

An
Abteilung V/3 Rechtskoordination und Energie Rechtsangelegenheiten
Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus
Stubenring 1
1010 Wien
Per E-Mail an: post.v3-25@bmwet.gv.at

Wien am, 14.8.2025

Stellungnahme der IG Windkraft zum Begutachtungsentwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG)

Sehr geehrte Damen und Herren,

das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz soll einen aktualisierten Rahmen für die effiziente Integration und den Betrieb von Stromerzeugungsanlagen und -speicheranlagen setzen, neue und innovative Instrumente zur Flexibilisierung schaffen sowie neue Marktmodelle wie Direktleitungen und gemeinsame Energienutzung eröffnen. Um die vorgesehenen Ziele – insbesondere die Beschleunigung der Energiewende und den Ausbau erneuerbarer Energieträger – wirksam zu unterstützen, anstatt neuer Hindernisse zu schaffen, sind bestimmte Anpassungen notwendig.

Als Interessengemeinschaft Windkraft Österreich erlauben wir uns daher, eine Stellungnahme zum Entwurf abzugeben.

Zusammenfassung:

- Die Einführung von zusätzlichen Netznutzungsentgelten auf Erzeuger wird dezidiert abgelehnt. Bereits heute leisten Erzeuger erhebliche Beiträge im Rahmen der verschiedenen Systemnutzungsentgelte. Österreich ist hier bereits jetzt europaweit führend und erhöht die Preise der heimischen Stromerzeugung nun weiter. Bereits jetzt ist der Schaden für die Finanzierung von Neuprojekten aber auch Bestandsprojekten erheblich. Die Diskriminierung heimischer Unternehmen zugunsten ausländischer Unternehmen ist wirtschaftspolitisch nicht nachvollziehbar. Die angedachte Maßnahme verschlechtert die Umgehung der Merit-Order durch Direktabnahmeverträgen mit Industrie und Haushalten erheblich und konterkariert damit die Ziele der Bundesregierung und die gesetzlich definierten Ziele des EIWG. Die Maßnahme wird nicht nur aus diesen Gründen abgelehnt, sondern auch weil seitens der Bundesregierung weder eine fachliche Begründung noch eine Folgenabschätzung vorliegt. Die willkürliche Einführung weiterer Abgaben ist standortschädigend und schärfstens abzulehnen.
- Die vorgeschlagene Spitzenkappung für Windkraftanlagen wird abgelehnt. Im Gegensatz zu vielen Photovoltaikanlagen speist die Windkraft regional und zeitlich versetzt ein und erzeugt daher keine (Mittags-)Spitze. Die pauschale und unsachgemäße Spitzenkappung stellt eine massive Verschlechterung der Investitionssicherheit in Österreich dar. Die anzunehmenden wirtschaftlichen Einbußen sind erheblich. Gerade der im Winter erzeugte Strom wird dadurch vernichtet. Die selektive, willkürliche und nicht begründete Schlechterstellung der Windenergie ist nicht nur rechtlich bedenklich, sondern auch standortschädigend. Die IG Windkraft tritt dafür ein, intelligenter Maßnahmen zu entwickeln und steht dafür als Gesprächspartnerin mit Vorschlägen bereit.
- Wir begrüßen den systemdienlichen Betrieb von Energieanlagen, wie er bereits durch viele Windkraftbetreiber praktiziert wird. Klare, transparente und verbindliche Definitionen, welche Kriterien für "systemdienlichen Betrieb und Standorte" gelten und welche finanziellen Auswirkungen damit verbunden sind, sind essentiell. Unklare Vorgaben und überschießende

Forderungen von Netzbetreibern sind kritisch zu hinterfragen. Hier ist jedenfalls eine klare Verantwortlichkeit des Regulators in Umsetzung und Monitoring wichtig.

- Verpflichtende Netzentwicklungspläne auf Verteilnetzebene werden begrüßt. Die alleinige Entscheidungshoheit der Verteilernetzbetreiber bei der Ausweisung systemdienlicher Standorte ohne Einbindung erneuerbarer Erzeuger wird allerdings als sehr kritisch gesehen. Die Einbindung erneuerbarer Energieerzeuger im Rahmen einer Konsultation der NEPs ist daher essentiell. Die Entwicklung der Pläne muss in jedem Fall auf Basis einheitlicher Kriterien und Vorgaben seitens des Regulators erfolgen. Eine höhere Standardisierung durch den Regulator auch um günstigere Ausbaukosten zu erreichen ist notwendig.
- Die bezugsseitige Befreiung von systemdienlichen Stromspeichern von Netzentgelten wird als positiv erachtet. Eine klare Definition der Systemdienlichkeit ist für die Planbarkeit aber notwendig.
- Die Möglichkeit eines flexiblen Netzzugangs wird grundsätzlich positiv gesehen, sollte aber auf alle Netznutzer ausgeweitet werden. Die Fristen für die Gewährung des Netzzugangs in vollem Umfang sind allerdings zu verkürzen. Bei Einvernehmen zwischen Netznutzer und -betreiber sollte auch die Möglichkeit zur Vereinbarung eines dauerhaften flexiblen Netzzugangs bestehen.
- Die Aufnahme der Regelung zu Strombezugsverträgen (PPAs) wird ausdrücklich begrüßt.
- Bürger:innenbeteiligung leistet einen essenziellen Beitrag zur gesellschaftlichen Akzeptanz erneuerbarer Energieträger. Die Regelungen zur gemeinsamen Energienutzung sind daher anzupassen, um auch Windkraftanlagen die Beteiligung an den dort vorgesehenen Modellen zu gewährleisten
- Besonderes Augenmerk muss auf die mittlerweile ausufernden Zugriffsmöglichkeiten seitens Netzbetrieb auf die Erzeugung gelegt werden. Durch zunehmende Optionen und unterschiedlicher Akteure (bspw. Verteilernetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber) die aus unterschiedlichen Gründen eine relativ intransparente und schwer überwachbare Vielzahl an Zugriffsmöglichkeiten haben wird nicht nur die Finanzierung massiv erschwert, sondern auch die Gestaltung von Direktabnahmeverträgen und anderen Instrumenten wie auch der normale marktkonforme Betrieb an sich.
- Mehr Einbindung der Verbände erneuerbarer Energie als Repräsentanten der Marktteilnehmer um mehr Praxistauglichkeit und Marktrealität in die Arbeit der Regulierungsbehörde und des zuständigen Ministeriums bei der Erarbeitung und Umsetzung der Rahmenbedingungen zu ermöglichen ist wünschenswert.

Spitzenkappung für Windkraft: Unsachgemäß und Gefahr für weiteren Ausbau

Die IG Windkraft lehnt die im EIWG-Entwurf vorgesehene pauschale Spitzenkappung mangels technischer und rechtlicher Begründung ab. Die Anwendung auf Windkraft ist kritisch zu sehen, weil diese – im Gegensatz zu herkömmlichen Photovoltaikanlagen – regional und zeitlich versetzt einspeist und mit dem Hochspannungsnetz auch für die Einspeisung vorgesehene Netzebenen betrifft. Eine Kappung gefährdet wirtschaftlich tragfähige Projekte, erschwert Finanzierungen, verunsichert den Markt und widerspricht europäischem Recht. Weiterhin fehlen sowohl technische als auch ökonomische Grundlagen, die diese diskriminierende Maßnahme begründen

Erhöhte Netzentgelte für Erzeuger: Wettbewerbsnachteile und höhere Strompreise

Bereits heute leisten Erzeuger erhebliche Beiträge im Rahmen der verschiedenen Systemnutzungsentgelte: Ein durchschnittlicher Windpark mit 45,5 MW (7 Windräder mit je 6,5 MW) ist 2025 bereits mit rund 3,2 Mio. € Kosten bei Netzanschluss (einmalig) sowie jährlichen Kosten für die Netznutzung von rund 0,5 Mio. € konfrontiert. Bereits heute unterwirft Österreich die heimische Erzeugung höheren Netzkosten als die meisten anderen europäischen Länder.

Die weitere Belastung österreichischer Stromerzeuger mit Netznutzungsentgelten ist daher sachlich nicht gerechtfertigt, volkswirtschaftlich schädlich und führt zu Wettbewerbsnachteilen gegenüber ausländischen Stromerzeugern. Auch die Zusammenlegung von Netzzutrittsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt stellt eine Einführung eines Netzbereitstellungsentgelts für Erzeuger durch die Hintertür dar, was dezidiert abgelehnt wird.

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 Energiemarkte ist, ist diese Diskriminierung heimischer Stromerzeuger daher endlich zu beseitigen.

Flexibler Netzzugang für Einspeisung und Bezug: Planbarkeit und Transparenz unerlässlich, bei Einvernehmlichkeit auch dauerhaft

Die Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs wird grundsätzlich positiv gesehen (Umsetzung europäischer Vorgaben). Dennoch ist festzustellen, dass es für Betreiber äußerst problematisch sein kann, Projekte durchzuführen bzw. Fremdfinanzierung aufzubringen, wenn Einspeiselimits lange sehr niedrig sind.

Besonderes Augenmerk muss auf die mittlerweile ausufernden Zugriffsmöglichkeiten seitens Netzbetrieb auf die Erzeugung gelegt werden. Durch zunehmende Optionen und unterschiedlicher Akteure (bspw. Verteilernetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber), die aus unterschiedlichen Gründen eine relativ intransparente und schwer überwachbare Vielzahl an Zugriffsmöglichkeiten haben wird nicht nur die Finanzierung massiv erschwert, sondern auch die Gestaltung von Direktabnahmeverträgen und anderen Instrumenten wie auch der normale marktkonforme Betrieb an sich.

Ein Nachschärfen der Regelung über den Nachweis in Zusammenhang mit dem Maximierungsgebot wird positiv bewertet. Weiters muss der Netzbetreiber transparente Maßnahmen setzen, um den Netzzugang in vollem Umfang zu gewähren. Nur so kann garantiert werden, dass der Netzausbau rasch voran geht und die Reduktion der Einspeisung zeitlich begrenzt bleibt. Der Netzzugang in vollem Umfang ist im Rahmen der kürzeren Fristen des Begutachtungsentwurfs 2024 zu gewährleisten.

Die Beschränkung des flexiblen Netzzugangs auf einspeisende Netzbürger ist nicht nachvollziehbar. Die Zielsetzung – eine netz- und lastgerechte Nutzung bestehender Kapazitäten – betrifft gleichermaßen erzeugungs- und bezugsseitige Anschlüsse sowie auch Speicheranlagen. Eine Ausweitung würde die Netzbewirtschaftung verbessern und die Integration flexibler Technologien wie Speicher und steuerbarer Lasten fördern. Bei Einvernehmen zwischen Netzbetreiber und Netzbürger erscheint auch die Möglichkeit einer dauerhaften flexiblen Netznutzung gerechtfertigt.

Systemdienlicher Betrieb und Standort: Klare Definitionen und faire Beteiligung

Grundsätzlich wird ein systemdienlicher Betrieb von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen begrüßt. Viele Windkraftbetreiber legen bereits aktuell großen Wert auf die Systemdienlichkeit ihrer Anlagen, beispielsweise durch die hybride Nutzung von Wind-, PV-Anlagen und Speicherlösungen, um eine gleichbleibende Einspeisung am Netzzanschlusspunkt zu gewährleisten. Solche Maßnahmen reduzieren Netzengpässe und -kosten und tragen aktiv zur Netzstabilität bei. Auch die Vorhaltung von Regelenergie oder die Reaktion auf negative Strompreise sind Beispiele für systemdienliches Verhalten.

Es ist jedoch entscheidend, dass klare und verbindliche Definitionen dafür geschaffen werden, was unter einem "systemdienlichen Betrieb oder Standort" genau verstanden wird. Es braucht Transparenz, welche Kriterien erfüllt sein müssen und welche finanziellen Auswirkungen damit konkret verbunden sind.

Besonders kritisch sehen wir, dass die Ausweisung von systemdienlichen Standorten auf Basis der Netzentwicklungspläne der Verteilernetzbetreiber (VNB) erfolgt, während gleichzeitig keine Rahmenbedingungen zur Erstellung bzw. zur Einbindung erneuerbarer Erzeuger bei der Erstellung dieser Pläne vorgesehen sind. Dies verleiht den VNB eine komplette Entscheidungshoheit darüber, wo solche Standorte sind, und schließt wichtige Akteure des Energiesystems von einem transparenten und partizipativen Prozess aus.

Gemeinsame Energienutzung: Hemmnisse zur Teilnahme der Windkraft beseitigen

Die Bürger:innenbeteiligung leistet einen essentiellen Beitrag zur gesellschaftlichen Akzeptanz erneuerbarer Energieträger. Die Regelungen zur gemeinsamen Energienutzung sind daher anzupassen, um auch Windkraftanlagen die Beteiligung an den dort vorgesehenen Modellen zu gewährleisten.

Vor allem die aktuell im Entwurf vorgesehene Maximalkapazität von 6 MW für Stromerzeugungsanlagen in der gemeinsamen Energienutzung ist für die Windkraft ein Hemmschuh – insbesondere für moderne Windkraftanlagen, welche diese Leistung inzwischen oft überschreiten.

Auch die Begrenzung der Marktprämie für Anlagen von Bürgerenergiegemeinschaften auf maximal 50 % der von der Anlage eingespeisten Strommenge sehen wir sehr kritisch. Die von einer einzelnen Windkraftanlage produzierte Strommenge übersteigt in der Regel bei Weitem den Verbrauch einer typischen Bürgerenergiegemeinschaft.

Die Folge wäre, dass ein erheblicher Teil des ins Netz eingespeisten Windstroms, der nicht innerhalb der BEG verbraucht wird, keine Förderung erhalten könnte. Diese Begrenzung könnte somit den Beitritt von Windkraftanlagen zu Bürgerenergiegemeinschaften erheblich erschweren, wenn nicht sogar verhindern.

Regelungen im Detail

Zu § 6 Abs 1 Z 142:

Der neue Entwurf des EIWG berücksichtigt die Systemdienlichkeit an verschiedenen Stellen, sowohl für Erzeugungs-, Verbrauchs- als auch Speicheranlagen. Es ist jedoch entscheidend, dass klare und verbindliche Definitionen dafür geschaffen werden, was unter Systemdienlichkeit zu verstehen ist.

Systemdienlichkeit kann beispielsweise durch einen systemdienlichen, marktdienlichen oder einen netzdienlichen Nutzen gegeben sein. Der aktuelle Gesetzesvorschlag legt den Fokus vorrangig auf die Netzdienlichkeit. Auch die Systemdienlichkeit im engen Sinne bzw. Marktdienlichkeit sollte in der Definition der Systemdienlichkeit berücksichtigt werden.

Viele Windkraftbetreiber legen bereits aktuell großen Wert auf die Systemdienlichkeit ihrer Anlagen, sowohl im Sinne eines markt- als auch netzdienlichen Nutzens. Dies geschieht beispielsweise durch die hybride Nutzung von Wind-, PV-Anlagen und Speicherlösungen, die durch Lastverschiebung eine optimierte Auslastung der Netzzanschlusskapazitäten gewährleisten.

Solche Maßnahmen reduzieren Netzengpässe und -kosten, tragen aktiv zur Netzstabilität bei und leisten damit jedenfalls einen relevanten Beitrag zur Systemdienlichkeit. Wir schlagen daher vor „die Schaffung eines gleichmäßigen Lastprofils durch Lastverschiebung“ als weiteres Kriterium zur Feststellung eines systemdienlichen Betriebs zu ergänzen.

Der Entwurf des EIWG berücksichtigt bereits Flexibilitätsleistungen. Dies inkludiert die Bereitstellung von Regelenergie und sollte daher Batteriespeicherbetreiber weitgehend von den Netzentgelten befreien. Die Systemdienlichkeit von Speichern geht über die Netzdienlichkeit hinaus und ist auch im Lichte des § 5 Abs 1 Z 1 bis 3 zu sehen. Durch die zeitliche Verschiebung von Stromaufnahme und -abgabe kommt es zu einer Glättung der Strompreise. Der Passus „nach den Anforderungen des Netzbetreibers“ erscheint uns weiters als ungenau und im Sinne des bereits Angeführten als überflüssig. Wir empfehlen daher diesen zu streichen.

„142. „systemdienlicher Betrieb“ die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen erbracht wird, insbesondere durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, die Schaffung eines gleichmäßigen Lastprofils beispielsweise durch Lastverschiebung, den Betrieb an einem bestimmten, im Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz ausgewiesenen Standort oder nach den Anforderungen des Netzbetreibers den Betrieb von Energiespeicheranlagen, mit dem

im Rahmen verfügbarer Netzanschlusskapazitäten ein Beitrag zur Erreichung der Ziele des § 5 Abs 1 Z 1 bis 3 geleistet werden kann.“

Weiters schlagen wir vor, in den Erläuterungen konkrete Beispiele für systemdienliches Verhalten aufzulisten, wie z.B. die optimierte Auslastung der Netzanschlusskapazitäten durch Hybridanlagen oder die Vorhaltung von Regelenergie.

Zu § 57: „Strombezugsverträge“

Die Aufnahme von Strombezugsverträgen (auch Power Purchase Agreements – PPAs) ins EIWG wird ausdrücklich begrüßt.

Zu § 59: „Direktleitungen“

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

Zu § 61: „Gemeinsame Energienutzung“

Die Beteiligung der Windkraft an Modellen der gemeinsamen Energienutzung leistet einen essentiellen Beitrag zur gesellschaftlichen Akzeptanz erneuerbarer Energieträger. Weiters würde die Einbindung von Windkraftanlagen in die gemeinschaftliche Erzeugung eine systemdienliche Ergänzung zur aktuell großen Menge an Photovoltaik in Energiegemeinschaften darstellen. Daher sind Hindernisse zur Beteiligung der Windkraft an gemeinsamer Energienutzung zu beseitigen.

Der vorgeschlagene Gesetzesentwurf sieht vor, dass aktive Kunden (Abs 1) sowie Organisatoren und unabhängige Erzeuger (Abs 3) an einer gemeinsamen Energienutzung nur mit Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität von bis zu 6 MW teilnehmen dürfen. Dies wirft in mehrfacher Hinsicht rechtliche, technische und sachliche Bedenken auf. Moderne Windkraftanlagen haben regelmäßige Einzelleistungen zwischen 6 und 8 MW. Eine Beschränkung auf 6 MW würde den wirtschaftlichen Betrieb und die Teilhabe moderner Windkraftanlagen an der gemeinsamen Energienutzung faktisch ausschließen.

Der Artikel 15a Abs 3 und 5 der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (EU) 2024/1711 macht deutlich, dass die 6-MW-Grenze vorrangig für die von anderen Endkunden und dem Organisator in die gemeinsame Energienutzung einzubringenden Anlagen gilt. Für aktive Kunden besteht demgegenüber keine ausdrückliche Beschränkung hinsichtlich der installierten Leistung ihrer Anlagen, es sei denn es handelt sich dabei um große Unternehmen (Abs 5). Somit ist die Teilnahme von Anlagen mit einer Leistung über 6 MW an der gemeinschaftlichen Energienutzung durch aktive Kunden zulässig, sofern die gemeinsame Nutzung in Übereinstimmung mit den sonstigen rechtlichen Vorgaben erfolgt. Dies kann in einzelnen Fällen die Teilnahme von Windkraftanlagen an der gemeinsamen Nutzung ermöglichen, bspw. wenn aktive Kund:innen alleine oder für eine Energiegemeinschaft Erzeugungsanlagen pachten oder Eigentum erwerben.

Unionsrechtlich ist die 6-MW-Grenze explizit nur für Organisatoren, jedoch nicht für unabhängige Erzeuger vorgesehen. Demnach erscheint es zweckmäßig, diese aus § 61 Abs 3 zu entfernen. Das eröffnet insbesondere für größere Erzeugungsanlagen, etwa Windkraftanlagen mit Nennleistungen über 6 MW, eine wichtige Nutzungsperspektive.

Weiters ersuchen wir im Hinblick auf aktive Kunden, die große Unternehmen sind (vgl. Abs 1 letzter Satz), sowie Organisatoren (vgl. Abs 3) um eine Klarstellung, ob die 6-MW-Grenze auf die einzelne Anlage, auf den gesamten Erzeugungsstandort, oder auf den Teil der Anlage, der in die gemeinsame Energienutzung eingebracht wird, zu beziehen ist. Dies ist insbesondere im Hinblick auf solche Windparks von Bedeutung, die beispielsweise aus einzelnen Windenergieanlagen bestehen, die jeweils unter 6 MW liegen, in Summe jedoch diesen Schwellenwert überschreiten. Wir vertreten die Auffassung, dass in einem solchen Fall eine Einzelfallbetrachtung je Erzeugungseinheit zulässig sein sollte – insbesondere dann, wenn ein eigener Abrechnungspunkt pro Anlage besteht.

In der Praxis wäre es zudem sachgerecht, wenn die Teilnahme an der gemeinsamen Energienutzung auch dann zulässig wäre, wenn nur ein definierter Anteil der installierten Gesamtleistung einer größeren Erzeugungsanlage (z. B. > 6 MW) in die gemeinsame Energienutzung eingebracht wird. Diese Möglichkeit besteht schon heute bei anderen Modellen durch den sogenannten Teilnahmefaktor, der technisch und administrativ etabliert ist und sich als praktikables Instrument erwiesen hat.

Wir empfehlen daher folgende gesetzliche Anpassungen:

- (1) *Jeder aktive Kunde ist berechtigt, zusätzlich zu seinem bestehenden Liefervertrag, an einer gemeinsamen Energienutzung ~~mit Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität von bis zu 6 MW~~ teilzunehmen (Vertrag über die gemeinsame Energienutzung). Die gemeinsame Energienutzung kann zwischen teilnehmenden Netzbennutzern, die Mitglieder oder Gesellschafter derselben juristischen Person sind oder zwischen Vertragspartnern stattfinden. Aktive Kunden, die große Unternehmen sind, müssen im Nahebereich gemäß Abs. 5 angesiedelt sein, um gemeinsam Energie nutzen zu dürfen und dürfen mit maximal 6 MW an der gemeinsamen Energienutzung teilnehmen.*
- (3) *Der Organisator ~~und der unabhängige Erzeuger~~, dessen Anlagen im Nahebereich gemäß Abs. 5 angesiedelt sind, dürfen mit Energiespeicheranlagen und Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität von bis zu maximal 6 MW an der gemeinsamen Energienutzung teilnehmen.*

Weiters empfehlen wir die Ergänzung der folgenden Klarstellung in den Erläuterungen:

Ähnlich dem bisherigen § 111 Abs. 8 EIWOG 2010 soll es möglich sein, dass von jeder Verbrauchsanlage und Stromerzeugungsanlage Anteile des jeweiligen Verbrauchs bzw. der jeweiligen Erzeugung unterschiedlichen gemeinsamen Energienutzungen zugewiesen werden können. Im Falle einer Teilnahme großer Unternehmen, Organisatoren oder unabhängiger Erzeuger an der gemeinsamen Energienutzung dürfen die jeweiligen Anteile, mit denen sie an der gemeinsamen Energienutzung teilnehmen, 6 MW nicht übersteigen.

Weiters ist es unseres Erachtens aktuell unklar, ob die bestehenden Modelle – insbesondere die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft, die Bürgerenergiegemeinschaft und die Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage – getrennt von der geplanten Regelung zur gemeinsamen Energienutzung zu betrachten und zu bewerten sind oder ob die gemeinsame Energienutzung als eine Art übergeordnete Rahmenregelung zu sehen ist. Die bestehenden Modelle stützen sich auf andere unionsrechtliche Grundlagen. Daraus ergibt sich aus unserer Sicht, dass Bestimmungen wie die in § 61 vorgesehene 6-MW-Grenze nicht notwendigerweise auf die Teilnahme von Erzeugern in bestehenden Gemeinschaftsmodellen übertragbar sind.

Wir empfehlen außerdem, Energiegemeinschaften in die Definition des „aktiven Kunden“ aufzunehmen. Nur so kann sichergestellt werden, dass auch die juristische Person der Energiegemeinschaft selbst an der gemeinschaftlichen Energienutzung innerhalb der Energiegemeinschaft teilnehmen darf.

Zu § 65: „Bürgerenergiegemeinschaften“

Die Beteiligung der Windkraft an Modellen der gemeinsamen Energienutzung leistet einen essentiellen Beitrag zur gesellschaftlichen Akzeptanz erneuerbarer Energieträger und stellt eine systemdienliche Ergänzung zur aktuell großen Menge an Photovoltaik in Energiegemeinschaften dar. Daher sind Hindernisse zur Beteiligung der Windkraft an gemeinsamer Energienutzung zu beseitigen.

§ 65 Abs 5 sieht vor, dass Anlagen von Bürgerenergiegemeinschaften für die in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeiste, jedoch nicht innerhalb der Bürgerenergiegemeinschaft verbrauchte Strommengen aus erneuerbaren Quellen bis zu einem Ausmaß von maximal 50% der von der Anlage eingespeisten Strommenge durch Marktpreise gefördert werden können.

Windkraftanlagen zeichnen sich durch eine hohe Erzeugungsleistung aus. Die von einer einzelnen Windkraftanlage produzierte Strommenge übersteigt in der Regel bei Weitem den Verbrauch einer typischen Bürgerenergiegemeinschaft. Eine typische Energiegemeinschaft wird auch nicht 50% der von der Anlage eingespeisten Strommenge verbrauchen können. Die Folge ist, dass ein erheblicher Teil des ins Netz eingespeisten Windstroms, der nicht innerhalb der BEG verbraucht wird, keine Förderung erhalten könnte. Diese Begrenzung könnte somit den Beitritt von Windkraftanlagen zu Bürgerenergiegemeinschaften erheblich erschweren, wenn nicht sogar verhindern.

Die 50%-Grenze basiert auf keiner EU-rechtlichen Grundlage. Weiter stellt der Abs 5 klar, dass für die von den Mitgliedern oder Gesellschaftern verbrauchten oder diesen zugeordneten Erzeugungsmengen ohnehin keine Marktpremie gebührt. Wir schlagen daher eine Streichung der 50%-Grenze vor.

(5) Anlagen von Bürgerenergiegemeinschaften können für die in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeiste, jedoch nicht innerhalb der Bürgerenergiegemeinschaft verbrauchte Strommengen aus erneuerbaren Quellen, unter Beachtung der geltenden Voraussetzungen nach den Bestimmungen des 1. Hauptstücks des 2. Teils des EAG bis zu einem Ausmaß von maximal 50% der von der Anlage eingespeisten Strommenge durch Marktpremie gefördert werden. Für die von den Mitgliedern oder Gesellschaftern verbrauchten oder diesen zugeordneten Erzeugungsmengen gebührt keine Marktpremie.

Zu § 89: „Allgemeine Anschlusspflicht der Verteilernetzbetreiber“

Der Entwurf sieht in § 89 eine allgemeine Anschlusspflicht der Verteilernetzbetreiber vor. Die nunmehrige Ergänzung, dass die Anlagen unverzüglich an geeigneter Stelle anzuschließen sind, wird als positiv gesehen. Zur Klarstellung empfehlen wir zu ergänzen, dass es sich um die wirtschaftlich und geografisch geeignete Stelle handeln soll.

Weiters wird in § 89 Abs 2 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. Ein vorausschauender Ausbau der Netzinfrastruktur ist wirtschaftlich und technisch essentiell. Es bedarf daher noch folgender Konkretisierungen:

„(2) Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen unverzüglich an der wirtschaftlich und geografisch geeigneten Stelle anzuschließen. Die Allgemeine Anschlusspflicht besteht auch dann, wenn eine Einspeisung oder Entnahme von Strom erst durch die Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird. In diesem Fall haben Netzbetreiber ihr Netz unverzüglich entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, wobei insbesondere die Beschaffung von Flexibilitätsleistungen gemäß § 131 und das Ziel gemäß § 5 Abs. 1 Z 2 zu berücksichtigen sind. Dies gilt auch für Betreiber vorgelagerter Netze, an die die Anlage nicht unmittelbar angeschlossen ist, wenn dies erforderlich ist, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung der erzeugten Energie sicherzustellen. Verteilernetzbetreiber sind insbesondere verpflichtet, ihr Verteilernetz vorausschauend so auszubauen und zu verstärken, dass Netzanschlussbegehren von Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energieträger erfüllt werden können.“

In bestimmten Fällen sollten erneuerbare Energieerzeuger allerdings nicht gezwungen werden, ihre Erzeugungsanlagen im Netz des Verteilernetzbetreibers, in dessen Konzessionsgebiet sich die Erzeugungsanlage befindet, anzuschließen.

Betreiber, die einen Netzanschluss für geplante Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger suchen, sind oftmals mit fehlenden zeitnah verfügbaren Netzkapazitäten konfrontiert. Grundsätzlich ist der konzessionsmäßig zuständige Netzbetreiber gefordert, sein Netz auszubauen, um einen Netzanschluss für geplante Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger zu gewährleisten. Sollten zeitnah freie Kapazitäten bei einem näher gelegenen Netzbetreiber in einem angrenzenden Konzessionsgebiet verfügbar sein, ist – im Sinne der Netzkosten- und -nutzungseffizienz – in besonderen Fällen zu

gewährleisten, dass die Erzeugungsanlage alternativ bei einem benachbarten Verteilernetzbetreiber oder beim Übertragungsnetzbetreiber angeschlossen werden kann. Daher sollte dem § 89 folgender Absatz 4 angefügt werden:

„(4) Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet, mit Erzeugern Verträge über den Anschluss von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger, die sich nicht in ihrem Konzessionsgebiet (§ 105) befinden, abzuschließen, wenn diese Erzeugungsanlagen nicht weiter als 20 km von der geeigneten Stelle gemäß Abs 2 ihres Verteilernetzes entfernt sind. Bei einer Windkraftanlage ist die Entfernung zur zentralen Koordinate (der Mittelpunkt) zu bemessen. Bei mehreren Windkraftanlagen desselben Erzeugers, die ein Vorhaben (§ 2 Abs 2 UVP-G 2000 unabhängig von der Anwendbarkeit des UVP-G auf das Genehmigungsverfahrens) bilden, ist die Entfernung von der geeigneten Stelle zur zentralen Koordinate der nächstgelegenen Windkraftanlage zu bemessen.“

Zusätzlich schlagen wir in diesem Zusammenhang folgende Ergänzung in den Erläuterungen zum § 89 vor:

„Betreiber, die einen Netzanschluss für geplante Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger suchen, sehen sich häufig dem Fehlen zeitnah verfügbarer Netzkapazitäten zur Verfügung. Dies verlangsamt die Energiewende und ist daher unerwünscht. Der Gesetzesentwurf setzt neben den neuen, im 9. Teil, 1. Hauptstück, 4. Abschnitt enthaltenen Methoden der Beschleunigung des Netzzugangs und der Bewirtschaftung der Netzkapazitäten auch auf die Möglichkeit, freie Netzkapazitäten beim benachbarten Verteilernetzbetreiber (§ 89 Abs 4) oder beim Übertragungsnetzbetreiber (§ 114 Abs 5) zu nutzen. Die Zwanzigkilometergrenze beruht auf den Überlegungen, dass längere Leitungen kaum wirtschaftlich wären und Ausnahmen von den Netzbetreibermonopolen begrenzt sein müssen.“

Derzeit ist der Umfang einer Auskunft im Zuge einer Anschlussanfrage kaum geregelt und daher oftmals unzufriedenstellend. Die END-VO 2012 Novelle 2024 hat dieses Thema bereits aufgegriffen und klarere Rückmeldefristen und Mindestanforderungen für vollständige Anträge definiert. Das Recht auf eine vernünftige Auskunft ist dennoch noch nicht ausreichend gewährleistet. Wir empfehlen daher folgende Ergänzung in einem Abs 5:

„(5) Der Netzbetreiber hat dem Netzbenutzer auf Anfrage folgende Information vor Vertragsabschluss zu übermitteln:

1. einen Zeitplan für die unverzügliche Herstellung des Netzanschlusses mit allen erforderlichen Arbeitsschritten,
2. eine Auflistung aller geprüften Netzanschlusspunkte,
3. eine nachvollziehbare und detaillierte Aufstellung der ermittelten Kosten der Anschlussanlage sowie allfällige Kosten im vorgelagerten Netz, inkl. der getätigten Annahmen für alle geprüften Netzanschlusspunkte; **diese Kostenaufstellung umfasst nur jene Kosten, die durch die technische Herstellung des Netzanschlusses entstehen, und insbesondere nicht die Kosten für die Gestaltung der Nutzung fremder Grundstücke zur Verlegung der Netzanschlussleitung, [Der kursiv geschriebene Beisatz ist ident zu § 8 Abs. 6 Z 4 EEG und könnte ggf. auch in die Erläuterungen geschrieben werden]*
4. einen Nachweis der technischen Ausschlussgründe und der maximalen netzwrksamen Leistung aller geprüften Netzanschlusspunkte,
5. bei Anfrage und Anlagen > 1 MW Maximalkapazität, die für eine Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten.“

Zu § 91: „Netzanschlusspunkt und Netzebenenzuordnung“

Die Regelung zu Netzanschlusspunkt und Netzebenenzuordnung des Begutachtungsentwurfes 2024 war zu begrüßen, da sie eine längst überfällige Klarstellung bewirkt hätte.

Allerdings verwischt die Zusammenfassung der NE 3 und 4 in § 91 Abs 1 Z 4 der Letztfassung die angestrebte klare Netzebenzuordnung wieder. Eine Rückkehr zum Begutachtungsentwurf 2024 wird empfohlen:

„(1) Beim Anschluss von Stromerzeugungsanlagen, Energiespeicheranlagen und Verbrauchsanlagen hat der Netzbetreiber den Netzzanschlusspunkt auf Basis der netzwirksamen Leistung nach folgenden Größenklassen festzulegen: [...]“

- 4. netzwirksame Leistung von mehr als 5000 kW bis zu 200 100 MW: Netzebene 4.*
- 5. netzwirksame Leistung von mehr als 100 MW und von weniger als 200 MW: Netzebene 3“*

Zusätzlich sollte der Abs 3 wie folgt ergänzt werden, um im Fall eines Abweichens der Vorgaben aufgrund von zwingenden technischen Gründen zu gewährleisten, dass die bestmögliche Variante gewählt wird:

„(3) Eine von Abs 1 oder 2 abweichende Festlegung ist zulässig, wenn dies aus technischen Gründen zwingend erforderlich ist oder zwischen dem Anschlusswerber und dem Netzbetreiber einvernehmlich vereinbart wird. 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.“

Zu § 93: „Transparenz und Reservierung verfügbarer Netzzanschlusskapazitäten“

Die §§ 93f sollen die Voraussetzungen und Abläufe im Zusammenhang mit dem Netzzanschluss und Netzzugang näher regeln. Die vorgeschlagene Regelung wird grundsätzlich begrüßt, wenngleich nach unserer Auffassung in einzelnen Punkten Klarstellungen erforderlich erscheinen.

Insbesondere das Verhältnis zwischen der Netzreservierung gemäß Abs 2 und dem Reihungskriterium gemäß Abs 4 wirft Fragen auf. Es bleibt unklar, ob ein Netzzugangswerber, dessen Antrag sich noch innerhalb des Zeitraums der einjährigen Netzreservierung gemäß Abs 2 befindet, seine Reservierung verliert, sobald ein anderer Netzzugangswerber sämtliche Genehmigungen im Sinne des Abs 4 vorlegen kann und somit die Reihungskriterien erfüllt. Alternativ wäre denkbar, dass die Reihung nach Abs 4 erst nach Ablauf der einjährigen Reservierungsfrist des zuerst einlangenden Antrags greift.

Unseres Erachtens sollte die einjährige Netzreservierung gemäß Abs 2 ausschließlich auf Anträge von reinen Bezugskunden Anwendung finden, die keine gleichzeitige Einspeisung bzw. bloß eine geringfügige Einspeisung, beispielsweise Haushaltskund:innen, vorsehen. Für Netzzchlüsse mit einer relevanten Erzeugungskomponente sollte hingegen ausschließlich das Reihungskriterium des Abs 4 maßgeblich sein. Diese Differenzierung würde zur Beseitigung der bestehenden systematischen Unstimmigkeit beitragen und klarstellen, nach welchen Kriterien die Reihung der Anträge zu erfolgen hat. Wir schlagen daher die Ergänzung des folgenden Satzes vor:

„(2) Die begehrte Netzzanschlusskapazität kann innerhalb eines Monats ab Beantwortung des Netzzanschlussbegehrens durch den Netzbetreiber durch Leistung einer Anzahlung (Reugeld) auf das (voraussichtliche) Netzzanschlussentgelt reserviert werden. Weitere Festlegungen zur Anzahlung können in den Allgemeinen Netzbedingungen gemäß § 86 erfolgen. Die Reservierung erlischt und die Anzahlung verfällt, wenn die begehrte Netzzanschlusskapazität nicht innerhalb von zwölf Monaten ab Reservierung in Anspruch genommen wird, es sei denn, der Netzzanschlusswerber kann glaubhaft machen, dass die Ursache für die Nichtinanspruchnahme außerhalb seines Einflussbereichs liegt und das Vorhaben innerhalb angemessener Frist abgeschlossen werden kann. Anzahlungen, die auf Grund dieser Bestimmung verfallen, fließen dem im Rahmen der EAG Förderabwicklungsstelle eingerichteten Fördermittelkonto gemäß § 77 EAG zu. Die Reservierung gemäß diesem Absatz ist ausschließlich auf Netzzanschlussbegehren

von Entnehmern anwendbar. Für Netzzuschlussbegehren mit einer Erzeugungskomponente kommt ausschließlich die Reihung nach Maßgabe des Abs 4 zur Anwendung.“

Als Reihungskriterium für Netzzuschlussbegehren ist gemäß Abs. 4 der Zeitpunkt maßgeblich, zu dem sämtliche erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen der jeweils zuständigen Behörden vorliegen. Im Hinblick auf die dabei verwendete Formulierung „frühestmöglicher Zeitpunkt des Vorliegens“ bestehen jedoch rechtliche Unklarheiten. Es bleibt insbesondere offen, ob damit der Zeitpunkt gemeint ist, zu dem die Genehmigungen bei fristgerechter behördlicher Erledigung unter optimalem Verfahrensverlauf hätten vorliegen können, oder ob auf den tatsächlich feststellbaren Zeitpunkt des Vorliegens abzustellen ist. Zur Vermeidung von Auslegungsspielräumen und im Sinne der Rechtssicherheit und Rechtsklarheit regen wir daher an, den unbestimmten Begriff „frühestmöglich“ zu streichen und den maßgeblichen Zeitpunkt klar und eindeutig an den tatsächlichen behördlichen Genehmigungszeitpunkt zu knüpfen.

Da mehrere fristenrelevante Bestimmungen an den „Vertragsabschluss“ anknüpfen, erscheint es im Sinne der Rechtssicherheit erforderlich klarzustellen, dass der Netzzugangsvertrag jenem Zeitpunkt zuzurechnen ist, zu dem – gemäß § 93 Abs. 4 – sämtliche erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen der zuständigen Behörden vorliegen und der betreffende Antragsteller auf Basis der Reihung zum Zug kommt. Nur so kann ein konsistenter und nachvollziehbarer Beginn des Fristenlaufs gewährleistet werden.

Zum besseren Verständnis sollte in § 93 Abs 4 vor dem vorgeschlagenen Text außerdem folgender erster Satz eingefügt werden:

„(4) *Im Fall von Kapazitätsengpässen beim Anschluss von Erzeugungsanlagen hat – unbeschadet der Verpflichtung des Verteilernetzbetreibers zum Anschluss aller Erzeugungsanlagen – eine zeitliche Reihung der Netzzschlüsse zu erfolgen.* Als Reihungskriterium für Netzzuschlussbegehren gilt der frühestmögliche Zeitpunkt des Vorliegens aller erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen der jeweils zuständigen Behörden. Im Fall von Anlagen, für deren Errichtung keine behördliche Genehmigung erforderlich ist, gilt der Zeitpunkt der Antragstellung an den Netzbetreiber als Reihungszeitpunkt, sofern die Antragstellerin oder der Antragsteller für den Fall, dass sie oder er nicht selbst Eigentümer des Grundstücks ist, einen Nachweis über die Zustimmung der Eigentümerin oder des Eigentümers des Grundstücks, auf dem die Stromerzeugungsanlage errichtet wird, erbringt. Zu diesem Zeitpunkt gilt der Netzzugangsvertrag zwischen Netzbetreiber und Antragsteller als abgeschlossen.“

Weiters verwendet der gegenständliche Gesetzeswortlaut den Begriff „gebuchte“ Netzzuschlusskapazitäten, ohne diesen näher zu definieren. Unklar bleibt, ob damit dieselben Kapazitäten gemeint sind wie jene, die gemäß Abs. 2 als „reserviert“ bezeichnet werden. Ist dies beabsichtigt, sollte in beiden Fällen derselbe Begriff herangezogen werden. Sofern sich der Umfang der gebuchten Kapazitäten von dem der reservierten Kapazitäten unterscheidet, bedarf es uE einer begrifflichen Klarstellung.

Zu § 94: „Geregeltes Netzzugangssystem“

Im ursprünglichen Vorentwurf sah § 94 Abs. 4 vor, dass der Verteilernetzbetreiber im Netzzugangsvertrag einen konkreten Zeitpunkt für die Inbetriebnahme der Anschlussanlage festzulegen hat. Zudem waren in diesem Absatz verbindliche Höchstfristen für die Herstellung des Netzzuschlusses auf den verschiedenen Netzebenen normiert. Mit dem ersatzlosen Entfall dieser Bestimmungen ist davon auszugehen, dass für die Gewährung des Netzzugangs nunmehr ausschließlich die Fristen gemäß § 96 Abs. 2 maßgeblich sind, wobei diese ab dem Zeitpunkt des Vertragsabschlusses zu laufen beginnen.

Zu § 94a: Spitzenkappung

Die vorgeschlagene Spitzenkappung für Windkraftanlagen wird dezidiert abgelehnt.

Die Spitzenkappung ist ein Instrument, das ursprünglich zur Vermeidung von Netzengpässen bei Photovoltaik-Anlagen (PV) im Niederspannungsnetz entwickelt wurde. Sie erlaubt Netzbetreibern, die maximale Einspeiseleistung von Erzeugern in Zeiten hoher Einspeisung zu begrenzen. Die Anwendung

des Konzepts der Spitzenkappung auf Windkraftanlagen ist jedoch aus mehreren Gründen problematisch und fachlich nicht fundiert. Im Gegensatz zu Haushalts-PV-Anlagen, die in Niederspannungsnetze einspeisen, sind Windkraftanlagen typischerweise an Mittel- oder Hochspannungsnetze angeschlossen, die über mehr Puffer und Steuerungsmöglichkeiten verfügen.

Während PV-Einspeisungen zu Mittagsspitzen stark gebündelt sind, ist die Windenergie räumlich, zeitlich und technologisch verteilt, wodurch eine gleichzeitige Volllasteinspeisung nicht erfolgt. Eine Spitzenkappung bei Windkraftanlagen kann aufgrund des hohen Investitionsbedarfs und der Abhängigkeit von verlässlichen Einspeisemengen (z.B. bei Power Purchase Agreements – PPAs) erhebliche, potenziell existenzbedrohende wirtschaftliche Einbußen verursachen. Dies kann das Vertrauen in Investitionen in erneuerbare Energien in Österreich massiv schädigen und den Wirtschaftsstandort beeinträchtigen, zumal schon eine geringe Kappung von 1 % zu rund 10 % Verlust des Jahresertrags führen kann.

Die EU-rechtliche Grundlage, auf die sich die Erläuterungen des § 94a berufen ist der Art 6a der Richtlinie (EU) 2019/944 für flexible Netzzchlussverträge. Diese sieht die Möglichkeit einer Vereinbarung flexibler Netzzchlussverträge in Ausnahmefällen vor – entweder temporär bis die Umstellung auf feste Netzzchlussverträge gewährleistet ist oder ausnahmsweise dauerhaft in Gebieten, in denen die Regulierungsbehörde oder eine andere zuständige Behörde zu dem Schluss gelangt ist, dass ein Netzausbau nicht die wirksamste Lösung darstellt. Eine pauschale, dauerhafte, unentgeltliche Spitzenkappung, wie in § 94a vorgesehen ist demnach explizit nicht vom Art 6a RL (EU) 2019/944 umfasst.

Zusätzlich zur fehlenden fachlichen Grundlage wirft die potenzielle Einführung einer Zwangsbremse für Windkraftanlagen erhebliche rechtliche und markttechnische Fragen auf. Die mangelnde Transparenz in der österreichischen Netzplanung und im Netzbetrieb erschwert die Nachvollziehbarkeit von Eingriffen und die Erbringung netzdienlicher Leistungen durch Windkraftanlagen. Eine willkürliche Leistungsreduktion ohne Vorlauf gefährdet die Preissicherheit bei Direktlieferverträgen und beeinträchtigt die Teilnahme am Strommarkt erheblich. Zudem ist eine solche Maßnahme EU-rechtlich fragwürdig, da Verteilernetzbetreiber Netzdienstleistungen marktkonform beschaffen müssen und nicht willkürlich in den Marktbetrieb eingreifen dürfen. Systemmängel sollten durch Flexibilisierung und Innovationen wie Speicherlösungen behoben werden, anstatt durch Zwangsabschaltungen im Normalbetrieb, die Investitionen in zukunftsweisende Technologien behindern. Eine klare gesetzliche Unterscheidung nach Technologie und Netzebene sowie die Sicherstellung von Ausnahmen für netzdienliche oder speicherintegrierte Anlagen sind daher unerlässlich, um eine „Vollbremsung“ der Energiewende zu verhindern.

Zu § 96: „Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs“

Die in § 96 vorgesehene Möglichkeit eines flexiblen Netzzugangs wird grundsätzlich positiv bewertet, da sie eine Umsetzung europarechtlicher Vorgaben – insbesondere in Bezug auf die effizientere Nutzung bestehender Netzkapazitäten – ermöglicht.

Es ist aus systematischer Perspektive nicht ersichtlich, weshalb die Möglichkeit eines flexiblen Netzzugangs ausschließlich auf einspeisende Netzbenutzer beschränkt ist. Die zugrunde liegende Zielsetzung – die optimierte Nutzung bestehender Netzkapazitäten unter Berücksichtigung tatsächlicher Netzauslastungen – gilt gleichermaßen für beziehungsweise Netzzschlüsse sowie für Speicheranlagen.

Insbesondere in jenen Fällen, in denen zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer Einvernehmen über eine dauerhafte flexible Netznutzung besteht, erscheint eine entsprechende vertragliche Gestaltung auch für Bezug und Speicheranschlüsse sachlich gerechtfertigt und rechtlich unproblematisch. Eine Erweiterung des Anwendungsbereichs auf sämtliche Netzbenutzergruppen würde nicht nur zur besseren Netzbewirtschaftung beitragen, sondern auch die Marktintegration innovativer, flexibler Technologien (insb. Speicher und steuerbare Lasten) erleichtern.

(1) Im Fall eines neuen Netzzugangs eines einspeisenden Netzbenutzers oder einer Änderung der netzwirksamen Leistung beim Netzzugang eines einspeisenden Netzbenutzers kann vertraglich

vorgesehen werden, dass der Verteilernetzbetreiber aufgrund mangelnder Netzkapazitäten die maximale netzwirksame Leistung statisch oder dynamisch vorgibt.

Im Anwendungsbereich von § 96 Abs 1 ist weiters klarzustellen, dass eine dynamische oder statische Vorgabe der maximalen netzwirksamen Leistung bei Leistungsänderungen ausschließlich den zusätzlich beantragten Leistungsanteil betreffen darf. Wird etwa bei einem bereits genehmigten Netzanschluss mit 20 MW eine Erhöhung auf 25 MW beantragt, darf sich der flexible Netzzugang nur auf die zusätzlichen 5 MW beziehen. Die ursprünglich bewilligte Anschlussleistung bleibt von dieser Regelung unberührt.

(1a) Im Falle einer Änderung der netzwirksamen Leistung gemäß Abs 1 ist die Vorgabe einer maximalen netzwirksamen Leistung ausschließlich auf jenen Anteil der Gesamtleistung zulässig, der über die bislang vertraglich gewährte Anschlussleistung hinausgeht. Die bereits gewährte Anschlussleistung bleibt unberührt.

Es ist weiters darauf hinzuweisen, dass eine über längere Zeiträume bestehende Beschränkung der Einspeiseleistung für Projektwerber mit erheblichen Unsicherheiten verbunden ist. Insbesondere kann dies die praktische Durchführbarkeit von Projekten sowie die Erschließung von Fremdfinanzierungsmöglichkeiten wesentlich erschweren. Die im aktuellen Entwurf nunmehr vorgesehenen Fristen sowie deren mögliche Verlängerung um bis zu weitere 36 Monate werden als überschießend erachtet. Sie führen dazu, dass sich der Zeitraum bis zur Gewährung des vollständigen Netzzugangs auf bis zu fünf Jahre (z. B. auf Netzebene 3) erstrecken kann, was aus Sicht der Planungs- und Investitionssicherheit nicht vertretbar ist. Vor diesem Hintergrund erscheint es sachgerecht, an den im Begutachtungsentwurf enthaltenen Fristvorgaben festzuhalten. Diese sahen für die Gewährung des vollständigen Netzzugangs folgende Fristen ab Vertragsabschluss vor: 18 Monate für NE 3 sowie 12 Monate für die NE 4 und 5 sowie die einmalige Möglichkeit einer zwölfmonatigen Verlängerung.

„(2) Die Möglichkeit des Verteilernetzbetreibers gemäß Abs. 1 besteht nur, solange der Netzzugang für die beantragte netzwirksame Leistung noch nicht in vollem Umfang gewährt werden kann, je nach Netzebene gelten ab Vertragsabschluss folgende Fristen für die Gewährung des Netzzugangs in vollem Umfang:

1. Netzebene 3..... 24 18 Monate;
2. Netzebene 4 und 5..... 18 12 Monate;
3. Netzebene 6 und 7..... 12 6 Monate.

Die Fristen gemäß Z 1 bis Z 3 verlängern sich um die Dauer der nachweislichen Verzögerung, höchstens jedoch um insgesamt 36 24 Monate, sofern die notwendigen Verstärkungen oder Ausbauten des Netzes innerhalb dieser Fristen nachweislich aus Gründen, die nicht im Einflussbereich des Verteilernetzbetreibers liegen, nicht erfolgen können.“

Zusätzlich sollte klargestellt werden, dass der Netzbetreiber verpflichtet ist, in regelmäßigen Abständen zu prüfen, ob durch frei gewordene oder zusätzlich geschaffene Netzkapazitäten ein höherer Netzzugang ermöglicht werden kann.

„(4) Der Verteilernetzbetreiber hat im Zeitraum gemäß Abs. 2 die alle zur Gewährleistung des Netzzugangs in vollem Umfang erforderlichen Maßnahmen zu setzen und in regelmäßigen Abständen zu evaluieren, ob freigewordene oder neu geschaffene Netzkapazitäten eine Ausweitung des flexiblen Netzzugangs zulassen und den Netzbetreiber darüber transparent und nachvollziehbar zu informieren. Nach Ablauf des Zeitraums gemäß Abs. 2 ist der Netzzugang in vollem Umfang zu gewähren.“

Nur durch ein derartiges aktives und kontrolliertes Vorgehen kann gewährleistet werden, dass der Netzausbau rasch und zielgerichtet erfolgt und die Beschränkung des Netzzugangs – insbesondere die Reduktion der Einspeiseleistung – tatsächlich auf das erforderliche Mindestmaß und eine begrenzte Dauer beschränkt bleibt.

Zu § 97: „Möglichkeit des begrenzten oder beschränkten Netzzugangs im Übertragungsnetz“

Um sicherzustellen, dass möglichst große Mengen erneuerbarer Energien tatsächlich ins Netz eingespeist werden können, und zur Erfüllung der Vorgaben der EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (Art 42) sollte klar aus dem Gesetzestext hervorgehen, dass nur neue Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen von § 97 erfasst werden.

(1) Unbeschadet des § 94a Abs. 1 und 2 können Übertragungsnetzbetreiber im Fall eines neuen Netzzugangs das garantierte Ausmaß des Netzzugangs von einspeisenden Netzbenutzern begrenzen oder den Netzzugang vorbehaltlich betrieblicher Beschränkungen anbieten, sofern diese Begrenzungen oder Beschränkungen von der Regulierungsbehörde nach Maßgabe des Abs. 3 mit Bescheid genehmigt wurden.

Die Maximierungs- und Transparenzgebote sowie das Diskriminierungsverbot der Abs 2 und 3 werden ausdrücklich begrüßt.

Abs 4 stellt sicher, dass der Verteilernetzbetreiber Begrenzungen oder Beschränkungen des Übertragungsnetzbetreibers ohne Entschädigung nur in einem klar definierten Ausmaß an einspeisende Netzbenutzer weiterreichen darf. Für darüber hinausgehende Einschränkungen kommt zwingend das (vergütungspflichtige) Engpassmanagement des Übertragungsnetzbetreibers zur Anwendung. Einschränkungen ohne Entschädigung der Netzbenutzer dürfen dementsprechend nur nach Maßgabe und im Ausmaß der Spitzenkappung gemäß § 94a und des flexiblen Netzzugangs gemäß § 96 weitergereicht werden. Der § 94a sieht eine klare Leistungs- bzw. Mengenbegrenzung vor (im Falle der Windkraft 2% der Jahresenergiemenge sowie 15% der netzwirksamen Leistung), welche somit nicht überschritten werden darf – anders der § 96, der auf einer Vereinbarung zwischen dem Verteilernetzbetreiber und Netzbenutzer basiert.

Eine darüber hinausgehende oder pauschale unentgeltliche Weitergabe von Begrenzungen oder Beschränkungen aus dem Übertragungsnetz ist auch einvernehmlich nicht zulässig, sondern ausschließlich nach Maßgabe der Entschädigungsregelungen gemäß § 132. Weitergehende privatrechtliche Vereinbarungen sind zur Umgehung ausgeschlossen.

Wir empfehlen folgende Klarstellung im Rahmen der Erläuterungen:

Erläuterungen: Abs. 4 erlaubt die Nutzung von Begrenzungen bzw. Beschränkungen im Verteilernetz auch zugunsten des Übertragungsnetzes. Diese sind ohne Entschädigung ausschließlich nach Maßgabe und im Ausmaß der Begrenzungen bzw. Beschränkungen des § 94 Abs. 1 und 2 sowie der zwischen Verteilernetzbetreiber und Netzbenutzer vereinbarten Leistungsvorgabe des § 96 zulässig. Über die im Rahmen des Netzzugangs vereinbarten Begrenzungen und Beschränkungen hinausgehende Maßnahmen unterliegen den Bestimmungen des Engpassmanagements gemäß § 132 und Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943 einschließlich den darin vorgesehenen Regelungen über den finanziellen Ausgleich. Eine Umgehung des vergütungspflichtigen Engpassmanagements durch weitergehende privatrechtliche Vereinbarungen ist ausgeschlossen.

Zu § 103 und § 103a: „Abrechnungspunkte“ und „Messkonzepte“

Der Vorschlag der Abrechnungspunkte in den §§ 103 und 103a erweitert das bisherige Konzept von virtuellen Einspeisezählpunkten um die bisherigen virtuellen Bezugszählpunkte. Die Neuregelung der früheren „virtuellen Zählpunkte“ als „Abrechnungspunkte“ durch die §§ 103f wird zur Kenntnis genommen, es bestehen jedoch zahlreiche offene Fragen, die einer weiteren Klärung bedürfen.

Mit der Einführung von Abrechnungspunkten wird ein vertraglich zu vereinbartes Messkonzept zwischen Netzbenutzer und Verteilernetzbetreiber (VNB) erforderlich (§ 103a Abs 1). Ungeklärt bleibt jedoch, wie diese Messkonzepte in der Praxis auszustalten sind und wie insbesondere die Schnittstellen zu bestehenden Zählpunkten zu definieren sind.

Die in § 103a Abs 2 vorgesehene Ermächtigung der Regulierungsbehörde, nähere Vorgaben in den technischen und organisatorischen Regeln (TOR) festzulegen, ist geeignet, für einheitliche und diskriminierungsfreie Vollzugsstandards zu sorgen. In diesem Zusammenhang wird das kürzlich veröffentlichte Diskussionspapier der E-Control¹ als besonders positiver Beitrag zur Klärung technischer und bilanzieller Fragestellungen gewertet. Zur Stärkung der Rechtssicherheit und zur Förderung eines einheitlichen Vollzugsverständnisses sollte erwogen werden, die wesentlichen Inhalte dieses Papiers – insbesondere die dort vorgestellten Messkonzeptvarianten – als erläuternden Anhang dem EIWOG beizufügen oder in den Erläuterungen ausdrücklich zu referenzieren.

§ 103 Abs. 2 räumt Netzbennutzern das Recht ein, für Abrechnungspunkte eigene Stromlieferverträge abzuschließen. Es sollte jedoch ausdrücklich klargestellt werden, dass nicht nur der Netzbennutzer (i. S. des § 6 Abs 1 Z 205 EIWG), sondern auch der Inhaber eines Abrechnungspunktes berechtigt ist, eigenständig Stromliefer- und -abnahmeverträge sowie Strombezugsverträge abzuschließen.

Diese Klarstellung ist insbesondere vor dem Hintergrund moderner, arbeitsteiliger Geschäftsmodelle erforderlich, bei denen Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsanlagen hinter einem gemeinsamen Zählpunkt nicht notwendigerweise von ein- und derselben Rechtsperson betrieben oder bewirtschaftet werden. In diesen Fällen besteht ein nachvollziehbares und sachlich begründetes Interesse daran, eigenständige Abnahme- und Lieferverträge sowie Strombezugsverträge auf Ebene des Abrechnungspunktes abzuschließen.

Wir schlagen daher folgende Anpassungen vor:

„(1) Auf Verlangen des Netzbennutzers ist für Betriebsmittel (§ 92) in der Anlage des Netzbennutzers jeweils ein zusätzlicher Zählpunkt Abrechnungspunkt je Betriebsmittel zur Erfassung der von diesen erzeugten und verbrauchten Energiemengen vorzusehen, wobei jene Zählpunkte, denen aus dem Netz entnommene bzw. eingespeiste Energiewerte zuzuordnen ist sind, Bilanzgruppen zugeordnet sein müssen (Abrechnungspunkte).“

„(2) Netzbennutzer sowie Inhaber von Abrechnungspunkten haben das Recht, für Abrechnungspunkte separate Stromliefer-, Stromabnahme- und Strombezugsverträge abzuschließen.

(3) Inhaber eines Abrechnungspunktes haben das Recht, einen eigenständigen Netzzugangsvertrag abzuschließen oder in einen bestehenden Netzzugangsvertrag einzutreten, insbesondere im Fall der Insolvenz oder der Auflösung des ursprünglichen Netzbennutzers, soweit keine technischen oder rechtlichen Hindernisse entgegenstehen. Näheres kann in privatrechtlichen Vereinbarungen zwischen den beteiligten Parteien geregelt werden.“

Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) derzeit weiterhin auf physische „Zählpunkte“ abstellt. Eine parallele Anpassung ist erforderlich, um künftig auch Abrechnungspunkte zu erfassen und der neuen Struktur gerecht zu werden.

Zu § 110: „Netzentwicklungspläne für Verteilernetze“

Es wird sehr begrüßt, dass Verteilernetzbetreiber künftig Netzentwicklungspläne zu erstellen haben.

110 Abs 2 Z 10 legt fest, dass Netzentwicklungspläne für Verteilernetze künftig Angaben zu geeigneten Standorten für den systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen und Stromerzeugungsanlagen zu enthalten haben. Die Einordnung als Standort für den systemdienlichen Betrieb ist mit verschiedenen bedeutsamen Folgen verbunden.

¹ E-Control: „Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen“, <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Diskussionspapier+Speicher+und+Hybridanlagen+-+E-Control.pdf/614e1278-ea1c-1369-9a4a-e86c977652f5?t=1741275233528>

Es wird sehr kritisch gesehen, dass Verteilernetzbetreiber in den Netzentwicklungsplänen ohne klare Definition, wann ein Standort als „für den systemdienlichen Betrieb“ geeignet ist, und ohne verpflichtende Konsolidierung des Erzeugungs- und Verbrauchssektors solch folgenschwere Entscheidungen in einem treffen können. Dieses intransparente Entscheidungsmonopol führt zu gravierenden Unsicherheiten in der ohnehin bereits komplexen Planung- und Genehmigungsphase von Stromerzeugungsanlagen.

Parallel zur verpflichtenden Konsultation aller relevanten Marktteilnehmer bei Erstellung des Netzentwicklungsplans auf Übertragungsnetzbetreibers, ist auch bei Erstellung der Netzentwicklungspläne der Verteilernetzbetreiber so eine Konsultation verpflichtend durchzuführen. Wir schlagen daher die Ergänzung des folgenden Abs 5 vor:

„(5) Durch zusammenschauende Betrachtung sollen bereits bei der Planung Wechselwirkungen und Synergien zwischen Energieträgern, Erzeugungs- und Verbrauchssektoren genutzt werden. Vor Anzeige des Netzentwicklungsplans haben die Verteilernetzbetreiber daher alle relevanten Marktteilnehmer zu konsultieren.“

Des Weiteren ist es notwendig, Systemdienlichkeit klar zu definieren. Es muss klargestellt werden, dass Netzbürger, welche z.B. durch Hybridisierung von Windkraft, Photovoltaik und Speicheranlagen eine gleichbleibende Einspeisung am Zählpunkt gewährleisten, Regelenergie bereitstellen oder unmittelbar auf negative Strompreissignale reagieren, jedenfalls systemdienlich agieren.

Weiters sollte zur Erreichung einer möglichst großen Transparenz § 110 Abs 4 Z 4 folgender Satz hinzugefügt werden: „Diesbezüglich sind ein klarer Zeitplan sowie eine Auflistung bereits beschlossener Investitionen und geplanter neuer Investitionen vorzulegen.“

Außerdem sollte die Gesamtentwicklung des Energiesystems bei Erstellung der Netzentwicklungspläne berücksichtigt werden, weshalb § 110 Abs 4 um folgende Z 5 zu ergänzen wäre: „5. den im Netzgebiet verfügbaren Planungsüberlegungen zum Ausbau aller erneuerbaren Energien“.

Zu § 111: „Anzeige des Netzentwicklungsplans für das Verteilernetz“

Die Harmonisierung und Einheitlichkeit der Netzentwicklungspläne für das Verteilernetz ist von entscheidender Bedeutung. Daher ist es unerlässlich, dass die ECA einheitliche Vorgaben für die Netzentwicklungspläne festlegt. Abs 2 wird daher ausdrücklich begrüßt.

Zu § 113: „Geschlossene Verteilernetze“

Es ist zu vermeiden, dass Gebiete/Standorte, an denen Windkraftanlagen, PV-Anlagen und Speicher (hybrid) betrieben werden, von der Regulierungsbehörde automatisch als geschlossenes Verteilernetzes behandelt werden.

Wir schlagen daher vor, folgenden Satz an § 113 Abs 1 anzufügen:

„Der Betrieb einer Erzeugungsanlage oder mehrerer Erzeugungsanlagen sowie einer Energiespeicheranlage oder mehrerer Energiespeicheranlagen auf einem Gebiet (Satz 1) bedeutet nicht jedenfalls, dass diese Anlagen aus konkreten technischen oder sicherheitstechnischen Gründen verknüpft sind.“

Zu § 114: „Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber“

§ 89 Abs 2 sieht eine Netzzanschlusspflicht für Verteilernetzbetreiber vor. Ebenso sollte eine explizite Anschlusspflicht für Übertragungsnetzbetreiber bei Anschlüssen ab einer gewissen Größe, etwa über 200 Megawatt Leistung, normiert werden und die Verpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 114 Abs 1 dementsprechend um eine Ziffer 23 ergänzt werden.

Für Erzeugungsanlagen unter 200 Megawatt sollte in Ausnahmefällen ebenfalls eine Anschlusspflicht an das Übertragungsnetz etabliert werden – parallel zum Vorschlag in § 89 beispielsweise bei örtlicher Nähe.

Außerdem ist auch im Übertragungsnetz essentiell, dass der Ausbau vorausschauend geschieht und den Ausbau erneuerbarer Energieträger zur Erreichung der nationalen Ziele angemessen berücksichtigt:

§ 114. (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 Netzzanschluss- und Netzzugangsbegehren von Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energieträger erfüllen können.

[...]

23. 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.

24. mit einem Erzeuger Verträge über den Anschluss einer Erzeugungsanlage oder mehrerer Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger mit einer netzwirksamen Leistung von mehr als 50 MW an die Netzebene 1, 2 oder 3 abzuschließen, wenn diese Erzeugungsanlage(n) nicht weiter als 20 km von der geeigneten Anschlussstelle entfernt sind. Bei mehreren Windkraftanlagen desselben Erzeugers, die ein Vorhaben (§ 2 Abs 2 UVP-G 2000 unabhängig von der Anwendbarkeit des UVP-G auf das Genehmigungsverfahrens) bilden, ist die Entfernung von der geeigneten Stelle zur zentralen Koordinate der nächstgelegenen Windkraftanlage zu bemessen.“

Zu § 119: „Bestimmung der Systemnutzungsentgelte“

Energiespeicher spielen bei der Energiewende eine entscheidende Rolle. Die Befreiung von bezugsseitigen Netzentgelten im Falle eines systemdienlichen Betriebs wird daher ausdrücklich begrüßt.

Unklar ist allerdings, wann konkret von einem „systemdienlichen Betrieb“ ausgegangen werden kann. Werden Speicher genutzt, um das Erzeugungsprofil von erneuerbaren Erzeugungsanlagen zu glätten und eine gleichbleibende Einspeisung im jeweiligen Netzzanschlusspunkt zu gewährleisten, werden Kosten im Netz reduziert. Demnach ist in diesem Fall jedenfalls von einem systemdienlichen Betrieb auszugehen.

Zu § 120: „Netznutzungsentgelt“

Abs. 2 legt fest, dass das Netznutzungsentgelt von Entnehmern und Einspeisern pro Zählpunkt zu entrichten ist. Die Ausweitung des Netznutzungsentgelt auf Einspeiser wird ausdrücklich abgelehnt.

Aktuell leisten Erzeuger bereits laufende Kosten für die Netznutzung (u.a. durch Netzverlustentgelte, Systemdienstleistungsentgelte, Ausgleichsenergiokosten, Entgelte für Messleistungen und Primärregelung). Zusätzlich fallen einmalig bei Netzzanschluss Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte an.

Die weitere Belastung österreichischer Stromerzeuger mit Netznutzungsentgelten ist daher sachlich nicht gerechtfertigt, volkswirtschaftlich schädlich und führt zu Wettbewerbsnachteilen gegenüber ausländischen Stromerzeugern. Die nachteilige Belastung heimischer Erzeuger im Vergleich zu Erzeugern aus dem Ausland hat negative volkswirtschaftliche Auswirkungen, schädigt den österreichischen

Wirtschaftsstandort und steht darüber hinaus im Widerspruch zum Ziel eines integrierten und wettbewerbsfähigen europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes.

Wir schlagen daher die folgende Anpassung vor:

„(2) Das Netznutzungsentgelt ist von Entnehmern und Einspeisern pro Zählpunkt zu entrichten.“

Zu §122: „Netzanschlussentgelt“

Grundsätzlich bedeutet die Zusammenlegung von Netzzutrittsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt die Einführung eines Netzbereitstellungsentgelts für Erzeuger durch die Hintertür. Dies ist abzulehnen, da heimische Stromerzeuger dadurch mit weiteren Netzentgelten belastet werden, welche in Nachbarländern nicht zu leisten sind. 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. Die bisherige Regelung einer getrennten Betrachtung sollte daher beibehalten werden.

Auf jeden Fall ist beim Netzanschlussentgelt entscheidend, dass in § 122 eine klare Abgrenzung erfolgt, 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. 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).

Dazu ist der Abs 3 ersatzlos zu streichen sowie folgende Änderung im Abs 5 notwendig:

(5) Die Regulierungsbehörde hat durch Verordnungen gemäß § 127 Abs. 1 und 2 Festlegungen zum Netzanschlussentgelt zu treffen. Sie kann insbesondere Festlegungen treffen: [...]

3. zur verursachungsgerechten Zuordnung und Verrechnung der infolge des Anschlusses anfallenden Kosten mit dem infolge 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

Zu § 130 „Grundsätze der Kosten- und Mengenermittlung“

§ 130 Abs 3 Z 4 ermächtigt die Regulierungsbehörde dazu, die Abschreibungsdauer für Neuinvestitionen zu verlängern. Dies wird als positiv bewertet, da die Kostenentwicklungskurve geglättet werden kann.

Weiters bestehen in Österreich derzeit erhebliche Unterschiede bei den Netzentgelten zwischen den Bundesländern, u.a. aufgrund des regional unterschiedlich starken Ausbaus erneuerbarer Energieträger und den damit verbundenen Investitionskosten in die Verteilnetze. Zur Vermeidung unverhältnismäßiger finanzieller Belastungen für Endverbraucherinnen und Endverbraucher in ausbauintensiven Regionen wird die Einführung eines bundesweiten Ausgleichsmechanismus für Netzkosten zur Einbindung und Steigerung der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern angeregt.

Wir schlagen dazu die Einfügung der folgenden Z 5 im Abs 3 vor:

„5. zur Einführung und Ausgestaltung eines bundesweiten Ausgleichsmechanismus für jene Netzkosten, die insbesondere aus dem regional unterschiedlich starken Ausbau erneuerbarer Energieträger und den damit verbundenen notwendigen Netzinvestitionen entstehen“

Zu §132: „Engpassmanagement im Übertragungsnetz“

Aus dem aktuellen Gesetzesentwurf geht das Verhältnis der verschiedenen Flexibilitätsinstrumente und Eingriffsmöglichkeiten (u.a. §§ 94a, 96, 132) nicht klar hervor. Im Sinne eines liberalisierten Marktes muss klargestellt werden, dass die marktbedingten Maßnahmen gegenüber Eingriffen durch die Netzbetreiber zu bevorzugen sind. Ein Eingriff sollte jedenfalls das letzte Mittel darstellen.

Aus dem aktuellen § 132 geht nicht eindeutig hervor, ob die Kosten für Vergütung bzw. Nachteilsausgleich im Rahmen des Engpassmanagements im Übertragungsnetz vom Übertragungsnetzbetreiber oder vom Verteilernetzbetreiber zu tragen sind. Da es sich jedoch um Engpässe im Übertragungsnetz handelt, sollte zur Wahrung einer fairen, österreichweiten Kostenverteilung ausdrücklich festgelegt werden, dass diese Kosten vom Übertragungsnetzbetreiber zu tragen sind. Wir schlagen daher folgende Ergänzung im Abs. 2 vor:

„(2) Die Erbringung der Flexibilitätsleistungen gemäß Abs. 1 Z 1 lit. b und Z 2 erfolgt gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die unmittelbar durch diese Leistungen verursacht werden; dabei sind die Vorgaben gemäß Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943 einzuhalten. Der Ersatz der Kosten ist vom Übertragungsnetzbetreiber zu leisten.“

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 überwälzt werden dürfen. Dies sollte durch Ergänzung des folgenden Satzes als Abs 6 geschehen:

„(6) Dem Regelzonenführer in Zusammenhang mit dem Engpassmanagement entstandene Kosten dürfen nicht auf die von der jeweiligen Maßnahme betroffenen Stromerzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen überwälzt werden.“

Zu § 4 Energie-Control-Gesetz: „Allgemeine Ziele“

Seit dem Inkrafttreten des Energie-Control-Gesetzes wurden sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene verschiedene Ziele und Schritte zur Transformation des Energiesystems gesetzt. Diese sollten auch von der E-Control berücksichtigt werden. Wir schlagen daher folgende Ergänzung im § 4 Z. 4 vor:

„4. Beiträge zur möglichst kostengünstigen und raschen Verwirklichung der Transformation des Energiesystems im Sinne des Pariser Klimaschutzabkommen 2015 der nationalen und europäischen Klima- und Energieziele, insbesondere der Ziele des EAG [...]“

Einheitliche Verfahren und Standards bei Netzanschluss und Netzplanung verhindern Verzögerungen, Intransparenz und ungerechtfertigte Benachteiligung einzelner Marktteilnehmer. Durch klare, bundesweit geltende Regeln werden Planungssicherheit, Investitionsbereitschaft und Wettbewerb gestärkt und der zügige Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen unterstützt. Wir schlagen daher die Ergänzung der folgenden Zielkomponente als Z 10 vor:

„10. Standardisierung und Homogenisierung der Netzplanung und -entwicklung, um bundesweit einen transparenten, effizienten und diskriminierungsfreien Ausbau und Anschluss von Erzeugungs“

Zu § 6 Energie-Control-Gesetz: „Vorstand“

Aufgrund der hohen fachlichen und strategischen Anforderungen, des erforderlichen tiefgehenden Detailwissens sowie der umfassenden Kenntnisse vergangener Entwicklungen und zukünftiger Herausforderungen wird für die Position des Vorstands eine einschlägige Berufserfahrung von mindestens zehn Jahren vorausgesetzt.

„(3) Die Mitglieder des Vorstands müssen im Energiebereich fachkundige Personen sein, die das Wahlrecht zum Nationalrat besitzen. Zum Vorstand kann ernannt werden, wer

- 1. persönlich und fachlich zur Ausübung des Amtes geeignet ist,*
- 2. ein rechtswissenschaftliches, wirtschaftswissenschaftliches oder technisches Studium abgeschlossen hat und*

3. eine mindestens fünfjährige zehnjährige Berufserfahrung auf dem Gebiet der Energiewirtschaft hat.“

Zu § 19 Energie-Control-Gesetz: „Regulierungsbeirat“

Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung bedarf einer umfangreichen Abstimmung aller an der Energiewende beteiligten Parteien. Entsprechend ist, neben der Vertretung der Verbraucher (wie Industriellenvereinigung, Wirtschaftskammer oder Arbeiterkammer), auch die Vertretung der Erzeuger als wesentliche Zahlergruppe aber auch Beteiligten-Gruppe aufzunehmen. Den erneuerbaren Energieträgern ist offiziell entsprechendes Mitspracherecht einzuräumen.

„(3) Dem Beirat haben neben dem Vorsitzenden anzugehören:
je ein Vertreter der Wirtschaftskammer Österreich, der Landwirtschaftskammer Österreich, der Bundesarbeitskammer, des Österreichischen Gewerkschaftsbundes und des Vereins Erneuerbare Energien Österreich“

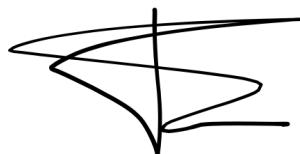
Zu § 22 Energie-Control-Gesetz: „Rahmenbedingungen“

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. Über Stellungnahmen hinaus sind bei komplexen technischen oder strommarktrelevanten Themen weitere Abstimmungen notwendig, um ein gemeinsames Verständnis für Änderungen und Verbesserungen zu erreichen. Zuletzt zeigte auch die Marktuntersuchung von E-Control und Bundeswettbewerbsbehörde, dass eine Einbindung aller Marktteilnehmer in die Entwicklung von möglicherweise markteinschränkenden Maßnahmen wichtig ist, um den Wettbewerb in Österreich zu ermöglichen. Wir ersuchen daher um folgende Ergänzung:

„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,“

Mit freundlichen Grüßen,

Florian Maringer



Geschäftsführung
Interessengemeinschaft Windkraft Österreich