

Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft
(E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Per E-Mail an:
recht-post@e-control.at

Kontakt
Dr. Dieter Kreikenbaum
DW 224

Datum
23.07.2026

Unser Zeichen
24/2026

Ihr Zeichen
V SNE 01/26

Stellungnahme der Sparte Erzeugung zum Begutachtungsentwurf zur Systemnutzungsentgelte- Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ELWG

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Sparte Erzeugung von Oesterreichs Energie bedankt sich für die Möglichkeit zur Rückmeldung zum Begutachtungsentwurf zur Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung gem. § 135 Abs. 1 ELWG. Die Sparte Erzeugung begrüßt grundsätzlich die Schaffung einer transparenten und modernen Grundlage für die Systemnutzungsentgelte. Gleichzeitig bestehen erhebliche Bedenken hinsichtlich einzelner Bestimmungen des Entwurfs, insbesondere im Hinblick auf Speicher, flexible Netznutzung, Sektorkopplung sowie die Verursachungsgerechtigkeit der Netzentgelte.

Unsere wichtigsten Anliegen hinsichtlich des Begutachtungsentwurfs sind:

- Systemdienlichkeit wird zu eng als Netzdienlichkeit verstanden. Der Verordnungsentwurf bleibt hinter dem breiteren Systembegriff des ELWG zurück und berücksichtigt Flexibilitäten, Marktmechanismen und Versorgungssicherheit nicht ausreichend.
- Speicherprojekte erhalten keine ausreichende Planungs- und Investitionssicherheit. Insbesondere die vorgesehenen Einschränkungsmöglichkeiten bei flexibler Netznutzung und systemdienlichen Speichern schaffen erhebliche wirtschaftliche Risiken.
- Elektrolyseure und andere Sektorkopplungsanwendungen werden benachteiligt. Die Konzentration auf Wiedereinspeisung am selben Netzanschlusspunkt schließt

wichtige systemdienliche Anwendungen auf Verbraucherseite faktisch von der tariflichen Berücksichtigung deren systemdienlichen Verhaltens aus.

- Flexible Netznutzung soll auf allen Netzebenen im Hinblick auf künftige Ausbaurfordernisse ermöglicht werden. Die Beschränkung bestimmter Regelungen auf einzelne Netzebenen erscheint sachlich nicht gerechtfertigt.
- Die Kriterien für systemdienliche Speicher sind zu restriktiv und teilweise praktisch nicht erfüllbar. Dies betrifft insbesondere Standortanforderungen, Auslastungsschwellen und zeitliche Befristungen.
- Doppelbelastungen von Speichern sind konsequent zu vermeiden. Dies betrifft Netzverlustentgelte sowie Netzanschlussentgelte bei bidirektionaler Nutzung.
- Die Verursachungsgerechtigkeit der Netzentgelte muss stärker berücksichtigt werden. Mehrere Begünstigungen, insbesondere für gemeinsame Energienutzung, werden kritisch gesehen.
- Zahlreiche Begriffsbestimmungen und Verrechnungsmodalitäten bedürfen einer Klarstellung, um Rechts- und Planungssicherheit zu gewährleisten.

Zu den Punkten des Begutachtungsentwurfes nehmen wir wie folgt Stellung:

§ 2 Begriffsbestimmungen

Zu § 2 Z 13 wird angemerkt, dass die Definition der „Wiedereinspeisung“ nicht mit den Erläuterungen zum ELWG übereinstimmt. Während das ELWG auch Elektrolyseure sowie Elektrofahrzeuge mit bidirektionaler Ladeinfrastruktur als Energiespeicheranlagen erfasst, würden diese Anwendungen aufgrund der Anforderung einer Wiedereinspeisung am selben Netzanschlusspunkt von der Definition ausgeschlossen. Der entsprechende Zusatz sollte daher in Bezug auf die Entgeltregelungen entfallen.

§ 3 Gemeinsame Bestimmungen für regelmäßige Entgelte

Zu § 3 Abs. 3 wird angeregt, die Bestimmung zu streichen, da sie inhaltlich bereits die Regelungen der §§ 55 und 56 ELWG wiederholt und dadurch Unklarheiten hinsichtlich ihres eigenständigen Anwendungsbereichs entstehen können.

Darüber hinaus wird gefordert, klarzustellen, dass bei regulären Turnusabrechnungen gemäß § 3 Abs. 4 eine taggenaue Aliquotierung unabhängig vom Abrechnungszeitraum vorzunehmen ist.

§ 4 Kleinstanschlüsse

Zu § 4 wird darauf hingewiesen, dass die Einführung von Kleinstanschlüssen eine gesonderte Kennzeichnung in den Abrechnungssystemen erforderlich machen würde. Da entsprechende technische Voraussetzungen derzeit vielfach nicht bestehen, sollten die

erforderlichen Systemanforderungen in den Erläuterungen näher beschrieben und angemessene Umsetzungsfristen vorgesehen werden.

§ 5 Allgemeine Regelungen zum Netznutzungsentgelt

Hinsichtlich der Regelungen zur Blindleistungsbereitstellung wird darauf hingewiesen, dass diese künftig auch eine Blindleistungsverrechnung bei Tarfkundinnen und Tarfkunden erforderlich machen könnten. Die damit verbundenen Anpassungen der Abrechnungssysteme und Kundenkommunikation wären erheblich. Es wird daher vorgeschlagen, eine Verrechnung von Blindleistung erst ab einer Leistungsgrenze von 30 kW vorzusehen. Darüber hinaus sollte rechtssicher festgelegt werden, dass Überschreitungen nach Anforderungen des Netzbetreibers z.B. TOR, Systemdienlichkeit o.Ä. nicht zur Verrechnung kommen.

§ 6 Leistungspreis und § 7 Arbeitspreis

Die vorgesehene österreichweit einheitliche Ausgestaltung des Leistungs- und Arbeitspreises für Mittel- und Langfristspeicher wird begrüßt.

Es wird jedoch ersucht, dass die aus der Engpassmanagement-Verordnung übernommenen Grenzwerte für die Entladedauer von Mittel- (24 bis 168 Stunden) und Langfristspeichern (> 168 Stunden) einer neuerlichen fachlichen Überprüfung unterzogen werden soll. Die gewählten Schwellenwerte weichen von international etablierten Definitionen für *Long-Duration Energy Storage* ab, die bereits bei einer Entladedauer von etwa 10 Stunden ansetzen. Speicher in diesem Bereich sind bereits in der Lage, wesentliche energiewirtschaftliche und systemdienliche Funktionen zu erfüllen, insbesondere die Integration volatiler erneuerbarer Energien zu unterstützen, umfassende Lastverschiebungen vorzunehmen, erforderliche Flexibilität bereitzustellen sowie zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität beizutragen.

Die derzeitige Festlegung einer Mindestentladedauer von 24 Stunden für die Einstufung als Mittelfristspeicher erscheint daher sachlich zu lange und könnte dazu führen, dass Speicheranlagen mit erheblichem netz- und systemdienlichem Nutzen (z.B. ab etwa 10 Stunden) regulatorisch nicht adäquat berücksichtigt werden. Vor diesem Hintergrund wird angeregt, den Grenzwert für die Einstufung als Mittelfristspeicher abzusenken und die Klassifizierung stärker an den international etablierten Definitionen sowie den tatsächlich erbrachten energiewirtschaftlichen Funktionen auszurichten.

Die in § 6 Abs. 1 vorgesehene Ermittlung der Monatsleistung auf Basis des höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswertes wird grundsätzlich begrüßt. Ebenso wird die Mindestbemessungsgrundlage gemäß § 6 Abs. 3 als wichtiger Beitrag zur verursachungsgerechten Finanzierung der Netzinfrastuktur bewertet.

Gleichzeitig wird darauf hingewiesen, dass die Mindestbemessungsgrundlage saisonale und flexible Anwendungen benachteiligen kann. Insbesondere Großwärmepumpen könnten dadurch auch in Zeiten ohne Netzbezug mit Leistungsentgelten belastet werden. Für Anlagen auf den Netzebenen 3 bis 5 wird daher vorgeschlagen, die Mindestbemessungsgrundlage nicht anzuwenden, wenn innerhalb eines Kalendermonats keine Entnahme aus dem öffentlichen Netz erfolgt.

Für nicht leistungsgemessene Zählpunkte auf Netzebene 7 wird eine Klarstellung gefordert, wie die Bemessung des Leistungspreises zu erfolgen hat. Vorgeschlagen wird, die vertraglich vereinbarte netzwirksame Leistung beziehungsweise die Mindestbemessungsgrundlage gemäß § 6 Abs. 3 heranzuziehen.

Zudem wird angeregt, Regelungen für die Änderung der vertraglich vereinbarten netzwirksamen Leistung in die Verordnung aufzunehmen. Insbesondere sollten Stichtage, Voranmeldefristen und der Ausschluss rückwirkender Anpassungen festgelegt werden.

Zu § 7 Abs. 5 wird gefordert, klarzustellen, dass Niedertarife und zeitvariable Tarife ausschließlich dann angewendet werden dürfen, wenn tatsächlich gemessene und ausgelesene Viertelstundenwerte vorliegen. Der Grund einer Nichtauslesung sollte dabei keine Rolle spielen.

Der Begriff der „wirtschaftlich angemessenen Möglichkeit zur tatsächlichen Messung und Auslesung“ in § 7 Abs. 5 Z 2 lit. b wird als zu unbestimmt angesehen und sollte näher konkretisiert werden.

Darüber hinaus wird eine Klarstellung hinsichtlich der Anwendung von SNAP und WiNAP auf Energiegemeinschaften und flexible Entnahmen gemäß § 10 gefordert.

§ 8 Bruttokomponente

Hier ist festgehalten, für Entnehmer auf den Netzebenen 1 und 2 zusätzlich zum Leistungs- und Arbeitspreis eine Bruttokomponente vorzusehen. Die Bemessungsgrundlage ist bei Verteilernetzbetreibern die an Kunden und Energiespeicheranlagen abgegebene Energie, bei sonstigen Entnehmern die bezogene Energie.

Gegenüber dem Status quo erscheint der Anwendungsbereich der Bruttokomponente ausgeweitet. Während bislang an die von Endverbrauchern bezogene Energiemenge angeknüpft wird, erfasst der vorliegende Entwurf sämtliche Entnehmer auf den Netzebenen 1 und 2. Damit ist unklar, ob auch Energiespeicheranlagen, welche gemäß ELWG als Entnehmer gelten, von der Bruttokomponente erfasst werden sollen, was zu einer zusätzlichen unverhältnismäßigen finanziellen Belastung führen würde. Eine solche

Ausweitung stünde im Widerspruch zu den im Entwurf beabsichtigten fairen Behandlung für Speicher.

Es sollte daher klargestellt werden, dass die Definition der Einbeziehung sämtlicher Entnehmer auf den Netzebenen 1 und 2 nicht für Energiespeicheranlagen gilt, um den Ausbau von Speicher und Systemflexibilität nicht zu beeinträchtigen.

§ 9 Netznutzungsentgelt bei gemeinsamer Energienutzung im Nahebereich

Die in § 9 vorgesehenen Begünstigungen für die gemeinsame Energienutzung werden von mehreren Mitgliedsunternehmen kritisch gesehen. Es wird argumentiert, dass Teilnehmer gemeinsamer Energienutzung weiterhin Netzkapazitäten in Anspruch nehmen und daher keine sachliche Grundlage für Abschläge beim Leistungspreis besteht.

Zu § 9 Abs. 2 wird gefordert, die vorgesehene Bevorzugung bei der Leistungstarifizierung zu streichen, da sie weder aus dem Verursacherprinzip noch aus § 128 Abs. 5 ELWG ableitbar sei.

Zu § 9 Abs. 3 wird angemerkt, dass die Verordnung keine ausreichenden Kriterien für die Bemessung der vorgesehenen Abschläge enthält. Die Regulierungsbehörde sollte die maßgeblichen Parameter und deren Auswirkungen näher festlegen.

Zudem wird um Klarstellung ersucht, ob die Bestimmung auch bestehende Modelle gemeinschaftlicher Erzeugungsanlagen („GEA-alt“) umfasst.

§ 10 Netznutzungsentgelt für flexible Entnahme

Positiv ist, dass die flexible Netznutzung gegenüber den Marktkonsultationen auf sämtliche Netzebenen ausgeweitet wurde. Damit werden zusätzliche Möglichkeiten geschaffen, Netzentgelte durch die Bereitstellung von Flexibilität zu reduzieren.

Für Speicheranlagen würde dieses Modell zwar grundsätzlich einen geeigneten Ansatz bieten, um netzdienliches Verhalten zu honorieren. Allerdings sind mit der Inanspruchnahme des Tarifmodells erhebliche Einschränkungen verbunden.

Der Netzbetreiber kann den als flexibel vereinbarten Leistungsanteil für definierte Zeiträume um bis zu 100 % reduzieren. Für Speicherbetreiber entstehen dadurch Unsicherheiten hinsichtlich der Betriebsführung, der Vermarktung von Flexibilitäten sowie der Refinanzierung von Investitionen.

Kritisch wird auch gesehen, dass eine statische Einschränkung der Bezugsleistung das systemdienliche Laden von Batteriespeichern bzw. Pumpen von Pumpspeicherkraftwerken beeinträchtigen bzw. verhindern könnte. Dadurch würde insbesondere die Erbringung von Flexibilitätsleistungen eingeschränkt, obwohl diese

Leistungen einen wesentlichen Beitrag zur Systemstabilität und der Versorgungssicherheit leisten.

Die Unterschiede der Eingriffsrechte in Bezug auf die flexible Entnahme zwischen den Netzebenen sind zudem kritisch zu hinterfragen.

Daher ergibt sich folgender Anpassungsbedarf:

- eine jährliche Evaluierung der Auswirkungen der flexiblen Netznutzung auf Netzbenutzer und Netzbetreiber sollte vorgesehen werden;
- eine faire und verhältnismäßige Obergrenze für das jährliche Ausmaß der Einschränkungen eingeführt werden, um die betrieblichen Auswirkungen besser abschätzen zu können und die erforderliche Investitionssicherheit zu gewährleisten;
- die Eingriffsrechte durch Netzbetreiber für alle Netzebenen sollten auf das geringstmögliche Ausmaß (d.h. bis zu zwei Zeiträume von jeweils 2 Stunden täglich) vereinheitlicht werden, um zusätzliche Investitionen in flexible Anlagen anzureizen;
- für den operativen Betrieb von Anlagen sollte die Einschränkung der netzwirksamen Leistung in dynamischer Form bis 6:00 Uhr des Vortages vorrangig sein – zugleich sollte eine statische Grundvorgabe als Orientierungsrahmen vorgesehen werden, um für Investitionsentscheidungen ein Mindestmaß an Planungssicherheit zu gewährleisten;
- die Übermittlung der dynamischen Einschränkungen sollte automatisiert, effizient und kostengünstig erfolgen, z. B. über eine entsprechend ausgestaltete „Digitale Kundenschnittstelle“, wobei auch die betroffenen Marktteilnehmer informiert werden sollten;
- es sollte sichergestellt werden, dass die Erbringung von Regelreserve- und Regelenenergieleistungen durch Vereinbarungen über flexible Netznutzung nicht beeinträchtigt wird – insbesondere darf das für die Vermarktung von Regelenenergie notwendige Laden von Batteriespeichern bzw. das Pumpen bei Pumpspeicherkraftwerken nicht durch statische Einschränkungen bis hin zu einer vollständigen Sperre des Bezugs verhindert werden, andernfalls würde der netz- und systemdienliche Einsatz von Speichern erheblich erschwert und der weitere Ausbau von Speicherkapazitäten behindert;
- zudem sollte die Möglichkeit zum Abschluss einer Vereinbarung über flexible Netznutzung auf alle Netzebenen, auch ohne Vorliegen mangelnder Netzkapazitäten, ausgeweitet werden (die derzeitige Beschränkung erscheint sachlich nicht begründet und verhindert, dass zusätzliche Flexibilitätspotenziale erschlossen werden können – eine Öffnung für die Netzebenen 1-3 würde den effizienten Einsatz von Flexibilitäten fördern und den Zielen der Verordnung besser entsprechen);

- darüber hinaus sollte sichergestellt werden, dass sich eine 100%ige Einschränkung nur auf den vereinbarten Anteil der netzwirksamen Leistung bezieht. Es ist zudem klarzustellen, dass der bei Abschluss einer Vereinbarung gemäß § 10 Abs. 4 in der jeweils geltenden Tarifverordnung vorgesehene prozentuale Abschlag auf den Leistungspreis für die gesamte Laufzeit der Vereinbarung festzuschreiben ist und von späteren Änderungen der Tarifverordnung unberührt bleibt.

§ 11 Netznutzungsentgelt für Regelreserve

Zu § 11 wird darauf hingewiesen, dass eine Doppelvermarktung von Flexibilitäten vermieden werden muss. Insbesondere bei gleichzeitiger Teilnahme an gemeinsamer Energienutzung und Regelreservevermarktung seien geeignete Prozesse sicherzustellen.

Zu § 11 Abs. 5 wird gefordert, ein Monitoring-Konzept für die Aufteilung aktivierter Regelleistung auf einzelne Zählpunkte vorzusehen und klare Vorgaben für die Vermeidung einer mehrfachen Verwertung derselben Flexibilität festzulegen.

§ 12 Netzverlustentgelt

Die vorgesehene Vermeidung einer Doppelbelastung von Speichern durch Netzverlustentgelte wird ausdrücklich begrüßt.

Gleichzeitig wird angeregt, die Behandlung von Elektrolyseuren, Elektrofahrzeugen, Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss sowie anderen gemischten Anlagenkonfigurationen näher zu regeln.

§ 14 Allgemeines zum Netzzuschlussentgelt

In § 14 (1) liegt offenbar ein redaktioneller Fehler vor: § 14 Abs. 1 bestimmt, dass das Netzzuschlussentgelt „von Entnehmern und Einspeisern festzulegen“ ist. Richtigerweise sollte es heißen: „... und ist für Entnehmer und Einspeiser festzulegen.“

Zu § 14 Abs 5: Die Kostensätze in Anlage V ELWG stellen für erneuerbare Einspeiser die wirtschaftlich verkraftbaren Kosten dar, ohne den Ausbau eindämmen zu müssen. Dementsprechend wird dafür plädiert, diese Kostengrenzen für Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, wie im ELWG vorgesehen, zu berücksichtigen.

§ 15 Aufwandsorientierten Anteil (AWA)

§ 15 (1) sieht die Verrechnung der angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen, die mit der erstmaligen Herstellung des Anschlusses oder mit der Abänderung eines bestehenden Netzzuschlusses verbunden sind, durch den Verteilnetzbetreiber an den Netzbetreiber vor.

§ 15 (3) benötigt eine Klarstellung zur Abgrenzung des § 15 (1) und der Anwendung des AWA. Gem. § 15 (3) kommt es zu einer Befreiung des AWA im Rahmen eines neuen Netzanschlusses bzw. Netzzuganges, wenn dieser bereits für die gegensätzliche Energieflussrichtung existiert und keine Anpassung der Anschlussanlage stattfindet. Klarstellend muss in der Formulierung des Beisatzes im Hinblick auf die Erhöhung der netzwirksamen Leistung und Befreiung des AWA ergänzt werden, dass dies auch im Zusammenspiel eines notwendigen bestehenden Netzanschlusses in gegensätzlicher Energieflussrichtung vorliegt.

§ 16 Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil

Hier sind für die Netzebenen 4, 6 und 7 pauschale Kostensätze für den aufwandsorientierten Anteil des Netzanschlussentgelts vorgesehen. Mit deren Entrichtung gilt dieser Anteil grundsätzlich als abgegolten. Übersteigen die tatsächlich ermittelten Kosten die festgelegten Kostensätze um mehr als 25 %, sind die darüberhinausgehenden Kosten gesondert zu verrechnen. Bei Änderungen bestehender Netzanschlüsse sind die Kostensätze grundsätzlich nur für die zusätzlich beantragte netzwirksame Leistung anzuwenden.

Die Ausgestaltung des § 16 Abs. 2 begegnet aus rechtlicher und ökonomischer Sicht erheblichen Bedenken. Der aufwandsorientierte Anteil muss sich an den konkreten Ausbauerfordernissen orientieren, was mit einer Vorgabe pauschaler leistungsorientierter Kostensätze in der Tarifverordnung jedoch schwerlich zu erreichen ist. Die gesetzlich geforderte Prüfung der Marktüblichkeit und Angemessenheit der Aufwendungen (vgl. § 130 Abs. 1 ELWG) wird faktisch unterlaufen, da innerhalb der 125 %-Bandbreite weder eine gesonderte Darlegung noch ein Nachweis erforderlich ist. Eine solche pauschale Akzeptanz widerspricht dem intendierten Prüfungsmaßstab und weicht auch von strengeren Nachweislogiken ab. Weiters ist die Sachgerechtigkeit der 25 %-Grenze mangels Transparenz der zugrunde liegenden Kostensätze nicht überprüfbar. Ohne Kenntnis dieser Referenzwerte lässt sich weder die Angemessenheit der Schwelle beurteilen noch deren praktische Auswirkung auf die Kostenbelastung der Netzbenutzer abschätzen. Daher sollte der Regulator analog zur Kostenschätzung im Deutschen NEP Richtwerte für Komponentenpreise veröffentlichen.

Hinsichtlich der Anwendung des aufwandsorientierten Anteils bei der Erweiterung bestehender Netzanschlüsse besteht Klarstellungsbedarf. Während § 15 Abs. 3 vorsieht, dass bei einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung eines bestehenden Netzzugangs kein aufwandsorientierter Anteil anfällt, regelt § 16 Abs. 4 die Verrechnung von Kostensätzen für jene Leistung, die die bisher vereinbarte netzwirksame Leistung übersteigt. Dies kann als widersprüchlich verstanden werden. Es sollte daher klargestellt werden, welche Regelung im Fall der Erweiterung bestehender Netzanschlüsse, beziehungsweise bei einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung, zur Anwendung

kommt und in welchen Fällen eine Zahlungsverpflichtung bzw. Befreiung vom aufwandsorientierten Anteil vorgesehen ist.

§ 18 Pauschaler Anteil (PA)

Hier ist der pauschale Anteil als leistungsbezogener Beitrag für den bereits erfolgten, sowie künftig erforderlichen Netzausbau bei der Herstellung oder Änderung eines Netzanschlusses bzw. Netzzugangs geregelt. Dessen Höhe ist gemäß § 18 Abs. 2 in der Tarifverordnung nach Netzebene und Netzbereich festzulegen. Dabei erscheint es sachgerecht, einen möglichst einheitlichen Tarif je Netzebene vorzusehen. Darüber hinaus besteht Klarstellungsbedarf hinsichtlich der vorgesehenen Tarifestufen, insbesondere nach welchen Kriterien deren Anzahl und Höhe festgelegt werden sollen.

Besonders kritisch ist, dass Energiespeicher bei Herstellung des Netzanschlusses den pauschalen Anteil in beiden Energieflussrichtungen entrichten müssten. Hierdurch entstünde die schon mehrfach kritisierte sachlich nicht gerechtfertigte Doppelbelastung, die der energiewirtschaftlichen Bedeutung und Funktion dieser Anlagen widerspricht, zumal diese in anderen Entgeltkomponenten bereits Berücksichtigung finden. Vor diesem Hintergrund wird angeregt, den pauschalen Anteil bei Speicheranlagen ausschließlich für eine der beiden Energieflussrichtung zuzusetzen.

Zu § 18 Abs. 4 ergibt sich zudem Interpretationsbedarf hinsichtlich der erstmaligen Herstellung eines Netzzugangs in die entgegengesetzte Energieflussrichtung. Insbesondere im Fall von Co-Location-Projekten stellt sich die Frage, ob die vorgesehene Reduktion der Bemessungsgrundlage um 25 % bedeutet, dass trotz unveränderter netzwirksamer Leistung am Netzanschlusspunkt ein pauschaler Anteil zu entrichten ist. Dies steht im Widerspruch zur bisherigen Rechtslage und der dazu ergangenen Rechtsprechung, wonach bei unveränderter netzwirksamer Leistung für einen zusätzlichen Netzzugang keine weiteren Netzzugangskosten anfallen. In diesem Zusammenhang sei auch auf das OGH-Urteil 1 Ob 85/24t vom 25.09.2024 hingewiesen. Dieses legt fest, dass, wenn an einem bestehenden Netzanschluss, der bereits zum Strombezug benutzt wurde, erstmals eine Stromerzeugungsanlage angeschlossen wird, die in der bestehenden Anschlusskapazität Deckung findet, dafür kein Netzzutrittsentgelt anfällt.

Zu § 18 Abs. 6 soll die vorgesehene Begünstigung nicht ausschließlich auf Stromerzeugungsanlagen beschränkt werden und bedarf weiterer Klarstellungen. 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). Energiespeicheranlagen und Hybridanlagen erfüllen ebenfalls netz- und systemdienliche Funktionen und treten regelmäßig als Einspeiser und Verbraucher auf. Die Regelung sollte daher ausdrücklich auch auf Energiespeicheranlagen ausgeweitet werden.

Die Wahlmöglichkeit eines freiwilligen dauerhaft flexiblen Netzzugang mit zumindest dauerhafter Befreiung vom „Netznutzungsentgelt Leistung“ und „Netznutzungsentgelt Arbeit“ (ergänzend zum § 18/6), sollte umfassend behandelt werden und sollten ein zentrales Element der zukünftigen Systemarchitektur sein.

Dauerhaft flexible Netzzugänge verursachen defacto keine zusätzlichen Netzausbaukosten, ermöglichen aber bestehende Netzinfrastruktur sehr schnell und effizienter zu nutzen und zusätzliche Anlagen – insbesondere Energiespeicheranlagen – zu integrieren.

Aufgrund der wesentlich längeren Bewilligungs- und Umsetzungsdauer von Erneuerbarer-Energien-Projekte im Vergleich zu BESS-Projekten wären insbesondere die dauerhaften flexiblen Netzzugänge für BESS, eine Lösung um den „Wettlauf um einen Netzzugang“ zu entspannen.

Entscheidend ist daher, dass flexible Netzkapazitäten auf Basis transparenter Netzanalysen und nachvollziehbarer Kriterien ausgewiesen werden. Projektentwickler und Investoren müssen frühzeitig erkennen können, an welchen Netzanschlusspunkten flexible Kapazitäten verfügbar sind, wie hoch diese Kapazitäten sind und unter welchen Bedingungen sie genutzt werden können. (z.B. jährliche Stunden, zulässige Leistungsbereiche/Hüllkurven, Vorankündigungsfristen)

Darüber hinaus besteht Klärungsbedarf hinsichtlich des Zusammenspiels von § 18 Abs. 6 und den Regelungen zur flexiblen Netznutzung gemäß § 10. Insbesondere muss klargestellt werden, wie ein dauerhaft flexibler Netzzugang in Einspeiserichtung mit den auf zehn Jahre befristeten Vereinbarungen zur flexiblen Netznutzung in Entnahmerichtung zusammenwirkt und wie entsprechende Anschluss- und Netzzugangsverträge auszugestalten sind.

§ 20 Verfall des pauschalen Anteils

§ 20 Abs. 1 SNE-G-V untersagt die Übertragung der Netzzugangsberechtigung auf einen anderen Standort. Gleichzeitig ist die Bestimmung im Abschnitt „Verfall des pauschalen Anteils“ eingeordnet. Dadurch bleibt unklar, ob lediglich die Übertragbarkeit des pauschalen Anschlussentgelts oder auch bestehende Netzzugangsrechte betroffen sind. Besonders problematisch ist, dass der Begriff „Standort“ weder in der Verordnung noch in den Erläuterungen näher definiert wird. So ist für Repowering-Projekte bzw. für Projekte mit Änderungsgenehmigungen (Wind, PV, Speicher) nicht erkennbar, ob Verschiebungen einzelner Anlagen, z.B. innerhalb eines bestehenden Windparks, bereits als neuer Standort gelten.

Folgen für Repowering-Projekte

Eine weite Auslegung könnte dazu führen, dass bei Repowering-Projekten bestehende Netzzugangsrechte und bereits finanzierte Netzanschlusskapazitäten verloren gehen. Zusätzlich besteht das Risiko, dass der bereits entrichtete pauschale Anteil des Netzanschlussentgelts verfällt und für dieselbe Netzinfrastruktur neuerlich entrichtet werden muss. Dies würde die Modernisierung bestehender Anlagen erschweren.

Es sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass Repowering-Maßnahmen innerhalb desselben Projektgebietes oder unter Weiterverwendung wesentlicher Teile der Netzanschlussinfrastruktur bzw. desselben Netzanschlusspunktes nicht als Standortwechsel gelten.

Weder die Netzzugangsberechtigung noch der bereits entrichtete pauschale Anteil des Netzanschlussentgelts sollen in diesen Fällen verloren gehen.

Dadurch wird Rechtssicherheit geschaffen und die effiziente Nutzung bestehender Netzinfrastruktur unterstützt.

Es wird daher vorgeschlagen folgenden Abs. 3 zu ergänzen:

(3) Bei Repowering-Projekten von Stromerzeugungsanlagen gilt die Nutzung derselben Netzanschlussinfrastruktur bzw. desselben Netzanschlusspunktes oder die Errichtung von Anlagen innerhalb desselben Projektgebietes nicht als Übertragung auf einen anderen Standort. Bereits bestehende Netzzugangsberechtigungen sowie entrichtete pauschale Anteile des Netzanschlussentgelts bleiben aufrecht.

§ 23 Systemdienlicher Speicher

§ 23 normiert, dass die Entnahme eines Energiespeicherbetreibers vom Netznutzungsentgelt und vom Netzverlustentgelt befreit ist, sofern die Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher gemäß §§ 24 ff. betrieben wird und ausschließlich der Wiedereinspeisung von Energie dient („Als Wiedereinspeisung gilt die Rückumwandlung und Einspeisung von Energie, die zuvor am selben Netzanschlusspunkt aus dem Netz entnommen wurde“, § 2 Abs 1 Z 13 SNE-G-V).

Die Beschränkung der Definition systemdienlicher Speicher auf Wiedereinspeiser schließt generell Elektrolyseure aus, obwohl diese einen wesentlichen Beitrag zur Energietransformation leisten. Die E-Control nutzt damit nicht die Möglichkeit, den Markthochlauf von (grünem) Wasserstoff als zentralem Energieträger der Energietransformation regulatorisch zu unterstützen. Aus diesen Gründen wird angeregt, den Zusatz „ausschließlich zur Wiedereinspeisung“ ersatzlos zu streichen.

Es sollte weiters ausdrücklich klargestellt werden, dass auch Co-Location-Anlagen (Erzeugungsanlage + Speicher) als systemdienliche Speicher qualifiziert werden können. Die Regelungen zur Wiedereinspeisung sind dahingehend zu überarbeiten, dass technisch sinnvolle Co-Location-Konzepte nicht benachteiligt bzw. ausgeschlossen

werden. Der Ausschluss der Co-located production bildet eine Verschärfung gegenüber der Marktkonsultation zur SNE-G-V Teil 2. Dort war noch vorgesehen, dass Energiespeicher auch dann als systemdienlich eingestuft werden können, wenn sie gemeinsam mit Stromerzeugungsanlagen Teil derselben Kundenanlage sind, sofern der Netzbezug des Speichers messtechnisch erfasst und vom Eigenbedarf der Stromerzeugungsanlagen abgrenzbar ist. Der Umstand, dass ein Speicher in einer integrierten Kundenanlage preisliche Vorteile aus der zeitlichen Verlagerung ziehen kann, ändert nichts an seiner systemdienlichen Wirkung. Eine Kostenreduktion oder Kostenvermeidung iSd § 6 Abs 1 Z 148 ELWG tritt unabhängig davon ein, ob der Speicher als Stand-alone-Anlage oder als Teil einer integrierten Kundenanlage betrieben wird. Zudem lässt sich der Speicherbezug durch einen eigenen Abrechnungspunkt (§ 111 ELWG) messtechnisch getrennt von anderen Betriebsmitteln innerhalb einer Kundenanlage erfassen, sodass eine physikalisch realistische Abrechnungsbasis gewährleistet ist und eine Doppelbegünstigung ausgeschlossen werden kann.

§ 24 Systemdienlicher Speicher im Verteilernetz

§ 24 definiert die Voraussetzungen, unter denen eine Energiespeicheranlage als systemdienlicher Speicher im Verteilernetz gilt und damit von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten profitieren kann. Dazu zählen insbesondere die Nutzung systemdienlicher Anschlusskapazitäten, ein Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen sowie die Möglichkeit des Netzbetreibers, den Betriebsbereich des Speichers innerhalb definierter Grenzen einzuschränken.

Die Einführung systemdienlicher Speicher und die damit verbundenen Vermeidung der Doppelbelastung mit Netzentgelten sind grundsätzlich zu begrüßen, da sie gezielt Anreize für netz- und systemdienliche Speicherinvestitionen schaffen. Zudem ist der Anwendungsbereich des § 24 auch auf die Netzebene 3 auszuweiten, da diese auch Verteilnetze umfasst. Klarstellungsbedarf besteht auch hinsichtlich § 24 Abs. 1 Z 5. Die Voraussetzung eines Vertragsabschlusses mit dem Regelzonenführer sollte nicht nur auf den Anlagenbetreiber beschränkt werden. In der Praxis werden Flexibilitätsleistungen häufig durch Regelreserveanbieter oder Aggregatoren gebündelt und vermarktet. Daher sollte ausdrücklich vorgesehen werden, dass auch ein vom Betreiber beauftragter Regelreserveanbieter oder Aggregator diese Voraussetzung erfüllen kann.

Zu § 24 Abs. 1 Z 2 ist festzuhalten, dass es einer transparenten und nachvollziehbaren Darstellung der betroffenen Netzknoten bedarf. Für Marktteilnehmer muss nachvollziehbar sein, auf welcher Grundlage ein Netzknoten als relevant eingestuft wird und welche tatsächlichen netztechnischen Voraussetzungen dieser Einordnung zugrunde liegen. Da nur Netzknoten auf Netzebene 4 angesprochen werden, fehlen Regelungen für die Netzebenen 3, 5, 6 und 7, die dringend erforderlich sind. Hinsichtlich der kumulativen Kriterien wird insbesondere Abs. 1 Ziff. 2 besonders kritisch betrachtet: Die in Z 2

vorgesehene Schwelle erscheint weder sachgerecht noch ausreichend transparent. 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. Insgesamt ist es als systemdienlich zu erachten, wenn Maßnahmen auch in Netzen, die noch nicht überlastet sind, gesetzt werden und aus diesem Grund ist Z 2 generell zu streichen.

Bliebe ein auf Auslastungen bezogenes Kriterium bestehen, müsste geregelt werden, welche Auswirkungen ein Netzausbau, insbesondere der Ausbau des betroffenen Umspannwerks, auf die Einordnung der Systemdienlichkeit hat. Falls infolge eines Ausbaus die zugrunde gelegte Netzengpass- oder Überschreitungssituation nicht mehr besteht, stellt sich die Frage, ob und ab welchem Zeitpunkt die Systemdienlichkeit des betreffenden Speichers entfällt. Vor diesem Hintergrund erscheint es erforderlich, auch die Intervalle der Evaluierung klar festzulegen. Hinfällig wird dies, wenn im vereinbarten Vertrag mit dem Netzbetreiber das Systemdienlichkeits-Kriterium im Zeitraum der gesamten Vertragsdauer nicht entfallen kann.

Bei der Bündelung von Energiespeicheranlagen kann der Fall auftreten, dass bei erforderlicher Einschränkung die Erfüllung als „Gesamtheit“ nicht ausreicht, da der Engpass lokal bei einer Teilanlage liegt. Es ist sicherzustellen, dass auch bestimmte beteiligte Speicheranlagen eingeschränkt werden können. Zudem ist die in Abs. 3 vorgesehene Mindestschwelle von 50 kW je Einzelspeicher für die Aggregation aus systemischer Sicht kritisch zu bewerten. Sie stellt insbesondere für die Bündelung von Elektrofahrzeugen zu Schwarmspeichern eine erhebliche Eintrittshürde dar und behindert damit die Nutzung dezentraler Flexibilitätspotenziale. Zur Vermeidung von Markteintrittsbarrieren und zur Hebung systemdienlicher Potenziale sollte die Mindestleistung daher deutlich abgesenkt (z.B. auf etwa 10 kW) werden.

§ 25 Systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz

§ 25 legt die Voraussetzungen für systemdienliche Speicher im Übertragungsnetz fest. Voraussetzung sind insbesondere ein geeigneter Netzanschlusspunkt gemäß Netzentwicklungsplan, ein Vertrag über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen mit dem Regelzonenführer sowie die Möglichkeit des Netzbetreibers, den Betriebsbereich des Speichers innerhalb definierter Grenzen einzuschränken.

Die gegenüber den bisherigen Marktkonsultationen vorgenommenen Änderungen, wie etwa der Verzicht auf Ausschreibungen, gehen in die richtige Richtung. Dennoch müssen weiterhin bestehende erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der praktischen Umsetzbarkeit der Regelung beseitigt werden.

Eine wesentliche Hürde liegt etwa in der Voraussetzung, dass der jeweilige Standort im Netzentwicklungsplan des Übertragungsnetzbetreibers als systemdienlich ausgewiesen sein muss und dass eine solche Ausweisung nur an einem bereits verfügbaren Netzanschlusspunkt erfolgen kann. Da für neue wichtige großtechnische Speicheranlagen auf der Übertragungsnetzebene jedoch in der Regel ein neuer Netzanschlusspunkt erforderlich ist, geht dieses Kriterium ins Leere. Daher wird gefordert, die Voraussetzung eines bereits verfügbaren Netzanschlusspunkts jedenfalls zu streichen.

Weiters sollte der Anwendungsbereich des § 25 auf das Hoch- und Höchstspannungsnetz von Verteilernetzbetreibern ausgeweitet werden. Dementsprechend könnte der § wie folgt angepasst werden:

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

1. welche unmittelbar an das Übertragungsnetz oder an das *Hoch- oder Höchstspannungsnetz eines Verteilernetzbetreibers* angeschlossen ist;
2. ..., welcher vom Übertragungsnetzbetreiber oder *Verteilernetzbetreiber* im Netzentwicklungsplan als für den systemdienlichen Betrieb geeignet ausgewiesen wird.“

Schließlich machen wir auf die unpräzise Bestimmung des § 25 Z 5 aufmerksam, wonach Betreiber systemdienlicher Speicher dem Übertragungsnetzbetreiber unentgeltlich Blindleistung im angeforderten Umfang entsprechend den Vorgaben der allgemeinen technischen Anforderungen zur Verfügung zu stellen haben. Die Formulierung „allgemeine technische Anforderungen“ lässt zu viel Spielraum. Die Anlagen müssen grundsätzlich den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) entsprechen.

§ 26 Gemeinsame Bestimmungen für systemdienliche Speicher im Verteiler- und Übertragungsnetz

Dass laut § 26 Abs. 3 die Befreiung für ein Gesamtvolumen von 5 GW vorgesehen ist und die maßgeblichen Bestimmungen (§§ 23 bis 26) laut § 33. mit 31. Dezember 2030 außer Kraft treten, wird bei Speicherprojekten mit langen Planungs- und Genehmigungszeiträumen dazu führen, dass eine Investitionsentscheidung mangels ausreichender Planungssicherheit nicht getroffen werden kann. Die zeitliche Befristung ist im ELWG nicht vorgesehen und sollte daher gestrichen werden.

Hinsichtlich der Einschränkung auf 5 GW an Speichern für die Systemdienlichkeit ist unklar, woher dieser Schwellenwert abgeleitet wurde und welche Anlagen davon umfasst sind (Bestandsanlagen vs. Neuanlagen; alle Speicher oder ausschließlich Speicher, die sämtliche Systemdienlichkeitskriterien der §§ 24 oder 25 SNE-G V erfüllen). Außerdem

steht die Ausgestaltung der 5-GW-Grenze als Obergrenze im Widerspruch zu § 53 Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz ("EABG"), auf den die Erläuterungen verweisen. § 53 EABG verpflichtet die Länder, bundesländerübergreifend bis zum Jahr 2030 5 GW kumulierte Batteriekapazität zu erreichen. Diese Bestimmung ist als Mindestziel formuliert; die SNE-G-V legt die 5 GW hingegen als Cap fest. Weiters sieht § 26 Abs. 5 SNE-G V vor, dass Netzanschlussverträge für systemdienliche Speicher aufschiebend bedingt sind: Wird die 5-GW-Grenze binnen 30 Tagen nach Vertragsabschluss erreicht oder überschritten, greift ein Auswahlverfahren (Abs. 6), bei dem Speicher nach dem Überlastkriterium des § 24 Abs. 1 Z 2 gereiht werden und nicht bestgereimte Verträge als unwirksam aufzulösen sind. Diese Konstruktion erhöht das Projekt- und Investitionsrisiko erheblich und gefährdet die Bankability von Speicherprojekten, insbesondere bei Annäherung an die 5-GW-Grenze.

Eine Möglichkeit wäre, die 5-GW-Grenze als dynamisches Mindestziel auszugestalten, das bei Erreichung angehoben wird und die aufschiebende Bedingung ersatzlos zu streichen. Alternativ sollte die Bestimmung des § 26 Abs. 3 vollständig gestrichen werden.

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 (3) ELWG läuft die Befreiung für 20 Jahre. Dieser Vorgabe sollte auch in der Grundsatzverordnung nachgegangen werden.

Aus Sicht der Batteriespeicher ist weiters wichtig, dass in § 25 ausdrücklich auf § 26 Abs. 1 verwiesen wird. Dadurch werden die zulässigen Einschränkungen des Betriebsbereichs im Übertragungsnetz denselben Vorgaben unterliegen wie im Verteilernetz. Dies erhöht die Transparenz und bietet den Anlagenbetreibern bereits bei Abschluss des Netzanschlussvertrags eine verlässliche Grundlage über Umfang und Häufigkeit möglicher Einschränkungen. Zudem sollte – analog zu § 24 – klargestellt werden, dass die erforderlichen Verträge mit dem Regelzonenführer auch durch Regelreserveanbieter oder Aggregatoren abgeschlossen werden können.

§ 28 Verrechnungsmodalitäten

Zu § 28 wird vorgeschlagen, die bisherige Praxis der Verrechnung auf ganze Kilowatt beizubehalten.

Darüber hinaus wird angeregt, bei Standorten mit mehreren Netzbenutzern die Möglichkeit vorzusehen, dass ein Netzbenutzer die Netzentgelte für alle Beteiligten gesammelt abrechnet.

§ 33 Außerkrafttreten

In dem vorliegenden Entwurf wurde die Systemdienlichkeit bis auf das Jahr 2030 beschränkt. Speicher- und Elektrolyseprojekte haben jedoch Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten von mehreren Jahren und Amortisationszeiten von 10–20 Jahren. § 33 Abs. 1 lässt §§ 23–26 mit Ablauf 2030 außer Kraft treten und legt einen Bestandsschutz nur für bereits in Betrieb genommene Anlagen fest. Für alle Projekte in Planung, die aber nicht rechtzeitig vor 2030 ans Netz gehen, entsteht – wie bereits zuvor erwähnt – erhebliche Rechtsunsicherheit.

Dementsprechend kann eine Re-Evaluierung der Kriterien aufgenommen werden, jedoch kein gänztliches Außerkrafttreten der Systemdienlichkeit 2030.

§ 34 Übergangsbestimmungen

Zu klären ist, ob bereits bestehende Anlagen bzw. bereits zugesicherte Netzanschlusskapazitäten als systemdienlich eingestuft werden können. Dies wäre bei den Übergangsbestimmungen zu ergänzen.

Wir bitten um Berücksichtigung der angeführten Punkte und stehen bei Fragen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



MMag. Michael Baminger, M.B.L.-HSG
Präsident



Dr. Barbara Schmidt
Generalsekretärin