

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
Per E-Mail an: tarife@e-control.at

Kontakt	DW	Unser Zeichen	Ihr Zeichen	Datum
DI Ursula Tauschek	223	TA/Ha – 08/2020	D056.151	29.07.2020

Stellungnahme zum Entwurf des Positionspapiers „Tarife 2.1 – Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich“

Sehr geehrte Damen und Herren,

Oesterreichs Energie bedankt sich für die Gelegenheit, zum Entwurf des Positionspapiers „Tarife 2.1 – Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich“ Stellung nehmen zu dürfen.

Unsere wesentlichsten Forderungen bzw. Kritikpunkte sind:

- Verursachungsgerechte Verankerung eines angemessenen Netzkostenbeitrags für Null- bzw. Kleinverbraucher (Pkt. 3.1). Nullverbraucher verursachen verbrauchsunabhängige Betriebskosten, blockieren Netzkapazitäten, beziehen Netzleistungen (z.B. Frequenzhaltung, Spannungshaltung etc.) bzw. steht das Netz als Ausfallsreserve zur Verfügung.
- Umstellung auf einen Monatsleistungspreis. Die Jahresabrechnung ergibt sich demgemäß als Summe aus den zwölf Monatsabrechnungen (Pkt. 3.2).
- Die in Pkt. 3.4 angeführten Ausführungen zu individualisierten Informationspflichten werden abgelehnt. Die technischen Voraussetzungen müssen dafür erst geschaffen werden, was im Zeithorizont der #Mission 2030 nicht flächendeckend realistisch ist.
- Weiterführung der unterbrechbaren Netztarife in der bestehenden Form. Eine „generelle Einschränkung der Unterbrechungsmöglichkeit nur auf kritische Netzengpass-Situationen“ wird abgelehnt (Pkt. 3.4).
- Überführung des Netzverlustentgelts in die Arbeitskomponente des Netznutzungsentgelts (Pkt. 4). Dadurch kann eine Vereinfachung und bessere Verständlichkeit der Netzrechnung erzielt werden.

Zu den einzelnen Punkten des Entwurfes des Positionspapiers „Tarife 2.1“ nehmen wir wie folgt Stellung:

Zu Pkt. 3 Netznutzung

Die seitens E-Control Austria angedachte zukünftige Netzentgeltverrechnung auf Basis von Arbeit und Verrechnungsleistung ist unter Berücksichtigung der Gleichbehandlung aller Systembenutzer sowie einer weitestgehenden Verursachungsgerechtigkeit sehr zu begrüßen. Dabei ist es entscheidend, einen harmonischen Übergang vom jetzigen Regime in die neue einheitliche Verrechnung des Netznutzungsentgeltes für die Ebene 7 zu finden, um eine positive Umsetzung sowie Akzeptanz bei den Netzkunden zu erreichen.

Ein wesentlicher Punkt in diesem Zusammenhang ist – wie auch von E-Control Austria angeführt – die Verfügbarkeit der höchsten monatlichen viertelstündigen Leistungswerte (auch für Opt.-out-Kunden). In diesem Zusammenhang ist ergänzend anzumerken, dass für eine zukunftsorientierte Netzentgeltrechnung (gilt auch für die Durchführung des monatlichen Clearings) eine monatliche Ablesung bzw. Verfügbarkeit der Verbrauchsmengen sinnvoll ist. Dafür sind auch die derzeit geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen zu evaluieren und entsprechend anzupassen.

Grundsätzlich sollte es trotz der neuen Anforderungen (z.B. Abschlag für Ortsnetztarif) zu keinem Wildwuchs an unterschiedlichsten anwendungsorientierten Netztarifen in den einzelnen Netzbereichen kommen.

Zu Pkt. 3.1 Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen Leistungs- und Arbeitsanteilen

Die Überlegungen zu einer generellen Leistungspreisverrechnung für alle Kunden deckt sich mit dem Standpunkt von Oesterreichs Energie und ist im Einklang mit den Ansprüchen einer kostenorientierten und verursachergerechten Tarifstruktur.

Positiv anzumerken ist auch die ausdrückliche Positionierung der E-Control Austria, dass die notwendigen monatlichen ¼-h-Leistungsmesswerte für Abrechnungszwecke verfügbar gemacht werden. Diese gesetzlichen Anpassungen sind Grundvoraussetzungen für die zukünftige Umstellung auf eine generelle Leistungspreisverrechnung, vor allem bei Smart Meter ablehnenden Kunden (ein Kunde darf sich nicht durch die Wahl von Opt.-out der Leistungspreisverrechnung entziehen können).

Auch die Überlegungen zu einem gestaffelten Leistungspreis mit unterschiedlichen Preisansätzen bis/ab einem definierten Grenzwert (im Dokument mit 8 kW beschrieben) können ein passendes Mittel sein, um eine harmonische Überführung der bisherigen NE7-Tarife mit/ohne gemessener Leistung in ein einheitliches NE7-Abrechnungsschema zu ermöglichen.

Bei den Erwägungen identifiziert die E-Control Austria „verbesserungswürdige Verursachergerechtigkeit“ vor dem Hintergrund, dass bei jeder Grund-/Arbeitspreis-Verrechnung der Grundpreisanteil des Rechnungsbetrages mit steigendem Verbrauch naturgemäß sinkt. Dieser potentielle Quersubventionierungseffekt würde durch Leistungsverrechnung und damit gesteigerter Verursachergerechtigkeit ausgeräumt werden.

Eine entscheidende Frage ist in diesem Zusammenhang aber unzureichend behandelt. Das vorliegende Konzept würde nämlich bewirken, dass Nullverbraucher bzw. Kleinverbraucher gar keinen Beitrag an der Netzkostentragung leisten, obwohl Netzkapazitäten blockiert sind und auch Nullverbraucher verbrauchsunabhängige Betriebskosten verursachen, was ebenfalls der Verursachergerechtigkeit widerspricht. Ebenso werden Netzleistungen, wie z.B. Frequenzhaltung, Spannungshaltung etc., bezogen bzw. steht das Netz als Ausfallsreserve, wenn etwa die eigenen Erzeugungsanlagen ausfallen, zur Verfügung.

Neben der Verursachergerechtigkeit ist jedenfalls zu klären, welchen angemessenen Netzkostenbeitrag ein Nullverbraucher zu leisten hat.

Erst nach dieser Festlegung können Fragestellungen zu Quersubventionierungseffekten behandelt werden.

Mit den derzeitigen Grund- und Messpreisen werden – auch für Nullverbraucher – knapp 65 € pro Jahr eingehoben. Dieser Wert ist verglichen mit anderen kapitalintensiven Infrastrukturbranchen (Wasser, Abwasser, Kanal) niedrig und ist in einer neuen Tarifgestaltung in angemessener Höhe unbedingt zu erhalten.

Das kann mit unterschiedlichen Tarifelementen (wie z.B. Mindestverrechnungsleistung) erreicht werden.

Der beschriebene Effekt betrifft im zur Konsultation gestellten Positionspapier in Abbildung 11 den Bereich links unten.

Korrespondierend beschreibt in Abbildung 11 der Bereich links oben jene Verbraucher mit relativ hohen Spitzen bei niedrigem Verbrauch (mit sog. niedrigen Volllaststunden), welche durch einen Leistungspreis merkliche Erhöhungen ihrer Netzrechnungen erfahren würden. Auch dort kommt es zu einem Zusammenspiel von Verursachergerechtigkeit und Angemessenheit. Es erscheint uns diskussionswürdig, dass auch für die Kundengruppe mit niedrigen Volllaststunden in einer Übergangsphase geeignete Tarifelemente (wie z.B. Deckelungen) eingesetzt werden, damit eine möglichst reibungsfreie Überführung vom bestehenden in ein neues einheitliches Tarifsysteem durchgeführt werden kann.

Der Anteil der Erlöse aus den Leistungspreisen an den gesamten Netznutzungserlösen sollte in den Netzebenen 3 - 6 bis zu 70 % betragen, insbesondere da auch daran gedacht ist, die Messpreise, die derzeit eine Fixpreiskomponente darstellen, in das Netznutzungsentgelt zu integrieren. Im Sinne einer Harmonisierung der Erlösanteile (Erlöse aus Leistungspreis bzw. Arbeitspreis) pro Netzbetreiber wäre vielleicht eine Bandbreite zweckmäßig (z.B. 40 - 70 %), um so auch der unterschiedlichen Kundenstruktur gerecht zu werden.

Änderungsbedarf aus Sicht von Oesterreichs Energie: Die Verursachergerechtigkeit ist (insb. für Null- und Kleinverbraucher und niedrige Volllaststunden) im Kontext der Angemessenheit zu beurteilen, erst danach kann eine detaillierte Ausgestaltung unter Berücksichtigung von Quersubventionierungseffekten erfolgen. Der derzeitige Kostenbeitrag von Nullverbrauchern in Höhe von knapp 65 € soll auf einem erhöhten Niveau zwischen 80 - 100 € erhalten bleiben.

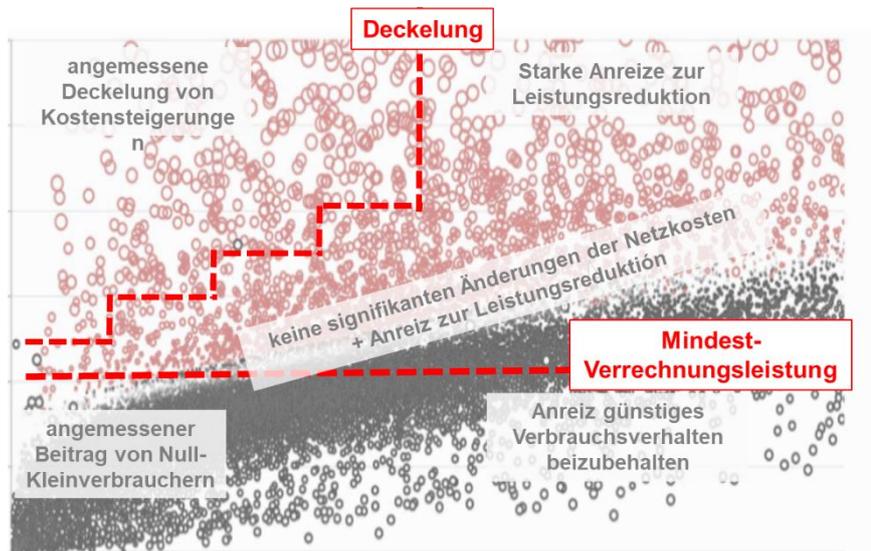


Abb. 1: Tarifgestaltung mit Mindestverrechnungsleistung und Deckelung
Auswirkung und Anzeizeffekte

Zu Pkt. 3.2 Bestimmung der zu verrechnenden Leistung

Die E-Control Austria spricht sich für die Beibehaltung der Verrechnung des arithmetischen Mittels der 12 höchsten monatlichen ¼-h-Leistungsspitzenwerten (in der Folge 12-Spitzenmittel) aus.

In der jetzt gültigen SNE-V kommt dieses 12-Spitzenmittel in Kombination mit einem Jahresleistungspreis zur Anwendung.

Dadurch können derzeit sowohl Jahresrechnungen als auch endgültige Monatsrechnungen gelegt werden.

Bei der Jahresrechnung werden die einzelnen Monatsmaxima addiert und der Mittelwert berechnet. Dieser Leistungswert wird mit dem Jahresleistungspreis verrechnet.

Bei einer Monatsrechnung wird das einzelne Monatsmaximum mit 1/12 des Jahresleistungspreises für diesen Monat endgültig abgerechnet.

Für identische Netznutzung mit jährlicher oder monatlicher Verrechnung ergibt sich für einen vollständigen Abrechnungszeitraum der gleiche Rechnungsbetrag. Der Summenbetrag der 12 Monatsrechnungen ist exakt gleich hoch wie der Rechnungsbetrag der einen Jahresrechnung.

Der aktuell sogenannte Jahresleistungspreis ist in seiner Wirkung demnach identisch zu einem „Monatsleistungspreis“ (welcher exakt 1/12 des jetzigen Jahresleistungspreises betragen würde) – es ist also lediglich eine Frage der Benennung.

In Kombination mit einem gestaffelten Leistungspreis ist der beschriebene Sachverhalt nicht mehr gegeben.

Eine endgültige monatliche Rechnungslegung ist nicht mehr möglich, weil das endgültige 12-Spitzenmittel erst nach einem vollständigen Abrechnungsturnus nach einem Jahr ermittelt werden kann und erst dann feststeht, welche Leistungsanteile mit einem höheren Leistungspreis verrechnet werden.

Abrechnungstechnisch würde eine Monatsrechnung daher nur vorläufigen Charakter haben, allenfalls könnte sogar eine 13. Aufrollungsrechnung erforderlich sein. Der Zusammenhang von 12-Spitzenmittel mit gestaffelten Leistungspreisen könnte eine unbeabsichtigte Komplexität in die Netzabrechnung bringen, welche dem Vorhaben einer verbesserten Verständlichkeit sowie der Vereinfachung von Netzrechnungen entgegenwirkt.

monatlich Leistungswerte

	Jän	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	12er Mittel
Leistung [kW]	5	5	5	5	5	5	10	10	10	10	10	10	7,5

Systematik arithmischer Mittelwert (12-er Mittel)

[Euro]	Jän	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	12er Mittel	LP [Euro/kW; a]
LP < 8kW													7,5	20,0
LP > 8kW													0,0	40,0
Netzentgelt Leistung [Euro]													150,0	

⇨ 12-er Mittel ergibt "fehlerhafte" Berechnung bei zweigliedrigem Leistungspreis

Systematik Monatsverrechnungspreis

monatliche Verrechnung : $20/12 = 1,67$ Euro/kW bzw $40/12 = 3,33$ Euro/kW

[Euro]	Jän	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	12er Mittel	LP [Euro/kW; a]
LP < 8kW	5	5	5	5	5	5	8	8	8	8	8	8		20,0
LP > 8kW	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2		40,0
Netzentgelt Leistung [Euro]													170,0	

⇨ Berechnung mittels Einzelmonatsverrechnung für Monatsabrechner und Jahresabrechner (keine nachträgliche Aufrollung erforderlich)

Einzelmonatsverrechnung

[Euro]	Jän	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Summe
LP < 8kW	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	130,0
LP > 8kW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	40,0
Summe	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	170,0

Anmerkung:

Systematik muss auch für Abrechnungszeiträume funktionieren die von "eingeschwungen" 12-Monatsabrechnungen abweichen (z.B. Kundenwechsel, Zwischenabrechnungen, ...)

Änderungsbedarf aus Sicht von Oesterreichs Energie: Um eine einfache Verrechnung sowie eine endgültige monatliche Rechnungslegung grundsätzlich zu ermöglichen, ist der bisherige Jahresleistungspreis in einen Monatsleistungspreis umzubenenen und gleichzeitig mit 1/12 des Betrages des bisherigen Jahresleistungspreises festzusetzen und als Monatsleistungspreis zu verrechnen. Die Jahresabrechnung ergibt sich demgemäß als Summe aus den zwölf Monatsabrechnungen.

Zu Pkt. 3.4 Flexibilität / dynamische Tarife iZm 8.1 Ortsnetztarif

Die Erwägungen zum Leistungspreis werden im Zusammenhang mit „Bereitstellung von Flexibilität“ behandelt.

Ein Leistungspreis kann in seiner Wirkung aber lediglich einen Anreiz zur Spitzenvermeidung und Spitzenglättung geben.

Dieser Anreiz könnte mit steigender Durchdringung von dezentraler Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Zielkonflikt dazu stehen, dass in Zeiten von hohem lokalen Erzeugungsaufkommen möglichst hoher lokaler Verbrauch erfolgen sollte.

Lokale Überschusserzeugung wird künftig die Netze durch den erforderlichen Abtransport von Überschusserzeugung zusätzlich belasten, sodass ein Anreiz notwendig ist, lokal vorhandene Erzeugung im höchst möglichen Ausmaß lokal zu verbrauchen.

Die E-Control Austria äußert sich aus Gründen fehlender Vorhersehbarkeit und Transparenz kritisch zu dynamischen Netztarifen. Alternativ werden unterbrechbare Tarife oder Tarife mit regelbarer Leistung als Lösungsoption für Flexibilitätsanforderungen beschrieben.

Oesterreichs Energie teilt die kritische Einschätzung zu dynamischen Tarifen. Die Ausführungen betreffend die individualisierten Informationspflichten zu den alternativen Tarifoptionen werden von Oesterreichs Energie ebenso kritisch eingeordnet.

Die Ausführungen suggerieren, dass die Netzbetreiber Netzzustandsprognosen in einer lokalen Differenzierung auf Einzelkundenebene zur Verfügung hätten und diese Informationen den Kunden und anderen Marktteilnehmern individuell übermitteln könnten.

Tatsächlich sehen wir diese Optionen teilweise noch im Bereich der Visionen, da die technischen Voraussetzungen dafür erst geschaffen werden müssen, was im Zeithorizont der Mission 2030 nicht flächendeckend realistisch erscheint. Derartige Tarif-Innovationen sind allenfalls mittelfristig in Form von lokalen Forschungsprojekten realistisch denkbar.

Dazu wäre eine textliche Klarstellung erforderlich, dass die Überlegungen und die Möglichkeiten einer praktischen Umsetzung in einen realistischen zeitlichen Kontext gesetzt werden.

Mit diesem Horizont wird auch noch Zeit sein, die Rahmenbedingungen klarer zu definieren, beispielsweise was „transparente Kriterien“ konkret bedeuten kann.

Wir ersuchen darum, die „Lokalität“ von Netzbetreiber-Bedürfnissen nicht zu eng zu fassen: Engpässe können auch im vorgelagerten Mittelspannungsnetz entstehen, und Mittelspannungsabzweige haben mitunter eine Ausdehnung von größer 30 km.

Eine Vorab-Information an die anderen Marktteilnehmer über Leistungsunterbrechungen bzw. -beschränkungen wäre sicherlich wünschenswert. Es muss aber bewusst sein, dass das eine stetige Prognose der Leistung mit einer Berechnung der auftretenden Netzbelastung im lokalen Verteilernetz erfordert, die es derzeit für die Niederspannung so umfassend nicht gibt und die mit technisch einfachen Mitteln und mit geringen Kosten eher nicht realisierbar ist. Nützlich dafür wäre jedenfalls die Zulässigkeit der Heranziehung von Messwerten von Intelligenten Zählern oder sonst von zusätzlichen Messgeräten. Hohe Ansprüche an eine solche Prognose erfordern umfassende und stets aktuelle Daten für Lastflussberechnungen – bei der Anzahl von Ortsnetzen in Österreich würde das neben technischen Instrumenten auch zusätzliche personelle Ressourcen erfordern. Hier kann mit Blick auf die Verhältnismäßigkeit wahrscheinlich ein Weg gefunden werden, der den Bedürfnissen der Marktteilnehmer ohne ausufernden Aufwand ausreichend entspricht.

Die bestehenden unterbrechbaren Tarifierwendungen sind für die dynamischen zukünftigen Flexibilitätsanforderungen nur mehr bedingt geeignet. Die derzeit fixen Unterbrechungszeiten sind aber so festgelegt, dass eine Lastspitze von unterbrechbaren Anwendungen nicht verursacht werden kann und somit die unterbrechbare Leistung bei der Netzdimensionierung nicht berücksichtigt werden muss. Der unterbrechbare Tarif hat daher in seiner bestehenden Form weiter seine Berechtigung.

Die angestrebten Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung werden aber durch den beschriebenen Ortsnetztarif gesetzt. Dieser Sachverhalt sollte bei der Abhandlung zu den Erneuerbaren

Energiegemeinschaften (EEG) neben dem beschriebenen Effekt des erhöhten Eigenverbrauches in den Vordergrund gestellt werden.

Für jenen Energieverbrauch, der innerhalb einer EEG aufgebracht wird, ist ein reiner Arbeitspreis für die Netznutzung innerhalb des Nahebereichs vorgesehen. Für den verbleibenden restlichen Netzbezug soll der neue einheitliche Netztarif der Ebene 7 verrechnet werden.

Dazu ist der gemessene ¼-h-Lastverlauf in zwei Zeitreihen zu zerlegen (statisch oder dynamisch). Das Maximum der Zeitreihe für den EEG-Anteil wäre für die Leistungspreisverrechnung nicht relevant, die Energiemenge des EEG-Anteils wird mit einem reduzierten Ortsnetztarif verrechnet. Das Maximum aus der Zeitreihe für den Restnetzbezug ist relevant für die Leistungspreisverrechnung, die Energiemenge dieses Anteils wird mit dem Arbeitspreis der Ebene 7 verrechnet.

Dadurch entsteht eine eigenständige „Dynamik“, welche – unabhängig von dynamischen Tarifen – Zeitfenster definiert, in welchen vergünstigte Ortsnetztarife gelten.

Die Zeitfenster der vergünstigten Ortsnetztarife ergeben sich durch die meteorologischen Rahmenbedingungen von selbst. Innerhalb dieser Zeitfenster haben die EEG-Teilnehmer nun den Anreiz, ihren Verbrauch an das lokale Erzeugungsdargebot beliebig anzupassen, da hierbei auftretende Leistungsspitzen nicht verrechnet werden.

Dadurch entsteht der Anreiz für EEG-Teilnehmer, lokales Dargebot höchstmöglich lokal zu verwerten. Das vorgelagerte Verteilernetz wird dadurch nicht durch den Abtransport von Überschuss belastet. Die Anreizwirkung kann insbesondere in einem EEG-Einzugsbereich einer galvanisch verbundenen Niederspannung als netzdienlich beurteilt werden.

Je größer die EEG-Einzugsbereiche werden, desto geringer sind netzdienliche Rückwirkungen durch lokalen Erzeugungs- und Verbrauchsausgleich.

Allenfalls wäre noch die Prämisse vertretbar, dass sich auch bei „großen“ EEGs vereinzelt günstige Rückwirkungen auf das Netz ergeben, allerdings nur, wenn der Einzugsbereich auf einen Teilabschnitt eines Mittelspannungsabzweigs der Netzebene 5 beschränkt wird.

Wenn der EEG-Einzugsbereich darüber hinaus gehen sollte (z.B. über den Einzugsbereich eines ganzen Umspannwerkes), sind netzdienliche Auswirkungen nicht darstellbar. Im Gegenteil können sich in diesem Fall sogar schädliche Effekte ergeben, wenn nämlich EEG-Teilnehmer in der Niederspannung aus weit entfernten großen Erzeugungsanlagen in der Mittelspannung beziehen und allesamt gleichzeitig ihre Verbrauchsspitze aus ihren EEG-Anteilen beanspruchen.

Hier entfaltet sich – bei Ortsnetztarif mit reinem Arbeitspreis – ein Fehlanreiz zur lokalen Spitzenmaximierung bei weit entfernten hohen Erzeugungsdargeboten.

Weiters ist aus Netzbetreibersicht eine „generelle Einschränkung der Unterbrechungsmöglichkeit nur auf kritische Netzengpass-Situationen“ als problematisch zu beurteilen, da hiermit dem Netzbetreiber jegliches Netzlaststeuerungselement genommen werden würde. Dies auch in Hinblick auf die Vermeidung von zu hohen Netzlastspitzen und die damit verbundene Netzverlustthematik.

Abschließend möchten wir anmerken, dass die Beteiligung von Netzkunden am Regelreservemarkt begrüßt wird. Die Sonderregelungen bei der Verrechnung von Regelreserve im

Verteilernetzbereich sind aber kritisch zu hinterfragen, da Regelenergie keine netzdienliche sondern eine markt- bzw. systemdienliche Dienstleistung darstellt. Zudem ist mit den derzeitigen Regelungen ein hoher administrativer Aufwand bei der Verrechnung des Netznutzungsentgeltes im Verteilernetzbereich gegeben. Die Abdeckung der dabei entstehenden Kosten könnte durch Weitergabe über die Bruttoverrechnung je Regelzone auf alle Netzkunden gleichmäßig aufgeteilt werden.

Änderungsbedarf aus Sicht von Oesterreichs Energie: Eine Weiterführung der unterbrechbaren Netztarife in der bestehenden Form wird als zielführend erachtet. Kurzfristig ist für die Bereitstellung von Flexibilität der Ortsnetztarif für EEGs das am besten geeignete Tarifelement. Von netzdienlichen Effekten kann insbesondere im EEG-Nahebereich in galvanisch verbundenen Niederspannungsnetzen ausgegangen werden. Eine Ausweitung für „große“ EEGs auf einen Teilabschnitt eines Mittelspannungsabzweigs der Netzebene 5 erscheint vertretbar. Für einen weiter ausgedehnten Einzugsbereich besteht kein Anspruch auf einen Ortsnetztarif.

Sofern die Abwicklung für EEGs in gleicher Art und Weise wie bei den bestehenden gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen (§ 16a EIWOG) erfolgt, kann bei der Implementierung der erforderlichen Prozesse für Datenmanagement und Verrechnung von den Netzbetreibern auf den bereits entwickelten Umsetzungslösungen aufgesetzt werden. Daten- und kommunikationsintensive Tarif-Innovationen sollen mittelfristig in Forschungsprojekten evaluiert werden.

Zu Pkt. 5 Messleistungen und 4 Netzverluste iZm 8.3 Weiterentwicklung der Stromrechnung

Oesterreichs Energie befürwortet die Weiterentwicklung der Stromrechnung, insbesondere deren Vereinfachung.

Die Integration der Messleistung in die Leistungskomponente der Netznutzungsentgelte ist eine Maßnahme, welche zu einer Vereinfachung der Stromrechnung beitragen wird.

Gleiches gilt für die Preiskomponente der Netzverluste. Auch die Kosten der Netzverlustdeckung sollten im Arbeitspreis der Netznutzungsentgelte aufgehen. Das würde eine weitere wesentliche Vereinfachung bewirken, weil nicht nur die Netznutzungsentgelte sondern auch gleichzeitig die Ökoförderbeiträge – welche die gleichen Preiskomponenten beinhalten – vereinfacht würden.

Der Wegfall des Kostenbeitrages der Einspeiser und die damit verbundene Verschiebung von Kostenbelastungen kann im Zusammenhang mit den Überlegungen zum pauschalierten Anteil des Netzzutrittsentgeltes gesetzt werden. An dieser Stelle kann der angemessene Kostenbeitrag von Einspeisern geregelt werden.

Änderungsbedarf aus Sicht von Oesterreichs Energie: Das Entgelt für Messleistung soll in die Leistungskomponente des Netznutzungsentgeltes übergeführt werden, das Netzverlustentgelt soll in die Arbeitskomponente des Netznutzungsentgeltes übergeführt werden.

Zu Pkt. 2 Anschlussentgelte und Pkt. 7 sonstige Entgelte

Oesterreichs Energie befürwortet sowohl die Überlegungen zur Abschaffung des Netzbereitstellungsentgeltes als auch eine neue Regelung des Netzzutrittsentgeltes. Die detaillierten Regelungen zum pauschalen Anteil des Netzzutrittsentgeltes sind noch auszuarbeiten, doch sollten für einen VNB die Erlöse aus diesem pauschalen Anteil in Summe den Einnahmen aus dem derzeitigen NBE entsprechen.

Die Ausführungen hinsichtlich reduzierter Netzzutrittsentgelte im Falle von Einschränkungsmöglichkeiten durch die Netzbetreiber sind grundsätzlich zu begrüßen, bezüglich der individualisierten Ankündigung von derartigen Eingriffen verweisen wir auf die oben angeführten praktischen Möglichkeiten.

Bei der in diesem Zusammenhang von der E-Control Austria ebenfalls angedachten im „Voraus angekündigten und zeitlich begrenzt vorgegebenen maximalen Einspeiseleistung“ ist anzumerken, dass die dafür erforderlichen technischen Möglichkeiten derzeit nicht gegeben sind, und auch im Zeithorizont der #Mission 2030 nicht flächendeckend verfügbar gemacht werden können. Auch ist auf eine einfache Regelung bei Kleinanlagen zu achten. Die Vereinheitlichung des Preises für die Blindleistungsbereitstellung ist aus unserer Sicht zu begrüßen.

Die Formulierung *„Das Entgelt für bisher nicht geregelte Blindleistungsbereitstellung durch Erzeuger sollte ergänzt werden“* in der Zusammenfassung der E-Control-Austria-Positionen auf Seite 3 ist aber unklar formuliert und hat keinen Bezug zu den Details unter Punkt 7 „Sonstige Entgelte“. Gemäß TOR-Erzeuger gibt der Netzbetreiber dem Erzeuger entsprechend definierter Verfahren (z.B. Q von U-Kennlinie) den Leistungsfaktor und damit die Blindenergielieferung oder den Blindenergiebezug vor. Den Erzeugern ein Entgelt für die gemessene Blindleistungsbereitstellung zu zahlen, wäre damit nicht kompatibel und würde zu einer Ungleichbehandlung je nach Netzsituation und daraus z.B. lt. Kennlinie resultierendem Leistungsfaktor führen. Die Einführung eines solchen Entgeltes stünde weiters im Widerspruch zur Aussage in Kapitel 7, wonach die Verrechnungsmodalitäten für Blindleistungsbereitstellung unverändert bleiben sollen.

Änderungsbedarf aus Sicht von Oesterreichs Energie: Netzbereitstellungsentgelt soll abgeschafft werden. Zum aufwandsorientierten Anteil des Netzzutrittsentgeltes für Entnehmer und Einspeiser soll ein pauschaler Anteil, der weder rückzahlbar noch örtlich übertragbar ist, ergänzt werden. Um den Effekt der Verwaltungsvereinfachung des administrativ aufwändigen NBE auch tatsächlich nutzen zu können, ist sicherzustellen, dass ab Inkrafttreten der neuen Anschlussentgeltsystematik keine örtliche Übertragung und Rückzahlbarkeit des derzeitigen NBE mehr möglich ist.

Damit die positiv zu beurteilenden Vorhaben umgesetzt werden können und Akzeptanz bei den Netzkunden erreicht wird, ist unseres Erachtens die anspruchsvollste Herausforderung, einen harmonischen Übergang vom jetzigen Regime in die neue einheitliche Verrechnung des Netznutzungsentgeltes für die Ebene 7 zu finden. Auch eine reibungsfreie Umstellung für die Neuerung der Anschlussentgelte wird sorgfältig vorzubereiten sein.

Wir danken für die Kenntnisnahme der Anliegen von Oesterreichs Energie und ersuchen um deren Berücksichtigung. Für eine fachliche Diskussion und Beiträge für die detaillierte Ausgestaltung von Leistungsentgelt, Ortstarif und Anschlussentgelt und nötige Übergangslösungen steht Oesterreichs Energie gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Mag. Dr. Michael Strugl
Präsident



Dr. Barbara Schmidt
Generalsekretärin

Über Oesterreichs Energie

Oesterreichs Energie vertritt seit 1953 die gemeinsam erarbeiteten Brancheninteressen der E-Wirtschaft gegenüber Politik, Verwaltung und Öffentlichkeit. Als erste Anlaufstelle in Energiefragen arbeiten wir eng mit politischen Institutionen, Behörden und Verbänden zusammen und informieren die Öffentlichkeit über Themen der Elektrizitätsbranche. Die rund 140 Mitgliedsunternehmen erzeugen mit rund 20.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern mehr als 90 Prozent des österreichischen Stroms mit einer Engpassleistung von über 25.000 MW und einer Erzeugung von rund 68 TWh jährlich, davon 72 Prozent aus erneuerbaren Quellen.