

E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per E-Mail an: tarife@e-control.at

Kontakt
Dr. Dieter Kreikenbaum

DW
224

Unser Zeichen
DK-10/2020

Datum
30.07.2020

Stellungnahme der Sparten Handel/Vertrieb und Erzeugung zum Konsultationsentwurf der E-Control zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich („Tarife 2.1“)

Sehr geehrte Damen und Herren,

Oesterreichs Energie (Sparten Handel & Vertrieb und Erzeugung) bedankt sich für die Möglichkeit, zum Konsultationsentwurf der E-Control Tarif.2.1 Stellung nehmen zu können. Folgende Punkte fassen die Hauptanliegen zusammen:

- **Deutliche Zurücknahme der hohen Erzeugerbelastung**, um faire Wettbewerbsbedingungen für österreichische Stromerzeuger gegenüber den Nachbarländern zu schaffen;
- Reduktion der Erzeugerbelastung durch **Entfall des Systemdienstleistungsentgelts und der Kostentragung für die Primärregelung**
- Integration des **Netzverlustentgelts in das Netznutzungsentgelt**;
- Dauerhaftes Abschaffen der tariflichen **Doppelbelastung** von Energiespeichern durch Klarstellung, dass **Energiezwischenlagerung kein Endverbrauch** ist;
- **Marktbasierte Beschaffung** von Flexibilitäten und Speicherleistungen mit Ausnahme genau definierter netzdienlicher Anwendungen;
- Unterstützung der Entwicklung zukunftsweisender **Technologiefelder** (etwa Demand Response, E-Mobility, dezentrale Erzeugung) durch **tarifliche Maßnahmen**.

Generelle Anmerkungen:

Oesterreichs Energie anerkennt die Bemühungen der E-Control (ECA), sich sowohl den energie- und umweltpolitischen Herausforderungen in Österreich zu stellen, als auch die Vorgaben des *Clean Energy For All Europeans* - Pakets (CEP) in geeigneter Weise umzusetzen. Das nun von der ECA überarbeitete Papier „*Tarife 2.1*“ - *Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich* stellt grundsätzlich eine gute Diskussionsgrundlage dar, die weitgehend realistische Optionen im Rahmen der energiepolitischen Rahmenbedingungen aufzeigt.

Das vorliegende Papier berücksichtigt in vielen Punkten die Erfordernisse des Verteilnetzbetriebs, in Bezug auf die Erzeugung sowie Handel und Vertrieb besteht jedoch in einigen Punkten ein klarer Verbesserungsbedarf bzw. bleiben wichtige Fragen offen.

Insbesondere thematisiert das Papier nicht die zuletzt stark gefallenem Großhandelspreise und die somit wirtschaftlich prekärer gewordene Situation der Stromerzeuger in Österreich. Dieser Aspekt muss jedenfalls berücksichtigt werden, weil eine nachhaltige wirtschaftliche Erholung Post-Covid derzeit nicht absehbar ist. Erhebliche Verwerfungen in der Branche sind zu erwarten. Ein Ausfall bei Investitionen im Energiebereich, der durch hohe Netzentgelte stark beeinflusst wird, wirkt sich nicht nur negativ auf die Volkswirtschaft aus, sondern würde darüber hinaus die Versorgungssicherheit in Österreich nachhaltig gefährden, weil mittelfristig Erzeugungskapazitäten zur systemgerechten Lastdeckung fehlen würde.

Die Netzentgelte sind für die österreichischen Erzeuger stets ein relevanter Kostenfaktor mit entsprechender Ergebniswirksamkeit, bedingt durch den massiven Strompreisverfall der letzten Monate gilt dies derzeit aber umso mehr. Derzeit liegt der Anteil der Netzkosten an den Erzeugererlösen auf der Netzebene 1 bei rund 4 %, über die Netzebenen schwankt die Belastung zwischen 3% und 7%.

Die **Reform der Tarifstruktur** sollte Verbesserungen für die österreichischen Kraftwerksbetreiber und eine **Gleichstellung mit dem Europäischen Umfeld** bringen, um Investitionen in die Erzeugungsinfrastruktur nicht zusätzlich zu behindern und um damit einen Beitrag zur wirtschaftlichen Erholung und gleichzeitig zur Erreichung der ambitionierten europäischen und österreichischen Klima- und Umweltziele zu liefern.

Netzentgelte sollen prinzipiell die **Kosten für einen versorgungssicheren Netzbetrieb verursachungsgerecht und diskriminierungsfrei zwischen verschiedenen Netzbenutzern aufteilen**. Grundsätzlich ist hier festzuhalten, dass die bisher eingeleiteten Maßnahmen (insbesondere Verantwortung der Bilanzgruppe, aber auch verursachergerechte Kostenzuordnung, Verbreiterung des Regelenergie-Anbieterkreises, insb. durch Ausweitung auf die Industrie, verstärktes grenzüberschreitendes „netting“ der Regelzonen sowie vermehrte Nutzung des Intra-Day-Handels) die für die Stabilisierung des Energiesystems anfallenden Regelenergiekosten massiv gesenkt haben und hier jeder Rückschritt bzw. jede Relativierung vermieden werden muss.

Die derzeitige **Doppelbelastung von Speichern bedarf jedenfalls einer Reform**. Insbesondere Pumpspeicher sind ob ihrer Flexibilität für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität zentral und leisten darüber hinaus einen wichtigen Beitrag zur Systemintegration der neuen Erneuerbaren.

Generell ist der **Systembedeutung der Speicher** in der Tarifreform Rechnung zu tragen, indem gesetzlich anzuerkennen ist, dass es sich beim Prozess der Entnahme von Strom aus dem Netz, seiner Umwandlung in eine speicherbare Energieform sowie der späteren Rückwandlung in Strom und Einspeisung ins Netz, um eine **Zwischenspeicherung** zur zeitlichen Optimierung des Stromversorgungssystems handelt und **nicht um einen Endverbrauch** im klassischen Sinn. Entsprechend sollen in Zukunft entnehmerseitige Entgeltkomponenten bei der temporären Zwischenspeicherung nicht mehr zur Anwendung kommen. Aufgrund der tariflichen Doppelbelastung beläuft sich bei Pumpspeichern der Netzentgeltanteil an den Erlösen derzeit auf mehr als 25 % – mit entsprechend negativen Konsequenzen für die erforderliche Flexibilität in der Stromversorgung.

Aus Sicht von **Oesterreichs Energie** sollen die **notwendigen gesetzlichen Maßnahmen** (insbesondere EIWOG-Änderung, Anpassungen von Marktregeln und Verteilernetzbedingungen, Adaptierung SNE-V) **folgende Aspekte berücksichtigen**:

- Herstellung gleicher bzw. vergleichbarer Wettbewerbsbedingungen für Erzeuger in Österreich mit Erzeugern in den unmittelbaren Nachbarländern, dies bedeutet, dass deren Kostentragungsanteil an den Netzentgelten zu reduzieren ist;
- Reduktion der Erzeugerbelastung durch Entfall des Systemdienstleistungsentgelts und der Kostentragung für die Primärregelung;
- Integration des Netzverlustentgelts in das Netznutzungsentgelt;
- Definition „Speicher“ in allen relevanten Rechtsgrundlagen, Festlegung der unterschiedlichen Aufgaben der verschiedenen Speichertechnologien, Tarifierung unter Berücksichtigung der jeweiligen Systembedeutung;
- Marktbasierte Beschaffung/Vergütung von Flexibilität und Speicherleistung mit Ausnahme genau definierter netzdienlicher Anwendungen.
- Abschaffen der tariflichen Doppelbelastung von Speichern, durch Klarstellung, dass Energiespeicherung kein Endverbrauch ist und damit auch keine Entgelte bei der Einspeicherung anfallen sollen.

Über diese Maßnahmen hinaus sollen jene **zukunftsweisenden Geschäftsfelder**, die im Zuge der Energiewende energiewirtschaftlich, systemtechnisch aber auch gesellschaftlich als wünschenswert angesehen werden (wie etwa Demand Response, E-Mobility, dezentrale Erzeugung, Energieeffizienz etc.), nicht durch tarifliche Maßnahmen behindert, sondern vielmehr **in ihrer Entwicklung hin zur Marktfähigkeit unterstützt werden**.

Im Detail nimmt Oesterreichs Energie (Sparten Handel & Vertrieb und Erzeugung) wie folgt Stellung:

Ad 2 Anschlussentgelte:

Auch wenn die Argumentation der ECA durchaus nachvollziehbar ist, sieht Oesterreichs Energie eine Abschaffung des Netzbereitstellungsentgelts mit entsprechender Ausweitung des Netzzutrittsentgelts um einen pauschalen Anteil zu einem Netzanschlussentgelt kritisch, würde es doch zu einer weiteren Erhöhung der tariflichen Erzeugerbelastung führen. Nur wenn die Erzeugung von der angedachten „Netzbereitstellungspauschale“ befreit wäre, könnte dieser Verschlankung der Entgeltstruktur zugestimmt werden.

Beim **Netzzutrittsentgelt** wird von einem zusätzlichen pauschalierten Entgelt gesprochen. Eine solche generelle Pauschalierung wäre aus Sicht von Oesterreichs Energie nicht verursachungsgerecht und würde zudem gesellschaftlich erstrebenswerte Investitionen in erneuerbare Erzeugungseinheiten konterkarieren. Etwaige Pauschalen würden auch die technologisch zukunftsweisenden Entwicklungen im Bereich der dezentralen Erzeugung und Speicherung erheblich erschweren. Im Falle von PV-Anlagen mit Überschusseinspeisung (derzeit kein Netzbereitstellungsentgelt, geringes Netzzutrittsentgelt) würde die Einführung eines pauschalen Netzanschlussentgelts beispielsweise eine größere wirtschaftliche Belastung darstellen als das aktuell zu entrichtende Entgelt. Zumindest dürfte der aufwandsorientierte Teil sowie der Pauschalanteil nur anteilmäßig anfallen, wenn die Leistungskomponente des Einspeisens größer als die des Entnehmens ist.

Die angedachte Reduktion der pauschalen Komponente (bis zu 100%), falls die Einspeisung flexibel auf die Bedürfnisse des Netzbetriebs reagieren und damit Netzausbau vermeiden kann, stellt zwar unter gewissen Rahmenbedingungen eine Erleichterung dar, löst das Problem aber nicht grundsätzlich. Durch die geplante Vorgehensweise werden die Folgen und Risiken aus einem reduzierten Netzausbau auf die Marktteilnehmer übertragen, welche diese nicht beeinflussen und nur schwer einschätzen können. Eine Benachteiligung bzw. Behinderung bestehender Anlagen ist zukünftig durch geeignete Regelungen zu vermeiden.

Aus Sicht von Oesterreichs Energie greift das Argument der ECA, wonach Einspeiser keinen Beitrag für die Bereitstellung des Netzes leisten würden, jedenfalls zu kurz. Erzeugungsanlagen müssen auf Basis der Vorgaben aus den RfG, TOR Erzeuger, NC ER sowie SO-Guideline ohnehin umfangreiche Funktionen – wie Blindleistungsmanagement, frequenzabhängige Leistungsanpassungen, Schnittstellen für Wirkleistungsreduktion u.v.m. – entgeltlos für den Systembetrieb zur Verfügung stellen. In Errichtungs- und Ausbauvorhaben entstehen dadurch zusätzliche Kosten von bis zu 15% der Gesamtinvestition welche ausschließlich von Einspeisern getragen werden müssen.

Aus diesen Gründen plädiert Oesterreichs Energie für eine Beibehaltung des Status Quo, also der Aufrechterhaltung der beiden Entgeltkomponenten Netzzutrittsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt. Sollte zweiteres jedoch abgeschafft und durch eine generelle Pauschale ersetzt werden, so sind Erzeuger davon auszunehmen.

Um der Marktdurchdringung der Elektromobilität Vorschub zu leisten und den Ausbau der dafür notwendigen Ladeinfrastruktur entsprechend anzureizen, der auch durch die EU-Richtlinie über den Ausbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe vorgegeben wird, sollte für den Netzanschluss von Ladestationen für Elektrofahrzeuge eine kostenoptimierte Lösung in Abstimmung mit den Netzbetreibern erarbeitet werden. Gleiches gilt im Sinne der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus der erneuerbaren Quellen für Wärmepumpen. Ziel muss es sein, die derzeit einen forcierten Ausbau bremsende Belastung mit Anschlussentgelten erheblich zu reduzieren.

Durch die Errichtung von Ladelösungen mit intelligentem Lastmanagement können die Kosten für den Netzausbau so gering wie möglich gehalten werden.

Ad 3 Netznutzung

Die ECA stellt in den Raum, den **Leistungsanteil** analog zu den Netzebenen (NE) 3 bis 6 auf der NE 7 nach dem Smart Meter Roll Out auf 40%-60% anzuheben. Sie spricht sich für einen konstanten Arbeitspreis pro verbrauchte Kilowattstunde aus, bei der konkreten Ausgestaltung der leistungsbezogenen Tarifkomponente sieht sie unterschiedliche Optionen. Die ECA präferiert beim Leistungspreis die Anwendung des arithmetischen Mittels der 12 Monatsspitzenwerte.

Oesterreichs Energie kann die geplante moderate Anhebung des Leistungsanteils auf den unteren Netzebenen und insbesondere auf Netzebene 7 nachvollziehen. Eine weitere Anhebung mit ihren Vor- und Nachteilen ist zu diskutieren. Ein Sondertarif für Demand Response sollte aber beibehalten bzw. ausgeweitet werden, damit die Bereitstellung von Flexibilität entsprechend honoriert wird.

Des Weiteren sollte im Pkt. 3.3. auf die Auswirkung energieintensiver Anwendungen am Beispiel Elektromobilität, Vor-Ort-Speicher, Wärmepumpen, Saunen etc. eingegangen werden. Detailliert ausgeführt ist jedoch nur das Beispiel eines E-Autos. Andere Standardanwendungen von Einspeisern und Entnehmern sowie die Kombination und Wechselwirkungen (z. B. PV und Wärmepumpen) sollten ebenfalls detailliert ausgeführt und anhand von Beispielen dargestellt werden.

Die **Überlegungen zu einer Einführung von gestaffelten Leistungspreisen (Punkt 3.1)** kann Oesterreichs Energie im Zusammenhang mit dem Netzausbaubedarf durch hohe Leistungsspitzen nachvollziehen, wobei aber eine generell höhere Leistungskomponente beim Netznutzungsentgelt als die wirksamere und angemessenere Steuerungskomponente gesehen wird. Oesterreichs Energie teilt die Ansicht der E-Control, dass die Beibehaltung des arithmetischen Mittels über die Leistungsspitzen von zwölf Monaten zur Verrechnung des Leistungspreises zwar besser ist, als eine Abmiltelung über 365 Tage, es berücksichtigt aber nicht, dass häufig während z.B. Wind-/Dunkelflauten und während der Winterperiode auftretenden Leistungsspitzen und geringe Nutzungsdauern in zeitlich kurzen Intervallen für den

Netzbetrieb Kosten und Probleme verursachen. Es ist von Vorteil, wenn über die Leistungsermittlung ein systemdienliches Verhalten unterstützt wird.

Daher sollte auch bei der Festlegung der Methodik zur Ermittlung des zu verrechnenden Leistungswertes bzw. des gestaffelten Leistungspreises darauf Rücksicht genommen werden, dass durch eine höhere Tarifbelastung politisch gewünschte Maßnahmen (erneuerbare Eigenerzeugung, dezentrale Speicherung, Wärmepumpen und Elektromobilität) nicht behindert werden.

Zu den **Flexibilitätsanforderungen in der Entgeltstruktur** im Punkt 3.4:

Die Ausführungen zu der Nutzung von Flexibilitäten von Verbrauchern und Erzeugern wurde gegenüber dem Entwurf aus dem Jahr 2016 und den Vorgaben des CEP angepasst. Jedoch geht E-Control weiterhin von einem „Schichtenmodell“ aus, bei dem zuerst Nutzung von VNB, dann ÜNB und erst zuletzt der Markt zum Zuge kommt.

In Bezug auf die Vorgaben des CEP, insbesondere jenen der Strombinnenmarkt-RL (RL (EU) 2019/944), ist sicherzustellen, dass die Flexibilitäten aus volks- und energiewirtschaftlicher Sicht durch die Marktakteure und wettbewerblich genutzt werden und es zudem eine Entscheidung des Kunden ist, ob, wie und in welchem Ausmaß er am Strommarkt direkt oder über Aggregation teilnehmen möchte (s. z.B. Art. 15). Zudem stellt die Fokussierung rein auf den Netzbetrieb über tarifliche Instrumente nur einen sehr kleinen Teilbereich der zukünftig zu schaffenden Integration von Flexibilitäten dar. Ausdrücklich begrüßt werden die Verweise, dass alle diesbezüglichen Eingriffe und Vorgaben durch die Netzbetreiber zu kommunizieren sind. Dies gilt, sofern dafür die technischen Voraussetzungen mittelfristig geschaffen worden sind.

Für einen klassischen privaten Kunden in der NE7 war in der Vergangenheit der Preisvorteil eines unterbrechbaren Tarifes oftmals ausschlaggebend für die Nutzung bei energieintensiven Anwendungen. Aufgrund der starken Verbreitung von PV-Anlagen speziell im Wohnbau hat sich hierzu die Einstellung der Kunden grundlegend geändert. Den Erfahrungen von Oesterreichs Energie nach möchte ein Kunde oder eine Energiegemeinschaft innerhalb einer Siedlung den selbst erzeugten Strom auch vor Ort durch den Betrieb von PV-Warmwasserspeichern, Wärmepumpen oder E-Mobilen verbrauchen. Damit werden auch die Auswirkungen von volatiler dezentraler Erzeuger elektrischer Energie auf das Netz minimiert.

Gerade beim Auftreten von negativen Preisen am Stromgroßhandelsmarkt ist ein eigenes oder über einen Dritten (z.B. Aggregator) Reagieren der Kunden als eindeutig systemdienlich und den Netzbetrieb unterstützend anzusehen, da heute (und absehbar in Zukunft bei dem anstehenden massiven Ausbau von volatilen Erzeugungen im Rahmen der Vorgaben des NEKP) bereits negative Preise vor allem bei einem Überangebot der v.a. stochastisch auftretenden Erzeugung aus erneuerbaren Energien auftreten. Das derzeit bestehende mengenabhängige Netznutzungs- bzw. das Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt untergräbt durch seine hohe Arbeitspreiskomponente das systemdienliche Verhalten der Kunden, da dies bei einem Mehrbezug bzw. einer Mehrerzeugung bei z.B. eindeutigen Überschuss-

Preissignalen vom Großhandelsmarkt zu tariflichen „Strafzahlungen“ durch die Netzbetreiber führt. In Zukunft können durch netzdienliche Ladeinfrastruktur - sowie in weiterer Zukunft durch Vehicle-to-Grid-Lösungen – hochdynamische Netzdienstleistungen erbracht werden, die durch einen einfachen unterbrechbaren Tarif konterkariert werden.

Daher sollte die Diskussion über die (mittelfristige) Einführung einer dynamischen Netz-Tarifierung gestartet werden, die den Kunden die Möglichkeit gibt, mit ihren Flexibilitäten systemdienlich am Strommarkt anbieten zu können.

Bei der detaillierten Analyse und Beschreibung der Änderungen des Netznutzungsentgelts durch den Ersatz des pauschalen Entgelts bei Kunden in der NE7 durch einen Leistungspreis je kW fehlt derzeit die Berücksichtigung der zeitlichen Netzauslastung über den 24-Stunden Tages- und Nachtverlauf.

Am mehrmals ausgeführten Beispiel der Ladung eines E-Autos macht es einen Unterschied im Leistungsbezug, ob langsam oder schnell geladen wird. Zur Zielerreichung einer konstanten Netzauslastung, d. h. dem Füllen von Lasttälern und vor allem dem Minimieren von Lastspitzen, spielt es eine große Rolle, ob das E-Auto zur Zeit einer Spitzenlast, z. B. mittags geladen wird oder im Lasttal in den Nachtstunden. Gleich verhält es sich mit dem Betrieb von Wärmepumpen. Da es für einen Kunden in der Regel nicht erkennbar oder vorhersehbar ist, wann, zu welchem Zeitpunkt und wie lange seine Anlage (Gebäude, Wohnung etc.) wieviel Leistung beansprucht, sollte die zeitliche Komponente unbedingt auch im Netznutzungsentgelt Berücksichtigung finden. Im Hinblick auf die Veränderung des Leistungsbedarfes bzw. des Kundenverhaltens ist eine zeitliche Verlagerung wesentlich einfacher für den Kunden als die technische Begrenzung der elektrischen Leistung einer Anwendung oder eines Produktes.

Eine mögliche und praktikable Lösung wären unterschiedliche Energiepreise je kWh über den 24-stündigen Tages- und Nachtverlauf auf der NE 7 bzw. bei Haushaltsanlagen. Um die Komplexität zu reduzieren, Transparenz, Planbarkeit und Verständnis beim Kunden zu schaffen, wären auch verschiedene Netzpreise je kWh für Zeitzonen mit generell hoher oder niedriger Netzbelastung ein alternativer Ansatz.

Ergänzung: Sonderfall Speicher

Grundsätzlich sollten Speicher von der Zahlung der entnehmerseitigen Netzentgelte befreit werden, weil es sich bei der Ausspeicherung aus dem Netz und späteren Rückspeisung in das Netz keineswegs um einen klassischen Endverbrauch handelt, sondern um einen systemdienlichen Prozess, der zeitlich verschobenen Anpassung der Stromerzeugung an den Stromverbrauch.

Oesterreichs Energie hat immer betont, dass die seit 1. Jänner 2009 bestehende tarifliche Doppelbelastung der Pumpspeicherkraftwerke (bzw. generell Stromzwichenspeicher) reformiert werden muss, wirkt sie sich doch negativ auf das Gesamtsystem aus. Der positive Beitrag von Pumpspeichern zur Systemstabilisierung und Integration der Erneuerbaren darf nicht durch eine übermäßige regulatorische Kostenbelastung konterkariert werden. Die Doppelbelastung der Speicher ist auch vor dem Hintergrund europäischer Vorgaben kritisch zu

sehen¹, insbesondere postuliert das jüngst beschlossene umfassende europäische Konzept für die Energiespeicherung des Europäischen Parlaments explizit, dass die Mitgliedstaaten auf jegliche Art der Doppelbesteuerung verzichten sollen.²

Neue Pumpspeicher und Elektrolyseure sind bis Ende 2020 von der Zahlung des Netznutzungs- und Netzverlustentgelts befreit. Um den dringend notwendigen Bau neuer Anlagen weiterhin anzureizen aber auch um die Wettbewerbsfähigkeit dieser für das Energiesystem so wichtigen flexiblen Erzeugungstechnologien nicht zu konterkarieren und im Hinblick auf die angestrebte Harmonisierung der Wettbewerbsbedingungen innerhalb der EU, sollte diese befristete Freistellung verlängert und auf alle Speicher und Konversionsanlagen, also auch auf bereits bestehende, ausgeweitet werden.

Der gesonderte Netztarif für Anbieter von negativer Regelenergie wurde schon bei seiner Einführung von Oesterreichs Energie begrüßt. Die systemdienliche Funktion dieser Serviceleitung rechtfertigt einen speziellen Tarif und stellt sicher, dass Endverbraucher zu gleichen Bedingungen wie Pumpspeicherkraftwerke Regelenergie anbieten können. Dieses Level Playing Field ist für einen fairen Wettbewerb von zentraler Bedeutung und sollte auf alle Netzkomponenten angewendet werden. Folglich sieht Oesterreichs Energie auch eine Ausweitung dieses Tarifs auf die Netzebene 7 positiv.

Die Erbringung von Regelenergie ist zwar primär eine systemdienliche Dienstleistung, kann aber durchaus auch netzdienliche Effekte haben. Aufgrund der zu erwartenden steigenden volatilen Einspeisung kann man davon ausgehen, dass die Bedeutung von Flexibilität und damit auch von Regelenergie weiterhin von höchster Relevanz sein wird. Energiespeicher, insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, können diese Flexibilität für den Netzbetreiber auch in kritischen Situationen kurzfristig zur Verfügung stellen.

Ergänzung: Beispiel Wärmepumpe

In mehreren Punkten des vorliegenden Positionspapiers wird anhand des Ladens eines E-Autos dargestellt, welche Auswirkungen dies auf die Kosten eines Kunden hat. Im Falle der Wärmepumpensysteme fehlt diese Darstellung, um Rückschlüsse auf die Auswirkungen ziehen zu können.

¹ “ Netztarife sollten zu keiner Benachteiligung der Energiespeicherung führen und keine Negativanreize für die Teilnahme an der Laststeuerung schaffen oder die Verbesserung der Energieeffizienz behindern.” VERORDNUNG (EU) 2019/943 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ErwGr 29

² 14. weist darauf hin, dass die meisten Mitgliedstaaten von den Betreibern von Speichereinrichtungen, einschließlich aktiven Verbrauchern, eine zweimalige Zahlung von Netzentgelten oder Energiesteuern und anderen Abgaben verlangen; ist davon überzeugt, dass die Beseitigung dieser Belastung dazu führen würde, dass mehr Projekte zur Energiespeicherung durchgeführt werden; fordert die Kommission auf, zwischen Endnutzung und Speicherung oder Umwandlung zu unterscheiden und in ihrem anstehenden Vorschlag für eine überarbeitete Energiebesteuerungsrichtlinie ein effizientes Steuersystem auszuarbeiten, bei dem Doppelbesteuerung im Zusammenhang mit Energiespeicherprojekten verboten wird; fordert die Mitgliedstaaten auf, jegliche Art von Doppelbesteuerung abzuschaffen, indem sie effiziente Besteuerungssysteme ausarbeiten und Entgelte im Zusammenhang mit Energiespeicherung so umzugestalten, dass der gesellschaftliche Nutzen der Speicherung zum Ausdruck kommt. Entschließung des Europäischen Parlaments vom 10. Juli 2020 zu einem umfassenden europäischen Konzept für die Energiespeicherung (2019/2189(INI)). ErwGr 14

Nachfolgend eine kurze Zusammenfassung zu Leistungen, Betriebsdauer und -verhalten von Wärmepumpen als Basis für die ausständige Darstellung der Auswirkungen im Bereich der Wärmepumpensysteme.

Laut dem Österreichischen Wärmepumpenverband haben die in Österreich am Markt befindlichen Wärmepumpen eine durchschnittliche elektrische Anschlussleistung von 1,4 kW für den Neubau und 3,1 kW für den Gebäudebestand. Die jährlichen Betriebszeiten liegen zwischen 2.000 Stunden und 4.000 Stunden bei leistungsgeregelten Produkten. Über 75 % der am Markt befindlichen Produkte sind leistungsgeregelt, Tendenz stark steigend. Der Einsatz des E-Stabes bei Luft-Wärmepumpen liegt durch die fachlich richtige Dimensionierung und Auslegung in Österreich durchschnittlich bei 1 % (max. 3 %) der elektrischen Jahresarbeit der Wärmepumpe. Bei durchschnittlicher Leistung ergibt sich dadurch eine Einschaltdauer der Zusatzheizung von 5 – 20 Stunden jährlich. Wir ersuchen Sie die Auswirkungen der Wärmepumpentechnologien in Ihre weiteren Überlegungen miteinzubeziehen.

Ad 4 Netzverluste

Oesterreichs Energie teilt die Meinung der E-Control, dass die Netzverluste für den Betrieb des Netzsystems die größte variable Kostenkomponente bilden, da sie bei einer steigenden Inanspruchnahme überproportional ansteigen. Die Ausführungen zu den vergangenen Preisentwicklungen sieht Oesterreichs Energie aber kritisch, da die Herausforderungen durch den anstehenden massiven Ausbau von volatilen Erzeugungen im Rahmen der Vorgaben des NEKP sowohl die Netzverluste und über die Änderungen der Großhandelspreiskstrukturen (s. negative Preise an PX) zu vollkommen anderen Gegebenheiten führen werden.

Im Gegensatz zur ECA sieht Oesterreichs Energie den Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit beim Netzverlustentgelt nicht gegeben. Derzeit ist das Verlustentgelt aufgrund seiner Pauschalität weder verursachungsgerecht noch setzt es ökonomisch effiziente Anreize zur Verlustminimierung in Hinblick auf Standortwahl und Kraftwerkseinsatz. Es belastet bloß die Erzeuger und verursacht ihnen einen Wettbewerbsnachteil gegenüber Nachbarländern.

Oesterreichs Energie spricht sich aus Gründen der Wettbewerbsgleichheit im europäischen Binnenmarkt für eine Kostenentlastung der inländischen Erzeugung aus und fordert eine Integration des Netzverlustentgelts in das Netznutzungsentgelt.

Ad 5 Systemdienstleistungsentgelt

Sämtliche Kosten aus der Vorhaltung der Leistung (Leistungskosten) für Sekundär- und Tertiärregelung sollen aus unserer Sicht künftig über das Netznutzungsentgelt verrechnet werden. Das Systemdienstleistungsentgelt soll ersatzlos abgeschafft werden. Dadurch werden die österreichischen Erzeuger im europäischen Wettbewerb gleichgestellt. Allfällige Mehr-/Mindererlöse aus der Ausgleichsenergieverrechnung sollen aus unserer Sicht künftig über das Netznutzungsentgelt verrechnet werden. Vor Inkrafttreten der EIWOG-Novelle aufgelauene Mehrerlöse aus der Ausgleichsenergieverrechnung, die im sogenannten „Sonderkonto

der APG“ sich angesammelt haben, sollen an die Lieferanten rückvergütet werden. Das Verfahren zur Verrechnung gegenüber den Lieferanten ist von der Regulierungsbehörde zu genehmigen, wobei als Basis die Erzeugung- und Verbrauchsmengen heranzuziehen sind.

Darüber hinaus soll aus unserer Sicht die Kostentragung für die Primärregelung ebenfalls ersatzlos abgeschafft werden, damit die österreichischen Erzeuger im europäischen Wettbewerb nicht weiterhin benachteiligt werden. Auch die Kosten für die Primärregelung sollen zukünftig über das Netznutzungsentgelt verrechnet werden.

Ebenso muss die Rolle jener Anlagen, die der Netzstützung dienen, Beachtung finden. Zusatzkosten für Ausgleichsenergie, die sich bspw. beim ramping up/down aus der Verordnung (EU) Nr. 2017/2195 ergeben, müssen in der Kostenerstattung Berücksichtigung finden.

Ad 6 Messdienstleistungen

Die im Konsultationsentwurf vorgesehene Integration des Messentgelts in das Netznutzungsentgelt wird unterstützt. Im Sinn einer zeitnahen Umsetzung sollte jedoch auch eine Umsetzung vor dem Abschluss des Roll-out von Smart Metern angedacht werden.

Ad 8.1 Erneuerbare Energiegemeinschaften

Oesterreichs Energie teilt die Auffassung der ECA, dass die Modelle administrierbar bleiben und die gewohnten Rechte und Pflichten der Stromverbraucher (insbesondere Versorgungsqualität und freie Lieferantenwahl) garantiert sein müssen. Ebenso sieht Oesterreichs Energie es als selbstverständlich an, dass die Netzentgelte dem Grundsatz der fairen Kostenbeteiligung folgen sollen. Im Wettbewerb muss ein Level Playing Field zwischen etablierten und neuen Marktakteuren herrschen. Angesichts der angedachten Einbindung der Netzebenen 7-4 gilt dies insbesondere für die Ausgleichsenergie, vor allem in Bezug auf Informationsbereitstellung und Kostentragung.

Aus Sicht von Oesterreichs Energie wird ein wesentliches Erfolgskriterium für die Verbreitung von Energiegemeinschaften sein, die unterschiedlichen Stakeholder aktiv einzubinden (beispielsweise Haushaltskunden, Betriebe, Wohnungswirtschaft, Gemeinden). Die etablierten Energieunternehmen stehen mit ihrer bewährten direkten Schnittstelle zum Kunden als kompetenter Ansprechpartner und Lösungsanbieter, insbesondere für Energiedienstleistungen aber auch beim Anlagen-Contracting, bei der Abwicklung sowie der Erfüllung der gesetzlichen Erfordernisse bereit und sollten somit einbezogen werden.

Ad 8.2 Soziale Aspekte der Tarifierung

Aus Sicht von Oesterreichs Energie können sozialpolitische Aufgaben weder über Netztarife im Speziellen noch über die Energiepolitik im Allgemeinen zufriedenstellend gelöst werden.

Daher empfehlen wir, sozial Schwache über den effizienteren Weg der Sozialgesetzgebung zu unterstützen.

Ad 8.3 Weiterentwicklung der Stromrechnung

Eine Vereinfachung der Stromrechnung ist im Sinne der Klarheit und Verständlichkeit anzustreben.

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.