

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
Abt. VI/4 - Rechtskoordination und Energie
Rechtsangelegenheiten
zH Frau Dr. Bettina Hohenwarter
Stubenring 1
1010 Wien

Abteilung für Umwelt- und Energiepolitik
Wiedner Hauptstraße 63 | 1045 Wien
T 05 90 900-DW | F 05 90 900-269
E up@wko.at
W wko.at/up

Per E-Mail: vi-4@bmk.gv.at

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom	Unser Zeichen, Sachbearbeiter	Durchwahl	Datum
2023-0-532.865	Up/0114/Hü-RK	3007/3451	14.2.2024
12.1.2024	DI Claudia Hübsch/DI Renate Kepplinger		

Elektrizitätswirtschaftsgesetz, Energiearmuts-Definitionsgesetz sowie Änderung Energie Control Gesetz; Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Dr. Hohenwarter,

die Wirtschaftskammer Österreich dankt für die Übermittlung der Begutachtungsunterlagen zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz, Energiearmuts-Definitionsgesetz und zur Änderung des Energie Control Gesetzes und nimmt dazu wie folgt Stellung.

I. Allgemeines

Das vorliegende Gesetzespaket enthält jene legislativen Maßnahmen, die erforderlich sind, um die Richtlinie (EU) 2019/944 vollständig umzusetzen und das nationale Elektrizitätsrecht an die unionsrechtlichen Entwicklungen anzupassen. Darüber hinaus sollen bestehende rechtliche Unklarheiten beseitigt werden und harmonisierte Regelungen durch die weitestgehende Vermeidung der doppelstöckigen Umsetzung über Grundsatz- und Ausführungsgesetze geschaffen werden.

Das Gesetzespaket umfasst folgende drei Artikel:

- Artikel 1:
Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz - ELWG)
- Artikel 2:
Bundesgesetz zur Definition des Begriffs der Energiearmut für die statistische Erfassung und für die Bestimmung von Zielgruppen für Unterstützungsmaßnahmen (Energiearmuts-Definitionsgesetz - EnDG)
- Artikel 3:
Änderung des Energie-Control-Gesetzes

Aus Gründen der besseren Übersichtlichkeit und Rechtsbereinigung wird das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 aufgehoben und als Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ELWG) neu erlassen.

Der vorliegende Entwurf ist insgesamt sehr zu begrüßen und es ist von essenzieller Bedeutung, dass ein neues Elektrizitätswirtschaftsgesetz beschlossen wird. Das bestehende ELWOG wird schon seit längerer Zeit nicht mehr den aktuellen Gegebenheiten in der Elektrizitätswirtschaft gerecht - insbesondere die gesetzlichen Regelungen für Eigenerzeugungsanlagen waren dringend zu konkretisieren.

Wenn unser Energiesystem sich grundsätzlich wandelt - und das tut es -, dann muss die Verknüpfung aller Marktteilnehmenden auf Datenplattformen jedenfalls funktionieren. Dies ist der Schlüssel, damit auch die Kundenrechte hinsichtlich sämtlicher erforderlicher Daten (Zählpunkte, Verbräuche, Rechnungen) gewährleistet werden können.

Für die den Wirtschaftsstandort Österreich ist eine rasche Beschlussfassung bedeutend, da wichtige Entscheidungen hinsichtlich der Stromversorgung unter hohem Zeitdruck zu treffen sind. Diese Entscheidungen betreffen unter anderem die Versorgung mit erneuerbarer Energie und die erforderliche Dekarbonisierung unserer energieintensiven Herstellungsprozesse. Das bestehende ELWOG bietet für diese anstehenden Entscheidungen kein ausreichendes und rechtssicheres Instrumentarium.

Jedoch sind auch einige Punkte kritisch zu sehen:

Eine der wesentlichen Zielsetzungen des ELWG ist die Versorgungssicherheit. In diesem Zusammenhang fällt auf, dass die Regelung zur Bevorratungspflicht für Erzeugungsanlagen größer 50 MW (§ 70a ELWOG), die ab Oktober 2024 in Kraft treten sollte, im neuen Entwurf des ELWG nicht mehr enthalten ist. Diesbezüglich wird befürchtet, dass aufgrund der Vorrangregelung gem. Verordnung (EU) 2017/1938 („SoS-Verordnung“) für Gaskraftwerke gegenüber geschützten Gaskunden die Versorgungssicherheit im Strombereich durch Gaskunden finanziert werden würde. Dies ist aus unserer Sicht nicht verursachungsgerecht.

Wenn überdies den Erzeugern nun keine Pflicht gemäß § 70a ELWOG 2010 auferlegt wird, dann müssen die diesbezüglich auf die Stromkunden gewälzten Kosten diesen Stromkunden rückerstattet werden. Das ELWG muss diesbezüglich eine Regelung enthalten.

Wesentlich muss es auch nicht nur um eine „bilanzielle“ mengenmäßige Versorgungssicherheit gehen, sondern auch um die jederzeit sichere technische „Vollversorgung“ aller Stromverbraucher.

Im ELWG braucht es daher Zielsetzungen und klare Rahmenbedingungen für (wasserstofftaugliche) Gaskraftwerkskapazitäten oder sonstige regelbare Kraftwerkskapazitäten zur Absicherung der Netzstabilität, die aufgrund vermehrt volatiler Erzeugung aus erneuerbaren Quellen wie Wind und Photovoltaik gefährdet wird.

Das ELWG sieht keine Vorkehrungen und Definitionen für den Fall von Großstörungen (Blackouts) und Energiekrisen vor. Gerade für derartige Fälle wären aber - in Ergänzung zum Energielenkungsrecht - klare Handlungsanweisungen zur Wiederherstellung und Aufrechterhaltung der Versorgung der Haushalte und der Industrie notwendig, die auch unmittelbare Strompreisregelungen umfassen sollten.

Im Interesse der dringend notwendigen Entbürokratisierung sollten auch die im Entwurf noch verbliebenen grundsatzgesetzlichen Bestimmungen hinterfragt und weitestgehend durch Bundesrecht ersetzt werden.

Es ist daher kritisch anzumerken, dass im Begutachtungstext auf zahlreiche Ausführungsgesetze hingewiesen wird und einige davon auf eine erneute Konkretisierung in „Landes-ELWGs“ hindeuten - zB § 29 Abs 1. Wir sind davon ausgegangen, dass mit dem neuen ELWG die Landes-ELWOGs obsolet werden, was eine enorme Erleichterung für unsere Mitgliedsbetriebe und den weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung bedeuten würde.

Im gegenständlichen Entwurf ändert sich bei den Systemnutzungsentgelten im Wesentlichen nichts bei der Feststellung der Kosten. In diesem Zusammenhang wäre es unserer Ansicht nach sinnvoll, Grundlagen für transparente Kostenfeststellung gesetzlich zu verankern. Zur Vermeidung explodierender Netzkosten, die mit Blick auf den erforderlichen Netzausbau bevorstehen, bedarf es einer nachhaltigen Lösung zum Erhalt leistbarer Netztarife. Hier wäre unserer Ansicht nach die Einrichtung eines Sondertopfes („Energieinfrastrukturfonds“) zur kostenneutralen Finanzierung des Stromnetzes erforderlich.

Das ELWG ist ein wichtiger Schritt für die Weiterentwicklung des österreichischen Strommarktes und die Anpassung an die neuen Akteure. Als Teil der EU braucht es neben dem ELWG ergänzend gesetzliche Maßnahmen mit der Zielsetzung eines vollkommenen europäischen Strommarkts. Dazu gehört beispielsweise die Rücknahme der DE-AT-Strompreiszonentrennung. Die zuständigen Ministerien und Regulierungsbehörden müssen sich auf europäischer Ebene aktiv insbesondere für eine Wiederherstellung des gemeinsamen Marktes mit Deutschland einsetzen.

II. Im Detail

Zu § 1 Kompetenzgrundlage und Vollziehung

Die WKÖ unterstützt die österreichweite Harmonisierung durch ein einheitliches Bundesgesetz. Dies ist ein wesentlicher Impuls für die Verringerung der Bürokratiekosten für Unternehmen. Überdies braucht die Wirtschaft bundesweit einheitliche Regelungen, um die im ELWG angebotenen neuen Regelungen über Standorte in unterschiedlichen Bundesländern effizient anwenden zu können.

Dem Zweck der Harmonisierung läuft es leider entgegen, dass im Text des ELWG auf zahlreiche Ausführungsgesetze verwiesen wird, u.a. in

- § 29 - Recht auf Grundversorgung
- § 58 - Errichtung und Inbetriebnahme von Stromerzeugungsanlagen
- § 93 - Ausübungsvoraussetzungen für den Betrieb von Verteilernetzen
- § 94 - Übergang und Erlöschen der Berechtigung zum Betrieb von Verteilernetzen
- § 151 - Landeselektrizitätsbeirat
- § 155 - Auskunftsrechte
- § 156 - Automationsunterstützter Datenverkehr in der Ausführungsgesetzgebung

Weiters bleiben (Teil)-Kompetenzen auch weiterhin bei den Landesregierungen (zB KWK-Statistiken, Konzessionen von Verteilnetzbetreibern, die Anzeige von

witterungsabhängigem Freileitungsbetrieb, etc.). Auch diese Themen sollten einheitlich auf Bundesebene geregelt werden.

Zu § 4 Bundes-Public Corporate Governance Kodex

Satz 1 dieser Bestimmung ist unklar. Die Formulierung: „*Im Anwendungsbereich dieses Bundesgesetzes gilt der Bundes-Public Corporate Governance Kodex (B-PCGK).*“ könnte leicht als gesetzliche Anordnung der Geltung dieses Kodex dahingehend missverstanden werden, dass alle Unternehmen, die unter den Anwendungsbereich des ELWG, fallen diesen Kodex anzuwenden hätten. Damit wären alle Marktteilnehmer wie insb. Kunden, Eigenerzeuger, ... betroffen. Der 1. Satz sollte daher entfallen.

Zu § 5 Ziele und Grundsätze des Elektrizitätsmarktes

§ 5 Abs 1 - Das **Hauptziel des ELWG** muss ein Elektrizitätsmarkt sein, der elektrische Energie mit hoher Versorgungssicherheit zu wettbewerbsfähigen Preisen bereitstellt, wobei Energieeffizienz und Klimaneutralität wesentliche Bedingungen sind.

Die bisherige Z 9 sollte daher an erste Stelle gereiht werden und einleitend ergänzt werden „1. in erster Linie die Netz- und Versorgungssicherheit zu erhöhen ...“.

Die bisherige Z 2 sollte lauten: „zur Erreichung der nationalen Klimaziele beizutragen;“ Die Nennung des nationalen Klimaziels der jetzigen Bundesregierung „Klimaneutralität bis 2040“ im Bundesgesetz ELWG wird abgelehnt.

In der bisherigen Z 3 sollte die Energieeffizienz nicht auf Elektrizität eingeschränkt werden, es sollte um „Energie“ gehen. Gerade bei Fragen der Energieeffizienzsteigerung werden oft sektorübergreifende Fragestellung relevant sein. Zu denken ist beispielsweise an „power to heat“ und „power to gas“ und Elektrolyse Anwendungen.

§ 5 Abs 2 verwendet einerseits die Formulierung „länderübergreifende Stromhandel“ und andererseits „Verbindungsleitungen zwischen den Mitgliedstaaten“ - diese unterschiedliche Wortwahl sollte vermieden werden. Überdies ist eine „nicht unnötige Behinderung“ viel zu defensiv. Ziele sollte sein, Stromhandel mit Akteuren von Mitgliedstaaten der EU und Drittstaaten und auch Verbindungsleitungen mit nicht EU-Mitgliedstaaten (Schweiz, Lichtenstein) zu unterstützen. Es sollte daher einheitlich auf Stromhandel bzw. Verbindungsleitungen mit anderen „Staaten“ abgestellt werden. Weiters sollte eine Unterstützung angeordnet werden. § 5 Abs 2 sollte daher lauten: „Zur Erfüllung der in Abs. 1 genannten Ziele unterstützen Elektrizitätsunternehmen den Stromhandel mit anderen Staaten, die Beteiligung der Endkundinnen und Endkunden, auch durch Laststeuerung, sowie Investitionen insbesondere in die variable und flexible Energieerzeugung, die Energiespeicherung oder den Ausbau der Elektromobilität oder in neue Verbindungsleitungen zwischen den Staaten und dass in den Strompreisen das tatsächliche Angebot und die tatsächliche Nachfrage zum Ausdruck kommen.“

§ 5 Abs 3 - Die Formulierung „nicht unnötig behindert werden“ ist zu defensiv. § 5 Abs 3 sollte daher lauten: „Bei der Erfüllung ihrer Aufgaben stellen Elektrizitätsunternehmen sicher, dass der Marktzutritt, das Funktionieren des Marktes und der Marktaustritt im Elektrizitätsbinnenmarkt uneingeschränkt möglich ist.“

Zu § 6 „Begriffsbestimmungen“

Es wird angeregt, die Begriffsbestimmung „Blackout“ bzw. „Großstörung“ sowie die Begriffsbestimmung „höhere Gewalt“ aufzunehmen.

§ 6 Abs 1 Z 19 (und § 48 Abs 1 und 2) - „Eigenversorger“ bzw. die „Eigenversorgung“ darf nicht auf erneuerbare Elektrizität beschränkt werden. Aus der Begriffsbestimmung und aus § 48 Abs 1 und 2 könnte im Umkehrschluss geschlossen werden, dass die Versorgung mit selbst erzeugtem Strom und dessen Verkauf und Speicherung aus nicht erneuerbaren Quellen verboten wird. Das wäre jedoch europarechts- und grundrechtswidrig. Vgl. auch Z 20 - hier wird nicht eingeschränkt.

Art 15 Abs 2 lit b der RL 2019/944 lit b ist nämlich eindeutig: „Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass aktive Kunden das Recht haben, selbst erzeugte Elektrizität zu verkaufen, auch mittels Verträgen über den Bezug von Strom; ...“ Eine Einschränkung auf „erneuerbare Energiequellen“ ist daher unionsrechtswidrig.

Überdies wären mit einem Verbot der fossilen Eigenversorgung „fossile“ Eigenerzeuger nicht nur ungleich behandelt gegenüber jenen auf Basis erneuerbarer, sondern vor allem auch gegenüber der öffentlichen Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger. Die Einschränkung auf erneuerbare Energieträger muss daher entfallen.

Eine derartige fundamentale Einschränkung der im Europarecht vorgegebenen, und aus verfassungsrechtlicher Sicht zulässigen, fossilen Eigenerzeugung kann auch nicht durch „zahlreiche Parallelen“ zwischen der RED II 2001/2018 und der RL 2019/944 gerechtfertigt werden, wie die Erläuterungen dies versuchen. Es ist kein administrativer Mehraufwand feststellbar, wenn - wie im Europarecht vorgegeben - zwischen den beiden EU-Richtlinien und den darin für die Eigenversorger vorgesehenen Rechten unterschieden wird. Die Wortfolgen „aus erneuerbaren Energiequellen“ aus § 6 Abs 1 Z 19 und aus § 48 Abs 1 und Abs 2 haben daher zu entfallen.

§ 6 Abs 1 Z 23 - die „Eigenversorger“ müssen ausdrücklich aus der Begriffsbestimmung „Elektrizitätsunternehmen“ ausgenommen werden, da ansonsten diese „Erzeuger“ unter anderem den Pflichten des § 7 unterworfen wären.

§ 6 Abs 1 Z 79 - „Lastprofil“ - die Worte „Entnehmers“ und „Einspeisers“ könnten getauscht werden, um die Stromflussrichtung der „Bezugsmenge“ und der „Liefermenge“ sprachlich richtig zuzuordnen. § 6 Abs 1 Z 79 könnte daher lauten. „„Lastprofil“ eine in Zeitintervallen dargestellte Bezugsmenge oder Liefermenge eines Entnehmers oder Einspeisers je Zählpunkt bezogen auf das Kalenderjahr.“

§ 6 Abs 1 Z 82 - „Lieferung“ - ebenso wie die „Abgabe von Strom über Direktleitungen“ muss auch die „Abgabe von Eigenversorgern“ unbedingt in den Ausnahmekatalog aufgenommen werden. Genauso wie im Fall der Direktleitungen werden auch Eigenversorger Strom verkaufen und sollten nicht den Pflichten für Lieferanten unterfallen, die sich an einen allgemeinen Kundenkreis richten. Um ausufernde Geschäftsmodelle zu vermeiden kann beschränkt werden auf „keine Lieferung begründet ... die Abgabe von Eigenversorgern (soweit diese nicht an mehr als einen Abnehmer gleichzeitig erfolgt)“. Überdies sind PPAs zu berücksichtigen; zur diesbezüglichen Begründung wird auf die Ausführungen zu PPAs weiter unten verwiesen. § 6 Abs 1 Z 82 sollte daher insgesamt lauten:

„„Lieferung“ den Verkauf einschließlich des Weiterverkaufs von Elektrizität an Kunden; keine Lieferung begründet der Austausch von Strom innerhalb einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, einer Bürgerenergiegemeinschaft sowie einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft, die Abgabe von Strom über Direktleitungen, die Abgabe von

Eigenversorgern (soweit diese nicht an mehr als einen Abnehmer gleichzeitig erfolgt), der Austausch von Strom im Rahmen von Peer-to-Peer-Verträgen sowie der Austausch von Strom im Rahmen von Verträgen über den Bezug von Strom aus erneuerbarer Energie (PPA) im Sinne von § 6 Abs 1 Z 156;

§ 6 Abs 1 Z 87 - „Maximalkapazität (Engpassleistung)“ - Photovoltaikanlagen erzeugen keine „kontinuierliche Wirkleistung“. Die vorgeschlagene Definition geht daher ins Leere. Die maßgebliche und bei Photovoltaikanlagen übliche Kennzahl ist die „Modulspitzenleistung“ (zB § 2 Abs 1 Z 4b NetzdienstleistungsVO Strom 2012). § 6 Abs 1 Z 87 sollte daher am Ende ergänzt werden „Für Photovoltaikanlagen gilt die Modulspitzenleistung (die von allen Photovoltaikmodulen der Stromerzeugungsanlage abgegebene elektrische Gleichstromleistung in kWp unter Standard-Testbedingungen) als Maximalkapazität.“

Es wird weiters angeregt, die Begriffsbestimmungen um folgende beiden Punkte zu ergänzen:

- Einerseits sollte eine zusätzliche Definition „technischer Aggregator“ aufgenommen werden, um diesen vom „Aggregator“ gemäß § 6 Abs 1 Z 4 rechtssicher abzugrenzen: „technischer Aggregator“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die technische Möglichkeiten zur Ansteuerung verteilter Erzeugungs- und/oder Verbrauchsanlagen anbietet. Technische Aggregatoren handeln keine Energie und nehmen nicht am Energiemarkt teil.“

In den Erläuterungen kann dies vertieft werden:

Wichtig ist die Unterscheidung der rein technischen von einer marktbasierter Aggregation. Im Unterschied zu einem marktbasierter Aggregator gemäß § 6 Abs 1 Z 4 handelt oder vertreibt ein technischer Aggregator keine Energie, sondern ist lediglich technischer Umsetzer der Aggregation. Die im ELWG vorgesehenen Pflichten gelten daher nicht für den technischen Aggregator. Der technische Aggregator soll die Befugnis (durch dezidierte Kundenzustimmung) haben, die Daten an Aggregatoren und Elektrizitätsunternehmen weiterleiten zu können und insb. Ansteuerbefehle von Marktteilnehmern, wie etwa Aggregatoren und sonstigen Elektrizitätsunternehmen für den Zweck der gezielten netzdienlichen oder marktbasierter Ansteuerung entgegenzunehmen und auch ausführen zu können.

- Andererseits sollte eine Begriffsbestimmung PPA eingefügt werden; zur Begründung wird auf die Ausführungen zu PPAs weiter unten verwiesen. Die Begriffsbestimmung sollte lauten: „Vertrag über den Bezug von Strom aus erneuerbarer Energie (PPA)“ einen Vertrag, mit dem sich eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft bereit erklärt, Strom aus erneuerbaren Energien unmittelbar von einem Erzeuger zu beziehen, was unter anderem Verträge über den Bezug von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen umfasst.“

Zu § 6 Abs 1 Z 138 - Hier konnte nicht identifiziert werden, worauf sich Punkt a) bezieht. § 228 UGB ist nicht vorhanden. Ein verbundenes Unternehmen ist nicht gleich ein verbundenes Elektrizitätsunternehmen.

Zu § 9 „Aufgaben des Regelzonenführers“

Es wird angemerkt, dass aus unserer Sicht eine Regelung der Verantwortung von Regelzonenführern im Fall eines Blackouts / einer Großstörung fehlt.

In § 9 Z 13 verweist die Bestimmung auf sich selbst („13. ein Gleichbehandlungsprogramm zu erstellen, das gewährleistet, dass die Verpflichtungen gemäß Z 13 eingehalten werden;“).

Zu § 17 „Datenverwaltung“

Zu § 17 Abs 1 Z 3 wird angemerkt, dass es zur Sicherstellung der Interoperabilität zwischen den Marktteilnehmern einheitliche Prozesse braucht, um die erforderlichen Standards und Normen aktuell zu halten und zugänglich zu machen. Es dürfen auch zukünftige Anbieter von Flexibilitätsleistungen (z.B. aus den Bereichen Gebäude, Sektorkopplung Wärme und Kälteversorgung, E-Mobilität) beim Datenaustausch nicht außer Acht gelassen werden. Die gemeinsamen Normen und Standards müssen für den Regulator zugänglich, überprüfbar und notfalls mit Verordnung oder im Marktregelprozess verbindlich gemacht werden können, um die Interoperabilität zwischen allen Netzbetreibern und Marktteilnehmer:innen im Inland und Ausland zu gewährleisten. Entsprechende Normen und Standards sollten veröffentlicht werden (entweder von der E-Control oder auf der Gemeinsamen Internetplattform gemäß § 97).

Zu § 18 Abs 2 - „mehr als ein Stromliefervertrag für Kunden“

In der bisherigen Praxis wird die Belieferung eines Kunden durch mehrere Lieferanten dadurch bewerkstelligt, dass ein Lieferant die „Voll- bzw. Residualversorgung“ übernimmt und der zweite Lieferant an den Vollversorger (mit Lieferstellung in der Regelzone) vorliefert. Die Vorlieferung erfolgt als „Fahrplanlieferung“ bzw. als „pay as scheduled“. Es bedarf in diesen Fällen daher keiner Messung, sondern nur der abgestimmten Meldung der Fahrpläne zu und zwischen Bilanzgruppen etc. Im Detail wird dazu auf die Ausführungen zu PPAs weiter unten verwiesen.

Die bisherige Praxis bedarf einer Einigung des Kunden mit beiden Lieferanten. Die Idee, Kunden ein Recht gegen ihren bestehenden „Vollversorger“ auf weitere Lieferanten einzuräumen, wird daher ausdrücklich begrüßt.

Zu § 18 Abs 4 (und hier ergänzend vorgeschlagener Abs 5)

§ 18 Abs 4 zweiter Satz sollte aus Abs 4 herausgelöst und in einen eigenen Absatz gefasst werden. Ansonsten könnte im Umkehrschluss gefolgert werden, dass eine Diskriminierung in Fällen der Abs 1 bis 3 zulässig wäre. Ein neuer Abs 5 sollte lauten: „Lieferanten ist es untersagt, diskriminierende Anforderungen, Verfahren oder Entgelte aufgrund des Abschlusses der in § 18 Abs. 1 bis 4 genannten Verträge vorzusehen.“

Zu § 19 „Allgemeine Lieferbedingungen“

In manchen Teilen Österreichs wird bei den großen Lieferanten noch eine Differenzierung zwischen Haushaltskunden und Gewerbekunden mit einem Jahresstromverbrauch von unter 100.000 kWh vorgenommen. Eine klare Unterscheidung zwischen dem Lastprofil von Haushaltskunden und Gewerbekunden gibt es aber nicht, da Gewerbekunden selbst sehr heterogen sind: Zum Beispiel unterscheidet sich das Lastprofil eines kleinen Gastgewerbebetriebes, welcher vorwiegend an den Abenden und Wochenenden Gäste bewirbt, deutlich von einer kleinen Kfz-Werkstätte welche von Montag bis Freitag vormittags/nachmittags geöffnet hat. Die reine Differenzierung zwischen Haushaltskunden und Gewerbekunden ist daher sachlich nicht gerechtfertigt. Daher sollte es großen Lieferanten untersagt werden beim Fixtarif eine Preisdifferenzierung bei Kunden, auf die das Konsumentenschutzgesetz Anwendung findet, vorzunehmen. Der § 19 sollte daher um folgenden Absatz ergänzt werden:

(5) Lieferanten, die mehr als 50.000 Zählpunkte beliefern, sind verpflichtet, im Rahmen ihres Standardtarifs keine Preisdifferenzierung zwischen Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen vorzunehmen.

Zu § 21 „Recht auf Lieferverträge mit dynamischen Energiepreisen“

Diese Regelung wird positiv gesehen, da hiermit ein Anreiz geschaffen wird, Energie effizienter und systemtauglicher zu verwenden.

Zu § 21 Abs 2

Die Begriffe „rechtzeitig“ und „verständlich“ bedürfen einer genaueren Erläuterung (*„...rechtzeitig und auf verständliche Weise zu informieren.“*).

Zu § 21 Abs 5

Hinsichtlich „Überwachung der Marktangebote mit dynamischen Energiepreisen“ sollte die vorgeschlagene Beschränkung der Zuständigkeit bzw. Überwachungspflicht der Regulierungsbehörde auf 10 Jahre entfallen.

Zu § 22 „Aggregierungsvertrag“

Das Recht auf einen Aggregierungsvertrag wird ausdrücklich begrüßt. Dies darf im weiteren Gesetzgebungsverfahren aber nicht auf bestimmte Gruppen (wie etwa Haushalte oder Kleinunternehmen) eingeschränkt werden.

Zu § 23 „Kündigungsfristen bei Liefer-, Abnahme- und Aggregierungsverträgen“

Es ist das Kündigungsrecht für Lieferanten und Aggregatoren anzugleichen, da kein Grund ersichtlich ist, die Kündigungsregelung im letzten Satz nicht auf Aggregatoren auszudehnen, obwohl diese ansonsten mit Lieferanten gleichgestellt ist. Mangelnde (oder rechtsunsichere) Kündigungsmöglichkeiten behindern auch den Markteintritt von Aggregatoren. Der letzte Satz sollte daher lauten: *„... Nach Ablauf allfällig vertraglich vereinbarter Bindungsfristen ist die ordentliche Kündigung für Lieferanten und Aggregatoren unter Einhaltung einer Frist von zumindest acht Wochen möglich.“*

Zu § 24 Abs 2

Im zweiten Satz ist die Frist zu präzisieren: *„... Ab 1.1.2026 darf der technische Vorgang des Wechsels des Lieferanten oder Aggregators 24 Stunden nicht überschreiten ...“*

Zu § 24 Abs 3

Die vorgeschlagene Fassung in § 24 Abs 3 wird abgelehnt, weil die bisherige Kostenfreiheit des Lieferantenwechsels damit nur noch eingeschränkt für Haushalte und Kleinunternehmen gelten würde. Wie schon in § 76 Abs 2 ElWOG 2010 muss in Abs 3 sichergestellt werden: *„Der Wechsel des Lieferanten oder Aggregators ist für alle Endkundinnen und Endkunden mit keinen gesonderten Kosten verbunden.“*

Zu § 29 „Grundversorgung“

In der Vergangenheit gab es oftmals erhebliche Unklarheiten im Zusammenhang mit der Grundversorgung. Das neue ElWG bietet die Gelegenheit, mehr Klarheit und Rechtssicherheit zu schaffen, jedoch wurde bis dato (vorbehaltlich der Ergebnisse der Arbeitsgruppe) gegenüber der bisherigen Regelung im ElWOG keine wesentliche Änderung vorgenommen, weshalb weiterhin Unklarheit bestehen würde. Beispielsweise ist aus unserer Sicht nicht eindeutig geregelt, ob das Berufen auf Grundversorgung mit Zahlungsverzug im Zusammenhang stehen muss; lediglich Abs 3 spricht von einem

„weiteren“ Zahlungsverzug. Wenn in Abs 1 mit „Ausführungsgesetzen“ an dieser Stelle Landes-ELWGs gemeint sind, ist dies abzulehnen.

Zu § 33 „Versorgung nach (teilweisem) Marktaustritt eines Lieferanten“

Es fällt auf, dass sich diese Regelung nur an Haushaltskund:innen richtet. Es sollte eine Erweiterung auf Kleinunternehmen erfolgen.

Zu § 33 Abs 1

„Kündigt ein Lieferant alle oder mindestens die Hälfte...“ - „alle oder“ kann entfallen, ist in „mindestens die Hälfte“ ohnehin enthalten. Weiters sollten die Informationspflichten des Lieferanten auch gegenüber den Unternehmen gelten, nicht nur gegenüber Haushaltskunden.

Zu §§ 33a und 33b „Zuweisung eines Lieferanten durch die Regulierungsbehörde“

Die jüngere Vergangenheit hat gezeigt, dass Unternehmen aufgrund der Unsicherheiten auf den Energiemärkten keinen Stromlieferanten gefunden bzw. neue Verträge nur zu „prohibitiven“ Konditionen (im Hinblick auf den Preis) angeboten bekommen haben. Diese neu eingeführten Rechte werden daher ausdrücklich begrüßt. Im weiteren Gesetzgebungsverfahren sollte eine Anhebung des Schwellenwerts auf 5 GWh angestrebt werden.

Der Ablehnungsgrund der „Selbstkündigung“ in § 33a Abs 1 („*oder den letzten Stromliefervertrag selbst gekündigt hat*“) und in § 33b Abs 1 Z 2 („*die Endkundin oder der Endkunde den Stromliefervertrag mit seinem letzten Lieferanten selbst gekündigt hat*“) ist allerdings jedenfalls zu breit gefasst. Die Kündigung von Verträgen kann aus sehr berechtigten Gründen erfolgen, wie zB in Reaktion auf eine Änderung von bestehenden Lieferverträgen auf „Apothekerpreise“ oder in Reaktion auf unrechtmäßiges Verhalten des Lieferanten, bei Verstößen gegen Compliance Vorschriften wie insb. aus dem in § 4 nun sogar ausdrücklich genannten Corporate Governance Kodex, uva)

Es sollte daher ergänzt werden:

- in § 33a Abs 1: „*oder den letzten Stromliefervertrag selbst ohne rechtfertigende oder zwingende wirtschaftliche Gründe gekündigt hat*“); und
- in § 33b Abs 1 Z 2: „*die Endkundin oder der Endkunde den Stromliefervertrag mit seinem letzten Lieferanten selbst aus anderen als rechtfertigenden oder zwingenden wirtschaftlichen Gründen gekündigt hat*“.

Zu § 33b Abs 4

Es ist klarzustellen, ob die Zuweisung durch die Regulierungsbehörde in diesem Fall endgültig ist oder ob ein neuer Fristenlauf mit Ablehnungsmöglichkeit durch den Lieferanten beginnt.

Zu § 39 und § 6 Abs 1 Z 58

Im Gegensatz zum ELWOG 2010 soll das ELWG keine Regelungen mehr zu Lastprofilzählern haben. § 91 Abs 5 des vorliegenden Entwurfs regelt die Zuordnung standardisierter Lastprofile verständlich. Es bleibt aber unklar, ob vorhandene Lastprofilzähler als „intelligentes Messgerät“ gelten und daher hinsichtlich dieser gewerblichen/industriellen Stromkunden die Pflicht zur Ausstattung mit einem intelligenten Messgerät bereits erfüllt ist. Dies insbesondere auch, weil die Begriffsbestimmung „intelligentes Messgerät“ in § 6 Abs 1 Z 58 auf den Unterschied zu konventionellen Zählern abstellt und offenlässt, ob Lastprofilzählung konventionell ist. Keinesfalls darf es durch das ELWG dazu kommen, dass

mit Lastprofilzählern gemessene Netzanschlüsse jetzt umgerüstet werden müssen. Es muss daher entweder

- in § 39 Abs 1 ein Satz ergänzt werden: *„Zählpunkte, die mit Lastprofilzählern ausgestattet sind, gelten als mit intelligenten Messgeräten ausgestattet.“*; oder
- in der Begriffsbestimmung „intelligentes Messgerät“ ergänzen: *„Lastprofilzähler gelten als intelligente Messgeräte.“*

Zu § 42 Abs 8

Die derzeitige Formulierung zum Zugang zu anonymisierten Daten für Forschungszwecke bedarf vieler Detailregelungen (z.B. Verantwortlichkeit, Zuständigkeit, Zugang). Welche Personen dürfen diese Daten für Forschungszwecke ansuchen (Zugriffsrechte)? Wie definiert sich ein Forschungszweck (z.B. wissenschaftliche Arbeiten, Forschungsprojekte). Gibt es Ansprüche bzw. Rechte auf den Umfang der Datensätze? Diese Fragen, wie auch die Frage nach dem Zugriffsort, müssen im Hinblick auf Datenschutz und Rechtssicherheit geklärt und beantwortet werden. Es sollte daher in einer Verordnungsermächtigung eine Grundlage für die E-Control zur Festlegung der notwendigen Detailregelungen geschaffen werden.

Zu § 43 „Zugang zu Messdaten von intelligenten Messgeräten für Endkundinnen und Endkunden“

Aus Sicht der Wirtschaft wird es begrüßt, dass die Viertelstundenauslesung als Standardeinstellung gewählt wurde, da somit einige Abrechnungsprozesse besser erstellt werden können.

Zu § 45 Abs 1 und 4

Es besteht Verständnis dafür, dass eine gesetzliche Regelung für den Ausfall einzelner Viertelstundenenergiewerte zweckmäßig ist (Abs 1). Wir lehnen aber strikt ab, dass der Endkunde von einer Ersatzwerten bloß informiert werden muss (Abs 4). Der Endkunde muss auch die gesetzliche Möglichkeit haben, die Unrichtigkeit von Ersatzwerten glaubhaft zu machen. Andernfalls wäre es zB bei kurzfristigen Anlagenaussetzern, die auch zu einem Aussetzen des Energieverbrauchs führen, nicht möglich, objektiv falsche Energiewerte zu korrigieren. Nach dem Entwurf wären auch Ausfälle der Datenübertragung aufgrund eines Stromausfalls von Abs 1 erfasst. Abs 4 sollte daher um folgenden Satz ergänzt werden: „Endkundinnen oder Endkunden sind transparent über auf Ersatzwerten gebildete Energiewerte zu informieren, wobei die mit Ersatzwerten versehenen Zeiträume und die jeweils ersatzweise verwendeten Viertelstundenwerte exakt anzugeben sind. Endkundinnen oder Endkunden sind in der Information aufzufordern, binnen 4 Wochen die Werte anzuerkennen oder anzugeben, welche Werte anstatt der Ersatzwerte zu verwenden sind und die Gründe dafür glaubhaft zu machen. Netzbetreiber haben die von Endkundinnen oder Endkunden angegebenen Werte zu verwenden, wenn die angegebenen Gründe nicht unplausibel sind.“

Zu § 48 „Eigenversorger“

Die Eigenversorgung darf nicht auf erneuerbare Elektrizität beschränkt werden. Es wird auf die Ausführungen zu § 6 Abs 1 Z 19 verwiesen.

Zu § 49 „Laststeuerung durch Aggregation“

In Abs 4 und 5 sind die Formulierungen zum „finanziellen Ausgleich der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten“ sehr schwammig. Aufgrund der finanziellen Auswirkungen auf die Endkundinnen und Endkunden ist für die Verordnung der Regulierungsbehörde (Abs 5) jedenfalls eine breite Konsultation erforderlich.

Zu § 51 „Peer-to-Peer-Verträge“

Mit dieser Regelung kann selbst erzeugter Strom auch gewinnbringend verkauft werden, ohne dass man ein Stromlieferant oder Stromhändler wird. Diese neue Möglichkeit wird ausdrücklich begrüßt.

Zu § 51 Abs 1

„Eigenversorger sind berechtigt, zusätzlich zu ihren Verträgen mit dem Lieferanten Verträge mit Endkundinnen und Endkunden über den Verkauf von eigenerzeugtem Strom aus erneuerbaren Quellen zu schließen (Peer-to-Peer-Verträge). ...“ Warum nur Eigenversorger? Das Recht, Peer-to-Peer-Verträge abzuschließen, sollte nicht auf Eigenversorger beschränkt sein. In den Begriffsbestimmungen ist § 6 Z 102 festgehalten, dass Peer-to-Peer-Verträge „entweder direkt zwischen den Beteiligten oder auf indirektem Weg über einen dritten Marktteilnehmer, beispielsweise einen Aggregator“ abgeschlossen werden können.

Zu § 57 „Diskriminierungsverbot für Lieferanten“

Wir ersuchen um Ergänzung, dass das Verbot von Mindeststromliefermengen auch für B2B-Verträge, wie sie zwischen Unternehmen und Lieferanten üblich sind, gilt. Die folgende Formulierung ist schwammig, da weder die Kostenarten noch mögliche Tatbestände skizziert werden: *„... nur solche Kosten an die Endkundin oder den Endkunden weiterverrechnen, die aufgrund des jeweiligen Tatbestands tatsächlich beim Lieferanten angefallen sind.“* Dies sollte konkreter gefasst werden.

Zu § 60 „Kleinstherzeugungsanlagen“

Es erscheint unlogisch, dass alle Verpflichtungen von § 59 Abs 1 und § 11 gelten, sobald die Kleinstherzeugungsanlage einen eigenen Zählpunkt hat. Alle Kleinstherzeugungsanlagen sind aus unserer Sicht gleichzustellen, wonach sie die Verpflichtungen gemäß § 59 Abs 1 und § 11 nicht erfüllen müssen.

Zu 6. Teil „Pflichten der Lieferanten“

Es sollte ein neuer Paragraph betreffend Herkunftsnachweise von PPAs eingefügt werden. Dieser sollte lauten: *„Lieferanten sind verpflichtet, die im Zuge der Abwicklung von Verträgen über den Bezug von Strom aus erneuerbarer Energie (PPA) anfallenden Herkunftsnachweise zu übernehmen und zu entwerten.“* Zur Begründung wird auf die Ausführungen zu PPAs weiter unten verwiesen.

Zu § 66 „Herkunftsnachweise“

Abs. 5 lautet: *„Bei der Rückverstromung von erneuerbaren Gasen sind die damit verbundenen Herkunftsnachweise vorzuweisen, um für den erzeugten Strom Herkunftsnachweise mit der entsprechenden Technologie und den Umweltauswirkungen ausstellen zu können.“*

Kann dieser Nachweis auch bei erneuerbaren Gasen, die gemäß dem noch zu beschließenden Erneuerbare-Gase-Gesetz (EGG) im Gasnetz beigemischt werden, erbracht werden?

Zu § 69 „Verpflichtende Stromkennzeichnung“

Die Bestimmung in Abs 1 sollte im Hinblick auf Stromkennzeichnung bei PPAs geändert und ergänzt werden. Zur Begründung wird auf die Ausführungen zu PPAs weiter unten verwiesen. § 69 Abs 1 sollte daher lauten:

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

Zu § 73 Abs 4

Gemäß dem Wortlaut dieser Bestimmung („eine eigene Bilanzgruppe des Netzbetreibers für die Zwecke des Betriebs einer Energiespeicheranlage“) ist durch den Netzbetreiber für jeden Energiespeicher (egal ob vollständig netzintegriert oder mit Ausnahmegenehmigung betrieben) eine eigene Bilanzgruppe zu eröffnen. Hier sollte klargestellt werden, dass es sich nur um „vollständig integrierte Netzkomponenten“ handeln kann, für die der Netzbetreiber jeweils eine Bilanzgruppe errichten muss.

§ 75 „Allgemeine Netzbedingungen“

Abs 2 Z 14 lautet: „...Entschädigungs- und Erstattungsregelungen bei Nichteinhaltung der vertraglich vereinbarten Leistungsqualität“ - dies sollte für den Fall einer Großstörung bzw. eines Blackouts entsprechend ergänzt werden.

Zu § 76 „Festlegung der Allgemeinen Netzbedingungen für das Verteilernetz“

Die Festlegung einheitlicher Allgemeiner Netzbedingungen für künftige Anschlüsse an die Verteilernetze durch Verordnung ist grundsätzlich zu begrüßen. Es ist positiv, dass damit künftig eine Ungleichbehandlung der Endkund:innen durch verschiedene Netzbetreiber, u.a. bei Haftungsfragen, ein Ende nehmen wird. Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, dass (i) die Verordnung der Regulierungsbehörde einer Begutachtung unterzogen werden muss und (ii) ergänzende Bestimmungen, die Variationen der einheitlichen ANBs erlauben, auf ein notwendiges Minimum beschränkt werden.

Gleichzeitig dürfen bestehende Vereinbarungen mit Netzbenutzern nicht zulasten der Netzbenutzer per Verordnung abgeändert werden, ansonsten Eingriffe in bestehende Verträge erfolgen würden, ohne dass der Netzbenutzer hierzu auch nur gehört werden müsste.¹ Gerade die Netzanschlussverhältnisse mit industriellen oder sonstigen komplexeren Anlagen können aber nicht über einen Kamm geschoren werden und daher in einer Verordnung für alle geregelt werden. Deshalb darf die Verordnung nur für künftig abzuschließende Netzanschlüsse gelten. Und für die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des ELWG bestehenden Netzanschlüsse ist für Netzbenutzer die Möglichkeit einzuräumen, vom Verteilernetzbetreiber die Einhaltung von der Verordnung abweichenden Einzelverträgen zu verlangen, die der Verteilernetzbetreiber dann - mit Parteistellung des Netzbenutzers - bei der Regulierungsbehörde zur Genehmigung einzureichen hat. Reicht der Verteilernetzbetreiber nicht ein, dann muss dem Netzbenutzer ein Antrag auf bescheidmäßige Ausnahmegenehmigung eingeräumt werden.

Zu § 78 Abs 2 - „Allgemeine Anschlusspflicht der Verteilernetzbetreiber“

Die Ziele der Versorgungssicherheit und verursachungsgerechte Kostenverteilung müssen auch beim Netzausbau unbedingt berücksichtigt werden. § 78 Abs 2 Satz 2 sollte daher

¹ Vgl. dazu zu einer vergleichbaren Fragestellung VfGH 3.12.2014, G156/2014.

(nach bisheriger Zählung der Ziffern, vgl. oben zu § 5) lauten: „... *In diesem Fall haben Netzbetreiber ihr Netz unverzüglich entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, verstärken und auszubauen, wobei insbesondere die Ziele gemäß § 5 Z 1, Z 4 und Z 8 zu berücksichtigen ist.*“

Zu § 79 „Vereinfachter Netzanschluss für kleine Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger und hocheffiziente KWK-Anlagen“

Abs 7 gilt für Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger, die über einen bestehenden Anschluss eines Netzbenutzers auf den Netzebenen 5 bis 7 an das Netz angeschlossen werden und auf die Abs. 6 nicht anwendbar ist, und somit für EE-Erzeugungsanlagen bis 5 MW. Die Überschrift spricht von „kleinen Anlagen“, weshalb für diese Bestimmung in einen eigenen Paragraphen oder in § 111 verschoben werden sollte. Derartige Anlagen haben nach dem vorliegenden Entwurf das Recht auf Anschluss, jedoch nicht auf Einspeisung. Wir verweisen auf unsere Anmerkung zu § 85 Abs 4, wonach für diese Anlagen auch ein flexibler Netzzugang ermöglicht werden soll und damit ein Recht auf (reduzierte) Einspeisung.

Zu § 81 „Anzeige neuer Betriebsmittel“

Abs 1 lautet: „*Netzbenutzer sind verpflichtet, dem Netzbetreiber den Anschluss bestimmter neuer Stromerzeugungsanlagen bzw. Stromerzeugungseinheiten, Energiespeicheranlagen und Verbrauchsanlagen bzw. Verbrauchseinheiten anzuzeigen, sofern diese über keinen eigenen Zählpunkt verfügen und dem Netzbetreiber die Errichtung nicht bereits aufgrund anderer gesetzlicher oder behördlicher Bestimmungen bekannt sein muss.*“

Dies ist viel zu pauschal formuliert. Die Schwellenwerte (zB Untergrenze für Leistung bzw. Energieverbrauch) sollten bereits im Gesetz festgelegt werden, damit Rechtssicherheit erlangt wird und zu niedrige Schwellenwerte - und damit einhergehender Meldeaufwand für die Unternehmen - vermieden werden.

Zu § 82 „Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten“

Diese sehr positive Bestimmung sollte folgendermaßen geändert und ergänzt werden: Die Frist in Abs 1 zur Veröffentlichung je Umspannwerk (Netzebene 4) sollte auf 2 Jahre festgesetzt werden. Die Planung von Großvorhaben der Erzeuger und Verbraucher sollte nicht durch überlange Fristen gehemmt werden. Weiters sollten die Netzkunden auf allen Netzebenen (3 bis 6) die Informationen über die verfügbaren Netzanschlusskapazitäten haben, nicht nur auf jene auf den Netzebenen 4 und 6. Weiters fordern wir, dass die Netzbetreiber die verfügbaren und gebuchten Netzanschlusskapazitäten auf allen Netzebenen (3 bis 6) auf der gemeinsamen Internetplattform veröffentlichen und aktualisieren müssen. Weiters müssen die Einspeise- und die Entnahmekapazitäten getrennt voneinander dargestellt werden, um auch Projekte verwirklichen zu können, für die nur Einspeisung oder Entnahme vorgesehen ist.

Zu § 84 „Verweigerung des Netzzugangs“

Aufgrund der neuen Regelungen über den flexiblen Netzzugang sollte -zur Vermeidung von Missverständnissen - Abs 1 kürzer formuliert werden: „*Den Netzzugangsberechtigten kann der Netzzugang aufgrund mangelnder Netzkapazitäten temporär verweigert werden...*“

Zu § 84 Abs 2

Es reicht nicht aus, dass der Netzbetreiber im Falle der Verweigerung die Möglichkeit eines flexiblen Netzzugangs gemäß § 85 bzw. eines beschränkten Netzzugangs gemäß § 86 zu

prüfen hat. Abs 2 ist am Ende zu ergänzen „... und bei positivem Ergebnis anzubieten, wobei jedenfalls die Möglichkeit zur Einspeisung nach § 85 angeboten werden muss.“

Der Netzbewerber soll diesbezüglich auch ein Recht haben, den angebotenen flexiblen Netzzugang zu wählen. Verteilernetzbetreiber sollen überdies alle Möglichkeiten bei der Umsetzung des flexiblen Netzzugangs in Betracht ziehen müssen, wozu nicht nur herkömmliche physikalische Betrachtungen ausreichen, sondern auch digitale Möglichkeiten (Steuerungen u.dgl.) einzusetzen sind.

Zu § 84 Abs 4

Es ist für Netzkunden nicht zumutbar, lange im Ungewissen zu bleiben, wann der Netzzugang trotz temporärer Verweigerung möglich ist. Abs 4 sollte daher lauten: „Im Fall der Verweigerung hat der Netzbetreiber dem Netzzugangsberechtigten binnen vier Wochen bekanntzugeben, bis wann welche Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung oder zum Ausbau des Netzes erforderlich sind, um dem Begehren auf Netzzugang nachzukommen ...“

Zu § 85 „Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs für Einspeiser“

Wir erlauben uns allgemein zu § 85 anzumerken, dass in der Umsetzung und der sehr weitgehenden Verlängerungsmöglichkeit der Senkung der Anschlussleistung viel Konfliktpotenzial zwischen Endkund:innen auf der einen und Netzbetreibern auf der anderen Seite steckt. Es ist hier eine vollständig transparente und diskriminierungsfreie Umsetzung sicherzustellen. Regelungen dazu sollten daher auch in die Allgemeinen Netzbedingungen aufgenommen werden.

Außerdem sollte bei den Regelungen des § 85 auch die Eigenverbrauchsquote von Photovoltaik-Anlagen berücksichtigt werden. Anlagen mit hoher Eigenverbrauchsquote (z.B. Anlagen mit Speicher oder Auf-Dach-Anlagen von Produktionsbetrieben) belasten die Netze weniger und reduzieren gleichzeitig den fossilen Stromverbrauch erheblich. Diese Anlagen sollten bei der Zuteilung von (flexiblen) Netzzugängen vor „Volleinspeisern“ gereiht werden, wenn sie für die gesamte Maximalkapazität Netzzugang begehren. Jedenfalls könnte in diesen Fällen aber Mindestschwelle des Abs 4 in Abhängigkeit der Gleichzeitigkeit von Erzeugung einerseits und Verbrauch bzw. Speicherung andererseits angehoben werden.

Zu § 85 Abs 1

Es ist sicherzustellen, dass nur bei neuen oder bei wesentlicher Ausdehnung des Netzzugangs die maximale netzirksame Leistung limitiert werden darf. Dies trifft jedenfalls nicht auf Änderungen zu, die vom Netzbetreiber ausgehen. Ein Eingriff auf die maximale netzirksame Leistung *im Bestand* darf nicht aus § 85 abgeleitet werden können. Abs 1 sollte daher lauten: „Im Fall eines neuen oder hinsichtlich der Anschlussleistung ausgedehnten Netzzugangs eines einspeisenden Netzbewerbers ...“.

Weiters wird seitens der Technologieanbieter nachvollziehbar darauf hingewiesen, dass die technischen Regelungssysteme verfügbar sind, um dynamische Vorgaben auch im üblichen Viertelstundenraster zu generieren. Die Erwähnung einer „Dynamik“ zwischen Wochentagen und Samstagen/Sonntagen ist daher zu grob, um eine effiziente Netzauslastung zu erreichen. Einspeiser sollten zudem die Möglichkeit haben, ihre Erzeugung durch möglichst detaillierte Vorgaben und Regelungen optimieren zu können. Es sollte daher ein neuer letzter Satz in Abs 1 eingefügt werden: „Der Netzbetreiber hat dem einspeisenden Netzbewerber jedenfalls die Möglichkeit anzubieten, die dynamischen

Vorgaben im Viertelstundenraster zu akzeptieren, um die Mindestwerte gemäß Abs 4 zu überschreiten.“

Sollte diese Vorgabe von Netzbetreibern nicht (sofort) umgesetzt werden können, dann sollte dieser Satz spätestens mit 1.1.2027 in Kraft gesetzt werden.

Zu § 85 Abs 4

Mindestwerte für flexiblen Netzzugang müssen auch für andere Erzeugungsformen und Netzebenen vorgegeben werden, um Rechtssicherheit zu erhalten, ansonsten bleibt es den Netzbetreibern offen, frei zu entscheiden. Auch andere Erzeugungstechnologien brauchen Planungssicherheit und daher eine Begrenzung der „Flexibilität“, die sich ja gemäß den Abs 5 und 6 über Jahre hinziehen kann. Wie bereits oben bei den allgemeinen Ausführungen vorgeschlagen sollte auch eine Erhöhung der Prozentsätze erfolgen können, wenn die Gleichzeitigkeit (Eigenverbrauchsquote) hoch ist. Abs 4 sollte daher wie folgt geändert und ergänzt werden:

- „(4) Die gemäß Abs. 1 vorgegebene netzwirksame Leistung darf für Kraftwerke, einschließlich Kraftwerksparks, die auf den Netzebenen 3 bis 7 angeschlossen sind, folgende Werte nicht unterschreiten:“; und
- Einfügung „3. für sonstige Erzeugungsanlagen 90 % der Maximalkapazität.“; und
- Einfügung eines letzten Satzes „Die in diesem Absatz angegebenen Werte sind um 5 % der Maximalkapazität zu erhöhen, wenn Eigenversorger die monatlich eigenerzeugte Energie überwiegend hinter dem Zählpunkt verbraucht oder die diesbezügliche Energie speichert. Der Netzbenutzer hat dieses Verbrauchsverhalten im Antrag auf Netzzugang glaubhaft zu machen oder binnen 4 Wochen nach Aufforderung durch den Netzbetreiber nachzureichen.“

Weiters wird angeregt, bei PV-Anlagen die „Maximalleistung“ (entspricht der Wechselrichterleistung) durch die „Modulleistung“ zu ersetzen. Ebenso sollte eine Unterscheidung zwischen ost-west-ausgerichteten und süd-ausgerichteten PV-Anlagen vorgenommen werden, da die Spitzen bei einer süd-ausgerichteten Anlage deutlich ausgeprägter sind. Eine ost-west-ausgerichtete Anlage liefert eine gleichmäßigere Erzeugung und könnte demnach „bevorzugt“ werden.

Zu § 85 Abs 7

Es ist sicherzustellen, dass zwar die Anträge gemeinsam gestellt werden, die Folgewirkungen für die einzelnen Endkundinnen und Endkunden aber nicht pauschal (sondern individuell) beurteilt werden.

Zu § 86 „Möglichkeit des begrenzten oder beschränkten Netzzugangs im Übertragungsnetz für Einspeiser“

Auch hier drohen Eingriffe in bestehende Verträge, ohne dass der Netzbenutzer hierzu auch nur gehört werden müsste.² Es sollte daher die Parteistellung des Einspeisers ausdrücklich im Gesetz verankert werden. Überdies sollte diese Bestimmung näher konkretisiert werden, wobei insbesondere dem Bestandsschutz bestehender Netzanschlüsse Gewicht beigemessen werden sollte, wenn diese tatsächlich benutzt werden oder zur Versorgungssicherheit notwendig sind.

Zu § 90 „Qualitätsstandards für die Netzdienstleistung“

Hier sollte ebenfalls auf Großstörungen bzw. Blackouts explizit eingegangen werden.

² Vgl. dazu zu einer vergleichbaren Fragestellung VfGH 3.12.2014, G156/2014.

Zu § 90 Abs 1

Wir schlagen folgende Änderung vor: „*Es sind etwaige Entschädigungs- und Erstattungsregelungen bei Nichteinhaltung der Standards für Netzbetreiber in der Verordnung festzulegen, wenn die Einhaltung der festgelegten Standards ansonsten nicht vollständig gewährleistet ist.*“

Zu § 90 Abs 2

Der Einleitungssatz ist wie folgt zu ändern:

„*Diese Standards können insbesondere umfassen insbesondere: ...*“

In der Aufzählung ist als neue Ziffer 3 einzufügen: „*Fristen zur Wiederherstellung der Versorgung im Fall einer Großstörung bzw. eines Blackouts*“

Zu § 91 „Zählpunkte“

Da zur Versorgung des Bahnverkehrs ca. 40% des Strombedarfs über das öffentliche Netz bezogen werden muss, sind Netzkosten ein relevanter Kostenfaktor für die schienengebundenen Verkehre. Engpassmanagementmaßnahmen (u.a. durch den Ausbau Erneuerbarer) haben zu massiven Mehrkosten im APG-Netz geführt und zogen durch die Netzentgelte im Bereich der Bahnstromversorgung - 50-Hz-Bezug der Frequenzumformer - signifikante Mehrkosten für die Eisenbahnverkehrsunternehmen nach sich. 2017 betrug die Netzkosten für Bahnstrom (exkl. Ökostrombeiträge) etwas über 4 Mio EUR. 2022 sind die Beträge bereits auf rund 10 Mio EUR gestiegen.

Aufgrund des Gesetzesentwurfes ist schwer nachvollziehbar, ob sich eine Entspannung oder Verschärfung für den Bahnverkehr ergibt. Da die Tendenz der letzten Jahre jedoch generell in eine stärkere Belastung der Leistung zeigt und davon auszugehen ist, dass sich dies fortsetzen wird, ist von einer überproportionalen Mehrbelastung des Bahnverkehrs auszugehen. Dieser ist generell von einem hohen Leistungsbedarf gekennzeichnet. Etwas Abhilfe könnte mit der Implementierung eines Summenzählpunktes für das Bahnstromnetz geschaffen werden. Das ELWOG sieht in § 7 Abs. 1 Z 83 für galvanisch und transformatorisch verbundene Anlagen, welche der Straßenbahnverordnung unterliegen, eine Zusammenfassung der Zählpunkte innerhalb eines Netzbereichs vor. Ansonsten ist die Zusammenfassung von Zählpunkten nicht zulässig. Eine zu den Straßenbahnen sachlich vergleichbare Regelung über die Zusammenfassung der Zählpunkte von Anlagen, welche dem Eisenbahngesetz unterliegen, auf der höchsten Netzebene, würde eine erhebliche Entlastung bedeuten (ca. 0,7 bis 1 Mio EUR)

Wir begrüßen die Ausweitung der Zulässigkeit von Summenzählpunkten und schlagen zur Gleichstellung des Eisenbahn- mit dem Straßenbahnbereichs folgende Ergänzung in Abs 4 vor:

„... wenn sie der Anspeisung von endkundenseitig galvanisch oder transformatorisch verbundenen Anlagen dienen, die dem Eisenbahngesetz 1957, BGBl. Nr. 60/1957 in der Fassung BGBl. I Nr. 231/2021 oder der Straßenbahnverordnung 1999, BGBl. II Nr. 76/2000 in der Fassung BGBl. II Nr. 127/2018, unterliegen. ...“

Zu § 92 „Virtuelle Zählpunkte zur Erfassung von Erzeugungsmengen“

Besonders begrüßenswert ist das Recht auf virtuelle Zählpunkte. Allerdings sind die Regelungen aus unserer Sicht nicht selbsterklärend und bedürfen noch einer Konkretisierung. Wie funktioniert der virtuelle Zählerpunkt im Zusammenspiel mit dem tatsächlichen Zählerpunkt? Wie grenzt man die unterschiedlichen Lieferanten (und Bilanzgruppen) ab?

Es sollten allerdings auch virtuelle Zählpunkte für den Bezug, nicht nur die Erzeugung, ermöglicht werden. Damit können an solchen Standorten beispielsweise Photovoltaikanlagen und Stromspeicher errichtet und der Strombezug dieser Anlagen periodengerecht, aufwandsgerecht und getrennt für die jeweiligen Anlagen hinter einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt abgerechnet werden. Insbesondere kann dann die erzeugte elektrische Energie von Erneuerbaren-Energie-Anlagen als in das öffentliche Netz eingespeist verrechnet werden, selbst wenn sie rein physikalisch von anderen Anlagen am Standort verbraucht oder gespeichert wird. Erst dieser Umstand ermöglicht einen wirtschaftlichen Betrieb derartiger Anlagen, wodurch ihre Errichtung erst ermöglicht wird. Durch die bessere Nutzung von bestehenden Kraftwerksstandorten soll deren Einspeisekapazität auch für neue Anlagen verwendet werden können, was zu einer Entlastung des Netzes führt.

Zu § 95 „Pflichten der Verteilernetzbetreiber“

In Z 1 ist die Nennung der Klima- und Energieziele überflüssig, weil alle Ziele des § 5 gelten. Wir schlagen daher folgende Änderung vor: *„1. ihre Verteilernetze unter wirtschaftlichen Bedingungen und im Sinne der Ziele gemäß § 5 sowie ~~der nationalen und europäischen Klima- und Energieziele~~ sicher und zuverlässig zu betreiben, zu warten sowie vorausschauend zu optimieren, zu verstärken und auszubauen;“*

Zu § 97 „Gemeinsame Internetplattform der Verteilernetzbetreiber“

Es fehlt eine Regelung für den Fall, dass die Verteilernetzbetreiber keine Plattform einrichten und keinen Dritten benennen. Es sollte jedenfalls ergänzt werden, dass bis zu einem von der Regulierungsbehörde bekanntzugebenden Datum der Vollinbetriebnahme der Plattform die Informationen gemäß § 97 und gemäß sonstiger Informationspflichten durch jeden Verteilernetzbetreiber einzeln zu veröffentlichen ist.

Zu § 98 „Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz“

Zu § 98 Abs 1

Die Regelung sollte lauten: *„Verteilernetzbetreiber, an deren Netz mindestens 50.000 Zählpunkte angeschlossen sind, haben bis zum 31.12.2024 und danach bis zum 30. September jedes geraden Kalenderjahres einen Netzentwicklungsplan zu erstellen, der sich auf die aktuelle Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützt.“*

Zu § 98 Abs 2

Als Zweck des Netzentwicklungsplans für das Verteilernetz sollte auch die Darstellung der notwendigen und geplanten Digitalisierungsmaßnahmen sein, um die Effizienzpotenziale zur Netzauslastung darzustellen. Gleichzeitig soll in der Genehmigungspraxis der Regulierungsbehörde auf eine Standardisierung hingewirkt werden. Es sollte daher eine neue Z 5 eingefügt werden: *„5. den Marktteilnehmern konkrete Angaben darüber zu liefern, welche Digitalisierungsmaßnahmen zur Optimierung der Effizienz des Netzbetriebs und des Netzausbaues geplant sind.“*

Zu § 101 „Geschlossene Verteilernetze“

Die WKÖ begrüßt die Regelung zu den geschlossenen Verteilernetzen, wie sie bereits in der EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2019/944 vorgesehen ist. Damit wird ein Standortnachteil Österreichs entschärft. In Abs 1 ist aufzunehmen, dass auch ein Netzbenutzer in dem definierten Gebiet den Antrag stellen kann. Weiters sollte in Abs 2 folgendes ergänzt werden:

- Der Ausnahmekatalog sollte zur Klarstellung ergänzt werden um § 95 Z 6 (Einhebung von Systemnutzungsentgelten), weil ja gerade die Tarife im geschlossenen Verteilernetz nicht gelten.
- Weiters muss der Ausnahmekatalog ergänzt werden um „§ 95 Z 3 hinsichtlich Haushaltskunden“. Ansonsten könnten Haushaltskunden im Gebiet des geschlossenen Verteilernetzes ein Recht auf Netzanschluss geltend machen, was zum Verlust der Qualifikation als geschlossenes Verteilernetz führen könnte (siehe § 101 Abs 1 letzter Satz).

Zu § 102 „Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber“

In Z 1 ist die Nennung der Klima- und Energieziele angesichts des klaren § 5 hier überflüssig, zumal alle Ziele des § 5 gelten. Wir schlagen daher vor, die Wortfolge „... sowie der nationalen und europäischen Klima- und Energieziele, insbesondere die Ziele des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes“ zu streichen.

Wir schlagen vor, die Z 12 wie folgt zu ergänzen: „Maßnahmen für den Wiederaufbau nach Großstörungen des Übertragungsnetzes zu planen und zu koordinieren, ... und sich mit den Verteilernetzbetreibern zur Integration regionaler Netzwiederaufbaukonzepte in das überregionale Netzwiederaufbaukonzept abzustimmen, sowie Informationen zu Präventionskonzepten und Wiederaufbaumaßnahmen der Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen;“, da Netzkunden ein Interesse an diesen Informationen haben.

Weiters ist ein Abs 3 der Umfang der „verpflichtenden“ Forschung näher zu definieren.

Zu § 103 Abs 6

Die zentrale Vorgabe für die Erstellung des Netzentwicklungsplanes muss die wirtschaftliche Zweckmäßigkeit sein. Kann mit einem Ersatzneubau erreicht werden, dass bestehende Netze eingespart werden können oder das Netzsystem insgesamt billiger wird, dann muss dies möglich bleiben. Der 2. Satz in Abs 6 muss dahingehend angepasst werden.

Zu § 106 „Pilotprojekte für Erdkabel“

Die Netzbenutzer (und Zahler des Netzes) haben ein Interesse an den Ergebnissen des Berichts. Es sollte daher Abs 1 am Ende ergänzt werden: „Die zentralen Ergebnisse des Berichts insbesondere ein Vergleich der Errichtungs- und der Betriebskosten mit jenen von Freileitungen oder sonst anwendbaren Leitungstechnologien sind zu veröffentlichen.“

Zu § 107 „Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“

Auch hier besteht ein Interesse der Netzbenutzer und Zahler. Daher sollte in einem neuen Absatz eingefügt werden. „Die zentralen Ergebnisse der Berichte aus Abs. 2 und 3 sind zu veröffentlichen.“

Zu § 108 „Bestimmung der Systemnutzungsentgelte“

Systemnutzungsentgelte sollten nicht dahingehend ausgelegt werden, Energieeffizienzmaßnahmen zu triggern, die Ziele des § 5 gelten ohnedies auch hier. Es sollte daher gestrichen werden: ~~„... Das Systemnutzungsentgelt hat den Grundsätzen des Art. 18 der Verordnung (EU) 2019/943, jenen des § 5 sowie jenen des § 4 E-ControlG zu entsprechen und zu gewährleisten, dass Strom effizient genutzt wird und das Volumen des verteilten oder übertragenen Stroms nicht unnötig erhöht wird.“~~

Das Systemnutzungsentgelt ist nicht das probate Mittel, um Energieeffizienzmaßnahmen anzustoßen bzw. die (erneuerbare) Stromproduktion einzuschränken.

Zu § 109 Netznutzungsentgelt

Mit dem Ausbau dezentraler Kraftwerke verändert sich die Inanspruchnahme des Netzes. Es ist daher eine Kostenbeteiligung der Erzeuger in Erwägung zu ziehen. Ein weiteres Argument für die Einbeziehung der Einspeiser als Zahler des Netznutzungsentgelts ist die Tatsache, dass das Messentgelt, das zuvor auch von den Einspeisern zu zahlen war, nun in das Netznutzungsentgelt integriert wird, das nur mehr von Entnehmern zu zahlen wäre.

Zu § 109 Abs 3 Z 1

Bei der Festlegung des Netznutzungsentgelts ist grundsätzlich vorgesehen, dass die Leistungsverrechnung generell stattfindet und somit die tatsächliche Inanspruchnahme des Netzes zu bezahlen. Dies wird von uns begrüßt. Allerdings sind in Abs 3 Z 1 noch „etwaige Pauschalierungen“ genannt. Aus den Erläuterungen geht hervor, dass diese dort erforderlich sein werden, wo eine Leistungsmessung nicht möglich ist. Wir regen an, dass bereits im Gesetzestext festgehalten wird, dass Pauschalierungen nur für diese Ausnahmen vorgesehen sind.

Zu § 109 Abs 3 Z 5

Energiespeicheranlagen werden in Bezug auf den Netzanschluss, je nach momentaner Energieflussrichtung, als Entnehmer oder Einspeiser gesehen. Daher sind vollumfänglich Netznutzungsentgelte für Entnahme und Einspeisung zu entrichten.

Im ELWOG § 111 (3) entfällt für Pumpspeicherkraftwerke und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas die Pflicht, für den Bezug von erneuerbarer elektrischer Energie Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten. Als Ausgleich dafür ist nun im ELWG § 109 die Möglichkeit vorgesehen, dass der Regulator für systemdienlichen Speicherbetrieb die Netzentgelte reduzieren kann.

Wir schlagen im Sinne der Investitions- und Planungssicherheit eine Entgeltbefreiung für Pumpspeicherkraftwerke und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas, deren Bau vor In-Kraft-Treten des ELWG begonnen wurde, für den Bezug auf 15 Jahre vor (Bestandsschutz).

Prinzipiell verstehen wir jedoch den Zugang, stattdessen eine Entgeltreduktion technologieneutral auf alle Speicherarten für netzdienstliches Verhalten vorzusehen.

Um tatsächlich einen vollwertigen Ersatz für die entfallene Ausnahmeregelung des ELWOG zu schaffen, regen wir jedoch an, die momentan vorgesehene Kann-Bestimmung durch eine Muss-Bestimmung zu ersetzen.

Zu § 110 Netzverlustentgelt

Betreffend Netzverlustentgelt wurde von der WKÖ schon vor geraumer Zeit eine systemische Lösung zur Vermeidung explodierender Kosten eingefordert und vom BMK auch bereits Zeit auch angekündigt. Dies ist im ELWG-Entwurf leider nicht enthalten und wird von uns nach wie vor eingefordert.

Zu § 115 Abs 5 (und § 6 Abs 1 Z 14) „Demonstrationsprojekt“ und „Ausnahmen für Demonstrationsprojekte“

Die Ausnahme für Forschungs- und Demonstrationsprojekte geht ins Leere. Die Begriffsbestimmung „Demonstrationsprojekt“ in § 6 Abs 1 Z 14 verlangt, dass damit eine „völlig neue Technologie“ demonstriert werden muss, die eine weit über den Stand der Technik gehende Innovation darstellt. Schon diese Formulierung ist überzogen, zumindest

auf „völlig“ und „weit“ sollte verzichtet werden. Weiters soll gemäß § 115 Abs 5 eine Beschränkung der Höhe nach auf de-minimis-Beihilfen erfolgen. Damit kann keine neue Technologie demonstriert werden. Abs 5 sollte daher eingeschränkt werden, auf „Ausnahmen gemäß Abs. 1 werden unter den Voraussetzungen des Beihilfenrechts gewährt.“

Zu § 120 „Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen“

Gemäß Abs 2 haben die Netzbetreiber der Regulierungsbehörde einen Vorschlag für eine gemeinsame Vorgehensweise für die transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Beschaffung von Flexibilität sowie einheitliche Spezifikationen der zu beschaffenden Produkte vorzulegen. Weiters hat die Regulierungsbehörde laut Abs 3 mit Verordnung einheitliche Beschaffungsmodalitäten und Spezifikationen der zu beschaffenden Produkte festzulegen. Für die Vorhaben beider Absätze fehlen konkrete Zeitfenster, bis wann diese umgesetzt werden sollen. Da der Ausbau der Erneuerbaren stark angekurbelt werden muss und auch die Transformation der Industrie dabei eine wesentliche Rolle spielt, ist dies in der Planbarkeit insbesondere für die Industrie problematisch. Die Unternehmen müssen wissen, wann mit welchen Flexibilitätsprodukten gerechnet werden kann. Es sollten daher konkrete Fristen von „6 Monaten nach Inkrafttreten des ELWG“ in Abs 2 und von „12 Monaten nach Inkrafttreten des ELWG“ in Abs 3 eingefügt werden.

Zu § 121 „Engpassmanagement im Übertragungsnetz“

Flexibilitätsmaßnahmen wie in Abs 1 beschrieben (*Flexibilitätsmaßnahmen gegen Ersatz von „wirtschaftlichen Nachteilen und Kosten“*) sind auf dieser Basis keinesfalls zu erwarten. Damit Unternehmen Anreize haben, müsste ein angemessener Gewinn berücksichtigt werden können, ansonsten es für alle Beteiligten nicht vertretbar ist, Aufwendungen hinsichtlich des Abschlusses von Flexibilitätsmaßnahmen zu tragen. Ohne Berücksichtigung eines Anreizes werden alle Beteiligten auf die zwangsweisen Maßnahmen gemäß Abs 2 warten.

Zu § 124 „Anzeigepflichten und Systemanalyse“

Die verbindliche Anzeige der Stilllegung mehr als 365 Tage im Voraus (bis 30.9. für den Zeitraum ab 1.10. des Folgejahres) ist ein kritisches Einstiegshindernis für Erzeugungsanlagen aus dem industriellen Umfeld. Für diese Anlagen müsste die Dauer erheblich (auf maximal 3 Monate im Voraus) verkürzt werden, um auch diesen Akteuren einen Markteinstieg zu ermöglichen.

Zu § 125 „Beschaffung der Netzreserve“

Das „6-Stunden Kriterium“ betreffend die temporäre Verbrauchsreduktion muss aus § 125 Abs 1 Z 2 unbedingt gestrichen werden, weil ansonsten nur wenige Industriebetriebe an der Beschaffung teilnehmen können. Überdies liegt darin eine völlig unbegründete Ungleichbehandlung zu Aggregatoren vor, die gemäß § 125 Abs 1 Z 3 auch keine Zeitspanne vorgegeben bekommen. Aus § 125 Abs 1 Z 2 sollte daher die Wortfolge gestrichen werden: *„, zumindest aber für 6 Stunden,“*.

Zu § 125 Abs 5

Es stellt sich die Frage, wie sichergestellt werden soll, dass die Gebotspreise in der zweiten Angebotsphase sinken? Dies erscheint sehr unrealistisch.

Zu § 125 Abs 7 Z 3

Wir ersuchen um Klarstellung, ob der Ausschluss nur für zweijährige Netzreserveverträge mit demselben Anbieter oder allgemein gilt.

Zu § 125 Abs 9

Diese Anforderung stellt ein erhebliches Markthindernis für Erzeugungsanlagen von Industriebetrieben dar. Um deren Potenzial zu heben, sollte für diese Erzeugungsanlagen eine flexiblere Regelung erwogen werden.

Zu § 129 „Versorgungssicherheitsstrategie“

Viele für Unternehmen notwendige Planungen werden nur unbestimmt in das Gesetz geschrieben und müssen daher konkreter werden.

Zu § 129 Abs 1

Wir schlagen folgende Formulierung vor (Ergänzung der Deadline): *„Zur Sicherstellung der wirksamen Gestaltung der Stromversorgungssicherheit und der Prävention von Stromversorgungskrisen hat die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde und dem Regelzonenführer die Versorgungssicherheitsstrategie im Elektrizitätsbereich bis 31.12.2024 zu aktualisieren.“*

Zu § 129 Abs 2 Z 3

Wir schlagen folgende Formulierung vor: *„... die in der konkreten Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Erzeugungsanlagen, Energiespeicheranlagen und Netze unter Berücksichtigung des Zeitraums der nächsten fünf Jahre“*

Zu § 129 Abs 3

Wir ersuchen um Nennung jedenfalls relevanter Indikatoren und Schwellenwerte in das Gesetz.

Zu § 129 Abs 5

Es sollte ein kürzeres Aktualisierungsintervall gewählt werden, fünf Jahre erscheinen zu lang. Wir schlagen daher folgende Formulierung vor (Verkürzung des Aktualisierungsintervalls): *„Die Versorgungssicherheitsstrategie ist alle zwei Jahre ab dem Zeitpunkt der Veröffentlichung zu aktualisieren und in geeigneter Weise auf der Website des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zu veröffentlichen.“*

Zu § 130 „Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene“

Viele für Unternehmen notwendige Planungen werden nur unbestimmt in das Gesetz geschrieben und müssen daher konkreter werden. Demnach sollte § 130 Abs 3 um eine Frist ergänzt werden: *„Auf Grundlage eines Vorschlags der Regulierungsbehörde legt die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie mit Verordnung einen Zuverlässigkeitsstandard gemäß Art. 25 der Verordnung (EU) 2019/943 bis 31.12.2024 fest.“*

Zu § 145 „Verfahren zur Zertifizierung von Übertragungsnetzbetreibern in Bezug auf Drittländer“

Dieser Paragraph behandelt die Zertifizierung von Übertragungsnetzbetreiber, welche von einer oder mehreren Personen aus einem oder mehreren Drittländern kontrolliert werden. Zertifizierungen dürfen nur erteilt werden, wenn die Sicherheit der Energieversorgung

Österreichs und der Union nicht gefährdet werden. Es müssen daher im Zertifizierungsprozess auch Cybersicherheitskriterien genannt und berücksichtigt werden (zB Verweis auf NIS 2). Ein potenzieller Fernzugriff auf das österreichische bzw. europäische Stromnetz muss als Bedrohungsszenario Eingang in die Bewertung finden und durch kritische Vorabprüfung von Cybersicherheitskriterien muss das Gefahrenpotenzial reduziert werden.

Zu § 149 „Überwachungsaufgaben“

In Abs 1 werden die von der Regulierungsbehörde zu beobachtenden Aspekte im Rahmen ihrer den Elektrizitätsmarkt betreffenden Überwachungsfunktion aufgelistet. Auch in dieser Auflistung fehlt eine Überprüfung der Cybersicherheitskriterien. Diese sind aber notwendig, um die Sicherheit und Resilienz des österreichischen bzw. europäischen Stromnetzes laufend zu monitoren und zu gewährleisten. Auf bestehende Kompetenzen etwa im Bundeskanzleramt könnte zurückgegriffen werden. (siehe <https://www.bundeskanzleramt.gv.at/themen/cybersicherheit/nationale-strukturen.html>).

Zu § 171 „Allgemeine Übergangsbestimmungen“

Es sollte Abs 1 wie folgt ergänzt werden: *„Die auf Grund des ElWOG 2010 vor Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes erlassenen Verordnungen bleiben bis zur Neuregelung der entsprechenden Sachgebiete durch Verordnungen auf Grund dieses Bundesgesetzes in Geltung. Die auf Grund von Rechtsvorschriften dieses Bundesgesetzes erlassenen Verordnungen bleiben im Fall der Novelle dieses Bundesgesetzes bis zur Neuregelung der entsprechenden Sachgebiete weiterhin in Geltung.“*

Zusammenfassung der Anmerkungen zu Power Purchase Agreements (PPAs):

Die oben genannten Anmerkungen zu PPAs bei den einzelnen Paragraphen werden nachfolgend als thematischer Block wiedergegeben. Die hier vorgeschlagenen Gesetzesänderungen sind oben bereits berücksichtigt und - wo notwendig - ergänzt.

Die nachfolgend angerissenen Fragen der Stromkennzeichnung sind auch vor dem Hintergrund des vorgeschlagenen (abgeänderten) § 18 Abs 2 (*„Kundinnen und Kunden sind berechtigt, mehr als einen Stromliefervertrag zur selben Zeit zu haben, sofern die erforderlichen Zählpunkte vorhanden sind oder der Kunde oder die Kundin einen zusätzlichen Stromliefervertrag, wie insbesondere ein PPA, abschließt.“*) relevant und richtig.

Es sollten daher sowohl die im Begutachtungsentwurf enthaltene Variante „mehr als ein Stromliefervertrag bei mehreren Zählpunkten (Messeinrichtungen)“ bleiben, als auch die Ergänzung aus der Praxis wie nachfolgend beschrieben aufgenommen werden:

1. Unionsrechtlicher Rahmen

- 1.1. Die seit November 2023 in Kraft stehende Richtlinie (EU) 2023/2413 - nachfolgend als „RED III“ bezeichnet, steckt den Rechtsrahmen für PPA umfassend ab. Dabei handelt es sich nach Art 2 Z 14q der RL 2018/2001 idF der RED III um *„einen Vertrag, mit dem sich eine natürliche oder juristische Person bereit erklärt, erneuerbare Energie unmittelbar von einem Produzenten zu beziehen, was unter anderem Verträge über den Bezug von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen und Verträge über den Bezug von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Quellen umfasst.“*

- 1.2. Art 3 Abs 4a der RL 2018/2001 idF der RED III ordnet an, dass die Mitgliedstaaten einen Rahmen schaffen, *„der Förderregelungen und -maßnahmen umfassen kann und mit dem die Verbreitung von Verträgen über den Bezug von erneuerbarer Energie unterstützt wird und die Voraussetzungen dafür geschaffen werden, dass der Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen einen Wert erreicht, der mit dem in Absatz 2 dieses Artikels genannten nationalen Beitrag des Mitgliedstaats im Einklang steht ...“*
- 1.3. Art 15 Abs 8 der RL 2018/2001 idF der RED III sieht darüber hinaus vor, dass die *„Mitgliedstaaten die rechtlichen und administrativen Hindernisse für langfristige Verträge über den Bezug von erneuerbarer Energie bewerten, unbegründete Hindernisse beseitigen und die Verbreitung solcher Verträge unterstützen [müssen], auch indem sie ermitteln, wie die mit diesen Verträgen verbundenen finanziellen Risiken, insbesondere durch Kreditgarantien, verringert werden können. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass derartige Verträge keinen unverhältnismäßigen oder diskriminierenden Verfahren sowie Umlagen und Abgaben unterworfen sind und dass etwaige damit verbundene Herkunftsnachweise im Rahmen des Vertrags über den Bezug von erneuerbarer Energie auf den Käufer der erneuerbaren Energie übertragen werden können.“*

2. Grundsätzliches zu PPAs

- 2.1. Ein PPA gibt einem Abnehmer die Möglichkeit, Strom direkt vom Erzeuger zu beziehen. Hauptanwendungsfälle sind beispielsweise der Bezug von Grünstrom aus neu errichteten, erneuerbaren Erzeugungsanlagen durch einen industriellen Großabnehmer direkt vom Erzeuger. Damit sind PPAs ein zentrales Instrument zur Erreichung der Ziele der Energiewende. Sie geben einerseits Erzeugern die so notwendige Planungs- und Finanzierungssicherheit, die erforderlich ist, um den Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten in Angriff zu nehmen. Andererseits geben sie Großverbrauchern die Möglichkeit, ihren Strombezug durch Zwischenschaltung möglichst weniger Marktakteure auf erneuerbare Quellen umzustellen.
- 2.2. Dennoch ist für die Abwicklung eines PPA - wie bei jedem anderen Stromliefervertrag auch - eine Einbeziehung des Lieferanten des Abnehmers unbedingt erforderlich. Als Lieferant in diesem Zusammenhang ist der Residuallieferant des Abnehmers gemeint, das ist jener Abnehmer, der einerseits den nicht durch das PPA gedeckten Elektrizitätsbedarf des Abnehmers deckt und der andererseits den oder die Zählpunkte des Kunden in seine Bilanzgruppe aufnimmt und bewirtschaftet. Damit nun die Belieferung eines Kunden über ein (physisches) PPA erfolgen kann, ist es erforderlich, dass der Lieferant des Abnehmers entweder (i) den Zählpunkt des Erzeugers in seine Bilanzgruppe aufnimmt, oder (ii) die vom Erzeuger produzierte Strommenge als „Vorlieferung“ in seine Bilanzgruppe und sein Bewirtschaftungsportfolio aufnimmt und somit in die physische Belieferung des Abnehmers ermöglicht. Bei der in (ii) genannten Vorlieferung handelt es sich um ein in der Praxis etabliertes Modell, in dem der Lieferant eine Drittlieferung ermöglicht.
- 2.3. Um diesen Prozess auch künftig auf eine rechtssichere Grundlage stellen zu können, wäre es aus Sicht der Einbringer dieser Stellungnahme wünschenswert, den besonderen energiewirtschaftlichen Prozess, der Lieferungen im Rahmen von PPA zugrunde liegt, besonders hervorzuheben und von einer „klassischen“ Lieferung abzugrenzen.

3. Die Vorgaben zur Stromkennzeichnung

- 3.1. Herkunftsnachweise sind ein wichtiger Bestandteil von PPAs, da sich ein Abnehmer im Wege eines PPAs die langfristig erzeugten Mengen einer erneuerbaren Anlage sichert.
- 3.2. In der Praxis hat sich gezeigt, dass es hier jedoch einer gesetzlichen Klarstellung bedarf, um Hindernisse für die Verwendung von PPAs zu beseitigen. So sollte klargestellt werden, dass der Residuallieferant (der auch den Zählpunkt des Kunden bewirtschaftet) für die Stromkennzeichnung zuständig ist. Der Erzeuger, der ein PPA mit einem Abnehmer abschließt, liefert die Herkunftsnachweise an den Lieferanten, welcher diese für den Abnehmer entwertet. Dies ist auch beispielsweise in Deutschland die gängige Marktpraxis bei PPAs.
- 3.3. Entgegen dieser Position sind derzeit namhafte Lieferanten auf dem österreichischen Markt der Ansicht, dass die Verpflichtung zur Stromkennzeichnung unmittelbar dem PPA-Lieferanten obliegen soll. Diese Ansicht wird dem Vernehmen nach einerseits auf das kartellrechtliche Argument gestützt, dass der Residuallieferant bei Übernahme der Labeling-Pflichten Kenntnis von den im PPA vereinbarten Energiepreisen erlangen würde. Dieses Argument ist aus Sicht der diese Stellungnahme einbringenden Unternehmen schlicht unzutreffend. Ein weiteres Argument besteht darin, dass die gesetzliche Verpflichtung zur Stromkennzeichnung (§§ 78f ELWOG 2010; künftig §§ 69 f ELWG) nur auf den „Lieferanten“ abstellt und bei der derzeit geltenden (und auch künftig geplanten) Begriffsdefinition auch der PPA-Lieferant als Lieferant im Sinne des Gesetzes anzusehen wäre.
- 3.4. Diesen Argumenten kann entgegnet werden, dass die Zielsetzung des historischen Gesetzgebers stets auf denjenigen Versorger gerichtet war, der den Zählpunkt des Kunden in seine Bilanzgruppe übernommen hat und dort entsprechend bewirtschaftet. Dazu passen auch sämtliche gesetzlichen Bestimmungen des ELWOG 2010, die stets auf die Belieferung von Zählpunkten durch einen Lieferanten abstellen.
- 3.5. Damit wurde aufgezeigt, dass weder die aktuell geltende Rechtslage noch die künftig nach Inkrafttreten des ELWG voraussichtlich zu erwartende Rechtslage einen ausreichenden Rahmen für PPA darstellt. Aus diesem Grund wird nachfolgend ein legislativer Anpassungsvorschlag unterbreitet.

4. Legislativvorschlag

- 4.1. Verankerung einer Definition für PPA in den Begriffsbestimmungen des ELWG, wobei für die Zwecke dieses Vorschlages an der in der RED III enthaltenen Definition Anleihe genommen wurde: siehe oben zu § 6 Abs 1 Z 156.
- 4.2. Ergänzung der Definition „Lieferung“ in § 6 Abs 1 Z 82 ELWG: eine Energielieferung im Rahmen eines PPAs begründet keine Lieferung iS dieser Definition: siehe oben zu § 6 Abs 1 Z 82.
- 4.3. Es sollte ein neuer Paragraph betreffend Herkunftsnachweise von PPAs eingefügt werden. Dieser sollte lauten: „Lieferanten sind verpflichtet, die im Zuge der Abwicklung von Verträgen über den Bezug von Strom aus erneuerbarer Energie (PPA) anfallenden Herkunftsnachweise zu übernehmen und zu entwerten.“
- 4.4. Ergänzung des § 69 des ELWG:
 - Der Lieferant, der den Zählpunkt des Kunden bewirtschaftet, hat die Stromkennzeichnung für die gesamte am Zählpunkt gemessene Menge durchzuführen, somit auch hinsichtlich des im Rahmen des PPAs gelieferten Stroms.

- Der Lieferant am Zählpunkt des PPA-Kunden muss die Herkunftsnachweise aus dem vom Kunden abgeschlossenen PPA übernehmen und entwerten.

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

III. Zusammenfassung

Die Wirtschaftskammer Österreich begrüßt die Initiative, wesentliche Bereiche der Elektrizitätswirtschaft durch das ELWG neu aufzustellen. Die Anpassung an die geltende Strombinnenmarkt-Richtlinie, die Harmonisierung mit dem EAG und die Schaffung neuer Akteure bieten eine gute Grundlage für die erfolgreiche Integration Erneuerbarer Energien und die Umsetzung der Energiewende.

Insbesondere erscheinen uns Maßnahmen wie Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten, virtuellen Zählpunkte, vereinfachter Netzanschluss, Konkretisierung der allgemeinen Anschlusspflicht um Ausbaupflichtung und flexibler Netzzugang geeignet, um den Erneuerbaren Ausbau maßgeblich zu beschleunigen.

In einigen Bereichen sehen wir allerdings noch Verbesserungspotenziale, die einen größeren Beitrag zur Umsetzung der Energiewende ermöglichen würden.

Wir ersuchen um Berücksichtigung unserer Anmerkungen und stehen bei Rückfragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

Dr. Harald Mahrer
Präsident

Karlheinz Kopf
Generalsekretär