

Herr Dr. Benedikt Ennser
Bundesministerium für Klimaschutz,
Umwelt, Energie, Mobilität
Radetzkystraße 2
Postfach 201
1000 Wien

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

Kontakt Anton Schögl	DW 225	Unser Zeichen 1/2024	Ihr Zeichen 2023-0.532.865	Datum 23.02.2024
-------------------------	-----------	-------------------------	-------------------------------	---------------------

EIWG-Begutachtungsentwurf - Stellungnahme von Oesterreichs Energie

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Übermittlung des aktuellen Entwurfs zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz ("EIWG"), dem Entwurf eines Energiearmuts-Definitions-Gesetzes („EnDG“) und dem Entwurf einer Novelle des E-Control Gesetzes sowie für die Möglichkeit, zu diesem Gesetzespaket Stellung zu nehmen.

Die Herausforderungen des Umbaus des Energiesystems zur sicheren Erreichung der Energie- und Klimaziele, der Digitalisierung und der Ausweitung der Marktteilnehmer:innen benötigen klare Rahmenbedingungen.

Wir begrüßen, dass der vorliegende Entwurf die breitgefächerten Anforderungen der sicheren, sauberen und leistbaren Stromversorgung und die Umsetzung der europarechtlichen Vorgaben abbildet und bringen uns aktiv und lösungsorientiert ein, damit dieses Gesetzespaket zeitnah umgesetzt werden kann.

Einige Punkte sind im Interesse der Rechtssicherheit oder der praktischen Durchführbarkeit jedenfalls noch zu überarbeiten:

- Die Schaffung eines **gesetzlichen Preisänderungsrechts** (§ 20) und die Überarbeitung der Regelungen der **Grundversorgung** (§§ 29 ff.) sind wesentliche Themen, die im Interesse der Rechtssicherheit für alle Marktteilnehmer:innen unbedingt geklärt werden müssen und aktuell Gegenstand einer Arbeitsgruppe sind.

- **Praktikable Fristen** für die Umsetzung der weitreichenden Änderungen des Gesetzespaketes, die auch zu Änderungen bei Kund:innen führen, wie z.B. monatliche Abrechnung (§§ 35 ff), sind unabdingbar für deren Erfolg.
- Schaffung eines **Level Playing Fields für alle Marktteilnehmer** bei Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen, Erneuerbaren Energiegemeinschaften, Bürgerenergiegemeinschaften, Aggregatoren und Peer-to-Peer Verträgen (§§ 48 ff).
- Je höher der Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung ist, desto wichtiger sind Flexibilitäten zur Sicherstellung der Versorgung. Deswegen ist eine unionsrechtskonforme Einführung einer gesetzlichen Regelung zur **Befreiung der Speicher von Netzentgelten** notwendig (§§ 109 ff).
- Neu geregelt ist die Verordnungsbefugnis der Regulierungsbehörde insbesondere hinsichtlich Festlegungen zur Bemessung und Verrechnung des Netznutzungs-, Netzanschluss- und Netzverlustentgelts sowie etwaigen Ausnahmen bzw. Pauschalierungen, Rabatten oder Zuschläge für dynamische Tarife. Dadurch wird der Regulierungsbehörde als ausführendes Organ der Exekutive ein hohes Maß an Entscheidungsgewalt übertragen. Wir erachten die gesetzliche **Verankerung der Grundsätze der Kostenermittlung** für wichtig (§ 119), ebenso eine Regelung zu den anwendbaren Komponenten des Netzanschlusses (§ 111) sowie eine verbindliche Aufrollung von Differenzbeträgen im Regulierungssystem (§ 118).
- **Praktikable Anforderungen an Messgeräte und Datenqualität.** Daten in ausreichender Qualität und Quantität sind wesentlich für den modernen Elektrizitätsmarkt und Voraussetzung für neue Produkte. Da mittelfristig noch mit Beschränkungen bei der Übermittlung der Smart Meter Daten zu rechnen ist, schlagen wir die Einschränkung der Verpflichtung der Auslesung und Übertragung von ¼-h-Werten auf relevante Kundengruppen vor (§ 42). Wir schlagen die Beibehaltung der Standardeinstellung von Tageswerten (§ 43) vor. Die „Glaubhaftmachung“ von Willenserklärungen durch eine Energiegemeinschaft für die Datenfreigabe beim Netzbetreiber (§ 55) ist zu streichen.
- Es benötigt **umsetzbare Rahmenbedingungen für den Netzanschluss und Netzzugang**, damit der Ausbau der Netze im Einklang mit dem Ausbau der Erneuerbaren erfolgt und möglichst viele erneuerbare Anlagen angeschlossen werden können. Dafür benötigt es: die Überarbeitung der Größenklassen für den Netzanschluss (§ 80); Streichung der Transparenzverpflichtung zu Netzanschlusskapazitäten je Transformator (§ 82) und die Klarstellung der Kostentragung (§§ 86 und 121). Damit möglichst viele Erzeugungsanlagen ins Netz integriert werden können, ist eine **Beschränkung der maximalen netzwirksamen Leistung** auf 70 % der Maximalkapazität (§ 85) zweckmäßig.
- **Verteilernetzbetreiber** haben die Messwerte von virtuellen Zählpunkten zu erfassen (§ 92). Wir fordern die Einschränkung der Erstellung eines Netzentwicklungsplans auf

die Netzebene 3 und 4 und die Sicherstellung, dass die V-NEP nicht in den Genehmigungsverfahren von Einzelprojekten zu berücksichtigen sind (§ 98). Das Prinzip der geschlossenen Verteilernetze widerspricht der Konzessionspflicht und wird abgelehnt (§ 101).

- Erforderlich ist die **Eingrenzung der überschießenden Strafdrohungen** im Zusammenhang mit REMIT (§ 162).
- Fehlende bzw. anzupassende Übergangs- und Schlussbestimmungen

Zu den einzelnen Bestimmungen des Entwurfs nehmen wir wie folgt Stellung:

Zu Artikel 1 – Elektrizitätswirtschaftsgesetz ("EIWG"):

Zu § 4 (Bundes-Public Corporate Governance Kodex)

Die Formulierung dieser Bestimmung ist unklar und lässt den Anwendungsbereich offen. Zum Zweck der Präzisierung regen wir an, Teile der Erläuterungen in den Gesetzestext mitaufzunehmen und schlagen folgende Formulierung von § 4 vor:

*„Die mit der Vollziehung dieses Bundesgesetzes betrauten Organe des Bundes einschließlich der Regulierungsbehörde gemäß Energie-Control-Gesetz haben den Bundes Public Corporate Governance Kodex (B-PCGK) einzuhalten. Elektrizitätsunternehmen des Bundes **haben diesen zu implementieren, sofern sie keine börsennotierte Aktiengesellschaft sind.**“*

Zu § 5 (Ziele und Grundsätze des Elektrizitätsmarktes)

Zu Abs. 1

Zu Z 3. Es sollte folgende neue Z 3 aufgenommen werden:

*„**Z 3. zum bedarfsgerechten und zügigen Ausbau kapazitätsstarker, robuster, flexibler und digitaler Netze und Systeme als Erfordernis zur Erreichung der Ziele gemäß Z 1 und Z 2 beizutragen**“*

Zu Z 7. sollte analog zu Z 4 um eine marktwirtschaftliche Komponente ergänzt werden, um sicherzustellen, dass nicht nur die technisch effizienteste, sondern auch die technisch wirtschaftlichste Technologie bevorzugt wird.

Wir schlagen daher folgende Änderung von § 5 Abs 1 Z 7. vor:

*„**einen wirksamen Wettbewerb der technologisch und ökonomisch effizientesten Technologien bei der Versorgung mit Strom sicherzustellen und zur Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage durch Energiespeicherung, Aggregation oder Laststeuerung beizutragen.**“*

Zu Z 11. entspricht zwar fast wortident Artikel 9 (2) erster Satz Strombinnenmarkt-Richtlinie, allerdings wird dort weiter festgehalten: *„Solche **Verpflichtungen müssen klar festgelegt, transparent, diskriminierungsfrei und überprüfbar sein** und dazu dienen, den gleichberechtigten Zugang von Elektrizitätsunternehmen der Union zu den nationalen Verbrauchern sicherzustellen.“*

Wünschenswert wäre eine Klarstellung in den Erläuterungen des Verhältnisses dieses Ziels zum neu geschaffenen § 7 Abs. 2 EIWG.

Zu Abs. 3

Die qualitativen Anforderungen im Rahmen der Tariffestsetzung müssen sich auch in den Behördenaufgaben widerspiegeln. Daher sollte eine zusätzliche Zielbestimmung eingefügt werden, wonach die Regulierungsbehörde den Ausbau der Netze, die unmittelbar der Integration von Erneuerbaren dienen, angemessen beanreicht und Hilfestellungen für einen raschen, effizienten Netzausbau leistet. Darüber hinaus sind auch angemessene Anreize für die in Art 18 Abs. 2 Verordnung (EU) 2019/943 enthaltenen Aspekte zu gewähren (Innovation, Forschung, Digitalisierung, Marktintegration).

Es sollte folgender neuer Abs. 3 aufgenommen werden:

„(3) Zur Erfüllung der in Abs. 1 Z 1 bis 4 aufgelisteten Ziele fördert die Regulierungsbehörde im Rahmen ihrer Kompetenzen den zügigen Ausbau der Übertragungs- und Verteilernetze, die umfassende Digitalisierung der Netze und des Netzbetriebs sowie Innovationen und Leistungen, die der Bewältigung der mit der Zunahme volatiler Energiequellen, dem zukünftig stark erhöhten Transportbedarf und der mit der Sektorkopplung im Sinne des § 4 Abs. 1 Z 10 EAG einhergehenden Herausforderungen dienen.“

Zu § 6 (Begriffsbestimmungen)

Folgende Begriffsbestimmungen sollten angepasst werden:

Zu Z 11. „Bilanzgruppenkoordinator“

Folgende Anpassung wird vorgeschlagen:

„Z 11. „Bilanzgruppenkoordinator“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die eine Verrechnungsstelle betreibt. ~~den Regelzonenführer bzw. eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, der die Aufgaben gemäß § 12 vom Regelzonenführer gemäß § 13 übertragen wurden;~~“

Darüber hinaus verweisen wir auf unsere Ausführungen zu § 9.

Zu Z 18. „Eigenbedarf“

Damit die Definition als Anhaltspunkt zum gleichen Begriff in § 20 Abs. 4 Z 2a

Insolvenzordnung dienen kann, schlagen wir folgende Änderung vor:

„Eigenbedarf“ jene Energiemenge, die *nicht weiterverkauft, sondern für den Betrieb der eigenen Anlagen erforderlich ist verwendet wird;*“

In der Folge wären aus Konsistenzgründen in den Definitionen „Endkunde“ und „Haushaltskunde“ sowie in § 149 Abs. 1 Z 10 „Eigenverbrauch“ durch „Eigenbedarf“ zu ersetzen. Korrespondierend mit der geänderten Definition „Eigenbedarf“ sollte in den Erläuterungen festgehalten werden, dass das Zuordnungskriterium der eigenen Anlage im Sinne der Definition auf die sachenrechtliche Zuordnung abstellt, selbst wenn die Anlage von einem Dritten betrieben wird.

Zu Z 19. „Eigenversorger“

In Zusammenschau mit dem Begriff Z 49 „gewerblicher Kunde“ braucht es eine Klarstellung, ob es sich beim „Eigenversorger“ um einen Verbraucher iSd KSchG handelt. Dies deshalb,

da in Z 49 auch der „Erzeuger“ genannt wird, weshalb der „Eigenversorger“ als „Erzeuger“ eigentlich ein „gewerblicher Kunde“ sein müsste. In diesem Zusammenhang wird auch auf die Ausführungen zu § 51 EIWG verwiesen.

Zu Z 20. „Einspeiser“ und Z 35. „Entnehmer“

Die unterschiedliche Zuordnung von Energiespeicheranlagen je nach Energielieferungsrichtung zur Funktion des Entnehmers bzw. des Erzeugers ist kritisch einzustufen, da die Begriffsbestimmung damit der Sonderfunktion dieser Marktrolle, insbesondere bei systemdienlichem Verhalten, nicht gerecht wird. In der Folgewirkung können je nach Abgrenzung deutliche Doppelbelastungen, wie jene aus den Systemdienstleistungsentgelten entstehen. Energiespeicher sollten, wie beispielsweise in Deutschland umgesetzt, als eigene Marktrolle mit eigenen Verantwortlichkeiten sowie Ausprägungen bei den Systemdienstleistungsentgelten verankert werden. Daher sollten die Definitionen „Einspeiser“ und „Entnehmer“ Energiespeicheranlagen nicht umfassen. Folgende Änderungen werden vorgeschlagen:

„Z 20. Einspeiser“ einen Erzeuger, Eigenversorger, ~~Betreiber einer Energiespeicheranlage~~ oder ein Elektrizitätsunternehmen, der oder das elektrische Energie in ein Netz abgibt;“

„Z 35. Entnehmer“ eine Endkundin oder einen Endkunden, Eigenversorger, ~~Betreiber einer Energiespeicheranlage~~ oder einen Netzbetreiber, der Strom aus einem Übertragungs- oder Verteilernetz entnimmt;“

Zu Z 29. „Energiepreis“ und Z 122. „Strompreis“

Die Begriffsdefinitionen „Energiepreis“ und „Strompreis“ sind nicht ausreichend klar bestimmt. Es sollte geprüft werden, ob der Begriff „Energiepreis“ nicht den Gesamtpreis bezeichnen sollte und der Strompreis einen Bestandteil davon darstellt. Alternativ könnte „Gesamtstrompreis“ als Oberbegriff eingeführt werden. Eine Klarstellung ist erforderlich.

Zu Z 31. „Energiespeicherung“

In Umsetzung der europäischen Vorgaben wird die Marktrolle des Energiespeichers etabliert. Die Einführung einer Definition für Energiespeicher ist positiv, da der Speicherbedarf im Zuge des forcierten Ausbaus der Stromerzeugung aus Erneuerbaren stark zunimmt. Energiespeicher sollten, wie es beispielsweise auch im deutschen Strommarkt umgesetzt wurde, als eine eigene Marktrolle – und nicht je nach Energielieferungsrichtung als Entnehmer bzw. Erzeuger – abgebildet werden und damit dementsprechend eigene Verantwortlichkeiten und auch Ausprägungen bei den Systemdienstleistungsentgelten bekommen.

Zu Z 32. „Energiewerte“

Unter „Energiewerte“ sind im gegenständlichen Entwurf nur die Wirkenergie und die Wirkleistungswerte angeführt. Die Definition ist um die Blindenergie- und die Blindleistungswerte zu erweitern, da diese sinnvoll für die Steuerung von Erzeugungsanlagen sind:

*„Energiewerte“ die Wirkenergie- und Wirkleistungswerte **sowie Blindenergie- und Blindleistungswerte** für beide Energieflussrichtungen, die Ist-Werte (gemessene, berechnete, abgeschätzte) sowie prognostizierte Werte (Fahrplanwerte) umfassen;“*

Zu Z 42. „Fast-Echtzeit“

Die Unterscheidung zum standardmäßigen Zeitintervall von fünfzehn Minuten bei intelligenten Messgeräten (Smart Meter) zu kürzeren Einheiten wie Sekunden kann derzeit technisch nicht von diesen abgebildet werden (siehe auch SOGL-Datenaustauschverordnung). In diesem Zusammenhang wird auch auf die Ausführung zu § 44 EIWG verwiesen.

Zu Z 43. „Flexibilitätsleistung“

Für das Gelingen der Integration der zusätzlichen volatilen Erzeugung aus Erneuerbaren in den Strommarkt und die daraus entstehenden physikalischen (z.B. Engpässe) und marktlichen Folgen (z.B. hohe Preisvolatilität, negative Preise) ist ein möglichst liquider Flexibilitätsmarkt notwendig, der sowohl die Bedürfnisse der Netzbetreiber (z.B. Engpassmanagement), aber auch der Stromhändler (z.B. Bilanzausgleich) abbildet. Ansonsten führt dies zu einer Bildung von weniger liquiden Teilmärkten und dem Verlust der gesamtwirtschaftlichen Effizienz. Dabei ist auch die Einbindung aller Beteiligten in die Marktkommunikation zu gewährleisten, da es sonst im schlimmsten Fall zu einem „gegeneinander Regeln“ kommt und abgerufene Flexibilitätsleistungen nicht oder nur teilweise ankommen. Daher ist die Definition „Flexibilitätsleistungen“, um die Stromhändler in der Marktrolle der Lieferanten und der Bilanzgruppenverantwortlichen zu erweitern.

Die Änderung von Vorlaufzeiten bzw. der Verfügbarkeit von Anlagen für die Erzeugung von elektrischer Energie ist notwendig, um bereits vor Eintreten eines Engpasses die notwendigen Ressourcen sicherstellen zu können. Sie ist für ein effizientes und ausreichendes Engpassmanagement unabdinglich. Im EIWOG 2010 ist die Möglichkeit zur Veränderung der Vorlaufzeiten und Verfügbarkeiten durch § 23 explizit genannt. Die Einführung des Begriffs Flexibilitätsleistungen, ohne die Veränderung von Vorlaufzeiten und Revisionen in die Definition aufzunehmen, könnte dazu führen, dass derartige Leistungen rechtlich nicht geklärt sind.

Vorgeschlagen wird folgende Formulierung:

*„Flexibilitätsleistung“ eine vom Netzbetreiber angeforderte, im Rahmen einer Systemdienstleistung oder des Engpassmanagements **oder des Lieferanten oder von Energiespeichieranlagen oder Bilanzgruppenverantwortlichen im Rahmen des Bilanzausgleichs** durchgeführte Veränderung der Einspeisung oder Entnahme; **oder der Veränderung der Verfügbarkeit zur Einspeisung oder Entnahme, wie z.B. die Veränderung von Vorlaufzeiten oder die zeitliche Verschiebung von Revisionszeiträumen.**“*

In diesem Zusammenhang wird auch auf die Ausführung zu § 120 und § 123 EIWG verwiesen.

Zu Z 58. „intelligentes Messgerät“

Es wird folgende Änderung vorgeschlagen:

„intelligentes Messgerät“ ein elektronisches System, das in der Lage ist, die in das Netz eingespeiste oder die daraus entnommene Elektrizität zu messen, das mehr Informationen als ein konventioneller Zähler liefert und mittels elektronischer Kommunikation Daten zu

Informations-, Kontroll- und Steuerungszwecken übertragen und empfangen kann; ein Lastprofilzähler ist kein intelligentes Messgerät“

Zu Z 63. „Kleinstenerzeugungsanlagen“

Hier ist eine Anpassung gemäß Vorgaben aus der Verordnung (EU) 2016/631 (NC RfG) und den aktuell gültigen TOR Erzeuger Version 1.2 vorzunehmen. Gemäß Art. 5 Abs. 2 Punkt a) NC RfG besitzt eine Typ A Anlage eine Maximalkapazität von mindestens 0,8 kW;

Es wird folgende Änderung vorgeschlagen:

„Z 63 „Kleinstenerzeugungsanlagen“ eine Stromerzeugungsanlage, bestehend aus einer oder mehreren Stromerzeugungseinheiten, ~~eine oder mehrere Stromerzeugungseinheiten~~, deren Maximalkapazität in Summe kleiner als ~~höchstens~~ 0,8 kW pro Anlage **an der Übergabestelle** eines Netzbenutzers beträgt;“

Zu Z 65. „Kleinunternehmen“

Zur Klarstellung sollte jedenfalls der Zeitraum der normierten Verbrauchsgrenze ergänzt werden („pro Jahr“), eine Anpassung der Definition auf eine genannte Verbrauchsgrenze (100.000 kWh pro Jahr) wäre wünschenswert:

„Kleinunternehmen“ ein Unternehmen im Sinne des § 1 Abs. 1 Z 1 KSchG, das weniger als fünfzig Personen beschäftigt, weniger als 100 000 kWh **pro Jahr** an Elektrizität verbraucht und einen Jahresumsatz oder eine Jahresbilanzsumme von höchstens zehn Millionen Euro hat;“

In Zusammenhang mit § 91 Abs. 4 EIWG wird eine Klarstellung dahingehend vorgeschlagen, beim Grenzwert von 100.000 kWh pro Jahr auf den gesamten Stromverbrauch eines Unternehmens unabhängig von der Anzahl der Zählpunkte abzustellen. Diese Klarstellung ist für die Einstufung als Kleinunternehmer relevant.

Zu Z 67. „konventioneller Zähler“

In Verbindung mit der Definition „intelligentes Messgerät“ (Z 58.) ist eine Klarstellung dahingehend erforderlich, dass ein Messgerät mit einer Opt-Out-Konfiguration gemäß § 42 Abs. 2 als konventioneller Zähler gilt. Wir schlagen folgende Klarstellung vor:

„konventioneller Zähler“ einen analogen oder elektronischen Zähler, der Daten nicht übermitteln und empfangen kann, **oder Zähler mit einer Konfiguration gemäß § 42 Abs 2;**“

Zu Z 76. „KWK-Kleinanlagen“

KWK-Blöcke mit einer installierten ~~Kapazität~~ **Maximalkapazität** unter 1 MW;

Zu Z 77. „KWK-Kleinanlage“

eine KWK-Anlage mit einer **Maximalkapazität** ~~Kapazität~~ von höchstens 50 kW;

Zu Z 78. „Ladepunkt“

Vorgeschlagen wird klarzustellen, was unter Schnittstelle (z.B. USB-Schnittstelle bereits als Ladepunkt) und Elektrofahrzeug (z.B. E-Roller bis zum E-LKW) zu verstehen ist.

Zu Z 80. „Laststeuerung“

Der Verweis auf „übliche, geplante oder aktuelle Stromverbrauchsmuster“ sehen wir kritisch, da ein Flexibilitätsabruf zu einer Erhöhung oder Senkung von Verbräuchen oder Erzeugungen immer von einer transparenten, nachvollziehbaren „base line“ ausgehen muss (Fahrplanwert der Prognose, Istwert etc.), damit es nicht zu einem Missbrauch durch Nichterfüllung und einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommen kann. Daher ist der Begriff „~~üblich~~“ zu streichen und zu ersetzen durch „*über einen ex ante festgelegten Fahrplan für den Stromverbrauch*“.

Dem Netzbetreiber muss die Möglichkeit der Laststeuerung zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität in definierten Notsituationen möglich sein.

Es wird folgende Änderung vorgeschlagen:

*„80. „Laststeuerung“ eine Abweichung des Verbrauchs der Endkundin oder des Endkunden von ihrem oder seinem **üblichen**, geplanten oder aktuellen Stromverbrauchsmuster als Reaktion auf Marktsignale, etwa zeitabhängige Energiepreise oder andere finanzielle Anreize oder als Reaktion auf das angenommene Angebot einer Endkundin oder eines Endkunden, einen Mehr- oder Minderverbrauch zu einem bestimmten Preis auf einem organisierten Strommarkt im Sinne von Art. 2 Nr. 4 der Durchführungsverordnung (EU) 1348/2014 über die Datenmeldung gemäß Art. 8 Abs. 2 und 6 der Verordnung (EU) 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts, ABl. Nr. L 363 vom 18.12.2014 S. 121, zu verkaufen, allein oder durch Aggregation, **oder durch den Netzbetreiber in Notsituationen;**“*

Zu Z 82. „Lieferung“

Für das Gelingen der Integration neuer Marktakteure in das bestehende Strommarktmodell ist die Sicherstellung einer angemessenen Zuordnung von Rechten und Pflichten im Sinne eines Level Playing Field von zentraler Bedeutung.

Es ist nicht nachvollziehbar und sachlich nicht gerechtfertigt, weshalb Lieferungen im Rahmen von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen GEA, BEG, EEG, Lieferungen über Direktleitungen und über Peer-to-Peer-Netzwerke von der Definition „Lieferung“ ausgenommen sein sollten, welche für die Endkundinnen und Endkunden mit demselben Schutzbedarf einhergehen wie sonstige Lieferungen über das öffentliche Netz. So entsteht die Gefahr, dass Endkundinnen und Endkunden hinsichtlich eines bedeutenden Teils ihres Bezugs von verpflichtenden Informationen und von Schutzmaßnahmen ausgeschlossen werden, welche der Gesetzgeber als essenziell im Rahmen des Strombezugs erachtet hat. Im Sinne der vorliegenden Regelungen gibt es weder Verpflichtungen der GEA, EEG und BEG etwa für die Rechnungslegung oder Vorgaben im Sinne des Konsumentenschutzes wie etwa ein Recht auf Ratenzahlung. Jedenfalls sicherzustellen ist, dass die Abgabe von Elektrizität über E-Ladestationen nicht als Lieferung klassifiziert wird.

Zu Z 84. „Liefervertrag mit dynamischen Energiepreisen“

Erforderlich ist in den Erläuterungen eine klare Aufzählung, welche Produkte unter den Begriff dynamische Energiepreise zu subsumieren sind.

Zu Z 87. „Maximalkapazität (Engpassleistung)“

Die Begriffe Maximalkapazität und Engpassleistung haben gemäß “TOR Begriffe” eine unterschiedliche Bedeutung.

Zu Z 97. „netzwirksame Leistung/en“

Das Wort „Leistung“ sollte durch „Wirkleistung“, in Anlehnung an den Begriff Maximalkapazität bzw. die netzwirksame Bemessungsleistung gemäß “TOR Begriffe” bzw. im Zusammenhang mit der Verwendung im Gesetzestext (z.B. § 79 udgl.), ersetzt werden.

Am Netzanschlusspunkt können mehrere Anlagen eines Netzbenutzers (Bezugs- und Rücklieferzählpunkte) angeschlossen sein. In einem solchen Fall werden die netzwirksamen Leistungen am jeweiligen Zählpunkt wirksam. Die Gesamtwirkung am Netzanschlusspunkt unterliegt einer Vergleichmäßigung.

Folgende Änderung wird vorgeschlagen:

*„Z 97 „netzwirksame Leistung/en“ die **für jede Anlage eines Netzbenutzers (Kundenanlage)** im Vertrag über Netzanschluss und Netzzugang vereinbarte/n maximale/n **Wirkleistung/en** in Einspeise- und/oder Bezugsrichtung, welche jeweils unter Berücksichtigung des vom Netzbenutzer vorgesehenen Regel- und Betriebskonzeptes am Netzanschlusspunkt wirksam wird/werden. ~~welche die Gesamtanordnung der Anlage des Netzbenutzers, die aus Kombinationen von Stromerzeugungseinheiten, Verbrauchseinheiten und Energiespeicheranlagen bestehen kann, sowie das vom Netzbenutzer vorgesehene Regel- und Betriebskonzept berücksichtigt;~~“*

Zu Z 115. „Smart Grid“

Die Formulierung muss dahingehend geändert werden, dass auch die Kommunikation und Interaktion zwischen Komponenten des Verteilernetzbetreibers als Smart Grid zu sehen ist und nicht nur die zwischen Kunde und Verteilernetzbetreiber. Wir schlagen folgende Änderung vor:

*„Smart Grid“ ein intelligentes Stromnetz, welches durch den Einsatz von Kommunikationstechnologie zwischen Netzbenutzern **sowie und/oder** Steuerungs- und Monitoring Infrastruktur des Netzbetreibers einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb bei hohem Maß an Integrationsfähigkeit von Energie aus erneuerbaren Quellen und Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheitsstandards unterstützt;“*

Zu Z 145. „virtueller Zählpunkt“

Mit Hilfe von virtuellen Zählpunkten werden auch Energiemengen aus Erzeugungsanlagen entsprechend den Bezugsanteilen direkt den jeweiligen Bilanzgruppen zugeordnet.

Es wird folgende Änderung vorgeschlagen:

*„Z 145. „virtueller Zählpunkt“ eine ~~messtechnische~~ Einrichtung, die **die Anteile** sämtlicher **messtechnisch nicht separat erfassern** Energieflüsse unterschiedlicher Stromerzeugungs- und Verbrauchsanlagen bzw. ~~einheiten unterschiedlicher~~ **Strombezugsberechtigter** berechnet **und zuordnet** und die Energiemengen aus den Messwerten **der relevanten einzelnen** geeichten Messgeräte **entsprechend zuordnet bzw. Strombezugsanteilen,***

~~falls deren Energieflüsse an einem Zählpunkt messtechnisch nicht erfasst werden, errechnet;~~

Zu Z 146. „vollständig integrierte Netzkomponente“

Das Marktintervall, innerhalb dessen Bilanzgruppen abzurechnen sind, beträgt gemäß Art. 35 Verordnung (EU) 2017/2195 fünfzehn Minuten. Im regulären Betrieb müssen die Lade- und Entladezeiten der betreffenden Netzkomponenten innerhalb dieses Intervalls liegen, damit es sich um eine vollständig integrierte Netzkomponente handeln kann, die eine Ausnahme vom grundsätzlichen Verbot des Betriebs von Energiespeicheranlagen durch den Netzbetreiber gemäß § 72 Abs. 1 Z 1 darstellt.

Die vorliegende Begriffsdefinition geht über jene gem. Art 2 Z 51 Strombinnenmarkt-RL hinaus, weshalb wir folgende Änderung vorschlagen:

„vollständig integrierte Netzkomponenten“ Netzkomponenten, einschließlich Energiespeicheranlagen, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen ~~und deren Lade- und Entladezeiten im regulären Betrieb deutlich unter der Dauer eines Marktintervalls liegen,~~“

Weiters sind die entsprechenden Erläuterungen auf Seite 32 entsprechend zu streichen.

Wir halten die Einführung folgender zusätzlicher Begriffsbestimmungen für erforderlich:

Die Begriffe „**Erzeugungsanlage**“ und „**Erzeugungseinheit**“ (in Analogie zu „**Verbrauchsanlage**“ (Z 136.) und „**Verbrauchseinheit**“ (Z 137.)), sowie der Begriff „**Unternehmen**“, der im Zusammenhang mit § 33a Abs. 3 verwendet wird, sollten definiert werden.

„Bestehende Netzanschlussverhältnisse“

In den §§ 96 Abs. 1 (= Recht zum Netzanschluss) sowie § 171 Abs. 4 (= Allgemeine Übergangsbestimmungen) wird mit Bezugnahme auf § 101 (= Geschlossene Verteilernetze) die Wortfolge „bestehende Netzanschlussverhältnisse“ skizziert, ohne dass diese an anderer Stelle des Gesetzes näher definiert bzw. deren Rahmenbedingungen hinsichtlich technischen Umfangs bzw. geografischer Reichweite festgelegt werden.

Problematisch daran ist besonders die Rechtsfolge gemäß § 171 Abs. 4, nach welcher alle bereits bestehenden Netzanschlussverhältnisse bescheidlos als geschlossene Verteilernetze gelten sollen, da das Gesetz keine Kriterien vorsieht, nach welchen der jeweilige Verteilernetzbetreiber sein Recht auf Netzanschluss diesbezüglich technisch und rechtlich bewerten kann. Da keine konkrete Abgrenzung besteht, ließen sich zudem wohl auch bestehende Verteilernetze unter die Wortfolge subsumieren.

Eine Konkretisierung der Wortfolge „bestehende Netzanschlussverhältnisse“ in den Begriffsdefinitionen ist daher notwendig.

„**Lastprofilzähler**“: Eine Definition sollte aufgenommen werden inkl. Änderungen in den korrespondierenden Textstellen (§ 21, § 22, § 35, § 41, § 42, § 43). Aggregation etc. ist

ansonsten nur bei intelligenten Messgeräten zulässig. Da intelligente Messgeräte u.a. eine Breakerfunktion haben müssen und Lastprofilzähler (wie auch Wandlermessungen) diese aus technischen Gründen nicht haben können, muss es Unterschiede im Gesetz zwischen diesen Messungen geben.

„Anlage des Netzbenutzers (Kundenanlage)“

Der Begriff „Anlage des Netzbenutzers (Kundenanlage)“ ist in Anlehnung an die Begriffe gemäß TOR zu definieren:

„Anlagen des Netzbenutzers (Kundenanlage)“: eine Gesamtanordnung von elektrischen Betriebsmitteln und Anlagen, die aus Kombinationen von Stromerzeugungseinheiten, Verbrauchseinheiten und Energiespeicheranlagen bestehen kann. Die Messung der Energiewerte für Entnahme/Einspeisung der Gesamtanordnung erfolgt durch eine der Kundenanlage zugeordnete Messeinrichtung.“

Zu § 7 (Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen)

Die Erfüllung der Aufgaben der kommerziellen Elektrizitätsunternehmen und der Netzbetreiber erfolgt unter Beachtung der volkswirtschaftlichen Gesamtoptimierung. Oberste Prämisse der Gestaltung des rechtlichen Handlungsrahmens muss sein, dass die Sicherstellung der Versorgungssicherheit unter einem volkswirtschaftlichen Gesamtoptimum zu erfolgen hat.

Vor diesem Hintergrund ist die vorliegende Bestimmung trotz der sehr allgemeinen Formulierung kritisch einzustufen, da ein breiter Interpretationsspielraum v.a. zu den Aufgaben betreffend Gemeinwohl und Allgemeininteresse eröffnet wird. Unklar sind zudem der Zweck der Bestimmung sowie ihr Verhältnis zu § 5 Abs. 1 Z 11 zumal Ausführungen in den Erläuterungen fehlen. Fraglich ist auch, wie die Erfüllung der Verpflichtungen im Allgemeininteresse auf „transparente und nachvollziehbare Weise“ erfolgen soll.

Zu § 9 (Aufgaben des Regelzonenführers)

Die derzeit gelebte Praxis der Möglichkeit der Auslagerung der Rolle des Bilanzgruppenkoordinators und Wahrnehmung durch die APG/die APCS als unabhängigen Bilanzgruppenkoordinator (BKO) sollte jedenfalls beibehalten werden. § 9 Z 10 ist zu streichen bzw. an die bisherige Regelung in § 23 Abs. 2 Z 12 EIWOG 2010 anzupassen („Z 10. die Benennung des Bilanzgruppenkoordinators und deren Anzeige an die Behörde die Aufgaben des Bilanzgruppenkoordinators gemäß § 12 zu erfüllen;“)

Weiters sind die Regelungen in § 113 (Bilanzgruppenkoordinationsentgelt) und § 172 (Übergangsbestimmungen zum Bilanzgruppenkoordinator) zu adaptieren.

Die vorgesehene Zusammenlegung der Rollen des BKO mit der des Regelzonenführers (RZF) wird abgelehnt. Die APCS genießt aufgrund der breitgefächerten Eigentümerstruktur, des fachlichen Know-how und die regelmäßigen Kostenprüfungen durch die Regulierungsbehörde umfassendes Vertrauen. Eine Änderung würde bei allen Marktteilnehmern einen hohen Umstellungsaufwand sowie hohe Kosten hervorrufen, welche indirekt auf die Kundinnen und Kunden übergewälzt werden müssten. Es besteht zudem keine rechtliche Notwendigkeit, die bestehende Trennung der Funktionen in Frage zu stellen.

Weder aus der Umsetzung der Erneuerbaren Energien Richtlinie noch aus der Strombinnenmarkt-Richtlinie ergibt sich ein Änderungsbedarf.

Zu § 9 Z 17.

Ist bereits in § 123 für den Verteilernetzbetreiber und den Regelzonenführer geregelt und sollte in § 9 gestrichen werden:

„Z 17. ~~zur Koordinierung von Flexibilitätsleistungen im Übertragungs- und Verteilernetz und~~“

In § 9 Z 8 EIWG werden die Begrifflichkeiten der Themen Regelreserve und Netzreserve miteinander vermischt. Der Absatz beschreibt die Verpflichtung des Übertragungsnetzbetreibers zur Beschaffung der Regelreserve. Gleichzeitig wird aber auch die Verpflichtung zur Veröffentlichung der Ergebnisse der Ausschreibung für die Beschaffung der Netzreserve erwähnt. Dabei handelt es sich um verschiedene Themen. Aus diesem Grund wird die Verankerung der Pflicht des Regelzonenführers zur Veröffentlichung der Ergebnisse der Ausschreibungen für die Beschaffung der Netzreserve als gesonderte Ziffer zur Verbesserung der Systematik empfohlen.

Vorgeschlagen wird folgende Änderung bei § 9 Z 8 und Ergänzung des neuen § 9 Z 19.:

§ 9 Z 8.: *„die notwendige Regelreserve gemäß den Vorgaben der Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im*

Elektrizitätsversorgungssystem, ABl. Nr. L 312 vom 28.11.2017 S. 6, zuletzt geändert durch die Durchführungsverordnung (EU) 2022/828, ABl. Nr. L 147 vom 30.05.2022 S. 27, zu beschaffen und einzusetzen sowie Angaben zur Dauer und Höhe der beschafften und in Anspruch genommenen Regelreserve ~~und die Ergebnisse der Ausschreibungsverfahren gemäß § 125~~ zu veröffentlichen;“

§ 9 Z 19.: *„die Ergebnisse der Ausschreibungsverfahren gemäß § 125 zu veröffentlichen;“*

Zu § 12 (Aufgaben des Bilanzgruppenkoordinators)

(1) Dem Bilanzgruppenkoordinator obliegen folgende Aufgaben:

...

12. die Verrechnung ~~des der Bilanzgruppenkoordinationsentgelts~~
Clearinggebühren an die Bilanzgruppenverantwortlichen;

Siehe unsere Anmerkungen zu § 9.

Zu § 13 (Übertragung der Aufgaben des Bilanzgruppenkoordinators)

„(1) Von der Tätigkeit eines Bilanzgruppenkoordinators sind Unternehmen ausgeschlossen, die unter einem bestimmenden Einfluss von Unternehmen oder einer Gruppe von Unternehmen stehen, die mindestens eine der Funktionen der kommerziellen Erzeugung, Übertragung, Verteilung oder Versorgung mit Elektrizität wahrnehmen. Der Regelzonenführer nimmt die Aufgaben des Bilanzgruppenkoordinators gemäß § 12 wahr. Er kann diese Aufgaben nach Maßgabe des Art. 13 der Verordnung (EU) 2017/2195 ganz oder teilweise auf einen Dritten übertragen. Im Fall einer Aufgabenübertragung hat er die für die Aufgabenerfüllung

~~notwendigen Leistungen in einem offenen, transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Ausschreibungsverfahren vertraglich zu beschaffen.~~

- (2) Voraussetzung für die ~~Übertragung der Aufgaben Tätigkeit~~ gemäß Abs. 1 ist, dass
1. das ~~gemäß Abs. 1 ausgewählte~~ Unternehmen die ihm in diesem Bundesgesetz zur Besorgung zugewiesenen Aufgaben kostengünstig, sicher und neutral gegenüber Marktteilnehmern zu erfüllen vermag;
 2. das ~~gemäß Abs. 1 ausgewählte~~ Unternehmen hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen ist;
 3. die Personen, die eine qualifizierte Beteiligung am ~~gemäß Abs. 1 ausgewählten~~ Unternehmen halten, den im Interesse einer soliden und umsichtigen Führung des Unternehmens zu stellenden Ansprüchen genügen;
 - ~~3~~ 4. der Sitz und die Hauptverwaltung des ~~gemäß Abs. 1 ausgewählten~~ Unternehmens in einem EU-Mitgliedstaat oder einem EWR-Staat liegen und das Unternehmen über eine seinen Aufgaben entsprechende Ausstattung verfügt;
 - 4 5. kein Mitglied der Geschäftsführung einen anderen Hauptberuf außerhalb des ~~gemäß Abs. 1 ausgewählten~~ 5 Unternehmens ausübt, der geeignet ist, Interessenkonflikte hervorzurufen;
 - 5 6. die Mitglieder der Geschäftsführung des ~~gemäß Abs. 1 ausgewählten~~ Unternehmens bei anderen Unternehmensteilen eines vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmens oder bei dessen Mehrheitsanteileignern weder direkt noch indirekt berufliche Positionen bekleiden oder berufliche Aufgaben wahrnehmen oder Interessens- oder Geschäftsbeziehungen zu ihnen unterhalten;
 - 6 7. die Mitglieder der Geschäftsführung des ~~gemäß Abs. 1 ausgewählten~~ Unternehmens auf Grund ihrer Vorbildung fachlich geeignet sind und die für den Betrieb des Unternehmens erforderlichen Eigenschaften und Erfahrungen haben. Die fachliche Eignung eines Mitglieds der Geschäftsführung setzt voraus, dass dieses in ausreichendem Maß theoretische und praktische Kenntnisse in der Abrechnung von Ausgleichsenergie sowie Leitungserfahrung hat; die fachliche Eignung für die Leitung ist anzunehmen, wenn eine zumindest dreijährige leitende Tätigkeit auf dem Gebiet der Tarifierung oder des Rechnungswesens nachgewiesen wird;
 - 7 8. das zur Verfügung stehende Abwicklungssystem dem Stand der Technik entspricht.

~~(3) Der Vertrag, mit dem Aufgaben gemäß Abs. 1 übertragen werden, ist, unbeschadet angemessener Möglichkeiten zur vorzeitigen Vertragsauflösung, zu befristen. Die Dauer der Befristung hat sich an den für die Leistungserbringung notwendigen Investitionen zu orientieren und darf zehn Jahre nicht überschreiten. Nach Ablauf der Befristung kann der Regelzonenführer die Aufgaben selbst wahrnehmen oder nach dieser Bestimmung erneut ausschreiben.~~

Siehe unsere Anmerkungen zu § 9.

Zu § 16 (Pflichten der Bilanzgruppenverantwortlichen)

Zu § 16 Abs. 1

Zu Z 2.

Z 2 spricht „von der Versorgung von Bilanzgruppenmitgliedern, die ihnen [Anm:

Bilanzgruppenverantwortlichen] von der Regulierungsbehörde zugewiesen wurden“, obwohl das Gesetz nur Zuweisungen an Lieferanten kennt (siehe insbesondere § 33a EIWG). Dies sollte bereinigt werden.

Zu Z 3.

Die Verpflichtung „zur Meldung bestimmter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten für technische Zwecke;“ ist hinsichtlich Umfangs, Detaillierungsgrad sowie Adressatenkreis weder näher bestimmt noch erläutert. Da die Netzbetreiber als Messstellenbetreiber über diese Daten in Form von Stamm- und Bewegungsdaten aus dem Netzanschlussvertrag und der Marktkommunikation verfügen und ein weiterer Bedarf einer Meldung an Dritte sowohl datenschutzrechtlich als auch in Bezug auf Unternehmens- und Persönlichkeitsgeheimnisse Fragen aufwirft, ist § 16 Abs. 1 Z 3 zu streichen.

Zu Z 4.

Folgende Anpassung ist erforderlich:

„(1) Die Bilanzgruppenverantwortlichen sind verpflichtet:

4. zur Entrichtung ~~des Bilanzgruppenkoordinationsentgelts der~~
Clearinggebühren an den Bilanzgruppenkoordinator;“

Zu Z 9.

Das Gesetz verpflichtet den Bilanzgruppenverantwortlichen, „*alle Vorkehrungen zu treffen, die erforderlich sind, um die Aufwendungen der Ökostromabwicklungsstelle für Ausgleichsenergie zu minimieren*“. Hier sind Konkretisierungen erforderlich, da der Gehalt und Umfang „*aller Vorkehrungen*“ nicht klar sind.

Zu Z 11.

Es sollte sichergestellt werden, dass eine aktive, diskriminierungsfreie Teilnahme nicht bedeutet, dass die freie Preisbildung eingeschränkt werden darf (wie z.B. ein Recht auf Großhandelspreise für kleine Marktakteure, auch wenn diese die Handelsmenge nicht erreichen etc.). Vorgeschlagen wird folgende Ergänzung:

„11. neuen Akteuren die aktive Teilnahme an den Elektrizitätsmärkten diskriminierungsfrei zu ermöglichen, wobei die freie Preisgestaltung des Lieferanten hiervon unberührt bleibt.“

Zu Abs. 2

Es ist eine Konkretisierung erforderlich, da nicht klar ist, welche Wechsel eines Bilanzgruppenmitglieds umfasst sind. Offen ist etwa, ob auch der Kundenwechsel zu einem neuen Lieferanten umfasst ist. Zudem ist unklar, welche Daten hier genau gemeint sind (etwa Stammdaten oder auch Verbrauchsdaten).

Zu § 17 (Datenverwaltung)

Aus Lieferantensicht ist es dringend erforderlich, dass die Datenkommunikation mit den Netzbetreibern ausschließlich digital erfolgt.

Zu Abs. 1

Abs. 1 verweist darauf, dass die qualitativen Anforderungen auf die Erfüllung der Pflichten gemäß § 95 und § 102 des Entwurfes gerichtet sind. Es bleibt in diesem Zusammenhang

unklar, ob insbesondere die qualitativen Vorgaben ein Plus gegenüber anderen (allgemeinen) Vorschriften, die den Umgang mit Daten regeln, darstellt. Beispielfähig hier in diesem Zusammenhang sei genannt die DSGVO bzw. die NIS-Richtlinie. Andererseits sind Begrifflichkeiten wie etwa „hohe Datenqualität“ oder „sicherer Datenzugang“ gänzlich unbestimmt, sodass sie für die Erfüllung der genannten Aufgaben ohne erkennbaren Nutzen bleiben.

Zu Abs. 2

Die Wortfolge „auf elektronischem Weg“ in § 17 Abs. 2 umfasst auch Methoden, mit denen die übertragenen Daten nicht oder nur mit unverhältnismäßigem Aufwand maschinell verarbeitbar sind (z.B. formloses E-Mail). Der Zusatz „und in maschinell verarbeitbarer Form“ ist daher notwendig.

§ 17 Abs. 2 „Die Datenkommunikation gemäß Abs. 1 zwischen Netzbetreibern und anderen Elektrizitätsunternehmen sowie öffentlichen Stellen hat ~~soweit wie möglich~~ auf elektronischem Weg **oder in maschinell verarbeitbarer Art** zu erfolgen.“

Zu Abs. 3

Die Bestimmung § 17 Abs. 3 enthält eine Pflicht zur Zurverfügungstellung von Daten, postuliert diese jedoch gegenüber zwei im Gesetz nicht näher definierten Gruppen, nämlich den „relevanten Marktteilnehmern“ sowie „berechtigten Parteien“. Weder für den Begriff der „Relevanz“ eines Marktteilnehmers, noch für eine „Berechtigung“ einer Partei (der Parteibegriff kommt im Gesetz ansonsten nirgends vor) bietet das Gesetz eine Begriffsdefinition. Es handelt sich hierbei um eine problematische Lücke, zumal die Netzbetreiber ansonsten selbst zu einer Beurteilung von Relevanz und Berechtigung zurückgeworfen wären und hier nicht nur in Konflikt mit dem EIWG selbst, sondern allenfalls auch mit dem Datenschutzrecht kommen würden.

Der Entwurf enthält ein Postulat, wonach die Übermittlungspflicht nur Daten betrifft, „die für die Erfüllung des jeweiligen Dienstes notwendig sind“. Die diesbezügliche Formulierung überrascht, da weder der Begriff des „Dienstes“ definiert ist, noch klar ist, ob sich im Umkehrschluss daraus ergibt, dass eine Datenübermittlung lediglich zur Erfüllung eines solchen zulässig wäre. Die darauffolgende Aufzählung von „für die Übermittlung in Frage kommender Daten“ ist unklar, zumal sie offenbar nur beispielhaft zu verstehen ist.

Zu Abs. 4

Für die Ausgleichsenergieminimierung benötigen Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortliche sowie Aggregatoren für ihre tägliche Prognoseerstellung und nachfolgend für die Fahrplangenerierung die aktuellen Informationen über Betriebsmittel des Netzbenutzers, die den Strombezug aus und die Stromeinspeisung in das Netz maßgeblich beeinflussen. Deshalb sollen sämtliche Viertelstundenleistungswerte bis 15 Uhr des Folgetages vom Netzbetreiber an den Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen sowie Aggregatoren übermittelt werden. Nur so können kurzfristige Effekte bei Verbrauch und Erzeugung mit Hilfe der Prognosemodelle adäquat gelernt und prognostiziert und somit Prognosefehler und demnach auch Kosten niedrig gehalten werden.

Die detaillierte Umsetzung dieser Prozesse in den Sonstigen Marktregeln hat unter Einbindung aller Marktteilnehmer spätestens 6 Monate nach Inkrafttreten des Gesetzes zu erfolgen.

Vorgeschlagen wird folgende Ergänzung:

*„(4) Netzbetreiber sind verpflichtet, unverzüglich nach deren Auslesung **spätestens bis 15:00 Uhr des Folgetages** alle Energiewerte an die jeweiligen Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen sowie sonstigen Berechtigten gemäß diesem Bundesgesetz zu den in § 37 genannten Zwecken sowie zu Zwecken der Verrechnung oder sonst in diesem Bundesgesetz festgelegten Zwecken zu übermitteln. Netzbetreiber sind verpflichtet, unverzüglich nach deren Auslesung alle Energiewerte an die jeweiligen Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen sowie sonstigen Berechtigten gemäß diesem Bundesgesetz **täglich für die Prognose- und Fahrplanerstellung** zu den in § 37 genannten Zwecken sowie zu Zwecken der Verrechnung oder sonst in diesem Bundesgesetz festgelegten Zwecken zu übermitteln.“*

Zu § 18 (Recht auf freie Lieferantenwahl)

Zu Abs. 2

Unklar ist, was die Formulierung „*mehr als einen Stromliefervertrag zur selben Zeit*“ im Zusammenhang mit der Formulierung „*sofern die erforderlichen Messeinrichtungen vorhanden sind*“ konkret bedeutet. Nach Interpretation der Erläuterungen scheint es, dass pro Zählpunkt (nur) ein Liefervertrag zulässig ist. Es sollte im Gesetz selbst explizit festgehalten werden, dass pro Zählpunkt nur ein Vertragsverhältnis möglich ist.

Weiters ist sicherzustellen, dass diese Regelung keinen Eingriff in die freie Preisgestaltung des Lieferanten mit sich bringt, was in letzter Konsequenz durch die Summe der entstehenden Risiken (z.B. Prognoseabweichungen, Ausgleichsenergie etc.) und die daraus resultierenden Aufschläge zu insgesamt höheren Preisen führen würde. Die unterschiedliche energiewirtschaftliche Wertigkeit von verschiedenen Verhaltensweisen von Endkund:innen (wie Eigenversorgung, Teilnahme an Energiegemeinschaften, Aggregation etc.) muss durch den Lieferanten bei seiner Preisgestaltung für diese jeweiligen Kundengruppen abbildbar sein.

Vorgeschlagen wird folgende Änderung:

*„(4) Kundinnen und Kunden sind berechtigt, unabhängig von ihrem bestehenden Stromliefervertrag und ohne Zustimmung ihres Lieferanten, Verträge über Stromdienstleistungen zu schließen und an Flexibilitäts- und Energieeffizienzprogrammen teilzunehmen. Dem Lieferanten ist es untersagt, diskriminierende Anforderungen, Verfahren oder Entgelte aufgrund des Abschlusses solcher Verträge vorzusehen. **Die freie Preisgestaltung des Lieferanten bleibt hiervon unberührt.**“*

Zu Abs. 3

Es sollte klargestellt werden, dass der Kunde ein Recht hat, mit jenen Lieferanten einen Abnahmevertrag abzuschließen, die dieses Produkt auch aktiv anbieten bzw. dass der Kunde das Recht hat, neben seinem Liefervertrag auch einen Abnahmevertrag

abzuschließen, vorausgesetzt, es handelt sich um denselben Vertragspartner, der über einen weiteren Zählpunkt verfügt.

Ein gesetzlicher Kontrahierungszwang kann mit dieser Bestimmung nicht normiert werden.

Folgende Änderung wird vorgeschlagen:

„Kundinnen und Kunden, die selbst Strom erzeugen, haben das Recht, einen Abnahmevertrag mit einem Lieferanten ihrer Wahl abzuschließen.“

Weiters sollte der Kundenbegriff geklärt werden: Kunden werden in § 6 Abs. 1 Z 73 EIWG definiert als Endkunden und Stromhändler, die elektrische Energie kaufen. § 18 Abs. 3 EIWG stellt jedoch auf Erzeuger ab. Aufgrund der Definition und der Überschrift Endkunden ist das irreführend.

Zu Abs. 4

Es sollte klargestellt werden, dass zivilrechtliche Vereinbarungen von diesen Vorgaben unbenommen sind. Hat sich ein Kunde etwa zu einer fixen Abnahmemenge verpflichtet, muss diese auch abgenommen werden, auch wenn durch die Teilnahme an einem Programm der notwendige Bezug vom Lieferanten sinken würde.

Mit dem in § 18 Abs. 4 festgelegten Diskriminierungsverbot geht – ähnlich wie zu § 22 und § 57 – eine sachlich nicht gerechtfertigte Risiko- und Kostenüberwälzung auf den Lieferanten einher. Gerade im Geschäftsfeld von Kund:innen, die keine Haushaltskund:innen und Kleinunternehmen sind, werden bereits vor Vertragsabschluss am Terminmarkt beschaffte Mengen nicht mehr abgenommen oder müssen Mengen teuer nachgekauft werden. Lieferanten müssen zudem hohe Ausgleichsenergiekosten bezahlen und die bereits beschaffte, aber nicht (zur Gänze) abgenommene Energie am Energiemarkt verwerten, was mit einem erhöhten Kostenrisiko des Lieferanten verbunden ist. Die Planbarkeit für solche Geschäfte geht völlig verloren. Diesbezügliche für den Lieferanten anfallende Kosten auf Grund eines geänderten Nachfrageprofils oder Änderung des Kundenverhaltens müssen eingepreist werden können und stellen keine Diskriminierung dar.

Der in den Erläuterungen bzw. nur für § 57 normierte Kostenausgleich ist nicht ausreichend, es braucht eine verursachungsgerechte Risikoverteilung.

Vorgeschlagen wird folgende Änderung:

*„(4) Kundinnen und Kunden sind berechtigt, unabhängig von ihrem bestehenden Stromliefervertrag und ohne Zustimmung ihres Lieferanten, Verträge über Stromdienstleistungen zu schließen und an Flexibilitäts- und Energieeffizienzprogrammen teilzunehmen. Dem Lieferanten ist es untersagt, diskriminierende Anforderungen, Verfahren oder Entgelte aufgrund des Abschlusses solcher Verträge vorzusehen. **Die freie Preisgestaltung des Lieferanten bleibt hiervon unberührt.**“*

Eine Informationspflicht an den Lieferanten ist zu verankern, da sonst durch weitere Verträge oder Programmteilnahmen dem Lieferanten eine effektive Prognose verunmöglicht wird. Diese Informationspflicht sollte auch in § 22 Abs. 2, § 49 Abs. 1, § 51 Abs. 2, § 52 Abs. 1, § 53 Abs. 1 vorgesehen werden.

Zu § 19 (Allgemeine Lieferbedingungen)

Für Endkund:innen sollte die Fülle an Vertragsinformationen auf ein sinnvolles Maß (z.B. Preis, Bindungsfrist, Kündigungszeitpunkt) reduziert werden, um die Anforderung einer knappen und leicht verständlichen Vertragszusammenfassung erfüllen zu können.

Anders als in § 80 Abs. 1 EIWOG 2010 wird der sachliche Anwendungsbereich von Allgemeinen Lieferbedingungen (ALB) auf alle Haushaltskund:innen und Kleinunternehmen ausgeweitet und ALB wären nicht mehr nur für jene Kund:innen zu erstellen, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird. Künftig werden somit auch Kund:innen in den Tarifikund:innenbereich fallen, die bisher individuell bepreist wurden. Im Zusammenhang mit § 6 Z 65 braucht es daher eine Klarstellung im Hinblick auf den Grenzwert von 100.000 kWh/Jahr pro Unternehmen iVm § 91 Abs. 4 EIWG. Eine Einschränkung von § 19 auf Haushaltskund:innen und Kleinunternehmen ist notwendig und sinnvoll.

Zu Abs. 3

Im Gegensatz zur Vorgängerbestimmung (§ 80 Abs. 3 EIWOG 2010) sollen Informationen zum Energiepreis (inklusive Zuschläge und Abgaben) nicht mehr zwingender Bestandteil der ALB sein. Hingegen sollen Lieferanten verpflichtet sein, Endkundinnen und Endkunden nachweislich vor Abschluss eines Vertrages über *"die wesentlichen Vertragsinhalte, insbesondere über den Energiepreis sowohl brutto als auch netto (etwaige verbrauchs- oder erzeugungsbezogene Komponenten in Cent pro kWh, leistungsbezogene Komponenten in Euro pro kW und pauschale Komponenten in Euro pro Jahr) sowie Zuschläge und Abgaben, außerdem über allfällige Bindungsfristen, die Dauer von allfälligen Preisgarantien, den erstmöglichen Kündigungszeitpunkt für die Endkundin oder den Endkundinnen und für den Lieferanten sowie über den Modus von Preisänderungen"* zu informieren.

Wenn Preise nicht mehr Bestandteil der "Allgemeinen Lieferbedingungen" sein sollen, ist fraglich, wie künftig mit Informations- und Preisblättern umzugehen ist. Zum einen handelt es sich hierbei um Dokumente, die Vertragsbestandteil werden. Andererseits erfüllen Lieferanten so auch ihre Informationspflichten. Damit verbunden ist auch die Frage, ob diese Informations- und Preisblätter künftig weiterhin der Regulierungsbehörde angezeigt werden müssen. Zudem ergeben sich auch aus dem Fern- und Auswärtsgeschäfte-Gesetz (FAGG) bzw. E-Commerce-Gesetz (ECG) bereits umfangreiche vorvertragliche Informationspflichten.

Der Entwurf lässt offen, ob diese Informationspflichten in einem Schreiben gemeinsam erfüllt werden können oder ob ein gesondertes, reines "Informationsblatt iSd EIWG" gefordert ist.

Die Fülle an Dokumenten mit sich wiederholenden Inhalten, die End:kundinnen erhalten würden, führt eher zu Unübersichtlichkeit und Überfrachtung als zu einer Erhöhung der Transparenz. Ob diese Informationsfülle mit einer knappen und leicht verständlichen Vertragszusammenfassung in Einklang zu bringen ist, erscheint äußerst fraglich.

Weiters braucht es entsprechende Übergangsfristen zur Umsetzung dieser umfangreichen Änderungen der Vertragsdokumentation sowie der Kundeninformation.

Wir ersuchen, den Begriff „**gebündelte Produkte**“ (§ 19 Abs. 2) in den Begriffsbestimmungen oder zumindest in den Erläuterungen zu definieren.

Zudem sind folgende zwei Detailpunkte in § 19 Abs. 3 kritisch zu hinterfragen:

- Pauschale Komponenten in Euro pro Jahr: Dies widerspricht dem Erfordernis einer Monatsabrechnung. Die Darstellung der pauschalen Komponenten in Euro pro Jahr würde die Kunden in diesem Fall nur verwirren, wenn dann auf ihrer Monatsrechnung nur 1/12 der pauschalen Komponente dargestellt wird. Außerdem können Kunden bei allen flexiblen Tarifen jederzeit kündigen, wodurch die Angabe der pauschalen Komponenten in Euro pro Jahr falsch wäre. Die Angabe von pauschalen Komponenten sollte daher auf jeden Fall in Euro pro Monat angeführt werden.
- Zuschläge und Abgaben: Welche Zuschläge und Abgaben sind gemeint? Als Energielieferant werden Kunden über Energiepreis (ct/kWh) und Grundpauschale (€) informiert.

Zu Abs. 4

Weiters ist unklar, wie § 19 Abs. 4 im Verhältnis zu Abs. 3 steht, da angenommen werden kann, dass die Musterformulierungen der Regulierungsbehörde gemäß § 19 Abs. 3 die Anforderungen „knapp und leicht verständlich“ ohnedies erfüllen. Wenn gerade das Informationsblatt dazu dient, dass Haushaltskund:innen eine Vergleichbarkeit der verschiedenen Anbieter haben, sollte das Informationsblatt gemäß § 19 Abs. 3 insgesamt einheitlich durch die Regulierungsbehörde vorgegeben werden.

Zu § 20 (Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen)

Die Anmerkungen basieren auf vorliegendem Begutachtungsentwurf und sind vorbehaltlich der Ergebnisse der Arbeitsgruppe Grundversorgung und Preisänderungsrecht.

Es ist anhand des Gesetzestexts weiterhin unklar, ob das Gesetz ein gesetzliches Preisanpassungsrecht für Elektrizitätsunternehmen vorsieht oder nicht. Wir fordern ein gesetzliches Preisanpassungsrecht, das unmissverständlich, klar und ausdrücklich im Gesetzestext verankert ist.

Sollte die Anwendung des § 20 auf vertraglich vereinbarte Preisanpassungen bejaht werden, so stellen sich nachstehende Bedenken:

- Es wäre bei indexbasierten Preisanpassungen völlig unklar, welche „Umstände“ bei Anwendung der vereinbarten Preisanpassungsformel „sachlich gerechtfertigt“ sind und welche nicht.
- Vertragliche Preisanpassungen mussten bisher ohnehin den Vorgaben des § 6 Abs. 1 Z 5 KSchG gerecht werden und somit immer eine sachliche Rechtfertigung aufweisen. Es ist fraglich, worin der Mehrwert der in § 20 Abs. 2 EIWG enthaltenen Regelung besteht. Zudem ist weder aus dem Gesetzestext selbst noch aus den Materialien nachvollziehbar erkennbar, wie sich die „sachliche Rechtfertigung“ genau determinieren lässt.
- Außerdem ist unklar, wie sich diese Bestimmungen gegenüber Tarifen verhalten, denen kurzfristige Preisanpassungen vertragsinhärent sind (wie insb. Floater- oder Spotprodukten). Es kann nicht der Wille des Gesetzgebers sein, das Prozedere des § 20 Abs. 2 EIWG bei monatlichen Preisanpassungen anwenden zu wollen.

Deshalb ist eine Ergänzung im Gesetzestext oder zumindest in den Erläuterungen erforderlich, dass die Regelungen zu Preisanpassungen gemäß § 20 EIWG bzw. § 6 Abs. 1 Z 5 KSchG keine dynamischen Tarife umfassen/ betreffen.

- Langfristige Beschaffungen und Glättungen gegenüber Haushaltskund:innen und Kleinunternehmen sind nur mehr mit Bindungen denkbar. Haushaltskund:innen und Kleinunternehmen, die sich nicht binden wollen, werden ausschließlich kurzfristige marktorientierte Tarife (Floater- oder Spotprodukte) angeboten werden können.

Dies hätte folgende Umstände zur Folge:

- Den Lieferanten verbliebe keine gesicherte Möglichkeit der Anpassung von bei Vertragsabschluss vereinbarten Fixpreisen im Zeitverlauf, da vertragliche Preisanpassungsklauseln auf Basis von unabhängigen Indizes im B2C-Geschäft unverzichtbar sind (vgl. § 6 Abs. 1 Z 5 KSchG), jedoch nunmehr zusätzlichen Rechtsunsicherheiten unterliegen.
- Die einzig verbleibende rechtssichere Möglichkeit wäre eine Änderungskündigung bei gleichzeitig neuem Vertragsangebot, wenn der Tarif im Zeitverlauf nicht mehr kostendeckend ist.
- Als Folge würden Floater- und Spotprodukte sowie befristete Fixpreisverträge in den Fokus rücken.

Zu Abs. 1

Einschränkung auf Endkund:innen

Adressaten gemäß Abs. 1 sind immer Kundinnen und Kunden (umfasst wären gemäß Begriffsdefinition auch Stromhändler), dies ist auch in der deutschen Sprachfassung in Artikel 10 Abs. 4 der Strombinnenmarkt-Richtlinie so vorgesehen. Hier muss es sich wohl um einen Redaktionsfehler bei der Übersetzung handeln, denn sowohl in der französischen („clients finals“) als auch in der englischen Fassung sind Endkundinnen und Endkunden gemeint. Siehe der Auszug aus der englischen Fassung:

“4. *Final customers* shall be given adequate notice of any intention to modify contractual conditions and shall be informed about their right to terminate the contract when the notice is given. Suppliers shall notify their *final customers*, in a transparent and comprehensible manner, [...] Member States shall ensure that *final customers* are free to terminate contracts [...] (DIRECTIVE (EU) 2019/ 944 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL - of 5 June 2019 - on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/ 27/ EU (europa.eu))

Wir ersuchen um Korrektur und Einschränkung des gesamten Abs. 1 auf Endkund:innen.

Zu Abs. 1 und 2

Aufhebung der Doppelverpflichtung zur Information an den Kunden

Abzulehnen ist eine zweimalige Informationspflicht in Fällen einer Rechnungslegung in diesem Zeitraum (seit der Mitteilung der Entgeltänderung) gemäß Abs. 1 und Abs. 2. Falls ab Mitte 2025 Monatsrechnungen als Standard für Smart Meter Kunden vorgesehen wären, würde sich hieraus eine meist doppelte Informationserteilung ergeben. Dies ist weder zielführend noch zweckentsprechend oder trägt zur Transparenz und Verständlichkeit bei.

Wir schlagen vor, ein persönlich adressiertes Schreiben vorzusehen, anstatt Informationen auf der Rechnung zu normieren. Zusätzliche Informationen auf der Rechnung bieten keinen Mehrwert für die Endkund:innen, da die Rechnung bereits informationsüberladen ist und außerdem eine vereinfachte Rechnung angestrebt werden sollte. Ein separates und an den Kunden adressiertes Schreiben schafft Klarheit und legt den Fokus speziell auf die ALB- bzw. Entgeltänderung (= einfach, übersichtlich, fokussiert). Weiters wäre eine gesetzliche Klarstellung, dass ein Widerspruch des Kunden gegen die Änderung einer Kündigung gleichkommt, sinnvoll.

Zu Abs. 2

Die nunmehrige Regelung in § 20 Abs. 2 EIWG schafft keine Klarheit und keine Rechtssicherheit gegenüber der Vorgängerregelung in § 80 Abs. 2a EIWOG 2010. Dabei wäre eine eindeutige Bestimmung, wie Preisänderungen rechtssicher durchgeführt werden können, aufgrund der zahlreichen anhängigen Gerichtsverfahren sowohl für die Endkund:innen als auch für die Lieferanten unbedingt erforderlich. Die Unsicherheiten aufgrund der zahlreichen unbestimmten Gesetzesbegriffe („*angemessenes Verhältnis zum für die Änderung maßgebenden Umstand*“) bleiben bestehen. Unbedingt notwendig ist es, zumindest in den Erläuterungen klar darzulegen, was unter einer „*transparenten und verständlichen Information*“ verstanden wird. Der neue Satz 2 trägt leider zur rechtlichen Klarstellung bzw. zur Rechtssicherheit hinsichtlich der Grenzen bzw. Vorgaben der maßgebenden Umstände nichts bei, im Gegenteil es wird die Frage aufgeworfen, in welchen Fällen die für die Entgeltänderung maßgeblichen Umstände sachlich gerechtfertigt sind. Weiters wären in den Erläuterungen Ausführungen zum – in der Literatur kontrovers betrachteten – Detaillierungsgrad der Informationspflichten über Anlass, Voraussetzungen und Umfang der Preisänderungen wünschenswert. Die wesentliche Frage der rechtlichen Diskussionen bzw. Rechtsverfahren ist, in welchem Umfang bzw. Ausmaß ein Lieferant die Preisänderung erklären bzw. offenlegen muss. Klare und eindeutige Vorgaben bzw. Definitionen unmittelbar im Gesetz bzw. in den Gesetzesmaterialien sind für die Rechtssicherheit essenziell.

Symmetriegebot:

Die Details va. hinsichtlich des zeitlichen Rahmens und der Schwankungsbreite bleiben unklar und sind zu ergänzen. Vorgeschlagen wird folgende Konkretisierung des Symmetriegebots:

„(2) [...] Bei Änderung oder Wegfall des Umstands für eine Entgelterhöhung hat eine entsprechende Entgeltsenkung zu erfolgen. [...]

„Bei einem Wegfall oder mehr als bloß geringfügigen Änderung des Umstands für eine Entgelterhöhung nach diesem Absatz, ist das Entgelt angemessen, aber nicht weiter als bis auf das ursprüngliche Niveau zu senken. Nach einer Entgeltänderung nach diesem Absatz ist eine Entgeltsenkung frühestens sechs Monate nach Wirksamkeit der vorangegangenen Entgeltänderung vorzunehmen; eine weitere Entgelterhöhung kann frühestens sechs Monate nach Wirksamkeit der vorangegangenen Entgeltänderung wirksam werden.“

Erläuterungen zum vorgeschlagenen Symmetriegebot: Das in der Vorgängerregelung enthaltene Symmetriegebot hat zu Anwendungsproblemen geführt. Nach § 80 Abs. 2a EIWOG 2010 war etwa nicht klar, nach welchem Zeitraum oder ab welcher

Schwankungsbreite erneut eine Änderung durchzuführen war. Da Energiepreise am Vorleistungsmarkt ständig Schwankungen unterliegen, hätte dem Gesetzgeber die Auslegung unterstellt werden können, dass unmittelbar nach einer Erhöhung wieder eine Senkung erfolgen hätte müssen, dies allenfalls unvermittelt gefolgt von einer weiteren Anpassung. Eine derartige Auslegung des Symmetriegebotes führt daher zu einer Art „Floater-Tarif“ im Umweg des gesetzlichen Preisanpassungsrechts. Vor diesem Hintergrund wird nunmehr klarstellend festgehalten, dass bei Wegfall des Umstands für eine Entgelterhöhung das Entgelt wieder auf das ursprünglich vereinbarte Niveau vor der ersten Erhöhung nach § 20 Abs. 2 und Abs. 3 zu fallen hat bzw. bei mehr als bloß geringfügigen Änderungen des Umstands angemessen zu reduzieren ist. Um allzu volatile Preise zu verhindern, sieht dieser Absatz nunmehr vor, dass Entgeltsenkungen nur *„bei mehr als bloß geringfügiger Änderung“* zu erfolgen haben. Von einer *„mehr als bloß geringfügiger Änderung“* ist erst dann auszugehen, wenn sich die Änderungen auf den Netto-Energiepreis mit mehr als 5 % (Reduktion) auswirken. Zur Verhinderung ständig schwankender Preise kann nach einer Entgeltänderung eine weitere Entgeltänderung frühestens sechs Monaten nach der Wirksamkeit der vorangegangenen Entgeltänderung wirksam werden. Damit ist eine knapp aufeinanderfolgende Kette von Preiserhöhung ebenso ausgeschlossen, wie schnell aufeinanderfolgenden Preiserhöhungen und -senkungen. So wird dem Interesse von Haushaltskundinnen und Haushaltskunden und Kleinunternehmen und Lieferanten an stabilen Preisen gleichermaßen Rechnung getragen.

Die 2-monatige Schutzfrist gemäß § 6 Abs. 2 Z 4 KSchG ist jedenfalls ausreichend, um EndkundInnen vor raschen Preisanpassungen nach Lieferbeginn zu schützen. Es ist nicht nachvollziehbar und sachlich nicht gerechtfertigt, aus welchem Grund speziell bei Energielieferverträgen in Abs. 2 eine Erweiterung auf 3 Monate erforderlich ist. Zu den Materialien wird darauf hingewiesen, dass – entgegen den dortigen Ausführungen – noch keine höchstgerichtliche Rechtsprechung zu § 80 Abs. 2a EIWOG 2010 existiert (der Verweis auf OGH 5Ob103/21i betrifft den alten § 80 Abs. 2 EIWOG) und der diesbezügliche Verweis auf die Judikatur ist daher ersatzlos zu streichen (*„[...] und ihr Eintritt nicht ausschließlich vom Willen des Lieferanten abhängen darf[...]“*).

Zu Abs. 4

Dieser Absatz ist gänzlich zu streichen, da somit jede Preisänderung nach § 20 – egal wie rechtskonform sie durchgeführt wird – immer mit Rechtsunsicherheit behaftet ist. Dies liegt daran, dass in der Praxis die Beweisbarkeit des Zugangs des Informationsschreibens bei den Kund:innen im Einzelfall schwierig sein kann und eine Versendung mittels Einschreiben (und Rückschein) im Massenkundensegment nicht möglich ist.

Jedenfalls bleibt in Abs. 4 die Rechtsfolge ungeklärt, was für die geänderten Preise gilt, wenn zwar die Mitteilung über die Preisänderung erfolgte, der Anlass aber in vollem Umfang nicht angemessen ist. Alternativ schlagen wir folgende Ergänzung vor:

*„(4) Unterbleibt die Übermittlung der Information über die Änderung der vertraglich vereinbarten Entgelte gemäß Abs. 1 und 2, ist eine Änderung des Entgelts unwirksam. **Sollte eine Entgeltänderung im Verhältnis zum genannten Anlass unangemessen sein, tritt an deren Stelle eine angemessene Entgeltänderung.**“*

Zu Abs. 5

Die Ausnahme vom KSchG ist begrüßenswert. Diese sollte konsequenterweise auch § 28 KSchG umfassen.

Conclusio und Forderungen zu § 20 EIWG:

Um Rechtssicherheit zu gewährleisten, muss ein gesetzliches Preisanpassungsrecht ausdrücklich verankert werden – dies insbesondere aus den folgenden Gründen:

- Kostensteigerungen und Kostensenkungen können **rechtssicher** weitergegeben werden, was Wettbewerb und so möglichst niedrige Endkundenpreise ermöglicht.
- (Änderungs-)Kündigungen werden verhindert.
- Neue Anbieter werden nicht vom Markteintritt abgeschreckt.

Es ist klarzustellen, dass die Anwendung eines vertraglich vereinbarten automatischen Preisanpassungsmechanismus (anhand von Indizes) keine Änderung im Sinne des Gesetzes darstellt. Dies würde es Lieferanten ermöglichen, auf schwankende Beschaffungskosten zu reagieren, ohne das Vertragsverhältnis zu den bestehenden Kund:innen unnötig zu belasten.

Es ist klarzustellen, dass Floater- bzw. Spotprodukte von § 20 EIWG ausgenommen sind.

Ohne eine angemessene Sanierung dieser Bestimmung werden Preisanpassungen weiterhin von einer massiven Rechtsunsicherheit behaftet sein und Preisänderungen werden realistischere nicht auf Basis des neuen § 20 EIWG durchgeführt werden können.

Zu § 21 (Recht auf Lieferverträge mit dynamischen Energiepreisen)

Die Einführung dynamischer Preise erfordert umfangreiche Eingriffe in bestehende Systeme, da für die Umsetzung sowohl technische als auch organisatorische Anpassungen erforderlich sind, die entsprechende Vorlaufzeiten notwendig machen. Wir schlagen die Einführung einer Übergangsfrist von 12 Monaten (In-Kraft-Treten frühestens Juli 2025) für die Umsetzung vor.

Weiters ist vorzusehen, dass diese regelmäßigen Informationen elektronisch (E-Mail, auf Website, Kundenportal) erfolgen dürfen. Sollte etwa gewünscht sein, täglich über die Spotpreise zu informieren, kann dies nur elektronisch erfolgen.

Wir schlagen vor, die Formulierung „Zählpunkte“ auf „**Endkundinnen und Endkunden**“ zu ändern.

Zudem ist unklar, welche Folgen bei Nicht-Vorhandensein bzw. Nichtübermittlung der Smart Meter Daten eintreten bzw. wie der Kunde in diesem Fall zu behandeln ist. Es wird ersucht, die Regelung zu konkretisieren und im Falle des Nichtvorliegens der notwendigen Daten eine Ersatzregelung zu treffen.

Informationspflichten gemäß Abs. 2 und 3: Auch die Umsetzung der Informationspflichten erfordert komplexe technische und organisatorische Anpassungen, weshalb eine Übergangsfrist von 12 Monaten vorgesehen werden sollte. Die Informationspflichten sollten

den Kunden eine informierte Entscheidung ermöglichen, jedoch sollten diese nicht überbordend ausfallen (Stichwort „Transparenz und Verständlichkeit“).

Zu Abs. 2

Der Anwendungsbereich auf alle Endkundinnen und Endkunden ist überschießend. Die Informationspflichten und das Verbot von Bindungsfristen sollte maximal auf Lieferverträge mit Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen beschränkt werden.

§ 21 Abs. 2 sieht vor, dass der Lieferant während der Vertragslaufzeit über für Endkundinnen und Endkunden *„nachteilige Preisentwicklungen und -erwartungen rechtzeitig und auf verständliche Weise zu informieren hat“*.

Preisentwicklungen und -erwartungen können nicht seriös kommuniziert werden, da eine Prognose der Börsenentwicklung reine Vermutung wäre. Besonders für den Fall, dass eine an die Kunden kommunizierte negative Entwicklung nicht eintritt, würde dies zu großer Verunsicherung führen und könnte zu Schadenersatzforderungen führen, sollten Endkundinnen und Endkunden daraus Handlungen ableiten.

Bei einem Floater-Produkt handelt es sich aufgrund seiner Beschaffenheit um ein Produkt mit Risiko (ähnlich wie Finanzprodukte). Es kann daher davon ausgegangen werden, dass sich Kund:innen, die sich für einen dynamischen Vertrag entscheiden, diese Entscheidung ganz bewusst treffen und sich gerade auch über mögliche negative Preisschwankungen (ähnlich wie im Börsenhandel) im Klaren sind. Dies ist auch durch die umfassenden Informationspflichten vor Vertragsabschluss sichergestellt. Das Risiko ist aus Sicht des Endkunden auch durch das Verbot von Bindungsfristen und die jederzeitige Kündigungsmöglichkeit bereits eingegrenzt. Mit der jetzigen Regelung findet eine weitgehende Risikoüberwälzung auf den Lieferanten statt.

Die Informationspflicht während der Vertragslaufzeit ist auch in der Strombinnenmarkt-Richtlinie nicht vorgesehen (*„...Endkunden von den Versorgern vollständig über die Chancen, Kosten und Risiken...informiert werden“*) und sollte daher gestrichen werden. Falls eine Streichung nicht möglich ist, ist zumindest eine klare Präzisierung durch eine Verordnung der Regulierungsbehörde im Sinne des Abs. 3 erforderlich. Die Vorgaben *„rechtzeitig“* und *„verständlich“* wären ebenfalls entweder vom Gesetzgeber oder von der Regulierungsbehörde in einer Verordnung genauer zu definieren.

Weiters sollte Industriekunden keine Kündigungsmöglichkeit eingeräumt werden. Kernpunkt von Verträgen mit Industriekunden mit dynamischen Energiepreisen (z.B. PPAs) ist die lange Laufzeit der Vereinbarung. Ein einseitiges Kündigungsrecht des Endkunden steht dem entgegen.

Folgende Änderung von Abs. 2 wird vorgeschlagen:

*„Verträge nach dieser Bestimmung **mit Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen** dürfen jederzeit unter Einhaltung der Frist gemäß § 23 gekündigt werden.“*

Zu Abs. 3

Die vorliegende Regelung ist sehr weit und offen ausgestaltet. Wenn damit Informationsverpflichtungen gegenüber Kunden vorgesehen werden, deren Qualität auch

zivilrechtliche Implikationen mit sich bringen, sollte die Regulierungsbehörde jedenfalls klare Vorgaben treffen. Die Regelung sollte als Muss-Bestimmung formuliert werden. Zudem ist die Ergänzung wichtig, dass die von der E-Control festgelegten Anforderungen und Informationspflichten in einem angemessenen Verhältnis zum Aufwand stehen müssen.

Zu § 22 (Recht auf einen Aggregierungsvertrag)

Generell ist zur Rolle des „Aggregators“ anzumerken, dass hier umfangreiche Anpassungen der bestehenden elektronischen Prozesse der Marktkommunikation sowohl in den jeweiligen Dokumentationen als auch systemtechnisch erforderlich sind. Dafür ist eine entsprechende Vorlaufzeit nötig. So lassen sich die hier enthaltenen Anforderungen wie Wechsel, Kündigung etc. mit den bereits bestehenden Prozessen grundsätzlich abdecken, jedoch ist keine einfache Übernahme der Prozesse möglich, sondern jeder dieser Prozesse muss technisch für die Rolle des Aggregators befähigt werden. Siehe dazu auch unsere Anmerkungen zu § 49 Abs. 3.

Für damit zusammenhängende Systemänderungen, Implementierungen etc. sind ausreichende Übergangsfristen notwendig, um die entsprechenden Marktspezifikationen vornehmen zu können, die den Ablauf sowie die Rollen und Aufgaben der Akteure regeln. Etwa sind Regelungen für Abrechnung der entsprechenden Netzentgelte (etwa für Energiemengen, welche vom Aggregator gehandelt werden) zu treffen.

Weiters ist zu ergänzen, dass der Lieferant vom Endkunden nach Abschluss eines Aggregierungsvertrages umgehend insbesondere über die konkreten Änderungen des Abnahmeverhaltens zu informieren ist. Dies ist erforderlich, da ein solcher Abschluss relevante Folgen für das Abnahmeverhalten der Kundinnen und Kunden nach sich ziehen kann und maßgebliche Auswirkungen auf den Prognoseprozess und die Fahrplannerstellung des Lieferanten sowie auf die Bepreisung des geänderten Lastgangs hat. Nur dadurch kann das stetig anwachsende Regel- und Ausgleichsenergieaufkommen in Österreich nicht signifikant erhöht werden.

Sowohl § 22 als auch die Begriffsbestimmungen des § 6 Abs. 1 Z 4 und 5 lassen die konkrete zivilrechtliche Position des Aggregators offen. Die Tätigkeitsbeschreibung des § 22 bleibt ungenau und es bleibt damit unklar, ob die Rolle des Aggregators jene eines Händlers (in eigenem Namen, auf eigene oder auf fremde Rechnung), eines Agenten oder eines Maklers ist.

Zu Abs. 5

In § 22 Abs. 5 ist zu ergänzen, dass der Lieferant das Recht hat, Kosten, die auf Grund der Lastverschiebungen dem Hauptlieferanten entstehen, als Ausgleichsenergiekosten dem Endkunden weiter zu verrechnen. Ohne diese Möglichkeit werden Lieferanten gegenüber anderen Marktteilnehmern wie etwa den Aggregatoren diskriminiert.

Weiters ist die Datenübermittlung der Aggregatoren an die Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen in Fast-Echtzeit festzulegen, um ein „Gegenregeln“ des Lieferanten bzw. Bilanzgruppenverantwortlichen im Rahmen des Ausregels des Randintegrals gegen Flexibilitätsabrufe zu verhindern.

Folgende Anpassung wird vorgeschlagen:

*„(5) Schließt eine Endkundin oder ein Endkunde einen Aggregierungsvertrag mit einem unabhängigen Aggregator ab, so ist es dem Lieferanten untersagt, diskriminierende Anforderungen, Verfahren oder Entgelte vorzusehen. **Der Aggregator trägt dafür Sorge, dass der Lieferant und Bilanzgruppenverantwortliche für das Bilanzgruppenmanagement entsprechende Fast-Echtzeit-Daten kostenfrei bekommt. Die freie Preisgestaltung des Lieferanten bleibt hiervon unberührt.**“*

Zu Abs. 6

Dazu ist anzumerken, dass für den Datenaustausch der Network Code on Demand Response als auch der entsprechende Implementing Act on Interoperability zu berücksichtigen sind. Sowohl Network Code als auch Implementing Act sind gerade im Entstehen. In diesen Materien wird aus jetziger Sicht der Aggregator, welcher im Regelreserve und/oder Engpassmanagementmarkt auftreten will, in den kommerziellen Aggregator (Service Provider) und technischen Aggregator (Controllable Unit Operator) gesplittet.

Zu § 23 (Kündigungsfristen bei Liefer-, Abnahme- und Aggregierungsverträgen)

Unklar ist, ob § 23 – der in seiner Überschrift zwar Abnahmeverträge ausdrücklich nennt, im Fließtext aber nur von „Verträgen mit Lieferanten spricht“ – in seinem vollen Umfang auch bei Abnahmeverträgen anwendbar sein soll (so ist insbesondere auch eine ordentliche Kündigungsmöglichkeit zum Ende des ersten Vertragsjahrs vorgesehen). Sollte ein solches Verständnis geplant sein, ist kritisch festzuhalten, dass die Einräumung eines solchen Schutzes für Einspeiser, die eigenerzeugten Strom einem Lieferanten gegen Entgelt zur Verfügung stellen und im Rahmen dieses Geschäfts (insbesondere im Auftritt gegenüber dem Lieferanten) unternehmerisch tätig werden, sachlich nicht gerechtfertigt wäre. Im letzten Satz fehlt unserem Verständnis außerdem der Verweis auf das Kündigungsrecht der Aggregatoren mit einer Frist von acht Wochen.

Die Bestimmung sollte sprachlich klarer gefasst werden: Vorgeschlagen wird eine Formulierung, die auf Bestand oder Nichtbestand einer vertraglichen Bindung abstellt, wonach unbefristet geschlossene Verträge mit einer Frist von zwei Wochen, solche mit Bindungsfrist zum Ende der Bindungsfrist sowie danach wie unbefristete Verträge kündbar sind.

Die Formulierung des § 23, wonach die ordentliche Kündigung „*spätestens zum Ende des ersten Vertragsjahres*“ zulässig sei, geht wohl davon aus, dass die Bindungsfrist regelmäßig ein Jahr beträgt, scheint jedoch für andere vereinbarte (kürzere) Vertragslaufzeiten unpassend bzw. stellt sich ansonsten die Frage, worauf sich der Begriff „*spätestens*“ bezieht.

§ 23 letzter Satz sieht ein Kündigungsrecht des Lieferanten vor, wobei nicht klar ist, ob diese Frist dispositiv ist. Die Verwendung des Begriffs „*möglich*“ ist sprachlich unklar und sollte durch den Begriff „*zulässig*“ ersetzt werden.

Zu §§ 23, 24 und 26 (Kündigungsfristen, Lieferantenwechsel, Vergleichsinstrument)

Haushaltskund:innen kaufen gemäß Begriffsbestimmungen Energie für den Eigenverbrauch. § 23 und 26 erwähnt den Abnahmevertrag im Zusammenhang mit Haushaltskund:innen: Hier ist eine Klarstellung erforderlich, dass ein Haushaltskunde nur beim Bezug den Regelungen des KSchG unterliegt. Auch die besonderen Kündigungsregelungen sollen nur auf Bezugsverträge Anwendung finden.

Klarzustellen ist zudem, ob die Informationspflichten der in § 24 Abs. 4 und 5 auch für Abnahmeverträge gelten.

Zu § 24 (Recht auf Wechsel des Lieferanten und des Aggregators)**Zu Abs. 1**

Auch hier sieht das Gesetz die ohnehin bestehende „Vertragsfreiheit“ vor und bringt diesbezüglich den Begriff der „Diskriminierung“ ins Spiel, ohne weiter festzulegen, worin eine solche Diskriminierung oder Ungleichbehandlung bestehen könnte.

Zu Abs. 2 und 3

In Abs. 2 und 3 bleibt unklar, wer Adressat der diesbezüglichen Regelung ist.

Zu Abs. 2

Die Regelung sollte insofern ergänzt werden, dass die Frist für die Dauer des Wechsels erst ab Vertragsannahme durch den Lieferanten zu laufen beginnt. Allfällige Datenklärungen mit den Kundinnen und Kunden sind innerhalb von 24 Stunden nicht realistisch. Die Frist sollte sich auf den eigentlichen Wechselprozess (WIES) und nicht auf vorgelagerte Prozesse (wie ZPID, BINKUN) beziehen. Die angeführten Fristen von 24 Stunden ab 2026 setzen eine vollständige Automatisierung voraus.

„**Arbeits**tag“ anstatt „**Werk**tag“: Auch Samstag ist ein Werktag. An Samstagen ist jedoch kein regulärer Betrieb in den Unternehmen gegeben, weshalb die Bezeichnung Werktag durch den Begriff Arbeitstag ersetzt werden sollte. Dies gilt auch für § 25 Abs. 1 und § 91 Abs. 1.

Allgemeines zu den Informationspflichten:

Es besteht die Gefahr, dass die Kunden aufgrund der u.a. in § 24 vorgesehenen hohen Anzahl an Informations- und Hinweisschreiben überfrachtet werden. Wir plädieren daher für ein stärkeres Vertrauen in die Mündigkeit der Kundinnen und Kunden und eine Reduktion der Informations- und Hinweisschreiben auf ein sinnvolles Ausmaß.

Weiters wird darauf hingewiesen, dass es bei Wechselfristen von 24 Stunden zwangsläufig zu erhöhtem Ausgleichsenergiebedarf kommen wird, da es nicht möglich ist, die wechselnden Kunden in den Prognoseprozessen für den Folgetag zu berücksichtigen.

Zu Abs. 4 und 5

Soweit von einem gesonderten „Informationsschreiben“ die Rede ist, bleibt die Frage offen, ob es sich dabei um ein von anderen Informationen an den Kunden gänzlich abgesondertes Schreiben zu handeln hat oder lediglich um ein Schriftstück, das etwa auch mit einer Rechnung gemeinsam übermittelt werden kann. Hier ist eine Klarstellung erforderlich.

Zu Abs. 6

Die Bestimmung normiert eine der österreichischen Rechtsordnung bislang fremde Verpflichtung eines Vertragspartners, den anderen Vertragspartner zu einer Änderungskündigung zu verhalten.

Die Bestimmung enthält eine Reihe unklarer Begriffe:

- Was genau ist ein Standardprodukt? Was ist ein indiziertes Produkt?
- Welche Produkte müssen miteinander verglichen werden? Es fehlt in den Erläuterungen wie zum bisherigen § 76a EIWOG 2010 der Hinweis, dass nur ein Produkt derselben Produktkategorie angeboten werden muss (d.h. dass einem Fixpreiskunden kein Spot-Tarif angeboten werden muss).
- Wie erfolgt der Vergleich konkret – stichtagsbezogen oder bezogen auf einen spezifischen Zeitraum (wenn ja, welchen)?
- Wie hat konkret die Information des Kunden zu erfolgen?
- Sind Rabatte zu berücksichtigen? Was bedeutet dies für optionale Rabatte?

Kritisch zu hinterfragen ist, welchen Erkenntniswert ex post-Vergleichen für den Kunden haben. Der Lieferant wird hier – um nicht in die Rolle eines Beraters zu geraten oder die Rolle wahrzunehmen, künftige Strompreisentwicklungen vorherzusagen – die Auskunft mit entsprechenden Disclaimern zu versehen haben. Die Regelung sollte daher ersatzlos gestrichen werden.

Zu § 25 (Verfahrensbestimmungen für Lieferanten- und Aggregatorenwechsel)**Zu Abs. 1**

Mit § 25 Abs. 1 letzter Satz soll die Verpflichtung eingeführt werden, dass ein Lieferant bzw. Aggregator binnen fünf Werktagen die Anfrage auf Vertragsabschluss anzunehmen oder abzulehnen hat. Es wird unternehmensseitig nicht möglich sein, diese Änderungen im Ablauf von Vertragsabschlüssen ohne entsprechende Übergangsfristen umzusetzen. Alle Prozesse, die den Kunden identifizieren (Datenklärung), Wechsel, etc. müssen innerhalb dieser Frist abgebildet werden können (Widerspruch zu Fristen Wechselprozess, Datenklärung). Ist die Frist zu kurz, werden Vertragsabschlüsse möglicherweise abgelehnt, da oft Verträge unvollständig ausgefüllt sind. Die Daten, die für einen vollständigen Vertragsabschluss notwendig sind, müssen in vielen Fällen erst geklärt werden. Die Frist kann grundsätzlich nur bei Online-Abschlüssen gelten. Bei Offline- Verträgen können diese Fristen grundsätzlich nicht eingehalten werden.

Zu Abs. 2

Es bleibt weiterhin unklar, was der Gesetzgeber unter einer „Glaubhaftmachung“ der Bevollmächtigung versteht. Dies ist insbesondere deshalb unbefriedigend, weil eine Aufklärung pro futuro auch weiterhin nicht zu erwarten ist, da sich die Verordnungsermächtigung der Regulierungsbehörde in Abs. 6 nicht auf die Konkretisierung dieses Begriffs/Vorgangs erstreckt. Eine Konkretisierung im Gesetzestext ist daher erforderlich.

Zu Abs. 5

Nicht verständlich ist, was in § 25 Abs. 5 mit einer „*Identifizierung der Endkundin oder des betroffenen Endkunden [...]*“ gemeint ist. Es sollte eine Klarstellung erfolgen.

Zur Umsetzung des § 25 werden neue Wechselprozesse für die (technischen und kommerziellen) Aggregatoren erforderlich und zu entwickeln sein. Einfache Prozesse in Anlehnung an die CCM Abläufe zu Dritten als auch Energiegemeinschaften könnten beispielsweise angewendet werden. Berücksichtigt werden muss, dass weitere Prozesse nach § 22 Abs. 6 für Aggregatoren zu schaffen sind (Datenaustausch zu Flexibilitätsdaten Repository, etc.). Die Wechselprozesse sind mit diesen Prozessen in Einklang zu bringen und nicht mit den Wechselprozessen aus dem Lieferanten-Kontext. Der Prozess für den Aggregator (ggf. kommerziellen und/oder technischen Aggregator) sind in Anlehnung an den Network Code on Demand Response als auch den entsprechenden Implementing Act on Interoperability zu gestalten. Entsprechende Übergangsfristen sind vorzusehen. Die Fristen laut § 24 könnten dabei zur Anwendung kommen.

Zu Abs. 4 (Datenmeldung an E-Control)

Die neuen Anforderungen zur Informationsübermittlung an die E-Control, insbesondere im Zusammenhang mit dem Tarifkalkulator und den Einspeisetarifen, erfordern umfassende technische und administrative Anpassungen. Daher schlagen wir eine Übergangsfrist für das Inkrafttreten frühestens ab Juli 2025 vor.

In Abs. 4 Z 1 wird der neue, nicht legaldefinierte Begriff „**Standardangebot**“ verwendet. Wie oben beschrieben wäre eine durchgängige Diktion mit der Bezeichnung als „**Standardprodukt**“ zu begrüßen.

Bezugnehmend auf Abs. 4 Z 3 sollte klargestellt werden, was unter einem „**Referenzprodukt**“ zu verstehen ist.

Die Ergänzung des neu eingefügten Satzes „*Dabei sind jene Produkte zu kennzeichnen, die Haushaltskundinnen und Haushaltskunden im Rahmen der Grundversorgung gemäß § 29 angeboten werden.*“ sehen wir kritisch. Eine Aufnahme der Grundversorgungstarife in den Tarifkalkulator ist abzulehnen. Die Grundversorgung ist grundsätzlich neu zu konzeptionieren und eine zielgerichtete Unterstützung sozial bedürftiger Personen sicherzustellen (siehe unten).

Zu § 27 (Recht auf Ratenzahlung)

Den Kunden standen und stehen umfangreiche Ratenzahlungsmöglichkeiten durch die Lieferanten zur Verfügung. Gleichzeitig ist vorgesehen, die Rahmenbedingungen zu ergänzen, indem ein Recht auf Selbstbestimmung der Laufzeit der Ratenzahlungsvereinbarung vorgesehen wird sowie nur eine eingeschränkte Harmonisierung der Fristen vorgenommen wird (idR 12 Monate, jedoch 18 Monate Laufzeit in begründeten Fällen).

Diese Vorgaben sowie die Regelung in § 27 Abs. 2 (siehe unten) stellen kaum handhabbare Herausforderungen für Abrechnungssysteme dar und sind mit hohem Umsetzungsaufwand verbunden. Das Recht auf Ratenzahlung ist im Falle einer Jahresabrechnung sinnvoll und

praktisch umsetzbar. Eine Ratenzahlung auf Teilzahlungsbeträge wird abgelehnt, da dies praktisch nicht durchführbar ist.

Zudem ist das Recht auf eine unterjährig (Zwischen)Rechnung auf 1x pro Jahr einzuschränken, da dies in der Abwicklung sehr aufwändig ist und daher keinesfalls mehr als 1x pro Jahr kostenfrei erfolgen kann.

Es ist ein Mindestbetrag festzulegen, ab dem Kundinnen und Kunden das Recht auf Zwischenabrechnung ausüben dürfen, andernfalls entsteht daraus unverhältnismäßig hoher Mehraufwand.

Bevor neue Anforderungen in § 27 getroffen werden, sollte die geltende Regelung evaluiert werden.

Nach § 27 Abs. 2 des Entwurfs soll allein durch die Geltendmachung des Rechts auf Ratenzahlung durch Haushaltskundinnen und Haushaltskunden die Fälligkeit der Nachzahlung aufgehoben werden. Eine derart niederschwellige Anforderung an die Aufhebung der Fälligkeit ist deutlich überschießend:

- Auch die unberechtigte Geltendmachung würde eine Aufhebung der Fälligkeit und folglich die Notwendigkeit zur erneuten Fälligkeitstellung auf Kosten und Risiko des Lieferanten auslösen. Denkbar sind etwa folgende Konstellationen: Für eine Monatsabrechnung wird eine Ratenzahlung mit einer Laufzeit von mehr als sechs Monaten begehrt; für eine Abrechnung oder Monatsabrechnung, für die bereits nach § 27 Abs. 1 eine Ratenzahlungsvereinbarung abgeschlossen wurde, diese jedoch von der Kundin oder dem Kunden nicht eingehalten wurde, wird eine weitere Ratenzahlung begehrt.
- Käme eine Ratenzahlungsvereinbarung aus Gründen, die die Kundin oder der Kunde zu vertreten hat, nicht zustande, müsste der Lieferant seine Forderung erneut fällig stellen und hierfür die Kosten und Risiken tragen. Denkbar ist etwa folgende Konstellation: Die Haushaltskundin oder der Haushaltskunde bestimmt die Dauer der Ratenzahlung nicht. Die Haushaltskundin oder der Haushaltskunde reagiert nach einer ersten Geltendmachung nicht mehr auf Kontaktversuche zum Zweck des Abschlusses der Ratenzahlungsvereinbarung.
- Es fehlt eine Frist, binnen derer die Haushaltskundin oder der Haushaltskunde aktiv werden muss, um eine Aufhebung der Fälligkeit zu bewirken. § 27 Abs. 2 des Entwurfs lässt zu, dass die Aufhebung der Fälligkeit auch dann noch bewirkt werden kann, wenn eine Forderung nach mehrfachen außergerichtlichen Mahnungen gerichtlich betrieben und das Recht auf Ratenzahlung erst kurz vor dem Schluss der mündlichen Streitverhandlung geltend gemacht wird. Eine derartige Regelung bietet keinen Anreiz dafür, dass Haushaltskundinnen oder Haushaltskunden möglichst rasch auf Forderungen, die ihnen gegenüber für bereits erbrachte Leistungen erhoben werden, reagieren. Zudem leistet eine solche Regelung keinen Beitrag zur Entlastung der Gerichte.

Es wird daher vorgeschlagen, § 27 Abs. 2 ersatzlos zu streichen.

Zu § 28 (Recht auf Nutzung eines Vorauszahlungszählers)

Die Implementierung der vorgeschriebenen Zählgeräte mit Vorauszahlungsfunktion (Prepaymentfunktion) bringt technische und administrative Herausforderungen mit sich. Aus

diesem Grund schlagen wir vor, eine Übergangsfrist von 12 Monaten einzuräumen, damit die betroffenen Unternehmen die Möglichkeit haben, diese Änderungen effektiv und ohne Beeinträchtigung der Servicequalität umzusetzen.

Des Weiteren ist das Thema Prepayment-Zähler noch nicht ausreichend ausgeführt, dazu einige generelle Überlegungen, die für Festlegungen erforderlich sind:

- Verständnis Prepayment: Aus Smart Metering-Sicht werden vom Smart Meter täglich Messwerte geliefert. Ein zentrales System beim Netzbetreiber und/oder parallel beim Lieferanten ermittelt daraus den aktuellen Saldo. Ist das Guthaben verbraucht, schickt der Lieferant oder der Netzbetreiber einen Abschaltbefehl an den Smart Meter.
- Je nach Ausprägung führt diese Regelung zu Verwirrung und Missverständnissen bzw. passiert die Abschaltung erst Tage nach dem Erreichen des Endes des Guthabens (z.B. am 5. morgens ist die vorab bezahlte Energie aufgebraucht; der Netzbetreiber liest diesen Wert am 6. aus und übermittelt diesen Wert bestenfalls auch noch am 6. an den Lieferanten; der Lieferant bilanziert am 7., dass das Guthaben aufgebraucht ist und schickt die Abschaltanforderung an den Netzbetreiber; die Abschaltung erfolgt dann am 8. Tag. Noch komplexer wird es, wenn der Kunde nach Übermittlung der Abschaltanforderung Geld beim Lieferanten einzahlt, weil es in diesem Fall aufgrund von Prozessabläufen vorkommen kann, dass er zwischenzeitlich dennoch abgeschaltet wird bzw. mehrere Tage zwischen Einzahlen und Wiedereinschaltung vergehen).
- Es stellt sich generell die Frage, ob das Recht auf Prepayment bei einer Monatsabrechnung überhaupt noch sinnvoll ist, da ohnehin eine zeitnahe Abrechnung geregelt ist. Nicht nachvollziehbar ist zudem, warum diese Möglichkeit am Zählgerät hängen muss. Eine Vorauszahlung und entsprechende Gegenverrechnung mit der Monatsrechnung würde denselben Zweck erfüllen. Zudem gibt es bereits andere Instrumente bei Zahlungsschwierigkeiten (Ratenzahlungen).
- Klarstellung, dass bei Prepayment kein Opt-Out (Verbot der Nutzung der Abschaltvorrichtung) möglich ist.

Folgende Änderung wird vorgeschlagen:

„Recht auf Nutzung eines ~~Vorauszahlungszählers~~ einer Vorauszahlungsfunktion § 28 Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen haben unbeschadet der §§ 29 und 30 das Recht auf Nutzung **einer Vorauszahlungsfunktion eines Zählgeräts mit Vorauszahlungsfunktion (Prepaymentfunktion **mittels Marktkommunikation und Schaltfunktion des Zählgeräts oder Schaltfunktion vor Ort**). Durch die Nutzung **einer Vorauszahlungsfunktion eines ~~Vorauszahlungszählers~~** dürfen den Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen keine Nachteile entstehen.“**

Zu § 29 (Grundversorgung)

Die Anmerkungen basieren auf vorliegendem Begutachtungsentwurf und sind vorbehaltlich der Ergebnisse der Arbeitsgruppe Grundversorgung und Preisänderungsrecht.

Die Branche hat einen Vorschlag zur unionsrechtskonformen Neugestaltung der Grundversorgung und zum Tarif für schutzbedürftige Verbraucherinnen und Verbraucher ausgearbeitet.

Der Tarif der Grundversorgung für Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sollte in Einklang mit Artikel 27 Strombinnenmarkt-Richtlinie ein wettbewerbsfähiger, marktbasierter Preis sein (Standardtarif für Neukunden).

Für sozial schutzbedürftige Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sollte eine eigene gesetzliche Regelung erfolgen (Tarif für schutzbedürftige Verbraucherinnen und Verbraucher/Sozialtarif). Die Rahmenbedingungen und Kriterien für den Anspruch auf den Tarif für schutzbedürftige Verbraucherinnen und Verbraucher sind klar zu regeln (z.B. orientiert an den Vorgaben des Energiearmuts-Definitions-Gesetzes bzw. ORF-Beitrags-Befreiung angelehnt an das EAG).

Wir regen weiters die Schaffung einer Regelung (Versorger letzter Instanz) für Haushaltskundinnen und Haushaltskunden im vertragslosen Zustand an.

Im vorliegenden Begutachtungsentwurf gibt es keine wesentlichen Änderungen zum bisherigen § 77 EIWOG 2010. Es ist unbedingt erforderlich, das Recht auf Grundversorgung zu reformieren und europarechtskonform umzusetzen. Auf die Rechtswidrigkeit dieser Bestimmung wurde bereits deutlich hingewiesen und auch der VfGH hat seine Bedenken im Prüfbeschluss vom 3.10.2023 geäußert: *[...dann scheint es dem Verfassungsgerichtshof vorderhand **unsachlich, Haushaltskunden allgemein und ausschließlich auf Grund ihrer selbst gewählten Berufung auf die Grundversorgung in den Kreis der Grundversorgungsberechtigten miteinzubeziehen, ohne auf Aspekte der Schutzbedürftigkeit des jeweiligen Haushaltskunden Bedacht zu nehmen. Dies dürfte weiters den Stromlieferanten eine insbesondere im Hinblick auf ihre Erwerbs- und Eigentumsfreiheit unverhältnismäßige, weil im System eines Elektrizitätsbinnenmarktes nicht erforderliche bzw. unangemessene Verpflichtung auferlegen.***“]

Es bleibt derzeit unklar, wann die Grundversorgung zu gewähren und wann abzulehnen ist. Auch ist nicht näher ausgeführt, ob der Lieferant eine Grundversorgung ablehnen darf, wenn bereits ein Rückstand bei diesem Vertragspartner vor Beantragung zu verzeichnen ist. Diese Fragen waren schon im EIWOG 2010 ungeklärt und sollen vom Gesetzgeber klargestellt werden.

Grundversorgung zu diesen Konditionen, wie sie derzeit vorgesehen sind, als „Muss“ für alle Lieferanten könnte die Liquidität der Wettbewerbsunternehmen beeinträchtigen, was in weiterer Folge zu steigenden Marktaustritten bzw. teilweisen Marktaustritten führen könnte. Gesamthaft verfassungs- und gemeinschaftsrechtlich betrachtet führt dieses Grundversorgungskonzept dazu, dass der Stromlieferant Neukund:innen potenziell zu einem Preis versorgt, zu welchem er die hierfür notwendigen Mengen am Markt gar nicht

beschaffen könnte und Bestandskunden potenziell zu einem Preis versorgen, der niedriger ist als jener, zu welchem er die für die Belieferung des Kunden notwendigen Mengen am Markt beschafft hat. Dieses Verständnis würde in einer Verpflichtung münden, Leistungen (gerade in Zeiten volatiler Beschaffungsmärkte) unter Kosten anzubieten, was den ökonomischen Bestand von Stromlieferanten grob gefährden kann und somit zweifelsfrei verfassungswidrig wäre (VwSlgNF 10.491 A/1981; VwGH 29.4.1992, 89/17/0166; VfSlg 12.564/1990; OGH 26.4.1989, 1 Ob 1/89). Gemeinschaftsrechtlich ist dies als unzulässige Preisregulierung zu betrachten. Schließlich besteht Unklarheit darüber, wie der Fall gehandhabt werden soll, wenn die Mehrheit der Kund:innen eines Lieferanten in Floater- oder Spottarifsegmenten angesiedelt sind; hier müsste bei den Grundversorgungskunden der Tarif und nicht der Preis hinterlegt werden.

Eine Sanierung der Bestimmung sollte auch darin bestehen, die Bestimmung der Grundversorgung ausschließlich auf jenen Netzbereich einzuschränken, in welchem der Lieferant tätig ist. Damit würde eine Regelung geschaffen, welche mit den Bestimmungen zur Ersatzversorgung im Einklang steht.

Schließlich muss es auch eine Ergänzung um Kündigungsmöglichkeiten seitens des Lieferanten geben. Es muss gewährleistet sein, dass ein Lieferant bei qualifiziertem Zahlungsverzug und Nichtzahlung auch wieder kündigen kann.

Zu den Erläuterungen zu § 29

Satz 2 der Erläuterungen lautet: "Ergänzt wurde lediglich eine Pflicht der Lieferanten, den jeweiligen Preis für die Grundversorgung der Regulierungsbehörde zu melden."

Die dauernde Meldepflicht der Preishöhe der Grundversorgung bei der Regulierungsbehörde ist bei dauernden Kundenwechseln in marktbasierter Produkte schwer bis kaum administrierbar. Es ist vom Gesetzgeber zu definieren, in welchen Intervallen (monatlich oder quartalsweise) der Grundversorgungspreis zu aktualisieren bzw. die notwendige Auswertung gegenüber der größten Anzahl der Kund:innen durchzuführen sind. Es ist nicht sinnvoll, eine solche Aktualisierung bzw. Auswertung bei jedem Antrag auf Grundversorgung durchzuführen.

Zu § 30 (Abschaltung der Netzverbindung)

Zu Abs. 1

Bei der letzten Mahnung ist zwingend auf das Recht der Ratenzahlung hinzuweisen. Die Information kann zu Missverständnissen beim Kunden führen, wenn dieser bei einer Monatsrechnung schon einmal eine Ratenvereinbarung in Anspruch genommen hat und somit keine weitere Ratenvereinbarung abschließen kann. Ebenfalls gibt es einen Widerspruch bei Kunden, die eine Jahresabrechnung erhalten, denn diese können nur auf eine Abrechnung eine Ratenvereinbarung abschließen. Sollte die Abschaltung aufgrund von offenen Teilzahlungsbeträgen drohen ist der Hinweis auf die Ratenvereinbarung irreführend. Die umfassenden Informationspflichten auf Mahnungen (vor allem Hinweis auf Wechselmöglichkeit und Grundversorgung) werden abgelehnt. Gerade Mahnungen sollten einfach und verständlich gehalten werden.

Folgende Änderung wird vorgeschlagen:

„§ 30. (1) Der Netzbetreiber ist in Fällen der Vertragsverletzung, insbesondere bei Zahlungsverzug oder Nichtleistung einer Vorauszahlung oder Sicherheitsleistung, verpflichtet zumindest zweimal inklusive einer jeweils mindestens zweiwöchigen Nachfristsetzung zu

mahnen. Die letzte Mahnung hat mit eingeschriebenem Brief zu erfolgen. Netzbetreiber haben bei jeder Mahnung im Sinne des ersten Satzes auf ~~die Möglichkeit zur Inanspruchnahme des Rechts auf Wechsel gemäß § 24, des Vergleichsinstruments gemäß § 26, des Rechts auf Ratenzahlung gemäß § 27, des Rechts auf Grundversorgung gemäß § 29, des Rechts auf Nutzung eines Vorauszahlungszählers gemäß § 28 sowie von Anlauf- und Beratungsstellen gemäß § 31 hinzuweisen, ...“~~

Zu Abs. 2

Die zusätzliche Involvierung des Lieferanten in ein qualifiziertes Mahnverfahren ist weder notwendig noch sachlich gerechtfertigt und damit zu streichen. Dies ist insbesondere erforderlich, da die Abschaltung nur vom Netzbetreiber verfügt werden kann.

Weiters sollte klargestellt werden, dass diese Bestimmung nur für Lieferverträge (und nicht auch für Abnahmeverträge) gilt, da die Folgen eines vertragslosen Zustandes und einer darauffolgenden Abschaltung der Netzverbindung bei Einspeisern nicht vorhanden sind.

Zu § 31 (Anlauf und Beratungsstellen)

Zu Abs. 2

Eine Verpflichtung Kontaktdaten einer spezifischen Ansprechperson zu veröffentlichen ist abzulehnen und nicht zielführend. Mit den Kontaktdaten der Anlaufstelle, die den geschulten Ansprechpartnern zugeordnet sind, ist bereits die nötige Information bereitgestellt.

Zu Abs. 3

Vorgesehen ist ein Recht der Endkundinnen und Endkunden auf "ein gutes Kundenservice und ein einfaches, faires sowie zügiges Beschwerdemanagement".

Die Formulierung „Recht auf ein gutes Kundenservice“ ist auf Grund der sehr allgemeinen Aussage zu hinterfragen. Auch die weiteren Tatbestandsmerkmale sind unbestimmt und bringen erhebliche Rechtsunsicherheit mit sich. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Nicht-Einhaltung dieser Verpflichtung als Verwaltungsübertretung mit einer Geldbuße von bis zu EUR 75.000 sanktioniert ist (vgl. § 158 Abs. 2 Z 6 EIWG). Hier sollten daher Präzisierungen erfolgen. Zudem ist darauf hinzuweisen, dass Änderungen im Beschwerdemanagement eine gewisse Vorlaufzeit und daher auch entsprechende Übergangsfristen erfordern.

Zu § 32 (Ersatzversorgung)

Nach § 32 wird das größte Unternehmen automatisch zum Ersatzversorger bestimmt, der zu unbestimmten, potenziell unbeschaffbaren Preisen liefern muss, ohne einen ökonomischen Ausgleich zu erhalten. Es gelten dieselben verfassungs- und gemeinschaftsrechtlichen Bedenken wie bei der Grundversorgung.

Die Ersatzversorgung sollte daher zu einem aktuellen marktkonformen Preis für Neuvertragsabschlüsse abgeschlossen werden können. Anderenfalls ist die Ersatzversorgung stets mit finanziellen Risiken verbunden, da für die in die Ersatzversorgung fallenden Endkund:innen neu beschafft werden muss. Die Nachteile, die für den Ersatzversorger durch die Ersatzversorgung entstehen, müssen ausgeglichen werden. Ansonsten entstehen Mehrkosten, die schlussendlich wieder weitergegeben werden müssen. Ökonomische Vorsichtsmaßnahmen müssten nach bestem Wissen und Gewissen

getroffen werden, welche wiederum die Wettbewerbsfähigkeit der Produkte des Ersatzversorgers belasten und damit den Wettbewerb beeinträchtigen würden.

Die Tatsache, dass ein Lieferant die meisten Endkund:innen im Netzgebiet beliefert, sagt nichts über seine ökonomische Leistungsfähigkeit aus, von einem Tag auf den nächsten eine große Anzahl von Zählpunkten übernehmen zu können. Hier ist eine Konkretisierung betreffend die ökonomische Leistungsfähigkeit des Ersatzversorgers vorzunehmen.

Zu Abs. 2

Zum Zweck der Klarstellung schlagen wir - analog zur Formulierung in § 33 Abs. 2 - folgende Ergänzung in § 32 Abs. 2 vor:

*„(2) Als Ersatzlieferant gilt jener Lieferant, der zum 31. Dezember des Vorjahres über die größte Anzahl an Endkundinnen und Endkunden im Netzbereich verfügte. Zur Bestimmung des Ersatzlieferanten ist § 33 Abs. 3 anzuwenden. **Die betroffenen Zählpunkte sind mit dem auf das Ende des Vertragsverhältnisses folgenden Tag vom Ersatzlieferanten zu versorgen. Die Regulierungsbehörde hat den betroffenen Lieferanten über den Eintritt der Versorgung nach Marktaustritt zu informieren.**“*

Zu Abs. 3

Die Information soll noch vor der Wirksamkeit der Beendigung von der Regulierungsbehörde übermittelt werden, um technisch eine lückenlose Versorgung zu gewährleisten.

Zu Abs. 6

Die Formulierung „angemessener Preis“ ist undefiniert und eröffnet erheblichen Interpretationsspielraum. Wir lehnen diese Formulierung aus folgenden Gründen strikt ab:

Gemäß § 32 Abs. 6 hat der Ersatzversorger „die Endkundinnen und Endkunden zu angemessenen Preisen zu versorgen, wobei Haushaltskundinnen und Haushaltskunden nicht zu höheren Preisen versorgt werden dürfen als die Endkundinnen und Endkunden, die zu den Haushaltsprodukten des jeweiligen Lieferanten versorgt werden“.

Hier findet eine Vermischung von Endkund:innen (Haushaltskund:innen und Unternehmen) und Verbrauchern (Haushaltskund:innen), noch dazu in Verbindung mit einer Produktkategorie (Haushaltsprodukte), die es nur für Haushaltskund:innen gibt, statt und sorgt für Unklarheiten. Im Hinblick auf Haushaltskund:innen regen wir die Klarstellung an, dass damit aktuelle und nicht historische Haushaltsprodukte gemeint sind (ansonsten wäre es der Bestandskundentarif gemäß Grundversorgung). Damit wäre auch klargestellt, dass ein marktkonformer Preis (Neukundentarif) gemeint ist. Des Weiteren ist zu klären, welcher Tariftyp (so z.B. Fixpreistarif oder Floater-Tarif) bei Haushaltskund:innen zu hinterlegen ist. Die Formulierung „...zu angemessenen Preisen zu versorgen...“ wäre dann auf Unternehmen iSd Endkundendefinition gemäß § 6 Abs. 1 Z 25 anwendbar, wobei sich die Frage stellt, ob es tatsächlich die Intention der Regelung sein kann und es sachlich gerechtfertigt ist, diese zu einem potenziell günstigeren Preis (angemessen) zu versorgen als Haushaltskund:innen. Für Endkund:innen (ohne Größenbeschränkung), die keine Haushaltskund:innen sind, muss erst recht ein marktbasierter Preis gelten. Zumindest sollte

für diese Gruppe anstatt „angemessener Preis“ die Formulierung „*jener Preis, der zu diesem Zeitpunkt gegenüber vergleichbaren Kundengruppen Anwendung findet*“, herangezogen werden. Dies gilt insbesondere auch für § 33a. Damit wären auch die Unklarheiten betreffend „angemessener Preis“ beseitigt. Wir schlagen vor, die Formulierungen einerseits für Haushaltskund:innen und andererseits für Endkund:innen, die keine Haushaltskund:innen sind, getrennt zu behandeln und in zwei unterschiedlichen Absätzen zu regeln. Das sorgt für Übersichtlichkeit und Klarheit.

Wir schlagen folgende Formulierung von Abs. 6 vor:

„Ersatzlieferanten haben die ihnen zugeordneten Haushaltskundinnen und Haushaltskunden zu den Tarifen der aktuellen Haushaltsprodukte des jeweiligen Lieferanten zu versorgen.“

„Ersatzlieferanten haben die ihnen zugeordneten Endkundinnen und Endkunden, die keine Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sind, zu jenem Preis zu versorgen, der zu diesem Zeitpunkt gegenüber vergleichbaren Kundengruppen Anwendung findet.“

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

Zu Abs. 4

Wir gehen davon aus, dass § 33 Abs. 4 als sonderprivatrechtliche Regelung zu verstehen ist und sohin direkt auf das durch § 33 begründete Rechtsverhältnis zwischen dem Lieferanten und dem neuen Lieferanten wirkt, sodass es keiner Vereinbarung bedarf. § 33 Abs. 4 ist unter verfassungsrechtlichen Gesichtspunkten kritisch zu hinterfragen, wird doch dem „Zwangslieferanten“ eine Belieferung zu Preisen abverlangt, die den Durchschnittspreisen entspricht, die der Lieferant an seine bestehenden Endkund:innen verrechnet, jedoch allenfalls nicht seine konkreten Kosten deckt. Die Preisbildung bei kurzfristig einzugehenden Lieferverhältnissen erfolgt ausschließlich durch die für den Zeitpunkt relevanten Einkaufspreise. Das Kostenniveau für die Bestandskunden ergibt sich jedoch aus langfristigen Aufbringungsstrategien. Es zeigt sich sohin, dass keinerlei sachlicher Zusammenhang zwischen einem durchschnittlichen Preis der Haushaltsprodukte und einem „angemessenen Preis“ für ein Zwangsversorgungsverhältnis besteht. Die Regelung des § 33 Abs. 4 ist sohin weder dem Sachlichkeitsgebot entsprechend, noch spiegeln sie die energiewirtschaftlichen Zusammenhänge wider.

Wir regen daher eine Regelung wie oben (siehe Vorschlag zu § 32 Abs. 6 betreffend Haushaltskundinnen und Haushaltskunden) an.

Zu Abs. 6

Es wird vorgeschlagen, den Wortlaut „**Marktpreisen**“ durch „**zu den jeweils aktuell für die jeweilige Kundengruppe gültigen Einspeisepreisen des Lieferanten**“ zu ersetzen.

Zu Abs. 8

Für das Inkrafttreten dieser Regelung ist eine ausreichende Umsetzungsfrist erforderlich, die es ermöglicht, sicherzustellen, dass ein Marktprozess für die elektronische Übermittlung der Daten zu entwickelt und implementiert ist. Da die Regelung um „teilweise Marktaustritte“

erweitert wurde, sind zukünftig Marktaustritte häufiger zu erwarten. Zudem hat die Praxis gezeigt, dass die Übermittlung der Daten zwecks Versorgung "*spätestens zum Zeitpunkt des Vertragsende*" einen manuellen Aufwand beim neuen Lieferanten verursacht, weshalb eine rechtzeitige und lückenlose Versorgung ohne Marktprozess nur schwer zu gewährleisten ist.

Zu Abs. 9

Die Bestimmung verweist zwar auf Abs. 2, nicht jedoch auf Abs. 6, sodass unklar ist, ob auch Einspeiseverhältnisse der automatischen Beendigung unterliegen oder nur Lieferverhältnisse.

Zu § 33a (Zuweisung eines Lieferanten)

Eingangs ist festzuhalten, dass die E-Wirtschaft diese Bestimmung in dieser Form strikt ablehnt. Jene Faktoren, die dazu führten bzw. führen, dass Endkund:innen mit einem Stromverbrauch von bis zu 1 GWh pro Jahr keine oder keine in ihren Augen angemessenen Angebote erhalten hatten bzw. erhalten, liegen in aller Regel im bisherigen Kundenverhalten, mangelnder Bonität und/oder aufgrund unzutreffender Einschätzung des Marktes. Diese Bestimmungen sind somit insofern fehlgeleitet, weil sie Abschwünge der Volkswirtschaft und Verwerfungen am Strommarkt (auf Kosten der Lieferanten) zu regeln versuchen, die gesetzlich gar nicht kontrollierbar sind.

Es ist festzuhalten, dass hier eine sehr komplizierte Regelung mit zahlreichen Unklarheiten geschaffen wird. Dies entspricht einem Kontrahierungszwang, stellt einen Eingriff in verfassungsrechtlich verankerte Rechte der betroffenen Lieferanten dar und entbehrt einer unionsrechtlichen Grundlage. Aus unserer Sicht ist die vorgeschlagene Regelung aus mehreren Gründen nicht geeignet, eine verfassungskonforme Kontrahierungspflicht im EIWG festzulegen. Es gibt keine europarechtliche Grundlage für einen Kontrahierungszwang gegenüber Unternehmen, die nicht Kleinunternehmen sind. Wenn schon eine – weder unionsrechtlich gedeckte noch sachlich gerechtfertigte – Kontrahierungspflicht Eingang ins EIWG finden sollte, muss sie jedenfalls auf einen Krisenfall im Sinne von Artikel 66a der überarbeiteten EU-Strombinnenmarkttrichtlinie, als zeitlich befristetes Instrument, eingeschränkt werden. Außerdem müssen den Lieferanten alle Nachteile erstattet werden, die ihnen durch die Zuweisung erwachsen.

Zu Abs. 1

Die Zuweisung muss durch die Regulierungsbehörde erfolgen und hat etwa zur Voraussetzung, dass der Kunde, der sich an die ECA wendet, ein Angebot „*zu nicht angemessenen Preisen*“ erhalten hat. Was unter „angemessenen Preisen“ zu verstehen ist, bleibt unklar und bringt einmal mehr erhebliche Rechtsunsicherheit mit sich (siehe auch unsere Bedenken bei der Ersatzversorgung). Die Erläuterungen geben insofern Auskunft darüber, dass diese Unternehmensgruppe neue Verträge nur zu „prohibitiven“ Konditionen (im Hinblick auf den Preis) angeboten bekommen. Damit kann wohl nur ein deutlich über dem Marktpreis liegender Preis gemeint sein. Insofern müsste ein marktkonformer Preis von der Angemessenheit jedenfalls umfasst sein. Eine Belieferungspflicht unterhalb des Marktpreises bzw. marktkonformer Bedingungen wäre wohl auch aus beihilfenrechtlicher Sicht problematisch (Belastung der Budgets der öffentlichen Hand und der Lieferanten).

Davon abgesehen, hängen die Preise für diese Kundengruppe sehr stark von deren individuellen Verbrauchsverhalten ab. Was ein „Angebot zu einem nicht angemessenen Preis“ sein soll, wird mitunter sehr subjektiv beurteilt. Als Preise für die Endkund:innen müssen – wie im Geschäftsleben üblich – Großhandelspreise mit den handelsüblichen Aufschlägen vereinbart werden können.

Alternativ sollte zumindest jener Preis herangezogen werden, der **„zu diesem Zeitpunkt gegenüber vergleichbaren Kundengruppen Anwendung findet.“**

Des Weiteren muss § 33 a Abs. 1 dahingehend präzisiert werden, dass die Endkundin oder der Endkunde für die Anspruchsvoraussetzung von Lieferanten abgelehnt werden muss, die Kund:innen wie sie regelmäßig beliefern. Ansonsten könnte ein Endkunde mit hohem Verbrauch (natürlich unter 1 GWh/Jahr) bei drei Lieferanten anfragen, die nur Haushaltskund:innen beliefern, und sich so bewusst eine Antragslegitimation eröffnen. Nach Abs. 3 dürfen solche Lieferanten auch nicht zugewiesen werden, also wäre die Berücksichtigung solcher Ablehnungen nicht systemkonform.

Außerdem ist gesetzlich klarzustellen, was unter Gründen zu verstehen ist, welche im Zusammenhang mit der Beendigung des Vertragsverhältnisses stehen, welche „die Endkundin oder der Endkunde zu verantworten hat“. Es muss in diesem Zusammenhang – wie in § 33b Abs. 1 Z 2 („... **insbesondere Fälle des Zahlungsverzugs,**“) klargestellt werden, dass schlechtes Zahlungsverhalten und/oder schlechte Bonität jedenfalls als „Grund“ zur Vertragsbeendigung anzusehen sind, der im Verantwortungsbereich der Endkund:innen liegt. Ebenfalls darunter fallen muss die nicht gerechtfertigte Ausschlagung eines angemessenen Angebots seitens des Endkunden, ansonsten ist die Missbrauchsgefahr sehr hoch.

Zu Abs. 2

Es ist nicht nachvollziehbar, ab wann die verankerte Frist von zwei Wochen zu laufen beginnen soll. In der Praxis laufen in diesem Kundensegment in aller Regel Verhandlungen, die sich über längere Zeiträume ziehen können und auch damit zusammenhängen, dass dem Lieferanten zur Anbotslegung Informationen über den/die anfragende Endkundin/Endkunde gegeben werden müssen (wie insbesondere Anschlusssituation, Lastverhalten, konkreter Bedarf, Bonität etc.). Die Einrichtung einer kurzen Frist ohne Definierung des Startzeitpunkts und ohne Berücksichtigung dieses Informationseinholungsprozesses ist sachfremd und muss gestrichen bzw. unter Berücksichtigung des Informationseinholungsprozesses konkretisiert werden.

Es sollte klargestellt werden, dass Abs. 2 nicht auf die zivilrechtliche Dimension zurückwirkt.

Zu Abs. 3

Der Begriff „*Unternehmen*“ wird hier zum ersten Mal verwendet, ist jedoch nicht in den Begriffsbestimmungen (§ 6) definiert.

Zu Abs. 5

Es ist anzumerken, dass der Gesetzgeber eine Zuweisung vorsieht, die mit der Pflicht zum Abschluss eines Stromlieferungsvertrags **„zu angemessenen Bedingungen und zu einem angemessenen Preis“** einhergeht. Damit eröffnet der Gesetzgeber aber wieder die Situation, dass sich Lieferant und Endkunde nicht über die „Angemessenheit“ von Belieferungspreis

und -konditionen einig sind und die eine oder andere Seite den tatsächlichen Vertragsabschluss verweigert. Hier sei zur Angemessenheit (insbesondere im Hinblick auf den Preis) auf die Ausführungen zu Abs. 1 verwiesen.

Zur Frage der „Diskriminierung“ von Bestands- und Neukunden ist festzuhalten, dass bei Änderung der Marktgegebenheiten Bestands- und Neukunden dennotwendigerweise anders behandelt werden müssen, weil sich die ökonomische Grundlage verändert hat. Außerdem muss ergänzt werden, dass nur gegenüber vergleichbaren Endkunden nicht diskriminiert werden darf. Es macht preislich einen Unterschied, ob ein Kunde 110.000 kWh/Jahr oder 990.000 kWh/Jahr abnimmt.

Zu Abs. 7

Diese Bestimmung ist unklar und bedarf einer Überarbeitung: So ist unklar, wie und wann der Bund die „Sicherheit im Insolvenzfall“ legt und wie der Lieferant diese in Anspruch nehmen kann. Des Weiteren ist das Erfordernis zur Legung einer Bankgarantie (für die Vorkasse der Endkundinnen und Endkunden) seitens des Lieferanten, der ohnehin schon dadurch belastet wird, Endkundinnen und Endkunden kurzfristig zu übernehmen, die er nicht in seiner Planung hatte, übergebührend, sachlich nicht gerechtfertigt und daher zu streichen.

Weiters führt Abs. 7 an, dass der Beginn des Stromlieferungsvertrags so festgelegt werden muss, dass keine Versorgungslücke entsteht. Dies ist vom Lieferanten nicht immer einseitig zu ermöglichen, sondern hängt von Faktoren wie dem Zeitpunkt der Mitteilung bis zur Versorgungslosigkeit des Kunden, die Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber und dergleichen ab. Eine Ergänzung könnte lauten:

"Der Beginn der Versorgung muss nach Möglichkeit so festgelegt werden, dass keine Versorgungslücke entsteht."

Die Verträge sollten, ähnlich wie in §§ 32 und 33, auf maximal (und nicht mindestens) 6 Monate befristet sein.

Zu § 33b (Ablehnung des Abschlusses eines Stromlieferungsvertrags durch den zugewiesenen Lieferanten)

Zu § 33b wird angemerkt, dass die Bestimmungen in Abs. 1 Z 1 und Z 2 insofern nicht stringent sind, als diese Punkte die Regulierungsbehörde bereits zu prüfen hat und der Lieferant keine Möglichkeiten haben wird, diese Informationen selbst zu erlangen. Es soll nicht der Eindruck entstehen, dass es Aufgabe des Lieferanten ist, diese Punkte zu prüfen und geltend zu machen. Bei deren Vorliegen hat die Regulierungsbehörde den Antrag von Amts wegen abzulehnen.

Zu Abs. 1 Z 3.

Die Bestimmung regelt, dass der Lieferant die Zuweisung ablehnen darf, sofern er über keine „ausreichenden Kapazitäten“ verfügt. Der Gesetzgeber lässt offen, welche Kapazitäten hier gemeint sind. In Frage kämen diesbezüglich sowohl wirtschaftliche (Energieeindeckung), technische (z.B. Fähigkeit eine bestimmte Anzahl von

Kundenverhältnissen in Computersystemen aufzubauen etc.) und/oder personelle (z.B. eine große Anzahl von neuen Kundenverhältnissen abzarbeiten). Weiters bleibt offen, ob dieses Ablehnungsrecht auch Teilmengen von Kundengruppen betreffen kann, was aus unserer Sicht zu befürworten wäre.

Als zusätzlicher Punkt wäre in Abs. 1 einzufügen, dass Lieferanten Kunden auch aus Compliance-Gründen ablehnen dürfen, weil der Kunde z.B. auf einer Sanktionsliste steht oder sich in einer Gruppe mit sanktionierten Gesellschaften oder Personen befindet.
Vorschlag:

„4. der Lieferant aufgrund seiner internen Compliance-Richtlinien den Endkunden oder die Endkundin nicht übernehmen darf.“

Weiters ist die Frist in Abs. 1 zu kurz bemessen; diese sollte auf zwei Wochen abgeändert werden.

Zu Abs. 2

Die Formulierung lässt offen, inwieweit der Lieferant die Unterfertigung einer ehrenwörtlichen Erklärung lediglich verlangen darf, oder ob die Verweigerung die Ablehnung rechtfertigt. Es ist nicht nachvollziehbar, welchen rechtlichen Mehrwert der Lieferant aus einer „ehrenwörtlichen Erklärung“ ziehen soll, zumal die Vornahme von Falschangaben im Rahmen dieser Erklärung rechtlich ohne jegliche Konsequenzen verbliebe. Der Gesetzgeber müsste die wahrheitsgetreue Abgabe dieser Erklärung mit einer Verwaltungsstrafe verknüpfen, um den intendierten Zweck zu erfüllen.

Zu Abs. 3

Das Wort „umgehend“ ist in Abs. 3 durch „**innerhalb von 5 Arbeitstagen**“ zu ersetzen.

Standard für Kommunikation

Im Zuge des 2. Hauptstück wird nunmehr bestimmt, dass Rechnungen den Kund:innen standardmäßig elektronisch zugesandt werden können. Das ist zwar zu begrüßen, jedoch müssen alle anderen vertragsrelevanten Informationen, wie AGB-Änderungen oder Preisänderungen, etc. den Kunden weiterhin in Papierform übermittelt werden (und nur auf Wunsch elektronisch). Es muss einen einheitlichen Standard geben, wie Kunden vertragsrelevante Informationen übermittelt werden können. Aus Sicht der Branche sollte der einheitliche Standard die elektronische Übermittlung vorsehen.

§ 34 (Mindestanforderungen an Rechnungen)

In den Erläuterungen wird die „*elektronische Übermittlung von Rechnungen als Standard*“ festgelegt. Im Gesetzestext ist die Formulierung „*Eine elektronische Übermittlung der Rechnung ist zulässig*“ eher vage gehalten. Eine eindeutige Formulierung ist hier im Hinblick auf die Übermittlung der monatlichen Rechnung dringend erforderlich, denn die weitgehende elektronische Übermittlung der Monatsrechnung ist die Grundvoraussetzung für die Bewältigung des steigenden Volumens des monatlichen Rechnungsversands.

Zudem ist eine entsprechende Übergangsfrist zu definieren, innerhalb derer für Bestandskund:innen (Kund:innen, die sich zum Zeitpunkt in Kraft treten des § 34 bereits in einem laufenden Vertragsverhältnis befinden), die entsprechenden E-Mail-Adressen für die elektronische Übermittlung der Rechnungen erhoben werden können. Vorgeschlagen wird eine Übergangsfrist bis Juli 2025.

Für Neukund:innen können die entsprechenden Daten im Zuge des Vertragsabschlusses erfasst werden.

Die Anforderungen an die Rechnungslegung sind unterschiedlich zwischen B2C (Haushalt und KMU) und B2B (Industrie, Weiterverteiler, Handel). Entsprechend der Anforderung der Kund:innen sollte auch im Gesetz und in weiterführenden Definitionen diese Unterscheidung konsequent umgesetzt werden. Im B2B-Bereich sind die Anforderungen von Kund:innen oft auch vertraglich (bilateral) geregelt. Eine Trennung der Rechnungslegungspflichten zwischen B2C und B2B, bzw. die Einschränkung von § 34 auf Haushaltskund:innen und Kleinunternehmen wird empfohlen.

Zu Abs. 2

Die Formulierung „*Auf Verlangen eine klare und verständliche Erläuterung*“ ist klar zu definieren (zumindest in den Erläuterungen oder durch die Regulierungsbehörde). Es ist anzumerken, dass – nachdem die Rechnung schon gemäß Abs 1. „*transparent und leicht verständlich zu gestalten*“ ist – es keine Notwendigkeit einer Erläuterung gemäß Abs. 2 gibt.

Zu § 34 Abs. 3 (Allgemeines zur Verständlichkeit und Übersichtlichkeit der Rechnung)

Die Rechnungsinformationen gemäß § 34 Abs. 3 richten sich an Endkund:innen. Aus diesem Grund sollte in den Erläuterungen klargestellt werden, dass in Rechnungen, die sich nur an Kund:innen richten, die keine Haushaltskund:innen oder Kleinunternehmen sind, jene Informationen, die ausschließlich gegenüber Haushaltskund:innen und Kleinunternehmen zu adressieren sind (Information über den Tarifikalkulator oder den Lieferantenwechsel) nicht enthalten sein müssen.

Die Mindestanforderungen an Informationen, die auf der Rechnung abzubilden sind, sind deutlich angewachsen. Dies trägt weder zur Übersichtlichkeit noch zur einfacheren Lesbarkeit von Stromrechnungen bei. Die meisten Kund:innen wünschen sich aber eine leichter verständliche und weniger komplexe Stromrechnung. Durch die Erweiterung der Informationspflichten wird die Rechnung überfrachtet. Es wird gefordert, die Mindestanforderungen im Sinne der Kund:innen zu reduzieren und zu vereinfachen.

Zu Z 2.

Mindestanforderung E-Mail-Adresse: Hier sollte mehr Flexibilität im Zusammenhang mit den Kommunikationsmedien, die der Lieferant mit seinen Kundinnen und Kunden nutzt, ermöglicht werden. Beispielsweise ist ein Kontaktformular effizienter und rascher administrierbar als eine E-Mail-Adresse. Daher ist von der verpflichtenden Einführung einer E-Mail-Adresse auf der Rechnung abzuraten, wenn eine zumindest gleichwertige und effizientere, für die Kund:innen leicht auffindbare Lösung verfügbar ist. Dies sollte auch mit Anhang I 1.2. b) der Strombinnenmarkt-Richtlinie vereinbar sein.

Des Weiteren ist „~~telefonische Kontaktdaten für Störfälle,~~“ zu streichen, dafür ist der Netzbetreiber zuständig.

Zu Z 4.

Es ist anzumerken, dass es bei reinen Netzrechnungen auf Basis der Netzzugangsverträge keine, wie in Abs. 3 Z 4 angeführten Kündigungsfristen gibt.

Zu Z 4. und Z 5.

Die Anführung des Vertragsabschlusszeitpunktes und der erstmögliche Zeitpunkt der Kündigung sowie des Rechts und der Vorteile des Lieferantenwechsels auf jeder Rechnung ist eine überbordende Information, zumal die Kund:innen ohnehin gesondert gem. § 24 Abs. 4 und 5 über die Wechselmöglichkeit und ein allfälliges Bindungsfristende informiert werden. Ein Mehrwert für Kund:innen aus Z 4 und Z 5 ist nicht ersichtlich.

Hinsichtlich des Vertragsabschlusses sollte in den Erläuterungen ergänzt werden, ob sich diese Information auch auf die Ergänzung um einen Zählpunkt (z.B. Kunde erhält einen Zählpunkt für eine Wärmepumpe dazu) bezieht. Diesfalls wäre die Verpflichtung kaum administrierbar, wenn für jeden Zählpunkt der individuelle Vertragsabschluss (und in weiterer Folge der ehestmögliche Kündigungszeitpunkt) angegeben werden muss. Das trägt eher zur Verwirrung der Kund:innen bei.

Wenn keine Mindestvertragsdauer vereinbart ist, kann der Vertrag gemäß § 23 EIWG unter Einhaltung einer Frist von zwei Wochen jederzeit durch die Haushaltskund:innen und Kleinunternehmen gekündigt werden. Hier sollte ein Verweis auf § 23 EIWG ohne bestimmtes Endigungsdatum in den Erläuterungen ergänzt werden. Ist eine Mindestvertragsdauer vereinbart, braucht es im Anwendungsfall der monatlichen Rechnung das gesonderte Informationsschreiben gemäß § 24 Abs. 5 EIWG nicht mehr. Kund:innen werden diesfalls ohnehin monatlich in der Rechnung über ihr nächstmögliches Kündigungsdatum informiert.

Verhältnis zu § 24

Es ergibt sich eine Redundanz zum Erfordernis der Information „auf der Rechnung“ und dem „gesonderten Informationsschreiben“, welches den Kund:innen ohnehin gem. § 24 zu übermitteln ist. Es ist klarzustellen, wie bzw. in welcher Form Kund:innen die Information gem. § 24 zur Verfügung gestellt werden muss (auf der Rechnung oder als Beilage bzw. als gesondertes Schreiben oder beides).

Zu Z 6.

Hier ist klarzustellen, dass darunter lediglich zu verstehen ist, ob der Kunde ein standardisiertes Lastprofil hat; keinesfalls sollten darunter die Lastprofil-Einzelwerte zu verstehen sein, weil daraus für den Kunden auch kein Mehrwert abzuleiten ist; um eine einschränkende Klarstellung wird ersucht.

Zu Z 10.

Zum „Vergleich mit dem Verbrauch einer Durchschnittskundin“ ist darauf hinzuweisen, dass ein genereller Vergleich schwierig ist, da dem Lieferanten die Vergleichsparameter nicht bekannt sind. Für eine bundesweite einheitliche und transparente Handhabung sollte eine zentrale Tabelle mit Standard-Vergleichswerten in Österreich etabliert werden. Statt Durchschnittskundin sollte dabei, entsprechend den Wortlaut der EU-Vorgaben, auf die entsprechende Kundengruppe abgestellt werden.

„Z 10. der Stromverbrauch im Abrechnungszeitraum, den Vergleich zum Vorjahreszeitraum in grafischer Form sowie einen Vergleich mit dem Verbrauch einer Durchschnittsendkundin bzw. eines Durchschnittsendkunden **einer vergleichbaren derselben Kundengruppe**,“

Die vorgeschlagene Formulierung „derselben“ Kundengruppe entspricht auch genauer den Vorgaben gemäß Anhang I 1.3 c) Strombinnenmarkt-Richtlinie („derselben Nutzerkategorie“).

Betreffend Abs. 3 Z 10 ist zudem anzumerken, dass die Heranziehung der vergleichbaren Kundengruppe in Bezug auf den Verbrauch in der Praxis vom Netzbetreiber nicht umsetzbar ist.

Verhältnis zu § 38

§ 34 Abs. 3 letzter Absatz sieht vor, dass der Rechnung ein Informationsblatt gemäß § 38 beizulegen ist. In diesem Zusammenhang wird normiert, dass dieses Informationsblatt auf Verlangen des Endkunden oder der Endkundin in Papierform beizulegen ist.

Im Unterschied dazu sieht § 38 Abs. 3 vor, dass das Informationsblatt einmal jährlich einer Rechnung beizulegen ist (und nicht jeder Rechnung, etwa Monats- und Zwischenabrechnungen) und normiert diese Verpflichtung nur im Verhältnis zwischen Lieferanten und Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen (und nicht gegenüber Endkunden oder Endkundinnen).

Wir sprechen uns gegen die Verpflichtung zur Beilage eines Informationsblattes gemäß § 38 aus, zumal dies auch nicht in der Strombinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2019/944 vorgesehen ist. Die begrüßenswerte Lösung über einen Hyperlink sollte jedenfalls ausreichen und sollte diesbezüglich – zumindest in den Erläuterungen – eine Klarstellung dahingehend erfolgen, dass auch bei Rechnungslegung in Papierform die Anführung eines Links als ausreichend angesehen wird.

Zu Abs. 5

Eine Übergangsfrist für das Inkrafttreten von § 34 Abs. 5 ist erforderlich: Diese Bestimmung sollte frühestens mit Juli 2025 in Kraft treten.

Aus den Erläuterungen: *„Im Fall von Preisänderungen während der Abrechnungsperiode sind Teilzahlungsbeträge grundsätzlich anzupassen, wobei Haushaltskundinnen und Haushaltskunden im Falle der Ankündigung einer Erhöhung des Teilzahlungsbetrages von ihrem Recht auf Beibehaltung des bisherigen Betrages Gebrauch machen können.“*

Daraus ergeben sich folgende Fragestellungen:

- Klarzustellen ist, was unter „*grundsätzlich*“ zu verstehen ist.
- Bei Ankündigung einer Erhöhung dürfen die Kundinnen und Kunden den Teilzahlungsbetrag beibehalten. Es wäre genau zu definieren, wie die Ankündigung einer Erhöhung zu kommunizieren ist.
- Der Erhalt einer Teilbetragsberechnung auf Wunsch elektronisch steht in Konflikt mit § 34 Abs. 2 und der Definition der elektronischen Rechnung als neuen Standard.

- Zu Abs. 5 letzter Satz ist festzuhalten, dass diese Bestimmung auch etwaige Risiken für die Kund:innen birgt. Wir empfehlen, dass der Teilzahlungsbetrag immer anhand des tatsächlichen oder geschätzten Verbrauchs nach bestem Wissen und Gewissen ermittelt werden sollte. Hohe Nachzahlungen sind zu vermeiden.

Zu § 35 (Abrechnungszeitraum)

Wir begrüßen und unterstützen Transparenz, verstärkte Digitalisierung und eine bessere Nachvollziehbarkeit für die Endkund:innen insbesondere auch bei den Themen Rechnung und Verbrauchsinformationen.

Wir möchten vor möglichen Auswirkungen einer grundsätzlich für alle Kund:innen, die mit einem intelligenten Messgerät gemessen werden, verpflichtenden Umstellung auf monatliche Abrechnung hinweisen und ausdrücklich vor einer allfälligen Verunsicherung der Kund:innen warnen. Die Umstellung hat zur Folge, dass insbesondere Kund:innen mit Wärmepumpe oder Elektroheizgeräten und vielfach auch armutsbetroffene Haushalte in den kalten Monaten wesentlich höhere Kosten zu tragen haben werden als bisher. Haushalte und somit auch armutsgefährdete Haushalte können aktuell mit demselben Betrag kalkulieren. Die Planbarkeit entfällt durch monatliche Rechnungen und die Anfragen an Call Center, Kundenanlaufstellen, bei Unternehmen und Sozialeinrichtungen werden insbesondere in den Wintermonaten höher sein. Die Umstellung auf monatliche Abrechnung bedarf jedenfalls einer massiven Kommunikationsoffensive von allen Seiten – E-Wirtschaft, Politik, Medien, Ministerien, E-Control, Sozialpartner und sonstiger Stakeholder.

Aufgrund der höheren Kosten im Winter und dem kurzen Umstellungszeitraum sollte diese neue Regelung jedenfalls erst im Sommer – z.B. Juli 2025 – in Kraft treten und die Umstellung bei bestehenden Kunden erst mit der darauffolgenden nächsten Jahresabrechnung erfolgen. So kann die Umstellung an die Kund:innen im Rahmen der Jahresabrechnung kommuniziert werden, die Umstellung erfolgt rollierend und die Kundenzentren und Call Center werden etwas gleichmäßiger ausgelastet, auch wenn wir jedenfalls mit mehr Andrang in den Wintermonaten zu rechnen haben.

Eine zwingende Umstellung auf monatliche Abrechnung als Standard für alle Endkund:innen, die mit einem intelligenten Messgerät gemessen werden, ist mit umfangreichen Herausforderungen für Lieferanten und Netzbetreiber verbunden: Durch eine flächendeckende Umstellung auf Monatsabrechnung für Smart-Meter Kund:innen wird für Endverbraucher:innen ein massives Risiko geschaffen, welches sich in sehr stark schwankenden Rechnungssummen, speziell für Kund:innen mit Heizsystemen wie Wärmepumpen oder Nachtspeicheröfen gerade im Winter zeigen wird. Durch stark schwankende Monatsverbräuche kann sich bei einem fiktiven Brutto-Arbeitspreis von z.B. 21,5 ct./kWh netto in der Monatsrechnung der Jahresgesamtpreis (Energie & Netz) inkl. USt. in ihrer Maximalausprägung um über EUR 350 zwischen Winter und Sommer verändern. Die Umstellung bedeutet daher v.a. für Endkund:innen, die mit Strom heizen (Direktheizung, WP etc.), höher monatliche Beträge als die bisher geglätteten Teilzahlungsbeträge. Dies kann zu vermehrten Zahlungs- und Liquiditätsproblemen führen.

Eine Umstellung auf monatliche Abrechnung bringt vielfältige Herausforderungen in den Prozessumstellungen bei Lieferanten und Netzbetreibern mit sich. Die Umsetzung wird ein wesentlich erhöhtes Arbeitsvolumen bei den Energieunternehmen bedeuten, das sich nach Schätzungen auf das 10-fache für einen Lieferanten belaufen dürfte. Derzeit sind ca. 2,5 % manuelle Nacharbeiten nötig für Portionsgrößen zwischen 22.000 und 60.000 Rechnungen. Die Portionsgröße wäre dann monatlich ca. 410.000 Rechnungen.

Sollte dennoch eine Umstellung auf eine monatliche Abrechnung trotz dieser Bedenken verpflichtend vorgesehen werden, ist sicherzustellen, dass ausreichend Zeit für die Implementierung eingeräumt wird und die Umstellung für alle Marktteilnehmer praktikabel gestaltet wird. Vorgeschlagen wird, wie oben dargelegt, die Einführung rollierend durchzuführen, d.h. bei Bestandskunden mit intelligentem Messgerät jeweils nach der nächsten Jahresabrechnung durchzuführen. Von einer Umstellung aller Bestandskunden mit nur einem Stichtag ist dringend abzusehen.

Weiters braucht es zumindest in Form einer „Handlungsempfehlung“ eine Festlegung, ob dem Lieferanten/Netzbetreiber eine Informationspflicht bezüglich der Umstellung auf Monatsrechnung zukommt. Derzeit wird im Zuge der Umstellung der Bestandskund:innen keine Hinweispflicht mehr eingefordert. Endkund:innen mit intelligenten Messgeräten automatisch ohne Vorabinformation auf Monatsrechnung umzustellen, erscheint nicht kundenfreundlich und provoziert massive Kundenanfragen bzw. Beschwerden. Beispielsweise wurden die Endkund:innen im Zuge des Smart Meter Roll out zeitgerecht über die Möglichkeit des „Opt-Out“ informiert. In Ableitung zur monatlichen Rechnung werden die Kunden z.B. zwei Monate vor der nächsten Verbrauchsabrechnung über ihr Recht auf eine Jahresrechnung bzw. Möglichkeit „Opt-Out Monatsrechnung“ informiert.

Kritisch zu prüfen ist, ob der derzeit vorgesehene 1.1.2025 der optimale Zeitpunkt für den Start einer, wie oben vorgeschlagenen, rollierenden Einführung ist (Winter siehe Argument oben, Vorlaufzeit für Information und Anschreiben den Kunden etc.): Für die Umstellung auf standardisierte Monatsrechnung ist ab Inkrafttreten eine Übergangsfrist von zumindest 12 Monaten zu berücksichtigen. Eine Veröffentlichung des Gesetzes Mitte 2024 vorausgesetzt, sollte für das Inkrafttreten von § 35 Abs. 2 frühestens der 1. Juli 2025 vorgesehen werden.

Weitere Herausforderungen bei der Umstellung auf monatliche Abrechnung bei Endkund:innen mit intelligenten Messgeräten sind:

- Es sollte klargestellt werden, dass die Rechnungslegung durch den Lieferanten vom Erhalt der Verbrauchsdaten vom Netzbetreiber abhängt.
- Eine monatliche Abrechnung setzt eine stabile Datenübertragung des Smart Meters voraus – dies ist derzeit aus technischen Gründen nicht gegeben.
- Darüber hinaus bleibt offen, wie damit umgegangen werden soll, falls der Zähler seitens des Netzbetreibers nicht erreicht wird.

Wir schlagen folgende Änderungen für Abs. 2 vor:

„(2) Bis 1. Jänner 2025 ist Endkundinnen und Endkunden, deren Verbrauch mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen wird, auf Wunsch unter Anwendung des § 34 Abs. 1, 2

und 3 Z 1 bis 9 sowie Abs. 4 kostenfrei kalendermonatlich eine Rechnung zu legen. Ab 1. **Jänner Juli 2025 ist erfolgt bei Endkundinnen und Endkunden, deren Verbrauch mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen wird, zum Zeitpunkt der nächsten Jahresabrechnung eine Umstellung auf kalendermonatliche Abrechnung. Endkundinnen und Endkunden können unter Anwendung des § 34 Abs. 1, 2 und 3 Z 1 bis 9 sowie Abs. 4 auf ihren ausdrücklichen Wunsch kostenfrei eine Jahresabrechnung erhalten.**

Weiters sollte zur Klarstellung definiert werden, dass die „kalendermonatliche“ Rechnung bzw. „Monatsrechnung“ (§ 36) bzw. „Monatsabrechnung“ (§ 27) so zu verstehen ist, dass diese einen Zeitraum vom ersten bis zum letzten Tag eines jeweiligen Monats umfasst. Auch regen wir eine einheitliche Terminologie an.

In § 35 Abs. 3 ist die Einschränkung auf Endkund:innen mit intelligenten Messgeräten als Voraussetzung bei einer monatlichen Rechnung bei Lieferverträgen mit dynamischen Energiepreisen zu ergänzen. Bei Messungen ohne intelligente Messgeräte ist Abs. 3 nicht umsetzbar.

Zu Abs. 4

Wenn Endkund:innen eine monatliche Abrechnung erhalten, ist eine unterjährige Rechnung nicht zweckmäßig. Zudem ist das Recht auf eine unterjährige (Zwischen-) Rechnung auf 1x pro Jahr einzuschränken, da dies in der Abwicklung sehr aufwändig ist und daher keinesfalls kostenfrei erfolgen kann.

§ 35 Abs. 4 sollte daher wie folgt abgeändert werden:

*„§ 35 (4) „Endkundinnen und Endkunden **mit einer jährlichen Abrechnung** ist auf Anfrage **einmal pro Jahr** eine unterjährige Rechnung kostenfrei zu gewähren. Für unterjährige Rechnungen gelten die Bestimmungen des § 34 Abs. 1 bis 4; auf das Recht auf Ratenzahlung gemäß § 27 ist gesondert hinzuweisen.“*

Zu § 36 Abs. 2 (Zeitliche Vorgaben für die Rechnungslegung und Verrechnungsdaten)

Die vorgesehenen Kürzungen von Fristen sind abzulehnen. Die Fristen sind bereits derzeit so ausgelegt, dass Rechnungsdaten schneller übertragen werden können.

Wenn es Probleme in der Feststellung des Monatsverbrauches gibt, wird mindestens die jetzt geltende volle Frist von 21 Tagen benötigt.

Folgende Änderung wird vorgeschlagen:

*„(2) Monatsrechnungen sind spätestens **sechs zwei** Wochen nach Vorliegen des Monatsverbrauchs vom Netzbetreiber und vom Lieferanten zu legen. Die Rechnung für die Netznutzung ist innerhalb von **drei einer Woche Wochen** vom Netzbetreiber an den bisherigen Lieferanten zu übermitteln, sofern der Lieferant auch die Rechnung für die Netznutzung legt.“*

Zu § 37 (Verbrauchs- und Abrechnungsinformation)

Zu Abs. 1

Es ist zu begrüßen, dass Kund:innen, deren Verbrauch mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen wird und die eine jährliche Abrechnung erhalten, auch die Verbrauchs- und Abrechnungsinformation jährlich erhalten und diese lediglich auf Verlangen monatlich zu übermitteln ist.

Der elektronischen Übermittlung sollte die Bereitstellung im Kundenportal gleichgestellt werden. Die Abrufbarkeit im geschützten Kundenportal anstelle einer Übermittlung per E-Mail bildet die digitalisierte Gegenwart und Zukunft besser ab und ist auch aus datenschutzrechtlichen Gründen zu befürworten. Auch hier sollte zwischen den unterschiedlichen Kund:innengruppen unterschieden werden (Haushalt, Kleinunternehmen, Industrie).

Kritisch wird die Fristigkeit gesehen: Der Lieferant hat eine Woche Zeit, die Daten dem Kunden zur Verfügung zu stellen. Gefordert wird eine Frist von 2 Wochen.

Das Inkrafttreten dieser Bestimmung ist an § 35 Abs. 2 anzugleichen.

*„(1) Auf Verlangen von Endkundinnen und Endkunden, deren Verbrauch mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen, jedoch nur jährlich abgerechnet wird, ist vom Lieferanten monatlich innerhalb von einer Woche nach Übermittlung der durch ein intelligentes Messgerät erfassten Messwerte gemäß § 42 eine aufgrund der gemessenen Energiewerte erstellte, detaillierte, klare und verständliche Verbrauchs- und Abrechnungsinformation kostenlos auf elektronischem Weg zu übermitteln. **Der elektronischen Übermittlung ist die Zurverfügungstellung in einem Online-Portal gleichgestellt.** Diese Bestimmung gilt sinngemäß für den Netzbetreiber im Fall einer gesonderten Rechnungslegung.“*

Zu § 37 (Vierteljährliche Bekanntgabe des Zählerstandes, wenn kein Intelligentes Messgerät vorhanden ist)

Zu Abs. 2

Im Moment gibt es viele verschiedene Möglichkeiten einen Zählerstand bekanntzugeben, diese dauern unterschiedlich lange bzw. werden Zählerstände teilweise weit in die Vergangenheit bekanntgegeben (vor allem für Rechnungskorrekturen). Dadurch ist die Abrechnungsinformation so nicht umsetzbar. Dazu kommt das schon unter Abs.1 erläuterte Problem, dass eine Abrechnungsinformation für eine künftige Rechnung immer nur eine fiktive und fehlerhafte Berechnung sein kann. Dies vor allem weil in der Zukunft liegende Preise oft nicht bekannt sind oder auch bei leistungsgemessenen Kund:innen nur der Mittelwert der monatlichen Leistungswerte bekannt ist. Eine halbwegs seriöse Vorausschau auf die kommende Rechnung erscheint nahezu unmöglich.

~~*„(2) Endkundinnen und Endkunden, deren Verbrauch nicht mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen wird ist vom Netzbetreiber die Möglichkeit einzuräumen, einmal vierteljährlich Zählerstände bekannt zu geben. Der Netzbetreiber ist im Fall der Zählerstandsbekanntgabe verpflichtet, dem Lieferanten unverzüglich, spätestens jedoch binnen zehn Tagen nach Übermittlung durch die Endkundin oder den*~~

~~Endkunden, die Verbrauchsdaten zu senden. Der Endkundin oder dem Endkunden ist innerhalb von zwei Wochen ab Übermittlung an den Lieferanten eine detaillierte, klare und verständliche Verbrauchs- und Abrechnungsinformation kostenlos auf elektronischem Weg zu übermitteln.“~~

Zu § 38 (Sonstige Informationen)

Zu Abs. 1

Informationen sind gem. Abs. 1 im Rahmen eines einmal jährlich einer Rechnung beizulegenden Informationsblattes zur Verfügung zu stellen. Der Netzbetreiber legt im Rahmen des Vorleistungsmodells keine Rechnung.

Dieser Passus ist nicht umsetzbar und sollte gestrichen werden:

~~„(1) Netzbetreiber haben Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen zumindest folgende Informationen einfach und unmittelbar zugänglich im Internet **sowie im Rahmen eines einmal jährlich einer Rechnung beizulegenden Informationsblattes oder auf sonstige geeignete Weise** kostenlos zur Verfügung zu stellen.“~~

Darüber hinaus sind nachfolgende Punkte in § 38 zu berücksichtigen:

Zu Abs. 1 Z 1.

Zeitpunkt des Erstanschlusses ist zu streichen, da dies für den Netzbetreiber nicht abschätzbar ist, zumal dies vom notwendigen technisch geeigneten Anschlusspunkt und darauf abgestimmt von den notwendigen durchzuführenden Erweiterungen abhängt.

~~„1. Leistungen, die erbracht werden, und angebotene Qualitätsstufen **sowie Zeitpunkt für den Erstanschluss,**“~~

Zu Abs. 1 Z 3.

„das vereinbarte bzw. erworbene Ausmaß für die Inanspruchnahme des Netzes in kW“, stellt einen unbestimmten Begriff dar (v.a. im Zusammenhang mit den neuen Begriffen „Netzanschlussentgelt“ bzw. „netzwirksame Leistung“ bzw. § 79 (6) und (7) „Ausmaßes der Netznutzung“)

Zu Abs. 1 Z 5.

Möglichkeit der Selbstablesung ist auf Ferraris-Zähler einzuschränken bzw. eine Ausnahme bei Messung durch intelligente Messgeräte vorzusehen:

~~„5. die Möglichkeit der Selbstablesung durch die Endkundin oder den Endkunden **mit Ausnahme bei Messung durch intelligente Messgeräte,**“~~

Zu Abs. 3 Z 3.

Abgelehnt wird der verpflichtende Hinweis auf die Grundversorgung. Dies ist auch in der Strombinnenmarkt-Richtlinie nicht vorgesehen.

Zu Abs. 3 Z 5.

Hier wäre der Verweis auf § 37 Abs. 3 anstatt § 37 Abs. 2 richtig zu stellen.

Zu Abs. 4

Bei Einspeise-Angeboten ist ein Inkrafttreten mit 1.7.2024 vorgesehen, derzeit sind aber nicht alle Einspeisetarife im ECA Tarifkalkulator abgebildet, wobei bei § 26 Abs. 4 Z 4 EIWG das Inkrafttreten erst mit 1.1.2025 vorgesehen ist. Beide Regelungen sollen gleichzeitig mit 1.1.2025 in Kraft treten.

Zudem sollten die Fälle berücksichtigt werden, in denen der Kunde mit dem betroffenen Lieferanten keinen Stromabnahmevertrag abgeschlossen hat, denn dann ist dem Lieferanten nicht bekannt, von wem der Kunde seine Einspeisevergütung erhält. Der Lieferant kann die vorgegebenen Informationen in diesen Fällen nicht erfüllen.

Zu § 39 (Ausstattung mit einem intelligenten Messgerät)

Mit Inkrafttreten des EIWG muss ein Bestandsschutz analog IME-VO §1 (2) für bereits eingebaute und angeschaffte intelligente Messgeräte, Lastprofilzähler und die Übertragungstechnologie für die technische Lebensdauer gewährleistet werden, welche nicht auf die Anforderungen des EIWG aktualisiert werden können.

Weiters entsprechen die bei Endkundinnen und Endkunden eingebauten und angeschafften Lastprofilzähler nicht der Definition der derzeitigen IME- und IMA-VO.

Wenn es vor Erlassung der Verordnung ein gesetzliches Anhörungsrecht gibt, sollte dieses Anhörungsrecht auch für Netzbetreiber gelten und ist diese Regelung daher entsprechend zu ergänzen:

*„(1) Die Netzbetreiber haben die Zählpunkte der Endkundinnen und Endkunden mit intelligenten Messgeräten auszustatten. Nähere Bestimmungen zur Einführung und Ausrollung von intelligenten Messgeräten sind durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festzulegen (Intelligente Messgeräte- Einführungsverordnung). Vor Erlassung der Verordnung sind die Regulierungsbehörde, **Österreichs E-Wirtschaft**, Vertreterinnen und Vertreter des Konsumentenschutzes anzuhören.“*

Zu § 40 (Anforderungen an intelligente Messgeräte)**Zu Abs. 1**

Vorgaben zur Energieeffizienz bei intelligenten Messgeräten kann nur für neu angeschaffte Smart Meter Systeme gelten. Der Bestandsschutz bereits eingebauter und beschaffter Smart Meter muss sichergestellt sein.

In Abs. 1 ist festgelegt, dass die Regulierungsbehörde in der Verordnung Vorgaben zur Energieeffizienz der intelligenten Messgeräte treffen kann. Wenn es vor Erlassung der Verordnung ein gesetzliches Anhörungsrecht gibt, sollte dieses Anhörungsrecht auch für Netzbetreiber gelten und ist diese Regelung daher entsprechend zu ergänzen:

„(1) [...] Sie kann in der Verordnung überdies Ausnahmen zu den Anforderungen festlegen, wenn dies aus technischen Gründen erforderlich ist. Vertreterinnen und Vertreter des Konsumentenschutzes, der Datenschutzbehörde und des Datenschutzrats **sowie Österreichs E-Wirtschaft** sind von der Regulierungsbehörde weitestmöglich einzubinden.“

Zu Abs. 2 Z 1.

„die Energiewerte (**gemessene IST-Werte**) müssen in einem Intervall von 15 Minuten, **sowie 24 Stunden** gemessen und gespeichert werden können;“

Zu Abs. 2 Z 2.

„die **gemessenen Viertelstundene**Energiewerte müssen für einen begrenzten Zeitraum **aber zumindest** für 60 Kalendertage im intelligenten Messgerät speicherbar sein; **der Begriff des begrenzten Zeitraums ist durch die Regulierungsbehörde mittels Verordnung zu konkretisieren;**“

Zu Abs. 2 Z 3.

„die Fernauslesung der im Gerät gespeicherten Mess- **und Betriebs**daten über eine bidirektionale Kommunikationsschnittstelle sowie eine Unterbrechung und Freigabe der Anlage aus der Ferne muss möglich sein; **Bei (halb)indirekter (Wandler-)Messung gilt die Anforderung zur Unterbrechung und Freigabe der Anlage nicht.**“

Da aktuell der „Lastprofilzähler“ nicht definiert ist (lt. §1 Abs. 3 IM-VO sind Lastprofilzähler ausgenommen) und Wandlerzähler keinen Breaker haben können, ist die Ergänzung unter Punkt 3 notwendig. Beibehaltung der Tageswerte.

Klarstellung: Es werden auch Betriebsdaten wie Zählerdeckelöffnungserkennung und Fremdmagneterkennung übertragen.

Zu Abs. 2 Z 4.

„~~die~~ der Endkundin oder ~~der~~ dem Endkunden **muss** müssen über eine unidirektionale Kommunikationsschnittstelle die gemessenen Energiewerte ~~abrufen können zur Verfügung gestellt werden;~~“

Bei unidirektionaler Schnittstelle können keine Werte abgerufen werden.

Wir schlagen die Einführung einer neuen Z 5 in § 40 Abs. 2 vor:

„**die höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswerte und die monatliche Energiezählerstände müssen für 15 Kalendermonate im intelligenten Messgerät speicherbar sein.**“

Zu Abs. 4

„(4) Die Sichtanzeige am intelligenten Messgerät ist standardmäßig so zu konfigurieren, dass nur der aktuelle Zählerstand abgelesen werden kann. [...]“

Mit dieser Konfiguration hätten die Netzkund:innen auch keine Information über die Zählerkonfiguration (IME, IMS oder DSZ). Weitere eichrelevante Werte (Firmware) und Datum/Uhrzeit werden danach nicht mehr angezeigt. Kontrolle der Konformität mit dem Maß- und Eichgesetz ist notwendig.

Zu Abs. 5

Hinsichtlich Abs. 5 wird eine Anzeigtiefe für 15 min-Lastprofile von 60 Tagen und für Monatswerte von 2 Monatswerten (für Opt-Out) vorgeschlagen.

Zu § 41 (Informations- und Berichtspflichten)

Zu Abs. 1

„(1) Die Netzbetreiber haben Endkundinnen und Endkunden zeitnah vor dem Einbau eines intelligenten Messgeräts über die Installation und die damit verbundenen Rahmenbedingungen, die Verwendungspotentiale sowie über sämtliche Möglichkeiten für die Handhabung der Zählerablesung zu informieren.“

In Hinblick auf Nachhaltigkeit sollten diese Informationen nur auf elektronischem Wege übermittelt werden bzw. auf der Homepage des Netzbetreibers zu finden sein.

Zu Abs. 2

„(2) Netzbetreiber haben unmittelbar nach Installation des intelligenten Messgeräts Endkundinnen und Endkunden ~~über den voraussichtlichen Zeitpunkt der Aktivierung der vollständigen Funktionalitäten des intelligenten Messgeräts und~~ über ihre Rechte gemäß § 43 und § 44 auf Zugang zu ihren Energiewerten transparent und verständlich zu informieren.“

Die Information ab wann ein Zähler kommuniziert, ist nicht verlässlich bei allen Kund:innen festzustellen.

Zu § 42 (Messdatenerhebung und Verarbeitungszwecke)

Zu Abs. 1 und Abs. 8

Gemäß Abs. 1 müssen intelligente Messgeräte (mit Ausnahme einer eingeschränkten Opt-Out-Möglichkeit) sämtliche Viertelstundenenergiewerte für Bezug und Lieferung erfasst, gespeichert und übermittelt werden. Dies wird zu erheblichem Mehraufwand führen und nicht alle derzeit am österreichischen Markt eingesetzten Systeme können dies ggf. bewerkstelligen.

Netzbetreiber bekennen sich zum Einbau von 100 % intelligenten Messgeräten. Eine 100 %ige Anbindung und Verfügbarkeit der Kommunikation für flächendeckende Viertelstundenwerte kann jedoch nicht gewährleistet werden. Das auf Basis der damals gültigen Verordnungen ausgeschriebene, bestehende SM-System wurde für die Standardkonfiguration "IMS" (Tageswerte) ausgelegt. Die Auslesung von 15 Minutenwerten (ca. 96-fache Datenmenge) „IME“ wurde für spezielle Kundenanwendungen im Konzept mit ca. 10 % mitberücksichtigt. Eine flächendeckende Umstellung auf "IME-Konfiguration" mit

den eingesetzten Kommunikationstechnologien (P2P und PLC) ist mit der geforderten SM-Datenverfügbarkeit nicht umsetzbar.

Die Smart Meter Systeme sind derzeit nicht für die Auslesung von Viertelstundenwerten als Standardeinstellung ausgelegt (z.B. Kommunikation im Feld oder Verarbeitung in den Systemen) und dies wird zu erheblichem Mehraufwand und reduzierten Ausleseraten führen. Die zu verarbeitende Datenmenge würde sich pro Tag ca. ver Hundertfachen. Um diese große Datenmenge über die bestehenden Datenverbindungen, Prozesse und Systeme verarbeiten zu können, müssen dem Netzbetreiber Freiheiten in der Auslesung (mehrmals untertags – keine Tageswerte mehr auslesen) und der Displayanzeige (keine Tarifregister mehr) eingeräumt werden.

Es sollten daher alle Kund:innen mit Energiespeicher- oder Stromerzeugungsanlagen, Teilnehmer an Energiegemeinschaften oder Flexibilitäten verpflichtend auf Viertelstundenbasis ausgelesen werden. Ebenso kann eine Einschränkung auf Kund:innen mit mehr als 10.000 kWh eine ausreichende Datenverfügbarkeit ermöglichen.

Die neuen Regelungen des Abs. 1 und 8 berücksichtigen zudem noch nicht die Anforderungen, die sich aus den Herausforderungen der Integration des gesteigerten Ausbaus von Erzeugung aus volatilen erneuerbaren Quellen (wie Photovoltaik, Windkraft etc.) sowie der Einführung eines Flexibilitätsmarktes für Verbrauch, Erzeugung und Speicherung bzw. den Systemausgleich der Netzbetreiber sowie der Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen ergeben. Diese Marktrollen und deren Bedürfnisse sind daher aufzunehmen, da es ansonsten zu einer Errichtung von Doppel- und Mehrgleisigkeiten bei Zähl- und Messeinrichtungen und damit zu einer gesamtwirtschaftlichen Ineffizienz kommen kann.

Folgende Änderungen werden in Abs. 1 und Abs. 8 vorgeschlagen:

*„(1) Intelligente Messgeräte erfassen, speichern und übermitteln nach Maßgabe des § 40 und der darauf basierenden Verordnung der Regulierungsbehörde sämtliche Viertelstundenenergiewerte, getrennt nach Einspeisung und Entnahme, zu Zwecken der Verrechnung, Verbrauchs- und Abrechnungsinformation (§ 37), Energieeffizienz, der Energiestatistik sowie der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes, des Ausbaus des Verteilernetzes und der Lastprognose **als auch für die Aufgaben des Lieferanten, des Bilanzgruppenmanagements und der Aggregation. Abweichend davon sind bei Endverbraucherinnen und Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch bis 10.000 kWh die Tagesenergiewerte zu übermitteln. Auf Wunsch der Endverbraucherinnen und Endverbraucher bzw. deren Lieferanten sowie bei Teilnahme an Modellen gemäß §§ 48-55 sowie Flexibilitätsdienstleistungen sind auch unterhalb eines Jahresverbrauches von 10.000 kWh Viertelstundenenergiewerte zu übermitteln.**“*

*(8) Eine Verwendung von mittels intelligenten Messgeräten gemessenen Energiewerten für andere als die in Abs. 1 bis 5 sowie §§ 16, 20 bis 22, 24, 25, 34, 37, **38, 49, 52 bis 54, 58 bis 59, 71, sowie 95 sowie 120 bis 123** genannten Zwecke oder für verwaltungsgerichtliche*

oder zivilgerichtliche Verfahren, die sich nicht unmittelbar auf Zwecke dieses Gesetzes beziehen, ist unzulässig. Eine Verwendung von anonymisierten Daten für Forschungszwecke ist zulässig.“

Folgender neuer Absatz Abs. 2 wird vorgeschlagen:

„(2) Die Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen sowie Aggregatoren erhalten auf deren Verlangen die von intelligenten Messgeräten erhobenen Daten, insbesondere sämtliche gemessene Viertelstundenenergiewerte am Folgetag bis spätestens 15:00 Uhr kostenlos zur Verfügung gestellt. Diese sind für das Bilanzgruppenmanagement, die Verbrauchs- und Erzeugungsprognose, die Angebotserstellung und die Bereitstellung von Flexibilitätsdienstleistungen zu verwenden.“

Die detaillierte Umsetzung dieser Prozesse in den Sonstigen Marktregeln hat unter Einbindung aller Marktteilnehmer spätestens 6 Monate nach Inkrafttreten des Gesetzes zu erfolgen.

Die Nummerierung der nachfolgenden Absätze ist anzupassen.

Zu Abs. 2

Abs. 2 fordert, dass bei Opt-Out im Zähler nur der höchste monatliche Viertelstundenwert und keine weiteren Energiewerte gespeichert werden dürfen. Technisch ist diese Anforderung nicht umsetzbar, da bei Drehstrom-Smart Metern zum höchsten Monatsmaximum automatisch auch die Monatsenergiewerte abgespeichert werden. Bei den Wechselstrom-Smart Metern ist neben der technisch nicht möglichen Trennung zu den Monatsenergiewerten, das Monatsmaximum nicht geeicht und dürfte für Abrechnungszwecke etc. nicht verwendet werden. Bei Opt-Out sind jedenfalls auch die Monatsenergiewerte im Zähler zu speichern.

„(2) Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sind berechtigt, gegenüber dem Netzbetreiber der Speicherung und Übertragung von **Tages- und Viertelstundenenergiewerten zu widersprechen, soweit an dem jeweiligen Zählpunkt **mit dem Lieferanten kein aufrechter Liefervertrag mit dynamischen Energiepreisen besteht, keine Einspeisung über eine Direktleitung gemäß § 6 (1) Z 16 bzw. Prepaymentfunktion vorliegt und keine Wärmepumpe, Ladepunkt, Energiespeicher- oder Stromerzeugungsanlage oder andere mittels Verordnung der Regulierungsbehörde bestimmte Anlage, ausgenommen Anlagen gemäß § 60, angeschlossen ist, und keine gemeinschaftliche Erzeugungsanlage betrieben, an keiner Energiegemeinschaft teilgenommen wird und kein Peer-to-Peer-Vertrag oder Aggregatorvertrag besteht.** Der Netzbetreiber hat in diesem Fall das Messgerät derart zu konfigurieren, dass mit Ausnahme des höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswerts **sowie monatlichen Energiewerte keine Monats-, Tages- und Viertelstundenenergiewerte gespeichert und übertragen werden. Eine Auslesung und Übertragung des für Abrechnungszwecke oder für Verbrauchsabgrenzungen notwendigen Zählerstandes, ~~einschließlich des höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswerts,~~ muss jedenfalls möglich sein. Die Monatswerte bleiben für 15 Monate am Gerät gespeichert. ~~Die höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswerte sind bis zur Auslesung und Übertragung im Gerät zu~~****

speichern.–Die Sichtanzeige ist unabhängig von der genauen Ausprägung nicht mit einer Displaysperre zu versehen, sondern die entsprechend gespeicherten Daten (Monatswerte) werden angezeigt.“

Die Speicherung und Übertragung monatlicher Energiewerte (Zählerstände) gemeinsam mit den höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswerten ist europäischer Standard. Die im EIWG-Entwurf enthaltene Anforderung wäre eine Abweichung vom europäischen Standard und würde einer Sonderlösung für den österreichischen Markt bedürfen.

Die Daten bleiben auch nach Auslesung im Zähler gespeichert, da eine Löschung von Verrechnungsdaten im Zähler aus gesetzlichen Gründen nicht zulässig ist und eine Nachvollziehbarkeit der Abrechnungsdaten im Zähler laut MID (Measuring Instruments Directive) notwendig sein muss. Um eine Auslesung und Jahresabrechnung inkl. aller Fristen sicherzustellen, sind die Monatswerte für mehr als 12 Monate zu speichern. Aktueller Standard sind 15 Monate. Um einen sicheren und effizienten Netzbetrieb gewährleisten zu können (z.B. nicht gemeldete Einspeiser bei Opt-Out zu erkennen), muss die Auslesung von Energiewerten (Zählerständen) und Leistungswerten in beiden Energierichtungen möglich sein.

Zu Abs. 4 und 5

In Abs. 4 und 5 wird eine Rechtsgrundlage für die Verarbeitung der viertelstündlichen Energiewerte für Zwecke der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes, des Ausbaus des Verteilernetzes sowie der Lastprognose geschaffen, wobei die betroffenen Daten gemäß Abs. 6 unverzüglich zu löschen sind, sobald sie für die Erfüllung des Zwecks nicht mehr benötigt werden. Die Einführung der genannten Bestimmungen wird begrüßt. Die flächendeckende Einführung der intelligenten Messgeräte sowie der Betrieb der damit verbundenen Infrastruktur sind mit erheblichen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden. Es ist daher sinnvoll, die durch die intelligenten Messgeräte erhobenen Daten unter Berücksichtigung der Interessen der betroffenen Netzbewohnerinnen und Netzbewohner bestmöglich zu nutzen.

*„(5) Die Netzbetreiber dürfen die von intelligenten Messgeräten erhobenen Spannungswerten, Oberschwingungswerte und Blindleistungswerte **sowie Betriebsdaten** für die Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes, für den Ausbau des Verteilernetzes und für die Integration von **insbesondere** Wärmepumpen, Ladepunkten, Energiespeicher- oder Stromerzeugungsanlagen verwenden.“*

Erweiterung um „Betriebsdaten“ im Zusammenhang mit § 42 Abs. 1:

Diese Berechtigung sollte auch bei Verwendung von Lastprofilzählern eingeräumt werden. Aus systematischen Gründen (Kapitel „Intelligente Messgeräte“) muss dies an einer anderen geeigneten Stelle [„2. Abschnitt / Messung ohne intelligente Messgeräte“] erfolgen. In diesem Zuge sollte auch die Berechtigung analog § 42 Abs. 1 formuliert werden (Erfassung, Speicherung und Übermittlung).

Zu Abs. 6

In Abs. 6 empfehlen wir zu Beginn „**Unbeschadet § 36 Abs. 3 sind**“ einzufügen, da Abs. 6 andernfalls in Widerspruch zu § 36 Abs. 3 steht, wonach Netzbetreiber und Lieferanten Verbrauchs-, Einspeise- und Abrechnungsdaten für eine Dauer von drei Jahren ab Verfügbarkeit aufzubewahren und zu übermitteln haben. In Abs. 8 empfehlen wir weiters „**§ 36**“ nach „34“ einzufügen, da die im § 36 Abs. 3 angeführten Zwecke (nachträgliche Kontrolle der Richtigkeit, Rechtmäßigkeit etc.) auch ausgenommen sein sollten.

Die Nummerierung der darauffolgenden Absätze sollte entsprechend angepasst werden und § 42 Abs. 8 dahingehend geändert werden, dass der Beginn von Abs. 8 lautet: *„Eine Verwendung von mittels intelligenter Messgeräte gemessenen Energiewerten für andere als die in Abs. 1 bis ~~5-6~~ sowie [...]“*

Zu § 43 (Zugang zu Messdaten von intelligenten Messgeräten für Endkundinnen und Endkunden)

Zu ergänzen ist, dass die Daten zusätzlich nach Freigabe durch Endkund:innen dem Lieferanten und dem BGV zur Verfügung zu stellen sind. Ohne die entsprechenden Daten, die in einer hohen Qualität zeitnahe geliefert werden, sind viele neue Produkte und Dienstleistungen nicht möglich. Ebenso ist die Reaktion auf Laständerungen, die für die Netzbetreiber relevant sind und zur Versorgungssicherheit beitragen, nur dann sinnvoll möglich, wenn die Daten korrekt und zeitnahe bei den Lieferanten vorhanden sind.

Zu Abs. 1

So wie der Entwurf derzeit formuliert ist, geht es nur um die Speicherung, und nicht um die Übertragung. In den Erläuterungen zu Abs. 1 ist jedoch von einer „Frist für die Aktivierung des intelligenten Messgeräts ab dem Zeitpunkt der Installation“ die Rede. Die Formulierung in den Erläuterungen ist missverständlich und widersprüchlich zum Gesetzestext, da unter „Aktivierung“ die Datenübermittlung an den Netzbetreiber verstanden werden könnte.

Die derzeit in der Branche etablierten Prozesse sehen eine Herstellung der Kommunikationsfähigkeit binnen drei Monaten vor. Dies sollte beibehalten werden, nachdem auch in der Richtlinie (EU) 2019/944 keine Frist dafür vorgesehen ist.

Standardeinstellung sollten jedenfalls Tagesenergiewerte und nicht Viertelstundenenergiewerte bleiben. Die flächendeckende Erfassung, Speicherung und Verarbeitung von Viertelstundenenergiewerte für sämtliche Endkund:innen ist technisch und wirtschaftlich enorm aufwändig und steht in keinem Verhältnis zum Nutzen.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass die aktuell implementierten bzw. sich gerade im Roll-Out befindlichen Smart-Metering-Systeme, durch stark steigende Anforderungen an die Datenverfügbarkeit (rd. 100-mal mehr Daten als aktuell müssten in allen Prozessen und Systemen verarbeitet werden), nicht auf eine flächendeckende Verarbeitung von Viertelstundenwerte für sämtliche Endkund:innen ausgelegt sind.

Zudem sind bei dieser Gesetzesstelle die in Aussicht gestellten Fristen praxisuntauglich und sollten verlängert werden:

„Netzbetreiber haben dafür zu sorgen, dass ehestmöglich, spätestens ~~einen Monat~~ **drei Monate** ab dem Zeitpunkt der Installation **sowie erforderlichenfalls nach zweimaliger dokumentierter technischer Einzelfallprüfung und Aufhebung der Nonsmartsetzung** eines intelligenten Messgeräts bei der jeweiligen Endkundin oder beim jeweiligen Endkunden, sämtliche ~~Viertelstundenwerte~~ **Werte gemäß § 42** im intelligenten Messgerät erfasst und zur Verfügbarkeit für die Endkundin oder den Endkunden 60 Kalendertage im intelligenten Messgerät für die in § 42 genannten Zwecke gespeichert werden.“

Zu Abs. 2

Gemäß Abs. 2 sind Netzbetreiber verpflichtet, Endkundinnen und Endkunden, deren Verbrauch oder Einspeisung über ein intelligentes Messgerät gemessen wird, die Energiewerte und Zählerstände spätestens zwölf Stunden nach deren Auslesung aus dem Messgerät über ein kundenfreundliches Web-Portal kostenlos zur Verfügung zu stellen.

Die flächendeckende Ausrollung intelligenter Messgeräte geht mit einem massiven Anstieg der zu verarbeitenden Datenmengen einher. Die Übertragung der Smart-Meter Daten sowie der Verarbeitung in den IT-Systemen ist mit einem erheblichen Zeitaufwand verbunden.

Es wird daher vorgeschlagen, die in § 43 Abs. 2 EIWG festgelegte Frist von 12 Stunden auf 24 Stunden zu erstrecken.

„Netzbetreiber sind verpflichtet, Endkundinnen und Endkunden, deren Verbrauch oder Einspeisung über ein intelligentes Messgerät gemessen wird, die **gemessenen** Energiewerte ~~und Zählerstände~~ spätestens **zwölf 24** Stunden nach deren Auslesung aus dem Messgerät über ein kundenfreundliches Web-Portal kostenlos zur Verfügung zu stellen. Die dafür erforderlichen Energiewerte sind dabei zumindest einmal täglich aus dem Messgerät auszulesen. Die Netzbetreiber haben Vorkehrungen für eine sichere Identifizierung und Authentifizierung der Endkundinnen und Endkunden auf dem Web-Portal sowie für eine verschlüsselte Übermittlung der Daten nach dem Stand der Technik zu treffen. **Endkundinnen und Endkunden, die über keinen Internetzugang verfügen oder die nur auf unzumutbare Weise Zugang zum Internet haben, ist nach Möglichkeit ein vergleichbarer Informationsstand zu ermöglichen.**“

Ergänzend wird angemerkt, dass es aufgrund von Störungen am PLC-Übertragungsweg, hervorgerufen durch schadhafte elektrische Betriebsmittel von Netzkund:innen, es bis zu 45 Tage dauern kann um die Messwerte in den Systemen verfügbar zu haben. Eine Änderung der Übertragungswege auf z.B. Mobilfunk ist auf Grund der örtlichen Gegebenheiten von Zählerplätzen (Untergeschoß und kein Empfang am intelligenten Messgerät) oft nicht oder nur schwer möglich.

Zu § 44 (Verfügbarkeit von nicht-validierten Fast-Echtzeit-Daten)

Der Begriff Endkunde berücksichtigt gemäß § 6 Abs. 1 Z 25 nur die Bezugsrichtung aus dem öffentlichen Netz. Für eine vollumfängliche Abbildung der Datenströme sind auch die Energiewerte der Einspeiser mit erforderlich.

Weiters ist vorgesehen, dass auf Kundenwunsch diese Schnittstelle auch Lieferanten und Aggregatoren zu Verfügung zu stellen ist. Mittel-/langfristig sollen Fast-Echtzeit-Daten, auch wenn diese nicht validiert sind, für die Lieferanten und Aggregatoren zu Verfügung stehen.

Die gegenständliche Bestimmung legt fest, dass Netzbetreiber auf ausdrücklichen Wunsch einer Endkundin oder eines Endkunden über eine unidirektionale Kommunikationsschnittstelle des intelligenten Messgeräts „alle in diesem Gerät erfassten Messwerte“ zur Verfügung zu stellen haben. Es sind dabei „sämtliche im Messgerät erfassten Daten“ über diese Schnittstelle in Fast-Echtzeit auszugeben.

Da auch Spannungswerte, Oberschwingungen etc. erfasst werden können ist diese Formulierung kritisch zu sehen. Betriebsdaten müssen ausgenommen bleiben. Eine Einschränkung der zu übertragenden Daten ist notwendig, da nicht „sämtliche im Messgerät erfassten Daten“ in Fast-Echtzeit ausgegeben werden können – z.B. würde dies auch Events und Alarme umfassen. Die Verwendung des Begriffs „Zugriff“ ist hier missverständlich, denn die Kundenschnittstelle ist unidirektional und muss lediglich freigeschalten bzw. aktiviert werden. Die Daten, welche auf der Schnittstelle ausgegeben werden, wurden von den Verteilernetzbetreibern festgelegt und wären nur durch ein Firmwareupdate oder eine Parameteränderung änderbar. Nähere, durch die Regulierungsbehörde festzulegende Vorgaben, für die Spezifikation der Kommunikationsschnittstelle sind einfach nicht umsetzbar.

Zusätzlich ist anzuführen, dass es keines Zugriffs bedarfs, da die Kundenschnittstelle bereits unidirektional ist. Daher ergeht nachfolgender Formulierungs- bzw. Änderungsvorschlag:

*„Netzbetreiber haben auf ausdrücklichen Wunsch einer Endkundin oder eines Endkunden **sowie einer Einspeiserin oder eines Einspeisers** über eine unidirektionale Kommunikationsschnittstelle des intelligenten Messgeräts **zumindest die in § 40 (2) definierten gemessenen Energiewerte alle in diesem Gerät erfassten Messwerte** zur Verfügung zu stellen. ~~Es sind dabei sämtliche im Messgerät erfassten~~ **Die Daten** über diese Schnittstelle **sind** in Fast-Echtzeit auszugeben, sodass die in der Anlage der Endkundin oder des Endkunden **sowie der Einspeiserin oder des Einspeisers** verfügbaren Anwendungen, welche diesbezügliche Daten benötigen, sinnvoll und effizient betrieben werden können. ~~Der Zugriff~~ **Die Freischaltung** sowie die Spezifikationen dieser Kommunikationsschnittstelle sind auf Wunsch allen **bBerechtigten Dritten** diskriminierungsfrei und kostenlos zur Verfügung zu stellen. Dies hat jedenfalls im Web-Portal gemäß § 43 Abs 2 zu erfolgen. ~~Die Regulierungsbehörde kann mit Verordnung nähere Vorgaben für die Spezifikationen der Kommunikationsschnittstelle und zur Verfügung zu stellenden Daten festlegen.“~~*

Zu § 45 (Ersatzwertbildung)

Vorgaben zur Ersatzwertbildung sind sinnvoll, diese sollten jedoch nicht in einem Gesetz erfolgen. Es muss gewährleistet sein, dass flexibel auf den Stand der Technik sowie auf zukünftige Anforderungen der Marktteilnehmer reagiert und Anpassungen der Methodiken zur Ersatzwertbildung durchgeführt werden können.

Grundsätzlich gibt es von allen Marktteilnehmern (Lieferanten, Netzbetreibern, Aggregatoren, Erzeuger, ...) eine abgestimmte Vorgehensweise (konsultierter Marktprozess) zu “Regelung für das Qualitätsmanagement der Smart-Meter-Kommunikation und Methodiken zur Ersatzwertbildung”, welche auf ebUtilities veröffentlicht wurde und zur Konsultation bereitgestellt wurde (siehe <https://www.ebutilities.at/konsultationen/61>).

Die mit dem Markt abgestimmte Vorgehensweise zur Ersatzwertbildung tritt mit Oktober 2024 in Kraft. Statt den gegenständlichen Absätzen (1), (2) und (3) könnte auf den Marktprozess Bezug genommen werden.

Falls mit dem Hinweis auf den notwendigen Zeitpunkt z.B. die Festlegung aus § 36 Abs. 2 zur einwöchigen Frist für die Abrechnung und Datenübermittlung bei Monatsrechnungen gemeint ist, möchten wir darauf hinweisen, dass die Verwendung von geschätzten Verbräuchen im Zuge der Monatsabrechnung die Wahrscheinlichkeit von Rechnungskorrekturen wesentlich erhöht.

Zusammenfassend zur Thematik der Marktkommunikation: Die Anpassung der entsprechenden Marktkommunikationsprozesse sowie der unternehmensinternen Prozesse benötigt eine entsprechende Umsetzungsphase. Wir bitten um Festlegung der Informationspflichten des jeweiligen Marktpartners wie z.B. aus dem Titel § 35 Abs. 2 für Bestandskunden und Berücksichtigung einer rollierenden Umstellung.

Zu § 45 Abs. 3

„Für die Ersatzwertbildung sind die in den Sonstigen Marktregeln enthaltenen Branchenregelungen für das Qualitätsmanagement der Smart-Meter Kommunikation und Methodiken zur Ersatzwertbildung anzuwenden.

~~Sofern zum notwendigen Zeitpunkt noch kein aktueller Zählerstand zur Verfügung steht, hat der Netzbetreiber den geschätzten Verbrauch auf Basis des dem Zählpunkt zugewiesenen standardisierten Lastprofils heranzuziehen.“~~

Zu § 46 (Auslesung der Zähleinrichtung)

Unserer Ansicht nach wird im aktuellen Entwurf keine Trennung zwischen Lastprofilzähler und Smart-Meter vorgenommen. So wird bei § 65 Abs. 2 auf ein intelligentes Messgerät bei Erzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität von mehr als 100kW verwiesen. Da ein intelligentes Messgerät jedoch eine Funktion zur Abschaltung haben muss (siehe § 40 Abs. 2 Z 3) sind die entsprechenden gesetzlichen Rahmenbedingungen dahingehend anzupassen.

Es wird daher im Kontext der Auslesung vorgeschlagen, keine Unterscheidung mehr zwischen intelligenten Messgeräten und Lastprofilzählern zu machen, da das EIWG die tägliche Auslesung des 15min-Lastprofils vorsieht und somit keine Notwendigkeit mehr für Lastprofilzähler besteht.

Zudem sollte jede Zähleinrichtung (auch Lastprofilzähler und intelligente Messgeräte) zumindest einmal jährlich ab- bzw. ausgelesen werden. Dies vor allem im Hinblick auf intelligente Messgeräte, die keine ausreichende Kommunikation aufbauen können oder Opt-Out konfiguriert sind.

Daher ergeht folgender Änderungsvorschlag:

„Jede Zähleinrichtung – mit Ausnahme bei jenen Kunden, denen kein Standardprofil zugeordnet ist, ~~von Lastprofilzählern, die vom Netzbetreiber jedenfalls zumindest monatlich ausgelesen~~

~~werden~~, sowie **bei** intelligenten Messgeräten, die gemäß § 42 ausgelesen werden, – ist zumindest einmal jährlich ab- bzw. auszulesen. ...“

In Verbindung mit der Definition des intelligenten Messgeräts in § 6 Abs. 1 Z 58 ist hier eine Klarstellung erforderlich, dass ein Messgerät mit einer Opt-Out-Konfiguration gemäß § 42 Abs. 2 als konventioneller Zähler gilt.

Zu § 47 (Rechnerische Ermittlung des Verbrauchs)

Die Verankerung einer Grenze, ab der eine Rechnungskorrektur durchgeführt werden muss, sollte festgelegt werden. Der Aufwand für eine Korrektur von wenigen kWh (hier geht es um wenige Cent oder einstellige Eurobeträge) steht in keiner Relation zum Aufwand (einige hundert Euro).

Dezentrale Versorgung und Bürgerenergie

Generell wird zu den neuen Formen der dezentralen Erzeugung festgehalten, dass diese keinesfalls über die europarechtlichen Vorgaben hinaus gehen sollten. Hier ist jedenfalls eine umfangreiche Ausgestaltung neuer technischer/automatisierter Marktprozesse mit entsprechenden Umsetzungszeiträumen notwendig.

Zu § 48 (Eigenversorger)

Entsprechend den Begriffsbestimmungen können Eigenversorger ähnlich wie Bürgerenergiegemeinschaften (BEG) im gesamten Bundesgebiet sowie über alle Lieferanten- und Bilanzgruppenintegrale hinweg mit ihren Tätigkeiten der Erzeugung, dem Verkauf und der Speicherung ohne rechtliche oder technische Einschränkungen teilnehmen. Das bedeutet, dass selbst große Industrie- und Kettenkunden diese Marktrolle für alle ihre Standorte umsetzen können. Bei der Anwendung der bei den Energiegemeinschaften gewählten Einbindungsform der Mess- und Zählerwertermittlung und der Marktkommunikation sowie der niedrighschwelligigen Umsetzungsmöglichkeit des Eigenversorgers, gehen wir von einer hohen Annahme dieser Marktrolle und daraus folgend von einem stark steigenden Ausgleichsrisiko und damit verbundenen höheren Kosten und Strompreisen in diesem Segment aus.

Wir fordern die Einführung einer Prognose- und Ausgleichsenergieverpflichtung dieser Markttrollen, wie sie im Jahr 2021 von Oesterreichs Energie im Rahmen des EAG-Paktes bereits eingebracht wurde.

Zu Abs. 2

Die in Abs. 2 allgemein normierte Voraussetzung einer Weisungsbefugnis des Eigenversorgers gegenüber dem Dritten, in dessen Eigentum die Erzeugungsanlage steht und die für den Eigenversorger von diesem betrieben wird, ist offenbar den weit verbreiteten PV-Contracting-Modellen geschuldet. Es gibt aber auch große und komplexe Stromerzeugungsanlagen (z.B. Wasserkraftanlagen oder Windparks), die über Direktleitungen der Eigenversorgung von Industrieunternehmen dienen (könnten), welche aber nicht der Weisungsbefugnis des Endkunden unterliegen können. Damit würde ohne Notwendigkeit die Eigenversorgerqualifikation verloren gehen.

Es wird daher vorgeschlagen, den Nebensatz „wenn der Dritte weiterhin den Weisungen des Eigenversorgers unterliegt“ zu streichen.

Ergänzend verweisen wir auf die Ausführungen zu § 51 EIWG.

Zu § 49 (Laststeuerung durch Aggregierung)

Zu Abs. 2

Wenn Aggregatoren Zugang zu allen Elektrizitätsmärkten erhalten sollen (Abs. 2), sollten sie auch allen Rechten und Pflichten eines Lieferanten/Händlers unterliegen (Level-Playing-Field). Aggregatoren haben sicherzustellen, dass Laständerungen zeitnahe dem Hauptlieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen zur Kenntnis gebracht werden, damit entsprechende Reaktionen und Änderungen von Prognosen umgesetzt werden können.

Zu Abs. 3

Der Datenaustausch im Abs. 3 ist bereits im § 22 Abs. 6. beschrieben. Dieser Absatz ist ersatzlos zu streichen.

~~„(3) Die Regulierungsbehörde hat in den Sonstigen Marktregeln den erforderlichen Datenaustausch zwischen Aggregatoren und anderen Marktteilnehmern zu regeln, wobei der einfache Zugang zu Daten und die Einbindung in die Marktkommunikation unter einheitlichen und diskriminierungsfreien Bedingungen sicherzustellen ist.“~~

Zu Abs. 4

In der derzeitigen Formulierung stellt sich die Frage, ob der Lieferant bzw. BGV auch die entsprechenden Daten zu Verfügung gestellt bekommt. Zwar ist der Kostenersatz erwähnt, nur ist unklar, wie dieser festgestellt werden kann, wenn der Lieferant/BGV nicht über die entsprechenden Daten verfügt. Der Ausgleich gem. Abs. 4 soll auch zwischen Aggregator und Hauptlieferant stattfinden können.

Weiters wird unter Bezug auf unsere Anmerkungen zu § 18 und § 22 folgende Anpassung vorgeschlagen:

*„(4) Entsteht einem Lieferanten von an der Laststeuerung teilnehmenden Endkundinnen und Endkunden oder einem Bilanzgruppenverantwortlichen während der Aktivierung der Laststeuerung unmittelbar ein finanzieller Nachteil, so haben die diesen Nachteil verursachenden Endkundinnen und Endkunden dem Lieferanten einen finanziellen Ausgleich zu zahlen. Der Ausgleich ist auf den Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die den Lieferanten von an der Laststeuerung teilnehmenden Endkundinnen und Endkunden oder deren Bilanzgruppenverantwortlichen entstehen, begrenzt, insbesondere sind Hindernisse für den Marktzutritt von Aggregatoren sowie für den Einsatz von Flexibilität zu vermeiden. **Der Aggregator trägt dafür Sorge, dass der Lieferant und Bilanzgruppenverantwortliche für das Bilanzgruppenmanagement entsprechende Fast-Echtzeit-Daten kostenlos zur Verfügung gestellt bekommt. Die freie Preisgestaltung des Lieferanten bleibt hiervon unberührt.**“*

Zu Abs. 5

Die verpflichtende Vorgabe einer Berechnungsmethode lehnen wir ab, da sie die unternehmerische Freiheit zur freien Preisgestaltung einschränkt. Zudem geht sie von der Annahme aus, dass die geschäftliche Herangehensweise der unterschiedlichen

Stromhändler ident und nach den gleichen Prinzipien vorgenommen wird. Dies ist aufgrund der heterogenen Struktur der Teilnehmer am österreichischen Strommarkt und des daraus sich ergebenden stark unterschiedlichen Erzeugungs- und Kundenportfolios, des unterschiedlichen Teilnahmegrads am nationalen und internationalen Stromhandel sowie der Anzahl und Einbindung der Lieferanten in Bilanzgruppen (wie Prognoseformen, Ausgleichsenergiesysteme etc.) nicht gegeben. Wir fordern daher die Streichung dieser Regelung in Abs. 5.

Alternativ wäre eine Umstellung nach einer Evaluierungsphase in eine Möglichkeitsbestimmung denkbar:

*„Die Regulierungsbehörde hat **nach einer Evaluierungsphase von drei Jahren einen Bericht zu möglichen Markteinschränkungen für Aggregatoren zu erstellen. Bei einem dokumentierten Auftreten einer Markteinschränkung kann die Regulierungsbehörde mit Verordnung die Methode für die Berechnung der Höhe des finanziellen Ausgleichs gemäß Abs 4 festzulegen. Die Methode kann den Vorteilen Rechnung tragen, die anderen Marktteilnehmern entstehen, und in diesem Fall können Aggregatoren oder an der Laststeuerung teilnehmende Endkundinnen und Endkunden verpflichtet werden, zu dieser Ausgleichszahlung beizutragen, aber nur wenn und soweit, als die Vorteile aller Lieferanten, Kundinnen und Kunden und ihrer Bilanzgruppenverantwortlichen die entstandenen unmittelbaren Kosten nicht übersteigen. Die Regulierungsbehörde hat zum Entwurf der Verordnung die betroffenen Marktteilnehmer sowie Vertreter der Endkundinnen und Endkunden zu konsultieren.**“*

Zu § 50 (Direktleitungen)

Bei zwei zulässigen Vertragspartnern je Messgerät entsteht eine Schicksalsgemeinschaft (z.B. bei einer Abschaltung eines Vertragspartners). Darüber hinaus gibt es den sicherheitstechnischen und organisatorischen Aspekt zu beachten, wenn durch Einsatzkräfte (Störungsdienst Netzbetreiber, Feuerwehr etc.) Freischaltungen von Grundstücken gefordert werden.

Zudem ist für die gegenständliche Bestimmung eine Klarstellung beizufügen, ab wann (z.B. Größe / Ausdehnung, Reichweite, Anschlussverhältnisse, Anzahl versorgte Anlagen) es sich bei einem mittels Direktleitung versorgtem Netz um ein (wohl bewilligungsbedürftiges geschlossenes) Verteilernetz handelt.

Die unter Abs. 3 angeführte Vorgehensweise entspricht einem „indirekten Netzzugang“ und ist in den meisten Billing-Systemen der Netzbetreiber so nicht vorgesehen. Insbesondere, da diese Erzeugungs-Zählpunkte, aufgrund des abweichenden Vertragspartners und oft auch abweichendem Energieabnehmer, meist als eigene Anlagen ohne Logikbezug zur Bezugsanlage angelegt sind. Daher wird die angeführte Vorgehensweise insbesondere bei Aussetzung der Vertragsabwicklung oder Abschaltung sehr kritisch gesehen.

Der Betreiber der Verbrauchsanlage soll dem Netzbetreiber gegenüber für die Einhaltung der gesetzlichen und vertraglichen Bestimmungen am Netzanschlusspunkt auch hinsichtlich der Stromerzeugungsanlage verantwortlich sein und eine Weisungsbefugnis gegenüber dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage haben. Diese Regelung scheint auf das inzwischen weit verbreitete PV-Contracting Modell abzielen. Da aber die Weisungsbefugnis gesetzlich

unbegrenzt definiert ist, werden aus Lieferantensicht die Bedenken geäußert, dass Betreiber von Verbrauchsanlagen unverhältnismäßig in den Betrieb großer Stromerzeugungsanlagen eingreifen können. Dies betrifft insbesondere die erforderlichen Kenntnisse des technischen und rechtlichen Rahmens für den Betrieb einer großen Stromerzeugungsanlage (z.B. Wasserkraftanlage oder Windparks), welche in der Regel bei Betreibern von Verbrauchsanlagen nicht vorausgesetzt werden kann. § 50 Abs. 3 und Abs. 4 sind daher in Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und einen sicheren wie auflagenkonformen Betrieb der Stromerzeugungsanlage als kritisch zu betrachten.

Oesterreichs Energie regt daher an, in §50 Abs. 4 den letzten Satz zu streichen:

„Der Betreiber der Verbrauchsanlage gilt als Eigenversorger, bleibt hinsichtlich des Netzanschlusses und Netzzugangs Vertragspartner des Netzbetreibers und ist dem Netzbetreiber gegenüber für die Einhaltung der gesetzlichen und vertraglichen Bestimmungen am Netzanschlusspunkt auch hinsichtlich der Stromerzeugungsanlage verantwortlich. ~~Der Betreiber der Stromerzeugungsanlage und der Direktleitung gilt als Dritter, der weiterhin den Weisungen des Eigenversorgers unterliegt.~~“

Zudem wird aufgrund der Formulierung in Absatz 2, welche zu einer massiven Ausdehnung führt, die grundsätzlich dem Prinzip der direkten und unmittelbaren Netzanbindung widerspricht, nachfolgende Änderung angeregt:

(2) Die Direktleitung darf auch zum Transport von elektrischer Energie verwendet werden, die

- 1. für den Eigenbedarf der Stromerzeugungsanlage aus dem öffentlichen Netz bezogen wird und*
- 2. durch die Direktleitung und die Anlagen der angeschlossenen Betriebsstätte **und** des Tochterunternehmens ~~oder der Kundinnen und Kunden~~ in das öffentliche Netz eingespeist wird sofern durch den Betreiber der Direktleitung die notwendigen technischen bzw. betrieblichen Vorkehrungen getroffen werden, die Ringflüsse verhindern.“*

Zu § 51 (Peer-to-Peer Verträge)

Wir erkennen die bedeutende Rolle von Peer-to-Peer-Verträgen im Rahmen der dezentralen Erzeugung und des Verbrauchs erneuerbarer Energien an. Aus unserer Sicht ist allerdings nicht klar, wie solche Verträge ausgestaltet werden können. Ohne eine klare Struktur und Anleitung können Komplexität und Unsicherheit entstehen, die sowohl für Erzeuger als auch für Verbraucher problematisch sein können.

Wie bereits zu § 6 Z 19 ausgeführt, braucht es eine klare Festlegung, wo die Grenze zur gewerblichen oder beruflichen Haupttätigkeit des Endkunden liegt bzw. ab wann eine solche Tätigkeit konkret vorliegt (Beispiel: ein Grundstückseigentümer mit einem Kleinwasserkraftwerk oder eine Baumarktkette mit mehreren PV-Anlagen im Vergleich zu einem Windpark). Es sollte auch eine klare Grenze an verkauften kWh festgelegt werden, ab wann jedenfalls eine berufliche oder gewerbliche Haupttätigkeit vorliegt und ab wann man nicht mehr als Eigenversorger gilt.

Die Einführung der neuen Marktrollen darf nicht ausschließlich zu Lasten der Lieferanten geschehen. Eine gänzliche Risiko- und Kostenüberwälzung auf den Lieferanten ist sachlich nicht gerechtfertigt und muss vermieden werden. Aus Gründen der Wettbewerbsgleichheit ist ein Level Playing Field für alle Marktteilnehmer sicherzustellen. Jedenfalls ist, wann immer dem Endkunden ein Recht eingeräumt wird, der Hauptlieferant verpflichtend darüber zu informieren, damit er darauf reagieren kann (vgl. auch § 18 Abs. 4, § 22, § 51). Es muss darüber hinaus eine Ausgleichszahlung an den Hauptlieferanten im Fall von wirtschaftlichen Schäden (Verursachung von Ausgleichsenergie) vereinbart werden.

Vor diesem Hintergrund muss das Ausgleichsenergieisiko für die Lieferanten gesichert tragbar bleiben, speziell etwa durch ausdrückliche Verankerung des Rechts zur Weitergabe von Kosten, die durch P2P beim Lieferanten entstehen.

Dem derzeitigen Textentwurf bzw. auch der Begriffsdefinition des § 6 Abs. 1 Z 102 ist nicht eindeutig zu entnehmen, ob unter „Peer-to-Peer“ ein Verhältnis von 1:1 (= ein Eigenversorger kann nur mit einem Endkunden einen Vertrag abschließen) zu verstehen ist, oder auch mehr geflechtete Vertragsverhältnisse möglich sind, z.B. ein Erzeuger mit mehreren Lieferanten bzw. Endkund:innen oder umgekehrt.

Vor allem in Hinblick auf die Abgrenzung des Peer-to-Peer Konzepts von der Bürgerenergiegemeinschaft erscheint die gesetzliche Festlegung wichtig. Ein 1:1 Verhältnis nach den etablierten Prozessen für Bürgerenergiegemeinschaften mit geringerer Einstiegshürde (keine Vereinsgründung, keine Beschränkung der Teilnahme) wäre eine sinnvolle Ergänzung zu den bisher etablierten Gemeinschaftsformen. Sollten Peer-to-Peer Vertragsverhältnisse n:n möglich sein, stellt sich hingegen die Frage, worin der Unterschied und die Abgrenzung zu Bürgerenergiegemeinschaften besteht.

Wir schlagen daher folgende Ergänzung zu Absatz 1 und den korrespondierenden Erläuterungen vor:

*„(1) Eigenversorger sind berechtigt, zusätzlich zu ihren Verträgen mit dem Lieferanten Verträge **mit einer Endkundinnen und oder einem Endkunden** über den Verkauf von eigenerzeugtem Strom aus erneuerbaren Quellen zu schließen (Peer- to-Peer-Verträge). Diese Verträge haben insbesondere die Abwicklung und Abrechnung zu regeln.“*

Erläuterungen zu § 51 (Peer-to-Peer-Verträge)

*„Zu Abs. 1: **Ein Peer-to-Peer-Vertrag** ~~Verträge darf dürfen~~ immer nur **zwischen einem Eigenversorger und einer Endkundin oder einem Endkunden (im Verhältnis 1:1)** zusätzlich zu einem regulären Liefervertrag abgeschlossen werden, da im Wege der regulären Lieferverträge die erforderliche Bilanzgruppenzugehörigkeit sichergestellt wird (§ 11 Abs. 1). Im Vertrag kann als Preis „null“ vereinbart werden, da im Rahmen von Peer-to-Peer-Verträgen auch das Verschenken von Strom zulässig ist.“*

Ebenso ist in Abs. 2 nicht geregelt, in welcher Form netzbetreiberübergreifende Peer-to-Peer-Verträge gehandhabt werden sollen, insbesondere beim Datenaustausch mit anderen Marktpartnern. Auch die Angaben in § 56 Abs. 2 sind hierfür nicht ausreichend.

Die in den Erläuterungen zu abs. 1 angeführte Passage, dass Peer-to-Peer-Verträge immer nur zusätzlich zu einem regulären Liefervertrag abgeschlossen werden dürfen, da im Wege der regulären Lieferverträge die erforderliche Bilanzgruppenzugehörigkeit sichergestellt wird, ist aus unserer Sicht nicht ausreichend. Es wird (außer dem Verweis auf § 11 Abs. 1) nicht darauf eingegangen, wie im Clearing mit den Mengen aus den Peer-to-Peer-Verträgen umgegangen werden soll.

Des Weiteren wäre eine Mustervertragsvorlage für die Peer-to-Peer-Verträge, welche alle notwendigen Muss-Datenfelder enthält, erforderlich.

Weiters wird weder in § 48 noch in § 51 bzw. § 56 (auch nicht in den Erläuterungen) die Marktrolle des Eigenversorgers angesprochen. Es stellt sich die Frage, wie und in welcher Form der Eigenversorger, insbesondere für die Abwicklung von Peer-to-Peer-Verträgen, für die Kommunikation mit den Marktpartnern (Netzbetreiber, Lieferanten, Aggregatoren etc.) die bestehenden Marktwerkzeuge nutzt und wie wird die Einhaltung der Markt-Prozesse und der SoMa seitens des Eigenversorgers sichergestellt ist. Eine Klarstellung bezüglich der Marktrolle und der Marktkommunikation durch den Eigenversorger ist notwendig.

Ergänzend sind angemessene Übergangsfristen für die Umsetzung notwendig.

Zu § 52 Abs. 5 (Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen)

Zu Z 4.

Statt „Anlagenverantwortlicher“ soll „**Anlagenbetreiber**“, gesamtverantwortlich für den sicheren Betrieb verwendet werden

Der im Entwurf verwendete Begriff des Anlagenverantwortlichen entspricht der früheren Verwendung in einschlägigen Sicherheitsvorschriften und wurde vor etwa 20 Jahren abgeändert (Anlagenverantwortlicher ist während Arbeiten an einer Anlage z.B. ein Monteur als Elektrofachkraft). Es wäre im Sinne der Sicherheit daher vorzuziehen diese Begrifflichkeit einheitlich auch im EIWG einzusetzen.

Zu § 54 (Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften)

Zu Abs. 2

Folgende redaktionelle Anpassung wird vorgeschlagen: „... *verschaltbaren Mittelspannungs-Sammelschienen* im Umspannwerk (Regionalbereich)...“

Zu Abs. 3

Grundsätzlich begrüßen wir die angedachten Regelungen für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften. Die Einrichtung von Trägerorganisationen ohne eine konkrete Ausgestaltung in den österreichischen Strommarkt kann jedoch nicht nachvollzogen werden. Eine rein gesellschaftsrechtliche finanzielle Einbindung ist bereits heute über die entsprechende Wahl der Rechtsform möglich. Wir fordern daher die Streichung dieser Regelung in Abs 3.

Trägerorganisationen sollten nicht auf die Grenze eines politischen Bezirks begrenzt sein. In der Praxis zeigt sich, dass sich oftmals zahlreiche politische Bezirke zusammenschließen,

um gemeinsam in erneuerbare Anlagen zu investieren. Zudem können mehrere politische Bezirke hinter einem Umspannwerk liegen. Die Erweiterung dieser Grenzen würde es dementsprechend auch Bezirken mit begrenzten erneuerbaren Energieflächen ermöglichen, sich mit anderen Bezirken zusammenzuschließen und so die Dezentralisierung für ihre Bürgerinnen und Bürger zu ermöglichen. Durch die Ausdehnung über Bezirksgrenzen hinweg könnten solche Gemeinschaften effektiver arbeiten und einen größeren Einfluss auf die Energiewende haben.

Zudem sollte auch bei Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften die Regelung des § 52 Abs. 3 betreffend den Betrieb einer Energiespeicheranlage gemeinsam mit den Erzeugungsanlagen der Erneuerbaren Energiegemeinschaft mit aufgenommen werden.

Zu § 55 (Gemeinsame Bestimmungen für Energiegemeinschaften)

Gemäß Abs. 3 ist dem Netzbetreiber die Bevollmächtigung zur Abgabe von Willenserklärungen für eine Energiegemeinschaft glaubhaft zu machen.

Das würde eine Abschaffung des bereits etablierten und DSGVO-konformen Prozesses CCM (Customer Consent Management) im Webportal bedeuten. CCM ist als Standard bei den österreichischen Verteilernetzbetreibern für Einverständniserklärungen etabliert und europaweit anerkannt bzw. im Aufbau (vorgesehen im europäischen Implementing Act on interoperability requirements Smart Meter). Eine Abschaffung des CCM verschlechtert die Situation für den Endkunden hinsichtlich Daten- und Konsumentenschutz (Nachvollziehbarkeit, Gültigkeit der Bevollmächtigung).

Somit ist eine reine „Glaubhaftmachung“ – und insbesondere die Übermittlung von Vollmachten in Papier – sowohl im Sinne der Digitalisierung als auch des Datenschutzes ein Rückschritt.

Für nähere Informationen stellen wir gerne die rechtliche Stellungnahme „Übermittlung personenbezogener Daten an Energiegemeinschaften – Bedeutung des „Glaubhaftmachens“ einer Bevollmächtigung von Energiegemeinschaften zur Abgabe von Willenserklärungen durch Netzbetreiber für Netzbetreiber“ (Knyrim Trieb Rechtsanwälte) zur Verfügung.

Abs. 3 ist zu streichen:

~~**„(3) Wird eine Energiegemeinschaft durch ein Mitglied oder einen Gesellschafter zur Abgabe von Willenserklärungen bevollmächtigt, so ist die Bevollmächtigung dem Netzbetreiber glaubhaft zu machen.“**~~

Es sollte weiters eine maximale Anzahl an Teilnahmen an Energiegemeinschaften festgelegt werden, da mit den niederschweligen Peer-to-Peer Verträgen eine große Anzahl an Teilnahmen möglich wird. Je mehr Marktteilnehmer in den Prozess involviert sind, desto mehr Fehlerquellen und Risiken ergeben sich.

Zu § 56 (Messung und Verrechnung)

Der Begriff „ehestmöglich“ ist unbestimmt und führt bei der operativen Umsetzung zu verschiedenen Auslegungen und Unklarheit. Eine Präzisierung ist daher erforderlich. Zudem sollten die fehlenden Marktrollen ergänzt werden.

Die detaillierte Umsetzung dieser Prozesse in den Sonstigen Marktregeln hat unter Einbindung aller Marktteilnehmer spätestens 6 Monate nach Inkrafttreten des Gesetzes zu erfolgen.

Folgende Anpassung von Abs. 1 Z 2. wird vorgeschlagen:

„§ 56. (1) Der Netzbetreiber hat
[...]

2. die gemessenen Viertelstundenwerte **inklusive der Energiewerte gemäß Z 1** der Erzeugungsanlagen und der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer nach Maßgabe von § 17 Abs. 4 und der Marktregeln ehestmöglich, **spätestens um 15 Uhr am Folgetag**, den Lieferanten, den Vertragspartnern des Peer-to-Peer-Vertrages, dem Betreiber einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, sofern ein solcher gemäß § 52 Abs. 4 bestimmt wurde, sowie der Energiegemeinschaft zur Verfügung zu stellen. Bei Peer-to-Peer-Verträgen und Bürgerenergiegemeinschaften hat dies unter Berücksichtigung des Datenaustausches gemäß Abs 2. zu erfolgen. Diese Werte sind den Vertragspartnern eines Peer-to-Peer-Vertrages, den teilnehmenden Netzbenutzern einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, der Energiegemeinschaft und ihren Teilnehmern außerdem über ein kundenfreundliches Web-Portal in einem maschinenlesbaren Format kostenlos zur Verfügung zu stellen. Dazu haben die Netzbetreiber Vorkehrungen für eine sichere Identifizierung und Authentifizierung **der Vertragspartner eines Peer-to-Peer-Vertrages, der teilnehmenden Netzbenutzer einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, der Energiegemeinschaft und ihrer Teilnehmer** auf dem Web-Portal sowie für eine verschlüsselte Übermittlung der Daten nach dem Stand der Technik zu treffen. In den Sonstigen Marktregeln können Fristen zur Umsetzung dieser Bestimmung vorgesehen werden.“

Folgende Anpassungen der Abs. 3 bis 5 werden vorgeschlagen:

„(3) Die verbleibende Energieeinspeisung pro Viertelstunde, welche nicht den Vertragspartnern eines Peer-to-Peer-Vertrages oder einem teilnehmenden Netzbenutzer einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage **oder einer Energiegemeinschaft** zugeordnet ist, gilt als in das öffentliche Netz eingespeist und ist der Bilanzgruppe des Lieferanten, mit dem der Abnahmevertrag abgeschlossen wurde, zuzuordnen.

(4) Der Netzbetreiber hat den zwischen den teilnehmenden Netzbenutzern vereinbarten statischen oder dynamischen Anteil an der erzeugten Energie den jeweiligen Anlagen der teilnehmenden Netzbenutzer zuzuordnen. Bei Peer-to-Peer-Verträgen und Bürgerenergiegemeinschaften hat dies unter Berücksichtigung des Datenaustausches gemäß Abs. 2 zu erfolgen. Bei Verwendung dynamischer Anteile können diese zwischen den teilnehmenden Netzbenutzern viertelstündlich neu zugeordnet werden. Die Werte sind nach Maßgabe folgender Regelungen zu ermitteln:

1. die Zuordnung hat pro Viertelstunde zu erfolgen und ist mit dem Energieverbrauch der jeweiligen Anlage des teilnehmenden Netzbenutzers in der jeweiligen Viertelstunde begrenzt;
2. **der Messwert des Energieverbrauchs pro Viertelstunde am Zählpunkt der Anlage des teilnehmenden Netzbenutzers ist um die zugeordnete erzeugte Energie zu reduzieren;**

3. **der Messwert der Energieeinspeisung pro Viertelstunde am Zählpunkt der Erzeugungsanlage ist um die zugeordnete erzeugte Energie zu reduzieren;**
4. *der dem Zählpunkt der Anlage des teilnehmenden Netzbenutzers zugeordnete statische oder dynamische Anteil an der erzeugten Energie ist gesondert zu erfassen und auf der Rechnung darzustellen.*

„(5) Die Teilnahme mit einer Verbrauchs- oder Erzeugungsanlage an mehr als **einem Peer-to-Peer Vertrag**, einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, Bürgerenergiegemeinschaft, Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft ist zulässig, **jedoch auf maximal fünf Teilnahmen an Bürgerenergie beschränkt.**“

Einerseits sollen mit den Anpassungen Peer-to-Peer-Verträge inkludiert werden. Andererseits ist eine Begrenzung auf maximal 5 Teilnahmen (in Anlehnung an jene in den ebUtilities konsultierten Prozessen für die Mehrfachteilnahme an Energiegemeinschaften) hinsichtlich des Kosten-Nutzen-Verhältnisses zielführend. So kann man pro ¼ Stunde mit zum Beispiel je 20 % seiner Energiemenge an fünf unterschiedlichen Formen von Bürgerenergie teilnehmen. In Abs. 5 ist die von der Behörde in Abstimmung mit der Branche vereinbarte Begrenzung auf max. 5 gleichzeitigen Teilnahmen an Energiegemeinschaften noch nicht angeführt. Diese Ergänzung ist als Klarstellung, insbesondere in Hinblick auf die notwendigen Umsetzungen in den IT-Systemen, erforderlich.

Ebenfalls ist eine Klarstellung erforderlich, wie die angesprochene Darstellung der Werte von Vertragspartnern eines Peer-to-Peer-Vertrages über ein kundenfreundliches Web-Portal in einem maschinenlesbaren Format kostenlos zur Verfügung stellen soll, wenn es sich um netzbetreiberübergreifende Peer-to-Peer-Verträge handelt.

Zu § 57 (Diskriminierungsverbot für Lieferanten)

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die E-Wirtschaft der Einführung neuer Marktrollen positiv gegenübersteht, doch darf dies nicht ausschließlich zu Lasten der bereits derzeit am Markt tätigen Lieferanten geschehen. Eine gänzliche Risiko- und Kostenüberwälzung ist sachlich nicht gerechtfertigt und sollte dringend vermieden werden. Dem Lieferanten können durch den Eigenversorger, Peer-to-Peer-Verträge, aber auch den Bezug aus Energiegemeinschaften erhebliche energiewirtschaftliche Menge- und Preisrisiken sowie Mehrkosten (u.a. Ausgleichsenergie) entstehen.

Durch den Abschluss von Peer-to-Peer-Verträgen bzw. die Teilnahme an Energiegemeinschaften geht die Planbarkeit gegenüber Kund:innen für den Lieferanten verloren bzw. wird deutlich reduziert. Wir halten daher die Klarstellung für notwendig, dass das Diskriminierungsverbot nur so zu verstehen ist, dass bei einer unterschiedlichen Behandlung von Endkund:innen in den von § 57 genannten Fällen nur dann eine Diskriminierung vorliegt, wenn dieser Differenzierung keine sachliche Rechtfertigung zugrunde liegt.

Die Herausforderung dieser Regelung liegt zudem darin, dass (bisher) für größere Businesskunden große Energiemengen back2back mit einer Mehr-/Mindermengenregelung beschafft werden. Wenn ein Kunde also weniger verbraucht hat, dann wurde ihm dies

verrechnet, da der Lieferant ansonsten die Kosten der nicht bezogenen Energie selbst tragen müsste. Mit der geplanten Regelung ist nicht klar, ob die Verluste eines Verkaufs der aufgrund des Vertragsabschlusses besorgten und nicht abgenommenen Mengen auf dem Spotmarkt an die Kunden weitergegeben werden dürfen. Falls nein, könnten mangels für den Lieferanten vertretbaren Risikos keine back2back Fixpreisverträge mehr abgeschlossen werden. Dies kann nicht im Sinne der Kunden sein.

Es bedarf daher einer Klarstellung in den Erläuterungen, dass die Lieferanten zumindest bei Verträgen mit Businesskunden solche tatsächlichen Kosten weitergeben dürfen. Ferner muss hinsichtlich des Diskriminierungsverbots klargestellt werden, dass beispielsweise Kosten für den Lieferanten, die sich auf Grund der schwierigeren und aufwändigeren Prognosen der neuen Marktakteure (EEG, BEG, Eigenversorger und peer-to-peer) ergeben, verursachergerecht weiterverrechnet werden können.

Unter Bezug auf unsere Anmerkungen zu den §§ 18, 22 und 49 wird folgende Anpassung vorgeschlagen:

*„... keine diskriminierenden Anforderungen, Verfahren oder Entgelte vorsehen. Der Lieferant darf ~~insbesondere keine Mindeststromlieferungsmenge festlegen und~~ nur solche Kosten an die Endkundin oder den Endkunden weiterverrechnen, die aufgrund des jeweiligen Tatbestands tatsächlich beim Lieferant angefallen sind. **Die freie Preisgestaltung des Lieferanten bleibt hiervon unberührt.**“*

Der Gesetzestext ist auch dahingehend abzuändern, als dass die Wortfolge *„insbesondere keine Mindeststromlieferungsmenge festlegen“* gestrichen werden sollte. Hintergrund dafür ist, dass ohne eine entsprechende Mindestmenge das gesamte energiewirtschaftliche Risiko auf den Lieferanten übergeht. Dies ist unserer Ansicht nach sachgerecht und es werden folglich bestimmte Kundengruppen (insbesondere Energiegemeinschaften) gegenüber den anderen Kunden bessergestellt (Ungleichbehandlung).

Zu § 58 (Errichtung und Inbetriebnahme von Stromerzeugungsanlagen)

Kritisch ist, dass weiterhin unklar bleibt, ob Stromspeicheranlagen nach dem jeweiligen Landeselektrizitätsgesetz, in den gesetzlichen Ausnahmefällen bei Netzbetreibern nach dem jeweiligen Landes-Starkstromwegegesetz als Nebenanlage des Netzes, nach der GewO oder wenn der Stromspeicher nachträglich zu einer bereits bestehenden Anlage hinzukommt nach dem Rechtsregime der Hauptanlage (Minrög, AbfWG, EisBG) genehmigt werden muss. Wir regen daher an, dass in § 58 jedenfalls klargestellt wird, dass Speicheranlagen grundsätzlich nach den Landeselektrizitätsgesetzen zu genehmigen sind und haben folgenden Änderungsvorschlag:

*§ 58 (Grundsatzbestimmung) Die Ausführungsgesetze haben die für die Errichtung und die Inbetriebnahme von Stromerzeugungsanlagen **und Stromspeicheranlagen** sowie die für die Vornahme von **diesbezüglichen** Vorarbeiten geltenden Voraussetzungen auf Grundlage objektiver, transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien im Sinne des Art. 8 der Richtlinie (EU) 2019/944 festzulegen. ~~Anlagen, die nach den Bestimmungen der Gewerbeordnung 1994 bewilligungs- oder anzeigepflichtig sind, sind jedenfalls von einer Bewilligungspflicht auszunehmen.~~*

Speicheranlagen sind grundsätzlich nach den Landeselektrizitätsgesetzen zu genehmigen. Stromerzeugungs- und Stromspeicheranlagen, die zur überwiegenden Eigenversorgung auf einem bereits nach MinroG, GewO, AWG oder EisbG idjgF genehmigten Anlagenstandort errichtet werden, sind sofern sie als Nebenanlagen von untergeordneter Bedeutung zu qualifizieren sind, ausschließlich nach dem Rechtsregime der bereits bestehenden Hauptanlage zu genehmigen. In den Ausführungsgesetzen sind allfällige Genehmigungsfreistellungen nach MinroG, GewO, AWG oder EisbG idjgF bzw. den darauf erlassenen Verordnungen oder Erlässen zu berücksichtigen.

Des Weiteren regen wir in Anlehnung an § 12 Abs. 2 EIWOG 2010 die Ergänzung einer Bestimmung für die Möglichkeit an, im Zuge von Ausführungsgesetzen vereinfachte Verfahren für Erzeugungsanlagen bis zu einer bestimmten Leistung vorzusehen:

„Die Ausführungsgesetze können vorsehen, dass dezentrale Erzeugungsanlagen, Anlagen, die elektrische Energie aus erneuerbaren Energien oder Abfällen erzeugen, und Anlagen, die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten, bis zu einer bestimmten Leistung einem vereinfachten Verfahren oder einer Anzeigepflicht zu unterziehen sind.“

Zu § 59 (Pflichten der Erzeuger)

Auch für das Verteilernetz gewinnt durch die steigende dezentrale Erzeugung das Engpassmanagement an Bedeutung. Demzufolge sollte diese Möglichkeit entsprechend jener des Übertragungsnetzbetreibers gesetzlich verankert werden. Dazu ist Abs. 1 Z 6 um die Verteilernetzbetreiber zu erweitern und in § 120 ist die Möglichkeit des Abschlusses von Engpassmanagementverträgen für die Verteilernetzbetreiber vorzusehen.

Die aufgelisteten Daten in Z 2 sind auch für den Regelzonenführer für Prognosen und Netzsicherheitsrechnungen essenziell.

Dazu ergeht nachfolgender Formulierungsvorschlag:

Z 2 „Daten in erforderlichem Ausmaß dem betroffenen Regelzonenführer, den betroffenen Netzbetreibern, dem Bilanzgruppenkoordinator, dem Bilanzgruppenverantwortlichen und anderen betroffenen Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellen;“

Z 6. zur Vermeidung oder Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz nach Maßgabe des § 121 und zur Vermeidung oder Beseitigung von Engpässen im Verteilernetz nach Maßgabe § 120 Leistungen zu erbringen.“

Der Formulierungsvorschlag betreffend § 120 ist bei dessen Kommentierung weiter hinten im Dokument zu entnehmen.

Die Verpflichtung entspricht Abs. 3 von Erzeugern, dem Regelzonenführer die Stilllegung einer Anlage von mehr als 20 MW anzuzeigen, sollte auch gegenüber dem Verteilernetzbetreiber gelten. Daher nachfolgender Formulierungsvorschlag:

(2) „Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität von mehr als 20 MW sind verpflichtet, beabsichtigte Stilllegungen ihrer Anlage oder von Teilkapazitäten ihrer Anlage

dem Regelzonenführer gemäß § 124 **sowie dem betreffenden Verteilernetzbetreiber** anzuzeigen.“

Zu § 61 (Datenaustausch)

Im 6. Teil „Pflichten der Lieferanten“, entfällt offenbar die Verpflichtung für Stromhändler, Datenaustauschverträge mit einer Bilanzgruppe abzuschließen. In § 65 EIWOG 2010 waren Stromhändler diesbezüglich den Lieferanten gleichgestellt.

Zu Abs. 2

Die Übermittlung der zukünftigen dynamischen Tarife und Einspeisetarife an die Regulierungsbehörde verlangt aufwendige technische Umstellungen. Sofern eine besondere Abbildungsform für dynamische Tarife von der ECA vorgesehen wäre, ist eine entsprechende Übergangsfrist bis Juli 2025 vorzusehen.

Zu § 62 (Marktaustritt)

Abs. 1: *„Beabsichtigt ein Lieferant, die Lieferung von Strom an Endkundinnen und Endkunden einzustellen, so hat er dies den betroffenen Endkundinnen und Endkunden sowie der Regulierungsbehörde spätestens drei Monate vor dem geplanten Marktaustritt mitzuteilen. Der Lieferant hat die Belieferung der Endkundinnen und Endkunden unbeschadet der gesetzlichen Kündigungsfristen gemäß § 23 nach Anzeige des Marktaustritts weiterhin sicherzustellen.“*

§ 33 Abs. 1: *„Kündigt ein Lieferant alle oder mindestens die Hälfte seiner Verträge mit Haushaltskundinnen und Haushaltskunden, hat der Lieferant die Kündigung der Vertragsverhältnisse und den Zeitpunkt der Vertragsbeendigung der Regulierungsbehörde und den Netzbetreibern, in deren Netz sich betroffene Zählpunkte befinden, mindestens acht Wochen vor Marktaustritt mitzuteilen. [...]“*

Der Netzbetreiber muss bei einem Marktaustritt auch informiert werden, um im Fall von Kündigungen Abschaltprozesse treffsicherer gestalten zu können.

Die Frist von 3 Monaten in § 62 stimmt nicht mit den in § 33 Abs. 1 genannten 8 Wochen überein. Die Fristen sollten aneinander angeglichen werden.

Zu § 63 (Besondere Bestimmungen über Herkunftsnachweise für Strom aus hocheffizienter KWK)

Mit § 63 werden die aktuellen Randbedingungen, die als Voraussetzung gelten um eine KWK – Anlage als hocheffiziente KWK – Anlage zu klassifizieren, festgelegt. Die Änderungen beziehen sich dabei auf die aktualisierten Wirkungsgradreferenzwerte gemäß der Delegierten Verordnung (EU) 2015/2402, wobei die Berechnungsmethodik der Richtlinie 2012/27/EU nach wie vor unverändert gültig ist.

Auf Basis dieser Berechnungsmethodik der Richtlinie 2012/27/EU wurden bereits KWK - Anlagen als hocheffiziente KWK-Anlagen eingestuft, die auch mit Anwendung der aktuellen Wirkungsgradreferenzwerte gemäß der Delegierten Verordnung (EU) 2015/2402 nach wie vor hocheffiziente KWK-Anlagen sind.

Um für diese Anlagen den Status weiterhin aufrecht zu erhalten, sind geeignete Übergangsregelungen zu schaffen.

Wir schlagen daher folgende Ergänzung vor:

„§ 63. (1) [...]

(2) Anlagen die bereits auf Basis der jeweiligen Landesausführungsgesetze basierend auf dem EIWOG 2010 mit Bescheid als hocheffiziente Anlage genannt wurden und die ihre Nachweise der Menge an erzeugter Energie aus hocheffizienter KWK bereits auf Basis der harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte gemäß der Delegierten Verordnung (EU) 2015/2402 nachweisen, gelten weiterhin als hocheffiziente KWK gemäß diesem Bundesgesetz.“

Sofern die Ergänzung nicht in dieser Form umgesetzt wird, sind jedenfalls Übergangsfristen für eine erneute Bescheiderlassung zu schaffen bzw. ist zu gewährleisten, dass die bestehenden KWK-Bescheide bis zum Neuerlass weiterhin ihre Gültigkeit haben.

Zu § 65 (Eigenversorgung und die Erzeugung von Strom aus fossilen Quellen außerhalb des öffentlichen Netzes)

Gemäß Abs. 4 hat der Netzbetreiber fehlende oder mangelhafte Eintragungen hinsichtlich der Registrierung in der Herkunftsnachweisdatenbank an die Regulierungsbehörde zu melden. Es kann nicht Aufgabe des Netzbetreibers sein, ein Zuwiderhandeln der Anlagenbetreiber zu eruieren und an die Regulierungsbehörde zu melden. Dieser Passus muss gestrichen werden:

~~„(4) Die Netzbetreiber haben Anlagenbetreiber beim Netzanschluss über deren Registrierungspflicht in der Herkunftsnachweisdatenbank zu informieren. **Fehlende oder mangelhafte Eintragungen sind vom Netzbetreiber an die Regulierungsbehörde zu melden.**“~~

Zu § 70 (Besondere Bestimmungen zur Stromkennzeichnung)

In § 70 soll die Möglichkeit geschaffen werden, Netzverlustenergie auch aus Erneuerbaren zu decken.

„§ 70 (9) [NEU] **Für die Beschaffung von Verlustenergie durch die Netzbetreiber hat die Regulierungsbehörde in Einklang mit § 102 Abs. 1 Z 23 und § 70 Abs. 8 vereinfachte Bestimmungen durch Verordnung zu erlassen.**“

Zu § 71 (Energiespeicheranlagen)

Die Bestimmung von Energiespeichern je nach Energieflussrichtung als Entnehmer oder Einspeiser halten wir wie oben angesprochen auf Grund deren systemdienlicher Marktrolle für nicht gerechtfertigt. Zudem kommt es dabei zu einer Doppelbelastung bei den Systemnutzungsentgelten. Wir fordern – wie bereits zu § 6 Abs. 1 Z 31 ausgeführt – die Einführung eigener Ausprägungen dieser Marktrolle, die dementsprechend u.a. bei den Systemnutzungsentgelten separat zu behandeln ist.

Es ist klarzustellen, dass Netzbetreiber als Eigentümer bzw. Betreiber einer Energiespeicheranlage im Sinne der Gesetzessystematik nicht als Entnehmer oder Einspeiser zu behandeln sind, sondern weiterhin dem Regime der Netzbetreiber zuzuordnen sind.

*„§ 71 Energiespeicheranlagen sind je nach Energieflussrichtung als Entnehmer oder Einspeiser zu behandeln und unterliegen den damit zusammenhängenden Rechten und Pflichten nach diesem Bundesgesetz. **Dies gilt nicht für den Fall, dass Netzbetreiber Eigentümer bzw. Betreiber von Energiespeicheranlagen sind.**“*

Zu § 72 (Voraussetzungen für den Betrieb von Energiespeicheranlagen durch Netzbetreiber)

Die Voraussetzungen in Abs. 2 sind impraktikabel und praxisfremd und ein VNB wird unter diesen Bedingungen keinen Energiespeicher aufstellen und betreiben (können). Zudem ist Klarheit im Zusammenhang mit der erforderlichen Kostenanerkennung bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte zu schaffen. Der vorliegende Gesetzestext ist daher jedenfalls zu ergänzen:

*(6) Die mit dem Betrieb von Energiespeicheranlagen verbundenen, angemessenen Kosten **(Betriebs- und Kapitalkosten, einschließlich aller Kosten und Erlöse iZm der Einrichtung und dem Betrieb der Bilanzgruppe)** sind bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gemäß den Bestimmungen des 10. Teils anzuerkennen. Allfällige Erlöse der Netzbetreiber aus dem Betrieb solcher Anlagen sind bei der Entgeltbestimmung zugrunde zu legen.*

Die Prüfung möglicher Alternativmaßnahmen ist eine Übererfüllung des Art 54 Strombinnenmarkt-Richtlinie, weil ohnehin nur „angemessene Kosten“ (vgl. § 71 Abs. 4 EIWOG) anerkannt werden. Eine unterlassene Evaluierung von möglichen Alternativmaßnahmen zum Betrieb/zur Errichtung von Energiespeicheranlagen würde regelmäßig dazu führen, dass die Angemessenheit und damit die Anerkennung der mit dem Betrieb/der Errichtung der Energiespeicheranlage verbundenen Kosten mit einem Fragezeichen versehen wäre, was dem Sorgfaltsmaßstab ordentlicher Unternehmensführung widersprechen würde. Die in § 72 Abs. 3 EIWG enthaltene Übererfüllung ist damit uE entbehrlich, weil es über § 72 Abs. 5 EIWG hinausgehend keinen Mehrwert bietet.

Die Pflicht zur Erlassung von Leitlinien durch die Regulierungsbehörde kann für zeitkritische Energiespeicherprojekte zu Verzögerungen führen, wenn die Leitlinien nicht unmittelbar nach Inkrafttreten des Gesetzes erlassen und veröffentlicht werden.

Im Falle, dass einem Dritten der Zuschlag für die Energiespeicheranlage erteilt wird und der Netzbetreiber die darauf gerichteten Tätigkeiten einzustellen hat, soll Rechtssicherheit betreffend einen angemessenen Ausgleich für den Restbuchwert der Investition bestehen.

„§ 72 (3) Vor der Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens gemäß Abs. 2 Z 2 hat der Netzbetreiber zu definieren, für welche technischen Zwecke die Energiespeicheranlage verwendet werden soll und den Einsatz von anderen für den definierten Einsatzzweck geeigneten Maßnahmen, einschließlich der marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsleistungen gemäß § 120, zu prüfen, die günstiger oder schneller verfügbar sind als die Errichtung und der Betrieb von Energiespeicheranlagen (Alternativenprüfung). Sofern günstigere Alternativen vorhanden sind, ist die Errichtung, der Betrieb und die Verwaltung von Energiespeicheranlagen durch den Netzbetreiber jedenfalls unzulässig. Der

Netzbetreiber hat die Prüfung von Alternativen der Regulierungsbehörde im Rahmen der Genehmigung der Ausschreibungsbedingungen nachzuweisen.

(4-3) Die Regulierungsbehörde **hatkann** für die Durchführung von Ausschreibungsverfahren gemäß Abs. 2 Z 2 Leitlinien **zu** erlassen und auf ihrer Website **zu** veröffentlichen.

(5-4) Die Regulierungsbehörde führt in den Fällen des Abs. 1 Z 2 fünf Jahre nach der Inbetriebnahme der Energiespeicheranlage und danach in regelmäßigen Abständen von höchstens fünf Jahren eine öffentliche Konsultation zu den vorhandenen Energiespeicheranlagen durch, um zu prüfen, ob ein Potential für und Interesse an Investitionen in solche Anlagen besteht und Dritte in der Lage sind, Eigentümer dieser Energiespeicheranlagen zu sein, diese zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben. Stellt die Regulierungsbehörde dies fest, so fordert sie den Netzbetreiber per Bescheid auf, die Energiespeicheranlage in einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren auszuschreiben und nach Erteilung des Zuschlags an einen Dritten die darauf gerichteten Tätigkeiten spätestens binnen 18 Monaten einzustellen, sofern die Versorgungssicherheit dadurch nicht gefährdet wird. Die Regulierungsbehörde **kanngestattet** dem Netzbetreiber **gestatten**, einen angemessenen Ausgleich für den Restbuchwert der Investitionen zu erhalten. Mit der Übertragung des Eigentums erlischt die Genehmigung gemäß Abs. 1 Z 2. Die Übertragung ist der Regulierungsbehörde vom Netzbetreiber anzuzeigen.“

Unter den kleinen und mittelgroßen Unternehmen treten die meisten gem. § 146 EIWG als nicht rechtlich entflochtene Unternehmen in den Rollen des Netzbetreibers, des Energielieferanten und des Stromerzeugers auf. Bei vielen EVU werden schon seit langem Energiespeichersysteme eingesetzt. Nach der vorliegenden Gesetzesvorlage fallen aber all diese integrierten EVU unter das strenge Regime des Betriebes von Energiespeicher durch Netzbetreiber gemäß § 72 EIWG. Um diese EVU den rechtlich entflochtenen Erzeugern/Lieferanten gleichzustellen und nicht zu diskriminieren, ist es erforderlich, auch diese Unternehmen von den strikten Beschränkungen auszunehmen, da insbesondere auch der Betrieb von bereits bestehenden Anlagen betroffen ist. Auch ist es für das Gelingen der Energiewende essenziell, dass in erheblichem Umfang Speicher ausgebaut werden, dies muss kundennahe und damit dezentral auch bei Unternehmen, die der De-Minimis-Regel unterliegen, erfolgen. In § 72 EIWG ist daher ein neuer Abs. 9 - gleichlautend wie § 100 Abs. 6 EIWG – wie folgt aufzunehmen:

§ 72 Abs. 9 (neu): „**Die Betätigungsmöglichkeiten von integrierten Elektrizitätsunternehmen, auf die § 146 Abs. 1 nicht anwendbar ist, bleiben von dieser Bestimmung unberührt.**“

Zu § 73 (Verpflichtungen des Netzbetreibers beim Betrieb einer Energiespeicheranlage)

Abs. 1 gehört wie folgt geändert:

„(1) Beim Einsatz vollständig integrierter Netzkomponenten zur Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes gemäß § 6 Abs. 1 Z 146 hat der Netzbetreiber die Wiederherstellung der Einsatzfähigkeit der vollständig integrierten Netzkomponenten **sofort so schnell wie technisch möglich und aus Sicht der Netzkunden wirtschaftlich sinnvoll, vorzunehmen**, sobald die einsatzursächliche

netztechnische Restriktion nicht mehr gegeben ist. Der Netzbetreiber hat über den Einsatz sowie die ein- und ausgespeisten Strommengen Aufzeichnungen zu führen und diese nach Aufforderung der Regulierungsbehörde darzulegen.“

Zu § 75 (Allgemeine Netzbedingungen)

Ergänzung von Abs. 2 Z 4 ist dringend erforderlich:

„4. Frist, Art und Weise für die Ankündigung von geplanten Versorgungsunterbrechungen oder etwaiger erforderlicher Einspeisebeschränkungen;“

Zu § 76 (Festlegung der Allgemeinen Netzbedingungen für das Verteilernetz)

In Abs. 1 ist bestimmt, dass die Regulierungsbehörde festzulegen hat *„in welchen Bereichen die Verteilernetzbetreiber ergänzende Bestimmungen erstellen und bei der Regulierungsbehörde zur Genehmigung einreichen können.“*

Derzeit umfangreich in den AVB geregelten Themen wie Grundinanspruchnahme, Recht zur Weiterleitung, Kriterien für die Zuordnung zu einer Netzebene (siehe Anmerkungen zu § 80), Netzurückwirkungen, Störungen in der Abwicklung, Betrieb und Instandhaltung, Messung udgl. werden inhaltlich in den künftigen AVB weiter benötigt (einzelvertragliche Regelung ist nicht effizient möglich).

Gemäß Abs. 2 hat die Regulierungsbehörde über Antrag des Netzbetreibers auf Ergänzung mit Bescheid zu entscheiden. Es wäre wichtig, dass der Netzbetreiber idZ das Recht erhält, über Antrag auch eine Adaption der festgesetzten Allgemeinen Netzbedingungen veranlassen zu können. Fraglich ist weiters, ob im Rahmen einer Konsultation überhaupt individuelle Abweichungen zugelassen werden können. Daher nachfolgender Formulierungsvorschlag:

(2) Über Antrag eines Verteilernetzbetreibers auf *Abänderung und Ergänzung der Allgemeinen Netzbedingungen gemäß Abs. 1 hat die Regulierungsbehörde mit Bescheid zu entscheiden.*

Persönliche Schreiben an Millionen Kunden verursachen enorme Kosten und sind somit aus ökologischen sowie kostentechnischen Gründen nicht tragbar und müssen angepasst werden. Abs. 4 ist aus ökologischen sowie kostentechnischen Gründen nicht tragbar und sollte angepasst werden. Die verordneten Allgemeinen Netzbedingungen sollten ex lege gegenüber den Netzbenutzern gelten bzw. sollte es zumindest ausreichen, wenn der Netzbetreiber die Netzbenutzer in geeigneter Weise darüber informiert. Die Informationspflicht sollte daher zumindest auf allfällige nicht in der Verordnung enthaltene ergänzende Bestimmungen beschränkt werden. Zudem ist eine Frist von 4 Wochen für die Verständigung der Netzbenutzer hinsichtlich der neuen Netzbedingungen zu knapp bemessen und sollte mindestens verdoppelt werden. Zudem sind auch allfällige Änderungen und Ergänzungen gemäß Abs. 2 in dieser Bestimmung zu berücksichtigen.

Daher nachfolgender Formulierungsvorschlag:

„(4) Der Verteilernetzbetreiber hat binnen ~~acht~~ vier Wochen nach Erlassung oder Änderung der Verordnung gemäß Abs. 1 bzw. im Falle von beantragten Änderungen und Ergänzungen gemäß Abs. 2 acht Wochen nach Rechtskraft des Bescheides der

Regulierungsbehörde die Netzbenutzer **in geeigneter Weise einem persönlich an sie gerichteten Schreiben** davon zu verständigen und ihnen die Allgemeinen Netzbedingungen auf ihren Wunsch zuzusenden. In **dieser Information Schreiben** oder auf der Rechnung sind die Änderungen der Allgemeinen Netzbedingungen wiederzugeben. Die Änderungen gelten ab dem nach Ablauf von drei Monaten ab der Mitteilung folgenden Monatsersten als vereinbart. Dies gilt sinngemäß auch für die von der Regulierungsbehörde genehmigten ergänzenden Bestimmungen.“

Weiters ist eine Regelung für die Gültigkeit der derzeit gültigen ABVN nach Inkrafttreten des EIWG erforderlich: Abgesehen von der obigen Kommentierung sollte die Gesetzesstelle jedenfalls dahingehend ergänzt werden, wie bzw. in welcher Form die derzeit gültigen Allgemeinen Netzbedingungen der Verteilernetzbetreiber nach Inkrafttreten des EIWG bzw. bis zum Erlassen einer Verordnung durch die Regulierungsbehörde gemäß Abs. 1 gelten sollen. Diesbezüglich sehen die §§ 170, 171 keine Übergangsbestimmungen vor. Die Allgemeinen Netzbedingungen der Verteilernetzbetreiber verlieren jedoch mit Außerkrafttreten des EIWOG ihre gesetzliche Grundlage und damit Gültigkeit.

Zu § 78 (Allgemeine Anschlusspflicht der Verteilernetzbetreiber)

Wir sehen die in § 78 Abs. 2 abgebildete Pflicht der Verteilernetzbetreiber, das Netz „unverzüglich“ zu optimieren, verstärken und auszubauen, sehr kritisch. Die Formulierung „unverzüglich“ suggeriert „sofort“, ist unspezifisch und bei den allgemein bekannten Rahmenbedingungen realitätsfern.

Ein Netzausbau erfordert insbesondere in den Netzebenen 3 und 4 Vorlaufzeiten von mehreren Jahren. Allein die Lieferzeit eines 110-KV-Transformators beträgt ab Bestellung derzeit mehr als drei Jahre. Dazu kommen die Planungsphasen, Vergabeverfahren und die Einholung behördlicher Bewilligungen. Unklare gesetzliche Bestimmungen führen erfahrungsgemäß zu zeitintensiven Diskussionen zwischen Netzbenutzern und Netzbetreibern, weil Netzbenutzer unklare Regelungen idR weitestmöglich zum eigenen Nutzen ausgelegt sehen möchten.

Zudem ist auch der Begriff „Optimierung“ zu offen bzw. rechtsunsicher und führt zu Auslegungsschwierigkeiten.

Wir schlagen daher folgende Anpassungen von § 78 Abs. 2 und 3 vor:

„(2) Die Allgemeine Anschlusspflicht besteht auch dann, wenn eine Einspeisung oder Entnahme von Strom erst durch die **Optimierung**, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird. In diesem Fall haben Netzbetreiber ihr Netz **unverzüglich innerhalb einer angemessenen Frist** entsprechend dem Stand der Technik zu **optimieren**, verstärken und auszubauen, wobei insbesondere das Ziel gemäß § 5 Z 1 zu berücksichtigen ist. Dies gilt auch für Betreiber vorgelagerter Netze, an die die Anlage nicht unmittelbar angeschlossen ist, wenn dies erforderlich ist, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung der erzeugten Energie sicherzustellen.

(3) Ausnahmen von der Allgemeinen Anschlusspflicht sind **ausschließlich** wegen begründeter Sicherheitsbedenken oder technischer Inkompatibilität der Systemkomponenten

möglich und gegenüber dem Anschlusswerber transparent und nachvollziehbar zu begründen.“

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

Die Angaben in § 79 Abs. 2 sollten unbedingt um **Z 8**: „Technisches Datenblatt des Wechselrichters“ ergänzt werden.

Abs. 6 sieht wie bisher eine Begünstigung von PV-Anlagen bis 20kW vor, Abs. 7 bezieht sich auf Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger der NE 5 bis NE 7 ohne Leistungsgrenze, weshalb die Anwendung der zwei Bestimmungen unklar ist, insbesondere da die offensichtlich allgemeine Regelung hinsichtlich aller erneuerbarer Anlagen in Abs. 7 nach der Regelung der PV-Anlagen angeordnet ist.

Es muss dringend klargestellt werden, dass Abs. 6 eine *lex specialis* zu Abs. 7 darstellt (z.B. durch Neuordnung der Absätze). Diese Klarstellung ist aus netzbetrieblicher Sicht essenziell, da Netze in Bezugs- und Lieferrichtung unterschiedlich ausgelegt sind (unsymmetrische Spannungsbandaufteilung).

Zudem sollte bei PV-Anlagen das vereinbarte und bezahlte Ausmaß der Netznutzung als Basis gelten.

*„(6) Photovoltaikanlagen mit einer netzwirksamen Leistung bis 20 kW, die über einen bestehenden Anschluss eines Netzbenutzers an das Netz angeschlossen werden, sind zu 100 % des vereinbarten **und bezahlten** Ausmaßes der Netznutzung für die Entnahme, maximal jedoch 20 kW, an das Verteilernetz anzuschließen, ohne dass dafür ein zusätzliches Netzanschlussentgelt anfällt. Diese Anlagen haben – unbeschadet der geltenden Marktregeln – ein Recht auf Einspeisung der eigenerzeugten Energie in das Netz im Ausmaß von bis zu 100 % des vereinbarten **und bezahlten** Ausmaßes der Netznutzung für die Entnahme, maximal jedoch 20 kW.*

*(7) Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger **mit einer netzwirksamen Leistung bis 20 kW**, 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, sind zu 100 % des vereinbarten und bezahlten Ausmaßes der Netznutzung für die Entnahme an das Verteilernetz anzuschließen, ohne dass dafür ein zusätzliches Netzanschlussentgelt anfällt.“*

Ergänzend zu erwähnen ist, dass § 79 nicht in Widerspruch zu § 111 stehen darf.

Zu § 80 (Netzanschlusspunkt und Netzebenenanzuordnung)

In Abs. 1 werden für die einzelnen Netzebenen Größenklassen definiert. Grundsätzlich erachten wir die Festlegung von Größenklassen als Richtwerte für sinnvoll.

Allerdings benötigt der Netzbetreiber mehr Spielraum.

Dies gilt insbesondere für die Netzebenen 3 und 4. Anschlüsse auf den Netzebenen 3 und 4 liegen immer große Einzelprojekte zu Grunde, die sowohl für den Anschlusswerber als auch für den Netzbetreiber individuelle Anschlusslösungen erfordern. Ein beschränkender

Rahmen ist dabei bei der Findung der technisch wirtschaftlich besten Lösung hinderlich.

Hinsichtlich der Netzebenen 3 und 4 soll die bisherige Regelung in § 55 Abs. 7 EIWOG 2010 analog beibehalten werden. Es ist daher nachstehende Anpassung in § 80 Abs. 1 erforderlich:

„Beim Anschluss von Stromerzeugungsanlagen, einschließlich Kraftwerkparks, Energiespeicheranlagen und Verbrauchsanlagen hat der Netzbetreiber den Netzanschlusspunkt auf Basis der netzwirksamen Leistung nach folgenden Größenklassen festzulegen:

- 1. netzwirksame Leistung von bis zu 100 kW: Netzebene 7;*
- 2. netzwirksame Leistung von mehr als 100 kW bis zu 400 kW: Netzebene 6;*
- 3. netzwirksame Leistung von mehr als 400 kW bis zu 5000 kW: Netzebene 5;*
- 4. netzwirksame Leistung von mehr als 5000 kW bis zu ~~100~~ 200 MW: Netzebene 4 oder 3.*
- ~~5. netzwirksame Leistung von mehr als 100 MW und von weniger als 200 MW: Netzebene 3.“~~*

Zu den obigen Ausführungen ist insbesondere für die Netzebene 4 (Z 4) darauf hinzuweisen, dass die Obergrenze in Höhe von 100 MW zu hoch angesetzt wurde, da Standardverteilumspannwerke eine n-1-sichere Versorgungsleistung von ca. 30 MW aufweisen.

Zu Abs. 2 ist weiters anzumerken, dass der Begriff „*nächstgelegene*“ in diesem Zusammenhang unterschiedlich interpretiert werden kann (z.B. Direkte Entfernung zw. A und B oder Länge des tatsächlichen/fiktiven Leitungsweges, etc.).

Gemäß Abs. 3 ist eine von den Größenklassen abweichende Festlegung der Netzebene zulässig, wenn dies aus technischen Gründen zwingend erforderlich ist. Diese sehr einschränkende Formulierung ist aus unserer Sicht weder sinnvoll noch sachgerecht. Eine abweichende Festlegung der Netzebene sollte aus unserer Sicht auch dann möglich sein, wenn dies zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlusswerber einvernehmlich vereinbart wird. Durch eine solche Regelung können allenfalls Kosteneinsparungen für alle Beteiligten realisiert werden.

Der Begriff "zwingend" sollte gestrichen werden. Sinnvolle Festlegungen müssen nicht zwangsläufig auch zwingend sein.

Es wird daher vorgeschlagen, § 80 Abs. 3 EIWG wie folgt anzupassen:

*„Eine von Abs. 1 oder 2 abweichende Festlegung ist zulässig, wenn dies aus technischen Gründen **zwingend** erforderlich **ist oder dies zwischen dem Anschlusswerber und dem Netzbetreiber einvernehmlich vereinbart wird**. Gegenüber dem Anschlusswerber ist eine solche Abweichung transparent und nachvollziehbar darzulegen.“*

Nach dieser Regelung in Abs. 4 kann der Kunde einen alternativen Netzanschlusspunkt verlangen, wenn er die Mehrkosten übernimmt. Bezüglich Abs. 2 stellt sich die Frage, ob mit den Mehrkosten aus Abs. 4 die Differenz zwischen pauschalem Netzanschlussentgelt und den tatsächlichen Anschlusskosten gemeint ist.

In den Erläuterungen zu Abs. 3 zur weiteren Klarstellung noch folgende Ergänzung notwendig:

“ [...] dargelegt werden. **Wenn auf einer niedrigeren Spannungsebene ausreichend freie Kapazität verfügbar ist, kann der Anschluss im Einvernehmen mit dem Anschlusswerber auch dort erfolgen.**”

Nach dieser Regelung in Abs. 4 kann der Kunde einen alternativen Netzanschlusspunkt verlangen, wenn er die Mehrkosten übernimmt. Bezüglich Abs. 2 stellt sich die Frage, ob mit den Mehrkosten aus Abs. 4 die Differenz zwischen pauschalem Netzanschlussentgelt und den tatsächlichen Anschlusskosten gemeint ist.

„(4) Anschlusswerber können **im Rahmen der Vorgaben der Verordnung gemäß § 76 (1) einen vom Netzbetreiber festgelegten Netzanschlusspunkt abweichenden Netzanschlusspunkt begehren (alternativer Netzanschlusspunkt), wenn sie die dadurch entstehenden Mehrkosten tragen. Netzbetreiber können im Rahmen der Vorgaben der Verordnung gemäß § 76 (1) einen abweichenden Netzanschlusspunkt festlegen.**“

Zu § 81 (Anzeige neuer Betriebsmittel)

Zu Abs. 3

In Abs. 3 sollte berücksichtigt werden, dass auch der BGV die Informationen bekommt, da er aktuell für die Prognoseabweichungen Verantwortung trägt. Ein etwaiger Zielkonflikt mit der Gleichbehandlung ist aufzulösen.

Zu § 82 (Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten)

Die Netzbetreiber in Österreich haben in den vergangenen Jahren in konstruktiver Zusammenarbeit eine transparente und leicht zugängliche Darstellung der verfügbaren und gebuchten Netzkapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4) geschaffen.

Die vorgesehene Ausweitung dieser Verpflichtung auch auf Transformatorstation (Netzebene 6) wäre mit einem hohen technischen und organisatorischen Aufwand verbunden, der in keiner Relation zum beabsichtigten Nutzen steht. Die Bereitstellung und Aktualisierung der Daten auf Netzebene 6 bringt für die Netzkunden faktisch keinen Mehrwert, verursacht aber bei den Netzbetreibern einen exorbitanten Zusatzaufwand.

In den Abstimmungsgesprächen zwischen Oesterreichs Energie und der Regulierungsbehörde E-Control wurde bei der Umsetzung des bisherigen § 20 EIWOG bereits mehrfach auf diesen Umstand hingewiesen. Zudem ist eine monatliche Aktualisierung weder sachdienlich noch in diesem Umfang (Trafostationen) machbar und liefert darüber hinaus keine verlässlicheren Daten wie die bisherige, quartalsweise Aktualisierung auf Netzebene 4.

Es wird daher vorgeschlagen, die in § 20 Abs. 1 EIWOG enthaltene Formulierung beizubehalten und § 82 Abs. 1 EIWG dementsprechend anzupassen.

§ 82. „(1) Die Netzbetreiber haben verfügbare und gebuchte Netzanschlusskapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4) ~~und so rasch als möglich, längstens binnen drei Jahren ab Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes, je Transformatorstation (Netzebene 6) auf der~~

*gemeinsamen Internetplattform gemäß § 97 zu veröffentlichen und ~~monatlich~~ **quartalsweise** zu aktualisieren.“*

Die österreichischen Netzbetreiber unterliegen als Betreiber wesentlicher Dienste den strengen Vorgaben des NISG zum Schutz der kritischen Infrastruktur. Eine Veröffentlichung von Kapazitäten je Umspannwerk und Transformatorstationen widerspricht dieser Intention.

Freie Kapazitäten in Transformatorstationen haben einerseits nur eine beschränkte Aussagekraft, da die wesentlichen Einschränkungen zumeist erst im nachgelagerten Mittel- bzw. Niederspannungsnetz bestehen. Andererseits wird die Möglichkeit zum Netzanschluss neben der Transformatorgröße im Umspannwerk bzw. der Transformatorstation von der Übertragungskapazität in den angeschlossenen Mittel- und Niederspannungsabzweigen wesentlich beeinflusst. Jede Anlage muss daher einzeln hinsichtlich ihrer Netzzrückwirkungen am Netzanschlusspunkt beurteilt werden. Es geht hierbei um Fragen der Spannungshaltung, der Anlaufströme, der Blindleistungskompensation, der Kurzzeit- und der Dauerbelastungen, der Netzfreeschaltung etc. Alle diese Informationen sind je nach Größe des Projektes vom Anschlusswerber dem Netzbetreiber bekanntzugeben. Ergänzend angemerkt wird, dass die Summe aller „erworbenen“ Leistungsbezugsrechte (Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors der Verbräuche) viel höher ist als die Summe der installierten Trafoleistungen.

Auch muss der Netzbetreiber freie Kapazitäten für sich selbst vorhalten, um im Störfall in benachbarten Netzen Netzumschaltungen vornehmen zu können. Ebenso werden zur Wahrung der Systemsicherheit n-1 (Auslastung der Trafos soll im Normalbetrieb bei 60 % liegen) Kapazitäten benötigt, um die Versorgungssicherheit aufrechterhalten und diese im Störfall zuschalten zu können.

Diese Verpflichtung stellt einen erheblichen Aufwand für die Netzbetreiber dar. Eine Umsetzung mit Transformatorstationen (Netzebene 6) ist derzeit längerfristig technisch nicht umsetzbar. Der netztechnische Zustand von Transformatorstationen steht den Netzbetreibern derzeit zeitnah nicht zur Verfügung.

Zweckmäßiger erscheint vielmehr die bisherige Praxis, Netzbeurteilungen auf Basis konkreter Anfragen durchzuführen. In diesem Fall wird eine Netzverträglichkeit bis zum Netzanschlusspunkt des Kunden durchgeführt, was für den Anschluss neuer Anlagen eigentlich entscheidend ist.

Die Verpflichtung zur Veröffentlichung der verfügbaren und gebuchten Netzanschlusskapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4) wurde erst 2021 mit dem EAG-Paket eingeführt. Schon die derzeitige Regelung in § 20 EIWOG hat nur eine beschränkte Aussagekraft und bringt keinen Mehrwert für (potenzielle) Netzbewerber. Die Reservierung über das Reugeld (Abs. 2) ist nicht zweckdienlich bzw. kompliziert in der Abwicklung, bringt zudem keinen Mehrwert und sollte daher restlos gestrichen werden. Sinnvoller – und in der Praxis völlig ausreichend – wären Reservierungen gemäß Anschlussbestätigung für ein Jahr mit Verlängerungsmöglichkeit (wie auch in der END-VO vorgesehen).

„(2) Die begehrte Netzanschlusskapazität kann innerhalb eines Monats ab Beantwortung des Netzanschlussbegehrens durch den Netzbetreiber durch Leistung einer Anzahlung (Reugeld) auf das (voraussichtliche) Netzanschlusssentgelt reserviert werden. Für Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger mit einer netzwirksamen Leistung bis 20 kW ist der Zeitpunkt der Antragstellung ausschlaggebend. Weitere Festlegungen zur Anzahlung können in den Allgemeinen Netzbedingungen gemäß § 75 erfolgen. Die Reservierung erlischt und die Anzahlung verfällt, wenn die begehrte Netzanschlusskapazität nicht innerhalb von zwölf Monaten ab **Reservierung Bereitstellung der Netzanschlusskapazität durch den Netzbetreiber** in Anspruch genommen wird, es sei denn, der Netzanschlusswerber kann glaubhaft machen, dass die Ursache für die Nichtinanspruchnahme außerhalb seines Einflussbereichs liegt und das Vorhaben innerhalb angemessener Frist abgeschlossen werden kann. Anzahlungen, die auf Grund dieser Bestimmung verfallen, fließen dem im Rahmen der EAG-Förderabwicklungsstelle eingerichteten Fördermittelkonto gemäß § 77 EAG zu.“

Zu Abs. 4

Hinsichtlich Abs. 4 ist festzuhalten, dass der Netzbetreiber keinen Einblick über allfällige Genehmigungsverfahren der Netzkunden hat und die Angaben des Netzkunden nur bedingt überprüfen kann. Insofern kann der VNB den gesetzlich geforderten frühestmöglichen Zeitpunkt des Vorliegens aller erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen der jeweils zuständigen Behörden nicht feststellen und daher ist diese Regelung für den VNB nicht umsetzbar. Als entscheidendes Kriterium muss generell der Zeitpunkt der Antragstellung gelten.

Eine vollständige Antragstellung setzt nicht das Vorliegen aller erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen der Behörden voraus. Hinsichtlich des Nachweises der Flächenwidmung kann die Bestätigung der Standortgemeinde zur Vornahme der erforderlichen Flächenwidmung als ausreichend angesehen werden.

Diese Bestimmung muss daher wie folgt adaptiert werden:

„(4) Als Reihungskriterium für Netzanschlussbegehren von Stromerzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen gilt ~~der frühestmögliche Zeitpunkt des Vorliegens aller erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen der jeweils zuständigen Behörden. Im Fall von Anlagen, für deren Errichtung keine behördliche Genehmigung erforderlich ist, gilt bei Anlagen bis 20 kW netzwirksamer Leistung~~ der Zeitpunkt der **vollständigen** Antragstellung an den Netzbetreiber, **bei Anlagen mit einer netzwirksamen Leistung über 20 kW der Zeitpunkt der vollständigen Antragstellung an den Netzbetreiber sowie – falls dies vom jeweiligen Netzbetreiber verlangt wird – unter der Voraussetzung der Leistung der Anzahlung als Reihungszeitpunkt. Zudem kann bei Anlagen mit einer netzwirksamen Leistung von mehr als 20 kW vom Netzbetreiber ein Nachweis der erforderlichen Flächenwidmung sowie für den Fall, dass die Antragstellerin oder der Antragsteller sie oder er nicht selbst Eigentümer des Grundstücks ist, einen Nachweis über die Zustimmung der Eigentümerin oder des Eigentümers des Grundstücks, auf dem die Stromerzeugungsanlage errichtet wird, verlangt werden.**“

Zu § 83 (Geregeltes Netzzugangssystem)

Die in Abs. 4 angegebenen Fristen hinsichtlich NE 7 bis NE 3 sind derzeit nicht umsetzbar. Die Frist sollte gänzlich gestrichen werden.

„(4) Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet, im Vertrag über den Netzzugang bzw. Netzzugang einen Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage des Netzzugangsberechtigten zu bestimmen, der den tatsächlichen und vorhersehbaren zeitlichen Erfordernissen für die Errichtung oder Ertüchtigung der Anschlussanlage oder für notwendige Verstärkungen oder Ausbauten des vorgelagerten Verteilernetzes entspricht. ~~Dieser Zeitpunkt darf spätestens ein Jahr nach Abschluss des Vertrags über den Netzzugang für die Netzebenen 7 bis 5 und spätestens zwei Jahre nach Abschluss des Vertrags über den Netzzugang für die Netzebenen 4 und 3 liegen. Sofern für die beabsichtigten Maßnahmen behördliche Genehmigungen oder Verfahren benötigt werden, ist die Verfahrensdauer nicht in diese Frist einzurechnen.~~“

Schon die bisher bestehenden Fristen in § 46 EIWOG sind weitgehend nicht realisierbar.

Die diesbezüglich – noch dazu mit Strafdrohung – angeführten Zeitvorgaben sind nicht praxiskonform und wecken bei Netzkunden eine Erwartungshaltung, welche seitens der Netzbetreiber derzeit nicht erfüllt werden kann.

Z.B. ist der Bau von Anlagen der NE 4 und 3 auch ohne hinzurechnen der behördlichen Verfahrensdauer nur schwer in der vorgegebenen Zeit umzusetzen. Alleine die Lieferzeit der elektrotechnischen Hauptkomponenten liegt teilweise bereits in dieser Größenordnung. Die Errichtung von besonders großen und komplexen Anlagen, wie sie in NE 3 und 4 benötigt werden, ist kaum in der vorgegebenen Zeit umzusetzen.

Auch bei Errichtung einer Transformatorstation ist die Jahresfrist sehr knapp bemessen, da speziell die Standortsuche und die Einigung mit dem betroffenen Grundstückseigentümer einen erheblichen Zeitbedarf erfordert. Generell ist zunehmend die zeitnahe Beschaffung von entsprechenden Betriebsmitteln (Transformatoren, Kabel, Masten etc.) schwierig, wodurch sich entsprechende Verzögerungen bei der Erstellung des Netzzuganges ergeben (aufgrund des Ausbaues – speziell von erneuerbaren Anlagen – in ganz Europa sind die entsprechenden Hersteller und Lieferanten von Anlagenkomponenten und Betriebsmitteln ausgelastet). In diesem Zusammenhang sind zusätzlich zu den Lieferzeiten auch entsprechende erhöhte Kosten bei der Beschaffung zu beachten.

Unabhängig davon sind die Netzbetreiber aus Eigeninteresse bestrebt die Projekte so schnell als möglich zu realisieren.

Die Frist von drei Jahren für die NE 3 bis 4 sollte gänzlich gestrichen oder muss zumindest beibehalten werden. Für die NE 5 sind jedenfalls zwei Jahre vorzusehen.

So wie die Dauer betreffend behördlicher Genehmigungsverfahren odgl. in diese Fristen nicht einzuberechnen ist, hat dies gleichermaßen für die Lieferzeit hinsichtlich der für den

Ausbau erforderlichen Betriebsmittel und Komponenten zu gelten. Gleiches gilt für die Lieferzeit hinsichtlich der für den Ausbau erforderlichen Betriebsmittel und Komponenten.

Zu § 84 (Verweigerung des Netzzugangs)

Die angeführten Fristen in Abs. 5 sind zu kurz angesetzt. Innerhalb von zwei Wochen kann kein Netzausbaukonzept erstellt werden.

Die Frist ist auf mindestens vier Wochen zu verlängern.

Zu § 85 (Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs)

Im Titel von § 85 sollte klargestellt werden, dass sich die Bestimmung an das Verteilernetz richtet: „§ 85 – Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs **an das Verteilernetz**“

Grundsätzlich wird die Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs begrüßt, die vorliegende Regelung ist aber nicht ausreichend.

Die Beschränkung der maximalen netzwirksamen Leistung muss dauerhaft möglich sein. Der Gesetzgeber scheint von der Annahme auszugehen, dass der Netzausbau mit einer Kapazität für eine unbeschränkte Einspeisung das Ziel sein muss. Dabei wird die Dauer, mit der die maximale Leistung erzeugerseitig zur Verfügung steht, nicht berücksichtigt und damit ein volkswirtschaftliches Optimum verfehlt.

Durch eine dauerhafte Spitzenkappung können bei gleicher Netzkapazität eine größere Anzahl an dezentrale Erzeugungsanlagen angeschlossen, höhere Volllaststunden und damit eine bessere Ausnutzung des Netzes erzielt werden. An das bestehende Netz können nur so lange Netzbenutzer angeschlossen werden, bis eine Grenzwertverletzung auftritt (Spannung oder Strom). Danach ist, bis zur Umsetzung eines Netzausbaus, kein weiterer Anschluss von Anlagen mehr möglich.

Aus den genannten Gründen sind die in Abs. 2 angeführten Fristen zu knapp bemessen, erfüllen keinen Zweck und sollten gestrichen werden. Sollte ein zwingender Bedarf an der Festsetzung von Fristen bestehen, kann dies mittels Verordnung der Regulierungsbehörde erfolgen.

*§ 85. „(1) Im Fall eines neuen oder geänderten Netzzugangs eines Netzbenutzers kann vertraglich vorgesehen werden, dass der Netzbetreiber **die generell oder zeitweise die maximale netzwirksame Leistung vorgibt, wenn***

1. der Netzbenutzer wegen seiner netzwirksamen Leistung und seines Gleichzeitigkeitsverhaltens oder seiner Betriebsweise maßgeblichen Einfluss auf die Systemauslegung in den übergeordneten Netzebenen hat und

2. die Gefahr der Überlastung der Netzinfrastruktur oder der Nichterfüllung der vereinbarten oder allgemein geforderten Spannungsqualität besteht und diese damit vermindert oder vermieden werden kann.

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

- ~~2. Netzebene 3 18 Monate;~~
- ~~3. Netzebene 4 und 5 12 Monate;~~
- ~~4. Netzebene 6 und 7 6 Monate.“~~

„(3) Der Netzbetreiber hat ~~im Zeitraum gemäß Abs. 2 die~~ zur Gewährleistung des Netzzugangs in vollem Umfang erforderlichen Maßnahmen zu setzen und den Netzbewerber darüber transparent und nachvollziehbar zu informieren.“

Hinsichtlich Abs. 4 ist eine Beschränkung auf jeweils 70 % zielführend, denn durch eine dauerhafte Spitzenkappung können bei gleichem Netz mehr DEA integriert, höhere Volllaststunden und damit eine bessere Ausnutzung des Netzes erzielt werden. Durch die Rückleistungsbeschränkung auf 70 % gehen zwar zwischen 0 % und 5 % der erzeugten Jahresenergiemenge der PV-Anlage verloren (abhängig vom Eigenverbrauchsverhalten sowie der Ausrichtung und Verschattung der PV-Anlage), insgesamt können in die bestehende Netzinfrastruktur aber wesentlich mehr PV-Anlagen integriert werden, wodurch wiederum die gesamt erzeugte Jahresenergiemenge um ca. 40 % steigt. Zudem sollten auch andere Beschränkungsmöglichkeiten auf Kundenwunsch möglich sein, um Einspeisung grundsätzlich zu ermöglichen.

Die Reduktion der netzirksamen Leistung sollte technologieneutral sein um eine Ungleichbehandlung von Erzeugungseinheiten zu vermeiden. Nach dem aktuellen Entwurf wäre eine Reduktion für Wasserkraft oder Kraft-Wärme-Kopplung nicht möglich.

„(4) Die gemäß Abs. 1 vorgegebene netzirksame Leistung darf für Photovoltaik- und Windkraftanlagen, einschließlich Kraftwerkspark, mit einer Maximalkapazität bis 5 MW, die auf den Netzebenen 4 bis 7 angeschlossen sind, folgende Werte nicht unterschreiten:

1. für Photovoltaikanlagen ~~80~~ **70** % der Maximalkapazität;
2. für Windkraftanlagen ~~90~~ **70** % der Maximalkapazität.“

Kunden würden zudem durch diese Maßnahme ermutigt werden, den selbst erzeugten Strom möglichst selbst zu nutzen, außerdem ist das Netzzutrittsentgelt mit dynamischer Leistungsregelung der Anlage entsprechend geringer. Bei modernen PV-Anlagen ist die dynamische Leistungsregelung eine Standardfunktion, die mit Mehrkosten von wenigen hundert Euro installiert – und damit niederschwellig realisiert – werden kann.

Generell darf festgehalten werden, dass aufgrund von vorhandenen Netzverhältnissen auch die Notwendigkeit bestehen kann, dass eine Reduktion auf 0 % netzirksame Leistung erforderlich ist. Ziel sollte sein, dass der Eigenverbrauch des Netzkunden gedeckt werden kann.

Die Abs. 5 bis 7 helfen im Zusammenhang mit der zu Abs. 2 erörterten Thematik der nicht einhaltbaren Fristen nur bedingt. Wie zu Abs. 2 ausgeführt, sind die Fristen sehr oft nicht einhaltbar. Derzeit wird die Regulierungsbehörde nur in Einzelfälle auf Antrag einzelner Netzzutrittsbewerber tätig. Künftig müssten dann vom Netzbetreiber alle Fälle individuell zur Regulierungsbehörde getragen werden.

Bei der Fülle der anstehenden Fälle führt eine Befassung der Regulierungsbehörde in jedem Einzelfall sowohl für die Netzbetreiber als auch für die Regulierungsbehörde zu einem unverhältnismäßigen Aufwand.

Der folgende Abs. 5 sollte neu eingefügt werden, um zu ermöglichen, dass Anlagen grundsätzlich mit 100 % der gewünschten Kapazität ans Netz angeschlossen werden und diese Kapazitäten auch größtenteils ins Netz einspeisen können. Lediglich im Fall von gleichzeitig auftretenden Spitzenlasten der angeschlossenen Erzeugungsanlagen soll die Möglichkeit bestehen, diese temporär zu reduzieren.

Vorschlag neuer § 85 Abs. 5

„(5) Unbeschadet der Absätze 1 bis 4 kann der Verteilernetzbetreiber zeitweise die maximale netzwirksame Leistung vorgeben, wenn

- 1. der Netzbewerber wegen seiner netzwirksamen Leistung und seines Gleichzeitigkeitsverhaltens oder seiner Betriebsweise maßgeblichen Einfluss auf die Systemauslegung in den übergeordneten Netzebenen hat und**
- 2. die Gefahr der Überlastung der Netzinfrastruktur oder der Nichterfüllung der vereinbarten oder allgemein geforderten Spannungsqualität besteht und diese damit vermindert oder vermieden werden kann.**

Ein Ersatz der daraus resultierenden wirtschaftlichen Nachteile und Kosten steht dem Netzbewerber nicht zu, sofern die Einschränkung der Einspeisung am Netzanschlusspunkt das Ausmaß von 5 % der Jahresenergieerzeugung nicht überschreitet.“

Zu § 86 (Möglichkeit des begrenzten oder beschränkten Netzzugangs an das Übertragungsnetz)

Grundsätzlich ist die Klarstellung zwischen § 85 und § 86 zu begrüßen. Um die Möglichkeit von Beschränkungen und Begrenzungen in der betrieblichen Praxis nutzen zu können, ist jedoch eine Klarstellung durch den Gesetzgeber bezüglich der Kostentragung erforderlich.

„§ 86: Möglichkeit des begrenzten oder beschränkten Netzzugangs im Übertragungsnetz ~~für Einspeiser~~

§ 86. (1) Übertragungsnetzbetreiber können das garantierte Ausmaß des Netzzugangs einspeisender Netzbewerber, **Energiespeicheranlagen oder Verteilernetzen begrenzen oder den Netzzugang vorbehaltlich betrieblicher Beschränkungen anbieten sofern diese Beschränkungen von der Regulierungsbehörde nach Maßgabe des Abs. 2 mit Bescheid genehmigt wurden. Ein Ersatz der aus solchen Beschränkungen und Begrenzungen resultierenden wirtschaftlichen Nachteile und Kosten steht dem Netzbewerber nicht zu.**

(2) Die Regulierungsbehörde stellt sicher, dass alle Beschränkungen und Begrenzungen des garantierten Netzzugangs oder betriebliche Beschränkungen auf der Grundlage transparenter und diskriminierungsfreier Verfahren eingeführt werden und mit ihnen keine unzulässigen Hindernisse für den Markteintritt geschaffen werden. Trägt der Netzbewerber im Falle notwendiger Beschränkungen und Begrenzungen aufgrund von Engpässen am Netzanschlusspunkt die Kosten der Herstellung des unbeschränkten Anschlusses, gelten keine Beschränkungen.

(3) Netzbetreiber, die von Beschränkungen und Begrenzungen durch den Übertragungsnetzbetreiber gemäß Abs. 1 betroffen sind, können diese an die in ihrem Netzgebiet angeschlossenen Verteilernetzbetreiber, Energiespeichieranlagen oder einspeisenden Netzbenutzer weiterreichen. Ein Ersatz der aus solchen Begrenzungen und Beschränkungen resultierenden wirtschaftlichen Nachteile und Kosten steht dem Netzbenutzer nicht zu.

(4) Übergangsbestimmungen: Bereits vertraglich vereinbarte Beschränkungen sind sinngemäß zu überführen und gelten als durch die Regulierungsbehörde genehmigt.“

Ergänzend muss auch § 121 Abs. 1 und Abs. 2 wie folgt ergänzt werden:

§ 121. (1) Sofern für die Vermeidung oder Beseitigung eines Netzenspasses im Übertragungsnetz
... **über die Begrenzungen und betrieblichen Beschränkungen des Netzzugangs gemäß § 86 hinaus** erforderlich, schließt der Regelzonenführer in Abstimmung mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern im erforderlichen Ausmaß und für den erforderlichen Zeitraum mit Marktteilnehmern Verträge über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die durch diese Leistungen verursacht werden; dabei sind die Vorgaben gemäß Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943 einzuhalten. Soweit darüber hinaus auf Basis einer Systemanalyse der Bedarf nach Vorhaltung zusätzlicher Erzeugungsleistung oder reduzierter Verbrauchsleistung besteht (Netzreserve), ist diese gemäß den Vorgaben des § 125 zu beschaffen. In diesen Verträgen können Erzeuger oder Entnehmer auch zu gesicherten Leistungen, um zur Vermeidung und Beseitigung von Netzenspässen in anderen Übertragungsnetzen beizutragen, verpflichtet werden. Zur Nutzung von Erzeugungsanlagen oder Anlagen von Entnehmern im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt und der Schweizerischen Eidgenossenschaft zur Vermeidung, Beseitigung und Überwindung von Engpässen in österreichischen Übertragungsnetzen kann der Regelzonenführer Verträge mit anderen Übertragungsnetzbetreibern abschließen. Bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte sind dem Regelzonenführer die Aufwendungen, die ihm aus der Erfüllung dieser Verpflichtungen entstehen, anzuerkennen.

(2) (Verfassungsbestimmung) Wenn Netzenspässe im Übertragungsnetz der Regelzone auftreten und für deren Beseitigung **über die Begrenzungen und betrieblichen Beschränkungen des Netzzugangs gemäß § 86 hinaus** Leistungen der Erzeuger erforderlich sind und eine vertragliche Vereinbarung gemäß Abs. 1 nicht vorliegt, haben die Erzeuger auf Anordnung des Regelzonenführers, in Abstimmung mit den betroffenen Netzbetreibern, Flexibilitätsleistungen zu erbringen. Das Verfahren zur Ermittlung des angemessenen Entgelts für diese Leistungen ist in einer Verordnung der Regulierungsbehörde festzulegen, wobei als Basis die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten der Erzeuger, die durch diese Leistungen verursacht werden, heranzuziehen sind. **Nicht abzugelten sind wirtschaftliche Nachteile und Kosten resultierend aus Anordnungen, von Begrenzungen und betrieblichen Beschränkungen des Netzzugangs gemäß § 86.** Dabei ist auch sicherzustellen, dass bei der Einspeisung von Elektrizität auf der Grundlage

von erneuerbaren Energiequellen ein Vorrang einzuräumen ist und bei Anweisungen gegenüber Betreibern von KWK-Anlagen die Sicherheit der Fernwärmeversorgung nicht gefährdet wird. Abs. 1 letzter Satz gilt sinngemäß.

Wie einleitend (siehe Ausgangssituation) beschrieben, bedarf es einer Klarstellung, ob die aus Einschränkungen auf Grundlage des § 86 EIWG resultierenden wirtschaftlichen Nachteile und Kosten dem Netzkunden abzugelten sind. Dabei darf es keine Unterscheidung geben, ob es sich um Anlagen im Übertragungs- oder Verteilernetz handelt, da dies sachlich nicht argumentierbar wäre und Netzanschlusskonzepte fördern könnte, die nicht dem technischen Optimum entsprechen.

Zudem sieht die Richtlinie auch Energiespeicheranlagen beim begrenzten Netzzugang vor. Diese sind in Bezugsrichtung nicht vom Begriff einspeisende Netznutzer erfasst. Daher sind diese und Verteilernetzbetreiber explizit zu ergänzen. Ansonsten kommt es in Österreich zu einer Ungleichbehandlung zwischen Energiespeichern im Übertragungsnetz und jenen, die im Verteilernetz angeschlossen sind.

In den Erläuterungen ist ergänzend klarzustellen, dass die Genehmigung der Beschränkungen und Begrenzungen durch die Genehmigung der Allgemeinen Netzbedingungen als erteilt gilt, da in den allgemeinen Netzbedingungen das transparente und diskriminierungsfreie Verfahren für die Einführung von Begrenzungen und Beschränkungen zu regeln ist und darin weiters sicherzustellen ist, dass mit ihnen keine unzulässigen Hindernisse für den Markteintritt geschaffen werden.

Zu § 86 Abs. 1 und Abs. 2

„Die Genehmigung der Beschränkungen und Begrenzungen kann durch die Genehmigung der Allgemeinen Netzbedingungen durch die Regulierungsbehörde erfolgen.“

In den Erläuterungen zu Abs. 2 letzter Satz, sollte ergänzend klargestellt werden, was es bedeutet, die Kosten der Herstellung des unbeschränkten Anschlusses zu tragen. Begrenzungen und Beschränkungen im Übertragungsnetz können nämlich durch nicht lokale Betriebsmittel verursacht werden, deren Ausbau mit langjährigen Genehmigungsverfahren und entsprechenden Vorlaufzeiten verbunden sind. Die „Herstellung des unbeschränkten Anschlusses“ ist daher, unabhängig von den finanziellen Beiträgen des Netzanschlusswerbers, nur in Fällen, in welchen die Beschränkung durch Engpässe unmittelbar an der Anschlussstelle verursacht wird, und somit im Einflussbereich des Netzanschlusswerbers liegt, umsetzbar.

Zu § 86 Abs. 2

„Die „Herstellung des unbeschränkten Anschlusses“ ist unabhängig von den finanziellen Beiträgen des Netzanschlusswerbers nur in Fällen, in welchen die Beschränkung durch Engpässe unmittelbar an der Anschlussstelle verursacht wird, und somit im Einflussbereich des Netzanschlusswerbers liegt, umsetzbar.“

Zu § 89 (Allgemeine technische Anforderungen)

In den Erläuterungen ist aufzunehmen, dass unter die Ausführungen in Abs. 1 die TOR fallen.

Zu § 91 (Zählpunkte)

Die Frist in Abs. 1 ist prozessual zu kurz und sollte verlängert werden.

Derzeit sind auf europäischer Ebene mehrere Gesetzesmaterien, die den legislativen Rahmen für die Nutzung von Flexibilitäten bzw. Flexibilitätservices schaffen, im Entstehen: der Network Code (NC) on Demand Response, der Implementing Act (IA) on Data Interoperability for Demand Response und die Electricity Market Design Reform. Insbesondere der NC und der IA liefern wesentliche Vorgaben bezüglich Rollen, Verantwortlichkeiten, Prozessen, Datenaustausch, Nachweis der Erbringung von Flexibilitätservices, etc.

In § 120 EIWG ist zudem vorgesehen, dass die Netzbetreiber gemeinsam mit der Regulierungsbehörde die erforderlichen Abläufe, Produktspezifikationen, etc. erarbeiten. Vor diesem Hintergrund erscheint es verfrüht, Festlegungen, wie Flexibilitätservices zu erfassen (die sich im Nachhinein möglicherweise als kontraproduktiv erweisen), zu treffen.

Vor diesem Hintergrund ist Abs. 2 restlos zu streichen, da dieser dem Grundsatz aus Abs. 1 und dem aktuellen Marktmodell (Hinterschaltungen von Messgeräten sind nicht zulässig - siehe TOR Teil F 5.7.) widerspricht.

~~„(2) Auf Verlangen des Netzbenutzers ist ein zusätzlicher Zählpunkt zur Erfassung von Energiemengen vorzusehen, der zur Erbringung von Flexibilitätsleistungen genutzt wird. Die Energiemengen sind messtechnisch zu erfassen.“~~

„(5) Die Netzbetreiber haben für

1. Zählpunkte mit Entnahme, die an den Netzebenen 6 und 7 angeschlossen sind und die weniger als 100 000 kWh Jahresverbrauch oder eine netzwirksame Leistung von weniger als 50 kW aufweisen und
 2. Zählpunkte mit Einspeisung mit weniger als 100 000 kWh jährlicher Einspeisung oder weniger als 50 kW netzwirksamer Leistung
- unter Berücksichtigung der in der Verordnung gemäß Abs. 3 festgelegten **Netzbenutzerkategorien** standardisierte Lastprofile zu erstellen, zuzuweisen und zu veröffentlichen.“

Netzbenutzerkategorien: Derzeit wird bei Verbrauchszählpunkten nur zwischen Haushalt und Nicht-Haushalten unterschieden. Hier sollte jedenfalls der Bezug zu den Sonstigen Marktregeln hergestellt werden.

Zu § 92 (Virtuelle Zählpunkte zur Erfassung für Erzeugungsmengen)

Mit Hilfe von virtuellen Zählpunkten werden auch Energiemengen aus Erzeugungsanlagen entsprechend den Bezugsanteilen direkt der jeweiligen Bilanzgruppe zugeordnet.

„(2) Die Einspeisemengen des Zählpunktes am Netzanschlusspunkt sind auf die virtuellen Zählpunkte pro Viertelstunde nach Verhältnisfaktoren aufzuteilen. Die Verhältnisfaktoren werden aufgrund der Verhältnisse der Erzeugungsmengen der einzelnen Stromerzeugungseinheiten zueinander unter Berücksichtigung allfälliger Bewertungsfaktoren für einzelne Erzeugungsmessungen **bzw. entsprechend der Beteiligungsverhältnisse** bestimmt. Die Summe der so bestimmten elektrischen Wirkenergien der virtuellen Zählpunkte muss in jeder Viertelstunde dem gemessenen Energiewert des Zählpunktes am Netzanschlusspunkt entsprechen.“

Abs. 2 der Bestimmung regelt, dass der Netzbetreiber die Einspeisemenge auf Basis von Verhältnismengen aufteilt. Nach Abs. 4 werden diese Informationen auf Verlangen dem BGV übermittelt. Somit verschließt sich uns der Sinn, warum in Abs. 3 weitere Messeinrichtungen benötigt werden.

Hinsichtlich Abs. 3 ist festzuhalten, dass die Messwerterfassung beim Netzbetreiber bleiben muss. Der Netzbetreiber ist verantwortlich für die Marktprozesse:

„(3) Die Erzeugung der einzelnen Stromerzeugungseinheiten, denen virtuelle Zählpunkte zugeordnet sind, ist mit geeichten Messeinrichtungen pro Viertelstunde zu erfassen. Diese Erzeugungsmessungen sollen auf der gleichen Spannungsebene eingerichtet sein. Ist dies nicht möglich, ist ein Bewertungsfaktor anzusetzen, um insbesondere Verluste bei der Umspannung abzubilden. Die Messwerte **sind vom Netzbetreiber zu erfassen**“ dem ~~Netzbetreiber zu übermitteln.~~“

Erzeugungsmessungen müssen vom VNB als Aufbringungsmessungen installiert werden. Ansonsten ist ein zeitgerechtes Verarbeiten der notwendigen Daten sowie die volle Integration der Datenströme in die IT-Systeme nicht möglich! Eine Abhängigkeit von Datenaustauschformaten etc. des Kunden bzw. eines Dritten ist nicht akzeptabel.

Zu § 95 (Pflichten der Verteilernetzbetreiber)

Zu Z 8.

Engpassmanagement wird durch die steigende Anzahl an dezentralen Erzeugern im Verteilernetz erforderlich. Neben der Beschaffung gemäß § 120 ist wie auch für Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit des Abschlusses von Engpassmanagement-Verträgen für den Verteilernetzbetreiber vorzusehen. Dazu ist in Folge § 120 entsprechend anzupassen.

Zu Z 18.

Schaffung einer Möglichkeit, Netzverlustenergie auch aus Erneuerbaren zu decken „eine besondere Bilanzgruppe für die Ermittlung der Netzverluste, die nur die dafür notwendigen Kriterien einer Bilanzgruppe zu erfüllen hat, einzurichten und die zur Deckung dieser Verluste erforderliche Energie nach transparenten, nicht diskriminierenden **unter ökologischen Aspekten nachhaltigen** und marktorientierten Verfahren selbst oder durch Beauftragung eines Dritten zu beschaffen;“

Zu Z 20.

Stammdaten, etc. erhält der ÜNB über die DatenaustauschVO; eine vorzeitige Meldung an den ÜNB ist nicht notwendig, zumal der geplante IBN-Zeitpunkt nicht bekannt ist. Dieser Passus sollte gestrichen werden:

~~**20. — den Übertragungsnetzbetreiber zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses über den Netzzugang über die geplante Errichtung von Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität von über 1 MW und von Energiespeicheranlagen mit einer Leistung von über 1 MW zu informieren;**~~

Zu Z 24.

Ergänzen um Engpassmanagement (wie bei Pflichten des ÜNB im § 102. Pkt. 19.)

„Z. 24 bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen sowie im Rahmen des Engpassmanagements Aggregatoren, die im Bereich der Laststeuerung tätig sind, auf Grundlage ihrer technischen Fähigkeiten diskriminierungsfrei neben Erzeugern zu behandeln“

Es wird angefügt eine neue Z 26. Ergänzung hinsichtlich regionalen Netzwiederaufbau bei Großstörungen durch VNB:

„Der Verteilernetzbetreiber ist im Rahmen seiner Verantwortung für einen zuverlässigen Systembetrieb und dessen rasche Wiederherstellung nach Großstörungen in Zusammenarbeit mit seinen benachbarten Netzbetreibern verpflichtet, entsprechende Konzepte für präventive und operative Maßnahmen zu erstellen. Die dafür nötige Kostenabgeltung ist für Verteilernetzbetreiber derzeit gesetzlich nicht gedeckt. Erbringer von präventiven Leistungen (z.B. vertragliche Sicherung der schwarzstart- und inselnetzfähigen Kraftwerke) zur Versorgungswiederaufnahme können Netzbetreiber, Erzeugungsanlagen, angrenzende oder unterlagerte Netze sein. Je nach erforderlicher Maßnahme müssen die Erbringer technischer Maßnahmen zur Versorgungswiederaufnahme die Wirksamkeit ihrer Einrichtungen gegenüber dem Netzbetreiber nachweisen.“

Es wird dringend angeregt, § 95 hinsichtlich regionalen Netzwiederaufbau nach Großstörungen wie folgt zu ergänzen:

„Z. 26 ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsnetz zu unterhalten und in diesem Zusammenhang für die Bereitstellung aller notwendigen Hilfsdienste zu sorgen. Betreiber von Verteilernetzen, die direkt mit dem Übertragungsnetz verbunden sind, haben dabei in Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber eigenständige Maßnahmen zu planen und zu koordinieren, die dem schnellstmöglichen Netz- bzw. Versorgungswiederaufbau nach Großstörungen dienen.“

Zu § 98 Abs. 1 (Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz)

Einen Netzentwicklungsplan für alle Netzebenen zu erstellen, ist jedenfalls nicht sinnvoll und überschießend. In den Netzebenen 6, 7 und auch 5 erfolgt der Netzausbau sehr oft getrieben durch nicht konkret vorhersehbare einzelne Kundenprojekte. Damit ist die Aufnahme von Projekten in diesen Netzebenen in einen mittel/langfristigen Netzentwicklungsplan nicht möglich und sinnentleert. Konkrete einzelne

Leitungsbauvorhaben (z.B. zur Anbindung einer neuen Transformatorstation, Bauplatzfreistellung oder ähnliches) erfolgen kurzfristig.

Die Erstellung eines Netzentwicklungsplans muss unbedingt auf die Netzebene 3 bis 5 eingeschränkt werden.

Da für die Erstellung eines Netzentwicklungsplans eine entsprechende Bearbeitungszeit erforderlich ist, ist für das Jahr 2024 der 30. September abzulehnen und ein davon abweichender späterer Stichtag in den Übergangsbestimmungen aufzunehmen. Zusätzlich ist eine analoge Bestimmung, wie dies in § 103 Abs. 10 EIWG für die Übertragungsnetzbetreiber gewährt wird, auch für die Verteilernetzbetreiber aufzunehmen.

„Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz“

§ 98. (1) *Verteilernetzbetreiber, an deren Netz mindestens 50 000 Zählpunkte angeschlossen sind, haben bis zum 30. September eines geraden Kalenderjahres erstmals im Jahr 2026 einen Netzentwicklungsplan für die Netzebene 3 und 4 zu erstellen, der sich auf die aktuelle Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützt. Der Planungshorizont beträgt zehn Jahre.“*

Zusätzlicher § 98 Abs. 6

Es ist davon auszugehen, dass der Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz (kurz „V-NEP“) beim Ausbau wesentlicher Verteilernetzinfrastruktur auch Projekte enthält, die UVP-pflichtig sind.

Die Europäische Kommission hat gegen Österreich ein Vertragsverletzungsverfahren eröffnet, weil sie die Auffassung vertrat, dass der NEP für das Übertragungsnetz SUP-pflichtig sei. Das Vertragsverletzungsverfahren wurde zwar eingestellt, weil in den §§ 94 ff EAG ein Integrierter Netzinfrastrukturplan (NIP) geschaffen wurde. Allerdings kann die Frage der SUP-Pflicht der V-NEP nicht mit Hinweis auf den NIP und dessen SUP beantwortet werden.

Somit stellt sich die Frage der SUP-Pflicht für die V-NEP. Es muss verhindert werden, dass diese wegen unterlassener SUP auszusetzen sind und bereits erteilte Genehmigungen für den Ausbau wesentlicher Verteilernetzinfrastruktur unwirksam werden. Denn die V-NEP werden auch UVP-pflichtige oder einer NVP zu unterziehende Vorhaben beinhalten. Somit ist im EIWG explizit festzustellen, dass die V-NEP keinen Rahmen für die Einzelprojekte setzen, daher auch in dem Genehmigungsverfahren nicht zu berücksichtigen und demnach auch nicht zur Begründung des öffentlichen Interesses an dem Einzelvorhaben heranzuziehen sind.

Aus diesem Grund ist ein zusätzlicher Abs. 6 einzufügen:

„(6) Der Netzentwicklungsplan enthält keine Aussagen zu den Umweltauswirkungen der geplanten Netzinfrastruktur und ist diesbezüglich in den Verfahren zu deren Genehmigung nicht anzuwenden.“

Zu § 99 Abs. 1 (Genehmigungsverfahren)

Zur effizienten Durchführung der Konsultation und um Missverständnisse zu vermeiden, ist der Begriff *„alle relevanten Marktteilnehmer“* genauer zu beschreiben (z.B. laut „Marktpartner-Verzeichnis ebUtilities“).

Daher nachfolgender Formulierungsvorschlag:

*„(1) [...] zu veröffentlichen. Vor Einreichung des Netzentwicklungsplans zur Genehmigung haben die Verteilernetzbetreiber **alle relevanten Marktteilnehmer** signifikanten **Netznutzer** über die gemeinsame Internetplattform zu konsolidieren.“*

Zu § 100 (Voraussetzung für den Betrieb von Ladepunkten durch Netzbetreiber)

Diese Bestimmung ist eine Übererfüllung zur Vorgabe des Art. 33 Richtlinie 2019/944. Dies insofern, als Art. 33 lediglich Verteilernetzbetreiber („VNB“) adressiert; § 100 EIWOG richtet sich jedoch nicht nur an VNB, sondern auch an Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB“).

Der Zweck der Vorgabe der RL kann darin gesehen werden, dass der VNB als derjenige, an dessen Netz die Ladestationen angeschlossen werden, keinen Anreiz haben soll, den Einbau von durch Dritte betriebenen Ladestationen zu verhindern/verzögern/erschweren. Dieser Interessenkonflikt besteht bei einem ÜNB nicht (Ladestationen werden nicht an das Übertragungsnetz, sondern an das Verteilernetz angeschlossen).

Aus Sicht der Entflechtung ist anzumerken, dass durch den VwGH klargestellt wurde, dass der Verkauf von Elektrizität an einer E-Tankstelle nicht die Ausübung der Funktion des „Lieferanten“ oder „Versorgers“ begründet (siehe Ro 2018/04/0010). Dahingehend würde es zu keiner unzulässigen Wahrnehmung der Lieferanten- oder Versorgungseigenschaft durch einen Übertragungsnetzbetreiber kommen.

Eine Öffnung der durch ÜNB betriebenen Tankstellen für Besucher der Anlagen der ÜNB (Lieferanten/Besichtigungen) wäre im Hinblick auf Bedenken hinsichtlich einer Beeinträchtigung des Wettbewerbs betreffend den Betrieb von Ladeinfrastruktur insofern vertretbar, wenn sie nur einem begrenzten Nutzerkreis offenstehen würden (bspw. Besucher und Lieferanten).

Zusammenfassend sehen wir keine rechtliche/regulierungstechnische Notwendigkeit für die Ausdehnung des Anwendungsbereichs der Beschränkung zum Betrieb von Ladesäulen durch ÜNB.

„§ 100. (1) ~~Netzbetreibern-Verteilernetzbetreibern~~ ist es nicht gestattet, Eigentümer von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge zu sein oder diese Ladepunkte zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben. Dies gilt nicht, wenn

- 1. die Ladepunkte ausschließlich für den Eigengebrauch bestimmt sind oder*
- 2. die Voraussetzungen für eine Ausnahmegenehmigung nach Abs. 2 erfüllt sind.*

(2) Die Regulierungsbehörde hat eine Ausnahmegenehmigung gemäß Abs. 1 Z 2 zu erteilen, wenn folgende Voraussetzungen erfüllt sind:

1. Die Ladepunkte sind notwendig, um den in der betreffenden Region festgestellten Bedarf an Ladepunkten zu decken.

2. Der **Verteilernetzbetreiber** hat ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren für die Errichtung, die Verwaltung oder den Betrieb von im Eigentum eines Dritten stehenden Ladepunkten durchgeführt, dessen Bedingungen von der Regulierungsbehörde vorab mit Bescheid, insbesondere im Hinblick auf den Leistungsgegenstand, die Zuschlagskriterien sowie den Verfahrensablauf, geprüft und genehmigt wurden.

3. Der ~~Netzbetreiber~~ **Verteilernetzbetreiber** konnte in einem Ausschreibungsverfahren gemäß Z 2 keinem Teilnehmer den Zuschlag erteilen. Dies umfasst insbesondere auch den Fall, dass die ausgeschriebene Leistung durch keinen Teilnehmer zu angemessenen Kosten oder rechtzeitig erbracht werden könnte.

(3) Die Regulierungsbehörde führt in den Fällen des Abs. 1 Z 2 fünf Jahre nach der Inbetriebnahme der Ladepunkte und danach in regelmäßigen Abständen von höchstens fünf Jahren eine öffentliche Konsultation zu den vorhandenen Ladepunkten durch, um zu prüfen, ob ein Potential für und Interesse an Investitionen in solche Ladepunkte besteht und Dritte in der Lage sind, Eigentümer dieser Ladepunkte zu sein, diese zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben. Stellt die Regulierungsbehörde dies fest, so fordert sie den ~~Verteilernetzbetreiber~~ **Netzbetreiber** per Bescheid auf, die Ladepunkte in einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren auszuschreiben und nach Erteilung des Zuschlags an einen Dritten die darauf gerichteten Tätigkeiten spätestens binnen 18 Monaten einzustellen. Die Regulierungsbehörde kann dem ~~Verteilernetzbetreiber~~ **Netzbetreiber** gestatten einen angemessenen Ausgleich für den Restbuchwert der Investitionen zu erhalten. Mit der Übertragung des Eigentums erlischt die Genehmigung gemäß Abs. 1 Z 2. Die Übertragung ist der Regulierungsbehörde vom ~~Verteilernetzbetreiber~~ **Netzbetreiber** anzuzeigen.

(4) Die mit dem Betrieb von Ladepunkten verbundenen, angemessenen Kosten sind bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gemäß den Bestimmungen des 10. Teils anzuerkennen. Allfällige Erlöse der ~~Verteilernetzbetreiber~~ **Netzbetreiber** aus dem Betrieb solcher Anlagen sind bei der Entgeltbestimmung zugrunde zu legen.

(5) Die Betätigungsmöglichkeiten von integrierten Elektrizitätsunternehmen, auf die § 146 Abs. 1 nicht anwendbar ist, bleiben von dieser Bestimmung unberührt.“

Zu § 101 (Geschlossene Verteilernetze)

Das Prinzip der geschlossenen Verteilernetze widerspricht der Konzessionspflicht und ist daher strikt abzulehnen bzw. wird kein Antrag eines Netzbetreibers erfolgen.

Bei Artikel 38 der europäischen Richtlinie handelt es sich um eine „Kann“-Bestimmung. Es ist nicht ersichtlich, aus welchem Grund eine Umsetzung in innerstaatliches Recht notwendig ist.

Das Eigentum bzw. der Betrieb eines Verteilernetzes ist nur unter Einhaltung der allgemeinen und besonderen Konzessionsvoraussetzungen gemäß den landesgesetzlichen Ausführungsregelungen möglich. Die Schaffung „geschlossener Verteilernetze“ würde bedeuten, dass innerhalb eines bestehenden Konzessionsgebietes eines Verteilernetzbetreibers eine weitere Konzession erteilt und eine parallele Infrastruktur zum

bestehenden Netz errichtet werden würde. Da derzeit bereits flächendeckend Konzessionen für den Betrieb von Verteilernetzen vergeben sind, stellt sich die Frage, ob die von den „geschlossenen Verteilernetzen“ abgedeckten Gebiete aus dem Konzessionsgebiet des bisherigen Netzbetreibers „herausgelöst“ werden müssen.

Offen bleibt auch, ob Betreiber „geschlossener Verteilernetze“ ihre Infrastruktur parallel zu der bestehenden Infrastruktur des bisherigen Netzbetreibers aufbauen oder dieser seine Netzbetriebsmittel gar an sie abtreten muss. Aus Gründen der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit sehen wir die Etablierung „geschlossener Verteilernetze“ jedenfalls kritisch.

Unklar ist auch die in § 171 Abs. 4 enthaltene Bestimmung, dass zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Bundesgesetzes bereits bestehende Netzanschlussverhältnisse als geschlossene Verteilernetze im Sinne des § 101 gelten. Bedeutet dies eine automatische Qualifikation von aus der Vergangenheit bestehender Netzanschlussverhältnisse wie beispielsweise bei Einkaufszentren als geschlossenes Verteilernetz?

Aus Gründen der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit ist die Etablierung „geschlossener Verteilernetze“ jedenfalls sehr kritisch zu sehen.
§ 101 ist daher zu streichen.

Zu § 102 (Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber)

Der Netzentwicklungsplan (NEP) ist auf zehn Jahre ausgelegt und stellt einen Bedarfsplan dar (vgl. § 103 EIWG). Aufgrund des weiten Planungshorizonts lassen sich im NEP keine technischen Alternativen darstellen. Die Auseinandersetzung mit der detaillierten technischen Ausgestaltung eines NEP-Projekts folgt nach Aufnahme in den NEP im Rahmen von technischen Planungen und findet ihr Ende in der Finalisierung des Einreichprojekts. Der Netzentwicklungsplan ist daher keinesfalls der richtige Ort für eine flächendeckende Variantenuntersuchung. Vielmehr sollte das bisherige System beibehalten werden, wonach der Übertragungsnetzbetreiber ausgewählte Pilotprojekte im Netzentwicklungsplan ersichtlich zu machen hat. Eine Art verpflichtende Alternativenprüfung („Variantenuntersuchung“) des NEPs könnte weiters auch die unberechtigten Vorwürfe der NEP sei SUP-pflichtig stärken, da die Alternativenprüfung ein wesentlicher Bestandteil jeder SUP ist.

Zu Abs. 1 Z 6.

Es wird folgende Adaption vorgeschlagen:

*“durch entsprechende Übertragungskapazität und **deren erforderlichen Ausbau und die Zuverlässigkeit des Netzes einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten;**”*

Zu Abs. 1 Z 9.

Es wird angemerkt, dass zu Z 9 unklar ist, wieso gerade Laststeuerung bzw. Energiespeicheranlagen gesondert hervorgehoben sind, da sämtliche Flexibilitätsleitungen umfasst sein sollten.

“die Übertragung von Strom durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundnetzen zu regeln und zu diesem Zweck die Bereitstellung aller notwendigen Systemdienstleistungen – ~~einschließlich jener, die durch Laststeuerung und durch Energiespeicheranlagen geleistet werden~~ – zu gewährleisten, ~~sofern diese Bereitstellung unabhängig von jedwedem anderen Übertragungsnetz ist, mit dem das Netz einen Verbund bildet;~~“

Zu Abs. 1 Z 15.

Die Regelung ist nicht umsetzbar. Ein einzelner ÜNB kann keine Rahmenregelungen für die RCCs (Regional Coordination Centres) erlassen.

~~“15. eine Rahmenregelung für die Zusammenarbeit und die Koordinierung der regionalen Koordinierungszentren zu erlassen;“~~

Die APG beschafft derzeit ca. 3 TWh Netzverlustenergie pro Jahr für fast alle Netzbetreiber. Die APG möchte – in Abstimmung mit den Netzbetreibern – die österreichischen Klima- und Energieziele durch die Beschaffung von „grüner“ Verlustenergie unterstützen. (Aktuell ist die Verlustenergie noch „grauer Strom“). Dazu ist es notwendig, Zertifikate und Strom getrennt zu handeln. Netzbetreiber sind jedoch derzeit nicht im HKN-Register als Akteure zum Kaufen/Löschen registriert. APG würde eine Erweiterung ihrer Sonderrolle als „Beschafter von Verlustenergie“ in AT benötigen, um die Stromkennzeichnung und Löschung von HKN im Auftrag der Netzbetreiber durchführen zu können.

Vorgeschlagen wird die Aufnahme einer ergänzenden Ziffer 23:

§ 102 Abs. 1 Z 23: *„**bei der Beschaffung von Energie zur Deckung von Energieverlusten Nachhaltigkeitsaspekte bestmöglich gemäß der in §70 (8a) erlassenen Verordnung zu berücksichtigen.**“*

Zu § 103 (Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz)

Die Einführung der Textstelle „in Form der Optimierung wirksamer Maßnahmen nach dem Kosten-Nutzen-Verhältnis“ bildet eine wesentliche inhaltliche überbestimmende Änderung des Gesetzes ab.

APG hat gemäß § 102 Abs. 1 „ihre Übertragungsnetze unter wirtschaftlichen Bedingungen und im Sinne der Ziele gemäß § 5 (Ziele des Gesetzes), sowie der nationalen und europäischen Klima- und Energieziele, insbesondere die Ziele des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes, sicher und zuverlässig zu betreiben, zu warten sowie vorausschauend zu optimieren, zu verstärken und auszubauen;“ Der aktuelle Netzausbau der Übertragungsnetzbetreiber richtet sich grundsätzlich nach extern-gesteuerten Vorgaben und Netzanschlussanfragen:

- Erreichung der übergeordneten nationalen Klima- und Energieziele, auch unter Berücksichtigung der Erkenntnisse des ÖNIP, im Kontext der starken erwarteten Elektrifizierung der Gesellschaft und Dekarbonisierung des Stromsektors 2030 in Österreich
- Berücksichtigung der erwarteten Entwicklung der Erzeugung und des Verbrauchs EIWG 103 Abs. 4 Z 1, welche u.a. bei der Aufnahme in der Planung der APG von verbindlichen Kapazitätzutrittsanfragen durch Netzzugangswerber bewerkstelligt wird.

- Entwicklung entsprechender Netzanschlussprojekte nach eingegangenen Netzzugangsanfragen von Projektwerbern.

Die Erforderlichkeit und Alternativlosigkeit der Projekte der Übertragungsnetzbetreiber dient dem übergeordneten öffentlichen Interesse.

Diese ergibt sich im Wesentlichen aus dem notwendigen Anschluss - direkt im Übertragungsnetz oder indirekt in den Verteilungsnetzen - von neuen EE-Quellen und von neuen zu elektrifizierenden Großkunden, und aus dem notwendigen forcierten Netzausbau zur Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur betriebssicheren Versorgung der Endkundinnen und zum zuverlässigen Netzbetrieb im 10-jährigen Beobachtungszeitraum und darüber hinaus. Das eingefügte Prinzip der „Optimierung wirksamer Maßnahmen nach dem Kosten-Nutzen-Verhältnis“ lässt sich mit einer verpflichteten Kosten-Nutzen-Analyse für jedes Projekt verwechseln und ist aus Sicht APG nicht akzeptabel.

Durch Kosten-Nutzen-Analysen werden die Aspekte der Versorgungs- und Netzsicherheit (EPM), der Resilienz, der Verstärkung des Wirtschaftsstandorts Österreichs und der notwendigen EE-Integration und deren Nutzen mit nicht durch APG beeinflussbaren Externalitäten (e.g. Rohstoff-Preise und Auswirkung auf die Material-Preise, Knappheit bei den Lieferketten von LLI, Knappheit bei Montageressourcen) bei Projektkosten durch monetäre Quantifizierungen verglichen. Dieser direkte Vergleich birgt die Gefahr, dass bei einem negativen rechnerischen Ergebnis erforderliche alternativlose Projekte in Frage gestellt, ggf. verzögert, umgeplant oder gestrichen werden. Negative Folgen auf die Erreichung der nationalen Ziele und auf die Versorgungssicherheit können damit erwartet werden.

Darüber hinaus sind die relevanten Projekte im Übertragungsnetz zur Sicherung der gem. § 37 Abs. 5 EIWOG 2010 geforderten Kohärenz zwischen nationalem Netzentwicklungsplan gemäß § 37 EIWOG 2010 und gemeinschaftsweitem Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. b der Verordnung 2009/714/EG im Europäischen Umfeld einer Cost-Benefit-Analysis zu unterziehen. Dies ist aus Sicht der APG das richtige Umfeld für eine solche Untersuchung und ermittelt einen wesentlichen Teilaspekt der Projekteigenschaften. Im Zusammenhang mit der Genehmigung des Netzentwicklungsplans werden ebenjene Ergebnisse bereits heute im Detail auch von der Regulierungsbehörde geprüft und auch im Zusammenhang mit den Monitoringaufgaben von ACER regelmäßig berichtet.

APG bleibt überzeugt, dass das Nutzen des „extern-gesteuerten“ Netzausbauprojekts zur Darstellung der belastbaren Erforderlichkeit sachgerecht und fundiert beschrieben gehört, im Einklang mit der bisherigen Praxis. Ebenso sind die Projektkosten im bekannten Detaillierungsgrad abzubilden. Beide Aspekte liefern den Nachweis der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investition. APG schlägt daher bei der Erstellung des NEP vor, die bereits im Text beinhaltenden „technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten“ durch die Prinzipien des „schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Netzausbaus“ zu verstärken.

*„(6) Übertragungsnetzbetreiber haben bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten **bei schrittweisem, bedarfsgerechtem***

und wirtschaftlichem Netzausbau in Form der Optimierung wirksamer Maßnahmen nach dem Kosten-Nutzen-Verhältnis zu berücksichtigen und diese in ihrem Umsetzungszeitplan gemäß der Wirksamkeit und betrieblichen Notwendigkeit und im Hinblick auf wechselseitige Abhängigkeiten der Maßnahmen zu priorisieren. Dies setzt insbesondere voraus, dass der Neubau von Leitungskapazitäten erst dann in Betracht gezogen wird, wenn das bestehende Netz ausreichend optimiert oder angemessene Verstärkungsmaßnahmen durchgeführt wurden.“

(10) Durch die regelmäßige, verpflichtende und (über die eine Plattform) standardisierte Dateneinmeldung kann die Netzplanung rechtzeitig auf die aktuellste Datenlage eingehen. Speziell im Hinblick auf die immer größer werdenden Mengen an erneuerbarer Kraftwerksleistung, die in immer kürzer werdenden Abständen ans Netz gehen wollen, ist es für die Übertragungsnetzbetreiber unbedingt notwendig, zeitnah möglichst genaue und detaillierte Daten zur Verfügung gestellt zu bekommen.

Die für die Netzplanung benötigten Daten können Änderungen unterliegen bzw. bedürfen genauen Spezifikationen, um konsistente Datenabfragen zu ermöglichen. Die benötigten Daten betreffen den aktuellen Projektstatus, also ob ein Projekt sich etwa in Planung, einer bestimmten Bewilligungsstufe oder im Bau befindet, oder in Betrieb ist. Die Abgrenzung der genauen Begrifflichkeiten ist wichtig, da es Rückschlüsse auf den möglichen Zeitpunkt der Inbetriebnahme einer Anlage ermöglicht. Des Weiteren sind – je nach Projektstatus – Informationen über den Anlagenstandort und den avisierten oder bereits vereinbarten Netzanschlusspunkt nötig. Die jeweiligen Datenpunkte werden auf der Abfrageplattform detailliert erläutert bzw. spezifiziert.

(10) „Alle Marktteilnehmer haben den Übertragungsnetzbetreibern auf deren schriftliches Verlangen die für die Erstellung des Netzentwicklungsplans erforderlichen Daten, insbesondere Grundlagendaten, Verbrauchsprognosen, Änderungen der Netzkonfiguration, Messwerte und technische sowie sonstige relevante Projektunterlagen zu geplanten Anlagen, die errichtet, erweitert, geändert oder betrieben werden sollen, innerhalb angemessener Frist **aber zumindest einmal pro Jahr** zur Verfügung zu stellen.

Marktteilnehmer, die planen Anlagen, mit einer Kapazität von zumindest 1MW zu errichten, erweitern oder zu ändern, müssen die für die Erstellung des Netzentwicklungsplans erforderlichen Daten (insbesondere Daten zum Projektstatus: „in Planung“, „erstinstanzlich bewilligt“, „rechtskräftig bewilligten“, „Baubeschluss vorhanden“, „in Betrieb“) einmal jährlich an die Übertragungsnetzbetreiber übermitteln. Sofern dies technisch möglich ist, ist für die Übermittlung der Daten an die Übertragungsnetzbetreiber die über deren Homepage zur Verfügung gestellte Plattform zu verwenden. Übertragungsnetzbetreiber können unabhängig davon zusätzlich andere Daten heranziehen, die für den Netzentwicklungsplan zweckmäßig sind.“

Zu § 107 (Witterungsabhängige Freileitungsbetrieb)

Auch auf der 110-kV-Ebene der Verteilernetzbetreiber wird der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb im Zuge der Klima- und Energieziele an Bedeutung gewinnen. Daher sollte auch auf der Verteilernetzebene die Möglichkeit dafür geschaffen werden.

Wir schlagen daher folgenden, neuen § 107a vor:

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb für Verteilernetzbetreiber
„§ 107a (1) Die Verteilernetzbetreiber sind berechtigt, die von ihnen betrieben elektrischen Leitungsanlagen unter Einhaltung der Vorgaben des Elektrotechnikgesetzes 1992 (ETG 1992), BGBl. Nr. 106/1993 und der Elektrotechnikverordnung 2020, BGBl. II Nr. 308/2020, im witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb zu betreiben, sofern die Immission von Magnetfeldern im Bereich von Objekten mit sensibler Nutzung den Effektivwert von 100 Mikrottesla (μT) nicht überschreitet.

(2) (Grundsatzbestimmung) Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb von elektrischen Leitungsanlagen ist der zuständigen Landesregierung anzuzeigen. Die Verteilernetzbetreiber haben der zuständigen Landesregierung zumindest alle fünf Jahre einen Bericht über das Ausmaß des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes und den dadurch erzielten Beitrag zur Versorgungssicherheit zu legen.“

Zu § 108 (Bestimmung der Systemnutzungsentgelte)

Wir begrüßen die angestrebte Vereinfachung der Tarifstruktur (Wegfall Messentgelt, Ersatz Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelt durch das Netzanschlussentgelt). Wesentlich ist, dass der Entfall des Messentgeltes erlösneutral abgewickelt wird. Sobald die Messentgelte entfallen, sind zeitgleich die Netznutzungsentgelte (Grundpreis und Leistungspreis) im gleichen Ausmaß zu erhöhen, um die finanzielle Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber zu gewährleisten.

„§ 108 (2) Das Systemnutzungsentgelt bestimmt sich aus dem

- 1. Netznutzungsentgelt;*
- 2. Netzverlustentgelt;***
- 3. Netzanschlussentgelt;*
- 4. Regelleistungsentgelt*
- 5. Bilanzgruppenkoordinationsentgelt** sowie*
- 6. Entgelt für sonstige Leistungen.“*

Die derzeitige Finanzierung über das Clearingentgelt ist – im Gegensatz zur Finanzierung über das Netzentgelt – flexibler und verursachungsgerecht und sollte beibehalten werden.

§ 6 (1) 32. „Energiewerte“ die Wirkenergie- und Wirkleistungswerte für beide Energieflussrichtungen, die Ist-Werte (gemessene, berechnete, abgeschätzte) sowie prognostizierte Werte (Fahrplanwerte) umfassen;

In der Gesamtkonzeption fehlt einerseits die Möglichkeit zur Messung der Blindleistungswerte sowie andererseits die Erfassung/Erwähnung in der Aufzählung der Systemnutzungsentgelte. Sofern das Blindleistungsentgelt als Netznutzungsentgeltkomponente betrachtet wird, sollte das Blindleistungsentgelt unter § 109 erwähnt werden und der § 117 (1) bezüglich Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung erweitert werden.

Sinnvoll wäre eine eigene Legaldefinition für „Blindenergiewerte“ unter § 6 (1). Es muss aber bei der Ausgestaltung sichergestellt werden, dass keine Verpflichtung zur Anzeige beim Web-Portal sowie zur Datenübertragung an die Marktteilnehmer entsteht. Die Messung erfolgt lediglich für den Zweck der Verrechnung sowie den bereits unter § 42 Abs. 5 erwähnten Zweck.

Zudem erfolgt derzeit die Verrechnung von bestimmten Kosten auf Basis der AVB. Es besteht die Gefahr, dass diese Verrechnungsgrundlage wegfallen könnte. z.B. Abänderungskosten für Versetzung/Verlegung Dachständer udgl. Zudem gibt es weitere Netzdienstleistungen, welche von der Definition § 111 („erstmalige Herstellung und Abänderung infolge Erhöhung der netzwirksamen Leistung“) nicht erfasst werden (z.B. Isolierung der Freileitung, vom Netzbenutzer verursachte Kosten wie z.B. bei Austausch Anschlusskabel udgl.).

Zu § 109 (Netznutzungsentgelt)

Oesterreichs Energie lehnt den Vorschlag zur Neuregelung der Netzentgeltebefreiungen für Speicher, konkret die in § 109 und § 110 EIWG vorgeschlagene Verordnungskompetenz bei Vorliegen von systemdienlichen Verhalten, ab. Alle Formen von Speichern werden in einem zukünftig massiv von dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien geprägten Elektrizitätssystem eine zentrale Rolle einnehmen müssen. Es gilt, Speicher zu forcieren und zu beanreizen. Die in § 111 ELWOG 2010 verankerte Befreiung von Pumpspeicherkraftwerken (und seit dem EAG Paket 2021 auch Elektrolysen) von Netznutzungs- und Netzverlustentgelt sollte genau dies gewährleisten.

Der vorgesehene Vorschlag, die Befreiung von Netzentgelten über eine Verordnungsermächtigung der E-Control zu regeln, die im Falle des systemdienlichen Betriebs Befreiungen vorsehen kann, ist aus mehreren Gründen kritisch. Zum einen würde dies bedeuten, dass in jedem Einzelfall der Nachweis des systemdienlichen Betriebs zu erbringen wäre. Es ist völlig unklar, wie diese für die jeweilige Einzelanlage nachzuweisen wäre. Der Aufwand für diese Einzelfallprüfung wäre zudem enorm. Da die Befreiung technologieunabhängig vorzusehen wäre, müsste eine gemeinsame Definition von Systemdienlichkeit, die für die unterschiedlichen Speichertechnologien anwendbar wäre, gefunden werden. Da jedoch beispielsweise Batteriespeicher gänzlich andere Funktionen als beispielsweise Power-to-Gas-Anlagen für das Energiesystem erbringen, jede Technologie für sich aber essenziell und relevant für die Dekarbonisierung und Systemstabilität ist, scheint dieser Ansatz äußerst kompliziert. Er bietet zudem für Projektwerber und Investoren keine Planungs- und Rechtssicherheit.

Um den nachvollziehbaren unionsrechtlichen Bedenken hinsichtlich der derzeit nicht technologieunabhängigen Ausgestaltung der Entgeltbefreiung Rechnung zu tragen, schlägt Oesterreichs Energie vor, sich bei der Ausgestaltung der Entgeltbefreiung an der kürzlich in Deutschland verlängerten Regelung (§ 118 Abs. 6 EnWG) zu orientieren.

Konkret wird folgende gesetzliche Regelung für die Netzentgeltebefreiung von Speichern vorgeschlagen:

„Nach dem 06.08.2013 neu errichtete Energiespeicheranlagen (§ 6 Abs. 1 Z 30 EIWOG) sowie jene Energiespeicher, die unter den Anwendungsbereich der Befreiung gem. § 111 EIWOG 2010 fallen, sind für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgeltkomponenten gem. § 109 (Netznutzungsentgelt) und §110 (Netzverlustentgelt) freigestellt, sofern die jeweilige Energiespeicheranlage eine Mindestleistung von 1 MW aufweist.“

Das Abstellen auf die Entgeltkomponenten Netznutzungs- und Netzverlustentgelt ergibt sich aus der derzeit im EIWOG 2010 vorgesehenen Befreiung. Durch die technologieneutrale Formulierung kommen nunmehr auch Batteriespeicher in den Genuss der Netzentgeltebefreiung. Es ist anzumerken, dass dieser Vorschlag für Power-to-Gas Anlagen eine Verschlechterung gegenüber den derzeit im EIWOG bestehenden Befreiungen darstellt (gem. EIWOG 2010 sind Elektrolysen nicht nur von Netznutzungs- und Netzverlustentgelt befreit, sondern auch vom Netzzutrittsentgelt (§ 54) und vom Netzbereitstellungsentgelt (§ 55)). Diese Befreiungen waren im Zuge des EAG-Pakets 2021 im EIWOG vorgesehen worden, um den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft in Österreich zu beanreiben. Nachdem im vorliegenden Begutachtungsentwurf die Struktur der Netzentgeltkomponenten verändert wurde, kann aufgrund der EU-rechtlichen Vorgabe der Technologieneutralität keine vollständig dem EIWOG 2010 gleichwertige Regelung technologieneutral für alle Speicherformen vorgesehen werden. Oesterreichs Energie merkt an, dass der Wegfall dieser Entlastungen für die Elektrolyseanlagen die wirtschaftliche Darstellbarkeit von Wasserstoff-Projekten weiter stark verschlechtert. Der Wegfall dieser Befreiungen für Elektrolysen muss daher unbedingt durch die Bereitstellung von Fördermitteln in gleichwertigem Ausmaß durch den Bund gesichert werden, um keine Verschlechterung zum Status Quo für Elektrolyse-Anlagen zu erreichen.

Zu Abs. 4

Zu den Ortsnetztarifen dürfte ein Redaktionsversehen vorliegen: Verwiesen wird auf die „Verordnungen gemäß § 115 Abs. 1 und 2“, gemeint sind wohl die Grundsatz- bzw. Tarifeverordnung gemäß § 117 Abs. 1 und 2.

Zu § 110 (Netzverlustentgelt)

Wir halten es im Sinne eines fairen Wettbewerbs im europäischen Umfeld für notwendig, das Netzverlustentgelt für Erzeuger abzuschaffen, um diese Belastung der Wettbewerbssituation zu eliminieren. Hierdurch würden keine sinnvollen Steuerungswirkungen entfallen; vielmehr würde vermieden, dass diese ökonomisch nicht zielgerechte variable Kostenkomponente bei den Erzeugern zu ineffizienten Kraftwerkseinsatzentscheidungen führt. Dieser Schritt würde es darüber hinaus ermöglichen, das Netzverlustentgelt auch für Verbraucher abzuschaffen und die Netzverlustkosten – wie in vielen anderen Ländern – in die Kalkulation des regulären Netznutzungsentgelts zu integrieren. Dies würde deutlich zur Vereinfachung der Entgeltsystematik beitragen.

Zu § 111 (Netzanschlussentgelt)

Insbesondere unter Berücksichtigung der Tatsache, dass der Anschluss von erneuerbaren Erzeugungsanlagen - auch ohne Notwendigkeit eines unmittelbaren Umbaus des

individuellen Netzanschlusses - enorme Aufwendungen in den Netzen verursacht, sollte ein derartiges Netzanschlussentgelt in Höhe der netzwirksamen Leistung auch ohne einen solchen unmittelbaren Umbau gezahlt werden müssen.

Sinnvoll wäre hier eine Regelung dahingehend, dass das Anschlussentgelt immer aus dem Anteil nach tatsächlichem Aufwand zuzüglich eines leistungsbezogenen Anteils für den vorgelagerten Netzausbau bestehen muss. Derzeit handelt es sich um eine Kann-Bestimmung.

Aus Netzbetreibersicht wird ein Abstellen auf die netzwirksame Leistung, somit auf die tatsächliche Einspeisemenge ins Netz, präferiert. Im Sinne des Gedankens der gleichmäßigen Kostenverteilung auf bestimmte Kundensegmente sollte dies auch in den Fällen gelten, in denen keine Abänderung des bestehenden Anschlusses notwendig ist. Die Regelung des § 79 Abs. 7 scheint dies zu bestätigen. Abs. 1 des § 111 steht dazu allerdings weiterhin in Widerspruch.

Dringend benötigt wird daher eine Regelung, die dem Netzbetreiber Rechtssicherheit darüber gibt, welche Komponenten in das Netzanschlussentgelt einfließen dürfen.

*(1) Durch das Netzanschlussentgelt werden dem Netzbetreiber alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Netzanschlusskosten abgegolten, ~~oder~~ die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz, der Abänderung eines Anschlusses infolge Erhöhung der netzwirksamen Leistung eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden sind. Der Netzbetreiber hat dem Netzbenutzer die damit verbundenen Kosten auf transparente und nachvollziehbare Weise darzulegen, **wobei der Netzbetreiber eine Pauschalierung für vergleichbare Netzbenutzer einer Netzebene vorsehen kann. Bei Überschreitung des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung ist das Netzanschlussentgelt als leistungsbezogener Pauschalbetrag gemäß Abs. 2 für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses zu entrichten.** Im Falle einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung ist das Netzanschlussentgelt nur im Ausmaß der Erhöhung zu entrichten. Ob eine Erhöhung vorliegt, bemisst sich nach dem höchsten Wert der vereinbarten maximalen Leistung ~~in~~ **getrennt nach** Einspeise- ~~oder~~ **und** Bezugsrichtung am Netzanschlusspunkt. Bei der Festlegung des Netzanschlussentgelts **hat** die Regulierungsbehörde ~~außerdem~~ anteilige Kosten für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses einzubeziehen. Das Netzanschlussentgelt ist von Entnehmern und Einspeisern pro Netzanschluss **getrennt nach Einspeise- und Bezugsrichtung** einmalig zu entrichten. Sofern die Kosten für den Netzanschluss ganz oder teilweise vom Netzbenutzer selbst getragen werden, ist die Höhe des Netzanschlussentgelts entsprechend zu vermindern. **Energiespeicheranlagen haben das Netzanschlussentgelt nur für eine Bezugsrichtung zu entrichten.***

(2) Die Regulierungsbehörde hat durch Verordnungen gemäß § 117 Abs. 1 und 2 Festlegungen für die Verrechnung des Netzanschlussentgelts zu treffen. Sie kann insbesondere Festlegungen treffen:

1. zur Verrechnung und Bestimmung der unmittelbaren Netzanschlusskosten sowie Abgrenzung der unmittelbaren Netzanschlusskosten von den Kosten gemäß Z 3;
2. zu Pauschalen für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger je Netzebene;
3. zur verursachungsgerechten Zuordnung und Verrechnung der mit dem infolge des Anschlusses bereits erfolgten und notwendigen Netzausbau anfallenden Kosten, insbesondere zur Bemessungsgrundlage, Mindestleistungswerten für die einzelnen Netzebenen, Folgen einer örtlichen Verschiebung des **Zählpunkts** **Netznutzungsrechtes**, eines Wechsels der Netzebenen sowie Pauschalierungen;
- 4. zu allfällig vorzusehenden Rückzahlungs- und Übertragungsansprüchen, Anrechnungs- und Überleitungsbestimmungen für bereits auf Basis der vor Inkrafttreten dieses Gesetzes geleistete Netzbereitstellungsentgelte.**

(3) Solange die Regulierungsbehörde keine Festlegungen gemäß Abs. 2 Z 2 trifft, gelten die Pauschalen gemäß Anlage V, sofern die Regulierungsbehörde deren Geltung nicht in den Verordnungen gemäß Abs. 2 ausgeschlossen hat.

Zu Abs. 3

Aufgrund der massiven Kostenerhöhungen seit Inkrafttreten des EAG-Pakets, sollten die Pauschalen in Anhang V – entsprechend dem Gleichbehandlungsgrundsatz – den aktuellen Marktpreisen angepasst sowie in weiterer Folge valorisiert werden. Darüber hinaus ist festzuhalten, dass die gültigen Pauschalen unter Zugrundelegung der netzwirksamen Leistung nicht kostendeckend sind.

Der Begriff „Anschlussanlage“ muss legaldefiniert werden (Begriff wird auch unter § 83 (4) verwendet!). Derzeit wird die Anschlussanlage nur in den zukünftig entfallenden AVB geregelt.

Zudem fehlt bei Wegfall des EIWOG 2010 eine Regelung für die weitere Behandlung der vereinnahmten Netzbereitstellungsentgelte.

§ 55 (6) Die tatsächlich vereinnahmten Netzbereitstellungsentgelte sind über einen Zeitraum von 20 Jahren, bezogen auf die jeweiligen Netzebenen aufzulösen, sodass sie sich kostenmindernd auf das Netznutzungsentgelt auswirken.

Beim Netzanschlussentgelt (§ 111) fehlt weiters eine zu § 54 Abs. 2 EIWOG 2010 korrespondierende Regelung zur Pauschalierungsmöglichkeit des Netzbetreibers. Eine Pauschalierung vergleichbarer Netzanschlüsse sollte jedenfalls möglich sein.

Zu § 112 (Regelleistungsentgelt)

Das vormalige Systemdienstleistungsentgelt (SDL) wurde auf Regelleistungsentgelt umbenannt, wobei die Verrechnung an die Erzeuger mit der Leistungsgrenze von 5 MW beibehalten wurde. Wie bereits in mehreren Konsultationen ausgeführt, lehnen wir die Verrechnung der Kosten für die „Vorhaltung der Regelleistung, inklusiver Primärregelleistung“ an die Erzeuger ab. Diese sollten im Rahmen des NNE den Entnehmern zugerechnet werden. Alternativ ist der zusätzliche Abrechnungsmechanismus gemäß Art. 44 Abs. 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/2195 zur Anwendung zu bringen. Wir

fordern die Integration dieser Kosten in das Netznutzungsentgelt (NNE) oder die Einführung des zusätzlichen Abrechnungsmechanismus an die Bilanzgruppen und die Streichung bzw. andernfalls die Anpassung dieser Regelung.

- ~~(1) Durch das Regelleistungsentgelt werden dem Regelzonenführer die Beschaffungskosten für die Vorhaltung der Regelleistung, inklusive Primärregelleistung, gemäß § 128 abgegolten. Das Regelleistungsentgelt ist von Einspeisern, einschließlich Kraftwerksparks, mit einer netzwirksamen Leistung von mehr als 5 MW regelmäßig zu entrichten.~~
- ~~(2) Die Regulierungsbehörde hat das Regelleistungsentgelt mit Verordnungen gemäß § 117 Abs. 1 und 2 festzulegen. Sie kann insbesondere Festlegungen zur Bemessungsgrundlage des Regelleistungsentgelts, insbesondere zur Bestimmung des leistungs- und/oder arbeitsbezogenen Anteils des Regelleistungsentgelts, treffen.~~
- ~~(3) Die zur Verrechnung des Regelleistungsentgelts notwendigen Daten sind dem Regelzonenführer von den zur Zahlung verpflichteten Erzeugern jährlich bekannt zu geben.~~
- ~~(4) Abs. 1 und 2 sind nicht mehr anzuwenden, wenn eEin von der Regulierungsbehörde auf Antrag des Regelzonenführers genehmigter zusätzlicher Abrechnungsmechanismus gemäß Art. 44 Abs 3 der Verordnung (EU) Nr. 2017/2195 ist zur Anwendung zu bringen gelangt.~~

Zu § 113 (Bilanzgruppenkoordinationsentgelt)

§ 113 sollte ersatzlos gestrichen werden, da die bestehende Clearinggebühr gem. Verrechnungsstellengesetz flexibler, etabliert und verursachungsgerecht ist (siehe auch Begründung zu §§ 9, 10, 13). Alternativ könnten die entsprechenden Regeln des Verrechnungsstellengesetzes ins EIWG textgleich übernommen werden.

Zu § 118 (Regulierungskonto)

Zu Abs. 1

~~§ 118 Abs. 1: „Differenzbeträge zwischen den tatsächlich erzielten Erlösen oder festgestellten Kosten einerseits und den der Systemnutzungsentgelte-Tarifeverordnung gemäß § 117 Abs. 2 zugrunde liegenden Erlösen andererseits können sind in künftigen Verfahren gemäß § 116 ausgeglichen werden auszugleichen.“~~

Der Änderungsvorschlag spiegelt die bisherig in § 50 EIWOG 2010 enthaltene Regelung zum Regulierungskonto wider. Die Beibehaltung der bisherigen Logik des Regulierungskontos ist entsprechend der Judikatur des Verfassungsgerichtshofs, wonach eine Abgeltung der angemessenen Kosten zuzüglich eines angemessenen Gewinns vorzusehen ist (VfSlg 12564; 7720), geboten. Eine „Kann-Bestimmung“ bietet Investoren keine Investitionssicherheit, beziehungsweise gewährt eine „Kann-Bestimmung“ hinsichtlich der Aufrollung von Differenzbeträgen keine Garantie zur Kostendeckung.

Die Beibehaltung der bisherigen Logik des Regulierungskontos ist entsprechend der Judikatur des Verfassungsgerichtshofs, wonach eine Abgeltung der angemessenen Kosten zuzüglich eines angemessenen Gewinns vorzusehen ist (VfSlg 12564; 7720), geboten. Eine

„Kann-Bestimmung“ bietet Investoren keine Investitionssicherheit, beziehungsweise gewährt eine „Kann-Bestimmung“ hinsichtlich der Aufrollung von Differenzbeträgen keine Garantie zur Kostendeckung. Andernfalls sehen wir die Finanzierung als gefährdet an bzw. nur zu höheren Finanzierungskosten stemmbar.

Der Änderungsvorschlag spiegelt die bisherig in § 50 EIWOG 2010 enthaltene Regelung zum Regulierungskonto wider.

*§ 118 Abs. 1: „Differenzbeträge zwischen den tatsächlich erzielten Erlösen oder festgestellten Kosten einerseits und den der Systemnutzungsentgelte-Tarifeverordnung gemäß § 117 Abs. 2 zugrunde liegenden Erlösen andererseits ~~können~~ **sind** in künftigen Verfahren gemäß § 116 ~~ausgeglichen werden~~ **auszugleichen**.“*

Die Zuordnung der Mehrerlöse aus dem Regelleistungsmarkt zum Netznutzungsentgelt ist sachlich nicht begründbar, diese sind den für die Kosten der Vorhaltung der Regelleistung tragenden Erzeugern gutzuschreiben. Daher fordern wir die Anpassung der Regelung.

*(3) Aus der Abrechnung gemäß den Kapiteln 2, 3 und 4 des Titels V der Verordnung (EU) Nr. 2017/2195 resultierende Beträge ~~sindkönnen~~ bei der Feststellung der Kostenbasis für die nächsten zu erlassenden Systemnutzungsentgelte-Verordnungen ausschließlich im Rahmen der **RegelleistungsNetznutzungsentgelte** gemäß § ~~112109~~ von der Regulierungsbehörde über einen angemessenen Zeitraum **auszugleichen** werden.*

Differenzbeträge, die auf Regulierungskontopositionen bei Netzbetreibern vorhanden sind, allerdings aufgrund mangelnder Zuordenbarkeit betreffend der Entgeltkomponenten nicht aufgelöst werden können (Bsp.: Grenzkraftwerkkonto), können über das Regulierungskonto über einen angemessenen Zeitraum von der Regulierungsbehörde als angemessen erachtete Entgeltkomponenten gem. § 108 Abs. 2 berücksichtigt werden.

Zur gesetzlichen Verankerung wird ein neuer § 118 Abs. 8 EIWG vorgeschlagen:

§ 118 Abs. 8: „Differenzbeträge im Regulierungssystem, die Abs. 1 – 7 nicht zuordenbar sind, sind im Rahmen der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte gemäß § 108 von der Regulierungsbehörde angemessen den Entgeltkomponenten gem. § 108 Abs. 2 zuzuweisen und über einen angemessenen Zeitraum auszugleichen.“

Zu § 119 (Grundsätze der Kosten- und Mengenermittlung)

Die Rahmenbedingungen für Infrastrukturinvestitionen liegen laut vorliegendem Entwurf einzig im Ermessensspielraum des Regulators, dem somit enorme energiepolitische Entscheidungskompetenz zukommt. Im Vergleich zu den bisherigen korrespondierenden § 59 „Kostenermittlung“ und § 60 „Finanzierungskosten“ gemäß EIWOG 2010 sind im nunmehr vorliegenden Begutachtungsentwurfes des EIWG wesentliche Grundsätze der Kostenermittlung von der bisherigen gesetzlichen Verankerung in eine „Festlegungsermächtigung“ der Regulierungsbehörde verlagert worden. Entsprechend § 119 Abs. 2 hat die Regulierungsbehörde für die Feststellung der Kostenbasis gemäß § 116 Abs. 1 nähere Festlegungen über die Regulierungssystematik der Kosten- und Mengenermittlung zu treffen.

Dies ist äußerst kritisch zu sehen, zumal damit aufgrund einer fehlenden gesetzlichen Verankerung wesentlicher Grundsätze der Kostenermittlung eine zukünftige Rechts- und somit Planungssicherheit für Netzbetreiber nicht mehr im bisherigen Umfang gegeben ist.

Die Regulierungssystematik hat jedenfalls die langfristige Werthaltigkeit von Investitionen in Netzinfrastruktur zu gewährleisten. Zur Sicherstellung der Werthaltigkeit zukünftiger Netzinvestitionen sollten bei der Ermittlung des WACC die Empfehlungen des Fachgutachtens KFS/BW1 berücksichtigt werden.

Fachgutachten des Fachsenats für Betriebswirtschaft und Organisation der Kammer der Wirtschaftstreuhänder zur Unternehmensbewertung (beschlossen in der Sitzung des Fachsenats für Betriebswirtschaft und Organisation am 26. März 2014 als Neufassung des Fachgutachtens KFS/BW 1)

https://old.ksw.or.at/PortalData/1/Resources/fachgutachten/KFSBW1_15052014_RF.pdf

Demnach sind, insbesondere auch unter Berücksichtigung der massiven zukünftigen Investitionsanforderungen für Netzbetreiber iZm den EAG-Zielsetzungen, zumindest nachfolgende Grundsätze der Kostenermittlung (entsprechend bzw. in Anlehnung an die bisherigen Bestimmungen gemäß EIWOG 2010) ergänzend in den § 119 EIWG aufzunehmen:

- i. Die bei einer effizienten Implementierung neuer Technologien entstehenden Kosten sind in den Entgelten unter Berücksichtigung der Grundsätze der Kostenermittlung und der Nutzung von Synergieeffekten angemessen zu berücksichtigen (bisheriger § 59 Abs. 1).
- ii. Finanzierungskosten haben die angemessenen Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital zu umfassen, wobei die Verhältnisse des Kapitalmarktes und die Kosten für Ertragsteuern zu berücksichtigen sind. Investitionen von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern iZm der Integration der erneuerbaren Erzeugung, einschließlich von Netzinvestitionen zur Bedienung der Erfordernisse der Elektromobilität, sind zur unterstützenden Umsetzung der Energiewende in den Verteil- und Übertragungsnetzen und somit der Erreichung der Zielsetzungen gemäß Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) als Anreizelement durch einen Zuschlag auf den Finanzierungskostensatz entsprechend zu fördern.

ad. Erläuterungen: Der Zuschlag auf den Finanzierungszinssatz (WACC) für Netzinvestitionen iZm der Umsetzung der Energiewende in den Verteil- und Übertragungsnetzen wird damit begründet, dass sich i) ein gesamtwirtschaftlicher Wohlfahrtsgewinn bei Sicherstellung der erforderlichen Netzkapazitäten bei einem „beschleunigten“ Anschluss der erneuerbaren Erzeugung ergibt, ii) sich ein höheres Risiko bei komplexen Neubauprojekten und unerprobten Technologien ergibt und sich iii) eine Unterdimensionierung der Verteil- und Übertragungsnetze stärker negativ auf Netzbetreiber und die gesamte Volkswirtschaft als eine Überdimensionierung der Verteil- und Übertragungsnetze auswirkt („asymmetrisches Risiko der Netzdimensionierung“).

Geförderte Finanzierungen sind angemessen zu berücksichtigen, wobei im Sinne einer Anreizwirkung für Netzbetreiber geförderte Finanzierungen im Zusammenhang mit dem erforderlichen Netzausbau zur Zielerreichung der Klimaneutralität in Österreich bis 2040

gemäß Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) gesondert zu behandeln sind (bisheriger § 60 Abs. 1, incl. Ergänzung).

Zu den Erläuterungen: Geförderte Finanzierungen im Zusammenhang mit dem erforderlichen Netzausbau zur Zielerreichung der Klimaneutralität in Österreichs bis 2040 gemäß EAG sind im Sinne einer Anreizwirkung (d.h. um für Netzbetreiber Anreize zu schaffen, derartige Investitionsförderungen auch tatsächlich anzustreben) in der Form zu berücksichtigen, dass der gegebene Finanzierungsvorteil im Vergleich zur konventionellen Marktfinanzierung zum „überwiegenden Anteil“ (d.h. zumindest zu 75 %) beim Netzbetreiber zu verbleiben hat.

iii. Im Falle von Zusammenschlüssen von Netzbetreibern kann eine erhöhte Kapitalbasis anerkannt werden, sofern aus diesem Zusammenschluss erzielte Synergieeffekte unmittelbar zu einer Reduktion der Gesamtkosten aus Sicht der Netzbenutzer führen (bisheriger § 60 Abs. 4, incl. Ergänzung „Netzbenutzer, anderenfalls wäre die Möglichkeit der Anerkennung eines regulatorischen Firmenwertes, bei Realisierung entsprechender Synergiepotentiale, nicht mehr im Gesetz enthalten).

In diesem Zusammenhang § 119 Abs. 2 Z 3 ist anzuführen, dass Prozesskostenvergleiche zwischen Netzbetreibern und somit in Folge Kostenkürzungen im Rahmen der Kostenermittlung unzulässig sind, sofern diese in Kombination mit einem nachgelagerten Effizienzvergleich (Benchmarking) angewandt werden („Doppelbenchmarking“ von Prozesskosten im Zuge der Kostenermittlung und in Folge im regulatorischen Effizienzvergleich). Das aktuell implementierte regulatorische Benchmarking versucht definitionsgemäß sicherzustellen, dass Gesamtkosten (TOTEX) je Netzbetreiber und somit nicht „nichtvergleichbare Prozesskosten“ im Rahmen der Benchmarkingsystematik einem Effizienzvergleich unterzogen werden. Gemäß gültiger Anreizregulierungssystematik haben Netzbetreiber somit bei gegebenen mehrdimensionalen Leistungs- und Strukturvariablen die TOTEX und somit die Gesamtkosten über sämtliche Leistungsbereiche (Netzbetreiber-Prozesse) zu minimieren

Zudem ist anzuführen, dass das vorliegende EIWG umfassende neue, zusätzliche Aufgaben für Netzbetreiber - im Vergleich zum derzeit gültigen EIWOG 2010 - vorsieht (u.a. iZm intelligenten Messgeräten, Energiegemeinschaften oder dem auch zukünftig erforderlichen sicheren Netzbetrieb unter Berücksichtigung nationaler und europäischer Anforderungen, z.B. „Operative Betriebsplanung und Systemführung“).

Da die daraus resultierenden zusätzlichen Kosten in der Kostenbasis (Fotojahr 2021) für die kommende 5. Regulierungsperiode (RP) Strom (2024 bis 2028) nicht abgebildet sind, ist eine Abbildung über die so genannten „potenziell veränderlichen Parameter“ und somit entweder über ein „Kosten-Plus-Modell“ oder einen spezifischen korrespondierenden Betriebskostenfaktor innerhalb der 5. RP Strom - wie in der finalen Regulierungssystematik der Regulierungsbehörde für die 5.RP Strom grundsätzlich vorgesehen - erforderlich.

Daher ergeht folgender Änderungsvorschlag:

„Die Regulierungsbehörde hat für die Feststellung der Kostenbasis gemäß § 116 Abs. 1 nähere Festlegungen über die Regulierungssystematik der Kosten- und Mengenermittlung zu treffen. Sie kann **zu den Z 1 – 2** und **muss zu den Z 3 – 5** insbesondere Festlegungen treffen:

1. zum sachlichen und zeitlichen Geltungsbereich der Regulierungssystematik sowie deren weiterer Ausgestaltung, wie Pauschalierungen für bestimmte Unternehmensgrößen, ein- oder mehrjährigen Regulierungsperioden und zum näheren Vorgehen bei der Feststellung der Kosten während einer Regulierungsperiode,
2. zu den einzelnen Parametern der Regulierungssystematik, wie generelle und individuelle Zielvorgaben für die Netzbetreiber, Anreize für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, einschließlich **möglicher Anreize für den effizienten Netzausbau durch Zuschläge auf den Finanzierungskostensatz**, möglicher Anreize zur Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen **und einer möglichen Verzinsung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens sowie die Abgeltung der Teuerung und der Berechnung und Berücksichtigung des Regulierungskontos**;
3. **Festlegungen der Regulierungsbehörde** über die zu berücksichtigenden Kosten, insbesondere ~~Investitions-, Finanzierungs- sowie Betriebskosten~~ **und Betriebskosten, Finanzierungskosten für die angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital**, und über nicht beeinflussbare Kosten sowie zur Ermittlung und zum Nachweis der Kosten durch den Netzbetreiber oder deren Angemessenheit, gegebenenfalls unter Heranziehung von Unternehmensbüchern, Kostenträgerrechnungen, ~~Prozesskosten~~ und Drittvergleichen **zur Gewährleistung der Marktüblichkeit**;
4. zu kostenmindernden Positionen, wie Erlösen aus grenzüberschreitenden Transporten, Förderungen oder Beihilfen sowie die zeitliche Berücksichtigung von vereinnahmten Entgelten;
5. zur Ermittlung des Mengengerüsts.“

Ergänzend bedarf es einer Adaption der Erläuterungen § 119 (Grundsätze der Kosten- und Mengenermittlung)

Die Z 3 - 5 sind wesentlich und unabdingbar für den Netzbetrieb. Daher ist eine Berücksichtigung in der Regulierungssystematik ein Muss-Kriterium, weil es eben keine Einschränkung der Regulierungsbehörde ist, sondern der Sachlogik und der Rechtssicherheit dient. Deshalb ist eine derartige Regelung keinesfalls EuGH-widrig und im Einklang mit der österreichischen Rechtsordnung. Es kommt zu einer Klarstellung über die angemessene Berücksichtigung von Finanzierungskosten. Erweiterte Begründungen sind in den Erläuterungen zu § 119 Abs. 2 aufzunehmen.

Die Setzung von positiven Anreizen in Z 2 ist ein zentrales Element der Systemnutzungsentgeltfestsetzung nach den unionsrechtlichen Vorgaben, insbesondere Art 18 Abs. 2 (EU) Verordnung 2019/943. Die Möglichkeit zur Festsetzung von Zuschlägen auf den Finanzierungskostensatz für den effizienten Netzausbau sollte im Hinblick auf die Notwendigkeit des Netzausbaus im Lichte der nationalen und europäischen Klimaziele betont werden.

Weiters erfordert die Wahrnehmung der den Netzbetreibern zugewiesenen Funktionen teilweise die Zwischenfinanzierung erheblicher Geldbeträge (bspw. Verlustenergiebeschaffung: APG muss den Einkauf der Verlustenergie bis zur Weiterverrechnung an die Verteilernetzbetreiber, für die die Beschaffung vorgenommen wird, zwischenfinanzieren). Die Betonung der Möglichkeit zur Festlegung einer Verzinsung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens ist im Hinblick auf die Bindung signifikanter Geldbeträge geboten.

Eine Anerkennung von Kosten für Leitungsdienstbarkeiten dient der Verfahrensbeschleunigung und Rechtssicherheit sowie der Gleichbehandlung der Dienstbarkeitsgeber. Dies kann zusätzlich auch zur Reduktion von Zwangsverfahren führen. *„Für die Kosten- und Mengenermittlung hatte der Gesetzgeber bisher in den §§ 59 bis 61 EIWOG 2010 zum Teil detaillierte Regelungen vorgesehen. Diese Vorgaben sollen im Hinblick auf Art. 18 der Verordnung (EU) 2019/943 - unter gebotener Berücksichtigung der damit verfolgten Ziele, wie insbesondere Erwägungsgrund 66 Verordnung (EU) 2019/943 - sowie die oben erwähnte Rechtsprechung des EuGH reduziert werden. Die Festlegung über die nähere Regulierungssystematik der Kosten- und Mengenermittlung dient (neben § 116) der Umsetzung von Art. 59 Abs. 1 lit. a der Richtlinie (EU) 2019/944. Neben den unionsrechtlichen Vorgaben und der Zielvorgaben gemäß § 5 EIWG und § 4 E-ControlG, sind die durch den VfGH ausgearbeiteten Grundsätze grundrechtskonformer Entgeltregulierung zum Preisrecht durch die Regulierungsbehörde auch bei Ausarbeitung der Festlegung der Regulierungssystematik einzuhalten. Die Kostenermittlung muss demnach zumindest die dem Grunde und der Höhe nach angemessenen Kosten zuzüglich eines angemessenen Gewinns zuerkennen (VfSlg 12564; 7720). In der aktuellen Situation der Energiewende und der damit erforderlichen Ausbaumaßnahmen in die Infrastruktur, muss sichergestellt sein, dass diese übergeordneten energiepolitischen Ziele bei der Regulierung zu berücksichtigen sind. Dies bedingt, dass eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals – im Einklang mit internationalen Regulierungsstandards wie etwa § 21 Abs 2 dEnWG– vorzusehen ist. Daraus ergibt sich, dass die Höhe des Gewinns und das unternehmerische Risiko (bspw. außergewöhnliches Investitionsvolumen) in einem angemessenen Verhältnis zueinanderstehen müssen.*

Indem die Regulierungsbehörde gemäß Abs. 1 sicherstellt, dass Quersubventionierungen verhindert werden, wird Art. 59 Abs. 1 lit. j der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt.

Die in Abs. 2 Z 2 genannten Anreize sollen insbesondere auch zur Erreichung der Klima- und Energieziele einschließlich der Steigerung der Energieeffizienz beitragen (vgl. den Zielkatalog des § 5 und den Anhang XI zur Richtlinie 2012/27/EU) sowie der Schaffung von Investitionssicherheit (vgl. Europäische Kommission, EU Action Plan for Grids, COM (2023) 757 final, 8). Unter die in Z 3 genannten Kosten fallen unter anderem Kosten für die Ausrollung von intelligenten Messgeräten (siehe Art. 19 Abs. 4 der Richtlinie (EU) 2019/944) sowie angemessene Kosten für Leitungsdienstbarkeiten. Mit Abs. 3 wird Art. 59 Abs. 9 der Richtlinie (EU) 2019/944 in Bezug auf die Regulierungssystematik umgesetzt. Die Veröffentlichung entspricht der bestehenden Praxis der Regulierungsbehörde. Die Veröffentlichung der umfassenden Beschreibung der Regulierungssystematik erscheint im Hinblick auf das Transparenzgebot und die breite

Vorgabe zur Veröffentlichung in Art. 59 Abs. 9 der Richtlinie (EU) 2019/944 erforderlich, zumal die unionsrechtlichen Vorgaben hier keine klare Trennung zwischen Kosten- und Tarifmethode ziehen.“

Zu § 120 (Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen)

Zu Abs. 1

Unter Bezug auf die Anmerkungen zu § 6 Abs. 1 Z 43 sind die Stromhändler in § 120 EIWG zu berücksichtigen und wird folgende Anpassung vorgeschlagen:

„(1) Verteilernetzbetreiber haben **nach Konsultation der Lieferanten, Bilanzgruppenverantwortlichen und Aggregatoren** Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement für ihren Bedarf in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen, wenn die Flexibilitätsbeschaffung gegenüber dem Netzausbau oder der Netzverstärkung die kosteneffizientere Maßnahme darstellt, die Effizienz beim Betrieb ihres Verteilernetzes dadurch verbessert wird und Verzögerungen bei neuen Netzzugängen dadurch wirtschaftlich effizient vermieden werden.

(2) Die Netzbetreiber haben **nach Konsultation der Lieferanten, Bilanzgruppenverantwortlichen und Aggregatoren** 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. Die Spezifikationen haben die wirksame und diskriminierungsfreie Beteiligung aller Marktteilnehmer sicherzustellen. Dies gilt insbesondere für Marktteilnehmer, die verteilte Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung anbieten. Die Spezifikationen haben eine effiziente Beschaffung und einen effizienten Netzbetrieb **sowie einen möglichst liquiden Markt für Flexibilitätsdienstleistungen als auch eine gesamtwirtschaftliche Effizienz** zu gewährleisten. **Die marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen muss die bereits bestehenden Möglichkeiten der marktbasiereten Beschaffung durch die Marktteilnehmer berücksichtigen und darf diese nicht schwächen oder einschränken.“**

Zu Abs. 2 und 3

Die Möglichkeit der Beschaffung von marktbasiereten Flexibilitätsdienstleistungen durch VNB ist zu begrüßen.

Aufgrund der Erkenntnisse aus Deutschland (Gambling Gefahr) sollte z.B. auch klargestellt werden, dass die Verordnungsermächtigung nach Abs. 5 auch Möglichkeit für kostenbasierende Beschaffung schafft. Generell sollte auf eine saubere Abgrenzung zwischen Redispatch und Engpassmanagement geachtet werden.

Die Netzbetreiber werden zwar verpflichtet, der Regulierungsbehörde einen Vorschlag für eine gemeinsame Vorgehensweise betreffend Beschaffung von Flexibilitätsleistungen vorzulegen. In weiterer Folge ist die Regulierungsbehörde sodann dazu berufen, die Beschaffungsmodalitäten und Spezifikation der Produkte mit Verordnung festzulegen, „wobei sie dabei nicht an den Vorschlag der Netzbetreiber gebunden ist“.

Im Gesetz sollte verankert werden, dass die Regulierungsbehörde auf den Vorschlag der Netzbetreiber Bedacht zu nehmen hat. Damit wäre sichergestellt, dass die Behörde nicht begründungslos vom Vorschlag der Netzbetreiber abweicht.

Mit den vielen VO-Ermächtigungen beginnt ein komplexer mehrjähriger Umsetzungsprozess (Einbindung in den Elektrizitätsmarkt und Prozesslandschaft, etc.). Deshalb muss weiters sichergestellt werden, dass die Erwartungshaltung nicht wie bei Erneuerbaren Energiegemeinschaften ist, dass unmittelbar nach Gesetzesbeschluss Begehrlichkeiten zu entsprechender Marktteilnahme entstehen und die Netzbetreiber wieder hohem Zeitdruck bei der Umsetzung ausgesetzt werden.

Zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs und der Versorgungssicherheit ist den Verteilernetzbetreibern die Möglichkeit einzuräumen, in den Netzanschlussverträgen Engpassmanagement-Maßnahmen, zumindest von Einspeisern, einzufordern.

Aktuell wird auf europäischer Ebene der Network Code Demand Response finalisiert. Daher ist Abs. 1 wie folgt zu ändern und ein zusätzlich Abs. 6 wie folgt mitaufzunehmen:
„(1) Verteilernetzbetreiber haben Flexibilitätsleistungen **einschließlich Engpassmanagement** für ihren Bedarf in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren **auf Marktplätzen** zu beschaffen, [...].

(6) Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit können Verteilernetzbetreiber für Netzgebiete Engpassmanagement-Maßnahmen in den Netzanschlussverträgen vorgeben.“

In Abs. 5 erhält die Regulierungsbehörde die Möglichkeit, über eine Verordnung nähere Regelungen für die Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung festzulegen. Essenziell in diesem Zusammenhang ist, dass die Verteilernetzbetreiber ebenfalls die Möglichkeit erhalten müssen, Flexibilität kostenbasiert zu beschaffen.

Über die Umsetzung eines hybriden Ansatzes (bevorzugt marktbasierend -> wenn nicht möglich kostenbasiert -> wenn dies auch nicht möglich -> Ausnahme von der Beschaffung) werden die notwendigen Rahmenbedingungen geschaffen, dass z.B. bei strukturellen Engpässen oder „Gaming“ (Missbrauch bei Einsatz von marktbasierter Beschaffung) die Erbringung der Flexibilitätsleistung gewährleistet wird.

Der hybride Ansatz ist im Gesetz aufzunehmen.

„(5) Von der marktgestützten Beschaffung im Sinne dieser Bestimmung ist abzusehen, wenn die Regulierungsbehörde durch Verordnung feststellt, dass die marktgestützte Beschaffung dieser Flexibilitätsleistungen für einzelne Netzgebiete und Netzebenen wirtschaftlich nicht effizient ist oder dass eine solche Beschaffung zu schwerwiegenden Marktverzerrungen oder stärkeren Engpässen führen würde. **Es können jedoch durch Verordnung der Regulierungsbehörde für einzelne Netzgebiete und Netzebenen durch die Verteilernetzbetreiber Verträge über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen, gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die durch diese Leistungen verursacht werden, geschlossen werden.** Stellt die Regulierungsbehörde eine Ausnahme

fest, hat sie ihre Entscheidung spätestens alle drei Jahre zu überprüfen und das Ergebnis der Überprüfung auf ihrer Website zu veröffentlichen.“

Zu § 121 (Engpassmanagement im Übertragungsnetz)

Im Interesse einer bestmöglichen und effizienten Flexibilitätsnutzung durch Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber, sowie einer möglichen marktbasiernten Beschaffung von Engpassmanagement gemäß EU-Verordnung 2019/943 sollte eine Segmentierung in Anlagen oder Angebote, die nur durch die VNB oder nur durch die ÜNB genutzt werden können, vermieden werden. In diesem Sinne sollten in §§ 120 – 123 abgedeckte Regelungen sowohl VNB als auch ÜNB jeweils die Nutzung der marktbasiernten (§ 120) wie auch der kostenbasiernten (§ 121) Ressourcen ermöglichen.

Um einen Markt gemäß § 120 parallel zu einem kostenbasiernten System zu entwickeln und die Teilnahme neuer Marktteilnehmer (z.B. Laststeuerung) zu incentivieren, kann es notwendig sein, von einem reinen Kostenoptimum abzuweichen.

Einfügen eines neuen Abs. 3:

„§ 121 (3) Sofern für die Vermeidung oder Beseitigung eines Netzengpasses im Übertragungsnetz erforderlich, kann der Regelzonenführer die marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen gemäß § 120 nutzen.

Der bisherige Abs. (3) wird ein neuer Abs. (4)

§121 (4) Der Regelzonenführer ist verpflichtet, im Rahmen von Engpassmanagement jene Maßnahmen zu ergreifen, mit denen nach Maßgabe der systemtechnischen Anforderungen Engpässe im Übertragungsnetz zu den geringsten Kosten vermieden werden. Der Regelzonenführer kann davon, in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde, zu Zwecken der Marktentwicklung von Flexibilitätsdienstleistungen gemäß §120, abweichen.

§ 121. (1) Sofern für die Vermeidung oder Beseitigung eines Netzengpasses im Übertragungsnetz über die Begrenzungen und betrieblichen Beschränkungen des Netzzugangs gemäß § 86 hinaus erforderlich, schließt der Regelzonenführer in Abstimmung mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern im erforderlichen Ausmaß und für den erforderlichen Zeitraum mit Marktteilnehmern Verträge, wonach diese zur über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die durch diese Leistungen verursacht werden, verpflichtet sind; dabei sind die Vorgaben gemäß Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943 einzuhalten. Soweit darüber hinaus auf Basis einer Systemanalyse der Bedarf nach Vorhaltung zusätzlicher Erzeugungsleistung oder reduzierter Verbrauchsleistung besteht (Netzreserve), ist diese gemäß den Vorgaben des § 125 zu beschaffen. In diesen Verträgen können Erzeuger oder Entnehmer auch zu gesicherten Leistungen, um zur Vermeidung und Beseitigung von Netzengpässen in anderen Übertragungsnetzen beizutragen, verpflichtet werden. Zur Nutzung von Erzeugungsanlagen oder Anlagen von Entnehmern im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt und der Schweizerischen Eidgenossenschaft zur Vermeidung, Beseitigung und Überwindung von Engpässen in österreichischen Übertragungsnetzen kann der Regelzonenführer Verträge mit anderen Übertragungsnetzbetreibern abschließen. Bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte sind dem Regelzonenführer die Aufwendungen, die ihm aus der Erfüllung dieser Verpflichtungen entstehen, anzuerkennen.

(2) **(Verfassungsbestimmung)** Wenn Netzengpässe im Übertragungsnetz der Regelzone auftreten und für deren Beseitigung **über die Begrenzungen und betrieblichen Beschränkungen des Netzzugangs gemäß § 86 hinaus** Leistungen der Erzeuger erforderlich sind und eine vertragliche Vereinbarung gemäß Abs. 1 nicht vorliegt, haben die Erzeuger auf Anordnung des Regelzonenführers, in Abstimmung mit den betroffenen Netzbetreibern, Flexibilitätsleistungen zu erbringen. Das Verfahren zur Ermittlung des **durch den Regelzonenführer zu entrichtenden** angemessenen Entgelts für diese Leistungen ist in einer Verordnung der Regulierungsbehörde festzulegen, wobei als Basis die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten der Erzeuger, die durch diese Leistungen verursacht werden, heranzuziehen sind. **Nicht abzugelten sind wirtschaftliche Nachteile und Kosten resultierend aus Anordnungen, von Begrenzungen und betrieblichen Beschränkungen des Netzzugangs gemäß § 86.** Dabei ist auch sicherzustellen, dass bei der Einspeisung von Elektrizität auf der Grundlage von erneuerbaren Energiequellen ein Vorrang einzuräumen ist und bei Anweisungen gegenüber Betreibern von KWK-Anlagen die Sicherheit der Fernwärmeversorgung nicht gefährdet wird. Abs. 1 letzter Satz gilt sinngemäß.“

Begründung § 86 und § 121:

Die Regelung § 121 Abs. 2 (wie im bisherigen § 23 Abs. 9 EIWOG 2010) kann aufgrund des OGH-Erkenntnisses (AZ 5 Ob 114/21g) nicht mehr aufrecht gehalten werden. Aufgrund der angespannten Netzsituation und des enormen Ausbaus volatiler erneuerbarer Energieerzeugung ist zukünftig auch mit vermehrten Anweisungen zur Erhöhung oder Einschränkung der Einspeisung gegenüber Erzeugern, die nicht direkt am Übertragungsnetz angeschlossen sind und mit denen der Regelzonenführer keine vertragliche Vereinbarung hat, zu rechnen.

Die derzeitige Verfassungsbestimmung (derzeit § 23 Abs. 9 EIWOG 2010, dann § 121 Abs. 2 EIWG), welche dem Regelzonenführer die Anordnung zum Redispatch ohne vertragliche Regelung ermöglicht, führt in Bezug auf den konkreten Anordnungsprozess zu unterschiedlichen Interpretationen der beteiligten Erzeuger und Netzbetreiber. Entsprechend des jüngsten OGH-Erkenntnisses (AZ 5 Ob 114/21g) sind diese in Netzzugangs-/Netzkooperationsverträgen vereinbarten unentgeltlichen Einschränkungen, welche vom Regelzonenführer an den Verteilernetzbetreiber ausgesprochen werden, gegenüber den am Verteilernetz angeschlossenen Erzeugern entsprechend § 23 Abs. 9 EIWOG auf Basis der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten abzugelten. Nach den aktuellen, von der ECA am 16.03.2023 genehmigten ANB des Übertragungsnetzbetreibers wird die Haftung für solche Nachteile und Kosten auf die Verteilernetzbetreiber geschoben. Dies und der Umstand, dass diese Kosten von der ECA nicht anerkannt werden, ist für die Verteilernetzbetreiber nicht tragbar und würde in letzter Konsequenz zu einer Verlangsamung bzw. zu einem Stopp des Ausbaus erneuerbarer Energieträger führen, weil diese Schadenersatzpflicht für die Verteilernetzbetreiber zu einem nicht abschätzbaren Risikofaktor werden, welche nach den Grundsätzen eines ordentlichen Unternehmers nicht tragbar sind bzw. akzeptiert werden können.

Dies führt zu einer Ungleichbehandlung von Erzeugern, die am Netz der Verteilernetzbetreiber angeschlossen sind, im Vergleich zu jenen, die direkt am Übertragungsnetz angeschlossen sind und auf Basis der vertraglichen Regelungen kein Entgelt erhalten würden. Dabei handelt es sich um eine unsachliche Vorgehensweise, da es für die Auswirkungen auf die Belastungen im Übertragungsnetz unerheblich ist, ob eine Anlage im Übertragungsnetz oder im Verteilernetz angeschlossen ist.

Um diesbezügliche Ungleichbehandlungen zu beseitigen, ist es dringend notwendig die vertragliche Aufforderung zur Einhaltung der Netznutzungsbeschränkung gemäß Netzkoooperations- oder Netzzugangsvertrag, welche vom Regelzonenführer an den Verteilernetzbetreiber (auf Basis der vertraglichen Beziehung) ergeht, nicht als Engpassmanagement zu qualifizieren und bereits im Gesetz deren Unentgeltlichkeit zu verankern. (siehe § 86 begrenzten oder beschränkten Netzzugangs an das Übertragungsnetz).

Es ist daher dringend notwendig, die Engpassmanagement-Bestimmungen (derzeit § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG, dann § 121) entsprechend anzupassen und die Möglichkeit von unentgeltlichen Einschränkungen gemäß § 86 gesetzlich zu ermöglichen und explizit in den § 121 aufzunehmen.

Dies entspricht dem Ziel des Gesetzgebers, der die Verfassungsbestimmung als Sonderfall ausgestaltet hat. Eine universelle und schier uferlose Anwendbarkeit dieser „Sonderbestimmung“ für eine Vielzahl von anderweitigen Anordnungen des Regelzonenführers (z.B. an Verteilernetzbetreiber auf vertraglicher Basis) ist vom Zweck dieser Norm nicht erfasst.

Zu § 123 (Gemeinsame Flexibilitätsplattform)

Unter Bezug auf die Anmerkungen zu § 6 Abs. 1 Z 43. und § 120 sind die Stromhändler zu berücksichtigen und es wird folgende Anpassung von Abs. 1 vorgeschlagen:

*„(1) Der Regelzonenführer und die Verteilernetzbetreiber die gemäß § 98 einen Netzentwicklungsplan zu erstellen haben, haben gemeinsam unter Berücksichtigung des Diskriminierungsverbots gemäß § 74 und **nach Konsultation der Lieferanten, Bilanzgruppenverantwortlichen und Aggregatoren** eine webbasierte Plattform zur Koordination der Beschaffung und des Einsatzes von Flexibilitätsleistungen, kurzfristiger Laststeuerung sowie der kurzfristigen Veränderung der Einspeisung einzurichten und zu betreiben.“*

Der Begriff webbasierte Plattform ist zu eng gefasst und durch digitale Infrastruktur zu ersetzen.

Korrespondierend zu Abs. 1 ist Abs. 4 zu adaptieren. Weiters muss die Möglichkeit erhalten bleiben, dass mehrere Dritte die geforderte Dienstleistung erbringen und unterschiedliche Teile der digitalen Infrastruktur betreiben

*„(1) Der Regelzonenführer und die Verteilernetzbetreiber die gemäß § 98 einen Netzentwicklungsplan zu erstellen haben, haben gemeinsam unter Berücksichtigung des Diskriminierungsverbots gemäß § 74 eine **digitale Infrastruktur webbasierte Plattform** zur*

Koordination der Beschaffung und des Einsatzes von Flexibilitätsleistungen, kurzfristiger Laststeuerung sowie der kurzfristigen Veränderung der Einspeisung einzurichten und zu betreiben.

...

*(4) Die Verpflichteten gemäß Abs. 1 können gemeinsam ~~Dritte einen Dritten~~ mit der Einrichtung und dem Betrieb der **digitale Infrastruktur-Plattform** beauftragen. Machen die Netzbetreiber von dieser Möglichkeit Gebrauch, haben sie jedenfalls sicherzustellen, dass die zu beauftragende Stelle in der Lage ist, die zu übertragenden Aufgaben unter Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen. Die Beauftragung ist der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Eine Beauftragung lässt die Verantwortlichkeit der Verpflichteten gemäß Abs. 1 für die Erfüllung der ihnen gesetzlich übertragenen Aufgaben unberührt.“*

Zu § 125 (Beschaffung der Netzreserve)

Zu Abs. 2

Die Branche hat sich für längere Kontrahierungszeiträume ausgesprochen. Von Bedeutung sind in diesem Zusammenhang die Personalplanung (und -ausbildung), die Instandhaltung bzw. größere Reparaturen etc. – daraus ergibt sich ein unverhältnismäßiger Risikoshift zu den Anbietern.

Der Gesetzesentwurf berücksichtigt weiterhin nicht, dass der Bedarf nach Ersatzinvestitionen aufgrund des altersbedingten Wegfalls von Kapazitäten steigen wird. Die aktuelle Regelung ist für derartige Ersatzinvestitionen nicht geeignet. Daher müssen auch die damit im Zusammenhang stehenden längerfristigen Modelle geregelt werden.

Zu Abs. 6

Die Regulierungsbehörde hat acht Wochen Prüfzeit - hier wäre eine Verkürzung anzuraten, nachdem diese gesamte Frist in der Regel auch maximal ausgenützt wird. Der Zuschlag wird zuweilen wenige Tage vor Inkrafttreten des Vertrages mitgeteilt.

In § 125 Abs. 8 wird auf § 126 verwiesen. Wir empfehlen die Überprüfung, ob hier nicht § 124 gemeint ist.

Zu § 126 (Stilllegungsverbot)

Z 3 Kostenersatz für notwendige Neu- oder Erhaltungsinvestitionen nur für den Zeitraum des Stilllegungsverbotes ist nicht zumutbar, wenn danach eine endgültige Stilllegung erfolgt. Darüber hinaus ist der Verweis in Abs. 2 unverständlich bzw. nicht nachvollziehbar.

Zu § 128 (Regelreserve)

Für die Betreiberinnen und Betreiber entstehen durch eine Verpflichtung zur Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve Risiken, die nicht zumutbar sind bzw. sogar zur Gefährdung von Leib und Leben Dritter führen können. Eine Vorhalteverpflichtung kann nicht erfüllt werden, da nicht gewährleistet ist, dass eine Verpflichtung diskriminierungsfrei umgesetzt wird. Zudem ist die Definition der tatsächlichen Aufwendungen zu allgemein und gibt mögliche Wiederbeschaffungskosten nicht wieder. Vorgeschlagen wird die Streichung von Abs. 3.

Zu § 130 (Abschätzung der Ressourcen auf nationaler Ebene)

Wir begrüßen die Einführung einer Rechtsgrundlage für die Durchführung der Abschätzung der Ressourcen auf nationaler Ebene gemäß Verordnung (EU) 2019/943. Im Hinblick auf die dem Regelzonenführer zugewiesene Aufgabe zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sehen wir die Studie als zentralen Beitrag, um die Systembedarfe eines auf erneuerbare Energien ausgerichteten Systems aus Sicht der Versorgungssicherheit zu quantifizieren und allfällig entsprechende Maßnahmen treffen zu können. Demnach unterstützen wir ebenso die Aufnahme dieses neuen Prozesses in die nationale Versorgungssicherheitsstrategie (§ 129 Abs. 2 Z 11 EIWG).

Die derzeit vorgesehene Frist für die zweijährige Durchführung in den geraden Jahren jeweils bis zum 30.6. ist aus unserer Sicht, v.a. im Hinblick auf eine Harmonisierung mit bestehenden Aktivitäten zur Erstellung der Abschätzung der Ressourcen auf europäischer Ebene (insb. um für die Berechnungen aktuelle gesamteuropäische Daten verwenden und für Österreich entsprechende regionale Sensitivitäten definieren zu können), grundsätzlich gut gewählt.

Anpassungsbedarf gibt es jedoch bezüglich des Begutachtungszeitraums: Begründung für die vorgeschlagene Änderung ist, dass so eine Harmonisierung gem. Regulation (EU) 2019/943 Art. 23 vorgesehenen ERAA-Methodologie gewährleistet ist.

Aufgrund der langen Vorlaufzeiten für die Ergreifung der notwendigen Maßnahmen für den Fall, dass ein Problem bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen festgestellt werden sollte, sollte die erste Auflage der Abschätzung der Ressourcen auf nationaler Ebene so früh wie möglich erfolgen. Aus unserer Sicht ist die Erstellung der Abschätzung der Ressourcen auf nationaler Ebene dringend notwendig, um einen Österreich-spezifischen Einblick in die Angemessenheit der Ressourcen zu erhalten. Vermeidbare Verzögerungen sind unbedingt zu vermeiden. In diesem Sinne ist eine Durchführung im Jahr 2024 unbedingt erforderlich. Aufgrund des im derzeitigen Entwurf vorgesehenen Prozesses (insb. der Bestätigung der Sensitivitäten durch das BMK, Vorbereitung der Veröffentlichung) und des damit verbundenen Abstimmungsbedarfs zwischen BMK, ECA und APG sollte die erste Durchführung der nationalen Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen per Übergangsfrist bis zum 30.9.2024 erfolgen (siehe Formulierungsvorschlag für neu einzufügenden § 171 Abs. 5a). Entsprechende Modalitäten für die Abstimmung sind seitens BMK vorzubereiten, dass es zu keiner weiteren Verzögerung in der Umsetzung dieser unbedingt notwendigen Maßnahme kommt.

Neben der Durchführung der Ressourcenabschätzung ist für eine allfällige Problemfeststellung hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen vor allem die Definition eines nationalen Zuverlässigkeitsstandards, wie in § 130 Abs. 3 EIWG auch vorgesehen, unbedingt erforderlich. Dementsprechend sollte es zumindest einen Gleichlauf zur Erstellung der nationalen Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen und des Zuverlässigkeitsstandards geben. Daher schlagen wir vor, die Frist für die Festlegung des Zuverlässigkeitsstandards vor bzw. spätestens gleichzeitig mit der Veröffentlichung der nationalen Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen festzusetzen (30.6. bzw. spätestens 30.9.2024). Andernfalls könnten entsprechende Maßnahmen aus rein formalen

Gründen nicht getroffen werden, wodurch die Versorgungssicherheit ohne Grund allfällig gefährdet werden würde. Entsprechend muss die derzeit vorgesehene Frist für die Festlegung des nationalen Zuverlässigkeitsstandards gemäß unseres Formulierungsvorschlags zur Einfügung des § 171 5a EIWG vorverlegt werden.

„Der Betrachtungszeitraum der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene beginnt mit dem 1. Jänner ~~des zweiten auf die Berichtslegung folgenden Jahres des Berichtslegungsjahres~~ und hat sich auf zehn Jahre und zwei zu definierende Zieljahre innerhalb dieses Zeitraums zu erstrecken.“

Redaktioneller Hinweis: Im Gesetz steht der 30. Juni, in den Erläuterungen wird auf den 30. April verwiesen. Es wird um Klarstellung ersucht.

Zu § 133 (Entflechtung und Transparenz der Rechnungslegung, Verbots- und Quersubventionen)

Zu Abs. 1

§ 8 Abs. 1 EIWOG 2010 sieht vor, dass die Erstellung, die Prüfung sowie die Veröffentlichung der Jahresabschlüsse nach den Bestimmungen des Rechnungslegungsgesetzes zu erfolgen hat. § 133 Abs. 1 sieht nunmehr vor, dass die Erstellung der Jahresabschlüsse den geltenden Rechnungslegungsbestimmungen unterliegt, und verweist nicht mehr explizit auf die Bestimmungen des Unternehmensgesetzbuches zur Rechnungslegung.

Zu Abs. 2

Der Kreis der Geschäftsaktivitäten mit gesondertem Rechnungskreis wurde mit lit. d um Speichertätigkeit und mit lit. e um Tätigkeiten in Zusammenhang mit Ladepunkten erweitert. Lieferanten und Käufer von elektrischer Energie entfalten ihre Geschäftstätigkeit in nicht regulierter Gewinnabsicht, oft in Kombination mit anderen Geschäftstätigkeiten wie bspw. dem Betrieb von Ladestellen. Nur österreichische Lieferanten und Käufer von Energie wären verpflichtet, ihre Geschäftserfolge im Segment „Ladepunktgeschäft“ im Rahmen der Jahresabschlüsse offen zu legen. Dies hätte jedenfalls wettbewerbliche Nachteile gegenüber ausländischen Ladepunkt Providern, die derartige Informationen nicht offenzulegen haben, und stellt eine Diskriminierung österreichischer Marktteilnehmer dar. Die Bestimmung des lit. e ist zu streichen. Jedes elektrotechnisch konzessionierte Unternehmen kann wettbewerblich den Bau, den Betrieb und die Verwaltung von Ladepunkten planen und entwickeln, ohne die interne Buchführung im Rahmen der Bilanzierung zu veröffentlichen. Sofern Versorgungsnetzbetreiber oder Übertragungsnetzbetreiber diese Tätigkeiten ausüben, sind diese unter lit. f sonstige Tätigkeiten zu subsumieren. Dies gilt analog für Speichertätigkeiten. Die Bestimmung des lit. f ist zu streichen.

Zu Abs. 3 bzw. Abs. 4

Änderungsvorschlag:

„Im Anhang sind Geschäfte der Gesellschaft mit verbundenen Elektrizitätsunternehmen gemäß § 238 (1) Ziff. 12 UGB [unter Berücksichtigung der einschlägigen Stellungnahmen (AFRAC 10)] offen zu legen.“

Begründung: Die Offenlegung und Darstellung von Geschäften mit nahestehenden Personen, insbesondere verbundenen Unternehmen, wurde zwischenzeitlich durch entsprechende mehrfach überarbeitete Fachgutachten/ Stellungnahmen determiniert, so dass die Bestimmungen hinsichtlich einer weiteren Berichterstattung obsolet sind. Im Rahmen von Kosten- oder Sonderprüfungen können einzelne Transaktionen jedenfalls erhoben werden.

Link:

[AFRAC-Stellungnahme-10 Nahe stehende Unternehmen und Personen UGB BörseG2018.pdf](#)

Zu § 139 Abs. 3, § 29 Abs. 3 EIWOG 2010 (Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers)

Für die Genehmigung von Verträgen zwischen ITO und dem vertikal integrierten E-Unternehmen durch die ECA ist im EIWOG eine 4-Wochen Frist und eine automatische Genehmigung, wenn kein Bescheid ausgestellt wird, vorgesehen. Im EIWG wurde die Bestimmung auf 8 Wochen ohne eine automatische Genehmigungsbestimmung verlängert. Die Erläuterungen geben keine Auskunft darüber, warum die Bestimmung geändert wurde. Auch im GWG ist die Frist zur Genehmigung mit vier Wochen und anschließender Genehmigungsfiktion normiert, was zu divergierenden Fristen für die Vertragsgenehmigung führt. Die praktischen Auswirkungen ohne – wie derzeit im Entwurf vorgesehen – Genehmigungsfiktion wären, dass der Antragsteller im Falle des Verstreichens der gesetzlichen Entscheidungsfrist durch die Behörde dazu verhalten wäre, eine Säumnisbeschwerde beim Bundesverwaltungsgericht zu beantragen. Abgesehen von negativen Auswirkungen für den Antragsteller durch die Verzögerung würde dies zwangsläufig zu erheblichem und unnötigem Verfahrens- und Kostenaufwand bei den beteiligten Behörden bzw. dem Verwaltungsgericht führen. Zur Vermeidung dieser Effekte sollte daher die Genehmigungsfiktion bestehen bleiben.

Wir schlagen folgende Änderung vor:

*„§ 139 (3) Für die kommerziellen und finanziellen Beziehungen zwischen dem vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen und dem unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber, einschließlich der Gewährung von Krediten durch den unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber an das vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen, sind die marktüblichen Bedingungen einzuhalten. Der unabhängige Übertragungsnetzbetreiber führt ausführliche Aufzeichnungen über diese kommerziellen und finanziellen Beziehungen und stellt sie der Regulierungsbehörde auf Verlangen zur Verfügung. Er hat überdies der Regulierungsbehörde sämtliche kommerziellen und finanziellen Vereinbarungen mit dem vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen zur Genehmigung vorzulegen. Die Regulierungsbehörde hat bei Vorliegen von marktüblichen und nichtdiskriminierenden Bedingungen innerhalb von **acht vier** Wochen diese mit Bescheid zu genehmigen. **Nach Ablauf dieser Frist gilt die Zustimmung als erteilt.**“*

Zu § 141 Abs. 2 (Unabhängigkeit des Aufsichtsorgans)

Die Ergänzung im Rahmen der Strombinnenmarkt-Richtlinie muss in Zusammenschau mit

§ 141 Abs. 3 Satz 1 betrachtet werden, wonach die Hälfte der Mitglieder des Aufsichtsorgans abzüglich eines Mitgliedes unabhängig im Sinne der Entflechtungsvorschriften sein müssen. Im Hinblick auf Rechtsklarheit und zur Vermeidung von Missverständnissen bei der Interpretation der beiden Normen schlagen wir eine entsprechende Klarstellung in den erläuternden Bemerkungen vor:

Die Ergänzung im Rahmen der Strombinnenmarkt-Richtlinie ((EU) 2019/944) muss teleologisch iSv § 141 Abs. 3 Satz 1 interpretiert werden, wonach die Hälfte der Mitglieder des Aufsichtsorgans abzüglich eines Mitgliedes unabhängig im Sinne der Entflechtungsvorschriften sein müssen. Somit sind unter „*Vertreterinnen und Vertretern des vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmens*“ alle von diesen nominierten Mitgliedern des Aufsichtsorgans zu verstehen, somit auch jene, welche die Unabhängigkeitserfordernisse des Abs. 3 erfüllen.

Zu § 147 (Kombinationsnetzbetreiber)

Gegenständliche Regelung muss in ihrer aktuellen Form gemäß § 36 EIWOG bestehen bleiben. Ein Kombinetzbetrieb von Strom und Gas oder zukünftig allfälliger weiterer, leitungsgebundener Medien im Verteilernetz muss – wie bisher – ohne bescheidmäßige Genehmigung möglich sein, wie auch durch die entsprechenden EU-Richtlinien zugelassen. Absatz 2 sollte daher ersatzlos gestrichen werden.

Zu § 148 (Auskunfts- und Einsichtsrechte)

Bereits das EIWOG 2010 schafft ein enges Netz an Auskunftspflichten verschiedener Marktteilnehmer, die in verschiedenen Konstellationen zu erfüllen sind. Der vorliegende Entwurf erweitert die Formulierung des EIWOG 2010 in § 10 der geltenden Fassung insofern, als nicht mehr lediglich Elektrizitätsunternehmen, sondern auch vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen sowie nach den §§ 17 und 97 beauftragte „Personen“ von der Auskunftspflicht umfasst werden. Darüber hinaus wird der bisherige Begriff „Behörden“ durch eine Aufzählung des BMK, der Regulierungsbehörde, sowie „weitere mit der Vollziehung dieses Bundesgesetzes betrauten Behörden“ erweitert. Letzteres scheint sinnvoll, Ersteres insofern nicht, als nunmehr neben den Marktteilnehmern auch Dritte (§ 17 und 97 EIWG) von der Auskunftspflicht umfasst werden.

Auch das EIWG belässt es bei der praktisch uferlosen Formulierung, wonach Auskünfte sowohl „ohne konkreten Anlassfall“, sowie ansonst unkonkretisiert („erforderlich sind“) zur „Vorbereitung der Klärung entscheidungsrelevanter Sachverhalte“ zu erteilen sind. Auf Basis der vorliegenden Formulierung lässt sich kaum ein Beispiel darstellen, unter welchen Umständen ein Auskunftsersuchen oder eine Einsicht bei einem Marktteilnehmer unzulässig wäre. Auch geht dies weit über ein sachgerechtes Ausmaß einer Befugnis einer Regulierungsbehörde hinaus, zumal in Gesamtschau mit dem umfassenden und geradezu erdrückenden Aufgabenspektrum der mit dem Vollzug der energiewirtschaftlichen Vorschriften betrauten Behörden.

Der Begriff „Elektrizitätsunternehmen des § 148“ umfasst im Sinne des § 6 Abs. 1 Z 23. einen enorm großen Kreis von Marktteilnehmern. Das Recht der Behörden ist auch in dieser Hinsicht unbeschränkt.

Der Entwurf bietet zudem auch keine Klärung, inwieweit Auskunfts- und Einsichtsrechte auch die Herstellung und Ausarbeitung von Informationen durch den Marktteilnehmer umfassen. Der Entwurf bleibt unkonkret, als er einerseits von „Einsichts- und Auskunftsrechten“ spricht, andererseits von der Zurverfügungstellung von „Informationen“, wobei auch offenbleibt, inwieweit diese auf Verlangen der Behörde allenfalls herzustellen sind oder sich das Auskunftsrecht lediglich auf vorliegende Informationen bezieht.

§ 148 übernimmt hinsichtlich der Rechtsfolge einer Verletzung der Auskunftspflicht die bereits geltende Bestimmung des § 10 EIWOG 2010, wonach die Behörde ihrer Beurteilung eine „Schätzung zugrunde legen“ kann. Nach welchen Maßgaben und mit welcher Wirkung auf welche konkrete behördliche Akte diese Schätzergebnisse anzuwenden sind und mit welcher Form des Rechtsschutzes eine fehlerhafte Schätzung ausgestattet ist, bleibt weiterhin unklar.

Zuletzt sei darauf hingewiesen, dass das Verhältnis der §§ 34 E-ControlG und 148 EIWOG 2010 zu den speziellen Bestimmungen über den Ablauf des Kostenprüfungsverfahrens und den dortigen Verpflichtungen der Marktteilnehmer weiterhin unklar bleibt, zumal nicht zu unterstellen ist, dass speziellere Regelungen keinen über jene der allgemeineren Regelung hinausgehenden Anwendungsbereich haben.

§ 148 sollte grundlegend überarbeitet werden und die Auskunfts- und Einsichtsrechte klar festgelegt werden. Die Ausweitungen gegenüber den bisherigen Vorgaben von § 10 EIWOG 2010 sind jedenfalls zu streichen.

Zu § 149 (Überwachungsaufgaben)

Vorgesehen ist die Überwachung des Grads und der Wirksamkeit der Maßnahmen zur Sicherung der Qualität der Dienstleistungserbringung und des Schutzes der Endkundinnen und Endkunden, insbesondere der Maßnahmen für schutzbedürftige Endkundinnen und Endkunden, einschließlich der Berücksichtigung der Energiearmut durch die Regulierungsbehörde.

Die Formulierung „schutzbedürftige Endkundinnen und Endkunden“ ist im EIWG nicht definiert. Damit kann wohl nur auf Haushaltskundinnen und Haushaltskunden abgestellt werden, vor allem im Hinblick auf die anschließende Formulierung „einschließlich der Berücksichtigung der Energiearmut.“ Dazu sollte eine Klarstellung erfolgen.

Zu Abs. 8

Die Auskunftspflichten sind zu umfassend. Die Verträge beinhalten Vertraulichkeitsklauseln. Es muss zumindest eine Anonymisierung oder Aggregation vorgenommen werden.

Zu § 150 (Mitteilung von Insider- Informationen)

Die Vorgaben von § 10a EIWOG 2010 wurden in den Entwurf übernommen. Marktteilnehmer sind bereits derzeit verpflichtet, umfangreiche Informationen transparent an eine Inside-Information-Plattform (IIP) zu melden und zu veröffentlichen. Die jeweilig betroffenen Regulierungsbehörden erhalten, wie auch die Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER), die diesbezüglichen Informationen direkt von den

jeweiligen IIP. Die zusätzliche, zeitgleiche Meldung an die Regulierungsbehörde stellt eine Doppelmeldung dar, die es zu vermeiden gilt. § 150 sollte gestrichen werden.

Zu § 154 (Verpflichtung zur Weitergabe von Abgabensenkungen)

Es sollte im Gesetzestext oder zumindest in den Erläuterungen unmissverständlich festgehalten werden, dass es sich hierbei um ein gesetzliches Preisänderungsrecht handelt, das vertraglich nicht vereinbart werden muss und die Energiepreise in Bezug auf Steuern bzw. die Gesamtstrompreise der Kundinnen und Kunden abgeändert werden können. Wie bereits zu

§ 34 EIWG festgehalten, sollte auch hier klargestellt werden, dass eine Senkung der Abgaben und Steuern nicht zu einer Anpassung von Teilbeträgen führt.

Zu § 157 (Zuständigkeit der Behörden in Elektrizitätsangelegenheiten)

Für Verwaltungsstrafen gem. § 162 bis § 164 ist nunmehr die Regulierungsbehörde (statt wie bisher die Bezirksverwaltungsbehörden) zuständig (siehe Abs. 4). Wir würden eine Verschiebung zur Regulierungskommission (der ECA) bevorzugen, da sie zumindest eine Behörde mit richterlichem Einschlag ist und eine Gerichtszuständigkeit ersetzen soll. In diesem Sinne schlagen wir eine Aufnahme in die Aufgaben der Regulierungskommission gem. § 12 Energie-Control-Gesetz vor. In § 12 Abs. E-ControlG wäre demnach eine neue Ziffer (Z 9) vorzusehen: „die Entscheidungen über Verwaltungsstrafen gemäß § 162 bis § 164 EIWG.“

Zu §§ 162, 163 (Strafbestimmungen gegen Marktmissbrauch, Strafbarkeit juristischer Personen)

Derzeit wird auf EU-Ebene die Revision der REMIT-Verordnung verhandelt. Die im 2. Hauptstück vorgesehenen Verwaltungsübertretungen nehmen in Sachen Marktmanipulation, Marktmissbrauch und Insiderhandel die in REMIT II vorgesehenen Bestimmungen in Teilen vorweg, allerdings mit folgenden Abweichungen:

Für Verstöße gegen den Artikel 8 und 9 ist in REMIT II eine zusätzliche Schwelle von EUR 500.000 vorgesehen, hier im Entwurf sind die Übertretungen gegen diese Artikel allerdings § 162 Abs. 1 (bis zu einer Million) zugeordnet. Dass EU-weit gleiche Strafen angewendet werden sollen, ist auch neuer Bestandteil der REMIT II, nachdem die EK drei Jahre nach Inkrafttreten dem EP und dem ER Bericht über die konsistente Anwendung von Strafen in den Mitgliedsstaaten zu erstatten hat (voraussichtlich Art. 18 3c REMIT II).

Die in REMIT II angeführten besonderen Bestimmungen (zu berücksichtigende Umstände) wurden übernommen, nicht jedoch die nicht unwesentliche Ausföhrung für natürliche Personen in Art. 18 e) REMIT II:

„Notwithstanding point (e), the amount of the fine shall not exceed 20 % of the annual turnover of the legal person concerned in the preceding business year. In the case of natural persons, the amount of the fine shall not exceed 20 % of the yearly income in the preceding calendar year. Where the person has directly or indirectly benefited financially from the breach, the amount of the fine shall be at least equal to that benefit.“

Die europäischen Vorgaben sehen damit eine nicht unwesentliche Einschränkung von aussprechbaren Geldstrafen vor, was jedenfalls im EIWG zu berücksichtigen ist.

Die Strafbestimmungen sind nach wie vor überschießend und die Strafandrohungen unverhältnismäßig hoch:

Die Erhöhung des Strafrahmens gemäß § 162 EIWG auf das Zwanzig- bzw. Dreißigfache bei Verstößen gegen die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 ist mangels Limitierung nach oben hin überschießend. Eine konkrete, im Verhältnis zum Jahreseinkommen stehende Obergrenze bei natürlichen Personen, wie im aktuellen Entwurf zur REMIT-VO-neu, sollte eingeführt werden. Es ist darüber hinaus nicht verhältnismäßig, Verstöße, welche entgegen der Titulierung der Bestimmung nicht direkt mit Marktmanipulation zusammenhängen, wie beispielsweise die Registrierungspflicht, unter denselben Strafrahmen zu stellen wie Insiderdelikte.

Den Strafrahmen von juristischen Personen gemäß § 163 bei Verstößen gegen die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 an den Jahresumsatz zu knüpfen, birgt in Zeiten schwankender Energiepreise die Gefahr ausufernder, stark überschießender Strafrahmen. Was die strafrechtlich geahndeten Delikte (§ 169 EIWG) betrifft, ist ebenfalls der aktuelle Gesetzeswortlaut (§ 108a EIWOG) mehr als abschreckend. Die Erweiterung des diesbezüglichen Haftungskreises auf Personen, die wissen müssten, dass es sich um eine Insider-Information handelt, wird besonders kritisch gesehen und abgelehnt.

Wir fordern daher eine Limitierung des Strafrahmens natürlicher Personen gemäß § 162 EIWG nach oben hin, gemessen am Jahreseinkommen, entsprechend dem REMIT Regime neu.

Bei juristischen Personen wird, um eine Ausuferung der Maximalstrafe zu verhindern, eine absolute Begrenzung des Strafrahmens gemäß § 163 EIWG nach oben hin gefordert.

Folgende Neufassung von Abs. 3 wird vorgeschlagen:

„§ 163 (3) Die Geldstrafe gemäß Abs. 1 oder 2 beträgt bis zu 10 % des letzten Jahresumsatzes, maximal jedoch fünf Millionen Euro.“

§ 163 Abs. 4 ist gänzlich zu streichen.

Weiters ist eine Differenzierung des Strafrahmens zwischen schwerwiegenden und minderen Verstößen gegen die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 erforderlich. Insbesondere Verstöße gegen Art. 8 und 9 sollten entsprechend dem REMIT Regime neu gem. § 162 EIWG differenziert behandelt werden und somit einer geringeren Höchststrafe als EUR 1 Mio. unterliegen. Die Erweiterung des Adressatenkreises der strafrechtlichen Delikte (§ 169 EIWG) lehnen wir ab.

Zu § 167 (Bemessung)

Auch in § 167 wird auf den konsolidierten Jahresumsatz des Konzerns abgestellt. Das ist überschießend und sachlich nicht gerechtfertigt, weil Umsätze von gänzlich unbeteiligten Gesellschaften in die Bemessungsgrundlage der Strafe der betroffenen juristischen Person miteingerechnet werden.

§ 167 Abs. 1 ist daher gänzlich zu streichen.

Übergangs- und Schlussbestimmungen:

Es müssen jedenfalls ausreichende Übergangsfristen gesetzlich vorgesehen werden, da die meisten neuen Bestimmungen (z.B. Aggregation, Peer-to-Peer-Verträge, etc.) umfangreiche Anpassungen der bisherigen Prozesse und Systeme erfordern, für deren Spezifikation, Konsultation und Umsetzung ein ausreichender Zeitrahmen vorzusehen ist.

Diesbezüglich ist der 26-mal im Gesetzestext verwendete Begriff „unverzüglich“ weitgehend zu konkretisieren bzw. mit jeweils entsprechender Frist zu versehen – dies insbesondere in den §§ 17 Abs. 4, 32 Abs. 1, 40 Abs. 5, 42 Abs. 6 und 7, 50 Abs. 3 und 78 Abs. 2. Zudem sind auch diverse praxisuntaugliche Monatsfristen realitätsnäher zu fassen.

Hingewiesen wird an dieser Stelle außerdem nochmals auch auf § 76 betreffend die nicht vorhandene Regelung bzgl. eines Übergangsszenarios der derzeit gültigen Allgemeinen Netzbedingungen der Netzbetreiber bei Außerkrafttreten des EIWOG hin.

Zu § 170 (Inkrafttreten und Außerkrafttreten)

§ 170 Abs. 8 ist zu streichen (siehe unsere Anmerkungen zu § 9).

Umsetzungsfristen

Die neuen Regelungen erfordern umfassende technische und administrative Anpassungen, weshalb ein Inkrafttreten mit 1. Juli 2024 nicht realistisch erscheint. Es sollten ein Inkrafttreten mit frühestens 1. Jänner 2025 vorgesehen werden und vereinzelt weitere Übergangsfristen verankert werden.

Konkret sollten folgende Übergangsfristen aufgenommen werden:

- § 21 - frühestens Juli 2025
- § 26 Abs. 4 - frühestens Juli 2025
- § 28 - frühestens Jänner 2026
- § 34 (Umstellung auf elektronische Kommunikation) - frühestens Juli 2025
- § 34 Abs. 5 - frühestens Juli 2025
- § 35 Abs. 2 - frühestens Juli 2025
- § 37 - Inkrafttreten ist an § 35 anzugleichen
- § 38 - Inkrafttreten ist an § 26 Abs. 4 Z 4 anzugleichen
- § 61 Abs. 2 - frühestens Juli 2025

Zu § 171 (Allgemeine Übergangsbestimmungen)**Zu Abs. 1**

Mit Inkrafttreten des EIWG muss ein Bestandsschutz analog IME-VO § 1 Abs. 2 für bereits eingebaute, angeschaffte und in Anschaffung befindliche intelligente Messgeräte und Lastprofilzähler für die technische Lebensdauer gewährleistet werden, welche nicht auf die Anforderungen des EIWG aktualisiert werden können.

Übergangsbestimmungen sind für Netzzutrittsentgelt (§ 54 EIWOG 2010) und Netzbereitstellungsentgelt (§ 55 EIWOG 2010) erforderlich.

Wenn die Verordnungen gemäß § 117 Abs. 1 und 2 zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des EIWG nicht vorliegen (wozu keine Verpflichtung besteht), bestehen keine ausreichenden

Vorgaben für die Bestimmung/Berechnung des Netzanschlussentgeltes, da mit § 111 Abs. 3 lediglich der Übergang bei Stromerzeugungsanlagen geregelt wird. Es bedarf somit auch einer Übergangsregelung für die Weiteranwendung des Netzzutritts- und des Netzbereitstellungsentgeltes (§ 54, 55 EIWOG 2010). Dem derzeit mittels Systemnutzungsentgelte-VO definierten Netzbereitstellungsentgelt würde die gesetzliche Grundlage fehlen. § 171 Abs. 1 ordnet die Weitergeltung der Verordnungen, u.a. der SNE-VO an. Außerdem ist klarzustellen, ab wann die Verrechnung des Entgeltes der Messleistung entfallen soll (auch dem Entgelt der Messleistung wird die gesetzliche Grundlage entzogen). Die entfallenden Entgelte müssen bei der Festsetzung der Netznutzungsentgelte berücksichtigt werden.

Zu Abs. 5

*„Der Zuverlässigkeitsstandard gemäß § 130 ist erstmals bis zum ~~1. Jänner 2025~~ **30. Juni 2024** festzulegen.“*

Siehe unsere Ausführungen zu § 130

Neuer § 171 Abs. 5a:

*„Die Durchführung der ersten Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene für das Jahr 2024 muss spätestens bis zum **30. September 2024** erfolgen.“*

Zu Abs. 8

Abs. 8 sollte gestrichen werden. Siehe unsere Anmerkungen zu § 9.

Vorschlag zur Übernahme des bisherigen § 112 Abs. 1 EIWOG:

Wir möchten mit Nachdruck den Umstand ansprechen, dass § 112 Abs. 1 EIWOG 2010 (betrifft die Übergangsregelungen in Zusammenhang mit der Entflechtung) ersatzlos entfallen ist. Die Befreiung der entflechtungsbedingten Umgründungsvorgänge und Rechtsverhältnisse von allen bundesgesetzlich geregelten Steuern, Abgaben und Gebühren, die mit der Gründung oder einer Vermögensübertragung verbunden sind, muss unbedingt aufrecht bleiben. Der Wortlaut des § 112 Abs. 1 EIWOG 2010 sollte somit vollinhaltlich in den Gesetzestext aufgenommen werden. Hintergrund dafür ist, dass z.B. in Tirol – wie auch in anderen Bundesländern in Österreich – das Verteilernetz verpachtet ist und für den entsprechenden Pachtvertrag (bei jeder Verlängerung) ansonsten eine Gebühr nach dem GebG 1957 anfallen würde.

Vorschlag für neuen Absatz 11:

*„§ 171. (11) Die im Zusammenhang mit der Entflechtung durchzuführenden Umstrukturierungen durch Umgründungen jeder Art erfolgen im Wege der Gesamtrechtsnachfolge; dies gilt insbesondere für Einbringungen. Die Umgründungsvorgänge sind von allen bundesgesetzlich geregelten Steuern, Abgaben und Gebühren befreit, die mit der Gründung oder einer Vermögensübertragung verbunden sind. Diese Befreiungen gelten auch für anlässlich der Umstrukturierung begründete Rechtsverhältnisse, insbesondere Bestandverträge, Dienstbarkeiten, sowie Darlehens- und Kreditverträge. Die Umgründungsvorgänge gelten als nicht steuerbare Umsätze im Sinne des UStG 1994, **BGBl. Nr. 663/1994**, in der geltenden Fassung; der Übernehmer tritt für den Bereich der Umsatzsteuer unmittelbar in die*

Rechtsstellung des Übertragenden ein. Im Übrigen gelten die Bestimmungen des Umgründungssteuergesetzes, BGBl. Nr. 699/1991, in der geltenden Fassung, mit der Maßgabe, dass das Umgründungssteuergesetz auch dann anzuwenden ist, wenn kein Teilbetrieb im Sinne des Umgründungssteuergesetzes vorliegt. Die Ausführungsgesetze gemäß § 22 oder § 42 schließen die Fortsetzung oder Begründung einer Organschaft gemäß § 2 Umsatzsteuergesetz und § 9 Körperschaftsteuergesetz nicht aus.“

Zu § 172 (Übergangsbestimmungen zum Bilanzgruppenkoordinator)

Es wird auf unsere Anmerkungen zu § 9 verwiesen. § 172 ist zu streichen.

Zu Anlage V (zu § 111)

Die progressive Ausgestaltung des pauschalierten Netzzutrittsentgelts für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger nach der netzwirksamen Leistung halten wir für größere Anlagen, insbesondere für jene über 20 MW für stark benachteiligend. Dies vor allem vor dem Hintergrund, dass diese Anlagen für die Systemdienlichkeit des Strommarktes und des Netzbetriebes durch ihre Planbarkeit und Steuermöglichkeit besonders gut geeignet und zudem zumeist deutlich effizienter in ihrer Konzeption und im Einsatz sind. Zudem widerspricht es dem Prinzip der Kostenwälzung von höheren zu niederen Netzebenen.

Zu 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):

Energiearmut ist spartenübergreifend zu betrachten, d.h. die Regelungen sind in allen relevanten Gesetzen zu Energie (wie zum Beispiel EIWG und GWG) gleich festzulegen. Es ist außerdem sicherzustellen, dass weder der Lieferant noch der Netzbetreiber für die Prüfung der Einkommensverhältnisse zuständig sind, sondern die Prüfung der Anspruchsberechtigung von einer unabhängigen Stelle durchgeführt wird. Weiters ist darauf Bedacht zu nehmen, dass dem Energieunternehmen die Informationen hinsichtlich Schutzbedürftigkeit und damit gegebenenfalls verbundenem Sozialtarif zügig und einfach zur Verfügung gestellt werden.

Zu Artikel 3 – Änderung des E-Control Gesetzes:

Zu § 4 Z 1 (Allgemeine Ziele)

Im Hinblick auf die vielfältigen gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen, die den Netzbetreibern durch das EIWG zugewiesen sind, muss die Schaffung eines Regulierungsrahmens, der die Erfüllung dieser gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen ermöglicht, als allgemeines Ziel des E-ControlG festgelegt werden. Dies erfolgt spiegelbildlich zur Verpflichtung gemäß § 138 Abs. 2 EIWG, wonach der Übertragungsnetzbetreiber über alle personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen muss.

Wir schlagen daher folgende Ergänzung in Z 1 vor:

„Förderung – in enger Zusammenarbeit mit der Agentur, den Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten und der Europäischen Kommission – eines wettbewerbsbestimmten, sicheren

*und ökologisch nachhaltigen Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes in der Gemeinschaft und effektive Öffnung des Marktes für alle Kunden und Lieferanten in der Gemeinschaft, sowie Gewährleistung geeigneter Bedingungen, damit Elektrizitäts- und Gasnetze unter Berücksichtigung der langfristigen Ziele **finanziert sowie wirkungsvoll und zuverlässig ausgebaut und betrieben werden können. Dies bedingt, dass der Regulierungsrahmen die notwendigen Voraussetzungen schafft, dass die betreffenden Netzbetreiber mit den notwendigen personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen ausgestattet werden können.***

Energiewirtschaftliche Beiräte: Als Interessenvertretung der österreichischen Stromwirtschaft ist Oesterreichs Energie in den Energiebeirat aufzunehmen. § 20 Abs. 3 Energie-Control-Gesetz sind entsprechend zu ergänzen.

Wir danken für die Kenntnisnahme der Anliegen von Österreichs E-Wirtschaft und ersuchen um deren Berücksichtigung.

Mit freundlichen Grüßen

Mag. Dr. Michael Strugl
Präsident

Dr. Barbara Schmidt
Generalsekretärin

Über Oesterreichs Energie

Oesterreichs Energie ist die Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft. Im Auftrag seiner rund 140 Mitgliedsunternehmen vertritt der Verband im Sinne einer sicheren, sauberen und leistbaren Energiezukunft die Brancheninteressen gegenüber Politik, Verwaltung und Öffentlichkeit. Als erste Anlaufstelle zum Thema Energie arbeitet Oesterreichs Energie eng mit politischen Institutionen, Behörden sowie anderen Verbänden zusammen und bringt seine Expertise lösungsorientiert und kundenzentriert in laufende Debatten ein.