

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

Wien am, 24.07.2026

Stellungnahme der IG Windkraft zum Begutachtungsentwurf der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung SNE-G-V

Sehr geehrte Damen und Herren!

Die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung bildet einen zentralen Baustein zur Umsetzung des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG) und zur Herstellung einer investitionssicheren, rechtlich klaren und systemdienlichen Entgeltarchitektur. Vor dem Hintergrund der ambitionierten Ausbaupfade für erneuerbare Energien kommt der präzisen Ausgestaltung des Netzanlassentgelts sowie der Definition und tariflichen Behandlung systemdienlicher Betriebsweisen eine besondere Bedeutung zu. Als Interessengemeinschaft Windkraft Österreich erlauben wir uns daher, eine Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf abzugeben.

Zusammenfassung

Vorbemerkung: Die nachfolgende Stellungnahme begrüßt grundsätzlich die Zielrichtung des Entwurfs, verursachungsgerechte Anreize für flexible und systemdienliche Netznutzung zu schaffen, sieht jedoch in mehreren zentralen Punkten erheblichen Nachbesserungsbedarf, insbesondere bei den Regelungen zum Netzanlassentgelt für Erzeugungsanlagen sowie bei den Voraussetzungen für die Anerkennung von Energiespeichern als systemdienlich. Die wichtigsten Anliegen sind:

Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme (§ 10): Die vorgesehenen Abschläge werden grundsätzlich begrüßt, da sie eine Wirtschaftlichkeitsgrundlage für Speicher schaffen können, die die strengen Systemdienlichkeitskriterien nicht erfüllen. Kritisiert wird jedoch die sachlich nicht begründete Ungleichbehandlung der Netzebenen (unterschiedliche Voraussetzungen und Einschränkungsauern auf NE 1–4 gegenüber NE 5–7); eine einheitliche, diskriminierungsfreie Ausgestaltung wird gefordert. Zentral ist die Forderung, auch beim **Arbeitspreis** prozentuelle Abschläge zu ermöglichen, da – insbesondere bei absehbarer Sättigung des Regelenergiemarkts – der Leistungspreis allein keinen tragfähigen Business Case für co-located Batteriespeicher sicherstellt. Dazu erlauben wir uns, eine energiewirtschaftliche Analyse nachzureichen. Außerdem sollte die Regelung zugunsten von Planbarkeit verbessert werden.

Netzverlustentgelt (§ 12): Die Befreiung der Wiedereinspeisung wird ausdrücklich begrüßt.

Netzanlassentgelt (§§ 14–20): Die Umstellung auf ein System aus aufwandsorientiertem (AWA) und pauschalem Anteil (PA) unter Ausschluss der bewährten Pauschalen der Anlage V EIWG stellt aus Sicht der Erzeuger eine deutliche Verschlechterung dar und wird kritisch gesehen. Gefordert werden: die Anlage-V-Sätze zumindest als verbindliche Obergrenze für AWA und PA, eine klare Abgrenzung der Kostenzuordnung zwischen AWA und PA entlang der nächstliegenden Netzebene (zur Vermeidung von Doppelverrechnung), ein verbindlicher Kostenvoranschlag spätestens bei Vertragsabschluss, ein klarer Netzebenenengrenzwert zwischen NE 3 und NE 4 (Vorschlag: 100 MW), die Einbeziehung der bislang übergangenen Netzebene 5 in § 16, eine Ausweitung der PA-Abschläge für systemdienliche/flexible Standorte auf Speicher- und Hybridanlagen sowie die Anrechnung bereits geleisteter Netzzutrittsentgelte für Altanlagen (§ 18 Abs. 8). Bei Repowering am selben Netzanlasspunkt soll der bereits entrichtete PA voll angerechnet werden (§ 20).

Systemdienliche Speicher (§§ 23–26): Zentraler Kritikpunkt ist das Erfordernis der „ausschließlichen Wiedereinspeisung“, das co-located Speicher (gemeinsam mit Erzeugungsanlagen genutzte Anschlüsse) von der Begünstigung ausschließt, obwohl diese bereits inhärent systemdienlich wirken. Wir fordern daher die Streichung dieses Erfordernisses sowie eine ausdrückliche Anerkennung von co-located Speichern. Das Auslastungskriterium für Netzknoten (§ 24 Abs. 1 Z 2) ist zu restriktiv und sollte gestrichen oder verbessert werden, dazu erlauben wir uns, eine eingehende Analyse nachzureichen. Die Hüllkurvenregelung wird grundsätzlich begrüßt, erfordert aber noch Anpassungen, etwa einen Schiedsmechanismus, um einseitige Verschärfungen durch Netzbetreiber auszuschließen. Die 5-GW-Deckelung (§ 24 Abs. 3) sollte klar auf Kurzfristspeicher beschränkt werden. Für § 25 wird eine Ausweitung auf Hoch-/Höchstspannungsnetze von Verteilernetzbetreibern vorgeschlagen.

Übergangsbestimmungen (§ 33): Angesichts der geringen Wahrscheinlichkeit, die 5-GW-Grenze bis 2030 zu erreichen, wird ein Außerkrafttreten erst mit 2035 angeregt.

Wir empfehlen, die SNE-G-V an diesen Stellen nachzubessern.

Regelungen im Detail

Zu § 2 Begriffsbestimmungen:

Z 12 - Technisch geeigneter Anschlusspunkt (TGA)

Der SNE-G-V-Begutachtungsentwurf legt eine Begriffsbestimmung für den technisch geeigneten Anschlusspunkt (TGA) als maßgeblichen Bezugspunkt für die Ermittlung der tatsächlichen Netzanschlusskosten fest. Grundsätzlich ist nachvollziehbar, dass ein technischer Bezugspunkt erforderlich ist, um insbesondere den aufwandsorientierten Anteil des Netzanschlussentgelts sachgerecht zu bestimmen.

Aus der bisherigen Praxis ist jedoch bekannt, dass die Festlegung des TGA für Anschlusswerber erhebliche wirtschaftliche Auswirkungen haben kann. Wird der TGA einer höheren Netzebene zugeordnet als der Netzanschlusspunkt (NAP), verlängert sich die netzseitige Anschlussanlage, wodurch sich die vom Anschlusswerber zu tragenden Anschlusskosten erheblich erhöhen. Eine transparente und nachvollziehbare Begründung für die Wahl des TGA erfolgte dabei meist nicht.

Gerade diese Problematik sollte nach unserem Verständnis durch das EIWG entschärft werden.

Mit § 97 EIWG hat der Gesetzgeber den Netzanschlusspunkt einschließlich der Netzebenenordnung ausdrücklich gesetzlich geregelt und in Abs. 3 festgelegt, dass Abweichungen nur aus zwingenden technischen Gründen oder im Einvernehmen mit dem Anschlusswerber zulässig sind sowie transparent und nachvollziehbar begründet werden müssen. Damit sollte eine objektive und überprüfbare Zuordnung des Netzanschlusses sichergestellt werden, wiewohl hinsichtlich der Netzebenenordnung von Anlagen mit einer netzwirksamen Leistung zwischen 5 MW und 200 MW aus Sicht der Windkraft ein zu großer Ermessensspielraum beim Netzbetreiber liegt.

Der vorliegende Entwurf der SNE-G-V führt nun zwar den TGA als kostenrelevanten Bezugspunkt ein, enthält jedoch keine mit § 97 EIWG vergleichbaren materiellen Voraussetzungen oder Transparenzanforderungen für dessen Festlegung. Dadurch besteht die Gefahr, dass über die Wahl des TGA faktisch wieder jene Spielräume eröffnet werden, die der Gesetzgeber mit § 97 EIWG gerade einschränken wollte.

Selbstverständlich ist nachvollziehbar, dass insbesondere bei abgelegenen Anlagen Lösungen erforderlich sind, um unverhältnismäßige Kosten nicht auf die Allgemeinheit der Netznutzer zu überwälzen. Daraus folgt jedoch nicht, dass die Festlegung des TGA ohne objektive Kriterien oder ohne nachvollziehbare Begründung erfolgen sollte.

Wir regen daher an, die Anforderungen des § 97 Abs. 3 EIWG sinngemäß auch auf die Festlegung des TGA anzuwenden. Jedenfalls sollte eine Abweichung des TGA vom Netzanschlusspunkt nur

aus zwingenden technischen Gründen zulässig sein und gegenüber dem Anschlusswerber transparent, nachvollziehbar und überprüfbar begründet werden. Dabei sollte es auch zu klaren Vorgaben für Anlagen mit einer netzirksamen Leistung zwischen 5 MW und 200 MW kommen, welche gem. § 97 Abs 1 EIWG grundsätzlich auf Netzebene 3 oder 4 anzuschließen sind. Ohne weitere Konkretisierungen eröffnet dies den Netzbetreibern einen weiten Ermessensspielraum bei der Entscheidung über die konkrete Netzebene. Sie könnten bereits Anlagen mit vergleichsweise geringen Anschlussleistungen ab 5 MW zum Bau eines eigenen Umspannwerks verpflichten, um einen Anschluss an Netzebene 3 zu ermöglichen – eine Anforderung, die in keinem angemessenen Verhältnis zur jeweiligen Einspeiseleistung steht. Der Netzkunde wäre in solchen Fällen gezwungen, sowohl das volle Netzanschlussentgelt als auch die Kosten für ein eigenes Umspannwerk zu tragen, selbst bei geringer netzirksamer Leistung. Bereits heute sind in einzelnen Bundesländern Fälle dokumentiert, in denen Betreiber von Windparks mit 20 bis 30 MW ein eigenes Umspannwerk errichten mussten. Zur Vermeidung von solchen unverhältnismäßigen Belastungen ist eine klare Grenzziehung zwischen Netzebene 3 und 4 zwingend erforderlich.

Die IG Windkraft schlägt daher vor, diesen Grenzwert – wie bereits im ersten Begutachtungsentwurf zum EIWG 2024 vorgesehen – bei 100 MW netzirksamer Leistung anzusetzen: Anlagen bis einschließlich 100 MW sollen auf Netzebene 4, darüberhinausgehende auf Netzebene 3 angeschlossen werden. Eine derartige Regelung schafft die notwendige Rechtssicherheit und verhindert, dass kleinere und mittlere Projekte durch überzogene netzseitige Anforderungen wirtschaftlich benachteiligt werden. Eine Grenzziehung ist essenziell, um den Ausbau der Windkraft nicht durch unverhältnismäßige Netzbelastungen zu gefährden.

§ 6 Z 167 und 168 EIWG regeln, dass der Verteilernetzbetreiber für den Betrieb, die Wartung sowie den Ausbau des Verteilernetzes verantwortlich ist. Das Verteilernetz umfasst mehrere zusammenhängende Leitungen der Hoch-, Mittel- oder Niederspannungsebene, die der regionalen Verteilung elektrischer Energie dienen. Errichtet ein Netzbenutzer Infrastruktur – etwa ein Umspannwerk –, obwohl diese nicht ausschließlich von ihm benötigt wird, ist daher nicht ersichtlich, weshalb diese Aufgabe dem Netzbenutzer und nicht dem Netzbetreiber zukommen soll. Schließlich sind Ausbau und Betrieb des Netzes eine Kernaufgabe des Netzbetreibers und gesetzlich dessen Verantwortungsbereich zugewiesen.

Z 8 – Mittelfristspeicher

Wir regen an, die Untergrenze für Mittelfristspeicher von 24 auf 6 Stunden Entladedauer abzusenken. Bereits Speicher mit einer Entladedauer von 6 bis 24 Stunden leisten einen wesentlichen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien, zur Verschiebung von Erzeugungs- und Lastspitzen sowie zur Entlastung von Stromnetzen. Zudem entwickelt sich der Markt zunehmend in Richtung längerdauernder Batteriespeicher. Zahlreiche aktuell geplante Speicherprojekte weisen Entladedauern von sechs oder mehr Stunden auf und werden künftig eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit, die Systemstabilität und die Nutzung erneuerbarer Energien übernehmen. Die bestehende 24-Stunden-Schwelle wird dieser Entwicklung nicht gerecht und würde einen wesentlichen Teil der künftig systemrelevanten Speichertechnologien von der Definition des Mittelfristspeichers ausschließen.

Die Absenkung auf 6 Stunden ermöglicht daher eine zukunftsorientierte und technologie neutrale Einordnung von Speicheranlagen, die bereits heute und verstärkt in Zukunft wichtige Flexibilitätsleistungen für das Energiesystem erbringen.

Z 13 - Wiedereinspeisung

Gemäß den Erläuterungen zum EIWG fallen auch E-Fahrzeuge in Verbindung mit einer bidirektionalen Ladeinfrastruktur sowie die Elektrolyse unter die Definition von „Energiespeicheranlagen“. Die derzeitige Ausformulierung der Z 13 zu „Wiedereinspeisung“ würde jedoch beide Anwendungen nicht umfassen, da Einspeisung und Entnahme „am selben Netzanschlusspunkt“ stattfinden müssen.

Dieser Zusatz ist somit zu streichen.

Zu § 10 Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme:

Grundsätzlich sind Reduktionen beim Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme sehr zu begrüßen, die Regelung kann unter den richtigen Voraussetzungen eine Grundlage für die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern schaffen, welche nicht die strengen Voraussetzungen der Systemdienlichkeit erfüllen. Vor diesem Hintergrund folgende Anmerkungen:

1. Voraussetzungen für die flexible Entnahme

Es ist nicht nachvollziehbar, warum für Einschränkungen auf den Netzebenen 1 bis 4 das Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten vorausgesetzt wird, während eine entsprechende Voraussetzung für die Netzebenen 5 bis 7 nicht vorgesehen ist. Genauso wenig ist nachvollziehbar, weshalb für die Netzebenen 5 bis 7 täglich bis zu zwei Einschränkungen von jeweils vier Stunden zulässig sein sollen, während für die Netzebenen 1 bis 4 lediglich eine Einschränkung von vier Stunden vorgesehen ist. Da kein Grund ersichtlich ist, der eine unterschiedliche Behandlung der Netzebenen in diesem Zusammenhang rechtfertigen würde, regen wir an, die Regelungen zum Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme über alle Netzebenen hinweg einheitlich auszugestalten. Netzbetreiber sollten eine Vereinbarung iSd Abs 2 Z 2 auf Kundenwunsch auch auf den Netzebenen 1 bis 4 (wenigstens 3 bis 4) auch ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten abschließen müssen. Unabhängig von der jeweiligen Netzebene und vom Vorliegen einer konkreten Netzüberlastung sollte eine maximale Einschränkung von zwei Zeitfenstern zu jeweils zwei Stunden pro Tag vorgesehen werden. Dies würde eine diskriminierungsfreie, transparente und praktikable Ausgestaltung der Regelung gewährleisten.

2. Abs. 2: Klarstellung zum Erfordernis von Hüllkurven bei flexiblem Netzzugang

Es ist klarzustellen, ob in sämtlichen Fällen des flexiblen Netzzugangs nach § 103 EIWG – also auch bei statischer Vorgabe – Hüllkurven vorgegeben werden müssen, damit ein Anschluss als flexibel im Sinne der SNE-G-V gilt. Die derzeitige Formulierung lässt offen, ob eine statische Beschränkung ohne dynamische Hüllkurve ausreicht, um die Tatbestandsvoraussetzungen des § 10 zu erfüllen.

3. Schaffung einer Grundlage für Abschläge auch beim Arbeitspreis

Weiters sei darauf hingewiesen, dass obwohl der Leistungspreis in der Vergangenheit eine maßgebliche Komponente darstellte, für Batteriespeicher der Arbeitspreis nicht unterschätzt werden darf. Das in den Erläuterungen angeführte Beispiel bildet die Realität diesbezüglich unzureichend ab. In der Praxis werden Verhältnisse von 1:2 (kW:kWh) und höher verbaut und aufgrund des Intradayhandels meist zwei Ladezyklen pro Tag gefahren. Daraus ergibt sich beispielsweise bei einem Speicherverhältnis von 1:2 (bis 3) mit 2 Zyklen ein um den Faktor 4 (bis 6) höherer Arbeitspreis als im Beispiel der Erläuterungen angeführt.

Unsere energiewirtschaftlichen Analysen zeigen, dass die Reduktion des Leistungspreises allein nicht ausreichen wird, um einen wirtschaftlichen Business Case für den Zubau von Batteriespeichern zu Wind- und PV Anlagen zu ermöglichen. Um mittelfristig flexibel reagieren zu können, sollte daher jedenfalls in der SNE-G-V die Grundlage geschaffen werden, dass auch hinsichtlich des Arbeitspreises beim Netznutzungsentgelt für die flexible Entnahme prozentuelle Abschläge vorgesehen wird.

Dies insbesondere im Hinblick auf die energiewirtschaftlichen Entwicklungen im Bereich des Regelenergiemarkts, wo aufgrund der geringen Marktgröße (FCR ca. 75 MW, aFRR ca. 225 MW) eine Sättigung des Marktes in naher Zukunft zu erwarten ist. Derzeit ist der Regelenergiemarkt für Batteriespeicher eine entscheidende Einnahmequelle. Nach eingetretener Marktsättigung im Regelenergiemarkt ist zu erwarten, dass die Erlöse insbesondere im Großhandel (Day Ahead, Intraday) erzielt werden und ein wirtschaftlicher Betrieb ohne eine gänzliche Netzentgeltbefreiung (Systemdienlichkeit) oder zumindest eine starke Rabattierung der Netzentgelte (auch der Arbeitspreise) nicht möglich ist.

Wir erlauben uns, zu diesem Thema eine energiewirtschaftliche Analyse gemeinsam mit der PV Austria nachzureichen.

Um mittelfristig flexibel reagieren zu können, sollte daher jedenfalls in der SNE-G-V die Grundlage dafür geschaffen werden, dass auch hinsichtlich des Arbeitspreises beim Netznutzungsentgelt für die flexible Entnahme prozentuelle Abschläge vorgesehen werden können.

4. Planbarkeit

Die konkrete Höhe von Netzentgelten und Abschlägen werden jährlich neu in der SNE-T-V festgelegt werden und sind damit nicht vorhersehbar. Damit die geplanten Erleichterungen etwa für die flexible Entnahme in der Praxis von Batteriespeicherbetreibern tatsächlich genutzt werden können, ist es essenziell, hier ein Mindestmaß an Planbarkeit zu ermöglichen. Auch wenn die vorgesehenen tariflichen Reduktionen die Grundlage für einen wirtschaftlichen Business Case schaffen können, erschwert das Risiko künftiger Tarifierhöhungen im Rahmen der jährlichen Festlegung in der SNE-T-V oder etwaiger Änderungen der Reduktionsmechanismen in der SNE-G-V die Finanzierung entsprechender Projekte erheblich. Insbesondere aus Sicht finanzierender Banken stellen regulatorische Unsicherheiten ein wesentliches Investitionshemmnis dar. Für eine bessere Finanzierbarkeit von Energiespeichern sollte in der SNE-G-V oder der SNE-T-V für Kundinnen und Kunden der Netzebenen 3, 4 und 5 eine Begrenzung der maximal möglichen Tarifsteigerungen vorgesehen werden. Eine solche Regelung würde die Investitions- und Finanzierungssicherheit erhöhen und damit den Ausbau netzdienlicher Speicher unterstützen. **Wir schlagen daher folgende Ergänzung vor: „Der bei Abschluss einer Vereinbarung gemäß § 10 Abs. 4 in der jeweils geltenden Tarifverordnung vorgesehene prozentuale Abschlag auf den Leistungspreis ist für die gesamte Laufzeit der Vereinbarung festzuschreiben und bleibt von späteren Änderungen der Tarifverordnung unberührt.“**

Zu § 12 Netzverlustentgelt:

Wir begrüßen, dass die Wiedereinspeisung von Energie vom Netzverlustentgelt befreit ist.

Zu § 14 Allgemeines Netzanschlussentgelt:

Die Neuregelung des Netzanschlussentgelts durch die §§ 14ff des Entwurfs bedeutet für Erneuerbare-Energie-Erzeugungsanlagen eine deutliche Verschlechterung im Vergleich zu den Rahmenbedingungen der letzten Jahre. Dass § 14 Abs 5 ausdrücklich die in § 130 EIWG iVm Anlage 5 EIWG verankerten Pauschalen (gestaffelt nach Anlagengröße) **ausschließt, ist aus Sicht der Erzeuger erneuerbarer Energien äußerst kritisch zu beurteilen.** Die SNE-G-V schafft damit eine neue, **eigenständige Praxis, welche sich vom bewährten System der vergangenen Jahre unterscheidet.** Die Einführung eines PA mit dem Ziel, zusätzliche Kostenbestandteile abzubilden, führt zu einer nicht erforderlichen Systemkomplexität. Die Höhe von AWA und PA bleibt offen und ist in der SNE-T-V festzulegen (und kann damit jährlich angepasst werden). Das schafft **Unsicherheit bei jedem neuen Anschluss und jeder Leistungserhöhung.** Es ist jedenfalls zu gewährleisten, dass es zu einer klaren Abgrenzung von aufwandsorientiertem und pauschalem Anteil entlang der nächstliegenden Netzebene kommt, um doppelte Kostenverrechnung bei Berechnung des Netzanschlussentgelts zu vermeiden. Zentral sind ein verbindlicher Kostenvoranschlag und klare Trennung hinsichtlich der Netzebenenordnung zwischen Netzebene 3 und 4 (vgl. dazu oben unsere Ausführungen zum Punkt TGA).

§ 14 Abs 3 sieht vor, dass für die Bestimmung des Netzanschlussentgelts der Zeitpunkt des Vertragsabschlusses relevant ist. Einige Netzbetreiber stellen jedoch bislang keine klaren Verträge aus, sondern erteilen lediglich Netzzusagen – etwa per E-Mail – oder übermitteln Netzkonzepte, wobei Verträge mitunter erst unmittelbar vor dem physischen Netzanschluss oder gar nicht ausgestellt werden. In solchen Fällen ist der Zeitpunkt der Netzzusage bzw. der Ausstellung des Netzkonzepts heranzuziehen. Für **Netzzusagen des Netzbetreibers vor dem 1. Jänner 2027, die vom Netzbenutzer angenommen wurden, sollten die bisherigen Regelungen des EIWOG 2010 weiterhin gelten,** um Vertrauensschutz und Investitionssicherheit zu gewährleisten.

Zu den wirtschaftlichen Auswirkungen

Es steht zu befürchten, dass die Neugestaltung des Entgelts mit der Ausweitung um einen pauschalen Anteil für EE-Erzeuger zu einer deutlichen Mehrbelastung führen würde. Bisher war das Netzzutrittsentgelt durch eine Obergrenze gedeckelt. Nach dem Entwurf fallen künftig sowohl der aufwandsorientierte Anteil (AWA) als auch der pauschale Anteil (PA) an. Die konkreten Kosten werden dem Netzbenutzer regelmäßig erst mit Abschluss des Netzzugangsvertrages bekannt.

Schon bisher leisten Einspeiser erhebliche Beiträge zum Ausbau der Netzinfrasturktur, sodass eine zusätzliche Belastung nur eingeschränkt sachgerecht erscheint. Die vorgeschlagene Aufteilung des Netzzutrittsentgelts in einen Pauschalen Anteil (PA) und einen aufwandsabhängigen Anteil (AWA) ist kritisch zu sehen. Ein einfaches, transparentes Netzzutrittsentgelt mit einem klar definierten Höchstbetrag, wie bisher in Anlage V bzw. davor im EIWOG 2010 für Erzeugungsanlagen gesetzlich verankert, ist vorzuziehen. Bei Festlegung der Kostensätze **sollte man sich nach wie vor an der Anlage V des EIWG orientieren.** Diese stellt eine politisch breit abgestimmte und nachvollziehbare Grundlage für die Ermittlung der Anschlusskosten für EE-Erzeugungsanlagen dar. **Die gemäß § 130 Abs 5 EIWG vorgesehene Pauschalen für das Netzzutrittsentgelt für erneuerbare Erzeugungsanlagen laut Anhang V sind daher im Interesse der Planungssicherheit zumindest als Obergrenze aufrechtzuerhalten. Diese Kostensätze wurden gemeinsam mit der Branche entwickelt und bilden ein realitätsnahes und marktkonformes Kostenbild ab. Ihre Anwendung stellt sicher, dass die nun vorgeschlagene Systematik auch praktikabel, wirtschaftlich tragfähig und für alle Marktteilnehmer berechenbar bleibt.** In § 14 SNE-G-V ist daher **ausdrücklich vorzusehen**, dass die Pauschalen gemäß Anlage 5 EIWG als **verbindliche Obergrenze für den PA** gelten bzw. dass auch der AWA-Anteil mit einer analogen **Kostenobergrenze** zu versehen ist.

Alternativ sind wenigstens **Rahmenwerte für AWA/PA bereits in der SNE-G-V** festzulegen, welche sich an Anlage 5 EIWG orientieren und die die SNE-T-V nicht überschreiten darf.

Zu §§ 15 und 16 Aufwandsorientierter Anteil (AWA): Abgrenzung AWA-PA

Die genaue Abgrenzung zwischen AWA und PA bleibt nach wie vor unklar. Während mit dem AWA Aufwendungen zu verrechnen sind, die mit der erstmaligen Herstellung des Anschlusses oder mit der Abänderung des Anschlusses verbunden sind, ist das PA ein leistungsbezogener Pauschalbetrag für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses. Dies könnte man so verstehen, dass sowohl beim AWA als auch beim PA auf Kosten für den noch notwendigen Ausbau abgestellt wird, was das Risiko einer doppelten Kostenverrechnung birgt. Es ist daher zwingend festzulegen, welche Aufwendungen noch als tatsächliche und unmittelbare Anschlusskosten im Sinne des AWA zu werten sind und welche dem PA als Kosten des „bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbaus des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses“ zuzuordnen sind. Bereits unter dem bisherigen Netzzutrittsentgelt gemäß EIWOG 2012, das vergleichbare Aufwendungen abdeckte, gab es Unklarheiten über den Umfang der abdeckungsfähigen Kosten; in Einzelfällen wurden sogar Kosten bereits errichteter Infrastruktur übergeordneter Netzebenen – bis hin zur Schnittstelle der APG – als unmittelbar verbunden behandelt. Dies erscheint vor dem Hintergrund des neuen PA, der den Netzausbau jedenfalls umfassend erfasst, umso problematischer.

Um eine doppelte Anrechnung von Infrastrukturkosten zu vermeiden, ist klarzustellen, dass sich die unmittelbar mit dem Netzanschluss verbundenen Kosten des AWA ausschließlich auf die nächstliegende Netzebene beziehen – beispielsweise bei Netzebene 4 allenfalls auf die Kosten des zugehörigen Umspannwerks, nicht jedoch auf darüberhinausgehende Infrastruktur.

In diesem Zusammenhang ist auch klarzustellen, dass Kosten nur anteilig zu tragen sind, wenn eine Anlage lediglich einen Teil der Kapazität eines Umspannwerks nutzt. Nützt eine Anlage bspw. 20 MW eines 80 MW-Umspannwerks, sollen dessen Kosten max. zu einem Viertel bei Berechnung des AWA berücksichtigt werden. Darüberhinausgehende, vorgelagerte Netzebenen sind ausschließlich bei Berechnung des PA zu berücksichtigen.

Berücksichtigung selbst getragener Kosten

Die Regelung zur Kostenminderung gem. § 15 Abs 2 sollte dahingehend ausgelegt werden, dass der Netzbenutzer Aufwendungen außerhalb seiner Eigentumsgrenze leistet, mithin für Infrastruktur, die grundsätzlich dem Netzbetreiber obliegt. Tatsächlich errichten manche Windkraftbetreiber Infrastruktur – etwa zur Beschleunigung des Netzzugangs und mitunter in Koordination mit anderen Netzbenutzern.

Zur Sicherstellung dieser sachgerechten Zuordnung ist ein klarer Grenzwert für den Netzanschluss zwischen Netzebene 3 und 4 erforderlich, vgl. dazu auch oben die Ausführungen zum TGA.

Die IG Windkraft schlägt daher vor, diesen Grenzwert – wie bereits im ersten Begutachtungsentwurf zum EIWG 2024 vorgesehen – bei 100 MW netzirksamer Leistung anzusetzen: Anlagen bis einschließlich 100 MW sollen auf Netzebene 4, darüber hinausgehende auf Netzebene 3 angeschlossen werden. Dies dient der Klarstellung, dass Anlagen mit geringer Anschlussleistung nicht zum unverhältnismäßigen Ausbau von Netzinfrastruktur (z. B. Umspannwerken) auf eigene Kosten verpflichtet werden.

Für den aufwandsorientierten Anteil (AWA) ist gem. § 16 Abs 1 für die Netzebenen 4, 6 und 7 vorgesehen, dass die Verrechnung grundsätzlich anhand von in der SNE-Tarifverordnung (SNE-T-V) durch die Regulierungsbehörde festgelegten **Kostensätzen** in EUR/kW erfolgt. Der Netzbetreiber hat im Falle einer derartigen Verrechnung die tatsächlichen Kosten individuell zu prüfen und im Falle einer Überschreitung der Kostensätze um mehr als 25 % die diesen Betrag übersteigenden Kosten gesondert in Rechnung zu stellen. Unklar bleibt, zu welchem Zeitpunkt die tatsächlichen Kosten für den Netzbenutzer verbindlich feststehen. Zur Ermöglichung fundierter Investitionsentscheidungen ist zu normieren, dass sämtliche kostenrelevanten Feststellungen spätestens mit Abschluss des Netzanschlussvertrags endgültig vorliegen und der Netzbetreiber einen verpflichteten, verbindlichen Kostenvoranschlag ausstellt.

Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb die Netzebene 5 in § 16 Abs. 1 nicht erfasst ist. Aus unserer Sicht handelt es sich hier um ein redaktionelles Versehen, eine bewusste Differenzierung ist für uns nicht nachvollziehbar und wird abgelehnt.

Die grundsätzliche getrennte Verrechnung des aufwandsabhängigen Anteils (AWA) je kW netzirksamer Leistung könnte bei Anschlüssen mit schrittweiser Errichtung von mit Bezugs- und Einspeiseleistungen – beispielsweise bei einer Ergänzung eines Speichers zu einer PV-Anlagen – zu einer doppelten Verrechnung führen. Es muss absolut klar sein, dass hier nur die tatsächlichen Aufwände zu bezahlen sind. Wenn die Anschlussanlage einer Richtung bereits für die andere ausreichend ist, sollte nichts, auch kein pauschaler Anteil, zu bezahlen sein.

Bei gemeinsam errichteten Erzeugungs- und Bezugsanschlüssen sollte im Fall einer Pauschalierung des aufwandsorientierten Anteils die Kosten auf Basis des höheren Leistungswertes ermittelt werden.

Zu § 18 Pauschaler Anteil (PA):

Gemäß Abs. 2 ist in der TarifeVO der PA je Netzebene und Netzbereiche festzulegen, mit gegebenenfalls mehreren Tarifstufen. Hier sollte man sich wie oben ausgeführt zumindest **für die erneuerbaren Einspeiser an den im Anhang V EIWG festgeschriebenen Kostensätzen für erneuerbare Einspeiser orientieren**, da diese im Sinne der Planungs- und Investitionssicherheit für den Ausbau erneuerbarer Energien zur Erreichung der österreichischen Energieziele festgelegt wurden.

Die vorgesehene **Reduktion der Bemessungsgrundlage in Abs. 4 um lediglich 25 % bei erstmaliger Herstellung einer entgegengesetzten Energieflussrichtung erscheint sachlich nicht ausreichend**. Sie trägt der tatsächlichen netztechnischen Nutzung nicht Rechnung, da Einspeisung und Bezug insbesondere bei Energiespeichern typischerweise nicht gleichzeitig in voller Höhe auftreten und vielmehr eine glättende Wirkung auf Lastflüsse entfaltet wird. Eine stärker differenzierende bzw. deutlich höhere Reduktion wäre aus systemtechnischer Sicht sachgerecht. Diese Argumentation ist ebenso auf den folgenden Abs. 5 anwendbar.

In Abs. 6 wird geregelt, dass Netzanschlüsse von Stromerzeugungsanlagen, die an einem, für einen systemdienlichen Betrieb geeigneten Standort angeschlossen werden sowie für Netzanschlüsse, für die ein dauerhaft flexibler Netzzugang in Einspeiserichtung vereinbart wird, ein **prozentueller Abschlag** auf den pauschalen Anteil einheitlich für alle Netzbereiche in der Tarifverordnung festgelegt wird. Das ist zu

begrüßen. Der systemdienliche Betrieb von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen ist im vorliegenden Entwurf zur SNE-GVO grundsätzlich nicht geregelt. Zudem sind systemdienliche Standorte auf systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz beschränkt (siehe § 25). Unklar ist, warum Energiespeicheranlagen und kombinierte Erzeugungs- und Speicheranlagen von diesen Abschlüssen ausgenommen werden. Diese Anlagen sollten jedenfalls in den Abschlüssen Berücksichtigung finden. Unklar ist außerdem, ob es bei der Anwendung von Abs 6 konkrete Abregelungsgrenzen bei Engpässen gibt.

Die in Abs. 8 vorgesehene **Ausnahme von der Reduktion des PA bezüglich Netzzugangsrechten, die Einspeiser vor dem 1.1.2027 erworben haben, wird entschieden abgelehnt.** Auch wenn Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber in der Vergangenheit keinen PA entrichtet haben, da dieser nicht vorgesehen war, wurden bei Windkraftanlagen sehr wohl Netzzutrittsentgelte in bedeutender Höhe bezahlt, die bei der Ermittlung der Reduktion entsprechend zu berücksichtigen sind.

Zu § 20 Verfall des pauschalen Anteils:

Bei einem Repowering am selben Netzanschlusspunkt sollte eine Anrechnung bzw. Fortgeltung des bereits entrichteten pauschalen Anteils vorgesehen werden. Batteriespeicher und erneuerbare Erzeuger haben mit etwa 20 Jahren eine deutlich kürzere Laufzeit als fossile Kraftwerke (etwa 50 Jahre) und Verbraucheranschlüsse (auch 50 Jahre oder länger). Daher muss sichergestellt werden, dass bei Wiederbenutzung des Netzanschlusses (Repowering, Technologieumstellung etc) nicht erneut das pauschale Netzanschlussentgelt anfällt, da erneuerbare Technologien sonst strukturell benachteiligt werden. Es bedarf daher einer **ausdrücklichen Regelung in § 20**, dass Repowering am selben Netzanschlusspunkt **keine Übertragung ist**; der für die Bestandsanlage bezahlte PA muss auf die neue Anlage **voll angerechnet werden** (nur allfällige Leistungserhöhung löst zusätzlichen PA aus). Dies entspricht der netzdienlichen Logik (bestehende Infrastruktur wird besser genutzt).

Zu § 23 Systemdienliche Speicher:

Energiespeicheranlagen spielen für die Bereitstellung der für die Transformation des Energiesystems notwendigen Flexibilität eine zentrale Rolle. Es befinden sich zahlreiche co-located Speicher in Planung, also Speicher, die gemeinsam mit Erzeugungsanlagen denselben Netzanschluss nutzen. Diese verursachen keinen zusätzlichen Netzausbaubedarf und dienen damit der netzseitigen Kostenvermeidung bzw. -einsparung iSd EIWG-Definition zur Systemdienlichkeit. Außerdem agieren co-located Speicher de facto komplementär zu den jeweiligen Erzeugungsanlagen.

Aufgrund der Gebundenheit an Standorte bestehender Erzeugungsanlagen sollten sie jedenfalls von den strengen kumulativen Voraussetzungen des § 24 entkoppelt werden. Die **Voraussetzungen gem. §§ 23 ff (insbesondere die ausschließliche Wiedereinspeisung sowie die kumulativen Voraussetzungen des § 24) führen jedoch dazu, dass in der Praxis kaum Energiespeicher von der Begünstigung der Systemdienlichkeit profitieren können. Insbesondere co-located Speicher bzw. Hybridprojekte werden durch das Erfordernis der „ausschließlichen Wiedereinspeisung“ faktisch ausgeschlossen.** Dies steht im Widerspruch zur mit dem EIWG verfolgten Zielsetzung, den Ausbau von Energiespeichern voranzutreiben.

Ohne geeignete und praxistaugliche regulatorische Rahmenbedingungen lassen sich für derartige Projekte nur schwer wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle darstellen, wodurch dringend benötigte Investitionen in Speicherinfrastruktur erheblich erschwert werden.

Co-Located Speicher sollten daher explizit als systemdienlich anerkannt werden. Eine Schlechterstellung von co-Located Speichern gegenüber Standalone Speichern ist zudem im EIWG nicht vorgesehen. Das Erfordernis der ausschließlichen Wiedereinspeisung gem. § 23 sollte gestrichen werden.

Betrieblich folgen co-located Speicher der Erzeugungslogik der jeweils angeschlossenen Anlage(n): Ein co-located Speicher erbringt aufgrund seiner direkten Kopplung mit einer

Erzeugungsanlage bereits inhärent systemdienliche Effekte wie die Glättung von Einspeiseprofilen, die Reduktion von Netzspitzen und eine geringere Notwendigkeit von Netzausbau. Weiters kann er insbesondere nicht gleichzeitig einspeisen, wenn die jeweilige Erzeugungsanlage einspeist. Damit ist bereits sichergestellt, dass Speicher einspeiseseitig keine Netzengpässe verursachen oder verschärfen können. Somit ist der Betrieb eines co-located Speichers bereits de facto systemdienlich im Sinne des § 6 Z 148 insbesondere in Hinblick auf Kostenreduktion und Netzstabilität.

Co-located Speicher werden ihrem systemimmanenten Zweck gemäß in unmittelbarer räumlicher Nähe zu einer Erzeugungsanlage errichtet, um deren bestehenden Netzanschluss mitzunutzen. Sie können daher nicht an beliebigen, vom Netzbetreiber ausgeschriebenen Standorten realisiert werden.

Technisch wäre bereits heute eine differenzierte Zuordnung der Energiemengen über die vorgesehenen Abrechnungspunkte inkl Messkonzepte möglich. Die Begründung in den Erläuterungen, wonach damit „preisliche Vorteile für Netzbenutzer“ erzielt werden sollen, ist nicht nachvollziehbar. Niedrige oder negative Preise treten regelmäßig in Zeiten hoher Einspeisung und geringer Last auf; hohe Preise dagegen typischerweise in Zeiten höherer Last und geringerer erneuerbarer Erzeugung. Ein Speicher, der in Überschusszeiten lädt und in Knappheitszeiten einspeist, folgt damit nicht nur einem Marktpreissignal, sondern wirkt grundsätzlich auch im Sinne des Gesamtsystems. Wird ein co-located Speicher als systemdienlich eingestuft, kann es zudem nicht völlig frei nach Marktpreissignalen betrieben werden. Der Betreiber müsste sich an Vorgaben des Regelzonenführers und des Netzbetreibers halten, insbesondere an Betriebsgrenzen bzw. Hüllkurven. Zudem können solche Speicher dazu beitragen, erneuerbare Erzeugung aufzunehmen, die andernfalls abgeregelt werden müsste.

Dadurch können Netzengpässe reduziert und Redispatch- bzw. Abregelungskosten verringert werden. Genau das entspricht dem Ziel, die Kosten des Gesamtsystems und insbesondere netzseitige Kosten zu senken.

Aufgrund von Negativpreisperioden steigen insbesondere bei Photovoltaikanlagen, aber auch bei Windparks, die Stromgestehungskosten, die grundsätzlich durch den **anzulegenden Wert (azW)** gedeckt werden sollen. Dies könnte eine Anpassung des azW begründen. Co-Located Speicher könnten hier **entlastend wirken und den entsprechenden Anpassungsbedarf reduzieren.**

Sollte eine Befreiung der gesamten Bezugsmenge eines Speichers von den Netzentgelten nicht vorgesehen werden, sind zumindest jene Energiemengen von den Netzentgelten zu befreien, die bei Hybridspeichern eindeutig aus dem öffentlichen Netz bezogen wurden und gemäß den Vorgaben der TOR-Messwesen messtechnisch eindeutig erfasst und dem Speicher zugeordnet werden können. Dies betrifft insbesondere Speicher, die sich einen physischen Zählpunkt mit einer Windkraft- und/oder Photovoltaikanlage teilen. Eine gemeinsame Nutzung eines physischen Zählpunkts darf nicht generell dazu führen, dass eindeutig identifizierbare und dem Netzbezug des Speichers zurechenbare Energiemengen von der Begünstigung ausgeschlossen werden.

Es sollte zudem eine klare **Übergangsregelung für Bestandsspeicher** vorgesehen werden, um spätere Auslegungsfragen und Diskussionen nach Inkrafttreten der Regelung zu vermeiden.

Es wäre sachgerecht, jene Speicher als systemdienliche Speicher gemäß § 24 zu berücksichtigen, deren Netzzugang (endgültige Betriebserlaubnis) nach Inkrafttreten des EIWG erfolgt ist. Es ist davon auszugehen, dass diese Anlagen bereits auf Basis der im EIWG vorgesehenen Anreize für systemdienliche Speicher entwickelt und errichtet wurden und daher vom Regelungszweck des § 24 erfasst sein sollten.

Die Wortfolge „ausschließlich zur Wiedereinspeisung“ sollte daher in § 23 gestrichen werden.

Zu § 24 Abs 1 Z1:

Die derzeit vorgesehenen kumulativen Anforderungen, insbesondere das Erfordernis der „ausschließlichen Wiedereinspeisung“, **stehen dem Ziel entgegen, keinen weiteren Netzausbau zu verursachen.** Gerade co-located Projekte und Hybridprojekte ermöglichen es, Speicher innerhalb bestehender Netzanschlusskapazitäten zu betreiben, die vorhandene Netzinfrastruktur effizienter und umfassender zu

nutzen und gleichzeitig die Abregelung erneuerbarer Erzeugungsanlagen zu reduzieren. Durch den faktischen Ausschluss solcher Projekte wird daher ausgerechnet jene Ausgestaltung benachteiligt, die einen besonders wirksamen Beitrag zur Netzintegration erneuerbarer Energien leisten kann.

Zu § 24 Abs. 1 Z 2:

Diese Voraussetzung ist zum einen nicht ausreichend transparent. Für Netzbenutzer ist nicht ersichtlich, welche Netzknoten von der Regelung erfasst werden. Es ist zudem klarzustellen, dass nur der angesprochene Netzknoten auf Netzebene 4 gemeint ist. Jedoch fehlen somit Regelungen für Netzebene 3, 5, 6 und 7, die dringend erforderlich sind.

Zum anderen erscheint die in Z 2 vorgesehene Schwelle nicht sachgerecht. Es bleibt unklar, ob und unter welchen Bedingungen Verteilernetzbetreiber derart hohe Auslastungen tatsächlich zulassen und wann bzw. wie diese Informationen veröffentlicht werden; Die Auslastungsschwelle ist daher wesentlich zu hoch angesetzt und würde zu einem fast vollständigen Ausschluss von Speichern von der Systemdienlichkeit führen. Ist schon jetzt aufgrund belastbarer Prognosen absehbar, dass ein Umspannwerk infolge des Ausbaus von PV- oder Windkraftanlagen oder der zunehmenden Elektrifizierung von Verbrauchern innerhalb der nächsten fünf Jahre das maßgebliche Kriterium erfüllen wird, sollte dieses bereits frühzeitig als systemdienlicher Standort für Speicher eingestuft werden.

Insgesamt ist es jedoch als systemdienlich zu erachten, wenn Maßnahmen auch in Netzen, die noch nicht überlastet sind, gesetzt werden.

Aus diesen Gründen wäre es sinnvoll, Z 2 generell zu streichen.

Vor dem Hintergrund der Erläuterungen (Ausweisung geeigneter Netzknoten im VNEP und auf der Plattform gem § 117 EIWG) sollte klargestellt werden, dass diese verbindlich im jeweils nächsten VNEP und zumindest spätestens mit der Überarbeitung der VNEPs bis 1. März 2027 auszuweisen sind.

Wir erlauben uns, eine eingehende Analyse zu diesem Kriterium gemeinsam mit PV Austria nachzureichen.

Zu § 24 Abs. 1 Z 5, Z 6 und § 26:

Die Einschränkungen führen in dieser Form zu erheblichen Nachteilen bei der Vermarktung von Energiespeichern.

Grundsätzlich sind Hüllkurvenregelungen für Speichereinrichtungen positiv zu bewerten, da sie ein sinnvolles Instrument für einen komplementären Betrieb des Speichers zu Erzeugungs- und Betriebsanlagen darstellen können. Sie bedürfen jedoch einer klaren Ausdifferenzierung.

Hüllkurven sind so zu gestalten, dass sie transparent, nachvollziehbar und in einer hinreichenden zeitlichen Granularität abgebildet werden, idealerweise in Form von Jahreszeitreihen mit Viertelstundenauflösung und einem Planungshorizont von fünf bis zehn Jahren, damit Investitions- und Betriebsentscheidungen auf einer verlässlichen Grundlage getroffen werden können.

Für die Anfangsphase könnte eine statisch vorgegebene Hüllkurve auf Basis historischer Netzdaten, die dem Anschlusswerber zur Verfügung gestellt werden müssen, eine technisch praktikable Lösung darstellen. Dabei ist sicherzustellen, dass es zu keinen Konflikten mit dargebotsabhängigen Erzeugungsprofilen kommt bzw. dass hierfür klare und planungssichere Vorrangregeln vorgesehen werden. Sobald der Digitalisierungsgrad des Netzes ausreichend fortgeschritten ist, sollten die Hüllkurven schrittweise dynamisch ausgestaltet werden, um sich an die tatsächlichen Netz- und Einspeisesituationen anzupassen, bspw. auf Basis von SOGL-Daten, welche signifikante Netznutzer bereits aktuell dazu verpflichten, einen Dargebots Fahrplan auf Day-Ahead Basis auf Zählpunktebene an die APG zu liefern. An einem aggregierten Punkt im Netz (bspw. beliebiges UW) könnte die Differenz dieses SOGL-Fahrplans zur Engpassleistung am jeweiligen Punkt die mögliche Einspeiseleistung für systemdienliche Speicher darstellen. Ein Maximierungsgebot in Anlehnung an §§ 101 Abs 3 bzw. 103 Abs 3 EIWG könnte ebenfalls eine besonders effiziente Nutzung der verfügbaren Netzkapazitäten sicherstellen.

Die Vorgabe von § 24 Abs 1 Z 6 ist **jedoch zu allgemein und bedeutet eine große Herausforderung bezüglich Planbarkeit und Finanzierbarkeit**. Dass gem. § 26 Abs 2 die Vertragsparteien bereits nach einem Jahr eine Evaluierung und Neufestlegung vornehmen können und die Erläuterungen vorsehen, dass für den Fall, dass es zu keiner Einigung kommt, die Vereinbarung ausläuft und der Netzbetreiber darüberhinausgehende Einschränkungen vornehmen kann, ist nicht akzeptabel.

Es ist jedenfalls klarzustellen, dass auch die **Neufestlegung nicht einseitig zulasten des Speicherbetreibers erfolgen darf**. Änderungen der Einschränkungshüllkurve müssen sachlich begründet und regulatorisch überprüfbar sein. Bei wesentlicher Verschlechterung der Nutzbarkeit ist ein Ausgleichsmechanismus bzw. Schiedsmechanismus vorzusehen. Einseitige Verschärfungen durch den Netzbetreiber in nicht vorhersehbarem Ausmaß sind abzulehnen.

Zu § 24 Abs 3:

In Abs. 3 ist derzeit eine Einschränkung auf **5 GW** an Speichern für die Systemdienlichkeit vorgesehen. Es ist **unklar, wovon dieser Schwellenwert abgeleitet wurde und welche Anlagen davon umfasst** sind (Bestandsanlagen vs. Neuanlagen). Es ist zu klären, ob bestehende Pumpspeicherkraftwerke darunterfallen. Sollte dies der Fall sein, schränkt dies den Spielraum für den weiteren Speicherausbau erheblich ein. Das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz legt bereits einen Zielwert von 5 GW Batteriekapazität bis 2030 fest und muss durch den systemdienlichen Betrieb begünstigt werden. Es ist daher **aus Sicht der Branche erneuerbarer Energien wichtig, dass sich die Begünstigungen nach § 24 ausschließlich auf Kurzfristspeicher beziehen und mittel- bzw. langfristige Speicher davon ausgenommen werden**. Während § 24 darauf abzielt, kurzfristige Volatilitäten im Stromsystem auszugleichen und dadurch Netz- und Systemkosten zu reduzieren, erfüllen Mittel- und Langfristspeicher eine andere Funktion, nämlich die Verlagerung der Energie in den Winter.

Werden mittel- und langfristige Speicher, insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, durch den Anreiz aus § 24 verstärkt für kurzfristige Arbitrage- und Netzdienstleistungen eingesetzt, besteht das Risiko, dass ihre Kapazitäten für die saisonale bzw. mehrtägige Speicherung reduziert werden. Angesichts ihrer zentralen Bedeutung für die Versorgungssicherheit, insbesondere zur Überbrückung von Dunkelflauten, sollte diese Entwicklung vermieden werden. Daher spricht auch das EABG von „Batteriekapazität“.

Wir regen daher an, den Anwendungsbereich des § 24 auf Kurzfristspeicher zu beschränken, um sicherzustellen, dass die Begünstigungen nicht zu einer Verlagerung von Mittel- und Langfristspeichern in kurzfristige Einsatzbereiche führen.

Zu § 24 Abs 9:

Abs. 9 regelt die Dauer der Befreiung auf maximal 20 Jahre. Es ist jedoch unklar, warum und in welchen Fällen die Befreiung verkürzt werden sollte. Gemäß § 127 Abs 3 läuft die Befreiung für 20 Jahre. Dieser Vorgabe sollte auch in der Grundsatzverordnung nachgegangen werden.

Zu § 25:

Wir regen an, den **Anwendungsbereich des § 25 auf das Hoch- und Höchstspannungsnetz von Verteilernetzbetreibern auszuweiten**. Die derzeitige Beschränkung auf unmittelbar an das Übertragungsnetz angeschlossene Speicher trägt der tatsächlichen Netzstruktur in Österreich nicht ausreichend Rechnung. Mehrere Verteilernetzbetreiber betreiben Hoch- und Höchstspannungsnetze und übernehmen auf diesen Netzebenen wesentliche Aufgaben für den sicheren und effizienten Netzbetrieb. Die vorgeschlagene Erweiterung ermöglicht eine technologie- und netzebenenneutrale Ausgestaltung der Regelung und eröffnet zusätzliche Standorte für systemdienliche Speicher an netzdienlich besonders wirksamen Anschlusspunkten. Dadurch können bestehende Netzinfrastrukturen effizienter genutzt, der Netzausbaubedarf reduziert und zusätzliche Flexibilitätspotenziale für das Gesamtsystem erschlossen werden.



Zudem wird sichergestellt, dass systemdienliche Speicher unabhängig davon, ob sich der geeignete Netzanschlusspunkt im Übertragungsnetz oder im Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz eines Verteilernetzbetreibers befindet, denselben regulatorischen Rahmenbedingungen unterliegen. Dies schafft Investitionssicherheit, vermeidet sachlich nicht gerechtfertigte Ungleichbehandlungen und unterstützt den raschen Ausbau von Speicherkapazitäten im Stromsystem.

Wir schlagen daher folgende Formulierung vor:

§ 25. *Ein systemdienlicher Speicher auf einer der Netzebenen 1 bis 3 ist eine Energiespeicheranlage,*

1. *welche unmittelbar an das Übertragungsnetz oder*
2. ***an das Hoch- oder Höchstspannungsnetz eines Verteilernetzbetreibers** angeschlossen ist;*
3. *die an einem verfügbaren Netzanschlusspunkt angeschlossen wird, welcher vom Übertragungsnetzbetreiber **oder Verteilernetzbetreiber** im Netzentwicklungsplan als für den systemdienlichen Betrieb geeignet ausgewiesen wird;*
4. *deren Betreiber einen Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gem. § 140 Abs. 1 Z 1 ElWG mit dem Regelzonenführer abgeschlossen hat;*
5. *bei welcher der Netzbetreiber vertraglich das Recht und die technische Möglichkeit erhält, den zulässigen Betriebsbereich in beide Energierichtungen innerhalb definierter Grenzen einzuschränken;*
6. *deren Betreiber dem Übertragungsnetzbetreiber unentgeltlich Blindleistung im angeforderten Umfang, entsprechend den Vorgaben der allgemeinen technischen Anforderungen, zur Verfügung stellt und*
7. *welche die, vom Netzbetreiber zum geeigneten Standort jeweils definierten Anforderungen oder Einschränkungen für den Anschluss eines systemdienlichen Speichers zum Zeitpunkt der Herstellung des Anschlusses erfüllt.*

Zu § 33 Außerkrafttreten:

Aufgrund der strikten kumulierten Vorgaben des Entwurfs scheint es unwahrscheinlich, dass systemdienliche Speicher mit 5 GW bis 2030 erreicht werden.

Wir regen daher an, die Verordnung erst mit 2035 außer Kraft zu setzen, um politische Diskussionen zu vermeiden.

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, eine Stellungnahme abzugeben und ersuchen Sie, den Entwurf an den oben genannten Punkten nachzubessern. Für eine weitere Abstimmungen stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Florian Maringer
Geschäftsführung

Interessengemeinschaft Windkraft Österreich

IG Windkraft Österreich
Tel.: +43 660 777 86 00
Mail: igw@igwindkraft.at
Web: www.igwindkraft.at

Impressum und Datenschutz: www.igwindkraft.at/impressum