

# Stellungnahme zum EIWG- Elektrizitätswirtschaftsgesetz

**13.02.2024**

Wir bedanken uns für die Gelegenheit, zum Begutachtungsentwurf eines Elektrizitätswirtschaftsgesetzes Stellung zu nehmen.

Der Begutachtungsentwurf ist in weiten Teilen aus unserer Sicht sehr gelungen und berücksichtigt viele wichtige Forderungen der Windkraft, wiewohl es in einzelnen Punkten noch Verbesserungsbedarf gibt. Nicht zufriedenstellend ist insbesondere die Regelung zur Tragung der Systemnutzungsentgelte.

## **Folgende aus Sicht der Windkraft zentralen Punkte sind im Entwurf grundsätzlich positiv geregelt:**

- Bedarfsgerechter und rascher Netzausbau
- Klare und transparente Regeln zum Netzanschluss
- Stärkung der Möglichkeiten dezentraler Versorgung
- Gesetzliche Verankerung regulatorischer Details (Zählpunkte und Virtuelle Zählpunkte)
- Vorgaben zum Netzengpassmanagement

## **Insbesondere bezüglich folgender Punkte besteht noch Verbesserungsbedarf:**

- Bedarfsgerechter Netzausbau und Netzanschlusspflicht: ab gewisser Leistung auch Anschlusspflicht auf Ebene der Übertragungsnetze
- Systemnutzungsentgelte: Klarheit bezüglich Netzanschlussentgelt, bundesweite Wälzung der Kosten, keine Belastung von Erzeugern mit Netzverlustentgelt
- Bestimmungen bezüglich Durchführbarkeit von PPA-Verträgen
- Flexibler Netzzugang – Ausgestaltung von Details
- Stromspeicher von Netzentgelten befreien
- Definitionen der Maximalkapazität und der Engpassleistung einheitlich zu TOR und Netzdienstleistungs-Verordnung Strom
- Teilnahme von Erzeugern an Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ohne Übertrag der Betriebs- und Verfügungsgewalt
- Energie-Control-Gesetz: Einbindung der Verbände erneuerbarer Energie: Erstellung von Marktregeln

## **Die wichtigsten Punkte im Überblick:**

### **Systemnutzungsentgelte**

Grundsätzlich bedeutet die Zusammenlegung von Netzzutrittsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt die Einführung eines Netzbereitstellungsentgelts für Erzeuger durch die Hintertür, wogegen wir uns aussprechen. Die bisherige Regelung einer getrennten Betrachtung sollte hier beibehalten werden. Auf jeden Fall ist beim Netzanschlussentgelt entscheidend, dass eine klare Formulierung erfolgt, die eine bessere Abgrenzung ermöglicht, welche Kosten für den bereits erfolgten und noch erforderlichen Ausbau der Netze über das Netznutzungsentgelt und welche Kosten über das Netzanschlussentgelt getragen werden müssen. Die Belastung heimischer Erzeugung mit laufenden Kostenkomponenten, wie dem Netzverlustentgelt, bedeutet einen Wettbewerbsnachteil gegenüber Stromimporten und ist standortschädigend. Netzverlustentgelt sollte daher nicht von Einspeisern zu entrichten sein.

### **Bundesweite Wälzung der Kosten**

Die Kosten für die zur Erreichung der nationalen Energie- und Klimaziele erforderlichen Netzausbaumaßnahmen sollten zukünftig österreichweit gewälzt werden.

### **Flexibler Netzausbau**

Hier bedarf es der Ergänzung von Details zur besseren Vorhersehbarkeit.

### **Bedarfsgerechter Netzausbau**

Hier sind Ergänzungen erforderlich.

### **Bestimmungen zur besseren Durchführbarkeit von PPA-Verträgen**

Aufgrund von in der Praxis aufgetretenen Schwierigkeiten sollten Bestimmungen aufgenommen werden, die die Abwicklung von PPA-Verträgen betreffen.

## **DETAILS**

### **1. Dezentrale Versorgung - Direktleitungen**

Die vorgeschlagene Regelung zum Thema Direktleitungen wird ausdrücklich begrüßt und sollte zur Vereinfachung der direkten Versorgung geografisch nahgelegener Abnehmer (unter anderem Gewerbe- und Industrieanlagen, Elektrotankstellen oder Bewässerungspumpen) beitragen.

Zu § 50 Abs 3 und Abs 4: Unklar ist, wie die Zuweisung eines Zählpunktes bei gleichzeitiger Verantwortung des Eigenversorgers im Detail umgesetzt/geregelt werden soll. Die Zuweisung eines Zählpunktes an einen Dritten (Anlagenbetreiber) sollte auch dazu führen, dass dieser dem Netzbetreiber gegenüber verantwortlich ist (kurz: Stromerzeugungsanlage und Verantwortung für Zählpunkt liegen beim Dritten).

### **2. Bedarfsgerechter Netzausbau und Netzanschlusspflicht**

Eine explizite Verpflichtung zum raschen und bedarfsgerechten Ausbau der Netze im Sinne der Klima- und Energieziele ist unerlässlich. Der Begutachtungsentwurf sieht bereits klare und aus unserer Sicht sachgerechte Regelungen zum bedarfsgerechten Netzausbau auf Ebene der Verteilernetze vor. Es bedarf jedoch noch folgender Konkretisierungen:

Der Begutachtungsentwurf sieht in § 78 eine allgemeine Anschlusspflicht der Verteilernetzbetreiber vor. In § 78 Abs 2 wird geregelt, dass die allgemeine Anschlusspflicht auch dann besteht, wenn eine Einspeisung oder Entnahme von Strom erst durch die Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird. Hier sollte folgende Formulierung ergänzt werden: „Verteilernetzbetreiber sind insbesondere verpflichtet, ihr Verteilernetz vorausschauend so auszubauen und zu verstärken, dass Netzanschlussbegehren von Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energieträgern erfüllt werden können.“

Wenn § 78 Abs 2 auch Betreiber vorgelagerter Netze trifft, sollte man dennoch eine explizite Anschlusspflicht für Übertragungsnetzbetreiber bei Anschlüssen ab einer gewissen Größe, etwa über 200 Megawatt Leistung, normieren und entweder § 78 um einen eigenen Absatz 3 wie folgt ergänzen oder in § 102 eine entsprechende Verpflichtung vorsehen:

„Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, innerhalb des von ihrem Übertragungsnetzes abgedeckten Gebietes mit Endkundinnen und Endkunden, Betreiberinnen und Betreibern von Energiespeicheranlagen und Erzeugern zu den Allgemeinen Netzbedingungen privatrechtliche Verträge über den Anschluss an ihr Netz abzuschließen, wenn die Anschlussleistung mindestens 200 Megawatt Leistung aufweist. Diese Anschlusspflicht besteht nicht, soweit der Anschluss dem Übertragungsnetzbetreiber unter Beachtung der Interessen der Gesamtheit der Netzbenutzer im Einzelfall technisch oder wirtschaftlich nicht zumutbar ist.“

§ 102. (1) Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet,

1. ihre Übertragungsnetze unter wirtschaftlichen Bedingungen und im Sinne der Ziele gemäß § 5 sowie der nationalen und europäischen Klima- und Energieziele, insbesondere der Ziele des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes, sicher und zuverlässig zu betreiben, zu warten sowie vorausschauend zu optimieren, zu verstärken und auszubauen; Übertragungsnetzbetreiber sind insbesondere verpflichtet, ihr Übertragungsnetz vorausschauend so auszubauen und zu verstärken, dass nachgelagerte Verteilernetzbetreiber Netzanschluss- und Netzzugangsbegehren von Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energieträgern erfüllen können.

### 3. Netzanschlusspunkt und Netzebenenordnung

Die Regelung zu Netzanschlusspunkt und Netzebenenordnung in § 80 ist sehr zu begrüßen, da sie eine längst überfällige Klarstellung bewirkt. Damit der Sinn dieser Regelung nicht wieder beinahe vollständig ausgehebelt wird, sollte § 80 Abs 3 wie folgt ergänzt werden: „(3) Eine von Abs 1 oder 2 abweichende Festlegung ist zulässig, wenn dies aus technischen Gründen zwingend erforderlich ist. Gegenüber dem Anschlusswerber ist eine solche Abweichung transparent und nachvollziehbar darzulegen. Diesfalls sind dem Anschlusswerber mehrere Anschlussvarianten vorzulegen, wobei die Variante des Ausbaus des nächstgelegenen Transformators oder Umspannwerks verpflichtend auszuarbeiten und mit einem zeitlichen Ausbauhorizont zu versehen ist. Die Wahl der Anschlussvariante obliegt dem Anschlusswerber und gilt ab dessen Zusage als vom Netzbetreiber festgelegt.“

### 4. Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten

Zum besseren Verständnis sollte in § 82 Abs 4 vor dem vorgeschlagenen Text folgender erster Satz eingefügt werden: „Im Fall von Kapazitätsengpässen beim Anschluss von Erzeugungsanlagen hat – ungeachtet der Verpflichtung des Verteilernetzbetreibers zum Anschluss aller Erzeugungsanlagen – eine zeitliche Reihung der Netzanschlüsse zu erfolgen.“

Wenn „gebuchte“ Netzanschlusskapazitäten den „reservierten“ Kapazitäten entsprechen, sollte in beiden Fällen derselbe Begriff herangezogen werden. **Sofern gebuchte Kapazitäten mehr als die reservierten Kapazitäten umfassen, bedarf es einer begrifflichen Klarstellung.**

In den Erläuterungen zu § 82 Abs 4 sollte ergänzt werden, dass auch der Zeitpunkt der Anzeige einer Änderung gemäß § 18c UVP-G als Zeitpunkt der Reihung im Sinne des § 82 Abs 4 gilt.

### 5. Flexibler Netzzugang

Die in § 85 vorgeschlagene Regelung ist grundsätzlich sachgerecht, jedoch sollte insbesondere für Fälle der Verlängerung (Absatz 5) noch normiert werden, dass eine Angabe der maximal zulässigen/erforderlichen Zeiten pro Jahr erfolgen muss. Hier könnte in Absatz 5 eine Z 6 wie folgt eingefügt werden: „Z 6: Angabe der maximal zu erwartenden Zeit pro Jahr, zu der diese Einschränkungen erforderlich sein werden.“ So gäbe es mehr Transparenz und Investitionsklarheit für den Anschlusswerber.

Problematisch ist, dass Absatz 6 auch dauerhafte Einschränkungen ermöglichen würde. Für Fälle solcher Verlängerungen sollte gesetzlich in Absatz 6 verankert werden, dass zukünftig dem einspeisenden Netzbenutzer der Ertragsausfall zu entgelten ist, und der Verweis auf § 120 Abs 5 sollte gestrichen werden.

Weiters sollte noch eine Ergänzung bzw. Klarstellung bezüglich des in § 85 Abs 5 und 6 angesprochenen **Transparenzberichts** erfolgen. Zum einen sollte hier eine Verschärkung mit den Netzentwicklungsplänen der Netzbetreiber sowie mit den nach § 82 zu veröffentlichenden Daten verankert werden. Weiters sollte für den Fall, dass Verlängerungen nach Abs 6 genehmigt werden, in Abs 6 explizit vorgesehen werden, dass dieser Transparenzbericht in solchen Fällen regelmäßig zu aktualisieren ist.

### 6. Begrenzter Netzzugang im Übertragungsnetz

Um sicherzustellen, dass möglichst große Mengen erneuerbarer Energien tatsächlich ins Netz eingespeist werden können, und zur Erfüllung der Vorgaben der EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (Art 42) sollte § 86 wie unten vorgeschlagen geändert werden, damit klar aus dem Gesetzestext hervorgeht, dass davon nur neue Erzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen erfasst werden (wie von der Richtlinie vorgesehen) und nicht etwa auch Verteilernetzbetreiber.

Art 42 sieht vor, dass der Übertragungsnetzbetreiber transparente und effiziente Verfahren für den diskriminierungsfreien Anschluss neuer Erzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen an das Übertragungsnetz entwickelt und nicht das Recht hat, den Anschluss einer neuen Erzeugungsanlage oder einer Energiespeicheranlage unter Berufung auf mögliche künftige Einschränkungen der verfügbaren Netzkapazitäten abzulehnen. Absatz 2 sieht nun vor: „Der erste Unterabsatz lässt die Möglichkeit für Übertragungsnetzbetreiber, die garantierte Anschlusskapazität zu begrenzen oder den Anschluss vorbehaltlich betrieblicher Beschränkungen anzubieten, um die Wirtschaftlichkeit neuer Erzeugungsanlagen oder Energiespeicheranlagen sicherzustellen,

unberührt, sofern diese Beschränkungen von der Regulierungsbehörde genehmigt wurden. Die Regulierungsbehörde stellt sicher, dass alle Beschränkungen der garantierten Anschlusskapazität oder betriebliche Beschränkungen auf der Grundlage transparenter und diskriminierungsfreier Verfahren eingeführt werden und mit ihnen keine unzulässigen Hindernisse für den Markteintritt geschaffen werden. Trägt die Erzeugungsanlage oder die Energiespeicheranlage die Kosten der Sicherstellung des unbeschränkten Anschlusses, so gelten keine Beschränkungen.“

Abs 3 lautet: „Der Übertragungsnetzbetreiber hat nicht das Recht, die Einrichtung eines neuen Anschlusspunktes mit der Begründung abzulehnen, dass hierdurch zusätzliche Kosten als Folge der notwendigen Kapazitätserhöhung für die in unmittelbarer Nähe des Anschlusspunktes befindlichen Netzteile entstünden.“

**Daher sollte § 86 geändert werden wie folgt:**

### **Möglichkeit des begrenzten oder beschränkten Netzzugangs im Übertragungsnetz für neue Einspeiser Erzeugungsanlagen oder Energiespeicheranlagen**

§ 86. (1) Übertragungsnetzbetreiber können das garantierte Ausmaß des Netzzugangs einspeisender Netzbetreiber Erzeugungsanlagen oder Energiespeicheranlagen begrenzen oder den Netzzugang vorbehaltlich betrieblicher Beschränkungen anbieten, sofern diese Beschränkungen von der Regulierungsbehörde nach Maßgabe des Abs. 2 mit Bescheid genehmigt wurden.

(2) Die Regulierungsbehörde stellt sicher, dass alle Beschränkungen des garantierten Netzzugangs oder betriebliche Beschränkungen auf der Grundlage transparenter und diskriminierungsfreier Verfahren eingeführt werden und mit ihnen keine unzulässigen Hindernisse für den Markteintritt geschaffen werden. Weiters stellt die Regulierungsbehörde bei ihrer Entscheidung sicher, dass keine wesentlichen Investitionshindernisse für die Einspeisung von den Energiezielen dienender erneuerbarer Energie geschaffen werden. Trägt die Erzeugungsanlage oder die Energiespeicheranlage ~~der Netzbetreiber~~ die Kosten der Herstellung des unbeschränkten Anschlusses, gelten keine Beschränkungen.

## **7. Virtuelle Zählpunkte**

Die gesetzliche Verankerung von Regelungen zu Zählpunkten und virtuellen Zählpunkten ist sehr zu begrüßen und dringend erforderlich. In Hinblick auf virtuelle Zählpunkte sollten noch folgende Änderungen erfolgen:

### **§ 92 Virtuelle Zählpunkte ~~zur Erfassung von Erzeugungsmengen~~**

Abs 1: Wird an einem Netzanschlusspunkt über einen Zählpunkt die elektrische Energie aus zwei oder mehreren Stromerzeugungseinheiten und/oder Energiespeicheranlagen in das öffentliche Netz eingespeist, sind auf Ersuchen des Netzbetreibers zur Aufteilung der elektrischen Energie virtuelle Zählpunkte einzurichten, die den einzelnen Stromerzeugungseinheiten zugeordnet sind. Die Einrichtung virtueller Zählpunkte ist auch bei Verwendung unterschiedlicher Primärenergieträger für einzelne Stromerzeugungseinheiten sowie in Kombination mit Energiespeicheranlagen, Verbrauchsanlagen und/oder Verbrauchseinheiten zulässig.

Abs 3: Die Erzeugung der einzelnen Stromerzeugungseinheiten, denen virtuelle Zählpunkte zugeordnet sind, ist mit geeichten Messeinrichtungen pro Viertelstunde zu erfassen. Diese Erzeugungsmessungen sollen auf der gleichen Spannungsebene eingerichtet sein. Ist dies wirtschaftlich nicht verhältnismäßig, nicht möglich, ist ein Bewertungsfaktor anzusetzen, um insbesondere Verluste bei der Umspannung abzubilden. Die Messwerte sind dem Netzbetreiber zu übermitteln.

## **8. Netzentwicklungspläne für Verteilernetze**

Es wird sehr begrüßt, dass Verteilernetzbetreiber künftig Netzentwicklungspläne zu erstellen haben. Dabei sollte jedoch auch die Gesamtentwicklung des Energiesystems in den Blick kommen, weshalb § 98 Abs 5 wie folgt zu ergänzen wäre: „4. den im Netzgebiet verfügbaren Planungsüberlegungen zum Ausbau aller erneuerbaren Energien“.

Außerdem sollte zur Erreichung einer möglichst großen Transparenz § 98 Abs 4 Z 4 folgender Satz hinzugefügt werden: „Diesbezüglich sind ein klarer Zeitplan sowie eine Auflistung bereits beschlossener Investitionen und geplanter neuer Investitionen vorzulegen.“

## 9. Systemnutzungsentgelte

Dass **Stromerzeuger in Österreich auch zukünftig mit Netzentgelten belastet werden sollen, welche in Nachbarländern nicht zu leisten sind (G-Komponente), ist wirtschaftspolitisch unsinnig und abzulehnen. Die nachteilige Belastung heimischer Erzeuger im Vergleich zu Erzeugern aus dem Ausland hat negative volkswirtschaftliche Auswirkungen und steht darüber hinaus im Widerspruch zum Ziel eines integrierten und wettbewerbsfähigen europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes. Bei der Umsetzung der EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie, deren Ziel die Schaffung integrierter, wettbewerbsorientierter, fairer und transparenter Energiemärkte ist, ist diese Diskriminierung heimischer Stromerzeuger daher endlich zu beseitigen.**

**Der Verband der europäischen Regulatoren und der Consultant Cambridge Economic Policy Advisors haben in der Vergangenheit auf die bei fortschreitender Marktkopplung und hoher Belastung der Erzeuger hochproblematischen Effekte auf die Erzeugungsleistung hingewiesen.<sup>12</sup>**

Dass heimische Erzeugungsanlagen im Vergleich zur Stromerzeugung im Ausland benachteiligt werden, hat darüber hinaus nachteilige volkswirtschaftliche Auswirkungen: ein negativer Anreiz für Errichtung und Betrieb von Stromerzeugungsanlagen in Österreich und damit steigende Stromimporte.

Die Argumentation, dass Erzeuger Verluste verursachen würden und diese Vorgehensweise dem Verursacherprinzip entsprechen würde, ist sachlich nicht nachvollziehbar, vergleiche dazu unten. Die erstmalige Einführung von Netzverlustentgelt für Erzeuger im Jahr 2009 geschah damals mit der Intention, die Stromkunden kurzfristig um ein paar Millionen Euro zu entlasten, trug jedoch langfristig dazu bei, dass die Stromimporte nach Österreich deutlich anstiegen und letztendlich die Strompreiszonenrennung eingeführt wurde, welche einen Anstieg der Strompreise in Österreich im Vergleich zu Deutschland zur Folge hat.

**Die Einhebung von Netzverlustentgelten von Erzeugern ist sachlich nicht gerechtfertigt.** Der Steuerungseffekt von Netzentgelten für Erzeuger ist in Österreich zu vernachlässigen: die Erfahrung zeigt, dass der Zubau nahe den Verbrauchszentren erfolgt. In Fällen von Wasserkraft oder Windkraft richtet sich der Kraftwerksstandort logischerweise nach dem Primärenergieträgervorkommen. Die windhöffigen Standorte in Ostösterreich sowie die Laufkraftwerke an großen Flüssen fallen im Ergebnis jedoch auch mit einem hohen Verbrauch in der Region (wenn vielleicht nicht in unmittelbarer geografischer Nähe) zusammen. Darüber hinaus ist darauf zu verweisen, dass auch hinsichtlich der Versorgung von Kunden das Solidaritätsprinzip gilt und weit abgelegene Verbraucher zu gleichen Preisen angeschlossen werden müssen.

Zur Frage, ob Anschlüsse von Erzeugern auch Verluste verursachen, ist festzustellen, dass Erzeuger gleichzeitig auch verlustmindernd arbeiten bzw. arbeiten könnten (Bereitstellung von Blindleistung u.ä.). Wenn die Verursachung von Netzverlusten sanktioniert wird, müsste im Gegenzug dazu auch die Senkung von Netzverlusten belohnt werden, ähnlich wie dies etwa in Deutschland geschieht.

Es kommt auch das im Rahmen der Netzentgelte-Konsultation 2016 eingeholte Consentec/Bogner Gutachten zur Schlussfolgerung, dass Einspeisungen nicht mit Netzverlustentgelt zu belasten seien. Hierbei ist der Position von ENTSO-E zu folgen, wonach die Erhebung einer G-Komponente Einfluss auf die Merit Order hat und den Elektrizitätsbinnenmarkt beeinflussen könnte. Dies wird auch von ACER und CEER wie auch in diversen Studien bestätigt. **Als Beispiel sei auf eine Studie von Agora aus dem Jahr 2018 verwiesen, welche die einseitige Belastung der österreichischen Erzeuger dokumentiert.<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> ACER (2015); Scoping towards potential harmonisation of electricity transmission tariff structures – Conclusion and next steps; Brüssel.

<sup>2</sup> Cambridge Economic Policy Advisors (2015); Scoping towards potential harmonisation of electricity transmission tariff structures.

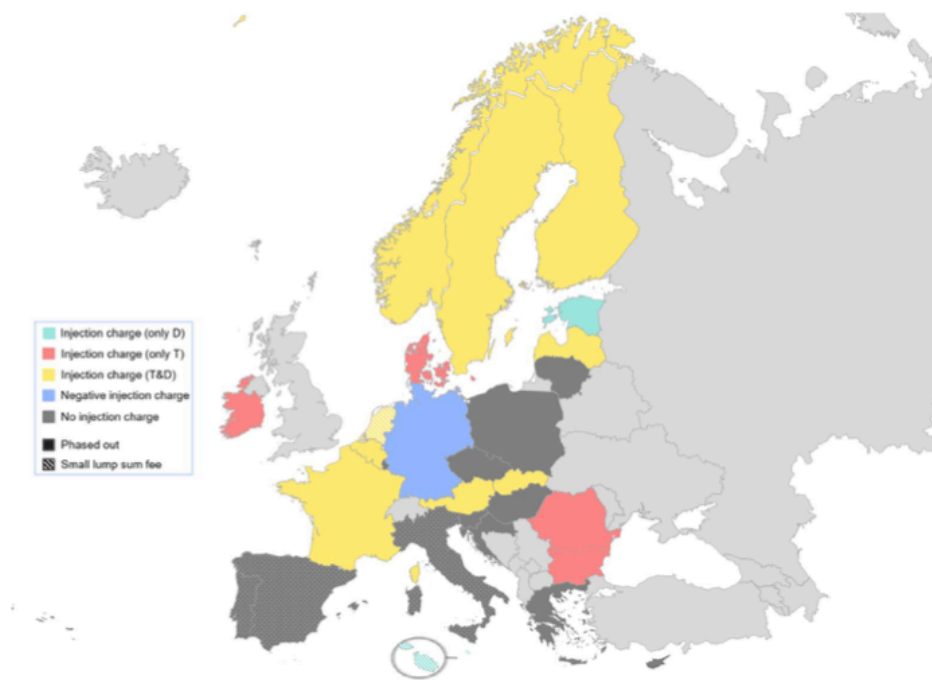
<sup>3</sup> Ecofys and eclareon (2018): Cross-Border Renewable Cooperation: Study on behalf of Agora Energiewende, vgl. insbesondere S. 29 und S. 34.

Gestützt wird diese Erkenntnis außerdem durch eine Studie der Europäischen Kommission, die die Belastung der Erzeuger im grenzüberschreitenden Stromhandel auf jeden Fall als negative Marktverzerrung bewertet.<sup>4</sup> In diesem Zusammenhang jedoch mit einer Belastung ausländischer Kraftwerke als unzulässige Belastung, da hier nicht davon ausgegangen wird, dass Mitgliedsstaaten die eigene Erzeugung belasten. **Damit wird die heimische Erzeugung im Vergleich zur Stromerzeugung im Ausland benachteiligt.**

**Ganz aktuell kommt eine Studie von Consentec im Auftrag von Österreichs Energie vom März 2023, welche die aktuelle Praxis der Verlustkostentragung in Europa beleuchtet und die Frage der Verursachergerechtigkeit diskutiert, zum Ergebnis, dass durch die Einhebung der G-Komponente in Österreich ein Wettbewerbsnachteil besteht und dies zur Verdrängung der Stromerzeugung aus bestehenden Anlagen und zur Errichtung neuer Erzeugungsanlagen im Ausland führt sowie zu ineffizienten Einsatzentscheidungen führen kann.<sup>5</sup>**

Die EU-Agentur ACER hat jüngst einen Bericht über die Methoden der Netztarifierung in den EU-Mitgliedsstaaten publiziert<sup>6</sup> und dort die einspeisungsbezogenen Entgelte beleuchtet („injection charges“). Vgl. dazu die folgende Darstellung:

Application of injection charges in Europe (2022)



*Note: In France (in distribution), Malta and the Netherlands, the respective charge is only a small lump sum fee for metering, administrative and/or management costs. In Belgium, injection charge in distribution applies only in Flanders and Wallonia regions, but not in Brussels region. From 1 January 2023, injection charge also applies in Croatia (for both transmission and distribution) and in Denmark the application of the injection charges is expanded to distribution as well.*

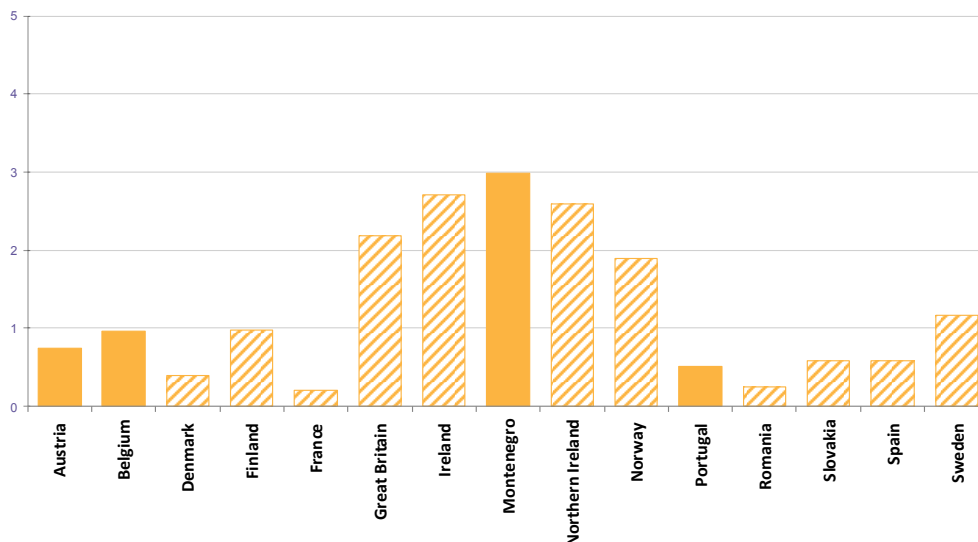
**Abbildung 1: ACER 2023: Injection Charges in Europe**

<sup>4</sup> EU Kommission (2017); Study supporting the Impact Assessment concerning transmission tariffs and congestion income policies- Final Report; Brüssel.

<sup>5</sup> Consentec (2023): Prinzipien der Tragung von Stromnetzverlustkosten in Österreich und anderen Ländern Europas

<sup>6</sup> ACER (2023): Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe”, S. 26.

**G components of the TSO components of the Unit Transmission Tariffs in 2019 (€/MWh)**



**Abbildung 2: G-Komponenten im europäischen Vergleich (G-Komponente bezeichnet jene Kosten für die Stromübertragung, die von Erzeugern getragen werden), Werte in EUR/MWh, Quelle: ENTSO-E, Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2019**

Es zeigt sich, dass in den für die Wettbewerbssituation in Österreich besonders relevanten Ländern kein einspeisebezogenes Entgelt erhoben wird.

Zwar gibt es einige europäische Staaten, in welchen von Erzeugern Netzgebühren eingehoben werden, für den österreichischen Stromhandel und die Wettbewerbsfähigkeit bei diesem Handel sind jedoch jene Länder relevant, die sich im gemeinsamen Handelsbereich der Leipziger Strombörse befinden (vor allem Deutschland, dessen Nachbarländer und Italien). Dadurch ergibt sich ein klarer Wettbewerbsnachteil der österreichischen Stromerzeuger gegenüber den ausländischen Mitbewerbern, die im selben Marktgebiet agieren.

**Aus diesen Gründen sollte von Erzeugern kein Netzverlustentgelt eingehoben werden und in § 110 sollte daher die Wortfolge „und Einspeisern“ entfallen.**

#### **Klare Abgrenzung der Kosten bei Netzanschlussentgelt und Netznutzungsentgelt**

Grundsätzlich bedeutet die **Zusammenlegung von Netzzutrittsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt die Einführung eines Netzbereitstellungsentgelts für Erzeuger durch die Hintertür, wogegen wir uns aussprechen**. Die bisherige Regelung einer getrennten Betrachtung sollte hier beibehalten werden.

Auf jeden Fall ist beim Netzanschlussentgelt entscheidend, dass in § 111 eine klare Formulierung erfolgt, die eine bessere Abgrenzung ermöglicht, welche Kosten für den bereits erfolgten und noch erforderlichen Ausbau der Netze über das Netznutzungsentgelt und welche Kosten über das Netzanschlussentgelt getragen werden müssen. Nur so sind **Klarheit und Vorhersehbarkeit** bei den Kosten des Netzanschlusses gewährleistet, und dies ist beim Ausbau der Windkraft unerlässlich, da die Kosten für den Netzanschluss in der Vergangenheit einen spürbaren Anteil der Investition ausmachten (oftmals 5 bis 10 % der Gesamtinvestitionskosten).

Da die Frage der Tragung der bevorstehenden Netzausbaukosten in Höhe von zig Milliarden Euro heiß umstritten ist und dies in der Praxis zu einer Lähmung der Bemühungen führt, sollte zukünftig darüber nachgedacht werden, diese Investitionen unter anderem über einen Energieinfrastrukturfonds aufzubringen.

#### **Folgende Sätze sollten daher in § 111 gestrichen bzw. verändert werden:**

§ 111. (1) Durch das Netzanschlussentgelt werden dem Netzbetreiber alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Netzanschlusskosten abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge Erhöhung der netzwirksamen Leistung eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden sind. Der Netzbetreiber hat dem Netzbenutzer die damit verbundenen Kosten

auf transparente und nachvollziehbare Weise darzulegen. Im Falle einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung ist das Netzanschlussentgelt nur im Ausmaß der Erhöhung zu entrichten. Ob eine Erhöhung vorliegt, bemisst sich nach dem höchsten Wert der vereinbarten maximalen Leistung in Einspeise- oder Bezugsrichtung am Netzanschlusspunkt. ~~Bei der Festlegung des Netzanschlussentgelts kann die Regulierungsbehörde außerdem anteilige Kosten für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses einbeziehen.~~ Das Netzanschlussentgelt ist von Entnehmern und Einspeisern pro Netzanschluss einmalig zu entrichten. Sofern die Kosten für den Netzanschluss ganz oder teilweise vom Netzbenutzer selbst getragen werden, ist die Höhe des Netzanschlussentgelts entsprechend zu vermindern.

(2) Die Regulierungsbehörde hat durch Verordnungen gemäß § 117 Abs. 1 und 2 Festlegungen für die Verrechnung des Netzanschlussentgelts zu treffen. Sie kann insbesondere Festlegungen treffen:

1. zur Verrechnung und Bestimmung der unmittelbaren Netzanschlusskosten sowie Abgrenzung der unmittelbaren Netzanschlusskosten von den Kosten gemäß Z 3;
2. zu Pauschalen für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger je Netzebene;
3. ~~zur verursachungsgerechten Zuordnung und Verrechnung der mit dem in Folge des Anschlusses bereits erfolgten und notwendigen Netzausbau anfallenden Kosten, insbesondere zur Bemessungsgrundlage,~~  
Mindestleistungswerten für die einzelnen Netzebenen, Folgen einer örtlichen Verschiebung des Zählpunkts, eines Wechsels der Netzebenen sowie Pauschalierungen, zur verursachungsgerechten Zuordnung und Verrechnung der in Folge des Anschlusses anfallenden Kosten.

#### Zur Anlage V:

Der Betrag im Falle des Überschreitens der Netzkosten **von 175 Euro/kW sollte aufgrund der Inflation auf 275 Euro/kW angehoben** werden, da es mittlerweile faktisch fast bei allen Netzanschlüssen von Windkraftanlagen zu einer Überschreitung der 175-Euro-Schwelle kommt und das nicht die Intention dieser Regelung war, sondern nur sichergestellt werden sollte, dass besonders kostenintensive Netzanschlüsse umfasst sind.

#### Bundesweite Wälzung der Kosten

Die Kosten für die zur Erreichung der nationalen Energie- und Klimaziele erforderlichen Netzausbaumaßnahmen sollten zukünftig österreichweit gewälzt werden. Es sollte daher folgender Satz in § 117 Abs 2 angefügt werden: „Kosten für den Ausbau und die Verstärkung der Netzebenen 1 und 2 für die Einbindung und Steigerung der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zur Erreichung der Ziele des Klima- und Umweltschutzes sind dabei bundesweit zu wälzen, wenn diese Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen im Netzentwicklungsplan des jeweiligen Netzbetreibers ausgewiesen sind. Dies gilt auch für Kosten von Maßnahmen auf der Netzebene 3, wenn diese ausschließlich der Ableitung erneuerbarer Energie dienen“

## 10. Bestimmungen bezüglich Durchführbarkeit von PPA-Verträgen

PPA-Verträge (langfristige Verträge eines Erzeugers zur Lieferung von erneuerbarem Strom an einen Kunden/langfristige Verträge über den Bezug von erneuerbarer Energie) werden in Zukunft in der Praxis eine immer bedeutendere Rolle spielen. Von Seiten der EU werden sie als kardinales Instrument für einen zukünftigen Energiemarkt gesehen. In Artikel 15 Abs 8 der RED III Richtlinie wurde daher von Seiten der Europäischen Union festgelegt, dass die Mitgliedstaaten die rechtlichen und administrativen Hindernisse für PPA-Verträge beseitigen müssen. Erste Erfahrungen bei der Durchführung physischer PPAs haben aufgezeigt, dass einige Klarstellungen im Vergleich zur bestehenden Rechtslage im neuen EIWG notwendig sind, damit das Instrument seine Wirkung entfalten kann.

#### Grundsätzliche Funktionsweise von PPAs

Die Belieferung des Kunden mit Strom erfolgt im bestehenden Marktmodell durch den Lieferanten, der als Marktrolle definiert ist. Es handelt sich dabei um den Energieversorger, der den Zählpunkt des Kunden in seiner Bilanzgruppe bewirtschaftet und mit Strom beliefert.

Dagegen wird ein PPA direkt zwischen Erzeuger und Abnehmer geschlossen. Ein PPA-Vertrag gibt somit beispielsweise einem Industriekunden die Möglichkeit, Strom unmittelbar von einem Windpark zu beziehen, wobei für die Abwicklung eine Einbeziehung des Lieferanten des Abnehmers (siehe oben: des Lieferanten, der den Zählpunkt in seiner Bilanzgruppe bewirtschaftet) unbedingt erforderlich ist. Damit ein Erzeuger einen Kunden über



ein (physisches) PPA beliefern kann, ist es erforderlich, dass der Lieferant des Abnehmers entweder (i) den Zählpunkt des Erzeugers in seine Bilanzgruppe aufnimmt, oder (ii) die vom Erzeuger produzierte Strommenge als „Vorlieferung“ in seine Bilanzgruppe und sein Bewirtschaftungsportfolio aufnimmt und somit die physische Belieferung des Abnehmers ermöglicht. Bei der in (ii) genannten Vorlieferung handelt es sich um ein in der Praxis etabliertes Modell, in dem der Lieferant eine Drittlieferung ermöglicht.

**Um PPAs im EIWG entsprechend abzubilden, sollte eine klare Rollendefinition erfolgen, die diese energiewirtschaftlichen Prozesse abbildet. Insbesondere ist das Instrument eines PPA-Vertrags von einer klassischen Lieferung abzugrenzen.**

Im Übrigen ist es wichtig zu erwähnen, dass es sich bei PPA-Verträgen um ein anderes Instrument als um Peer-to-Peer-Verträge handelt, die hauptsächlich zwischen natürlichen Personen zustande kommen sollen und über die Netzbetreiber abgewickelt werden.

### **Besonderheiten bzgl. PPAs bei der Stromkennzeichnung**

Herkunftsnachweise sind ein wichtiger Bestandteil von PPAs, da sich ein Abnehmer im Wege eines PPAs langfristig die erzeugten Mengen einer erneuerbaren Anlage sichert.

In der Praxis hat sich gezeigt, dass es hier jedoch einer gesetzlichen Klarstellung bedarf, um Hindernisse für die Verwendung von PPAs zu beseitigen. **So sollte klargestellt werden, dass der Lieferant (der auch den Zählpunkt des Kunden bewirtschaftet) für die Stromkennzeichnung zuständig ist.** Der Erzeuger, der ein PPA mit einem Abnehmer abschließt, liefert die Herkunftsnachweise an den Lieferanten, welcher diese für den Abnehmer entwertet. Dies ist auch beispielsweise in Deutschland die gängige Marktpraxis bei PPAs.

### **Vorgaben der RED III betreffend PPAs**

Die seit November 2023 in Geltung stehende Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED III beinhaltet folgende Vorgaben bezüglich PPAs:

**Definition** in Art 2 Abs 2 14q: ‚Vertrag über den Bezug von erneuerbarer Energie‘ einen Vertrag, mit dem sich eine natürliche oder juristische Person bereit erklärt, erneuerbare Energie unmittelbar von einem Produzenten zu beziehen, was unter anderem Verträge über den Bezug von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen und Verträge über den Bezug von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Quellen umfasst;

Art 3 Abs 4a: Die Mitgliedstaaten schaffen einen **Rahmen, der Förderregelungen und –maßnahmen umfassen kann und mit dem die Verbreitung von Verträgen über den Bezug von erneuerbarer Energie (Anm. PPAs) unterstützt** wird und die Voraussetzungen dafür geschaffen werden, dass der Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen einen Wert erreicht, der mit dem in Absatz 2 dieses Artikels genannten nationalen Beitrag des Mitgliedstaats im Einklang steht, wobei eine Geschwindigkeit einzuhalten ist, die den in Artikel 4 Buchstabe a Nummer 2 der Verordnung (EU) 2018/1999 genannten Richtzielpfaden entspricht.

Art 15 Abs 8: Die Mitgliedstaaten müssen die rechtlichen und administrativen Hindernisse für langfristige Verträge über den Bezug von erneuerbarer Energie bewerten, unbegründete Hindernisse beseitigen und die Verbreitung solcher Verträge unterstützen, auch indem sie ermitteln, wie die mit diesen Verträgen verbundenen finanziellen Risiken, insbesondere durch Kreditgarantien, verringert werden können. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass derartige Verträge keinen unverhältnismäßigen oder diskriminierenden Verfahren sowie Umlagen und Abgaben unterworfen sind und **dass etwaige damit verbundene Herkunftsnachweise im Rahmen des Vertrags über den Bezug von erneuerbarer Energie auf den Käufer der erneuerbaren Energie übertragen werden können.** Die Mitgliedstaaten beschreiben ihre Strategien und Maßnahmen zur Förderung der Verbreitung von Verträgen über den Bezug von erneuerbarer Energie in ihren gemäß den Artikeln 3 und 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen und in den gemäß Artikel 17 der genannten Verordnung vorgelegten Fortschrittsberichten. Zudem legen sie in diesen Fortschrittsberichten eine Angabe zu der durch Verträge über den Bezug von erneuerbarer Energie unterstützten Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen vor.

Im Anschluss an die in Unterabsatz 1 genannte Bewertung analysiert die Kommission die Hindernisse für langfristige Verträge über den Bezug von erneuerbarer Energie und insbesondere für den Einsatz

grenzübergreifender Verträge über den Bezug von erneuerbarer Energie und gibt Leitlinien für die Beseitigung dieser Hindernisse heraus.

Ziel: Um PPAs in Österreich dauerhaft zu etablieren, sollten diese im Gesetzestext integriert und von anderen Instrumenten (z.B. Lieferungen, Peer-to-Peer-Verträgen) abgegrenzt werden.

Bezüglich der Stromkennzeichnung sollte klargestellt werden, dass der Lieferant (der den Zählpunkt des versorgten Unternehmens in seiner Bilanzgruppe bewirtschaftet) verantwortlich für die Stromkennzeichnung ist. Gelabelt sein sollte die tatsächlich gelieferte/verbrauchte Energie, die am Zählpunkt gemessen wird. Zudem muss gewährleistet sein, dass der Lieferant des Kunden die Energie mitsamt der Herkunftsnachweise übernimmt.

### Legislativvorschlag:

1.

Verankerung einer **Definition für PPA** (RED III Definition) in den Begriffsbestimmungen § 6 Abs 1 Z XX EIWG: Vertrag über den Bezug von Strom aus erneuerbarer Energie (PPA): ein Vertrag, mit dem sich eine natürliche oder juristische Person bereit erklärt, Strom aus erneuerbaren Energien unmittelbar von einem Erzeuger zu beziehen, was unter anderem Verträge über den Bezug von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen umfasst;

2.

**Ergänzung der Definition „Lieferung“** in § 6 Abs 1 Z 82: eine Energielieferung im Rahmen eines PPAs begründet keine Lieferung iS dieser Definition:

82. „Lieferung“ meint den Verkauf einschließlich des Weiterverkaufs von Elektrizität an Kunden; keine Lieferung begründet der Austausch von Strom innerhalb einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, einer Bürgerenergiegemeinschaft sowie einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft, die Abgabe von Strom über Direktleitungen, der Austausch von Strom im Rahmen von Peer-to-Peer-Verträgen sowie der Austausch von Strom im Rahmen von Verträgen über den Bezug von Strom aus erneuerbarer Energie (PPA) im Sinne von § 6 Abs 1 Z XX;

3.

### **Stromkennzeichnung: Ergänzung folgender Punkte in § 61 und § 69:**

- Der Lieferant, der den Zählpunkt des Kunden bewirtschaftet, hat die Stromkennzeichnung für die gesamte am Zählpunkt gemessene Menge durchzuführen, somit auch hinsichtlich des im Rahmen des PPAs gelieferten Stroms.
- Der Lieferant am Zählpunkt des PPA-Kunden muss die Herkunftsnachweise aus dem vom Kunden abgeschlossenen PPA übernehmen und entwerten.

**§ 61.** (1) Lieferanten, die Endkundinnen und Endkunden beliefern, sind verpflichtet, Verträge über den Datenaustausch mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen, deren Mitglieder sie beliefern, dem Netzbetreiber, an dessen Netz der Endkunde oder die Endkundin angeschlossen ist, sowie mit dem zuständigen Bilanzgruppenkoordinator abzuschließen.

(2) Lieferanten, die Endkundinnen und Endkunden beliefern, sind verpflichtet, nach Maßgabe des § 26 sämtliche preisrelevanten Daten unverzüglich nach ihrer Verfügbarkeit der Regulierungsbehörde zu übermitteln.

(3) Lieferanten sind verpflichtet, die im Zuge der Abwicklung von Verträgen über den Bezug von Strom aus erneuerbarer Energie (PPA) anfallenden Herkunftsnachweise zu übernehmen und zu entwerten.

**§ 69.** (1) Lieferanten, die in Österreich Endkundinnen und Endkunden beliefern, sind verpflichtet, einmal jährlich auf ihrer Stromrechnung sowie auf relevantem Informationsmaterial und ihrer Website die gesamte im vorangegangenen Kalenderjahr vom Lieferanten an Endkundinnen und Endkunden gelieferte elektrische Energie auszuweisen (Lieferantenmix). Diese Verpflichtung besteht auch hinsichtlich des an Endkundinnen und Endkunden gerichteten kennzeichnungspflichtigen Werbematerials. Die Verpflichtung zur Stromkennzeichnung der gesamten am Zählpunkt gemessenen Menge – somit auch der Menge aus den Verträgen über die Lieferung von Strom aus erneuerbarer Energie (PPA) – trifft den Lieferanten, der den Zählpunkt des Kunden bewirtschaftet.

### **11. Stromspeicher von Netzentgelten befreien**

Aktuell behindert die Doppelbelastung von Speichern bei Netzentgelten deren Ausbau, weshalb gesetzlich vorgesehen werden sollte, Stromspeicher von Netzentgelten zu befreien. Ansonsten ist der dringend erforderliche massive Ausbau von Energiespeichern in der Praxis mangels Wirtschaftlichkeit kaum zu erwarten. Wir sind der Ansicht, dass die Frage der Netzdienlichkeit von Stromspeichern nicht vorrangig im 10. Teil „Systemnutzungsentgelte“ geregelt werden sollte. Da Stromspeicher grundsätzlich einen systemdienlichen Effekt haben, sollte in der Definition des **Begriffs Systemdienlichkeit** in § 6 Z 124 festgelegt werden, dass Energiespeicheranlagen als systemdienlich anzusehen sind. Der Anreiz für den netzdienlichen Betrieb eines Speichers sollte nicht nur mit Systemnutzungsentgelten verknüpft werden. Gemäß § 111 Abs 3 EIWOG haben Pumpspeicherkraftwerke und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas ab Inbetriebnahme für 15 Jahre keine der für den Bezug von erneuerbarer elektrischer Energie verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten, sofern die jeweilige Anlage eine Mindestleistung von 1 MW aufweist. Es ist gerechtfertigt eine ähnliche Regelung im EIWG generell für Stromspeicher zu verankern. **Vorgeschlagen wird eine Ergänzung von § 71 um folgenden Satz.** „Energiespeicheranlagen haben keine gemäß den Bestimmungen des 10. Teils normierten Systemnutzungsentgelte zu entrichten, sofern die jeweilige Anlage eine Mindestleistung von 1 MW aufweist.“ Laut dem Entwurf kann die Regulierungsbehörde für Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt eine „Befreiung für den systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen“ vorsehen (§§ 109 Abs 3 Z 5, 110 Abs 2). Diese Bestimmungen könnten bei Übernahme unseres Vorschlags als obsolet entfallen, ebenso § 72 Abs 6.

## 12. Engpassleistung im Übertragungsnetz

Zu § 121 EIWG: Um die im Zusammenhang mit den im Jahr 2023 geänderten Allgemeinen Netzbedingungen der APG aufgekommenen Diskussionen zu beenden, wäre es wünschenswert hier explizit festzuhalten, dass dem Regelzonenführer in Zusammenhang mit dem Engpassmanagement (nach Absatz 1 und Absatz 2) entstandene Kosten nicht auf die von der jeweiligen Maßnahme betroffenen Erzeuger überwältigt werden dürfen.

## 13. Einheitliche Definitionen (EAG – EIWG - TOR)

Wir empfehlen zwischen den bestehenden Begriffsdefinitionen der TOR (und der NetzdienstleistungsVO Strom) einerseits und den neuen Begriffsbestimmungen des EIWG andererseits möglichst keine Abweichungen entstehen zu lassen. Das gilt z.B. für die Begriffe „Maximalkapazität“ und „Engpassleistung“. Der Begutachtungsentwurf scheint diese beiden Begriffe in § 6 Abs 1 Z 87 gleichsetzen zu wollen. Die TOR definieren die beiden Begriffe jedoch unterschiedlich. Inhaltlich entspricht die Begriffsdefinition im Entwurf zu § 6 Abs 1 Z 87 EIWG (weitgehend) der Definition der „Maximalkapazität“ laut TOR, in der ebenfalls der Eigenbedarf der Erzeugungsanlage von der „Engpassleistung“ abgezogen wird, während „Engpassleistung“ nach den TOR die Leistung ohne diesen Abzug des Eigenbedarfs ist. Gleichlautend ist der Begriff der „Engpassleistung“ derzeit auch in der NetzdienstleistungsVO Strom definiert. Es empfiehlt sich also die beiden Begriffe „Maximalleistung“ und „Engpassleistung“ separat und gleichlautend wie in den TOR (und der NetzdienstleistungsVO Strom) zu definieren. Zweckmäßig wäre auch in den Erläuterungen dazu festzuhalten, dass beim Begriffsmerkmal der „Kontinuierlichkeit“ (analog § 5 Abs 1 Z 14 EAG) auf das 24-Stunden-Mittel abzustellen ist.

## 14. Energiegemeinschaften

Zu § 55 Abs 6 (Gemeinsame Bestimmung für Energiegemeinschaften): Derzeit scheitert die von Bevölkerung und Politik oft gewünschte Teilnahme von Windkraftanlagen an Energiegemeinschaft am Erfordernis der Übertragung der *Betriebs- und Verfügungsgewalt* an die Energiegemeinschaft, wie sie nun in § 55 Abs 6 weiterhin vorgesehen ist (bisher § 16 Abs 5 EIWOG). In der typischen Situation, in der nur ein kleiner Teil der Erzeugungsmenge der Windkraftanlage von den Mitgliedern der Energiegemeinschaft verbraucht wird (und der Rest vom Windkraftanlagenbetreiber anders vermarktet wird), ist dies nicht praktikabel. Es wäre daher zweckmäßig klarzustellen, dass eine „Teilnahme“ von Erzeugern an einer EEG (iSd § 54 Abs 1) auch ohne Übertragung der Betriebs- und Verfügungsgewalt der Anlage auf die EEG möglich ist.

## 15. Energie-Control-Gesetz: Einbindung der Verbände erneuerbarer Energie

Es gibt in der Praxis permanent hohen Abstimmungsbedarf bei der Umsetzung europäischer Vorgaben in Verordnungen, Richtlinien, Leitlinien und Kodizes sowie bei der Änderung der Marktregeln. Schon bisher hat die Energie-Control in vielen Fällen Konsultationen durchgeführt und versucht, die Rückmeldungen der erneuerbaren Branche bestmöglich zu berücksichtigen, allerdings greift die Möglichkeit der Konsultation in einigen Fällen zu kurz. Über Stellungnahmen hinaus sind bei komplexen technischen oder strommarktrelevanten Themen weitere Abstimmungen notwendig, um ein gemeinsames Verständnis für Änderungen und Verbesserungen zu erreichen. Eine **Einbindung der Verbände erneuerbarer Energien sollte daher ermöglicht werden, indem etwa § 22 Z 2 Energie-Control-Gesetz erweitert wird wie folgt:**

„§ 22. Im Zuge der Erledigung ihrer Regulierungsaufgaben hat die Regulierungsbehörde  
2.

in Zusammenarbeit mit den Betreibern und Benutzern von Stromnetzen technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen zu erarbeiten und diesen zur Verfügung zu stellen,“

13. Februar 2024, Mag. Stefan Moidl