entsprechendes Messgerät bei Ablehnung des Smart Meters durch den Kunden. Damit in Verbindung steht eine Änderung der Anforderungen an Smart Meter und die gemessenen Werte.

Position E-Control

Nach dem vollständigen Roll-Out von Smart Metern wird von Seiten der E-Control eine vollständige Abschaffung der derzeitigen Pauschalverrechnung für Kunden der Netzebene 7 empfohlen, um die Verursachungsgerechtigkeit und die Bereitstellung von Flexibilität zu steigern. Das Ziel ist ein Netzentgelt mit gemessener Arbeit und Leistung für alle Netzkunden pro Netzbereich. Der Leistungspreis soll hinreichende Anreize für die Senkung von netzbelastenden Spitzen schaffen.

Diese Anpassungen beim Netznutzungsentgelt tragen auch zu einer kostenverursachungsgerechten Berücksichtigung von aktiven Kunden sowie der Elektromobilität bei.

Eine Voraussetzung für die Einführung der neuen Tarifstruktur ist die Übermittlung des höchsten monatlichen viertelstündlichen Leitungswertes jedes Kunden durch Smart Meter bzw. digitalen Zähler mit geändertem Funktionsumfang.

3.2 Bestimmung der zu verrechnenden Leistung

Derzeit wird gemäß § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgeltes das arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten viertelstündlichen Leistung herangezogen. Durch das arithmetische Mittel werden tendenziell jene Netzbenutzer benachteiligt, welche ein gleichmäßiges Abnahmeverhalten (hohe Ausnutzungsstunden) haben.

Dieses Problem kann zwar nicht gänzlich vermieden, zumindest aber entschärft werden, wenn die beim Entnehmer anfallende netzkapazitätsbestimmende Spitzenlast (zeitgleiche Leistungsspitze im Netz) als Grundlage für die Verrechnung herangezogen wird. Der Zeitpunkt der Lastspitze wäre allerdings nur im Nachhinein feststellbar bzw. für den Kunden vorab nicht absehbar.

Eine Alternative für die zu verrechnende Leistung wäre die individuelle Jahreshöchstlast. Analysen zeigen, dass die Verteilung beim Verhältnis zwischen individueller Jahreshöchstlast und zu verrechnender Leistung nach arithmetischem Jahresmittel der Monatsspitzen

¹¹ Derzeit gemessene Kunden können in den Grafiken als auffällige Punkte ausgemacht werden. Aufgrund der besonderen Wirkungen der neuen Tarifstruktur auf diese Gruppe sind gemessene Kunden beispielsweise als schwarze Punkte im ansonsten roten Bereich der ungemessenen Abnehmer zu identifizieren.

österreichweit sehr einheitlich ausfällt. Auf den Netzebenen 7 bis 5 weichen 90% aller Kunden höchstens um den Faktor 1,5 vom arithmetischen Jahresmittel zur Jahreshöchstlast ab. Vor allem Baustromanlagen, die Holzindustrie, kommunale Versorgungsanlagen (Wasser, Abwasser, Wärme), Gasverdichterstationen, Freizeitbetriebe (Hallenbäder, Bergbahnen etc.), Saisonbetriebe und der Eigenbedarf von Kraftwerken mit Stillstandsbezug weisen schwankende Lasten im Jahresverlauf auf. Auf den Netzebenen 3 und 4 sind aufgrund der geringen Anzahl der Kunden unterschiedliche Schwankungsbreiten zwischen den einzelnen Netzbereichen feststellbar. Weiters muss festgehalten werden, dass durch die individuelle Jahreshöchstlast die tatsächliche Netzkostenbelastung auch nur teilweise und näherungsweise wiedergespiegelt wird, da die individuelle Jahreshöchstlast nicht genau in jenes Zeitfenster der netzkapazitätsbestimmenden Spitzenlast fallen muss.

Eine Änderung der Ermittlung der zu verrechnenden Leistung würde einen Systembruch darstellen, ohne einen signifikanten Vorteil für Netzbetreiber und das gesamte Kundenkollektiv zu erreichen. Im Vergleich zum arithmetischen Mittel der 12-Monatsmaxima würde das arithmetische Mittel der 365-Tagesmaxima die Kunden mit einem sporadischen Verbrauch bevorzugen (z.B. Wochenendhäuser), während ein einziges Jahresmaximum die Monatsschwankungen im Verbrauchsverhalten der Kunden nicht ausgleichen kann. Die E-Control spricht sich daher für den Mittelweg des derzeit angewandten arithmetischen Mittels der 12 Monatsspitzenwerte aus.

Position E-Control

Da eine Änderung der Berechnung der zu verrechnenden Leistung keinen signifikanten Vorteil - weder für Entnehmer noch für Netzbetreiber - bringt, spricht sich die E-Control für den Beibehalt des arithmetischen Mittels aus.

3.3 Auswirkungen von energieintensiven Anwendungen am Beispiel Elektromobilität, Vor-Ort-Speicher, Wärmepumpen, Saunen etc.

Die Einführung einer einheitlichen Leistungskomponente für alle Kunden stellt Diskriminierungsfreiheit sicher. Darüber hinaus können weiter zunehmende Anwendungen wie zum Beispiel Heimpladestationen für Elektroautos, Vor-Ort-Speicher, Wärmepumpen oder Saunen zu verursachungsgerechten Kosten an das Netz angeschlossen werden, ohne dass Quersubventionierungen durch die Kleinkunden stattfinden.

Die Kunden haben die Möglichkeit, ihre Elektroautos mit individuellen Leistungen zu laden bzw. Heim-Wallboxen mit unterschiedlichen Ladeoptionen installieren zu lassen. Die benötigte Leistung der Wallboxen hängt primär vom Fahrverhalten und Fahrzeugtyp ab. Zum Beispiel sind 3,7 kW Leistung für Plug-In-Hybride ausreichend, da viele Hybrid-Fahrzeuge nicht mit höheren Leistungen geladen werden können. Reine Elektroautos (z.B. Nissan Leaf, Renault ZOE, usw.) können meist mit höheren Ladeleistungen von max. 11 kW oder 22 kW geladen werden.

Die Einführung der Leistungskomponente beim Netznutzungsentgelt schafft Anreize, dass die E-Autos nicht netzbelastend geladen werden.

Das in Kapitel 3.2 beschriebene Tarifmodell kann für unterschiedliche Ladeoptionen angewendet werden. Bei einem Einsatz für tägliches Pendeln mit einem BMW i3 und einer Fahrtstrecke von 100 bis 150 Kilometern pro Tag sollte das neue Tarifmodell keine wesentlichen

Mehrkosten gegenüber dem bisherigen Abrechnungssystem verursachen, sofern mit kontinuierlicher Leistung über einen längeren Zeitraum geladen wird. Ein langsam ladender Kunde, wie „Kunde 2“ in Abbildung 12 kann im neuen Tarifsystem beim Laden Einsparungen gegenüber der bestehenden Tarifstruktur erzielen. Wie Kunde 3 zeigt, würden relevante Mehrkosten lediglich bei hohen Lastspitzen und sehr kurzen Ladezeiten anfallen, um dem Kriterium der Verursachungsgerechtigkeit zu entsprechen.

	Kunde 1 kein E-Auto	Kunde 2 langsames Laden	Kunde 3 Schnellladung
kWh	3.500,00	8.000,00	8.000,00
kW	4,00	4,00	11,00
bisher EUR/Jahr	230,19	439,44	439,44
neu EUR/Jahr	223,76	408,59	548,59
Differenz	-6,43	-30,85	109,15

Abbildung 12: Wirkung des neuen Entgeltsystems auf Elektromobilität.

Abbildung 13 veranschaulicht die drei Kundentypen, wobei auf der horizontalen Achse die nachgefragte Energiemenge in Kilowattstunden angegeben ist, während die vertikale Achse die Leistungsspitzen abbildet. Das orange Zeichen „X“ symbolisiert den Kunden ohne Elektroauto, das dunkelblaue Zeichen „X“ den Kunden mit einem Elektroauto, der sich für ein langsames Laden entschieden hat und das hellblaue Zeichen „X“ bezeichnet den Kunden, der sein Elektroauto schnell lädt. Die Eurobeträge der Mehr- bzw. Minderkosten sind in der Abbildung 12 dargestellt und in Abbildung 13 anhand der roten bzw. schwarzen Kreise gekennzeichnet.

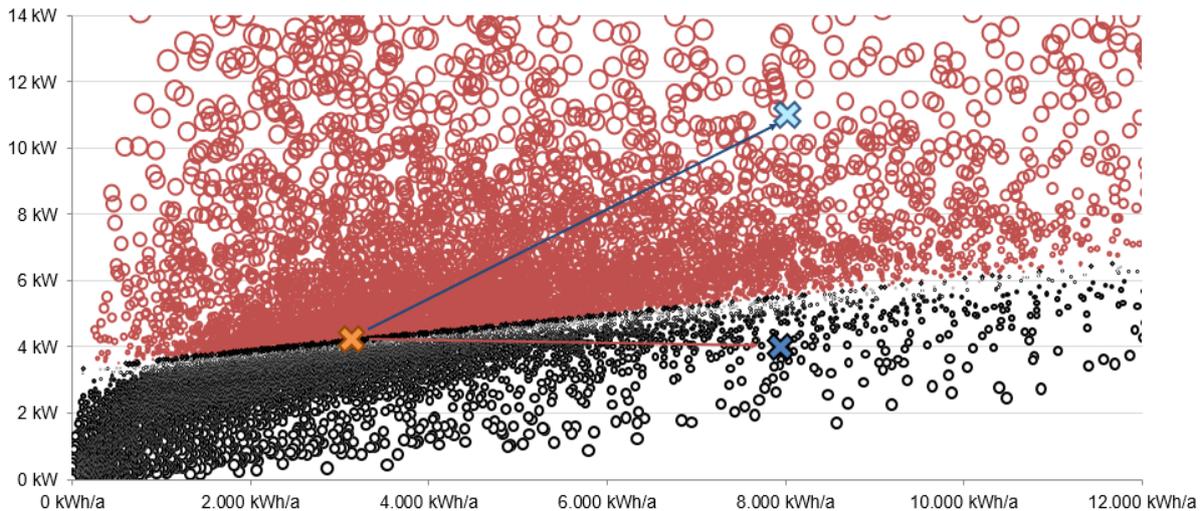


Abbildung 13: Kostenauswirkungen der drei Kundentypen durch die Umstellung

Die Berechnungen basieren auf der reinen Flexibilität des Netzbenutzers. Würde dieser beispielsweise auf eine vom Netzbetreiber steuerbare Ladung (z.B. unterbrechbare Lieferung) wechseln, könnten die Kosten auch für schnelleres aber eben nicht durchgehend garantiertes Laden gesenkt werden.

Position E-Control

Das neue Entgeltsystem stellt eine verursachungsgerechte Verrechnung sicher, lässt bei netzdienlicher Nutzung jedoch keine überschießenden Kosten für Elektromobilität oder andere Anwendungen erwarten. Bei flexiblem Einsatz und langsamem Laden können Kunden von der neuen Tarifstruktur profitieren, während die starke Belastung der Netzinfrastruktur bei der Schnellladung verursachungsgerecht bepreist wird.

3.4 Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur

Zentrales Thema in dem „Clean Energy for all Europeans“-Paket ist die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen durch einen transparenten, diskriminierungsfreien und marktbasieren Flexibilitätsmarkt. Erzeuger und Verbraucher, die ihre Einspeisung und Entnahmen flexibel steuern können, sollen diese Flexibilität auch zu ihrem Vorteil nutzen oder die Flexibilität anderen Marktteilnehmern zur Verfügung stellen können. Herausforderungen an die Flexibilität sind nicht zuletzt auch im Rahmen der Netzentgelte auffindbar, aber nur in Übereinstimmung mit den unionsrechtlichen Vorgaben umsetzbar. Neben der marktbasieren Beschaffung und der Berücksichtigung bei den Netztarifen lässt sich die netzdienliche Verwendung der Flexibilität grundsätzlich auch im Rahmen der Netzanschlussverträge und der technischen Regeln abbilden.

Bei den Netztarifen sieht die E-Control dynamische Tarife aufgrund der damit verbundenen geringeren Vorhersehbarkeit und somit der fehlenden Transparenz kritisch, befürwortet jedoch die Nutzung unterbrechbarer Tarife. Unterbrechbare Netzkunden entrichten ein geringeres Netzentgelt und bieten im Gegenzug dem Netzbetreiber die Möglichkeit, eine Abschaltung des Erzeugers oder Verbrauchers vorzunehmen. Die Unterbrechungssignale seitens des Netzbetreibers müssen dabei nach transparenten Kriterien aufgrund der lokalen Bedürfnisse erfolgen und dürfen eine bestimmte Unterbrechungsdauer (z.B. pro Jahr) nicht überschreiten. Zudem

sind die Informationen über die Unterbrechung an Kunden, Lieferanten und andere Marktteilnehmer (z.B. Aggregatoren für Demand Side Management) bei Bedarf vorab zu übermitteln. Damit soll die Verwendung der Flexibilität für das Netz bei Bedarf sichergestellt, aber gleichzeitig die anderweitige Vermarktung der Flexibilität ermöglicht werden, wenn diese vom Netzbetreiber nicht benötigt oder anderweitig beschafft wird. Da die Unterbrechungen im derzeit geltenden System nicht bei Netzengpass-Situationen stattfinden, sondern starr für vertraglich bestimmte Zeitintervalle geregelt sind, schafft die gegenwärtige Nutzung des unterbrechbaren Tarifes keine Flexibilität für den Netzbetreiber und entspricht nicht dem zuvor angeführten Bedarf. Dies macht eine Weiterentwicklung des unterbrechbaren Modells erforderlich.

Die Möglichkeiten zur Teilnahme am Flexibilitätsmarkt sollen einerseits Marktchancen bieten und gleichzeitig dazu beitragen, zu geringsten Kosten das Netz stabil zu halten und weitere neue Erzeuger und Verbraucher zu integrieren.

- **Teilnahme beim Verteilernetzbetreiber über unterbrechbaren Tarif:**

Bei lokal netzkritischen Situationen hat der Netzbetreiber das Recht, unterbrechbare Lasten diskriminierungsfrei abzuschalten. Diese Situation ist noch näher zu spezifizieren, insbesondere ist der Nutzen bzw. Bedarf dafür darzulegen. Die Steuerung erfolgt über Netzbetreiberanlagen, etwa automatisiert auf Basis einer laufenden Analyse des derzeitigen und zu erwarteten Netzzustandes. Zur Anwendung und Abgeltung der geschaffenen Flexibilität durch die Netzbenutzer kommt hier ein reduzierter Tarif zur Anwendung. Der Verteilernetzbetreiber ist in der Rolle des neutralen Market Facilitator und stellt den Marktteilnehmern die Informationen über Unterbrechungen falls sie diese zur Verfügung. Bevor Netzeingriffe bzw. Steuerungsmaßnahmen eingesetzt werden, müssen – wie auch jetzt schon – alle technisch und ökonomisch sinnvollen Möglichkeiten zur Vermeidung von netzkritischen Situationen ausgeschöpft werden.

- **Teilnahme beim Verteilernetzbetreiber über einen Tarif mit regelbarer Leistung:**

Eine weitere Möglichkeit für den Kunden, seine Flexibilitäten dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen, könnte ein Tarif mit regelbarer Leistung darstellen. Dieser stellt beispielhaft ein dreigliedriges System dar: Der verbrauchsabhängige Tarif orientiert sich wie gehabt an den verbrauchten kWh pro Jahr. Als Leistungskomponente kann der Kunde eine unbedingte und somit garantierte Leistung bestellen, welche dem Kunden permanent zur Verfügung steht. Darüber hinaus kann der Kunde eine eingeschränkte Leistung angeben, welche vom Netzbetreiber bei Bedarf eingeschränkt werden darf. Als Gegenzug für diese nicht garantierte Verfügbarkeit erhält der Kunde einen vergünstigten Leistungspreis. Sofern der Kunde die vertraglich vereinbarte (eingeschränkte) Leistung überschreitet, kommt ein Aufschlag zur Anwendung. Damit wird der nicht vereinbarte Leistungsbezug mit erhöhten Tarifen penalisiert. Abbildung 14 stellt die Grundzüge dieses Modells für ausgewählte Leistungsgrenzen beispielhaft dar. Kunden mit regelbarer

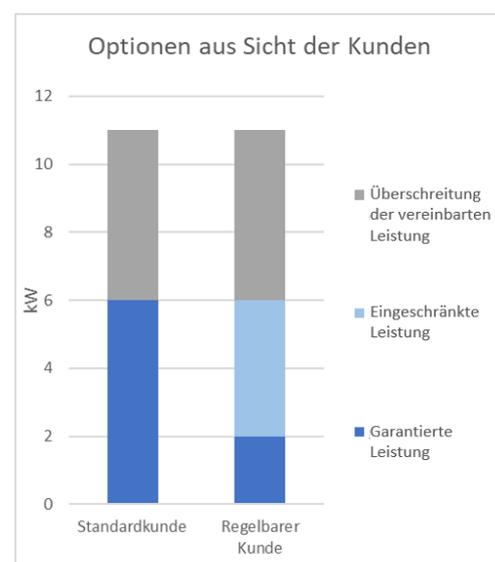


Abbildung 14: Flexibilitätsoptionen aus Sicht der Kunden

Leistung soll jedoch freistehen, die Grenzen individuell zu definieren. Des Weiteren ist festzulegen, mit welcher Vorlaufzeit die Ankündigung der Einschränkung kommuniziert werden muss. Zu informieren ist einerseits der Energielieferant, damit dieser seine Prognosen anpassen kann bzw. auch weitere Marktteilnehmer (z.B. Aggregatoren). Auf der anderen Seite muss auch der Kunde benachrichtigt werden, damit dieser auf die Einschränkung reagieren kann. Die konkrete Ausgestaltung der Voraussetzungen und Prozesse wäre noch im Detail zu erarbeiten.

- **Teilnahme am Regelreservemarkt des Regelzonenführers (Übertragungsnetzbetreiber):**

Der Übertragungsnetzbetreiber ruft die Regelreserveanbieter nach Maßgabe seines Bedarfs ab, um Produktion und Verbrauch in der Regelzone im Gleichgewicht zu halten. Dies ist bereits im bestehenden System umgesetzt. Die Nutzung der oben angeführten Flexibilitätsoptionen durch einen unterbrechbaren oder Tarif mit regelbarer Leistung spiegelt sich auch im Regelreservemarkt wider, da die flexiblen Kunden (bzw. die Pooling-Anbieter, die diese Kunden kontrahieren), falls sie Regelreserveanbieter sind, dann ihre Teilnahme am Regelreservemarkt entsprechend einschränken müssen.

- **Teilnahme am Energiemarkt und andere Vermarktung der Flexibilität:**

Demand Response und dementsprechende Vergütungsmodelle für Entnehmer werden von Marktteilnehmern wie Lieferanten, Energiegemeinschaften oder Aggregatoren im Energiemarkt angeboten bzw. angeboten werden. Diese können damit auf aktuelle Preissignale an den Kurzfristmärkten (Day Ahead, Intraday, Ausgleichsenergie) reagieren oder ihr Portfolio optimieren bzw. die Flexibilität anderweitig vermarkten bzw. Anbieter sollten auch die Möglichkeit der dynamischen Preisgestaltung nutzen und alle notwendigen Informationen über Netzsteuerungsmaßnahmen vom Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber erhalten. Wichtig ist hierbei, dass die vom Verteilernetzbetreiber bzw. aus dem lokalen Netzgebiet benötigten relevanten Daten (aktueller Netzzustand, Kapazitäts- und Regelreserve) möglichst standardisiert an den Übertragungsnetzbetreiber sowie an Lieferanten oder Aggregatoren weitergegeben werden, um keine Markteintrittsbarrieren zu schaffen.

Der typische Netzkunde ist wohl auf absehbare Zeit „regulär“. Hier kann, wie bisher, je nach Bedarf bezogen werden. Es sind die Netzentgelte gemäß der neuen Struktur fällig, welche für den Kunden einen Anreiz zur Reduktion von Lastspitzen schaffen. Akut netztechnisch schwierige Situationen haben jedoch keinen unmittelbaren Effekt auf den Bezug. Auf Preiseffekte am Strommarkt kann hingegen flexibel reagiert werden.

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, unterstützend für das Gesamtsystem oder für den lokalen Netzbetrieb Flexibilität anzubieten und damit den zukünftigen Netzausbaubedarf zu verringern. Dies kann als Stütze für den Netzbetreiber oder als Teilnehmer am Regelreservemarkt erfolgen. Abbildung 15 fasst die Handlungsoptionen aus Sicht der Kunden zusammen. Um diese für sämtliche Kunden zu ermöglichen, ist der derzeit laufende Roll-Out von Smart Metern zeitnah abzuschließen. Eine transparente Datenweitergabe aller Akteure ist ein wesentliches Element des beschriebenen Modells.

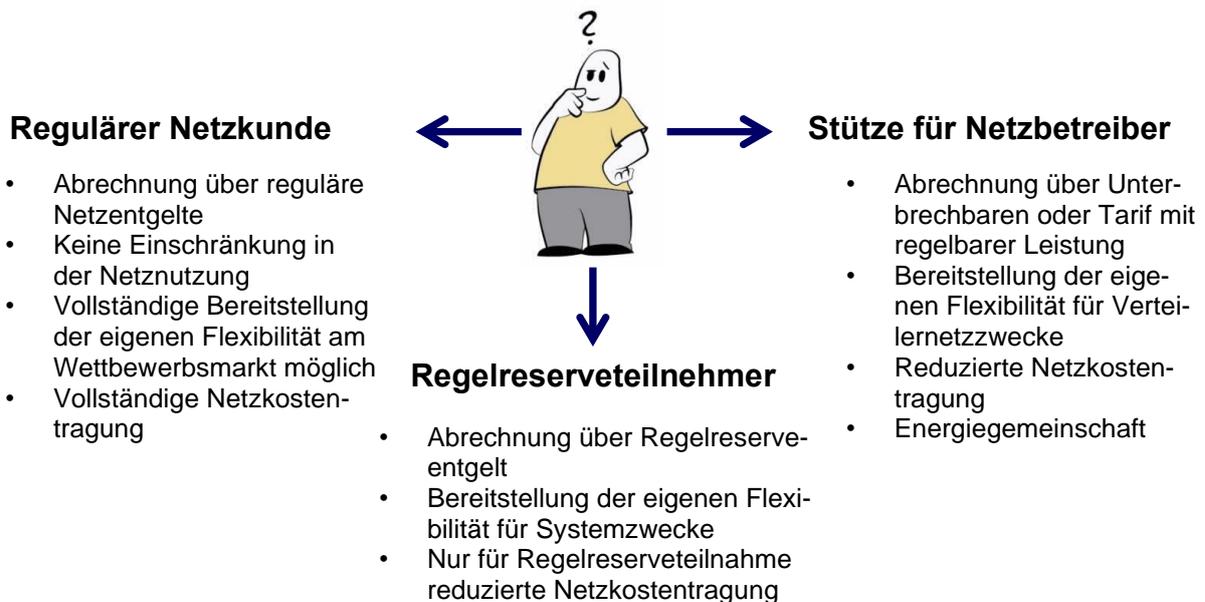


Abbildung 15: Flexibilitätsmöglichkeiten in Bezug auf Netzentgelte aus Sicht des Netzbenutzers

Um den unterbrechbaren Tarif auch verstärkt für Flexibilitätszwecke einsetzen zu können, stellen die derzeitigen Fixkosten für den unterbrechbaren Zähler eine Hürde dar: Vor allem seit der Erhöhung der Ökostrompauschalen ab 1.1.2015 wird für den Kunden ein unterbrechbarer Tarif erst ab einem recht hohen Jahresverbrauch wirtschaftlich. Auch ist zu evaluieren, ob Befreiungen von anderen Kostenkomponenten sinnvoll wären. Die derzeitige Definition des unterbrechbaren Tarifs hinsichtlich zeitlicher Einschränkungen limitiert die praktische Nutzbarkeit ebenfalls sehr stark. Die Unterbrechung müsste in der zukünftigen Netzentgeltstruktur verteilernetzstützend nur in kritischen Netzengpass-Situationen erfolgen können. Dahingehend ist die Definition des unterbrechbaren Tarifs in der SNE-V anzupassen. Anderenfalls könnten positive Effekte durch Regelungen außerhalb des EIWOG überkompensiert werden und es würde kein Anreiz für Kunden mehr bestehen, einen weiteren Zähler einzubauen.

Die Einführung eines Tarifs mit regelbarer Leistung ist auf ähnlicher Basis wie der unterbrechbare Tarif durchzuführen. Die Wirtschaftlichkeit dieser Flexibilitätsoption ist sowohl für die Kunden als auch für den Netzbetreiber zu gewährleisten.

Position E-Control

Aus Sicht der Netzentgelte kann Flexibilität mittels unterschiedlicher Optionen für den Netzbenutzer abgebildet werden. Ein wesentliches Element der netzdienlichen Bereitstellung von Flexibilität kann der unterbrechbare und der Tarif für regelbare Leistung sein. Diese sind in der SNE-V neu zu definieren. Die Umsetzung ist noch weiter zu detaillieren, z.B. ist bei Bedarfe eine transparente Datenweitergabe an alle Akteure im Modell erforderlich.

4 Netzverluste

Mit dem Netzverlustentgelt werden jene Kosten abgegolten, die dem Netzbetreiber für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von angemessenen Wirkenergiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen. Das Entgelt ist arbeitsbezogen und von allen Entnehmern und Einspeisern mit einer Anschlussleistung größer fünf MW zu leisten. Ein

Großteil der Kosten für die Sekundärregelung von Einspeisern wird über das arbeitsbezogene Systemdienstleistungsentgelt getragen, welches ausschließlich von Einspeisern mit einer Anschlussleistung von mehr als fünf MW regelmäßig zu entrichten ist.

Aufgrund niedriger Strompreise verliert das Netzverlustentgelt immer mehr an Bedeutung. Allerdings gibt es hier eine vom Netznutzungsentgelt abweichende Zahlergruppe. Trotz gesunkener Netzverlustkosten wäre der Anteil von Einspeisern bei einem Wegfall der Komponente von den Entnehmern zu tragen. Nach langen – mittlerweile aber höchstgerichtlich entschiedenen – Rechtsstreitigkeiten zu diesem Themenbereich sieht die E-Control keinen Bedarf an einer Änderung. Gleichzeitig wird auch eine Verschiebung der derzeit angewandten 5-MW-Grenze für Einspeiser in diesem Zusammenhang als nicht praktikabel angesehen.

Position E-Control

Beim Netzverlustentgelt wird aus Gründen der Kostenverursachungsgerechtigkeit sowie der höchstgerichtlich entschiedenen Rechtsstreitigkeiten der Vergangenheit kein Änderungsbedarf erkannt.

5 Systemdienstleistungsentgelt

Die Verordnung (EU) 2017/2195 (EBGL) regelt unter anderem den Umgang mit Regel- und Ausgleichsenergie und damit verbundenen Kosten und Komponenten. Sie ist seit Ende 2018 direkt anwendbar. Das Systemdienstleistungsentgelt (SDL) wird seither unionsrechtskonform verrechnet. Hauptänderung ist, dass nunmehr sämtliche Kosten der Vorhaltung der Sekundärregelleistung über das SDL verrechnet werden (davor: 78% der Gesamtkosten der Sekundärregelreserve). Dies spiegelt sich derzeit noch nicht im EIWOG 2010 wider, diesbezüglich besteht Anpassungsbedarf. In diesem Zuge existiert auch – innerhalb des europarechtlich vorgegebenen Rahmens – die Möglichkeit einer Adaptierung der Verrechnung der Kosten für Leistungsvorhaltung.

Position E-Control

Beim Systemdienstleistungsentgelt sind EU-Vorgaben laufend zu beachten.

6 Messleistungen

Durch das vom Netzbenutzer zu entrichtende Entgelt für Messleistungen gemäß § 57 EIWOG 2010 werden dem Netzbetreiber jene direkt zuordenbaren Kosten abgegolten, welche mit der Errichtung und dem Betrieb von Zählleinrichtungen einschließlich notwendiger Wandler, der Eichung und der Datenauslesung verbunden sind.

Das Messentgelt wird als Höchstpreis verordnet und ist regelmäßig und grundsätzlich aufwandsorientiert zu verrechnen. Soweit Messeinrichtungen von den Netzbenutzern selbst zur Verfügung gestellt werden, ist es entsprechend zu vermindern. In der Praxis erfolgt weder auf den Niederspannungs- noch auf den Hochspannungsebenen¹² eine Zählerbereitstellung durch Netzbenutzer. Sobald ein intelligentes Messgerät eine in der Verordnung genannte

¹² Im Hochspannungsbereich werden höchstens Wandler vom Netzbenutzer selbst bereitgestellt. (Österreichs Energie 2015)

Messleistung ersetzt, kommt das jeweils verordnete Entgelt der ersetzten Messleistung zur Anwendung.

Da sich die Messkosten nach der Einführung der intelligenten Messgeräte in die Gesamtkosten integrieren lassen, sollen diese über das Netznutzungsentgelt eingehoben werden. Die Integration führt zudem zu einer Vereinfachung der Netzentgeltstruktur und bewirkt eine leichter verständliche Netzrechnung und auch weniger Verwaltungsaufwand bei der Rechnungslegung. Das Messentgelt sollte dementsprechend auch erst nach dem Abschluss der Ausrollung von Smart Metern in das Netznutzungsentgelt integriert werden.

Zur Integration des Messentgelts bedarf es einer Novellierung des EIWOG 2010.

Position E-Control

Die Integration des Messentgelts in die gemessene Leistungskomponente des Netznutzungsentgelts ist vorgesehen. Das bedeutet eine Vereinfachung der Netzrechnung und Rechnungslegung. Die Integration könnte allerdings erst nach dem Abschluss der Ausrollung von Smart Metern erfolgen.

7 Sonstige Entgelte

§ 58 EIWOG 2010 sieht die Möglichkeit vor, für die Erbringung sonstiger Leistungen, die nicht durch die Entgelte gemäß § 51 Z 1 bis 6 und 8 EIWOG 2010 abgegolten sind und vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht werden, ein gesondertes Entgelt zu verrechnen. Diese sonstigen Entgelte sind in § 11 der SNE-V geregelt und in angemessener Höhe festgelegt. Dabei wird – über die festgelegten Grundsätze der Entgeltermittlung hinausgehend – auf die soziale Verträglichkeit Bedacht genommen, da die Leistungen dieser Entgelte in der Regel eher von sozial schwächeren Netzbenutzern in Anspruch genommen werden. Daher reflektieren die Entgelte keine Marktpreise bzw. decken (teilweise) nicht die tatsächlich beim Netzbetreiber anfallenden Aufwendungen ab. Es kommt zu einer Sozialisierung der verbleibenden Aufwendungen auf den Rest der Netzbenutzer. Aus diesem Grund dürfen aber auch keine zu geringen Entgelte verordnet werden, um einer überbordenden Inanspruchnahme der sonstigen Dienstleistung entgegenzuwirken. Entgelte für sonstige Leistungen sind insbesondere für Mahnspeisen sowie für vom Netzbenutzer veranlasste Änderungen der Messeinrichtung festzusetzen. Darüber hinausgehende Leistungen, die von Netzbetreibern nicht im Rahmen ihrer Tätigkeit als Netzbetreiber erbracht werden und daher nicht von den Systemnutzungsentgelten abgedeckt sind, sind davon unberührt.

Die Überlegungen zur Zukunft der sonstigen Entgelte sind stets unter Berücksichtigung der Tatsache anzustellen, dass das traditionelle Rollenbild des Netzbetreibers im Umbruch ist. Vor allem kundenseitig können sich neue Anforderungen an den Netzbetreiber ergeben, sollten die Entwicklungen im Energiebereich ähnlich voranschreiten wie im Telekommunikationsbereich. Diese möglichen neuen Aufgaben eines Verteilernetzbetreibers sind aber schwer vorhersehbar. Es gilt allerdings zu beachten, dass, die anfallenden Aufwendungen ohnehin über das Netznutzungsentgelt abgedeckt werden, sofern die Dienstleistung im Sinne der Errichtung, des Ausbaus, der Instandhaltung und des Betriebs eines Netzsystems alle Netzbenutzer betrifft. Ein sonstiges Entgelt ist nur dann zu verrechnen, wenn Kosten vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht werden und diese nicht über andere Entgeltbestandteile erfasst sind. Eine Sozialisierung dieser Kosten würde gegen das Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit (§ 51 Abs. 1 EIWOG 2010) verstoßen.

Ein Beispiel für eine Sozialisierung ist die Blindleistungsbereitstellung. Gemäß § 52 Abs. 3 EIWOG 2010 sind die Entnehmer zur Einhaltung eines Leistungsfaktors ($\cos \varphi$) verpflichtet. Der erforderliche Blindstrom wird den Netzbenutzern von den Netzbetreibern gesondert verrechnet, wenn ein Grenzwert überschritten wird. Diese Verrechnung ist gegenwärtig nicht der Preisregulierung unterworfen, weil Abweichungen von einzelnen Endkunden direkt verursachergerecht verrechnet werden. In Zukunft sollte sich an der Verrechnungsmodalität nichts ändern, der Preis für Blindleistungsbereitstellung jedoch einheitlich sein.

Neu zu schaffende Entgeltkategorien werden allerdings als nicht erforderlich angesehen. Darüber hinaus besteht derzeit auch kein Bedarf an einer Adaptierung der sonstigen Entgelte. Diese können im Bedarfsfall über eine Novellierung der SNE-V an geänderte Rahmenbedingungen angepasst werden. Neue Entgelte zu Netzbetreiberaufgaben, die nicht dem gesamten Entnehmerkollektiv zugutekommen (z.B. aus zukünftigen Verteilernetzaufgaben), können über diese Entgeltkomponente verordnet werden, wären aber gesetzlich neu zu definieren.

Abschließend ist anzuführen, dass die hier beschriebenen Entgelte grundsätzlich steuernde Effekte zur Vermeidung von durch Kunden hervorgerufene zusätzliche für den Netzbetrieb nicht erforderliche Tätigkeiten erzielen sollen. An den gesamten Netzerlösen machen sie weniger als 1% aus.

Position E-Control

Sonderentgelte setzen einen entsprechenden Gesetzesauftrag voraus. Nicht regulierte Tätigkeiten können vom Netzbetreiber jetzt schon Netzkosten- und -erlösneutral durchgeführt werden. Der Preis für Blindleistungsbereitstellung sollte einheitlich sein, Steuerungseffekte von weiteren sonstigen Entgelten sollen weiterhin genutzt werden, um das Gesamtsystem für sämtliche Netzkunden nicht unnötig zu verteuern.

8 Weitere entgeltrelevante Themen

Dieses Kapitel fasst weitere Themen in Zusammenhang mit der Ausgestaltung des österreichischen Tarifmodells zusammen.

8.1 Erneuerbare Energiegemeinschaften - Erhöhung des Eigenverbrauchs

Konzepte zur Maximierung des Eigenverbrauches (z.B. durch Energiegemeinschaften, Nutzung der Eigenerzeugung für Speicher und Elektromobilität oder die gemeinschaftliche Nutzung von Erzeugungsanlagen in Mehrparteienhäusern) sollen unterstützt werden, um die Auswirkungen von volatiler dezentraler Erzeugung auf das Netz zu minimieren.

Die Erneuerbaren Energiegemeinschaften (EEGs) sind wichtige Akteure des zukünftigen Strommarktes. Die Umsetzung der Erneuerbaren-Richtlinie-Neufassung in nationales Recht soll dafür sorgen, entsprechende Rahmenbedingungen zu schaffen, damit die Erneuerbaren Energiegemeinschaften zu einem „Massenphänomen“ werden können. Dabei müssen die Modelle jedoch administrierbar bleiben und die gewohnten Rechte und Pflichten der Stromverbraucher (insbesondere Versorgungsqualität und freie Lieferantwahl) müssen garantiert sein.

Derzeit gibt es noch keine gesetzlichen Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energiegemeinschaften: denkbar sind reine Niederspannungs-EEGs und/oder „große“ EEGs mit Einbeziehung der Mittelspannungsebenen. Die EEGs verwenden für die Verteilung der im galvanisch verbundenen Netz erzeugten Energie ausschließlich die Niederspannungsanlagen bei den Niederspannungs-EEGs und Mittelspannungsanlagen für die Mittelspannungs-EEGs. Wenn die Erneuerbaren Energiegemeinschaften das öffentliche Netz für die Erzeugung, die Verteilung und den Verbrauch von elektrischer Energie nicht nutzen, dann soll für diese Energiemengen der Anteil der nicht verwendeten Netzebenen herausgerechnet bzw. nicht schlagend werden. Das spiegelt sich in einem ökonomischen Anreiz durch den Ortsnetztarif wider. Eine mögliche Bedingung könnte der jeweilige Eigenverbrauchsanteil der EEG sein, um den Vorteil des Ortsnetztarifes in Anspruch nehmen zu können. Jedenfalls sind im Einklang mit dem Unionsrecht die Kosten der jeweils benötigten Netzebenen zu tragen.

Der Ortsnetztarif für die Niederspannungs-EEGs und große EEGs soll mittels eines Abschlags auf das verordnete Netznutzungsentgelt bestimmt werden. Durch die Anwendung eines Abschlags ist gewährleistet, dass die Kunden der unterschiedlichen Netzebenen auch nur jenen Anteil zu tragen haben, der für diese Kunden relevant ist. Weiters wird vorgeschlagen, den Abschlag österreichweit einheitlich zu harmonisieren, um etwaige Vor- und Nachteile in den Kostenzuordnungen der Netzbereiche auszugleichen und um einheitliche Voraussetzungen für die Bildung von EEGs zu schaffen. Der Abschlag soll außerdem nur auf die Arbeitskomponente des Netznutzungsentgelts angewendet werden, da die Nachteile einer Einführung eines lokalen Leistungs-Netznutzungsentgelts (zusätzlich zur Einführung eines lokalen Arbeits-Netznutzungsentgelts) gegenüber den Vorteilen überwiegen. Für die Leistungskomponente ist der herkömmliche Leistungspreis zu verrechnen. Für den herkömmlichen Leistungspreis wird dabei jene Viertelstunde mit dem höchsten Bezug vom Netz nach Abzug der von der Erneuerbaren Energiegemeinschaft zugeordneten Erzeugung herangezogen (bereinigte Fernbezugsleistung). Diese um die Leistung in der jeweiligen Viertelstunde aus der Erneuerbaren Energiegemeinschaft bereinigte Fernbezugsleistung stellt sicher, dass eine verursachungsgerechte Abgeltung einer Energiebelieferung aus dem überregionalen Netz, eine entsprechende Abgeltung für darüberhinausgehenden lokalen Bezug und ein Anreiz für die Anpassung des Verbrauchsverhaltens gegeben ist. Auch missbräuchlichen dynamischen Zuordnungsmodellen, bei denen die anteilmäßige Zuordnung mit dem Zeitpunkt der höchsten Netzinanspruchnahme variiert (und immer nur die Höchstleistung des Netznutzers „kappt“), ist damit Einhalt geboten. Der Ortsnetztarif ist eine Anreizkomponente, die zur Wirtschaftlichkeit der EEGs beitragen kann, um diese attraktiv für die Kunden zu machen.

Position E-Control

Die Umsetzung der Erneuerbaren-Richtlinie-Neufassung in nationales Recht soll dafür sorgen, entsprechende Rahmenbedingungen zu schaffen, damit die Erneuerbaren Energiegemeinschaften zu einem „Massenphänomen“ werden können. Dabei müssen die Netzentgelte dem Grundsatz der fairen Kostenbeteiligung folgen. Dieses Prinzip wird durch ein lokales Netzentgelt umgesetzt.

8.2 Soziale Aspekte der Tarifierung

Auf Basis der derzeitigen gesetzlichen Grundlage ist bei den sonstigen Entgelten zusätzlich zu den allgemeinen Grundsätzen auf die soziale Verträglichkeit Bedacht zu nehmen.

Insbesondere gibt es eine klare gesetzliche Vorgabe hinsichtlich der Kosten für Abschaltungen und Wiederherstellung des Netzzugangs gemäß § 58 EIWOG 2010.

In Hinblick auf die momentane Höhe der gesamten Stromkosten sowie mangels gesetzlicher Grundlage sind keine spezifischen Netzentgelte für sozial Schwache und schutzbedürftige Kunden einzuführen. Dies schließt freilich nicht aus, dass die Kostenbelastung insbesondere von schutzbedürftigen Netzbenutzern in alle Überlegungen zur generellen Entgeltbestimmung miteinzubeziehen ist, wie auch das Beispiel der Ausgestaltung der Leistungskomponente und einer angemessenen Kostenbeteiligung von aktiven Kunden an den Netzkosten zeigt.

Die Netzentgelte sind jedenfalls so auszugestalten, dass sie sozial Schwache nicht benachteiligt. Schließlich ist darauf zu verweisen, dass es derzeit bereits in Zusammenhang mit den Ökostrombeiträgen Befreiungen für sozial bedürftige Kunden gibt.

Position E-Control

Jede Entgeltfestsetzung ist danach zu überprüfen, wie sie sich insbesondere auf schutzbedürftigen Kunden auswirkt. Die Netzentgelte sind jedenfalls so auszugestalten, dass sie sozial Schwache nicht benachteiligen. Die Einführung einer verursachungsgerechten Leistungsverrechnung für alle Kunden würde insbesondere Kunden mit geringen Leistungsspitzen zugutekommen. Gesonderte Netzentgelte für schutzbedürftigen Kunden werden nicht vorgeschlagen.

8.3 Weiterentwicklung von Stromrechnungen

Die E-Control ist der Meinung, dass Stromrechnungen den Kunden alle wesentlichen Informationen darlegen sollten. Von zentraler Bedeutung ist dabei, für den Kunden einen Konnex zwischen dem individuellen Nachfrageverhalten und der Rechnung herzustellen. Damit sollen die Sensibilität für den eigenen Strombezug gefördert und Kunden zum netzdienlichen Verhalten sowie zum Energiesparen bewegt werden.

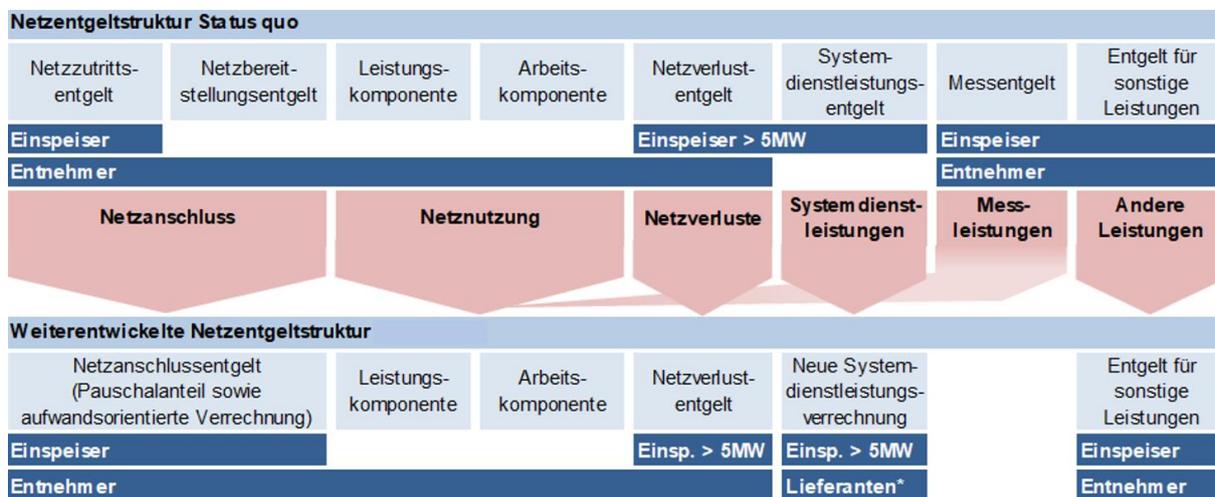
Daher spricht sich die E-Control dafür aus, die Stromrechnung zu vereinfachen und weiterführende Informationen mit leicht verständlichen Erklärungen online zur Verfügung zu stellen. Hinsichtlich der Netznutzung sollten die inkrementellen Einsparungen bei reduzierter Netzbelastung bzw. geringerem Verbrauch dargestellt werden und so zur Bewusstseinssteigerung beitragen. Darüber hinaus könnten beeinflussbare Kostenkomponenten klar gekennzeichnet werden, um die Preissensibilität zu erhöhen. Schließlich betrachtet die E-Control das Erfordernis aus dem „Clean Energy for all Europeans“-Paket nach einer verpflichtenden Information über die Möglichkeit des Lieferantenwechsels als wichtigen Beitrag zur Transparenz.

Position E-Control

Die E-Control schlägt eine Vereinfachung der Rechnungslegung vor, um ein besseres Verständnis der wesentlichsten Rechnungsinhalte zu erlangen und durch weiterführende Informationen, um die Transparenz und Nachvollziehbarkeit auf Kundenseite zu erhöhen. Informationen zu Einsparungsmöglichkeiten sollen die Sensibilität der Kunden erhöhen.

9 Weiterentwickelte Netzentgeltstruktur

Die nachfolgende Grafik stellt die Entwicklung der derzeitigen Netzentgeltstruktur zur der von der E-Control vorgeschlagenen neuen Netzentgeltstruktur dar. Die bestehenden Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte werden in einem neu zu definierendem Netzanschlussentgelt zusammengefasst, das von Einspeisern und Entnehmern gleichermaßen zu entrichten wäre. Am Netznutzungsentgelt sind Änderungen der Struktur erst mit dem Abschluss der Ausrollung von Smart Metern möglich. Darüber hinaus ist die Rolle dieser Entgeltkomponente im Zuge der gesteigerten Flexibilitätsanforderungen stärker zu betonen. Hinsichtlich der Netzverlustentgelte wird aufgrund der Bedeutung für die Kostenverursachungsgerechtigkeit und der mittlerweile nach langjährigem Rechtsstreit höchstgerichtlich bestätigten Vorgangsweise kein Änderungsbedarf gesehen. Beim Systemdienstleistungsentgelt ist auf zukünftige EU-Vorgaben Bedacht zu nehmen. Das Messentgelt sollte zwecks Vereinfachung der Entgeltstruktur in das Netznutzungsentgelt integriert werden. Andere Leistungen, die vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht und nicht über andere Entgeltbestandteile abgedeckt werden, sind über die sonstigen Entgelte zu verrechnen. Eine neue Entgeltkategorie ist dabei nicht erforderlich.



* Aufbringung könnte wie bei Tertiärregelung über Ausgleichsenergie erfolgen (damit indirekt über Entnehmer zu bezahlen)

Abbildung 16: Weiterentwickelte Netzentgeltstruktur „Tarife 2.1“

Die so beschriebenen Änderungen der Tarifstruktur sind ehestmöglich legislativ umzusetzen, damit die kommenden Herausforderungen rechtzeitig in der Entgeltstruktur abgebildet werden und in weitere Folge auf die neuen Bedürfnisse des Strommarkts reagiert werden kann.

Für die Umsetzung einer flächendeckenden Leistungsmessung, die Abschaffung des Netzbereitstellungsentgelts, die Neudefinition des Netzzutrittsentgelts zu einem Anschlussentgelt, die Sicherstellung der Leistungsverrechnung für alle Kunden, die Schaffung von Flexibilitätsoptionen und die Integration des Messentgelts in das Netznutzungsentgelt erfordern eine Novellierung des EIWOG 2010, der IME-VO und der SNE-V 2018.

Durch diese Änderungen wird die Grundlage für eine zukunftsweisende Tarifstruktur geschaffen.