

Stellungnahme zum Kommissionsvorschlag für die Überarbeitung des EU-Strommarktdesigns

Der Verband der öffentlichen Wirtschaft und Gemeinwirtschaft Österreichs (VÖWG) begrüßt grundsätzlich jene Ziele, die die Europäische Kommission mit ihrem Entwurf für eine Überarbeitung der Strombinnenmarktverordnung (BMVO) sowie der Strombinnenmarkttrichtlinie (BMRL) über das EU-Strommarktdesign verfolgt. Der VÖWG vertritt neben anderen Sektoren der Daseinsvorsorge insbesondere auch die Interessen der öffentlichen Energieversorger.

In den letzten Jahren war der EU-Strombinnenmarkt größtenteils ein Erfolg für Verbraucher:innen und betont die Wichtigkeit eines gut funktionierenden gemeinsamen europäischen Marktes. Allerdings hat die Energiepreiskrise des letzten Jahres gezeigt, dass Verbesserungen notwendig sind. Der Verband der öffentlichen Wirtschaft und Gemeinwirtschaft (VÖWG) betrachtet die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns durch die Europäische Kommission am 14. März 2023 als äußerst wichtig. Diese soll den Beitrag des Strommarktes zur Erreichung von Klimaneutralität sicherstellen und gleichzeitig sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Bezahlbarkeit für Verbraucher:innen gewährleisten.

Es ist zu begrüßen, dass die Grundpfeiler des EU-Strommarktdesigns zumindest in Ansätzen weiterentwickelt werden sollen. Aus Sicht des VÖWG sind die vorgelegten Vorschläge jedoch nicht ausreichend ambitioniert, um das Endkund:innenpreisniveau nachhaltig zu reduzieren. Leitgedanke der Reform sollte stets die Erreichung eines gesellschaftlichen Grundkonsenses sein, der auf einer bezahlbaren Energieversorgung für die Endkund:innen und dem Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie beruht. Die Energieversorgungsunternehmen sollten angeleitet werden, die Erneuerbaren Energien auszubauen und dabei gleichzeitig angemessene Gewinne erzielen können. Auf der anderen Seite ist sicherzustellen, dass große Gewinne für einzelne Technologien in der Stromerzeugung sich nicht mehr negativ auf die Endkund:innenpreise auswirken.

Das Strommarktdesign sollte sicherstellen, dass niedrigere Erzeugungskosten von erneuerbaren Energien stärker als bisher an die Endkund:innen weitergegeben werden, um die Akzeptanz der Energiewende zu gewährleisten. Für klimarelevante Erzeugungstechnologien, die aufgrund fehlender Kosteneffizienz die Stromkosten stark belasten würden, sollte staatliche Förderung diese Lücke schließen. Eine ganzheitliche Betrachtung des Energiesystems und die Verbindung der Sektoren Strom, Gas und Wärme sind entscheidend, um die Kosteneffizienz zu steigern und die Gesamtkosten für Endkund:innen und Industrie zu minimieren.

Der Kommissionsvorschlag greift in diesen Zusammenhängen zu kurz, da er diese grundsätzlichen Fragen nicht ausreichend adressiert.

Die folgende Stellungnahme bezieht sich auf den nun vorliegenden Vorschlag der Kommission zur Überarbeitung der Strombinnenmarktverordnung und -richtlinie. Nimmt man diesen zur Grundlage der im Europäischen Parlament und Rat angelaufenen Debatte, so sollten einige Vorschläge in jedem Fall nachgebessert werden, um die drei von der Kommission bei der Veröffentlichung am 14. März 2023 erklärten Ziele von „mehr erneuerbaren Energien, mehr Verbraucherschutz und mehr Wettbewerbsfähigkeit“ zu ermöglichen.

Überarbeitung der Strombinnenmarktverordnung (BMVO)

Artikel 7a BMVO – „Peak Shaving“-Produkt zur Lastspitzreduktion

Ein neues „Peak Shaving“ Produkt soll zukünftig durch Übertragungsnetzbetreiber beschafft werden können. Gemäß den Vorschlägen der EU-Kommission sollen entsprechende Verträge frühestens zwei Tage vor deren Aktivierung geschlossen und die Flexibilität nicht länger als einen Tag kontrahiert werden. Das Produkt soll nach „Closure day-ahead“ und vor dem „Start of the balancing market“ greifen, wobei die Eigenerzeugung hierzu nicht erhöht werden darf.

In Österreich wird diese Regelung in Anlehnung an die entsprechende EU-Notfallmaßnahme zur Reduktion des Stromverbrauchs bereits mit dem Stromverbrauchsreduktionsgesetz (SVRG) umgesetzt. Es handelt sich hierbei um ein Demand-Side-Response Stromsparprodukt, das darauf abzielt, die Flexibilität von Verbrauchern mittels einer Reduktion des Stromverbrauchs oder dessen Verschiebung außerhalb der Hauptverbrauchszeiten preisdämpfend und systemdienlich nutzbar zu machen. Dieses nationale Gesetz beinhaltet neben freiwilligen Maßnahmen ein Anreizmodell für Verbraucher (z.B. gewerbliche Unternehmen, Wirtschaft und Industrie), um ihren Stromverbrauch innerhalb ausgewiesener Spitzenzeiten im Zeitraum von 8-12 Uhr und 17-19 Uhr zu reduzieren oder aber aus den Spitzenzeiten heraus zu verlagern.

In Österreich ist dieses Demand-Side-Response-Produkt jedoch kaum abgerufen worden, da das Produkt und auch die Prozesse nicht optimal auf die Unternehmen ausgerichtet sind.

Peak-Shaving-Produkte müssen sektorenübergreifend ausgerichtet werden, um das Lastmanagement der Netze optimal gestalten zu können und das Produkt anwendbar zu machen. Beispielsweise müssen sie die Nutzung von Wärmespeichern und Wärmenetzen berücksichtigen, die Produktion von Wasserstoff als Lastmanagement-Maßnahme ermöglichen und Kälteanlagen in ihrer Funktionalität ausnutzen.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang auch die Einbindung der Verteilnetzbetreiber, da das Produkt in der Umsetzung nicht ausschließlich für Übertragungsnetze von Relevanz ist. Einerseits kann ein Peak-Shaving Produkt zur Reduktion von Lastspitzen im Verteilnetz attraktiv sein und andererseits ist der Großteil der Kund:innen in den Verteilnetzen angeschlossen und somit beeinflusst Peak Shaving auch die Betriebsweise von Verteilnetzen.

Netzbetreibern sollte das Recht eingeräumt werden, systemdienliche Speicher zu betreiben, da diese eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit und Flexibilitätsmanagement spielen können.

Artikel 7b BMVO – „Dedicated Metering device“ – Sub-Metering

Das aktuelle Strommarktdesign basiert auf den Zählpunkten der Stromnetzbetreiber. Eine Erweiterung der Regelungen um Sub-meter, also Zähler hinter einem Zählpunkt, würde das Strommarktdesign grundlegend ändern. Die IT-technische Umsetzung stellt Netzbetreiber sowohl vor finanzielle als auch technische Herausforderungen.

Sollten auch Zähler einbezogen werden, die keine Zählpunkte des Netzbetreibers sind, ist unbedingt darauf zu achten, dass alle verbauten Zähler geeicht sind und jeder Zähler den technischen Spezifikationen und Qualitätskriterien des Verteilnetzbetreibers entsprechen, um die Interoperabilität zu gewährleisten. Dabei ist die Kommunikation mit dem Netzbetreiber und allen anderen relevanten Marktteilnehmern sicher zu stellen. Aus diesem Grund bedarf es für den Fall einer Umsetzung eines längerfristigen Umsetzungszeitraums, um die gewohnt hohe Qualität des Datenmanagements und der Verrechnung, entsprechend den derzeit geltenden gesetzlichen Vorgaben, gewährleisten zu können. Wichtig ist klarzustellen, dass spezielle Zähler - „Dedicated Metering devices“ - ausschließlich für die Messung sowie die Datenerfassung und nicht für die Abrechnung (Sub-Metering) verwendet werden.

Hier bedarf es einer klaren Differenzierung zu Art. 4 Strombinnenmarkt-Richtlinie, in dem Sub-Metering definiert wird.

Artikel 8 BMVO – Verlegung der „gate closure time“ im zonenübergreifenden Intraday-Handel näher an den Lieferzeitpunkt

Durch diese Maßnahme soll der Handel so nah wie möglich an der Echtzeit möglich sein. Ab 2028 soll der zonenübergreifende Intraday-Handel frühestens 30 Minuten vor Beginn der jeweiligen Marktzeiteinheit schließen. Die Stärken der Maßnahme liegen in den erweiterten Möglichkeiten des Handels mit Stromknappheit und Stromüberschüssen sowie eine bessere Integration variabler erneuerbarer Erzeuger.

Durch kurzfristige Reaktionen können Preisvorteile entstehen, die sich auch auf das Gesamtstromkostensystem positiv auswirken und den Endkund:innen zu Gute kommen kann. Daher ist die Maßnahme aus Sicht des VÖWG zu begrüßen und eine Umsetzung vor dem 1. Januar 2028 wünschenswert.

Artikel 9 BMVO – Stärkung des Terminmarktes durch (regionale) „virtual hubs“

Die Kommission schlägt die Einrichtung so genannter „virtual hubs“ vor, um auf diese Weise eine Marktfragmentierung aufzulösen und die Liquidität im Terminhandel für wenig liquide Gebotszonen zu erhöhen. Die konkrete Ausgestaltung soll durch ENTSO-E und ACER erfolgen.

Nach eingehender Betrachtung der Vorschläge handelt es sich aus Sicht des VÖWG bei der Schaffung dieser „virtual trading hubs“ für den grenzüberschreitenden Terminhandel um eine Idee, bei der noch wichtige Details zur Ausgestaltung fehlen. Der vorliegende Vorschlag adressiert die zugrundeliegenden Liquiditätsprobleme nicht, was in weiterer Folge die Terminmärkte stark stören könnte. Daher ist es fraglich, ob diese Lösung mehr Liquidität in den Terminmarkt bringen würde, da viele Gestaltungselemente der Hubs, wie z.B. der Hub-Preis, noch nicht definiert sind.

Die EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (ACER) hat in diesem Kontext bereits im Vorfeld des Kommissionsvorschlags in einem Policy-Paper einige Optionen zur Weiterentwicklung der Terminmärkte vorgestellt, die auf Folgendes abzielen:

- Schaffung „virtueller trading hubs“ in Verbindung mit der Erteilung von Übertragungsrechten zwischen Gebotszonen und diesen hubs;
- Verbesserte Zuteilung der Übertragungsrechte (häufiger, über einen längeren Zeitraum, in überarbeiteten Mengen) durch die Übertragungsnetzbetreiber;
- Übertragungsrechte, die in Form von finanziellen Verpflichtungen ausgegeben werden;
- Optional die Möglichkeit, Market-Making-Aufgaben zu vergeben.

Der Kommissionvorschlag sollte durch den konkreten ACER-Vorschlag erweitert werden, wonach keine Verpflichtung zum Handel im Hub-Modell gelten soll, sondern auch der derzeitige Zone-to-Zone Handel vorhanden bleiben kann. Auch der Vorschlag nach langfristigen Auktionen (Y+3) von FTRs (derzeit sind nur Y+1 und M+1 Auktionen vorhanden) sowie jener zur Schaffung eines Sekundärmarktes für FTRs könnten aus unserer Sicht in den Kommissionvorschlag aufgenommen werden. Häufigere Auktionen von FTRs (wöchentliche Produkte) sind abzulehnen, da sie die Liquidität negativ beeinflussen können.

Auf Basis des aktuellen Wissenstands ist der VÖWG nach eingehender Betrachtung gegen eine Einführung von virtuellen Hubs.

Artikel 18 BMVO – Tarife – Leistungspreise

Die Verteilnetze sind die Enabler der Energiewende. Der Netzanschluss von zahlreichen neuen dezentralen Erneuerbaren Erzeugern sowie der forcierte Stromnetzausbau und gleichzeitige Gasnetzrückbau stellen aktuell große Herausforderungen dar. Um die Versorgungssicherheit auch in Zukunft gewährleisten zu können, bedarf es eines angemessenen regulatorischen Rahmens. Netztarife mit starkem Leistungsanteil bieten Kunden Anreize zur Optimierung ihres Verbrauchs und ihrer Produktion und tragen gleichzeitig zur Effizienz des gesamten Energiesystems bei.

Leistungsbezogene Netztarife bieten ein faires Tarifsysteem für die Kund:innen, da sie kostenorientiert sind, die Kund:innen zur Teilnahme an Demand-Response-Aktivitäten ermutigen und es so ermöglichen, die Verteilungskosten durch Optimierung der benötigten Kapazität zu minimieren. Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass Investitionen im Rahmen der Regulierung eins zu eins anerkannt werden und gleichzeitig ausreichende Investitionsanreize (angemessener Zinssatz) geschaffen werden.

Wenn Verteilnetzbetreiber die Vorgabe haben, Leistungen einzukaufen und diese nicht selbst erbringen dürfen, so müssen diese Kosten von den Regulierungsbehörde abschlagsfrei in Netzkostenbasis der Verteilnetzbetreiber („Cost pass through“) anerkannt werden.

Artikel 19a BMVO – Strombezugsverträge (PPAs)

Der VÖWVG unterstützt die Stärkung von Strombezugsverträgen (PPAs) im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien und deren Ausbau. PPAs können durch die Regelung zur Reduzierung der Preisvolatilität und Verbesserung der Marktstabilität einen einfacheren und gesicherten Zugang bieten. In Kombination mit ergänzenden Förderregelungen können sie den Ausbau der erneuerbaren Energien beschleunigen, da Projekte, die aufgrund niedriger Strompreise derzeit nicht rentabel sind, über langfristige PPAs profitabel werden können. PPAs haben auch das Potenzial, die Zusammenarbeit zwischen Energieversorgungsunternehmen und Industriebetrieben zur Umsetzung von erneuerbaren Energieprojekten zu fördern. Bisherige Erfahrungen mit PPAs für Direktleitungen sind positiv, da sie das Netz entlasten. Es ist wichtig, bürokratische Hindernisse zu vermeiden und nationale Regelungen anzupassen, um solche Projekte zu ermöglichen. Derzeitige Regelungen im österreichischen EWOOG sollten überprüft werden, da sie die Umsetzung solcher Projekte erschweren.

Um Marktverzerrungen zu vermeiden, ist es wichtig, Rechtssicherheit zu gewährleisten und wettbewerbsrechtliche Aspekte zu beachten. Dies beinhaltet die angemessene Berücksichtigung von Risiken wie Kontrahenten- und Preisrisiken. Staatliche Maßnahmen wie Kreditgarantien oder Versicherungslösungen sind entscheidend, um diese Risiken zu mindern und Planungssicherheit zu gewährleisten. Solche Sicherungsmaßnahmen ermöglichen auch langfristige Strombezugsverträge, die an die Technologie angepasst sind. Für kleinere Anlagen könnte das Pooling eine Möglichkeit sein, das Instrument effektiver zu nutzen. Es ist von großer Bedeutung, dass adäquate Maßnahmen ergriffen werden, um die Risiken anzugehen und einen stabilen und fairen Markt zu gewährleisten.

Weiters gilt es bei der Ausgestaltung darauf zu achten, negative Auswirkungen auf die Liquidität auf Terminmärkten zu vermeiden, weshalb es zu keinen Verpflichtungen kommen sollte. Die Vereinfachung von grenzüberschreitenden und handelbaren PPAs stellt hier potenziell eine effektive Maßnahme dar. Die Einführung verbindlicher Quoten ist aus Sicht des VÖWVG kontraproduktiv und daher abzulehnen, da sie über den Umweg der Marktmechanismen zu höheren Preisen für Endverbraucher:innen führen könnte.

Artikel 19b BMVO – Zweiseitige Differenzkontrakte (CfDs)

Der VÖWVG begrüßt den Vorschlag der Kommission, zweiseitige Differenzkontrakte als zentralen Fördermechanismus zu implementieren. Dies stärkt die Investitionssicherheit für den Ausbau

erneuerbarer Energien und wirkt sich positiv auf die Bezahlbarkeit für Endkunden aus. Zweiseitige Differenzkontrakte bieten eine Absicherung gegen niedrige Marktpreise und Counterparty-Risiken und ermöglichen einen gesicherten Absatz von erneuerbarem Strom. Die Verwendung von erzielten Erlösen über dem Differenzpreis zur Unterstützung der Endkundertarife kann die Bezahlbarkeit für Endkunden verbessern, erfordert jedoch noch spezifische Festlegungen auf Mitgliedstaatenebene.

Wir begrüßen die Möglichkeit, das Repowering, die Erweiterung und die Verlängerung der Lebensdauer bestehender Stromerzeugungsanlagen über zweiseitige CfDs zu fördern. Dies kann Vorteile sowohl für die Preisstabilität auf den Handelsmärkten als auch für die Endkunden bieten. Es sollte generell für Bestandsanlagen die Möglichkeit geben, unabhängig von Repowering oder Erweiterung, in zweiseitige CfDs aus bestehenden Fördersystemen zu wechseln. Es ist jedoch wichtig sicherzustellen, dass dies auf freiwilliger Basis geschieht und nicht durch Quotenvorgaben für das Portfolio erzwungen wird. Der Anlagenbetreiber sollte die Wahl haben, ob er einen CfD abschließt oder eine marktbasierende Stromvermarktung wie ein PPA wählt. Es ist entscheidend, dass ausreichend Liquidität im marktbasierten System erhalten bleibt, um unerwünschte Wechselwirkungen zu vermeiden und das Gesamtenergiesystem zu unterstützen.

Aus Sicht des VÖWG gibt es weitere offene Fragen bei der nationalen Umsetzung, wie der Umgang mit bestehenden Förderinstrumenten und die Möglichkeit für Anlagenbetreiber, nach dem Auslaufen eines CfD-Kontrakts wieder am freien Markt teilzunehmen. Der Ausübungspreis im CfD sollte jährlich an die Inflation angepasst werden, um steigende Betriebskosten abzudecken. Zudem sollten CfDs auch für Anlagen zugänglich sein, die ihre Energie nicht ins öffentliche Netz einspeisen, wie es beim Direktbezug von Bahnunternehmen der Fall ist. Dies zeigt ein erfolgreiches Beispiel für Sektorintegration (Power-to-Mobility) und ermöglicht die Nutzung erneuerbarer Energieressourcen am Verbrauchsort, um Verluste und Belastungen des Stromnetzes zu vermeiden.

Artikel 19e und 19f BMVO – Schaffung von grünen und flexiblen Kapazitätsmechanismen

Gemäß dem Legislativvorschlag können Mitgliedstaaten Kapazitätsmechanismen so gestalten oder umgestalten, dass sie die nationalen Ziele für nicht-fossile Flexibilität wie Demand-Side-Response und Speicherinvestitionsbedarf erreichen. Dabei sollen Mitgliedstaaten, die einen Kapazitätsmechanismus gemäß den bestehenden Vorschriften anwenden, die Beteiligung nicht-fossiler Flexibilität fördern. Dies kann durch die Einführung zusätzlicher Kriterien oder Merkmale in die Gestaltung des Mechanismus erfolgen, um einen grünen und flexiblen Kapazitätsmechanismus zu schaffen.

Im zukünftigen Energiesystem wird Flexibilität eine entscheidende Rolle spielen, und verschiedene Flexibilitätsoptionen werden benötigt, um das Energiesystem widerstandsfähig zu machen. Der VÖWG erkennt die Bedeutung regelbarer Kraftwerke für eine erfolgreiche Energiewende an und betont die Notwendigkeit, diese in die Planungen einzubeziehen. Die Einführung eines entsprechenden Instruments wird als offensichtlich notwendig erachtet, um den Anforderungen der Stromerzeugungsumstellung gerecht zu werden. Bei der Gestaltung des Instruments sollten jedoch nationale Gegebenheiten berücksichtigt werden.

Eine sichere Versorgung trotz volatiler erneuerbarer Energien ist besonders für Stadtwerke entscheidend. Um dies zu gewährleisten, ist es wichtig, die Vorhaltung verlässlicher Erzeugungskapazitäten, insbesondere von KWK-Anlagen, angemessen zu honorieren. Dabei ist es entscheidend, die Flexibilität der KWK-Anlagen sicherzustellen. Diese Anlagen spielen auch eine wichtige Rolle bei der Realisierung einer klimaneutralen Wärmeversorgung.

Bei der technischen Umsetzung im Energiesystem und speziell im Stromnetz ist es wichtig, einen klaren Bezug zum derzeit in Entwicklung befindlichen Network-Code herzustellen und den festgelegten Zeitplan zu berücksichtigen.

Artikel 57 BMVO und Artikel 4 BMRL – Daten zur Netzverfügbarkeit

Es muss ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Transparenz und Schutz kritischer Infrastrukturen gewährleistet sein. In Österreich werden die freien Kapazitäten von Umspannwerken bereits bekannt gegeben. Die Publikation dieser Daten sollte auch in Zukunft ausschließlich auf der Hochspannungsebene erfolgen und keinesfalls auf die Mittelspannungsebene erweitert werden, da dies in der Praxis alleine bei den etwa 11.000 Trafostationen in Wien technisch nicht umsetzbar wäre bzw. mit einem unzumutbaren Aufwand verbunden wäre, ohne auf dieser Ebene einen wesentlichen Mehrwert zu generieren.

Überarbeitung der Strombinnenmarkttrichtlinie (BMRL)

Artikel 11 BMRL – Anspruch auf einen Vertrag mit fester Laufzeit, festem Preis und dynamischem Strompreis

Einige Mitgliedsunternehmen des VÖWG bieten ihren Kund:innen bereits sowohl fixierte als auch dynamische Tarife an, um deren individuellen Bedürfnissen gerecht zu werden. Die Fixpreistarife werden regelmäßig anhand vereinbarter Wertsicherungen angepasst, wodurch Kund:innen im Voraus über mögliche Preisänderungen informiert werden. Die Verträge und die Unternehmenswebsite stellen die wichtigsten Informationen zu den Tarifen klar und verständlich dar. Die Tarife können in verschiedenen Varianten abgeschlossen werden, einschließlich Ökoanteilen, und beinhalten eine 12-monatige Preisgarantie. Kund:innen werden rechtzeitig vor Ablauf dieser Garantie schriftlich benachrichtigt. Die Wiener Stadtwerke sind daher der Ansicht, dass der Anspruch auf einen Vertrag mit fester Laufzeit und einem festen oder dynamischen Strompreis bereits durch die angebotenen Tarife erfüllt wird.

Um Klarheit und die Vermeidung unerwünschter Effekte zu gewährleisten, ist es wichtig, die Intention des Artikels zu schärfen, da darin teilweise widersprüchliche Aussagen enthalten sind. Einerseits werden vom Großhandel langfristige Verträge gefordert, andererseits werden von den Lieferant:innen flexible Tarife gefordert. Es ist entscheidend, dass diese beiden Handelsstrategien am Ende harmonisieren und zusammenpassen.

Das direkte Handeln von privat erzeugter Energie, ohne Energiegemeinschaften zu integrieren, soll darüber hinaus möglich gemacht werden (siehe „Recht auf gemeinsame Nutzung von Energie“). Solche Regelungen könnten dazu führen, dass Lieferant:innen die flexiblen Tarife in weiterer Folge mit einem höheren Fixpreis „absichern“ müssen, und auf diese Weise die Endkund:innenpreise steigen. Solche Effekte sind bei der Ausgestaltung der Regelungen jedenfalls zu vermeiden.

Die vorgeschlagene Regelung wird durch die Mitgliedsunternehmen des VÖWG bereits erfüllt und ist jedenfalls zu begrüßen und wie vorgeschlagen zu präzisieren.

Artikel 15a BMRL – Recht auf gemeinsame Nutzung von Energie

Der VÖWG unterstützt die Stärkung der Rechte von Haushalten, KMUs und öffentlichen Einrichtungen, sich aktiv am Energiemarkt zu beteiligen. Es gibt jedoch einige Regelungen, die aus Sicht des VÖWG noch nicht ausreichend klar sind und weitere Präzisierungen erfordern.

Die Unterschiede zwischen (erneuerbaren) Energiegemeinschaften gemäß Richtlinie (EU) 2018/2001 und "Energy Sharing" sind nicht klar definiert. Es ist unklar, wo die Grenzen des "Energy Sharings" liegen und wie es sich in Bezug auf Netzentgelte verhält.

Aktive Kund:innen haben gemäß Punkt a) das Recht, erneuerbare Energie untereinander auf Basis privater Vereinbarungen oder über eine juristische Person zu teilen. Es ist jedoch nicht klar ersichtlich, wie sich dies von Erneuerbaren Energiegemeinschaften gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001

unterscheidet. Insbesondere die Ergänzung einer "privaten Vereinbarung" ist neu und erfordert eine klare Festlegung bei der nationalen Umsetzung, um einheitliche Umsetzungen zu gewährleisten.

Gemäß Punkt b) können aktive Kund:innen zur Erleichterung der gemeinsamen Nutzung von Energie auf einen Dritten zurückgreifen, der Eigentümer einer Speichereinrichtung oder einer Anlage zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen ist oder diese für Installation, Betrieb, Messung und Wartung verwaltet. Es bleibt jedoch unklar, wie sich dies im Zusammenhang mit dem Zählpunkt-Eigentum verhält. Weitere Klärungen sind erforderlich, um zu verstehen, welche Auswirkungen dies auf die Rolle des Zählpunkteigentümers hat.

Unter Punkt d) wird festgelegt, dass aktive Kund:innen das Recht haben, den gemeinsam genutzten Strom innerhalb eines bestimmten Zeitraums mit ihrem gesamten Verbrauch zu verrechnen, ohne dass dies die geltenden Steuern, Abgaben und Netzentgelte beeinträchtigt. Es bleibt jedoch unklar, ob der Ausgleichszeitraum sich auf die Ausgleichsenergie von Bilanzgruppen bezieht. Dieser Artikel könnte möglicherweise zu einer Teilnahme von nicht qualifizierten Marktteilnehmern führen und die Rolle von Energiegemeinschaften gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2011 in Frage stellen. Weitere Klärungen sind erforderlich, um mögliche Auswirkungen auf den Stromhandelsmarkt und bestehende Energiegemeinschaften zu verstehen.

Metering ist eine zentrale Aufgabe der Netzbetreiber und gewährleistet die genaue Lieferung und Abrechnung von Energie. Regulierungsbehörden stellen sicher, dass diese Aufgabe effizient und gesetzeskonform gemäß den geltenden Eichvorschriften durchgeführt wird. Die fortschreitende Digitalisierung und Entwicklung des Smart Grids bieten sowohl Chancen als auch Herausforderungen. Um die Qualität des Systembetriebs und die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden, sollte das Metering weiterhin von den Netzbetreibern durchgeführt werden und nicht an Dritte ausgelagert werden. Das Datenmanagement, die Interoperabilität und die Kommunikation, sowie das entsprechende Know-how sollten beim Netzbetreiber konzentriert sein, um den Endkund:innen alle Möglichkeiten zu bieten und eine einheitliche Vorgehensweise sicherzustellen.

Es ist wichtig, dass das vorgeschlagene Net-Metering-Modell der Kommission keine Auswirkungen auf die Netzkosten der Kund:innen hat. Netzkosten sollten für die gesamte Energie, die über das öffentliche Netz transportiert und am Zählpunkt gemessen wird, wie bereits in Österreich bei Energiegemeinschaften umgesetzt, entsprechend angewendet werden. Angesichts der aktuellen Herausforderungen für Netzbetreiber ist dies von großer Bedeutung.

Artikel 18a BMRL – Risikomanagement des Versorgers

Laut dem Kommissionsvorschlag sollen nationale Regulierungsbehörden sicherstellen, dass Energieversorgungsunternehmen geeignete Hedgingstrategien verwenden. Kommunale Energieversorger nutzen bereits überwiegend Hedging- oder Preissicherungsstrategien, um ihre Kund:innen zuverlässig mit stabilen Preisen zu versorgen. Diese Strategien tragen zur erhöhten Liquidität, Preisstabilität und geringeren Risiken bei. Es ist sinnvoll, den Fokus auf diese Instrumente und die Risikoabsicherung für Energieversorgungsunternehmen zu legen.

Der VÖWVG ist der Ansicht, dass Hedging nicht in Form von obligatorischen Quoten, insbesondere für nicht-marktbezogene Maßnahmen, eingeführt werden sollte, um illiquide Märkte zu vermeiden und ungewollte Preiserhöhungen zu verhindern. Stattdessen sollten Barrieren für den Zugang zu Terminmärkten abgebaut werden, beispielsweise durch die Akzeptanz zusätzlicher Sicherheiten wie unbesicherte Bankgarantien, zugrundeliegende Stromerzeugung oder ETS-Genehmigungen. Wenn eine Hedging-Verpflichtung besteht, sollte den Versorgern weiterhin die Freiheit bleiben, ihre eigenen Hedging-Produkte zu wählen.

Artikel 27a BMRL – Versorger der letzten Instanz (Grundversorger)

Die Grundversorgung sichert die Stromversorgung für Bürger:innen ohne Stromvertrag oder bei Insolvenz des bisherigen Versorgers. Die Mitgliedsunternehmen des VÖWG spielen dabei eine wichtige Rolle. In Österreich regelt das ELWOG die Grundversorgung, das voraussichtlich 2024 aktualisiert wird. Die VÖWG-Mitglieder fungieren bereits als letzte Instanz und übernehmen die Grundversorgung für einige Kund:innen.

Der Begriff "Grundversorgung" ist weder in Österreich noch auf EU-Ebene einheitlich und umfassend geregelt, was jedoch national wichtig für einen klaren und transparenten Ablauf wäre. Die von der Kommission vorgeschlagene Definition wird als unzureichend angesehen. Da die Grundversorgung eine staatliche Aufgabe ist, sollte ihre Umsetzung national klar geregelt und von Behörden unterstützt werden. Dies umfasst die Überprüfung von Einkommensnachweisen und Melderegistern zur Feststellung von Ansprüchen sowie die Verteilung der Kosten für die Grundversorgung auf alle Energieversorger.

Es ist wichtig, das nationale Ziel der Bekämpfung von Energiearmut von der Frage der Grundversorgung zu unterscheiden. Gemäß der Strombinnenmarkt-Richtlinie von 2019 sollten Mitgliedsstaaten nationale Aktionspläne zur Verringerung der Zahl von Kunden, die von Energiearmut betroffen sind, entwickeln. Kriterien wie niedrige Einkommen, hohe Energiekosten und geringe Energieeffizienz der Häuser spielen dabei eine wichtige Rolle. Die Mitgliedstaaten sollten sicherstellen, dass schutzbedürftige und von Energiearmut betroffene Kund:innen angemessen versorgt werden. Die Mitgliedsunternehmen des VÖWG haben bereits seit Jahren aktiv vulnerable Kund:innen betreut und begrüßen daher ein EU-weites Vorgehen in diesem Bereich.

Artikel 28a BMRL – Verhinderung der Stromabschaltung vulnerabler Kund*innen

Der Schutz vulnerabler Kund:innen ist von großer Bedeutung und soll europaweit durch staatliche Maßnahmen geregelt werden. Einige Mitgliedsunternehmen des VÖWG bieten bereits Unterstützung für sozial schwache Kund:innen an, um ihnen bei langwierigen Zahlungsschwierigkeiten zu helfen und Abschaltungen zu verhindern. Dies geschieht unter anderem durch die Umsetzung von Maßnahmen wie Mahnsperren.

Die vorliegende Regelung wirft in der praktischen Umsetzung konkrete Fragen auf, da der Energieversorger nur begrenzten Einfluss hat. Abschaltungen werden letztendlich vom Verteilnetzbetreiber durchgeführt. Obwohl die Forderung in dem Entwurf der Kommission an die Lieferant:innen gerichtet ist, handelt es sich beim Schutz vulnerabler Kund:innen um eine staatliche Aufgabe, die behördlich geprüft werden sollte. In diesem Prozess werden die betroffenen Kund:innen von Energielieferanten und Netzbetreibern vor Abschaltungen geschützt, um eine gleichberechtigte Behandlung aller vulnerablen Kund:innen sicherzustellen. Der VÖWG wird diese Maßnahmen mit ihrem Kund:innenservice bei seinen Mitgliedsunternehmen nach wie vor mit aller Kraft unterstützen und die Umsetzung der Maßnahmen vollziehen.

Artikel 33 Abs 2 BMRL – Einbindung der Elektromobilität in das Stromnetz

Verteilnetzbetreiber dürfen laut dem Kommissionsvorschlag keine Eigentümer von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge sein oder diese entwickeln, verwalten oder betreiben. Es sei denn, es handelt sich um private Ladepunkte, die ausschließlich für den Eigengebrauch bestimmt sind. Die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (BMRL) beinhaltet eine unerwartete Bestimmung, die gegenüber den bisherigen Absichten des Unionsgesetzgebers eine Richtungsänderung darstellt. Die Richtlinie 2014/94/EU hatte noch vorgesehen, dass Verteilnetzbetreiber nichtdiskriminierend mit anderen Eigentümern von Ladepunkten zusammenarbeiten sollten, auch wenn sie selbst Ladepunkte besitzen oder betreiben. Die BMRL schließt jedoch integrierte Elektrizitätsunternehmen gänzlich vom

wettbewerblichen E-Mobilitätsgeschäft aus, was im Vorschlag der Europäischen Kommission zur BMRL vom 23.02.2017 noch nicht enthalten war.

Die Ausschließung integrierter Elektrizitätsunternehmen vom wettbewerblichen E-Mobilitätsgeschäft führt zu einer Ungleichbehandlung gegenüber dem regulären Stromhandel im liberalisierten Strommarkt. Diese Beschränkung ihrer Grundrechte auf Eigentum und Erwerbsfreiheit wird als unverhältnismäßig angesehen. Das Verbot der Teilnahme am E-Mobilitätsgeschäft, während gleichzeitig die Belieferung von Kund:innen mit Strom und der Handel mit selbst erzeugtem Strom erlaubt ist, erfüllt aus Sicht des VÖWVG nicht das Ziel der Wettbewerbsneutralität des Netzes. Es wird vorgeschlagen, die Ausnahme des Artikels 35 Absatz 4 der BMRL auch auf das Verbot des Artikels 33 Absatz 2 auszuweiten, um diesen Wertungswiderspruch aufzulösen. Änderungs- und Ergänzungsvorschläge werden unterbreitet.

Der Ausschluss der vertikal integrierten Netzbetreiber führt zu einem geringeren Wettbewerb und verhindert, dass wichtige lokale Wettbewerber in den Aufbau und Betrieb einer passenden und nachhaltigen E-Ladeinfrastruktur einsteigen können. Dies kann dazu führen, dass weniger rentable Standorte nicht von Wettbewerbern bedient werden, was dem Ziel einer flächendeckenden Versorgung mit E-Ladeinfrastruktur widerspricht. Insbesondere in strukturschwachen und kleinorganisierten Wirtschaftsräumen kann dies zu Verzögerungen bei der Mobilitäts- und Energiewende führen und den erklärten Zielen der europäischen und internationalen Gemeinschaft entgegenwirken. Im Gegensatz dazu fördert die Teilnahme integrierter Elektrizitätsunternehmen am wettbewerblichen E-Mobilitätsmarkt den Wettbewerb und gewährleistet die erforderliche Wettbewerbsneutralität durch das organisatorische Unbundling und die Arbeit der Regulierungsbehörden, ähnlich wie im liberalisierten Stromhandel. Durch geprüfte Tarifstrukturen und standardisierte Regelungen zum Netzzugang wird eine faire Behandlung aller Kund:innen und Marktteilnehmer:innen sichergestellt, wodurch die vorgeschriebene Richtlinienbestimmung als übermäßig angesehen wird.

[Artikel 66a BMRL – Zugang zu erschwinglicher Energie während einer Strompreiskrise](#)

Es wird befürwortet, dass eine europaweit einheitliche Regelung für den Fall einer Strompreiskrise erarbeitet wird, um die Energieleistbarkeit für alle Kund:innen sicherzustellen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

In der vorgeschlagenen Regelung "Stromkostenbremse in der Zeit von Preiskrisen" fehlt es an einer Definition für die erforderlichen Kompensationen für Lieferant:innen, um die Versorgungssicherheit und Liquidität des Marktes zu gewährleisten. Der Entwurf der Kommission betont jedoch, dass dabei die EU-Wettbewerbsregeln eingehalten werden müssen.

Die Erfahrungen mit der österreichischen Strompreisbremse zeigen, dass solche Eingriffe den Wettbewerb im Energiemarkt einschränken, einen hohen Umsetzungsaufwand erfordern und für viele Kund:innen schwer nachvollziehbar sind. Zudem bieten sie angesichts der unterschiedlichen Versorgungsmodelle keine gerechte Lösung für Einzelfälle. Stattdessen sollte in Zukunft eine gezielte und sozial differenzierte direkte Unterstützung durch ein staatliches Instrument für vulnerable Haushalte erfolgen.

Für Eisenbahnverkehrsunternehmen sind derzeit keine entsprechenden Instrumente vorgesehen. Es wird argumentiert, dass diese Unternehmen in der Lage sein sollten, sich mithilfe der in der Strombinnenmarktverordnung vorgesehenen Instrumente gegen Preisschwankungen abzusichern. Allerdings funktioniert dies nur dann, wenn die Preise innerhalb absehbarer Zeit wieder sinken. Bei einer üblichen Absicherungsstrategie von drei Jahren können Strompreiskrisen, die länger als ein Jahr andauern, zu erheblichen finanziellen Belastungen führen. Daher wird vorgeschlagen, auch Maßnahmen zur Abfederung einzuführen, wenn auch mit einer längeren Eintrittsfrist.

Im Transportwesen ist in der momentanen Strompreiskrise v.a. der Eisenbahngüterverkehr stark betroffen, da die im Vergleich zu den Treibstoffpreisen überproportional gestiegenen Strompreise zu einem Verlust an Konkurrenzfähigkeit gegenüber dem Straßengüterverkehr führen. Eine Verlagerung des Güterverkehrs von der Schiene auf die Straße steht im direkten Widerspruch zu den Dekarbonisierungs- und Klimazielen der EU im Verkehrsbereich. Es ist daher aus Sicht des VÖWG unerlässlich, Eisenbahnverkehrsunternehmen Zugang zu erschwinglicher Energie während einer Strompreiskrise zu ermöglichen.