

Bundesministerium
Wirtschaft, Energie und Tourismus
V/3 Rechtskoordination und Energie Rechtsangelegenheiten
Stubenring 1
1010 Wien

Per E-Mail: post.v3-25@bmwet.gv.at

Stellungnahme zum
Elektrizitätswirtschaftsgesetz

Wien, 14. August 2025

Über den Verband kommunaler Unternehmen Österreichs

Der Verband kommunaler Unternehmen Österreichs – VKÖ – versteht sich als Vermittler zwischen Expert:innen aus der öffentlichen Wirtschaft und politischen Entscheidungsträger:innen und Institutionen aus Politik und Wirtschaft. Der VKÖ vertritt die Interessen der Kommunalwirtschaft, insbesondere im Spannungsfeld der Daseinsvorsorge. Die Mitglieder des VKÖ erfüllen wichtige Infrastrukturaufgaben für Städte und Gemeinden. Sie garantieren auf sichere, kostengünstige und umweltverträgliche Weise für mehr als drei Millionen Menschen die Versorgung mit Strom, Gas, Wärme, Verkehrsdienstleistungen und Wasser sowie die Entsorgung von Abwasser.

Rechtsform: Verein

Sitz: Stadiongasse 6-8, A-1010 Wien

ZVR-Zahl (AT): 358163335

Zuständigkeit: LPD Wien, Abteilung für Vereins- Versammlungs- und Medienrechtsangelegenheiten

14.08.2025

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir danken für die Möglichkeit, zu den im Begutachtungsverfahren vorliegenden und im Betreff angeführten Gesetzen im Namen des Verbands kommunaler Unternehmen Österreichs (im folgenden VKÖ) auszuführen. Der vorliegende Gesetzesentwurf schafft zentrale Grundlagen für die Neuausrichtung der Elektrizitätswirtschaft, die Integration erneuerbarer Energien und die Umsetzung der Energiewende im Einklang mit Strombinnenmarkt-Richtlinie und Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz. VKÖ begrüßt insbesondere Maßnahmen zur Einführung virtueller Zählpunkte, zur Vereinfachung des Netzanschlusses sowie zur flexibleren Gestaltung des Netzzugangs. An einigen Stellen bedarf es jedoch noch **Klarstellungen**, um die praktische Umsetzung im Sinne des Gesetzgebers sicherzustellen. Diese Schritte sind entscheidend, um den Ausbau erneuerbarer Energien zu beschleunigen und die energiepolitischen Ziele zu erreichen.

Im Konkreten möchten wir zum Entwurf folgendermaßen Stellung nehmen:

Artikel 1

Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft

§ 7 Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen

Die neu eingeführte Verpflichtung des §7 Abs. 2 Z 3 ElWG eine „wirtschaftliche, sichere, leistbare und ökologisch nachhaltige Energieversorgung“ zu gewährleisten, ist insbesondere im Zusammenspiel mit der neuen Verpflichtung des §7 Abs. 4 für Elektrizitätsunternehmen in Gebietskörperschaftseigentum kritisch zu sehen. Es werden hier sachlich nicht gerechtfertigte Unterschiede zu privatwirtschaftlichen, insbesondere börsennotierten, Elektrizitätsunternehmen geschaffen. Daraus können nicht gerechtfertigte Verzerrungen entstehen, daher sind §7 Abs. 4 zu streichen.

§ 19 Recht auf freie Lieferantenwahl

Die Information über den Abschluss zusätzlicher Verträge gemäß § 19 Abs. 4 sollte – in Anlehnung an die derzeit gültigen Marktprozesse – nicht durch den jeweiligen Vertragspartner, sondern durch den Verteilernetzbetreiber erfolgen. Netzbetreiber verfügen bereits über etablierte, standardisierte Marktkommunikationsprozesse und IT-Systeme für Vertrags- und Zählpunktmeldungen, sodass die Übermittlung automatisiert, fehlerfrei und sicher erfolgen kann. Gleichzeitig wird durch diese Lösung an bestehende Marktprozesse wie den Lieferantenwechsel angeknüpft, was Aufwand und Komplexität für alle Beteiligten reduziert.

Derzeit ist unklar, ob künftig spezielle Vorgaben oder Verbote für die gemeinsame Bewerbung von Tarif- und Einspeiseangeboten vorgesehen sind – insbesondere im Hinblick auf Cross-Selling und Up-Selling. Solche Einschränkungen wären abzulehnen.

EIWG	VKÖ
(4) Endkundinnen und Endkunden sind berechtigt, unabhängig von ihrem bestehenden Stromliefervertrag und ohne Zustimmung ihres Lieferanten, Verträge über Stromdienstleistungen zu schließen und an Flexibilitäts- und Energieeffizienzprogrammen teilzunehmen. Der jeweilige Vertragspartner der Endkundin bzw. des Endkunden hat den Lieferanten über den Abschluss solcher Verträge zu informieren.	(4) Endkundinnen und Endkunden sind berechtigt, unabhängig von ihrem bestehenden Stromliefervertrag und ohne Zustimmung ihres Lieferanten, Verträge über Stromdienstleistungen zu schließen und an Flexibilitäts- und Energieeffizienzprogrammen teilzunehmen. Der jeweilige Verteilernetzbetreiber der Endkundin bzw. des Endkunden hat den Lieferanten über den Abschluss solcher Verträge zu informieren.

§ 21 Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen (Preisanpassungsrecht)

Die Regelung gibt Lieferanten das Recht die Lieferbedingungen und Entgelte zu ändern. Geregelt werden Informationspflichten und besondere Anforderungen bei Haushaltskund:innen, sowie die Auflösung des Vertrages im Fall eines Widerspruchs zu den Änderungen. Entgeltänderungen bei dem Tarif mit der größten Kund:innengruppe sind an die Regulierungsbehörde zu melden.

Grundsätzlich stellt § 21 eine deutliche Verbesserung der rechtlichen Situation dar (auch gegenüber dem Begutachtungsentwurf von Jänner 2024). Die Pflicht zur Kostensenkung bei Haushaltskund:innen in §21 Abs. 3 ist allerdings sehr ungenau ausgestaltet und bedarf weiterer Klärung, um Rechtssicherheit für EVUs und Kund:innen zu gewährleisten. In seiner aktuellen Form ist § 21 Abs. 3 juristisch problematisch und praktisch kaum umsetzbar. Es fehlt eine klare Regelung, dass die Bestimmung nur greift, wenn kein vertraglich vereinbarter Entgeltmechanismus existiert oder dieser nicht greift. Der zentrale Begriff „Anlass“ bleibt undefiniert, was die Prüfung der Angemessenheit erschwert. Besonders problematisch ist die Möglichkeit, dass der ursprünglich vereinbarte Preis durch einseitige Entgeltsenkung des Lieferanten nachträglich verändert werden kann – ohne vertragliche Preisgleitklausel. Dies stellt einen tiefen Eingriff in die Privatautonomie dar und untergräbt die Vertragsäquivalenz.

In den Erläuterungen wird der Großhandelspreis als maßgeblicher Faktor zur Preisänderung genannt, im Gesetzestext selbst fehlt jedoch eine explizite Nennung. Eine gesetzliche Klarstellung, dass ausschließlich der Großhandelspreis als Berechnungsgrundlage heranzuziehen ist, würde die Rechtssicherheit erhöhen und gerichtliche Auslegungstreitigkeiten vermeiden.

Der zweite Satz des Abs.3 („Entgeltsenkungen haben spätestens sechs Monate nach der vorhergehenden Entgeltänderung zu erfolgen.“) ist auslegungsbedürftig: Eine systematische Auslegung spricht für eine Senkungspflicht nur im Anschluss an eine Erhöhung – der Gesetzeswortlaut lässt jedoch auch eine allgemeine Senkungspflicht zu, was systematisch widersprüchlich wäre.

Zudem widerspricht die Senkungsverpflichtung § 6 Abs. 1 Z. 97 iVm 22 Abs. 5 EIWG und den diesbezüglichen EU-rechtlichen Vorgaben in Artikel 2 Nummer 15a iVm Artikel 11 Abs 1 der

überarbeiteten Strombinnenmarkt-RL (EU) 2024/1711, wonach Lieferverträge mit fester Laufzeit und Festpreis (Preisgarantie) frühestens nach einem Jahr einseitig geändert oder gekündigt werden dürfen.

Außerdem geht die vorgesehene Preissenkungsverpflichtung erheblich über das Symmetriegebot hinaus und es mangelt an einer Bezugsgröße. Die Senkungsverpflichtung in Absatz 3 lässt völlig offen, nach welchem Anlass eine Entgeltänderung überhaupt möglich ist. Folgt man streng dem Wortlaut könnte dies bedeuten, dass (spätestens) nach sechs Monaten die Preise definitiv (unter den Ausgangspreis!) zu sinken haben, auch wenn sich aus dem „Anlass“ etwas anderes ergibt (z.B. bei steigenden Großhandelspreisen, Beschaffungskosten, etc.).

Dies würde eine versteckte Preisregulierung und einen massiven Eingriff in die Erwerbsfreiheit der Lieferanten bedeuten. Im Endeffekt wird durch die 6-monatige Senkungsverpflichtung jeder Vertrag zum „Floater“ umgewandelt, die Volatilität 1:1 weitergegeben und der Wettbewerbsmarkt vollends zum Erliegen gebracht, da es sehr fraglich wird, wo der Anreiz für ein Kunden besteht, seinen Lieferanten zu wechseln.

Für die direkte Weitergabe von Großhandelspreisen an die Kunden wurden auf EU-Ebene ausdrücklich Lieferverträge mit dynamischen Energiepreisen gemäß § 22 normiert.

Der §21 Abs. 3 sollte daher wie folgt angepasst werden:

EIWG	VKÖ
(3) Eine Entgeltänderung nach Abs. 1 erster Satz ist bei Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen nur bei unbefristeten Verträgen zulässig. Entgeltänderungen bei Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen gemäß Abs. 1 erster Satz müssen in einem angemessenen Verhältnis zu dem für die Änderung maßgebenden Anlass stehen. Das Verhältnis ist jedenfalls angemessen, wenn es im Zeitpunkt der Änderung in Ansehung des Anlasses nicht offenbar unbillig ist. Bei Veränderung oder Wegfall des Anlasses für den ursprünglich vereinbarten Preis oder für eine Entgelterhöhung hat eine entsprechende Entgeltsenkung zu erfolgen. Nach Abschluss des Vertrags ist eine Entgeltsenkung spätestens nach sechs Monaten vorzunehmen. Nach einer Entgeltänderung nach diesem Absatz ist eine Entgeltsenkung gemäß dieser Bestimmung spätestens sechs Monate nach Wirksamkeit der vorangegangenen Entgeltänderung vorzunehmen; eine Entgelterhöhung kann frühestens sechs Monate nach Wirksamkeit der vorangegangenen Entgeltänderung wirksam werden.	(3) Eine Entgeltänderung nach Abs. 1 ist bei Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen nur bei unbefristeten Verträgen zulässig. Entgeltänderungen bei Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen gemäß Abs. 1 müssen in einem angemessenen Verhältnis zu dem für die Änderung maßgebenden Anlass stehen. Das Verhältnis ist jedenfalls angemessen, wenn es im Zeitpunkt der Änderung in Ansehung des Anlasses nicht offenbar unbillig ist. Bei Veränderung oder Wegfall des Anlasses für den ursprünglich vereinbarten Preis oder für eine Entgelterhöhung hat eine entsprechende Entgeltsenkung zu erfolgen. Nach Abschluss des Vertrags ist eine Entgeltsenkung frühestens nach sechs Monaten vorzunehmen. Nach einer Entgeltänderung nach diesem Absatz eine Entgeltsenkung gemäß dieser Bestimmung frühestens sechs Monate nach Wirksamkeit der vorangegangenen Entgeltänderung vorzunehmen; eine Entgelterhöhung kann frühestens sechs Monate nach Wirksamkeit der vorangegangenen Entgeltänderung wirksam werden.

Der § 21 Abs. 5 sieht außerdem vor, dass die Unangemessenheit einer Entgeltänderung bis zu fünf Jahre nach dem angekündigten Datum geltend gemacht werden kann. Diese Frist liegt deutlich über der im § 1486 Z 1 ABGB vorgesehenen Regelfrist von drei Jahren für Leistungen in einem gewerblichen Betrieb und erschwert die Planbarkeit für Energieunternehmen. Für Verbraucher bietet eine derart lange Frist keinen wesentlichen Zusatznutzen, da mögliche Unangemessenheiten in der Regel zeitnah nach Wirksamwerden der Preisänderung erkennbar sind. Eine Anpassung auf drei Jahre würde den zivilrechtlichen Vorgaben entsprechen, die Beweissicherheit erhöhen und für beide Seiten mehr Rechtssicherheit schaffen.

EIWG	VKÖ
Enthält die Mitteilung über die Änderung der vertraglich vereinbarten Entgelte gemäß Abs. 2 keine Information über Anlass, Voraussetzungen, Umfang oder erstmalige Wirksamkeit ist die Entgeltänderung unwirksam. Sollte eine Entgeltänderung im Verhältnis zum genannten Anlass im Sinne des Abs. 3 unangemessen sein, tritt an deren Stelle eine angemessene Entgeltänderung. Die Unangemessenheit von Entgeltänderungen kann nur innerhalb eines Zeitraums von fünf Jahren nach dem angekündigten Datum der Entgeltänderung geltend gemacht werden.	Enthält die Mitteilung über die Änderung der vertraglich vereinbarten Entgelte gemäß Abs. 2 keine Information über Anlass, Voraussetzungen, Umfang oder erstmalige Wirksamkeit ist die Entgeltänderung unwirksam. Sollte eine Entgeltänderung im Verhältnis zum genannten Anlass im Sinne des Abs. 3 unangemessen sein, tritt an deren Stelle eine angemessene Entgeltänderung. Die Unangemessenheit von Entgeltänderungen kann nur innerhalb eines Zeitraums von drei Jahren nach dem angekündigten Datum der Entgeltänderung geltend gemacht werden.

§ 21 Änderung der allgemeinen Lieferbedingungen in Bezug auf §180/181

Positiv hervorzuheben ist die in Verbindung mit § 21 erfolgte Klarstellung, dass Neuverträge wahlweise auf das gesetzliche oder ein vertraglich vereinbartes Preisänderungsrecht gestützt werden können – jeweils unter Anwendung des gleichen Mitteilungsverfahrens für Preisänderungen.

Der aktuelle Entwurf sieht jedoch vor, dass bestehende Verträge nur innerhalb eines vierwöchigen Zeitfensters nach Inkrafttreten des § 21 EIWG in das gesetzliche Preisänderungsrecht überführt werden können. Diese Frist ist weder sachgerecht noch praxistauglich und lässt sich in der Realität kaum umsetzen. Insbesondere Kundengruppen, deren Preisgarantien oder Rabatte bereits ausgelaufen sind und die bislang kein neues Angebot abgeschlossen haben, sowie sogenannte „Tarif-Schläfer“, die auf Kontaktversuche nicht reagieren, können in diesem engen Zeitraum nicht verlässlich erreicht werden. Eine Verlängerung auf mindestens zwölf Monate ist daher dringend erforderlich, um eine praxisgerechte und vollständige Umsetzung zu gewährleisten.

§ 22 Recht auf Lieferverträge mit dynamischen und festen Energiepreisen

Die im § 22 vorgesehene Verpflichtung für Lieferanten mit mehr als 25.000 Zählpunkten, dynamische Energiepreisverträge anzubieten, ist deutlich zu niedrig angesetzt und in der Praxis problematisch. Viele kleinere Anbieter, die betroffen wären, beschaffen ihre Energie nicht selbst, sondern über

Vorlieferanten oder standardisierte Handelsprodukte, und verfügen weder über direkten Zugang zu den Spotmärkten noch über die Strukturen, um kurzfristige Preissignale wirtschaftlich sinnvoll an Endkunden weiterzugeben. Dynamische Tarife erfordern komplexe Prognose-, Beschaffungs- und Risikomanagementprozesse, die insbesondere kleinere und mittlere Anbieter ohne eigene Handelsabteilung nicht ohne erheblichen organisatorischen und finanziellen Aufwand abbilden können. Die Folge wären überhöhte Risikoaufschläge oder formal angebotene, aber für Kunden unattraktive Produkte. Damit wird kein echter Mehrwert geschaffen und kleinere Marktteilnehmer überproportional belastet werden. Hinzu kommt, dass gerade im Haushalts- und Kleingewerbesegment die Nachfrage nach volatilen Preismodellen bislang sehr gering ist, sodass Anbieter gezwungen würden, Ressourcen in die Entwicklung und Vermarktung von Produkten zu investieren, die nur von einem Bruchteil der Zielgruppe genutzt werden.

Es ist zu allerdings grundsätzlich zu begrüßen, dass Kund:innen die Wahl haben, ob sie einen Tarif mit dynamischen oder mit festen Energiepreisen abschließen. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Anhebung der Schwelle auf 100.000 Zählpunkte sinnvoll. So würde die Verpflichtung ausschließlich jene Unternehmen treffen, die über die erforderliche Marktanbindung, Infrastruktur und Kundenbasis verfügen, um dynamische Energiepreisverträge wirtschaftlich tragfähig und im Interesse der Verbraucher anzubieten. Ergänzend sollten unklare Begriffe wie „rechtzeitig“ und „verständlich“ präzise definiert werden, um eine einheitliche und rechtssichere Umsetzung sicherzustellen.

Die jedenfalls anzupassenden Absätze sind wie folgt:

EIWG	VKÖ
(1) Endkundinnen und Endkunden, deren Verbrauch mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen wird, haben nach Maßgabe dieser Bestimmung ein Recht auf einen Liefervertrag mit dynamischen Energiepreisen. Lieferanten, die mehr als 25 000 Zählpunkte beliefern, haben Lieferverträge mit dynamischen Energiepreisen anzubieten.	(1) Endkundinnen und Endkunden, deren Verbrauch mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen wird, haben nach Maßgabe dieser Bestimmung ein Recht auf einen Liefervertrag mit dynamischen Energiepreisen. Lieferanten, die mehr als 100 000 Zählpunkte beliefern, haben Lieferverträge mit dynamischen Energiepreisen anzubieten.
(5) Lieferanten, die mehr als 25 000 Zählpunkte beliefern, müssen jedenfalls auch Lieferverträge mit festen Energiepreisen anbieten. Verträge mit festen Energiepreisen dürfen von den Lieferanten frühestens ein Jahr nach Abschluss des Vertrags einseitig geändert oder gekündigt werden. Lieferanten haben Endkundinnen und Endkunden vollständig über die Chancen, Kosten und Risiken eines Vertrages mit festen Energiepreisen zu informieren.	(5) Lieferanten, die mehr als 100 000 Zählpunkte beliefern, müssen jedenfalls auch Lieferverträge mit festen Energiepreisen anbieten. Verträge mit festen Energiepreisen dürfen von den Lieferanten frühestens ein Jahr nach Abschluss des Vertrags einseitig geändert oder gekündigt werden. Lieferanten haben Endkundinnen und Endkunden vollständig über die Chancen, Kosten und Risiken eines Vertrages mit festen Energiepreisen zu informieren.

§ 23 Aggregierungsverträge

Kund:innen, die ins Netz einspeisen, haben das Recht, zusätzlich zum Liefervertrag auch ohne Zustimmung des Lieferanten Verträge mit Aggregatoren abzuschließen, um Lasten und Erzeugungen zu bündeln.

Die Regelung birgt Zuständigkeitskonflikte im Falle doppelter Vertragskonstruktionen. Wenn Kund:innen gleichzeitig einen Liefervertrag und einen Aggregierungsvertrag abschließen, kann es zu Überschneidungen und Unklarheiten kommen – etwa bei Abrechnung, Bilanzabweichungen oder Netzproblemen. Es fehlt eine eindeutige gesetzliche Regelung, wer in solchen Fällen haftet und welche Partei vorrangig zuständig ist. Ebenso braucht es eine Anpassung der Zuständigkeitsverteilung der Rechte und Pflichten von Aggregatoren und die Festlegung, welche Partei vorrangig für welche Prozesse und Schritte zuständig ist.

§ 24 Kündigungsfristen bei Liefer- Abnahme- und Aggregierungsverträgen

Die Regelung führt zu einer erheblichen Asymmetrie zwischen Kund:innen und Energieversorgern. Während Verbraucher:innen ihren Anbieter nahezu jederzeit kurzfristig wechseln können, sind Lieferanten selbst nach einer Kündigung verpflichtet, bis zu acht Wochen weiter zu liefern. Eine praxisgerechte Lösung sollte daher eine beidseitige Frist von mindestens sechs Wochen vorsehen.

Diese Ungleichgewichtung verstärkt sich insbesondere bei Preisanpassungen nach § 21 EIWG, da Kund:innen sehr schnell reagieren und Anbieter wechseln können. Dadurch verlieren vertragliche Bindungen – selbst langfristige – an wirtschaftlichem Wert, was die Planungssicherheit der Versorger massiv beeinträchtigt.

Die Kalkulation langfristiger Produkte wird erheblich erschwert, da Beschaffung und Hedging oft längere Vorlaufzeiten benötigen und ihnen die Vertrauensgrundlage entzogen wird. In Kombination mit dem Widerspruchsrecht (§ 21), dem Vergleichsinstrument (§ 27) und der 24-Stunden-Wechselmöglichkeit (§ 25) entsteht ein volatiles Marktumfeld. Bereits geringe Preisbewegungen können zu erheblichen Kund:innenabwanderungen führen – mit substanziellen Risiken für die wirtschaftliche Stabilität der Versorger.

§25 (2) Recht auf Wechsel des Lieferanten und des Aggregators

Die Umstellung auf einen maximal 24-stündigen Lieferanten- bzw. Aggregatorwechsel ab 1. Jänner 2026 erfordert erhebliche technische und organisatorische Anpassungen, sowohl bei Netzbetreibern als auch bei Marktteilnehmern. Die in § 25 genannten Anforderungen – insbesondere die Vereinbarkeit mit den Bilanzierungsprozessen im Bilanzgruppensystem, die Sicherstellung der Versorgungssicherheit sowie die Durchsetzung des Kundenwillens – setzen stabile, erprobte IT-Schnittstellen, automatisierte Datenprozesse und reibungslose Interoperabilität zwischen allen Marktpartnern voraus.

Erfahrungen aus vergleichbaren Umstellungen zeigen, dass die Umstellung der Systeme im vorgesehenen Zeitrahmen kaum realistisch ist. Das gilt insbesondere, durch den Umstand, dass der Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes bisher nicht verlässlich abzusehen ist. Eine Verschiebung der Frist um ein Jahr würde gewährleisten, dass alle technischen und organisatorischen Voraussetzungen

solide etabliert sind und der finale Umsetzungsschritt ebenso verlässlich gelingt wie die bisherigen Fortschritte.

EIWG	VKÖ
(2) Der Wechsel des Lieferanten oder Aggregators darf, unbeschadet weiterer bestehender zivilrechtlicher Verpflichtungen, höchstens drei Wochen, gerechnet ab Kenntnisnahme des Wechsels durch den Netzbetreiber, in Anspruch nehmen. Ab 1. Jänner 2026 darf der technische Vorgang des Wechsels des Lieferanten oder Aggregators 24 Stunden nicht überschreiten und muss an jedem Arbeitstag möglich sein. Der Netzbetreiber hat bei der Ausgestaltung des Verfahrens insbesondere auf die im Zusammenhang mit einem Wechsel zu treffenden technischen und organisatorischen Vorkehrungen, die Vereinbarkeit der Fristen und Termine mit der Bilanzierung nach dem Bilanzgruppensystem, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie die Durchsetzung des Kundenwillens zu achten.	(2) Der Wechsel des Lieferanten oder Aggregators darf, unbeschadet weiterer bestehender zivilrechtlicher Verpflichtungen, höchstens drei Wochen, gerechnet ab Kenntnisnahme des Wechsels durch den Netzbetreiber, in Anspruch nehmen. Ab 1. Jänner 2027 darf der technische Vorgang des Wechsels des Lieferanten oder Aggregators 24 Stunden nicht überschreiten und muss an jedem Arbeitstag möglich sein. Der Netzbetreiber hat bei der Ausgestaltung des Verfahrens insbesondere auf die im Zusammenhang mit einem Wechsel zu treffenden technischen und organisatorischen Vorkehrungen, die Vereinbarkeit der Fristen und Termine mit der Bilanzierung nach dem Bilanzgruppensystem, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie die Durchsetzung des Kundenwillens zu achten.

§ 26 (2) Verfahrensbestimmungen für Lieferanten- und Aggregatorenwechsel

Die vorgesehene Möglichkeit, den Aggregatorenwechsel ausschließlich mittels Willenserklärung der Endkund:innen einzuleiten, ist abzulehnen. Über die Marktrolle des Aggregators werden künftig mehrere komplexe Produkte und Dienstleistungen wie Regelreserve und Engpassmanagement abgewickelt, die weitreichende Zugriffsrechte auf Energiedaten und Anlagensteuerung beinhalten. Diese besonderen Eingriffs- und Vertretungsbefugnisse machen es unerlässlich, dass Transparenz, Nachvollziehbarkeit und Kundenschutz von Beginn an gewährleistet werden.

Mit dem bereits (für die Umsetzung der Regelenergie) entwickelten Customer Consent Management (CCM) steht ein erprobtes Verfahren zur Verfügung, das eine rechtssichere, elektronische Freigabe sämtlicher Prozessschritte durch die betroffene Endkundin bzw. den betroffenen Endkunden ermöglicht. CCM gewährleistet, dass Endkund:innen im Webportal des Netzbetreibers jederzeit ihre erteilten Freigaben und geplanten Wechsel einsehen und diese bei Bedarf jederzeit widerrufen können. Die Autorisierung erfolgt automatisiert und prüfbar durch die Endkund:innen selbst, wodurch aufwändige manuelle Vollmachtsprüfungen entfallen. Für Kund:innen ohne E-Mail-Adresse besteht zudem eine Offlinelösung. Die Einführung einer einfachen Vollmacht für den Aggregatorenwechsel würde die Transparenz und Steuerungsmöglichkeiten der Endkund:innen hingegen deutlich einschränken. Um neue Markttrollen kundenfreundlich und zukunftssicher auszugestalten, sollte der Aggregatorenwechsel – ebenso wie perspektivisch der Lieferantenwechsel – von Beginn an auf Basis des CCM-Verfahrens erfolgen.

§ 26 (4) ff. Verfahrensbestimmungen für Lieferanten- und Aggregatorenwechsel

Mehrere in § 26 enthaltene Detailvorgaben sind bereits heute umfassend in der Basis-Wechselverordnung der Regulierungsbehörde geregelt und bedürfen daher keiner zusätzlichen gesetzlichen Festschreibung. Dies betrifft insbesondere § 26 Abs. 4 zu den Anforderungen an das Datenkommunikationsverfahren und die Authentifizierung, § 26 Abs. 5 zu detaillierten Protokollierungspflichten sowie § 26 Abs. 6 zur Ermächtigung der Regulierungsbehörde, Verfahren, Datenanforderungen und Sicherheitsstandards per Verordnung festzulegen. Diese operativen und technischen Details sind auf Verordnungsebene besser aufgehoben, da sie dort regelmäßig und flexibel an veränderte Markt-, Technologie- oder Sicherheitsanforderungen angepasst werden können, ohne dass eine Gesetzesänderung erforderlich ist. Eine Streichung dieser Passagen würde somit die Kompetenzen der Regulierungsbehörde wahren und notwendige Flexibilität für künftige Prozessanpassungen sicherstellen.

§ 29 Recht auf Nutzung eines Vorauszahlungszählers

Die Zielsetzung, soziale Härtefälle im Strommarkt besonders zu berücksichtigen, wird ausdrücklich begrüßt. Das in § 29 vorgesehene Prepayment-Modell ist jedoch als verpflichtende Lösung nicht zielführend. Es birgt für schutzbedürftige Haushalte das erhebliche Risiko einer sofortigen Versorgungseinstellung bei ausbleibender Zahlung und steht damit im Widerspruch zu Art. 28a Abs. 3 der Richtlinie (EU) 2019/944. Die Wiederaufnahme der Versorgung kann aufgrund banktechnischer Laufzeiten, interner Abläufe und marktkommunikativer Fristen nur an Werktagen erfolgen und damit zu mehrtägigen Unterbrechungen führen. Zudem erfordert das Modell eine komplexe und sensible Kundenkommunikation, die mit erheblichem personellem und organisatorischem Aufwand verbunden ist. Vor diesem Hintergrund sprechen wir uns gegen eine verpflichtende Einführung aus und fordern jedenfalls die Einräumung einer angemessenen Übergangsfrist, um eine geordnete und serviceorientierte Umsetzung zu ermöglichen.

§ 30 Grundversorgung

Die vorgesehene Grundversorgungspflicht schafft Unklarheiten in der Abgrenzung zur Auffangversorgung und lässt offen, wann sie zu gewähren ist und ob sie bei Zahlungsrückständen verweigert werden darf. Diese Fragen bestehen bereits seit dem ElWOG 2010 und sollten eindeutig durch den Gesetzgeber – oder ersatzweise die Regulierungsbehörde – geklärt werden. Die Grundversorgung muss selbstverständlich gewährleistet werden. Für die soziale Verantwortung, die Unternehmen dabei übernehmen sollte allerdings jedenfalls die Möglichkeit geschaffen werden, nachweislich angefallene Mehraufwände zu verrechnen. Aktuell ist noch unklar, wie die Preis- und Vertragsgestaltung im Verhältnis zu Standardprodukten und ALBs zu erfolgen hat. Für aktive Kund:innen in gemeinsamer Energienutzung muss die Möglichkeit bestehen bleiben, nachweisliche Mehraufwände zu verrechnen. Vorgesehene Vorauszahlungen (§ 30 Abs. 2, 5) sind für viele zahlungsschwache Haushalte nicht leistbar und bergen die Gefahr einer Versorgungseinstellung. Angesichts des organisatorischen und technischen Umsetzungsaufwands sind realistische Fristen notwendig, und vor Inkrafttreten muss ein funktionierender elektronischer Marktprozess zur Datenübermittlung bestehen, um Versorgungslücken zu vermeiden.

§ 31 Auffangversorgung

Die vorgesehene Auffangversorgung in § 31 ist ein wesentliches Instrument zur Sicherung der Energieversorgung, birgt jedoch erhebliche Preis- und Mengenrisiken für die betroffenen Auffangversorger, insbesondere bei plötzlichen Marktverwerfungen oder dem Ausfall anderer Lieferanten. Positiv hervorzuheben ist die in **Abs. 2** **enthaltene Klarstellung, dass eine freiwillige Kündigung durch die** Kund:innen keinen Anspruch auf Auffangversorgung begründet.

Die in **Abs. 2** vorgesehene Möglichkeit eines formlosen Widerspruchs bis zum letzten Tag des bestehenden Liefervertrags ist aus prozessualer Sicht nicht praktikabel. Um eine zeitgerechte und automatisierte Bearbeitung zu gewährleisten, sollte der Widerspruch spätestens am vorletzten Werktag einlangen und in einer vom Auffangversorger definierten Form erfolgen.

Das in **Abs. 3** vorgesehene Prepayment-Modell birgt Risiken, da Kund:innen, die sich nicht rechtzeitig um einen Vertragsabschluss kümmern, häufig auch notwendige Vorauszahlungen versäumen und dadurch von einer sofortigen Unterbrechung der Stromversorgung betroffen sein könnten.

Vor Inkrafttreten von **Abs. 4** muss sichergestellt sein, dass ein funktionierender Marktprozess zur elektronischen Datenübermittlung implementiert ist. Die Erfahrung zeigt, dass die Übermittlung „spätestens zum Zeitpunkt des Vertragsendes“ ohne automatisierte Prozesse erheblichen manuellen Aufwand verursacht und eine lückenlose Versorgung erschwert.

Schließlich sind in **Abs. 5** die Begriffe „rechtzeitig“ und „verständlich“ zu unbestimmt und sollten klar definiert werden, um eine einheitliche und praxistaugliche Anwendung sicherzustellen.

§ 32 Besondere Bestimmungen für die Auffangversorgung nach Lieferantenauswahl

Es gilt das zu § 31 (4) erwähnte, vor Inkrafttreten des § 31 muss sichergestellt sein, dass ein funktionierender Marktprozess zur elektronischen Datenübermittlung implementiert wurde. Die Praxis zeigt, dass die Datenübermittlung „spätestens zum Zeitpunkt des Vertragsendes“ beim Auffangversorger erheblichen manuellen Aufwand verursacht, wodurch eine rechtzeitige und lückenlose Versorgung ohne automatisierten Prozess kaum gewährleistet werden kann.

Zu § 32 (2): Um technisch eine lückenlose Versorgung zu gewährleisten, muss die erforderliche Information noch vor der Wirksamkeit der Beendigung von der Regulierungsbehörde übermittelt werden.

§ 33 Ernennung des Auffangversorgers

Zu § 33 (1): Die Erfüllung der Pflichten als Auffangversorger ab 1. Dezember 2025 ist in der Praxis nicht umsetzbar, da für die Auffangversorgung ebenso wie in § 31 und § 32 hervorgehoben die Entwicklung eines neuen Marktprozesses mit einer Vorlaufzeit von mindestens 12 Monaten notwendig ist. Dieser kann entsprechend erst aller frühestens mit Ende 2026 starten.

§ 35 Anlauf- und Beratungsstellen

Zu § 35 (2): Der Gesetzgeber sollte Flexibilität bei den Kommunikationskanälen zwischen Lieferant:innen und Kund:innen ermöglichen. Ein Kontaktformular ist oft effizienter und einfacher zu administrieren als eine klassische E-Mail-Adresse. Daher ist die verpflichtende Vorgabe einer E-Mail-Adresse, wie auch im Zusammenhang mit § 39 zur Rechnung, nicht sinnvoll.

Zu § 35 (3): Um das vorgesehene Recht auf „gutes Kundenservice“ und ein „einfaches, faires sowie zügiges Beschwerdemanagement“ wirksam umsetzen zu können, müssen die Tatbestandsmerkmale im Gesetz klarer definiert werden. Auch wenn die Erläuterungen Beispiele wie „gute Erreichbarkeit“, „kompetente Beratung“ oder „leicht zugängliche Informationen“ nennen, bleibt in der gesetzlichen Formulierung unklar, was konkret unter „gut“ oder „zügig“ zu verstehen ist.

Diese Unschärfe führt zu erheblicher Rechtsunsicherheit, insbesondere da Verstöße mit Geldstrafen von bis zu 75.000 Euro geahndet werden können. Eine präzisere gesetzliche Ausgestaltung ist erforderlich, um sowohl Unternehmen als auch Behörden klare Orientierung zu geben und dem verfassungsrechtlichen Bestimmtheitsgebot (Art. 18 Abs. 1 B-VG) gerecht zu werden. Zudem ist zu berücksichtigen, dass Änderungen im Beschwerdemanagement eine angemessene Vorlaufzeit benötigen – eine Übergangsfrist ist daher unbedingt vorzusehen.

§ 36 Gestützter Preis für schützenswerte Haushalte (Sozialtarif)

Der in § 36 vorgesehene gestützte Preis für schützenswerte Haushalte stellt in seiner Zielrichtung eine sozialpolitisch nachvollziehbare Maßnahme dar, um vulnerable Kund:innengruppen gezielt zu entlasten. Die Regelung sieht vor, dass bis zu 2.900 kWh pro Jahr zu einem maximalen Arbeitspreis von 6 ct/kWh (unterer Referenzwert) geliefert werden, wobei ein Teil der Kosten von den Lieferanten getragen wird. Die Abwicklung soll gemäß § 37 ff. durch eine zentrale Abwicklungsstelle erfolgen.

Die grundsätzliche Intention wird ausdrücklich begrüßt. Gleichzeitig ist festzuhalten, dass die Branche unter hohem Druck steht, zahlreiche und teils widersprüchliche Ziele gleichzeitig zu erfüllen: Kostensenkung, soziale Unterstützung, Versorgungssicherheit und den Ausbau erneuerbarer Energien. Besonders kritisch ist der erhebliche technische und organisatorische Aufwand, den die vorgeschlagene Umsetzung verursacht. Zwar ist mit § 37 ff. eine zentrale Abwicklungsstelle vorgesehen, dennoch müssten Lieferanten eigene parallele IT- und Abrechnungsprozesse entwickeln, um gesetzlich geforderte Datenlieferungen, Abgleiche und Auszahlungen vorzunehmen. Dies führt faktisch zu Doppelstrukturen – einmal bei der Abwicklungsstelle, einmal bei jedem Lieferanten – mit entsprechend hohen Kosten, redundanten Prozessen und erhöhter Fehleranfälligkeit. Um diesen Aufwand zu vermeiden und die volkswirtschaftliche Effizienz zu maximieren, sollte geprüft werden, ob die Abwicklung vollständig über bestehende Förderstrukturen – wie etwa die OeMAG im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) – erfolgen kann. Diese verfügen bereits über erprobte Schnittstellen zu Marktteilnehmern, standardisierte Prüf- und Verrechnungsprozesse sowie etablierte Kontrollmechanismen.

Ein Schwerpunkt sollte auf der Wirksamkeit der Intervention liegen. Als Definitionsgrundlage sollte § 4 und § 5 des Energiearmutsdefinitionsgesetzes (EnDG) dienen, um Energiearmut systemweit zu erfassen und die Förderung auf treffsicher ausgestalten zu können. Vor dem Hintergrund des

unionsrechtlichen Grundsatzes der **Verhältnismäßigkeit** (Art. 5 EU-Vertrag) und der im nationalen Recht verankerten **Zweckbindung öffentlicher Mittel** sollte die Förderung auf jene beschränkt werden, die sie tatsächlich benötigen. Es gilt zu prüfen, ob eine alleinige Orientierung an der ORF-Beitragsbefreiung hierfür ausreicht oder ob die Definition erweitert werden muss.

Die fehlende zeitliche Befristung des Sozialtarifs birgt erhebliche unionsrechtliche Risiken. Nach EU-Vorgaben sind Eingriffe in die freie Preisbildung nur unter engen Voraussetzungen zulässig und müssen insbesondere verhältnismäßig, transparent und zeitlich begrenzt sein. Zur Minimierung dieses Risikos sollte eine klare Befristung oder zumindest eine gesetzlich verankerte Pflicht zur regelmäßigen Evaluierung eingeführt werden.

Bei Umsetzung und Abwicklung des gestützten Preises für schützenswerte Haushalte ist darüber hinaus unbedingt sicherzustellen, dass ein klares und nachvollziehbares Prozedere für die Auszahlung festgelegt wird, um Unklarheiten zu vermeiden. Ein damit verbundener Mehraufwand muss von vornherein mitgedacht und bei den Umsetzungsfristen entsprechend berücksichtigt werden.

Zu § 36 Abs. 3: In der Formulierung „allenfalls die Zählpunktbezeichnung“ sollte das Wort „allenfalls“ gestrichen werden, da der Zählpunkt für die eindeutige Identifikation durch den Lieferanten zwingend erforderlich ist. Nur so kann eine korrekte und automatisierte Abwicklung gewährleistet werden.

Zu § 36 (7): Die Formulierung „Eine Zwischenablesung darf keine Aliquotierung auslösen“ ist problematisch, da bei Tarifwechseln oder Änderungen des Referenzwerts eine zeitliche Abgrenzung unerlässlich ist. Der Absatz sollte daher dahingehend präzisiert werden, dass eine Aliquotierung in begründeten Fällen möglich bleibt, wenn sie sachlich notwendig ist.

In § 36 (9) sollte ausdrücklich festgehalten werden, dass die Prüfung der Anspruchsberechtigung durch die OBS-Behörde zu erfolgen hat. Das Prüfergebnis ist dem jeweiligen Lieferanten verbindlich mitzuteilen; eine direkte Prüfung durch die Lieferanten ist auszuschließen. Zudem bleibt offen, wie bei einem Auszug einzelner Haushaltsmitglieder zu verfahren ist und wie eine laufende Kontrolle oder Nachprüfung in solchen Fällen erfolgen soll. Die organisatorischen Herausforderungen bei der Umsetzung des Stromkostenergänzungszuschusses (SKEZ) zeigen bereits jetzt den dringenden Bedarf an klaren, praktikablen und ressourcenschonenden Strukturen.

Für den Fall einer bestehenden Belieferungspflicht, bei der eine Vertragskündigung nicht möglich ist, sollte es Versorgern zumindest ermöglicht werden, bei Zahlungsrückständen eine Abschaltanfrage an den Netzbetreiber zu richten. Nach Ausgleich des offenen Betrags muss eine zeitnahe Wiedereinschaltung möglich sein. Diese Vorgehensweise erscheint auch aus sozialarbeiterischer Sicht sinnvoll, um einen regelmäßigen Zahlungsfluss wiederherzustellen. Daher sollte eine befristete Abschaltung im Rahmen eines standardisierten Mahnverfahrens ermöglicht werden – auch ohne vorherige Kündigung des Liefervertrags. Aufgrund der hohen Komplexität und des erwartbaren technischen Aufwands sind jedenfalls Übergangsfristen von mindestens einem Jahr dringend erforderlich, um eine geordnete Umsetzung sicherzustellen.

Abschließend sollte im Gesetzestext eindeutig klargestellt werden, dass sich der genannte Preis ausschließlich auf den Arbeitspreis bezieht – bislang ist dies nur in den Erläuterungen ersichtlich. Eine rechtssichere Formulierung im Gesetz selbst ist notwendig, um Missverständnisse zu vermeiden.

§ 37 Besondere Bestimmungen für Stromlieferverträge mit schutzbedürftigen Haushalten

Die vorgesehene Umsetzung nach § 37 ist für alle Marktteilnehmer mit erheblichem finanziellen Vorleistungsrisiko und hohem administrativen und IT-technischen Anpassungsaufwand verbunden. Die initialen Implementierungskosten wären mit der derzeit geplanten Entlastungspauschale nicht realisierbar. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wäre eine vollständig zentrale Abwicklung deutlich effizienter. Eine zentrale Abwicklungsstelle, die die Förderungsberechtigung prüft, sämtliche Berechnungen, Kontingentprüfungen und Kostenausgleiche übernimmt, würde Doppelstrukturen bei allen Lieferanten vermeiden, den volkswirtschaftlichen administrativen Aufwand massiv reduzieren und eine einheitliche, transparente sowie fehlerarme Umsetzung gewährleisten. Dies würde gerade kleineren und mittleren Versorgern mit begrenzten Ressourcen spürbar entlasten, außerdem würden die Kosten für die öffentliche Hand massiv gesenkt.

Schätzungen zufolge entfallen bei dezentraler Abwicklung rund 17 Mio. Euro der vorgesehenen 50 Mio. Euro auf Verwaltungskosten – Mittel, die nicht dem Förderzweck zugutekommen. Eine zentrale Abrechnung würde diese Kosten erheblich reduzieren, den Fördertopf effektiver nutzen und die gesellschaftlichen Kosten geringhalten. Unklar bleibt zudem, wie bei einem Förderbedarf über 50 Mio. Euro hinaus verfahren werden soll.

Die Bestimmung, wonach „Strommengen, die aus gemeinsamer Energienutzung bezogen werden, vom Lieferanten auf das Kontingent anzurechnen sind“, ist in der Praxis problematisch. Der Gesetzestext widerspricht den Erläuterungen, insbesondere den dort dargestellten Rechenbeispielen, und führt zu Rechtsunsicherheit. Die in den Erläuterungen vorgesehene Methodik ist sachlich nachvollziehbar: Der Verbrauch aus Energiegemeinschaften sollte vor der Berechnung des förderfähigen Kontingents vom Gesamtverbrauch abgezogen werden – wie aus der Netzbezugsabrechnung ersichtlich. So wird sichergestellt, dass nur tatsächlich über das öffentliche Netz bezogener Strom gefördert wird, was Überförderungen verhindert. Der Gesetzestext sollte entsprechend präzisiert und mit der in den Erläuterungen beschriebenen Berechnungsmethode in Einklang gebracht werden.

Zu **§ 37 Abs. 3**: Die Aufteilung der Belastung auf alle Lieferanten, die Endkund:innen im Inland nach Maßgabe der gelieferten Strommenge versorgen, ist grundsätzlich sachgerecht. Das Verfahren zur Abwicklung des Kostenausgleichs ist jedoch noch nicht ausreichend konkretisiert und sollte klar und verbindlich geregelt werden – ebenfalls vorzugsweise über eine zentrale Abwicklungsstelle. Eine solche Umsetzung würde Transparenz und Nachvollziehbarkeit erhöhen und den Abrechnungsaufwand für alle Marktteilnehmer erheblich verringern.

Zu **§ 37 Abs. 3 Z 5**: Die Definition des Begriffs „angemessen“ ist unklar und bietet zu großen Interpretationsspielraum. Analog zur Regelung für Lieferanten sollte ein klar definierter Fixbetrag vorgesehen werden, um eine einheitliche und verlässliche Berechnungsgrundlage sicherzustellen.

§ 37b Aufgaben und Kontrolle der Abwicklungsstelle für den gestützten Preis

Zu Abs. 2: Die Bestimmung sieht vor, dass Lieferant und Netzbetreiber der Abwicklungsbehörde die erforderlichen Daten unaufgefordert übermitteln müssen. Allerdings bleibt unklar, welche konkreten Daten betroffen sind, in welcher Form sie zu übermitteln sind, was „rechtzeitig“ bedeutet und in

welchen Intervallen die Übermittlung zu erfolgen hat. Eine konkrete Definition dieser Punkte primär durch den Gesetzgeber, alternativ durch die Regulierungsbehörde ist dringend notwendig, um eine einheitliche und rechtssichere Umsetzung zu gewährleisten.

§ 39 Mindestanforderungen an Rechnungen

Mehrere Formulierungen in § 39 sind unklar oder unzureichend definiert und bedürfen einer konkreten Ausgestaltung – primär durch den Gesetzgeber, alternativ durch die Regulierungsbehörde. Dazu zählen insbesondere Begriffe wie „auf Verlangen klare und verständliche Erläuterungen“ sowie „grundsätzlich“. Solche unpräzisen Begriffe schaffen Interpretationsspielräume und führen in der Praxis eher zu umfangreicheren und komplexeren Rechnungen. Bereits heute sind Rechnungen im Energiesektor für viele Kund:innen schwer verständlich, nicht zuletzt wegen der Vielzahl an verpflichtenden Zusatzinformationen.

Erfahrungen aus der Praxis zeigen, dass gerade diese weiterführenden Informationen regelmäßig zu Verwirrung führen und somit das politische Ziel einer besseren Verständlichkeit konterkarieren. Transparenz bedeutet nicht zwingend, alle verfügbaren Informationen auf der Rechnung unterzubringen, sondern die relevanten Inhalte klar, verständlich und leicht auffindbar darzustellen. Detaillierte Zusatzinformationen können über ergänzende Kanäle – etwa eine klar strukturierte Online-Variante auf der Website des Lieferanten – bereitgestellt werden. Auf der Rechnung selbst könnte auf diese Informationen verwiesen werden (z. B. per QR-Code oder Kurzlink). So wird Transparenz gewahrt, ohne die Lesbarkeit zu beeinträchtigen, und gleichzeitig der Umweltgedanke unterstützt, da weniger Papier verbraucht wird.

Zu § 39 Abs. 2: Die Forderung nach „klaren und verständlichen Erläuterungen auf Verlangen“ ist konkret zu definieren. Zudem ist fraglich, ob ein solcher Zusatz erforderlich ist, wenn bereits in Abs. 1 eine transparente und verständliche Rechnung vorgeschrieben wird.

Zu § 39 Abs. 3 Z 2 (E-Mail-Adresse): Wie bereits zu § 35 ausgeführt, ist eine verpflichtende Angabe einer E-Mail-Adresse auf der Rechnung abzulehnen. Der Gesetzgeber sollte Flexibilität bei den Kommunikationskanälen ermöglichen. Ein Kontaktformular kann administrativ effizienter sein und wird von vielen Kund:innen als leichter handhabbar empfunden.

Zum Informationsblatt nach § 43: Lieferanten müssen dieses einmal jährlich der Rechnung beilegen. In den Erläuterungen wird zwar auf die Möglichkeit einer digitalen Bereitstellung hingewiesen (z. B. per QR-Code), diese Option ist jedoch nicht im Gesetz verankert. Eine ausdrückliche gesetzliche Regelung sollte die digitale Bereitstellung ermöglichen.

Zu § 39 Abs. 3 Z 10 (Durchschnittsverbrauch): Unklar ist, wie der Durchschnittsverbrauch zu ermitteln ist. Was genau unter dem „Beispiel einer Durchschnittskund:in“ zu verstehen ist und ob hierfür einheitliche Vorgaben gelten, bleibt offen. Unterschiedliche Berechnungsmethoden bei verschiedenen Anbietern würden die Vergleichbarkeit erheblich beeinträchtigen. Die Regulierungsbehörde sollte daher klare, bundesweit einheitliche Vorgaben entwickeln, die auch regionale Besonderheiten berücksichtigen. Einheitlich strukturierte, schlanke Rechnungen würden zudem die Vergleichbarkeit zwischen Anbietern verbessern und so die Markttransparenz stärken.

§ 40 Abrechnungszeitraum

Es wird ausdrücklich begrüßt, dass von der Verpflichtung einer Monatlichen Abrechnung für alle Kund:innen abgesehen wird. Viele Kund:innen sind bereits jetzt von der Schwämme an Informationen überfordert und stark schwankenden Teilbeträgen können darüber hinaus zu erheblichen Belastungen für Endkund:innen, besonders in den Wintermonaten, führen. Die Option für eine monatliche Rechnung erscheint als ein gangbarer Kompromiss in diesem Kontext.

§§ 43a – 43b Risikomanagement des Lieferanten

Lieferanten sind verpflichtet ein Risikomanagement mit Absicherungsstrategien zu betreiben und umfangreiche Berichte an die E-Control vorzulegen, welche über die unionsrechtlichen Verpflichtungen hinausgehen.

Die geplante Offenlegung detaillierter Lieferverpflichtungen samt Beschaffungsdaten sowie die behördliche Befugnis, Anpassungen an Absicherungsstrategien per Bescheid anzuordnen, überschreiten den unionsrechtlichen Rahmen deutlich. Im Erwägungsgrund 18 der Richtlinie (EU) 2024/1711 wird festgehalten, dass das Vorhandensein geeigneter Absicherungsstrategien durch allgemeine, einer behördlichen Kontrolle unterliegende Vorschriften sichergestellt werden kann, ohne dass es einer individuellen Überprüfung der Strategien einzelner Energieversorger bedarf. Vor diesem Hintergrund erscheint es unionsrechtlich fragwürdig, dass der vorliegende Begutachtungsentwurf darüberhinausgehende Verpflichtungen normiert, insbesondere die Offenlegung detaillierter Lieferverpflichtungen samt zugehöriger Beschaffungsdaten.

Zudem ist der Regulierungsbehörde im Rahmen des § 43b ein weiter Ermessensspielraum eingeräumt, insbesondere im Hinblick auf die Möglichkeit, mit Bescheid Anpassungen von Absicherungsstrategien anzuordnen. Dies wirft auch im Lichte des effektiven Rechtsschutzes erhebliche Bedenken auf, da es an normklaren, gesetzlich verankerten Maßstäben fehlt, anhand derer sowohl die Behörde als auch die Rechtsschutzinstanzen die Geeignetheit von Absicherungsstrategien zur Absicherung gegen wirtschaftliche Risiken durch Großhandelsmarktveränderungen prüfen könnten.

Die Vorschreibung von Absicherungsstrategien bringt gesellschaftsrechtliche Haftungsfragen mit sich – etwa im Hinblick der Geschäftsführerhaftung bei der Umsetzung behördlich angeordneter Maßnahmen, welche sich möglicherweise unternehmensintern als wirtschaftlich nachteilig darstellen.

Verfassungsrechtlich bestehen insbesondere Bedenken bezüglich des Bestimmtheitsgebots nach Art. 18 B-VG: Es fehlt an klaren, rechtlich überprüfbaren Kriterien, nach denen die Eignung von Absicherungsstrategien beurteilt werden soll. Der dadurch entstehende weitreichende Ermessensspielraum der Regulierungsbehörde gefährdet nicht nur die Rechtsstaatlichkeit, sondern auch die Möglichkeit des effektiven Rechtsschutzes.

Ebenso muss auf die umfassenden zusätzlichen Aufwendungen für Lieferanten hingewiesen werden (z.B. durch zusätzliche Berichtspflichten, die sich aus § 43a (3) für Lieferanten ergeben). Auch die Einführung von Stresstests könnte zu zusätzlichen Aufwendungen in diesem Zusammenhang führen. Aus diesen Gründen empfehlen wir Klarstellungen des §43a wie folgt:

EIWG	VKÖ
(2) Lieferanten sind verpflichtet, gegenüber der Regulierungsbehörde jährlich bis 1. September des Geschäftsjahres ihre Absicherungsstrategien gemäß § 43a Abs. 1 zu übermitteln .	(2) Lieferanten sind verpflichtet, gegenüber der Regulierungsbehörde jährlich bis Ende des Geschäftsjahres ihre Absicherungsstrategien gemäß § 43a Abs. 1 zu belegen .
(3) Zur Erfüllung der Pflichten aus § 43a Abs. 2 haben die Lieferanten der Regulierungsbehörde eine Darstellung ihrer Lieferverpflichtungen, der darin enthaltenen, den Endkundinnen und Endkunden gegenüber abgegebenen Preiszusagen und -garantien sowie der korrespondierenden Energiebeschaffung auf Großhandelsebene, jeweils getrennt nach angebotenen Produkten, vorzulegen . Darüber hinaus haben die Lieferanten eine Liquiditätsvorschau vorzulegen , welche die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Geschäftsmodelle zur Belieferung von Endkundinnen und Endkunden belegt. Diese hat auch allfällige Verpflichtungen und Prognosen über die im Rahmen der Handels- oder Abwicklungssysteme vorgesehenen Sicherheiten und Kautionen zur Deckung von Verbindlichkeiten zu umfassen. Die Vorlage dieser Daten und Informationen hat gemäß einem von der Regulierungsbehörde vorgegebenen Datenformat zu erfolgen.	(3) Zur Erfüllung der Pflichten aus § 43a Abs. 2 haben die Lieferanten ihre Lieferverpflichtungen, die darin enthaltenen, den Endkundinnen und Endkunden gegenüber abgegebenen Preiszusagen und -garantien sowie die korrespondierenden Energiebeschaffung auf Großhandelsebene, jeweils getrennt nach angebotenen Produkten, zu dokumentieren . Darüber hinaus haben die Lieferanten eine Liquiditätsvorschau zu erstellen , welche die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Geschäftsmodelle zur Belieferung von Endkundinnen und Endkunden belegt. Diese hat auch allfällige Verpflichtungen und Prognosen über die im Rahmen der Handels- oder Abwicklungssysteme vorgesehenen Sicherheiten und Kautionen zur Deckung von Verbindlichkeiten zu umfassen und die von der Regulierungsbehörde festgelegten Standardprüfszenarien für Preisveränderungen zu berücksichtigen .
/	(4) Die Pflichten aus § 43a. Abs. 2 sind erfüllt, wenn der Regulierungsbehörde ein Bericht über die Erfüllung des § 43a. Abs. 1 eines Steuerberaters bzw. Wirtschaftsprüfers inklusive einer summarischen Darstellung der Lieferverpflichtungen sowie der Liquiditätsvorschau nach § 43a. Abs. 3 jährlich bis 120 Tage nach Ende des Geschäftsjahres vorgelegt wird.

Für den §43b empfehlen wir die folgenden Änderungen:

EWG	VKÖ
(1) Die Regulierungsbehörde hat sicherzustellen, dass die Lieferanten ihren Pflichten gemäß § 43a nachkommen. Zu diesem Zweck kann die Regulierungsbehörde mit Verordnung Standardprüfszenarien für Preisveränderungen am Großhandelsmarkt (Stresstest) festlegen, die zur Prüfung der Pflichten gemäß § 43a Abs. 1 herangezogen werden.	(1) Die Regulierungsbehörde hat sicherzustellen, dass die Lieferanten ihren Pflichten gemäß § 43a nachkommen. Zu diesem Zweck wird die Regulierungsbehörde mit Verordnung Standardprüfszenarien für Preisveränderungen am Großhandelsmarkt (Stresstest) jährlich bis 1. April festlegen, die zur Prüfung der Pflichten gemäß § 43a Abs. 1 herangezogen werden.
(2) Die Regulierungsbehörde kann von Lieferanten jederzeit die Vorlage der Absicherungsstrategien nach § 43a Abs. 1 Z 1 und, sofern die Absicherungsstrategien und die Maßnahmen gemäß § 43a Abs. 1 Z 2 nicht geeignet sind, die in § 43a Abs. 1 Z 1 genannten Ziele zu erreichen, mit Bescheid Anpassungen verlangen.	(2) Die Regulierungsbehörde kann von Lieferanten jederzeit die Vorlage der Absicherungsstrategien nach § 43a Abs. 1 Z 1 und, sofern die Absicherungsstrategien und die Maßnahmen gemäß § 43a Abs. 1 verlangen.
(3) Die Regulierungsbehörde hat auf ihrer Website binnen 7 Tagen ab Feststellung der Nichterfüllung der Vorgaben des § 43a die Firmennamen der betroffenen Lieferanten zu veröffentlichen.	(3) Die Regulierungsbehörde hat auf ihrer Website binnen 7 Tagen ab Feststellung, dass keine fristgerechte Vorlage nach § 43a Abs. 2 erfolgt ist, bzw. ab Vorliegen eines rechtskräftigen Bescheides gem. §24 Abs. 2 E-ControlG in Verbindung mit §43a Abs 1 , die Firmennamen der betroffenen Lieferanten zu veröffentlichen.

§ 49 Automatische Auslesung von ¼ Stunden-Werten aller intelligenten

Messgeräte

Bisher ist die Auslesung von Viertelstunden-Werten auf Wunsch für alle Kund:innen möglich, laut Entwurf soll dies bis Ende 2027 für alle kommen.

Dieser Vorschlag ist aus Sicht des Verbandes überschießend. Wir empfehlen die Auslesung von ¼ Stunden-Werten automatisch für die bereits definierten Nutzergruppen (Wärmepumpe, Energiegemeinschaften, dynamische Tarife etc.) und für alle Verbraucher ab 1.000 kWh p.a. bzw. darunter weiterhin auf Wunsch.

Die Übertragung gemäß aktuellem Entwurf bedarf einen massiven Um- und Ausbau der Netzinfrastruktur, da die installierte Übertragungstechnologie derzeit für maximal 20% der Kund:innen zur vollständigen Übertragung der ¼-Stundenwerte ausgelegt ist. Eine rasche und vollständige laufende Übertragung würde in den nächsten Jahren zu einer Mehrbelastung im Millionenbereich führen, die über die Netzentgelte wieder bei den Kund:innen landen würde. Realistischerweise muss beim physischen Umbau der Zähler, was in einigen Netzbereichen nötig sein wird, mit einem Zeithorizont von fünf Jahren für die Vollständige Umsetzung gerechnet werden.

Eine Verschiebung des Umstellungsstichtags auf 2028/2029 oder eine stufenweise Einführung nach Kund:innengruppen – ergänzt um eine Ausnahme für Kleinkund:innen – würde die Kostenbelastung deutlich abmildern und gleichmäßiger verteilen. Insbesondere bei Haushalten mit einem

Jahresverbrauch von unter 1.000 kWh stehen die Mehrkosten einer flächendeckenden 15-Minuten-Messung derzeit in keinem angemessenen Verhältnis zum gesamtwirtschaftlichen Nutzen. Diese Kund:innengruppe verfügt in der Regel nur über sehr begrenzte Möglichkeiten, ihren Verbrauch aktiv zu steuern, sodass der mess- und abrechnungstechnische Mehraufwand hier kaum einen praktischen Mehrwert bietet.

§ 50 Ersatzwertbildung

Ersatzwerte kommen zum Einsatz, wenn Messwerte aufgrund technischer Probleme, Kommunikationsstörungen oder anderer Gründe nicht verfügbar sind. Sie stellen sicher, dass die Datenintegrität und die Abrechnungsprozesse nicht beeinträchtigt werden. Bei unidirektionalen Kundenschnittstellen besteht faktisch keine Möglichkeit einer alternativen Datenübertragung für den Netzbetreiber, da diese Schnittstellen nicht geeicht sind und keine vollständigen 15-Minuten-Profilwerte oder Zählerstände liefern, sondern lediglich Momentanwerte wie Leistung oder Spannung in kurzen Intervallen. Die derzeitige Formulierung in § 50 Abs. 1 legt nahe, dass über eine unidirektionale Kundenschnittstelle die Ersatzwertbildung entfallen könne – dies ist jedoch technisch nicht umsetzbar und rechtlich nicht zulässig (Maß- und Eichgesetz). Der letzte Satz in § 50 Abs. 1 sollte daher ersatzlos gestrichen werden:

EWG	VKÖ
(1) Können aus technischen Gründen zum notwendigen Zeitpunkt vereinzelt keine Viertelstundenenergiewerte an den Netzbetreiber übermittelt werden, sind Ersatzwerte zu bilden. Solange eine alternative Datenübertragung über die unidirektionale Kommunikationsschnittstelle mithilfe einer technischen Alternative möglich ist, liegt kein technischer Grund für eine Ersatzwertbildung vor.	(1) Können aus technischen Gründen zum notwendigen Zeitpunkt vereinzelt keine Viertelstundenenergiewerte an den Netzbetreiber übermittelt werden, sind Ersatzwerte zu bilden.

Seit Oktober 2024 ist in Österreich eine standardisierte Branchenlösung für die Ersatzwertbildung sowie für Fristen zur Behebung von Störungen etabliert, die entsprechend den Vorgaben der Sonstigen Marktregeln öffentlich breit konsultiert und einheitlich von allen Marktteilnehmern angewendet wird. Diese Lösung bildet den Konsens der Branche ab und basiert auf den in § 50 Abs. 2 gelisteten Methoden.

Eine zusätzliche Verordnungsermächtigung für die Regulierungsbehörde ist nicht erforderlich. Die bestehende Branchenlösung über ebUtilities stellt eine bewährte, transparente und marktgetragene Umsetzung sicher, die auch künftig angepasst oder weiterentwickelt werden kann. Dies gewährleistet einheitliche Marktprozesse und vermeidet unnötige Doppelstrukturen oder Neuimplementierungen in den IT-Systemen. Daher sind die Absätze 3 und 4 wie folgt anzupassen.

EIWG	VKÖ
(3) Die Regulierungsbehörde kann mit Verordnung für die Ersatzwertbildung weitere Methoden und Verfahren sowie Fristen für die Behebung von Störungen, die die Übermittlung der Viertelstundenenergiepreise verhindern, festlegen.	(3) /
(4) Bis zur Erlassung der Verordnung gemäß Abs. 3 sind die in den Sonstigen Marktregeln enthaltenen Branchenregelungen für das Qualitätsmanagement der Smart-Meter Kommunikation und die unter Berücksichtigung des Abs. 2 näher konkretisierten Methoden zur Ersatzwertbildung sind anzuwenden.	(4) Die in den Sonstigen Marktregeln enthaltenen Branchenregelungen für das Qualitätsmanagement der Smart-Meter Kommunikation und die unter Berücksichtigung des Abs. 2 näher konkretisierten Methoden zur Ersatzwertbildung sind anzuwenden.

§ 51 Rechnerische Ermittlung des Verbrauchs.

Die Durchführung einer Rechnungskorrektur ist mit Aufwand verbunden, weswegen im Sinne der Wirtschaftlichkeit eine "Bagatellgrenze" eingeführt werden sollte. Bei der gegenständlichen Formulierung müsste bei jeder kleinsten Abweichung einer rechnerischen Verbrauchswertermittlung korrigiert werden.

Daher schlagen wir folgende Ergänzung vor: „Weicht eine rechnerische Verbrauchswertermittlung von den tatsächlichen Werten - mit mindestens XX kWh - ab, so ist eine unentgeltliche Rechnungskorrektur vorzunehmen.“

§ 53 Zugang zu Messdaten

Trotz aller Sorgfalt kann es vorkommen, dass Messdaten aufgrund technischer Gegebenheiten nicht binnen der im Gesetz vorgesehenen Fristen bereitgestellt werden können. Eine Verpflichtung der Netzbetreiber zu einer vollständigen (100 %) fristgerechten Datenbereitstellung ist technisch nicht realistisch, da in der Praxis – etwa aufgrund von Kommunikationsstörungen oder Gerätefehlern – höchstens ein Erfüllungsgrad von rund 95 % erreicht werden kann. Eine starre gesetzliche Verpflichtung ohne Berücksichtigung technischer Grenzen ist daher nicht zielführend.

Abs. 3 sieht vor, dass Netzbetreiber die erhobenen Daten den Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) sowie den Lieferanten auf deren Verlangen bis spätestens 15 Uhr des Folgetages übermitteln müssen. Aus der Formulierung „auf Verlangen“ lässt sich jedoch kein Standard für eine umfassende und automatisierte Übermittlung an alle berechtigten Marktpartner ableiten. Unklar bleibt zudem, welche konkreten Daten an den BGV zu übermitteln sind – ob es sich um Einzeldaten pro Zählpunkt oder aggregierte Werte pro Zählpunkt handelt. Diese fehlende Präzisierung birgt die Gefahr unterschiedlicher Interpretationen und uneinheitlicher Marktprozesse.

Zu Abs. 6: Die vorgesehene Verordnungsermächtigung der Regulierungsbehörde zur Festlegung von Anforderungen an eine Programmierschnittstelle wird abgelehnt. Für die Datenfreigabe an berechtigte Dritte sind bereits funktionierende, standardisierte Prozesse implementiert – insbesondere die CCM-

Prozesse (CM_REQ_ONL) gemäß Implementing Act 2023/1162. Diese bestehenden Strukturen sollten verbindlich genutzt werden, um Doppelentwicklungen und unnötigen technischen Mehraufwand zu vermeiden

§ 55 Datenhoheit der Endkundinnen und Endkunden

Abs. 3: Die in der Verordnungsmächtigung der Regulierungsbehörde geregelten Anforderungen werden bereits heute aktiv umgesetzt. Die zugrunde liegenden CCM-Prozesse wurden auf Basis umfangreicher technischer Spezifikationen von Expert:innen entwickelt, breit konsultiert und werden regelmäßig an neue Anforderungen angepasst. Wünsche und Anmerkungen der betroffenen Stakeholder fließen dabei im Rahmen etablierter Konsultationsprozesse in jede Weiterentwicklung ein. Eine zusätzliche Verordnungsmächtigung würde diesen qualitätsgesicherten, marktgetragenen Anpassungsprozess nicht verbessern, sondern vielmehr parallel dazu eine potenziell abweichende Regulierungsebene schaffen. Sie ist daher als überschießend einzustufen und abzulehnen.

§59 Direktleitungen

Als natürliches Monopol ist es volkswirtschaftlich effizient, ein gemeinsames öffentliches Netz zu betreiben, anstatt viele separate private Netze aufzubauen. Dieses Modell gewährleistet, dass die Kosten für den Betrieb und den Ausbau des Netzes fair auf alle Nutzer:innen verteilt werden und so eine verlässliche Versorgung für alle gewährleistet bleibt.

Direktleitungen können in bestimmten Fällen – etwa für den Stromtransport zwischen Erzeugungsanlage und Betriebsstätte oder bei energieintensiven Unternehmen – sinnvoll sein und das öffentliche Netz entlasten. Gleichzeitig ist es wichtig, dass auch Nutzer:innen von Direktleitungen einen fairen Beitrag zur Finanzierung der öffentlichen Netzinfrastruktur leisten. Nur so bleibt die Solidarität im Netz gewahrt und werden steigende Entgelte für andere Netznutzer:innen vermieden.

Daher sollte die Regulierungsbehörde ausdrücklich die Möglichkeit haben, ein gesondertes Entgelt für Netznutzer:innen von Direktleitungen festzulegen. Damit stünde ein wirksames Instrument zur Verfügung, um ein ausgewogenes Kostenverhältnis zwischen allen Nutzergruppen sicherzustellen.

Zudem wäre es sinnvoll, spätestens zwei Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes einen umfassenden Bericht der Regulierungsbehörde zu den Auswirkungen von Direktleitungen in Österreich vorzulegen – mit besonderem Fokus auf die Entwicklung der Netzentgelte und die Sicherung des solidarischen Finanzierungsprinzips.

§ 61 Gemeinsame Energienutzung

Aktive Kunden sind berechtigt an der gemeinsamen Nutzung von Stromerzeugern bis zu 6MW teilzunehmen. Bei großen Unternehmen ist die Nutzung auf den Nahebereich eingeschränkt. Aufgaben der aktiven Kunden können an einen zu bestellenden Organisator übertragen werden. Haushaltskunden, die bis 30kW an der Nutzung teilnehmen bzw. alle anderen die bis 100 kW daran teilnehmen sind keine Lieferanten oder Stromhändler.

Die im § 61 Abs. 1 des ElWG-Entwurfs vorgesehene Einschränkung der gemeinsamen Energienutzung für Großunternehmen auf den Nahebereich sollte vor dem Hintergrund der Gleichbehandlung aller aktiven Kund:innen nochmals überdacht werden. Einheitliche Rahmenbedingungen würden sicherstellen, dass alle Teilnehmer:innen – unabhängig von Unternehmensgröße – vergleichbare Möglichkeiten zur gemeinsamen Energienutzung haben und gleichermaßen zum Ausbau erneuerbarer Energien beitragen können. Dabei gilt es, mögliche Auswirkungen auf Netz- und Marktstrukturen sorgfältig zu berücksichtigen und gegebenenfalls flankierende Regelungen vorzusehen, um eine faire Lastenverteilung zu gewährleisten.

Die angesprochene Rolle des „unabhängigen Erzeugers“ sollte genauer definiert werden, um eine eindeutige Abgrenzung zu Anlagen, die per Pachtverhältnis von der Energiegemeinschaft genutzt werden von den Organisatoren zu ermöglichen und somit Unklarheiten zu vermeiden.

Die Einführung eines neuen „Standortbereiches“ zur Nutzung von Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen unter Nutzung der Sammelschiene in der Transformatorstation ist unverständlich und ein Abgehen vom Grundgedanken, dass bei gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen Energie ohne Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes ausgetauscht wird. Es sollte, wie bisher ein diesbezüglicher Energieaustausch und kompletter Entfall der Netzentgelte nur dann möglich sein, wenn dieser Energieaustausch auch tatsächlich hinter dem Netzanschlusspunkt stattfindet. Der Begriff des Standortbereiches soll gestrichen werden. Energiegemeinschaften haben grundsätzlich das Potenzial, das Netz zu entlasten und damit die Kosten der Energiesystemwende spürbar zu senken. Damit sie dieses Potenzial in der Praxis voll entfalten können, ist jedoch eine verursachungsgerecht ausgestaltete Kostentragung unerlässlich. Die Systemdienlichkeit – also der konkrete Beitrag einer Energiegemeinschaft zur Stabilität und Effizienz des Gesamtsystems – sollte daher als zentraler Faktor in den rechtlichen Rahmenbedingungen verankert werden.

Die im Gesetz vorgesehenen Grenzwerte für aktive Kund:innen, ab denen diese als Händler oder Lieferanten gelten und entsprechende Pflichten erfüllen müssen sind zu überdenken. Durch die derzeitige Ausgestaltung kann es innerhalb einer Energiegemeinschaft vorkommen, dass einzelne Teilnehmer:innen diese Grenzwerte überschreiten und damit als Händler oder Lieferanten eingestuft werden – mit der Folge, dass sie umfangreiche zusätzliche Vorgaben einhalten müssen. Dies führt zu vermeidbarer Bürokratie, erhöht die organisatorische Komplexität und verursacht unnötige Kosten. Aus gesamtgesellschaftlicher Sicht mindert dies die Attraktivität gemeinsamer Energienutzung, verlangsamt den Ausbau dezentraler Erzeugungsmodelle und schmälert deren volkswirtschaftlichen Nutzen. Eine Differenzierung sollte daher nur erfolgen, wenn sie sachlich gerechtfertigt ist und keine unnötige Belastung oder Abschreckung potenzieller Teilnehmer:innen bewirkt.

Die Ausweitung der Lieferantenverpflichtungen auf Organisatoren und größere Energiegemeinschaften gemäß Abs. 6 ist grundsätzlich zu begrüßen, um einen angemessenen Schutz der Mitglieder – insbesondere bei unterschiedlichen Professionalisierungsgraden – sicherzustellen. Gleichzeitig muss aber verhindert werden, dass diese Pflichten unverhältnismäßig sind und so den Markteintritt oder die Weiterentwicklung bestehender Gemeinschaften behindern.

Es ist grundsätzlich zu begrüßen, dass schutzbedürftige Haushalte in Absatz 7 durch Energiegemeinschaften von Stromerzeugungsanlagen profitieren sollen. Für die praktische Umsetzung sind jedoch klare gesetzliche Vorgaben erforderlich – insbesondere zur Preisbildung, zu Rechten bei

Preisänderungen sowie zur genauen Definition, was „zur Verfügung stellen“ in diesem Kontext bedeutet. Hier bietet sich die Ergänzung „zu vergünstigten Konditionen“ an. Da die Umsetzung mit erheblichem organisatorischem Mehraufwand verbunden ist, sind aufwandsgerechte Fristen vorzusehen.

Es ist jedoch essenziell, dass kommunale Unternehmen – einschließlich Stadtwerke – durch die Regelung nicht strukturell benachteiligt werden. Kommunale Versorger agieren im wettbewerblichen Gesamtmarkt und unterliegen denselben wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie -private Unternehmen sind aber strukturell oft eng mit der Gemeinde verflochten. Vorgaben, die nur für Erzeugungsanlagen „im Eigentum der Gemeinde“ gelten, können in der Praxis dazu führen, dass gemeindeeigene Unternehmen Wettbewerbsnachteile erleiden, während andere Betreiber ohne vergleichbare Verpflichtungen am Markt agieren.

Um dies zu vermeiden, sollte der Eigentumsbegriff im Gesetz präzisiert werden. Eine Differenzierung zwischen **direkt** von einer Gebietskörperschaft betriebenen Anlagen und Anlagen, die sich lediglich im Eigentum eines kommunalen Unternehmens befinden, ist erforderlich. Auf diese Weise kann die Versorgung schutzbedürftiger Haushalte gezielt sichergestellt werden, ohne die Wettbewerbsfähigkeit kommunaler Energieversorger zu beeinträchtigen.

§ 62 Peer-to-Peer-Verträge

Eine gesetzliche Regelung von Peer-to-Peer-Verträgen ist grundsätzlich zu begrüßen. Um Rechtssicherheit und Transparenz für alle Beteiligten zu gewährleisten, braucht es jedoch klare und verbindliche Anforderungen an deren Ausgestaltung. Daher sollte das Gesetz vertragliche Mindestinhalte festlegen, die zumindest die Nennung der Vertragsparteien, den Zeitraum der Vertragsdauer sowie den vereinbarten Preis umfassen.

EWG	VKÖ
Peer-to-Peer-Verträge sind Verträge über die gemeinsame Energienutzung. Diese Verträge haben insbesondere die Abwicklung und Abrechnung zu regeln.	Peer-to-Peer-Verträge sind Verträge über die gemeinsame Energienutzung. Diese Verträge haben insbesondere die Abwicklung und Abrechnung zu regeln, wobei zumindest die Vertragsparteien, der Zeitraums der Vertragsdauer und der festgelegte Preis zu nennen sind.
Im Fall der Personenidentität des aktiven Kunden ist die gemeinsame Nutzung von Energie von einem Zählpunkt zum nächsten Zählpunkt zulässig.	Im Fall der Personenidentität des aktiven Kunden ist die gemeinsame Nutzung von Energie von einem Zählpunkt zum nächsten Zählpunkt zulässig.

§ 63 Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (GEA)

Der Aktuelle Entwurf berücksichtigt nicht, dass Mieter:innen häufig als aktive Kund:innen an einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage (GEA) teilnehmen, ohne selbst Eigentümer:innen der Anlage zu sein oder eigene Verträge dafür abschließen zu können. Da dieses Modell in der Praxis weit verbreitet ist und wesentlich zur breiten Beteiligung an erneuerbaren Energien beiträgt, sollte es ausdrücklich im Gesetz verankert und rechtlich ermöglicht werden.

§ 66 Allgemeine Bestimmungen für die gemeinsame Energienutzung

Die Erweiterung des Monitoringberichts der E-Control um Schlichtungsfälle zur gemeinsamen Energienutzung ist zu begrüßen. Eine zentrale Zuständigkeit der Schlichtungsstelle bei der E-Control würde Verfahren vereinfachen, transparente Abläufe schaffen und Doppelstrukturen vermeiden.

Derzeit fehlt Energiegemeinschaften eine klar geregelte Anlaufstelle für Konflikte, insbesondere bei innergemeinschaftlichen Streitigkeiten. Eine Bündelung bei der E-Control ermöglicht einheitliche Verfahren, bessere Auswertung der Streitgegenstände und effiziente Nutzung bestehender Strukturen.

Dies bringt Vorteile für alle: Verbraucher:innen erhalten leichten Zugang zu neutraler Streitbeilegung, Marktteilnehmer klare Prozesse, und die Regulierung wertvolle Erkenntnisse zur Weiterentwicklung der Marktregeln.

§ 68 Diskriminierungsverbot für Lieferanten

Eine faire und verursachungsgerechte Preisgestaltung muss sicherstellen, dass sich alle Nutzer:innen angemessen an den Kosten der Energieversorgung beteiligen – unabhängig davon, ob sie Strom vollständig aus dem Netz beziehen oder einen Teil selbst erzeugen. Der aktuelle Entwurf trägt diesem Aspekt nicht ausreichend Rechnung.

Kund:innen mit Eigenerzeugung – etwa durch PV-Anlagen – reduzieren zwar ihre Netzentnahme an sonnigen Tagen erheblich, belasten das Netz jedoch in Zeiten geringer Eigenerzeugung („Dunkelflaute“) unter Umständen genauso stark wie Vollbezieher:innen. Für diese volle Leistungsbereitstellung müssen Lieferanten und Netzbetreiber Kapazitäten vorhalten, was Fixkosten verursacht. Diese Kosten werden heute vor allem von jenen Kund:innen getragen, die keine Möglichkeit haben, durch den Zubau von PV-Anlagen oder andere Eigenversorgungsmodelle ihre Netzentnahme zu reduzieren – häufig Haushalte mit geringerem Einkommen oder in Mietwohnungen.

Dieses Ungleichgewicht untergräbt das Solidaritätsprinzip im Energiesystem: Kund:innengruppen mit höheren Investitionsmöglichkeiten können ihre Beitragspflicht zur Finanzierung der Infrastruktur deutlich reduzieren, während jene, die strukturell oder finanziell nicht auf eine erhöhte Eigenversorgung umsteigen können, einen immer größeren Anteil der Vorhaltekosten schultern.

§ 68 sollte daher ausdrücklich vorsehen, dass Tarifmodelle so ausgestaltet werden, dass sie nicht nur den Energieverbrauch, sondern auch die notwendige Kapazitätsvorhaltung berücksichtigen – beispielsweise durch einen angemessenen Leistungspreis oder ein Kapazitätsentgelt. Damit wird sichergestellt, dass alle Nutzer:innen entsprechend ihrer tatsächlichen Systembeanspruchung zur Finanzierung beitragen. Dies erhöht die Fairness, stärkt die Solidarität im Energiesystem und sichert die langfristige Tragfähigkeit der Energiewende.

EWG	VKÖ
Lieferanten dürfen gegenüber aktiven Kunden, die 1. eine Eigenversorgungsanlage gemäß § 6 Abs. 1 Z 23 betreiben oder	Lieferanten dürfen gegenüber aktiven Kunden, die 1. eine Eigenversorgungsanlage gemäß § 6 Abs. 1 Z 23 betreiben oder

2. die gemäß § 61 gemeinsam Energie nutzen, keine diskriminierenden Anforderungen, Verfahren oder Entgelte vorsehen. Der Lieferant darf insbesondere keine Mindeststromliefermenge festlegen.	2. die gemäß § 61 gemeinsam Energie nutzen, keine diskriminierenden Anforderungen, Verfahren oder Entgelte vorsehen. Die auf aktive Kunden zugeschnittene Gestaltung von Tarifprodukten, welche deren zeitlich variierende Nachfrage nach Strom entspricht, stellt keine Diskriminierung im Sinne des geltenden Rechts dar.
--	--

§ 69 Errichtung und Inbetriebnahme von Stromerzeugungsanlagen

Derzeit gibt es keine einheitliche Regelung nach welchem Gesetz Stromspeicher zu genehmigen sind. Es ist weiterhin unklar, welchem Genehmigungsregime die Stromspeicheranlagen unterliegen. Um den effektiven Ausbau voranzutreiben und rechtliche Klarheit zu schaffen, braucht es eine Klarstellung in § 69, dass Speicheranlagen nach den Landeselektrizitätsgesetzen zu genehmigen sind. In Anlehnung an § 12 Abs. 2 ElWOG 2010 und das angekündigte Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungs-Gesetz wird zudem vorgeschlagen, die Genehmigung der Anlagen bis zu einer bestimmten Leistung einem vereinfachten Verfahren oder einer Anzeigepflicht zu unterziehen.

§ 70b Ansteuerbarkeit neuer PV-Anlagen

Die Einführung einer Steuerbarkeitspflicht für neue Anlagen ab einer netzwirksamen Leistung von 7 kW ist grundsätzlich zu begrüßen. Weil Netzengpässe aber unabhängig von Technologie auftreten, sollte über eine technologieoffen formuliert nachgedacht werden. Um eine konsistente und rechtssichere Auslegung sicherzustellen, wird empfohlen, die Regelungen zur Ansteuerbarkeit auch im Zusammenhang mit neuen Netzzugangsverträgen systematisch an die Formulierungen des § 94a anzupassen. Dies würde zur Klarheit und Vereinheitlichung der gesetzlichen Vorgaben beitragen. Die im § 70b (1) vorgesehene Frist „1. Juni 2026 für Betreiber von neuen PV-Anlagen“ ist auslegungsbedürftig und eröffnet potenziellen Interpretationsspielraum in Bezug auf Übergangsfristen, insbesondere wenn Netzbetreiber in der Übergangszeit keine Anforderungen an standardisierte Schnittstellen bekanntgeben. Eine klarstellende Formulierung wird daher dringend empfohlen.

Zentral ist zudem eine klare gesetzliche Regelung zu datenschutzrechtlichen Fragen. Die Steuerbarkeit greift in den Betrieb von Kundenanlagen ein und erfordert den Zugriff auf Echtzeitdaten und Steuerbefehle. Um Rechtssicherheit herzustellen, sollten Datenschutzrechtliche Bedenken im Gesetz klargestellt werden.

Auch die Kostentragung muss im Gesetz eindeutig abgegrenzt werden. Betreiber:innen sollten lediglich für die Herstellung der Steuerbarkeit bis zum Netzanschlusspunkt bzw. zu einem analog definierten Datenübergabepunkt aufkommen. Darüber hinausgehende Investitionen in Netz- oder Systeminfrastruktur sind vom Netzbetreiber zu tragen, da sie dem Gesamtsystem dienen.

Durch eine solche Ausgestaltung wird die Steuerbarkeitspflicht nicht nur technisch und rechtlich praktikabel, sondern auch fair verteilt. Gleichzeitig wird die Akzeptanz der Maßnahme bei Betreiber:innen gestärkt und sichergestellt, dass sie einen wirksamen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Netzentlastung leisten kann.

EIWG	VKÖ
(1) Betreiber von neuen Photovoltaikanlagen mit einer netzwirksamen Leistung von mindestens 7 kW, sind ab dem 1. Juni 2026 verpflichtet, ihre Anlagen mit einer technischen Einrichtung zur Steuerbarkeit auszustatten. Die technische Einrichtung hat über eine in den Sonstigen Marktregeln näher zu definierende standardisierte Schnittstelle zu verfügen. Die bei der Herstellung der technischen Steuerbarkeit anfallenden Kosten sind vom Betreiber zu tragen.	(1) Betreiber von neuen Photovoltaikanlagen mit einer netzwirksamen Leistung von mindestens 7 kW, deren Netzanschluss nach dem 1. Juni zugesagt wurde , sind ab dem 1. Juni 2026 verpflichtet, ihre Anlagen mit einer technischen Einrichtung zur Steuerbarkeit auszustatten. Die technische Einrichtung hat über eine in den Sonstigen Marktregeln näher zu definierende standardisierte Schnittstelle zu verfügen. Die bei der Herstellung der technischen Steuerbarkeit anfallenden Kosten sind vom Betreiber zu tragen.

§ 86 – Allgemeine Netzbedingungen

Die allgemeinen Netzbedingungen sollten gemäß Abs 2 auch die zukünftigen Änderungen bei der Rechnungslegung und der Netztarifierung beinhalten. Erstere betrifft gemäß § 40 Abs 2 das Wahlrecht von Endkund:innen mit intelligenten Messgeräten zwischen einer monatlichen Rechnung und einer Jahresrechnung. Davon ist auch die Abrechnung der Netzentgelte betroffen. Zweiteres betrifft die geplante Änderung der bisherigen Leistungspauschale auf einen Leistungspreis pro Kilowatt (kW). Auch diese – für bisher nicht gemessene Netzkund:innen der Netzebene 7 – wesentliche Änderung sollte sich in den Netzbedingungen wiederfinden. Darüber hinaus sollten die bisher nicht gemessenen Netzkund:innen bei Einführung des Leistungspreises umfassend über Änderungen und die Auswirkungen informiert werden.

Zu § 89 – Allgemeine Anschlusspflicht der Verteilernetzbetreiber

Aus unserer Sicht bedarf es einer klarstellenden Regelung, dass Netzbetreiber nach § 89 Abs. 1 verpflichtet sind innerhalb des von ihrem Verteilnetz abgedeckten Konzessionsgebietes Kund:innen anzuschließen.

In den letzten Monaten wurden zunehmend Bedenken bezüglich Wechselrichter aus Drittstaaten geäußert, die ein erheblichen Sicherheitsrisiko für das europäische Energiesystem darstellen können. Daher sollte Abs 3 folgendermaßen erweitert werden: *„Verteilnetzbetreiber dürfen Komponenten keinen Anschluss an das öffentliche Stromnetz gewähren, wenn diese von Herstellern stammen oder unter dem maßgeblichen Einfluss von Unternehmen stehen, die von der Europäischen Union, der österreichischen Bundesregierung oder den zuständigen nationalen Sicherheitsbehörden auf Grundlage einer Risikoanalyse aus Sicherheitsgründen als nicht vertrauenswürdig eingestuft wurden.“* (vgl dazu International Procurement Instruments Regulation (EU) 2025/1197 of 19 June 2025)

§ 92 - Anzeige neuer Betriebsmittel

Gemäß § 92 ElWG sind Netzbenutzer verpflichtet, den Anschluss von Betriebsmitteln ohne eigenen Zählpunkt dem Netzbetreiber zu melden, welcher diese Information an den Energielieferanten weiterzugeben hat. In der Praxis zeigt sich jedoch, dass die Meldung oft nicht erfolgt und deshalb eine hohe Unsicherheit hinsichtlich der Datenqualität besteht. Besonders bei Außerbetriebnahmen erfolgt eine Meldung nur in sehr wenigen Fällen, wodurch Lieferanten häufig nicht oder zu spät über den tatsächlichen Status informiert werden. Eine Sanktionsmöglichkeit gegenüber aktiven Kunden, die ihrer Meldepflicht nicht nachkommen, ist im derzeitigen Entwurf nicht vorgesehen. Um die Datenqualität und damit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sollte der Gesetzgeber prüfen, ob zusätzliche Kontroll- oder Plausibilisierungsmechanismen für Netzbetreiber eingeführt, gesetzliche Maßnahmen oder Anreize zur Erhöhung der Meldequote geschaffen und im Falle wiederholter Pflichtverletzungen klare Sanktionen vorgesehen werden. Nur durch verlässliche und vollständige Informationen über angeschlossene Betriebsmittel kann ein effizienter Netz- und Marktbetrieb sichergestellt werden.

§ 93 - Transparenz und Reservierung verfügbarer Netzanschlusskapazitäten

Zwar kann die Veröffentlichung verfügbarer und gebuchter Netzanschlusskapazitäten nach § 93 zu einer erhöhten Markttransparenz beitragen, birgt jedoch im Lichte der NIS-2-Richtlinie auch Risiken. Durch zu detaillierte technische Angaben könnten Rückschlüsse auf Schwachstellen der Netzinfrastruktur gezogen werden. Um Zielkonflikte zwischen Transparenz und Versorgungssicherheit zu vermeiden, sollte klargestellt werden, dass die Veröffentlichungspflicht nur in Einklang mit den Cybersicherheitsanforderungen der NIS-2 erfolgen kann. Es muss rechtlich ausdrücklich festgesetzt werden welche Informationen veröffentlicht werden sollen.

§ 94a - Spitzenkappung allgemein

Im Hinblick auf die Einführung der Spitzenkappung ist sicherzustellen, dass Maßnahmen zur Eigenverbrauchsoptimierung sowie die Nutzung eigener Energiespeicher nicht beeinträchtigt werden. Die bestehenden Regelungen zur sogenannten dynamischen Spitzenkappung bedürfen weiterer Spezifizierung, insbesondere, wann die Informationsübermittlung von Netzbetreibern spätestens stattzufinden hat. Jedenfalls sollte der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber mindestens 24 Stunden vor der geplanten Abregelung informieren, um einen verlässlichen und wirtschaftlich tragfähigen Anlagenbetrieb zu ermöglichen.

Neue Netzzugänge sind genauer zu definieren, um Planungssicherheit für Projektwerber zu schaffen. Wir schlagen vor, „neue Netzzugänge“ ab 1. Juni 2026 zu definieren (statt „neue Anlagen“) Zudem besteht derzeit Unklarheit darüber, ob die Spitzenkappung bei Änderungen bestehender Netzanschlüsse lediglich auf den zusätzlichen Leistungsanteil Anwendung findet oder die gesamte Bestandsanlage umfasst. Es ist demnach klarzustellen, dass sich die vorgeschlagene Regelung ausschließlich auf den geänderten Anlagenteil bezieht, um bestehende Investitionen nicht rückwirkend zu beeinträchtigen.

Nicht zuletzt ist zu berücksichtigen, dass die Reduktion der erneuerbaren Stromproduktion durch die Spitzenkappung auch entsprechende Auswirkungen auf den Wasserstoffhochlauf haben kann, da

Überschüsse aus erneuerbarer Stromerzeugung eine wichtige Ressource für die Wasserstoffproduktion darstellen.

§ 94a. (1) - Spitzenkappung Windkraftanlagen

Laut vorliegendem Entwurf soll die Spitzenkappung für Windkraftanlagen dynamisch 15% der netzwirksamen Leistung, jedoch nicht mehr als 2% der erzeugten Jahresenergiemenge, auf Basis einer Referenzanlage mit vollem Netzzugang, betragen. Hierbei soll standortbedingten unterschiedlichen Stromerträgen Rechnung getragen werden.

Die Spitzenkappung von Windkraftanlagen wird kritisch gesehen. Gleichzeitige Volllasteinspeisungen sind bei Windenergie äußerst selten und treten tendenziell in den windreichen Wintermonaten auf – genau in jener Zeit, in der in Österreich ein erhöhter Strombedarf besteht und Windenergie einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leistet. Die mengenmäßige Begrenzung der Spitzenkappung auf 2 % der Jahresenergiemenge macht das Instrument zudem weitgehend wirkungslos: Wird diese Schwelle bereits im Frühjahr erreicht, entfällt jede weitere Kappungsmöglichkeit im Jahresverlauf. Das Netz muss daher weiterhin für die volle Maximalkapazität ausgelegt werden, um mögliche Spitzen zu bewältigen, was die beabsichtigte Reduktion der Netzausbaukosten faktisch verhindert.

Unter diesen Rahmenbedingungen trägt die Spitzenkappung weder wesentlich zur Entlastung des Netzes bei, noch ist sie volkswirtschaftlich sinnvoll. Stattdessen könnte sie in kritischen Wintermonaten wertvolle erneuerbare Erzeugung ungenutzt lassen und so die Versorgungssicherheit sowie die Preisstabilität negativ beeinflussen.

§ 94a. (2) Spitzenkappung PV-Anlagen:

Hier wird die Spitzenkappung neuer oder geänderter Netzzugänge von PV-Anlagen bzw. solcher mit geändertem Netzzugang auf statisch oder dynamisch von 60% (netzwirksamer Leistung) festgelegt.

Die Spitzenkappung neu errichteter Photovoltaikanlagen sollte sich am etablierten Branchenkonsens orientieren und auf 70 % der netzwirksamen Leistung begrenzt werden. Zudem lässt der aktuelle Wortlaut hinsichtlich der Anwendbarkeit der Begrenzung zu viel Interpretationsspielraum. Daher wird um eine ausdrückliche Klarstellung ersucht, dass die Begrenzung auf 60 % bzw. 70 % auch im Rahmen der Umstellung auf eine dynamische Spitzenkappung fortbesteht und als dauerhafte Untergrenze zu verstehen ist. Demnach hat die Einführung der dynamischen Spitzenkappung in Verbindung mit dem Maximierungsgebot gemäß Abs. 4 zu ermöglichen, dass die verfügbaren Netzkapazitäten maximal ausgeschöpft werden.

Zugleich ist klarzustellen, dass der Begriff „geänderter Netzzugang“ ausschließlich auf den jeweils geänderten oder erweiterten Anlagenteil Bezug nimmt und nicht dazu führt, dass die gesamte Bestandsanlage den neuen Anforderungen unterworfen wird. Eine eindeutige Definition des Begriffs „neuer Netzzugang“ sollte darüber hinaus an den Abschluss eines neuen Netzzugangsvertrags ab dem 1. Juni 2026 geknüpft werden, um Rechtssicherheit für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zu schaffen.

§ 94a (5) Ausschluss von der Spitzenkappung

Es werden Ausnahmen für Anlagen vorgesehen, die an eine Direktleitung angeschlossen sind. Es sollte klargestellt werden, dass die Ausnahme von der Spitzenkappung nur für die Stromabgabe in die Direktleitung gilt. Gibt die Anlage Strom in das öffentliche Netz ab, so ist dort die Spitzenkappung weiterhin anzuwenden. Außerdem stellt sich die Frage, was mit Anlagen passiert, die über eine Direktleitung „an einem Verbraucher vorbei“ in das öffentliche Netz einspeisen (gem. § 59 Abs 2 Z 2).

Die Hinzunahme von Hybridkraftwerken als Ausnahme von der Spitzenkappung in den Erläuterungen wird begrüßt, da so der Ausbau von Erneuerbaren Anlagen in Kombination mit Speichern vorangetrieben werden kann. Um Rechtssicherheit für Investitionen in die erneuerbare Energiezukunft zu schaffen, ist diese zusätzliche Ausnahme auch in Abs. 5 des Gesetzestexts mitanzuführen.

§ 96 (2) Flexibler Netzzugang für Einspeiser – Netzzugangsfristen

Die Fristen, bis zu denen der vollständige Netzzugang hergestellt werden muss, wurden teils drastisch verkürzt.

Die hier erwähnten Fristen entsprechen nicht der Realität des Netzausbaus. Da auf der Netzebene 3 oftmals die Anschlussmöglichkeiten ausgeschöpft sind, müssen ggf. neue Umspannwerke an neuen Standorten errichtet werden oder bestehende Umspannwerke ausgebaut werden, was teilweise durch die F-Gas-Verordnung verunmöglicht wird. Derzeit beträgt allein die Lieferfrist für einen 110 kV Transformator rund 3,5 Jahre. Dies beinhaltet noch nicht die erforderliche Zeit für Grundstückssuche, Planung, Ausschreibung und die sonstigen Arbeiten, wie Bau, etc. Die derzeit schon oft nicht einhaltbare Frist von 3 auf 2 Jahre zu verkürzen, führt zu einer weiteren Verschärfung dieser Problematik. Die bisherige Frist von 3 Jahren sollte daher beibehalten werden. In diesem Zusammenhang ist jedoch essenziell, dass die Möglichkeit der Fristverlängerung nicht beschränkt ist, sondern bei Gründen, die nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers liegen, ohne Beschränkung, da hier zum Teil Umspannwerke neu gebaut werden müssen, die innerhalb der Frist schlicht und einfach nicht realisierbar sind (Bsp. Trafos haben Lieferzeiten von 3,5 Jahren).

§ 97 Möglichkeiten des begrenzten oder beschränkten Netzzugangs im Übertragungsnetz

Wir sehen die in § 97 Abs. 4 vorgesehene Möglichkeit zur Abregelung kritisch, wenn ein unbeschränkter Anschluss gemäß § 97 Abs. 3 vollständig bezahlt wurde. Ein solcher Anschluss vermittelt den berechtigten Eindruck, dass die volle Anschlusskapazität jederzeit zur Verfügung steht. Wird dennoch eine Abregelung zugelassen, entsteht ein Widerspruch zwischen der zugesicherten Anschlussqualität und der tatsächlichen Nutzungsmöglichkeit. Dies kann zu erheblichen wirtschaftlichen Nachteilen für den Anschlussnehmer führen, der die vollen Netzentgelte entrichtet, aber nicht den erwarteten Netzzugang erhält. Eine solche Unsicherheit untergräbt die Investitions- und Planungssicherheit und birgt das Risiko von Konflikten zwischen Netzbetreibern und Anschlussnehmern. Wir regen daher eine klare gesetzliche Regelung an, ob und unter welchen Voraussetzungen § 97 Abs. 4 auf vollständig bezahlte, unbeschränkte Anschlüsse Anwendung finden darf.

§ 103a Messkonzepte

Die gesetzliche Regelung der Messkonzepte gemäß § 103a ist grundsätzlich zu begrüßen, da sie die Grundlage für eine effiziente und zukunftsorientierte Netznutzung schafft. Um jedoch Klarheit, Transparenz und Kostenkontrolle sicherzustellen, sollte der Gesetzestext eine taxative Aufzählung der begünstigten elektrischen Anlagen und Verbraucher:innen enthalten. Dies gewährleistet eine eindeutige Abgrenzung und verhindert ein Ausufern der Regelung auf Anwendungsfälle, die weder wirtschaftlich sinnvoll noch systemrelevant sind.

Im Hinblick auf die mit zusätzlichen Messgeräten verbundenen Kosten und den administrativen Aufwand ist die Einführung klar definierter Untergrenzen (z. B. anhand des Jahresverbrauchs oder der installierten Leistung) erforderlich. Diese Bagatellgrenzen tragen dazu bei, insbesondere Kleinanlagen von übermäßigen Mess- und Dokumentationspflichten zu entlasten und ein ausgewogenes Kosten-Nutzen-Verhältnis sowohl für Kund:innen als auch für Netzbetreiber zu sichern.

Darüber hinaus erfordert die Einführung neuer Messkonzepte eine ganzheitliche Betrachtung aller betroffenen Bereiche, wie Aggregation, gemeinsame Energienutzung, Flexibilitätsnutzung und Vorleistungsmodelle. Die im Entwurf vorgesehene Frist von sechs Monaten für die Erstellung der technischen organisatorischen Regeln gemäß § 103a Abs. 4 erscheint hierfür zu kurz bemessen. Eine Verlängerung auf zwölf Monate ist notwendig, um eine sorgfältige Ausarbeitung zu ermöglichen und die Energiebranche aktiv in den Erarbeitungsprozess einzubinden.

Abschließend ist sicherzustellen, dass auch künftig die Verrechnung einer Grundgebühr pro Zählpunkt zulässig bleibt, um die Kostendeckung im Messwesen zu gewährleisten. Nur durch diese Kombination aus klaren rechtlichen Vorgaben, praktikablen Umsetzungsschritten und wirtschaftlicher Fairness kann § 103a seinen Zweck effektiv erfüllen.

§ 107 Pflichten der Verteilernetzbetreiber

Die in § 7 vorgesehene Pflicht zur Erstellung eines Netzentwicklungsplans sollte erst ab einer Schwelle von mindestens 100.000 Zählpunkten gelten. Eine zu niedrige Ansetzung der Grenze – wie zuletzt mit 25.000 vorgesehen – führt zu einem unverhältnismäßigen administrativen und finanziellen Aufwand, insbesondere für kleinere und mittlere Netzbetreiber, ohne dass daraus ein messbarer Mehrwert für Kund:innen oder das Energiesystem entsteht.

Die EU-Richtlinie (2019/944) sieht diese Verpflichtung erst ab 200.000 Kunden vor. Eine nationale Festlegung auf 100.000 Zählpunkte stellt daher bereits eine deutliche Verschärfung gegenüber dem europäischen Mindeststandard dar, wahrt aber gleichzeitig die Möglichkeit, größere und systemrelevantere Netzbetreiber frühzeitig in eine strategische Netzentwicklungsplanung einzubinden.

Gerade in den unteren Netzebenen (NE 5, 6 und 7) wird der Netzausbau häufig durch kurzfristige und schwer prognostizierbare Kundenprojekte getrieben. In diesen Fällen verlieren mittel- bis langfristige Planungsinstrumente schnell ihre Aktualität, wodurch der Nutzen eines formalen Netzentwicklungsplans begrenzt ist. Eine höhere Schwelle verhindert, dass kleinere Netzbetreiber unverhältnismäßig belastet werden, und fokussiert die Ressourcen auf jene Netzbetreiber, deren Planungsentscheidungen tatsächlich signifikante Auswirkungen auf das Gesamtsystem haben.

Die Festlegung der Grenze auf 100.000 Zählpunkte stellt somit einen ausgewogenen Kompromiss zwischen europäischer Mindestvorgabe, nationalen Anforderungen und praktischer Umsetzbarkeit dar.

§ 108 Recht zum Netzanschluss

Analog zu § 89 bedarf es einer korrespondierenden Klarstellung, dass Verteilnetzbetreiber berechtigt sind alle Endkund:innen, Energiespeichieranlagen, Erzeuger sowie Netzbetreiber innerhalb seines Konzessionsgebietes an sein Netz anzuschließen.

§ 109 Gemeinsame Internetplattform

Das Realisierungsdatum (1.1.2026) für eine österreichweite Internetplattform, die Netzbedingungen, Netzkapazitäten, Netzentwicklungsplänen und Entgelte darstellen soll, scheint im Hinblick auf das wahrscheinliche In Kraft treten im Herbst 2025 zu knapp bemessen.

§ 110 Netzentwicklungsplan für das Verteilnetz

In Konsistenz mit § 107 sollte auch für § 110 die Schwelle zur verpflichtenden Erstellung eines Netzentwicklungsplans bei mindestens 100.000 Zählpunkten liegen. Eine niedrigere Grenze – wie zuletzt mit 25.000 vorgesehen – belastet kleinere Netzbetreiber unverhältnismäßig, ohne erkennbaren zusätzlichen Nutzen für das Energiesystem. In Anlehnung an die EU-Richtlinie (2019/944), die diese Pflicht erst ab 200.000 Kunden vorsieht, stellt die Festlegung auf 100.000 Zählpunkte bereits eine deutliche nationale Verschärfung dar, wahrt jedoch die Verhältnismäßigkeit. So wird sichergestellt, dass der Netzentwicklungsplan dort zum Einsatz kommt, wo er strategisch relevant ist und einen echten Mehrwert für Netzplanung und Versorgungssicherheit bietet.

§ 119 Bestimmung der Systemnutzungsentgelte

Der Paragraph regelt die Systemnutzungsentgelte, die Netzbenutzer zu entrichten haben und definiert für Energiespeichieranlagen die Freistellung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelt für den Bezug der zu speichernden elektrischen Energie 20 Jahre ab Inbetriebnahme, wenn diese systemdienlich sind.

Die in § 119 Abs. 3 vorgesehene Entgeltbefreiung für Energiespeichieranlagen bei systemdienlichem Betrieb – insbesondere bei Errichtung an einem systemdienlichen Standort – ist ausdrücklich zu begrüßen. Die Befreiung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme stellt einen wichtigen Investitionsanreiz dar und trägt wesentlich zur Umsetzung der Ausbauziele im Bereich erneuerbarer Energien bei. Bei einer künftigen Einführung von Netznutzungsentgelten für die Einspeisung sollte diese Befreiung – unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs – auch auf die Einspeisung ausgedehnt werden.

Kritisch zu sehen ist jedoch, dass die derzeitige Ausgestaltung zu zeitlichen Verzögerungen und Rechtsunsicherheiten führen kann. Die Prüfung der Systemdienlichkeit ist bislang nicht fristgebunden, was insbesondere bei ambitionierten Ausbauzielen für erneuerbare Energien und Speicherprojekten zu erheblichen Projektverzögerungen führen kann. Unklar ist zudem, ob diese Prüfung parallel zu

anderen Genehmigungsverfahren (z. B. Elektrizitätsrecht, UVP) erfolgen kann, wodurch Doppelgleisigkeiten und längere Projektlaufzeiten drohen. Die Kriterien für die Feststellung der Systemdienlichkeit sind gesetzlich nicht hinreichend operationalisiert; eine rasche Umsetzung der in § 127 Abs. 1 vorgesehenen Verordnung ist daher dringend erforderlich.

Besondere Bedeutung hat die Ausgestaltung für Elektrolyseure. Deren wirtschaftlich effizienter Betrieb erfordert in der Regel eine kontinuierliche Stromaufnahme über mehrere Stunden, wodurch sie die derzeitigen Kriterien für Systemdienlichkeit oft nicht erfüllen und somit keinen Anspruch auf Entgeltbefreiung hätten. Dies gefährdet die Wirtschaftlichkeit zahlreicher Projekte im Bereich „Grüner Wasserstoff“ und steht im Widerspruch zu nationalen und europäischen Dekarbonisierungszielen. Eine gesetzliche Klarstellung, dass Elektrolyseure systemdienlich sind, wenn sie langfristig zur Flexibilisierung oder Sektorkopplung beitragen, ist daher geboten. Elektrolyseure sind in diesem Sinne systemdienlich, da sie überschüssigen erneuerbaren Strom aufnehmen, Netze in Erzeugungsspitzen entlasten, Energie sektorenübergreifend nutzbar machen und so sowohl die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien als auch die Versorgungssicherheit unterstützen.

Darüber hinaus ist sicherzustellen, dass sämtliche Speichieranwendungen – unabhängig von der Energieform – gleichbehandelt werden, sofern sie netzdienlich eingesetzt werden können. Dies betrifft insbesondere nicht-traditionelle Speichertechnologien wie Batteriespeicher, Power-to-Gas- und Hybridspeichieranlagen, die derzeit Gefahr laufen, gegenüber Pumpspeichern benachteiligt zu werden.

Hinsichtlich des Netzanschlussentgelts nach § 122 wäre eine Ausnahmeregelung für Verteilernetzbetreiber auf den Netzebenen 1 und 2 sachlich gerechtfertigt, da diese überregionale Bedeutung haben, zentrale Aufgaben für Spannungshaltung und Engpassmanagement erfüllen und systemrelevante Flexibilitätsoptionen einbinden. Solche strukturell bedingten, gesetzlich vorgeschriebenen Investitionen sollten über die regulierten Netzkosten des Gesamtsystems finanziert und nicht einzelnen Netzbenutzern angelastet werden.

§ 120 Netznutzungsentgelt

Der Artikel sieht vor, dass das Netznutzungsentgelt auch von Einspeisern pro Zählpunkt entrichtet werden soll.

Netznutzungsentgelte wirken sich auf die Investitionsmöglichkeiten in erneuerbare Erzeugungsanlagen aus. Einspeiser tragen derzeit rund 6 % der Netzentgelte (z. B. durch Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelte). Diese bestehende Kostenbeteiligung ist bei der Festlegung einer zusätzlichen finanziellen Belastung für Erzeugungsanlagen künftig angemessen zu berücksichtigen.

Aufgrund der bestehenden Unsicherheit sind die Auswirkungen der Einführung eines erzeugerseitigen Netznutzungsentgelts nicht abschätzbar und eine Einführung daher abzulehnen.

Vor Einführung eines Netzentgeltes für Einspeiser sollte jedenfalls eine Folgenabschätzung eines solchen Schrittes durchgeführt werden. Im Rahmen einer unabhängigen Studie sollte ermittelt werden, welche Maßnahmen am stärksten zu einem nachhaltigen, leistbaren, und zuverlässigen Strommarkt beitragen. Für ein tragkräftiges Bild sollten die Perspektiven der Elektrizitätswirtschaft,

des Regulators, des zuständigen Ministeriums sowie der Sozialpartner gleichberechtigt berücksichtigt und sorgfältig abgewogen werden.

Zum aktuellen Zeitpunkt sollte allerdings der Fokus auf der Weitergabe von Marktsignalen liegen, etwa negative Strompreise bei PV-Einspeisung zu Zeiten geringer Netzaufnahmefähigkeit, sowie auf einer verursachungsgerechten Gestaltung der Entnahmeentgelte – insbesondere für Prosumer. Außerdem muss sichergestellt werden, dass Einspeiser die tatsächlichen Anschlusskosten für das Herstellen des Netzzugangs tragen. Grundsätzlich ist eine verursachungsgerechtere Ausgestaltung des Energiesystems zu begrüßen. Ein Netznutzungsentgelt für Einspeiser könnte jedoch den Ausbau erneuerbarer Energien erheblich bremsen und das Erreichen der Klimaziele massiv gefährden.

Bei der Ausgestaltung eines Netznutzungsentgelts ist sicherzustellen, dass keine Marktverzerrungen durch regionale Entgeltunterschiede oder technologische Sonderregelungen entstehen. Ebenso sollte verhindert werden, dass der Wirtschaftsstandort Österreich geschwächt und Wertschöpfung ins Ausland verlagert wird, was Investitionen in die heimische Energiebranche behindern könnte.

§ 122 Netzzugangsentgelt:

Wir sprechen uns dafür aus, das Netzzugangsentgelt sowohl für Entnehmer als auch für Erzeuger nach tatsächlichem Aufwand zu verrechnen. Es muss verhindert werden, dass der Netzzugang für eine Kundin oder einen Kunden – unabhängig von der Eigenschaft des Zählpunkts als Einspeiser oder Entnehmer – günstiger ist und damit Anreize für strategische Umgehungen schafft, deren Kosten letztlich von der Allgemeinheit getragen werden. In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass das bestehende System gezielt genutzt wird, etwa indem zunächst ein Netzzugang für eine kleine PV-Anlage beantragt und dieser kurz darauf um eine deutlich größere Bezugsanlage erweitert wurde, ohne dass die Anschlusskosten entsprechend angepasst wurden.

Aus diesem Grund sollten Anschlusskosten stets nach tatsächlichem Aufwand verrechnet werden, unabhängig davon, ob es sich um eine Einspeise- oder Entnahmeanlage handelt. Die derzeit in Abs. 6 vorgesehenen Pauschalen gemäß Anlage V sind zu gering und versagen als Steuerungsinstrument. Falls an diesem System festgehalten wird, sollten die Pauschalen zumindest so angehoben werden, dass sie der Kostenwahrheit entsprechen.

Besonders problematisch ist die derzeitige Kostenweitergabe im Verhältnis zwischen unterlagerten und vorgelagerten Verteilernetzbetreibern: Während zwischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und Verteilernetzbetreibern (VNB) die Kosten für Netzverstärkungen vom jeweils eigenen Netzbetreiber getragen werden, muss ein unterlagertes VNB aktuell auch die Kosten für Verstärkungen im vorgelagerten Netz übernehmen, die durch seine Kunden ausgelöst werden. Wir regen an, eine gleichartige Regelung wie zwischen ÜNB und VNB auch zwischen Verteilernetzbetreibern untereinander einzuführen. Bei einspeisebedingten Verstärkungen, die bis in das vorgelagerte Verteilernetz reichen, sollte jeder Netzbetreiber für die Ertüchtigung seines Netzes verantwortlich sein und die entsprechenden Kosten selbst tragen.

Darüber hinaus eröffnet die derzeitige Formulierung von Abs. 1 und 2 weitere Umgehungsmöglichkeiten: Nach aktueller Judikatur zu § 54 ElWOG wäre eine Verrechnung bei Erhöhung der netzwirksamen Leistung nicht möglich, wenn keine bauliche Änderung der

Anschlussanlage erfolgt. Dies könnte dazu führen, dass geplante große Einspeiseleistungen stufenweise angemeldet werden, um geringere Entgeltsätze zu nutzen. Um dieses strategische Verhalten auf Kosten der Allgemeinheit zu verhindern, sollte klargestellt werden, dass bei einer Erhöhung der netzirksamen Leistung das leistungsabhängige Netzanschlussentgelt stets neu zu bemessen ist – auch ohne bauliche Änderung der Anschlussanlage. Der erste Satz des § 122 Abs. 2 könnte wie folgt lauten:

„(2) Im Falle einer Erhöhung der netzirksamen Leistung ist auch ohne Vorliegen der Voraussetzungen des Abs. 1 das Netzanschlussentgelt nur im Ausmaß der Erhöhung zu entrichten.“

Alternativ könnte die schlichte Leistungserhöhung als Voraussetzung für die Verrechnung des Netzanschlussentgelts direkt in Abs. 1 aufgenommen werden.

§ 126 Verfahren zur Feststellung der Kostenbasis

Die Wortfolge „sämtlicher Netzbetreiber des Netzbereichs“ sollte ersatzlos gestrichen werden. Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb automatisch alle Netzbetreiber eines Netzbereichs einer Prüfung unterzogen werden müssen, wenn die Regulierungsbehörde ohnehin die Möglichkeit hat, bei Bedarf eine amtswegige Prüfung einzuleiten. Eine generelle Pflicht zur umfassenden Prüfung aller Netzbetreiber würde zu unnötigem Verwaltungsaufwand führen, ohne dass daraus ein erkennbarer Mehrwert für die Zielerreichung des Gesetzes entsteht. Eine gezielte, anlassbezogene Prüfung ist ausreichend und effizienter.

§ 127 Verfahren zur Festsetzung der Systemnutzungsentgelte

Die Regulierungsbehörde hat per Verordnung nähere Bestimmungen zur Ermittlung des Systemnutzungsentgelts, inkl. des einspeiserseitigen Netznutzungsentgelt sowie Kriterien zur Beurteilung der systemdienlichen Betriebsweise, zu treffen.

Bei der Einführung einer Netznutzungskomponente für Einspeiser handelt es sich um eine gravierende Veränderung des derzeitigen Systems zur Aufbringung der Netzkosten. Aufgrund der weitreichenden Auswirkungen durch diese Systemumstellung sind die im derzeitigen Begutachtungsentwurf vorgegebenen Rahmenbedingungen zu vage und geben der Regulierungsbehörde zu großen, undefinierten Spielraum.

Das Prinzip, systemdienliches Verhalten zu belohnen, ist grundsätzlich zu begrüßen. Aus Sicht einer gesamthaften energiewirtschaftlichen Betrachtung ist es erforderlich, den Begriff des systemdienlichen Betriebs breiter zu fassen.

In Zusammenschau von Abs 1 Z 1 in Kombination mit der Definition des systemdienlichen Betriebs (§6 (1) Z 142) ist unklar, wie die Formulierung des systemdienlichen Betriebs in der Praxis interpretiert und umgesetzt werden soll. Um das Energiewirtschaftssystem in seiner Breite mitzudenken, sind in Abs 1 Z 1 bei der Festsetzung der Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise die Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs, die Aufrechterhaltung des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch sowie die Reaktion auf wirtschaftliche Anreize auf dem Strommarkt zu berücksichtigen. Es wird daher angeregt, im Rahmen für die Ausgestaltung der Verordnung gemäß § 127 Abs. 1 eine sowohl netz- als auch marktdienliche Elemente zu

berücksichtigen und so einen funktionierenden und resilienten Gesamtbetrieb des Energiesystems zu unterstützen. Zudem ist die angekündigte Verordnung rasch umzusetzen, bestenfalls mit 01. Juni 2026, um für alle Speichieranlagen Planungs- und Investitionssicherheit zu gewährleisten.

Für den öffentlichen Verkehr kann dies jedoch zu einer Benachteiligung führen, da hier aus betrieblichen Gründen (Fahrplanbindung) kaum Flexibilität bei der Stromabnahme möglich ist. Eine pauschale Anwendung dieser Regelung würde öffentliche Verkehrsbetriebe de facto bestrafen. Wir regen daher an, Ausnahmen oder Sonderregelungen für kritische Infrastrukturen wie den ÖPNV zu prüfen.

Alternativ könnte der Abschnitt wie folgt formuliert werden:

EIWG	VKÖ
(1) Die Regulierungsbehörde hat mit Verordnung nähere grundsätzliche Festlegungen zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte gemäß § 119 Abs. 2 Z 1 bis 5 nach Maßgabe der §§ 120 bis 124 zu treffen. Zu den grundsätzlichen Festlegungen gehören insbesondere Vorgaben zu 1. den Entgeltkomponenten, deren Bemessungsgrundlagen und etwaigen Tarifzeiten sowie Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise, 2. etwaigen Mindest- oder Höchstbemessungsgrundlagen, 3. etwaigen Pauschalierungen, Rabatten oder Zuschlägen für dynamische Tarife, jeweils mit Ausnahme der konkreten Höhe, der etwaigen Ermittlung des angemessenen Entgelts bei aufwandsbezogener Verrechnung, 4. der Netzebenenordnung der Anlagen, 5. den Verrechnungsmodalitäten, sowie 6. etwaigen besonderen Vorschriften für temporäre Anschlüsse.	(1) Die Regulierungsbehörde hat spätestens mit 01. Juni 2026 mit Verordnung nähere grundsätzliche Festlegungen zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte gemäß § 119 Abs. 2 Z 1 bis 5 nach Maßgabe der §§ 120 bis 124 zu treffen. Zu den grundsätzlichen Festlegungen gehören insbesondere Vorgaben zu 1. den Entgeltkomponenten, deren Bemessungsgrundlagen und etwaigen Tarifzeiten sowie Kriterien zur Beurteilung einer systemdienlichen Betriebsweise, welche die Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs, die Aufrechterhaltung des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch sowie die Reaktion auf wirtschaftliche Anreize auf dem Strommarkt, berücksichtigen 2. etwaigen Mindest- oder Höchstbemessungsgrundlagen, 3. etwaigen Pauschalierungen, Rabatten oder Zuschlägen für dynamische Tarife, jeweils mit Ausnahme der konkreten Höhe, der etwaigen Ermittlung des angemessenen Entgelts bei aufwandsbezogener Verrechnung, 4. der Netzebenenordnung der Anlagen, 5. den Verrechnungsmodalitäten, sowie 6. etwaigen besonderen Vorschriften für temporäre Anschlüsse.

§ 131 – Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen

Die vorgesehene verpflichtende Alternativenabwägung – also der Vergleich zwischen netzseitigen Maßnahmen und marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung – soll offenbar bei jeder Maßnahme auf allen Netzebenen, einschließlich der Niederspannungsebene (Netzebene 7), durchgeführt werden. In der Praxis würde dies bedeuten, dass selbst kleinere Anpassungen im Verteilnetz einen formalen Prüfprozess auslösen. Dies ist mit erheblichem personellen und administrativen Aufwand verbunden (Ausschreibungen, Konsultationen, Integration in zentrale Softwaresysteme) und erscheint in vielen Fällen unverhältnismäßig.

Zudem besteht das Risiko, dass Flexibilitätsanbieter in kritischen Momenten nicht oder nicht rechtzeitig liefern, was die Versorgungssicherheit beeinträchtigen könnte. Die notwendige Steuerbarkeit und schnelle Reaktionsfähigkeit des Netzbetreibers würden durch die Einbindung externer Akteure eingeschränkt. Technisch sind viele Verteilnetze derzeit noch nicht in der Lage, kurzfristig und automatisiert auf Flexibilitätsangebote zuzugreifen, da entsprechende Mess- und Kommunikationstechnologien fehlen.

Darüber hinaus fehlt es in vielen Netzgebieten an einer ausreichenden Zahl flexibler Marktteilnehmer:innen, sodass die Etablierung eines liquiden Marktes derzeit nicht realistisch erscheint.

§ 132 (1) Engpassmanagement im Übertragungsnetz

Mit diesem Paragraphen wird die Vermeidung oder Beseitigung eines Netzenspasses im Übertragungsnetz geregelt. Vor diesem Hintergrund werden dem Regelzonenführer entsprechende Rechte eingeräumt.

In Z 2 wird dem Regelzonenführer das Recht gewährt, in Abstimmung mit dem VNB, Flexibilitätsdienstleistungen von Stromerzeugungs- und Energiespeichereinrichtungen mit einer Maximalkapazität ab 1 MW, anzuordnen. Hier ist jedoch unklar, inwiefern dies auch für Anlagen außerhalb eines gültigen Engpassmanagementvertrags angeordnet werden kann. In diesem Fall müssten Verrechnungsfragen geklärt werden. Folglich ist aufzuklären, ob nur bestehende Engpassmanagementverträge von einer solchen Anordnung betroffen sind. Sollte dies verneint werden, ist zu klären, bei wem die Leistung angefordert wird und wie es diese zu verrechnen gilt.

Zu § 130 – Grundsätze der Kosten- und Mengenermittlung

Die vorgesehene Verlängerung der Abschreibungsdauer kann nur dann langfristig zu einer Senkung der Netzentgelte beitragen, wenn die damit verbundenen Finanzierungskosten für die Netzbetreiber nicht überproportional steigen. Insbesondere kleinere Unternehmen könnten bei längeren Abschreibungszeiträumen ohne zusätzliche Absicherung mit höheren Kreditzinsen oder eingeschränktem Zugang zu Kapital konfrontiert sein. Damit der Effekt der Netzentgeltreduktion tatsächlich bei den Kundinnen und Kunden ankommt und gesamtwirtschaftlich effizient bleibt, sollte für zumindest einen Teil der Netzinvestitionen eine staatliche Garantie eingeführt werden. Solche Garantien würden die Kreditkonditionen verbessern, die Finanzierungskosten senken und damit

sicherstellen, dass die beabsichtigte Entlastung durch niedrigere Netzentgelte nicht durch höhere Kapitalkosten zunichte gemacht wird.

Darüber hinaus ist sicherzustellen, dass den Netzbetreibern im Rahmen der Regulierung Kosten in *angemessener Höhe* anerkannt werden. Dies ist notwendig, um die hohen erforderlichen Investitionen in Netzinfrastruktur und Digitalisierung zu ermöglichen und gleichzeitig die wirtschaftliche Stabilität der Netzbetreiber zu sichern. Nur so kann die Daseinsvorsorge gewährleistet und die Versorgungssicherheit langfristig auf hohem Niveau gehalten werden.

§ 135 Netzreserve: Anzeigepflichten und Systemanalyse

Die in § 135 Abs 2 zweiter Satz enthaltene Ausweisung der Netzreserve als Mittel zur Zielerreichung der in § 5 Abs 1 Z 6 enthaltenen Zielbestimmung zur Gewährleistung und Erhöhung der Versorgungssicherheit wird im Sinne einer Kontextualisierung der Systemanalyse als Modus der Bedarfsfestsetzung für die Netzreserve begrüßt und sollte unbedingt beibehalten werden.

§ 136 Beschaffung der Netzreserve

Die Netzreserve hat den Zweck, Kapazitäten für das Engpassmanagement bereitzustellen und Kraftwerke, die für die Versorgungssicherheit unerlässlich sind, verfügbar zu halten. Dazu sind jährlich gewisse Mengen an Kapazität durch den Regelzonenführer zu beschaffen. Dieser Prozess wird durch den Regelzonenführer (APG) im Wege einer öffentlichen, wettbewerbsbasierten Ausschreibung umgesetzt, die nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Kriterien durchzuführen ist. Die Auswahl des Regelzonenführers ist der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen, welche diese per Bescheid zu genehmigen hat.

Um sicherzustellen, dass Transparenz und Nachvollziehbarkeit für Bieter im Netzreserveverfahren gewährleistet ist, ist es aus unserer Sicht wesentlich, dass alle Teilnehmer des Verfahrens nachvollziehen können, warum ein bestimmtes Angebot den Zuschlag (nicht) erhalten hat und ob die Entscheidung diskriminierungsfrei sowie objektiv getroffen wurde. Derzeit sieht der vorliegende Entwurf nicht vor, dass im Fall einer Nicht-Zuschlagsentscheidung ein Bescheid an den betroffenen Bieter ergeht, welcher die Beweggründe für die Ablehnung des Angebots nachvollziehbar darlegt. Im Sinne eines nachvollziehbaren und transparenten Verfahrens sollte künftig jeder Bieter eine formelle Zustellung der Entscheidung der ECA in Form eines Bescheides erhalten, welcher dem Bieter Parteistellung einräumt.

Die Zuschlags- oder Nicht-Zuschlagsentscheidung soll dabei inhaltlich nachvollziehbar und sachlich begründet sein. Es ist insbesondere darzulegen, wie die Angebote zur Vorhaltung bewertet wurden, welche Kriterien zur Reihung geführt haben, aus welchen Gründen bestimmte Angebote ausgeschlossen wurden und welche Merkmale und Vorteile das erfolgreiche Angebot im Vergleich zum eigenen aufweist - wobei eine Offenlegung von unternehmenssensiblen Informationen wie betriebswirtschaftlichen Kalkulationen oder technischen Spezifikationen der Anlagen auszuschließen ist. Gegebenenfalls sind auch die konkreten Gründe für die Ablehnung des eigenen Angebots offen darzulegen, ebenso wie der Ablauf des gesamten Entscheidungsprozesses in einer für den Bieter nachvollziehbaren Weise dokumentiert werden sollte.

Ein solcher Zugang trägt zur Rechtssicherheit sowie Nachvollziehbarkeit des Verfahrens bei.

EIWG	VKÖ
(6) Auf Grundlage der geprüften und nicht ausgeschlossenen Angebote hat der Regelzonenführer jene Angebote auszuwählen, die es ermöglichen, den Netzreservebedarf im ersten Jahr des Betrachtungszeitraums gemäß § 135 Abs. 2 zweiter Satz zu den geringsten Kosten zu decken. Die Auswahl ist der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen. Die Regulierungsbehörde hat die Auswahl anhand der in Abs. 1 erster Satz genannten Grundsätze zu prüfen und innerhalb von acht Wochen mit Bescheid an den Regelzonenführer zu genehmigen, wobei die Genehmigung unter Vorschreibung von Auflagen, Bedingungen und Befristungen erfolgen kann. Die Genehmigung gilt als erteilt, wenn die Regulierungsbehörde die Frist ungenützt verstreichen lässt. Einer Beschwerde gegen den Bescheid kommt keine aufschiebende Wirkung zu.	(6) Auf Grundlage der geprüften und nicht ausgeschlossenen Angebote hat der Regelzonenführer jene Angebote auszuwählen, die es ermöglichen, den Netzreservebedarf im ersten Jahr des Betrachtungszeitraums gemäß § 135 Abs. 2 zweiter Satz zu den geringsten Kosten zu decken. Die Auswahl ist der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen. Die Regulierungsbehörde hat die Auswahl anhand der in Abs. 1 erster Satz genannten Grundsätze zu prüfen und innerhalb von acht Wochen mit Bescheid an den Regelzonenführer zu genehmigen, wobei die Genehmigung unter Vorschreibung von Auflagen, Bedingungen und Befristungen erfolgen kann. Die Genehmigung gilt als erteilt, wenn die Regulierungsbehörde die Frist ungenützt verstreichen lässt. Einer Beschwerde gegen den Bescheid kommt keine aufschiebende Wirkung zu. Die Regulierungsbehörde hat die nicht ausgewählten Anbieter mit Bescheid über die Ausscheidungsgründe zu informieren.

§ 180 (2) Inkrafttreten und Außerkrafttreten

In Folge des Inkrafttretens sollte bis spätestens 01.01.2028 [2 Jahre ab Inkrafttreten] eine Prüfung der Effektivität des Gesetzes erfolgt. Diese Revision sollte eine einheitliche Definition von Energiearmut beinhalten, die auf Basis wissenschaftlicher Analysen ausgearbeitet wurde und die Erfahrungen aus dem in §36 ff. definierten Sozialtarif berücksichtigt. Die genannte Definition, sollte ebenfalls im Zuge einer Revision des Energiearmuts-Definitions-Gesetzes (EnDG) in selbiges inkludiert und mit der dort vorliegenden Definition vereinheitlicht werden.

§ 181 Allgemeine Übergangsbestimmungen

Es ist generell anzumerken, dass die neuen Regelungen dieses Gesetzesentwurfs umfassende technische und administrative Anpassungen erfordern, unter anderem auch die Einführung neuer Marktrollen.

Ein großer Teil der geplanten Änderungen macht die Entwicklung neuer Abläufe für den Datenaustausch zwischen (neuen) Marktteilnehmern erforderlich (Marktprozesse), die erst mit 2026 starten können und sich über mehrere Marktprozessänderungen ziehen werden, ca. 4-6 Marktprozessänderungen entsprechen dabei einer Umsetzungsfrist von ca 2-3 Jahren. Denn die

notwendigen Marktprozessänderungen verlangen eine umfassende Branchenabstimmung und die technische Umsetzung dauert über mehrere Produktivsetzungstermine.

Weiters ist anzumerken, dass die Ausarbeitung der Marktprozessänderungen April 2026 weit fortgeschritten ist, daher sind seitens des Gesetzgebers unbedingt realistische Übergangsfristen für die technische Umsetzung der neuen Regelungen einzuräumen. Diese Übergangsfristen können zum aktuellen Zeitpunkt leider nicht bewertet werden, da keine konkreten Daten im Entwurf vorzufinden sind.

Folgende §§ im 3. Teil "Endkundinnen und Endkunden" sind davon lieferantenseitig besonders betroffen: § 23, § 25, § 26, § 29, § 31, § 32, § 33, § 36, § 37ff, § 57ff

Zu 181 (8):

Die Systemanalyse soll in Zukunft auf Basis von einer durch die Regulierungsbehörde genehmigten Methode und genehmigten Eingangsdaten erfolgen. Für die erstmalige Antragstellung zur Genehmigung der Methode und der Eingangsdaten sind in § 181 Abs 8 jeweils Fristen festgelegt. Die Genehmigung der Methode ist durch den Regelzonenführer bis zum 01. August zu beantragen. Die Genehmigung der Eingangsdaten ist durch den Regelzonenführer bis zum 30. September zu beantragen. Aufgrund der noch ausstehenden Schritte im Gesetzgebungsprozesses, ist eine Erlassung des EIWG nicht vor September zu erwarten. Dementsprechend sollte die Frist für die Antragstellung zur Genehmigung der Methode angepasst werden. Auch hinsichtlich der Eingangsdaten sollte eine angemessene Frist für die Antragstellung sichergestellt werden. Für die Antragstellung zur Genehmigung der Methode, als auch Eingangsdaten, sollte zur Gewährleistung einer angemessenen Frist, eine Frist von 6 Wochen ab Inkrafttreten des EIWG festgelegt werden

Artikel 2

Bundesgesetz zur Definition des Begriffs der Energiearmut für die statistische Erfassung und für die Bestimmung von Zielgruppen für Unterstützungsmaßnahmen (Energiearmuts-Definitions-Gesetz – EnDG)

Wir begrüßt den Vorschlag zum Energiearmuts-Definitions-Gesetz (EnDG). Damit könnten nun auch europarechtliche Vorgaben zur Definition und Messung von Energiearmut sowie zur Festlegung schutzbedürftiger Haushalte auf nationaler Ebene umgesetzt werden.

Das EnDG umfasst drei Kernbereiche:

- die Definition von Energiearmut für Österreich,
- die Indikatoren zur Messung,
- die Definition der unterstützungswürdigen Haushalte einschließlich der dafür notwendigen Ermittlung der Einkommen.

Während die ersten beiden Aspekte im vorliegenden Entwurf weitgehend zufriedenstellend umgesetzt wurden, sieht der VKÖ bei der Definition der unterstützungswürdigen Haushalte Nachbesserungsbedarf. Insbesondere ist nicht nachvollziehbar, warum für den gestützten Tarif für begünstigte Haushalte gemäß § 36 Abs. 1a und 2 EIWG nicht auf die Definition der

unterstützungswürdigen Haushalte gemäß § 7 EnDG zurückgegriffen wird, obwohl diese genau für diesen Zweck geschaffen wurde.

§ 1 Kompetenzgrundlage und Vollziehung

Der Entwurf streicht im Vergleich zur Version 2024 den Begriff „Änderung“ aus der Zuständigkeitsregelung, womit nur mehr Erlassung, Aufhebung und Vollziehung als Bundeskompetenz vorgesehen sind. Da die erläuternden Bemerkungen weiterhin auch die „Änderung“ anführen, besteht hier eine klare Diskrepanz zwischen Gesetzestext und Begründung.

§ 4 Definition von Energiearmut

Die vorgenommenen Anpassungen – insbesondere der Wegfall der Armutsgefährdungsschwelle aus der Definition und die Aufnahme des Aspekts „Kühlung“ – werden ausdrücklich begrüßt.

§ 5 Indikatoren

Die Überarbeitung der Indikatoren gegenüber dem Entwurf 2024 ist positiv zu bewerten. Die Aufnahme eines objektiven Parameters (Haushalte mit Energiekostenanteil über 10 bzw. 15 %) sowie der Wegfall der Armutsgefährdungsschwelle bei den subjektiven Parametern werden ausdrücklich begrüßt.

§ 7 Unterstützungswürdige Haushalte

Die vorgesehene zweistufige Ermittlung des Nettoeinkommens – bis Ende 2025 nach der Anlage zum Fernmeldegebührengesetz und ab 2026 nach dem Transparenzdatenbankgesetz – dies scheint nicht sachgerecht. In der ersten Variante können gemäß § 48 Abs. 5 Fernmeldegebührengesetz bestimmte abzugsfähige Ausgaben wie Wohn- und Betriebskosten berücksichtigt werden, die in der zweiten Variante fehlen. Angesichts der stark gestiegenen Wohnkosten ist in beiden Verfahren ein Pauschalbetrag für Wohnen und Betriebskosten als abzugsfähige Ausgabe vorzusehen. Dieser Betrag sollte sich an realistischen Referenzwerten orientieren (z. B. Referenzbudget der Schuldnerberatung: 647 € für einen Einpersonenhaushalt, 1.475 € für Familien mit vier Kindern) und jährlich valorisiert werden.

Dabei sollte zwingend mitbedacht werden, dass „unterstützungswürdige Haushalte“ regional differenziert betrachtet werden müssen. Die Lebens- und Wohnverhältnisse in einzelnen Bundesländern unterscheiden sich zum Teil deutlich. Energielieferanten müssen in ihrer Kund:innenansprache und -betreuung regionalen Gegebenheiten Rechnung tragen – etwa unterscheiden sich typische Wohnformen zwischen dem tendenziell ländlich geprägten Westen (z. B. Einfamilienhäuser mit landwirtschaftlichem Bezug) und urbanen Gebieten (z. B. Mietwohnungen in Mehrparteienhäusern).

§ 12 Abgeltung der Leistungen der ORF-Beitrags Service GmbH

Damit die Bearbeitungszeiten bei der Einführung des EnDG und des gestützten Tarifs vertretbar bleiben, ist sicherzustellen, dass die ORF-Beitrags Service GmbH (OBS) mit ausreichenden finanziellen und personellen Ressourcen ausgestattet wird. Darüber hinaus wäre es sinnvoll, energiebezogene

Förderungen gebündelt über eine zentrale Stelle abzuwickeln, um Synergien zu nutzen, Verwaltungsaufwand zu reduzieren und eine einheitliche Abwicklung sicherzustellen. In diesem Zusammenhang könnte auch die Abwicklung des Sozialtarifs mitgedacht und in diese Struktur integriert werden.

Bei Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung

Mit freundlichen Grüßen

Isabelle Bartes, MSc

Verband kommunaler Unternehmen Österreichs (VKÖ)