

EVN AG, Postfach 100, 2344 Maria Enzersdorf

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie
Per E-Mail: vi2@bmk.gv.at

und das
Präsidium des Nationalrates
begutachtungsverfahren@parlament.gv.at

Kontakt Miriam Orgon
Telefon +43 2236 200-12627
Datum 20.10.2020

Stellungnahme im Rahmen des Begutachtungsverfahrens zum Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir begrüßen den umfassenden Entwurf für den Ausbau von erneuerbarer Energie in Österreich. Die Kombination aus Anforderungen für dezentrale Energieerzeugung und -integration in einen bestehenden Wettbewerbsmarkt stellt eine besondere Herausforderung dar. Viele im Entwurf vorgesehenen Prinzipien, wie beispielsweise Selbstvermarktung, werden als adäquates Lösungsinstrument angesehen.

Aus unserer Sicht ergeben sich fünf wesentliche Punkte, die wir nachstehend allgemein beschreiben. Im Anhang führen wir konkret begründete Gesetzestextvorschläge im Detail aus.

1) Dezentrale Erzeugung von erneuerbaren Strom & neue Markttrollen

Die Ausgestaltung von Erneuerbaren- und Bürger-Energiegemeinschaften wird begrüßt. Wir möchten in diesem Zusammenhang die Wichtigkeit einer praktikablen und funktionierenden Umsetzung dieser neuen Markttrollen unterstreichen. Neben geeigneten Übergangsfristen für die Implementierung sind präzise Prozesse notwendig. Die österreichische E-Wirtschaft hat umfangreiche Prozesse erarbeitet, die den Kriterien eines möglichst geringen Anpassungsbedarfes (Heranführung der Regelungen an ElWOG §16a) und einer kosteneffizienten Umsetzung entsprechen.

Für die Aufrechterhaltung eines funktionierenden Wettbewerbsmarktes ist es auch für Energiegemeinschaften erforderlich, sich zum Bilanzgruppensystem der Energiewirtschaft zu bekennen. Dies bedeutet eine gleichwertige Beteiligung an der Mittelaufbringung für die verursachte Ausgleichsenergie sowie der Angehörigkeit zu einer Bilanzgruppe von allfälligen Überschusseinspeisungen in das öffentliche Netz.

Energieversorgern kommt eine zentrale Rolle bei der Unterstützung, Etablierung und dem laufenden Betrieb der neuen Markttrolle „Energiegemeinschaften“ durch die Erbringung von Dienstleistungen zu. Daher sollen mögliche, beschleunigende Synergien in Zusammenarbeit von Energieversorgern und

Energiegemeinschaften ermöglicht werden. Dies bedeutet beispielsweise, dass Energieversorger auch Erzeugungsanlagen durch Pacht-, Leasing- oder Contractingmodelle privaten wie kommunalen Energiegemeinschaften zur Verfügung stellen dürfen.

Für den Anschluss von kleinen Erzeugungsanlagen (vornehmlich PV) soll laut EU-Erneuerbaren-Richtlinie ein vereinfachter Netzzutritt geschaffen werden. Bis zu einer installierten Leistung von 10,8 kW soll kein Netzzutrittsentgelt verrechnet werden. Darüber soll ein pauschales Netzzutrittsentgelt zur Anwendung kommen, welches einen Anreiz für die kosteneffiziente Netznutzung setzen soll. Um systemkritische Leistungsspitzen in den Netzen zu unterbinden, soll der Verteilnetzbetreiber eine Eingriffsmöglichkeit bekommen um die Einspeiseleistung zu beschränken. Aus unserer Sicht sind hierfür 5% der durchschnittlichen Jahreserzeugung erforderlich.

Der Betrieb oder das Eigentum von Verteilnetzen durch Energiegemeinschaften ist keine Anforderung der EU-Binnenmarktrichtlinie. Kritische Infrastruktur sollte weiterhin dem Verteilnetzbetreiber obliegen und bundesweit einheitlicher Regulierung unterliegen.

2) Zielerreichung durch Ausbau von Photovoltaik und Biomasse-KWK

Um das österreichische Ausbauziel von 11.000 MW bei Photovoltaik zu erreichen, werden neben Dachanlagen auch Freiflächenanlagen benötigt. Um Kriterien bei Bodenverbrauch und Landschaftsbild zu entsprechen, sollten PV-Anlagen auf landwirtschaftlichen Freiflächen ermöglicht und gefördert werden, wenn sie einen vorhandenen Netzanschluss mitbenützen können bzw. wenn sie auf Flächen installiert werden, die bereits in der Vergangenheit energiewirtschaftlich bzw. industriell genutzt wurden oder aktuell genutzt werden (z.B. Windparks, Industriestandorte, Kraftwerksareal, Biogas-Verstromungsanlagen).

Ein einheitlicher Abschlag für Freiflächen-PV-Anlagen erscheint nicht zweckmäßig, da die Nutzung sehr unterschiedlich ausfallen kann. Technologisch hochwertige Baulösungen für PV, beispielsweise Agro-PV und Mehrfachnutzung, benötigen eine zumindest gleich hohe Förderung wie bei Dachanlagen.

Anlagenrechtliche Bewilligungen für Biomasse-KWK-Anlagen gelten befristet nur für wenige Jahre. Wenn sie verfristen, ist im Regelfall eine vollständige Neuplanung erforderlich und die Gesamtkosten für die Ökostromanlage steigen. Ursächlich hierfür ist, wenn Anlagen in der Warteliste nicht zeitgerecht zum Zug kommen. Ein Antrag auf Vertragsabschluss über die Kontrahierung von Ökostrom soll seinen Rang in der Warteliste jedenfalls behalten, auch wenn die zugrundeliegenden Genehmigungen verlängert oder erneuert werden.

3) Verwaltungsvereinfachung im Starkstromwegegesetz

Für die geplante Verwaltungsvereinfachung durch Bewilligungsfreistellung im Starkstromwegegesetz bis 45 kV müssen in jedem Fall Freileitungen bis 1 kV wie bisher von der Bewilligungspflicht ausgenommen bleiben. Für eine praxisgerechte Umsetzung soll sich die Bewilligungsfreistellung auch auf die Verbindung zu bestehenden Freileitungen sowie Trafostationen beziehen.

4) Systemstabilität im Stromnetz

Für die Versorgungssicherheit und Systemstabilität ist ausschließlich die durchgehende Lieferfähigkeit an die Stromkunden von Bedeutung, unabhängig von Witterungseinflüssen, Leitungsengpässen oder Marktverhalten. Für systemrelevante Anlagen, die diesen Anforderungen entsprechen, sind investitionssichere Rahmenbedingungen zu schaffen. Dies betrifft vor allem die vollständige Kostenabgeltung von Anlagen, welche von einem Stilllegungsverbot betroffen sind.

5) Flexibilität durch Erneuerbares Gas

Die große Herausforderung der Energiewende ist es, die erforderliche Versorgungssicherheit auf erneuerbarer Basis zu gewährleisten. Erneuerbares Gas hat daher eine besonders wertvolle Rolle, da erneuerbare Energie über einen längeren Zeitraum gespeichert, zu jedem Zeitpunkt genutzt, und kostenoptimal in der vorhandenen Erdgasinfrastruktur transportiert werden kann. Um dieser wichtigen Rolle zu entsprechen, müssen bestehende Biogasanlagen erhalten werden und von Stromeinspeisung möglichst auf Biomethaneinspeisung umgestellt werden. In einem ersten schnellen Schritt sollen Netzbetreiber erneuerbares Gas für ihren Netzbetrieb einsetzen können.

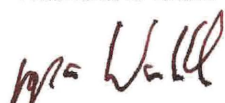
Längerfristig ist ein marktbasierendes Fördersystem erforderlich, welches ausreichende Investitionssicherheit für Anlagenbetreiber bietet und Kosten transparent behandelt.

Verfallsfristen von Herkunftsnachweisen dürfen nicht dazu führen, dass gespeichertes erneuerbares Gas während der Speicherung seinen erneuerbaren Status verliert.

Im Hinblick auf Sektorkopplung und –integration sind die Regelungen für den energiewirtschaftlichen Datenaustausch (EDA) sowohl für den Strom- als auch für den Gasbereich vorzusehen.

Wir ersuchen um Berücksichtigung unserer Anmerkungen und stehen Ihnen jederzeit gerne für etwaige Fragen zur Verfügung.

Freundliche Grüße


EVN AG



Anhang: Gesetzestextvorschläge im Detail

ANHANG – Gesetzestextvorschläge im Detail**Inhaltsverzeichnis****Wasserkraft, Windkraft und PV**

EAG	§ 5 Abs. 1 z38	Kein Förderausschluss aufgrund von ökologischer Verbesserung (geringerer Ertrag) bei Wasserkraft	Seite 9
EAG	§ 10 Abs. 1 z1	Marktprämie auch für revitalisierte Wasserkraftanlagen	Seite 9
EAG	§ 10 Abs. 1 z2	Marktprämie auch für Repowering von Windkraftanlagen	Seite 10
EAG	§ 10 Abs. 1 z3	Kein Förderausschluss für Freiflächen von Grünlandflächen und landwirtschaftliche Flächen bei PV	Seite 10
EAG	§ 20 (7)	Förderung auch für Repowering von Windkraftanlagen	Seite 11
EAG	§ 32a NEU	Standortdifferenzierung PV nach Globalstrahlung, Korrekturfaktor, Zuschlagswert	Seite 11
EAG	§ 33	Reduktion des Abschlages für Freiflächen PV von 30% auf 5%	Seite 11
EAG	§ 34 Abs. 1	Inbetriebnahmen PV: Fristverlängerung auf 24 Monate (anstelle 12) für Inbetriebnahme nach Zuschlag	Seite 12
EAG	§ 42	Abänderung der Formulierung zur Standortdifferenzierung bei Windkraftanlagen	Seite 12
EAG	§ 46 Abs. 2 z4	Präzisierung zur Differenzierung des bei Windkraftanlagen anzulegenden Wertes	Seite 13
EAG	§ 56 Abs. 1	Wasserkraftanlagen bis 1 MW, sollen (so wie PV bis 500kW) zwischen Investzuschuss und Marktprämie wählen können	Seite 13
EIWOG	§ 20	Verhinderung der Hortung von Netzkapazitäten durch Projektwerber	Seite 14
EIWOG	§ 23a Abs. 1	Reduktion der Meldungsverpflichtung von Erzeugungskapazitäten auf netzrelevante Teile	Seite 14

Marktprämie und Referenzmarktpreis

EAG	§ 5 Abs. 1 z32	Streichung Referenzmarktpreis	Seite 15
EAG	§ 9 Abs. 2	Referenzmarktwert für alle Technologien (anstelle von Referenzmarktpreis)	Seite 15
EAG	§ 11	Berechnung Marktprämie: Monatliche Ermittlung des Referenzmarktwertes – Vereinfachung der Abwicklung	Seite 15
EAG	§ 12	Streichung des Referenzmarktpreises (Ersatz durch Referenzmarktwert)	Seite 16
EAG	§ 13 Abs. 1	Präzisierung, dass der Stundenpreis für Referenzmarktwert herangezogen wird	Seite 17

EAG	§ 13 Abs. 2, 3, 4	Datengrundlage für Berechnung des Referenzmarktwertes (gesamte Regelzone in AT, Monat)	Seite 17
EAG	§ 14 Abs. 1, 2, 3	Monatliche Auszahlung der Marktprämie durch EAG-Förderstelle. (Keine monatlichen Vorauszahlungen mit jährlicher Aufrollung)	Seite 18
EAG	§ 15	Marktprämie bei negativen Preisen: Auch Stundenpreis am Intraday-Spotmarkt soll berücksichtigt werden (nicht nur Stundenpreis Day-Ahead)	Seite 18
EAG	NEU	Forderung nach einer Managementprämie zur Abdeckung der Kosten für Ausgleichsenergie	Seite 19
EAG	§ 93	Zwangszuweisung über Stundenpreis abzüglich AE-Kosten (nicht Referenzmarktpreis)	Seite 19

Stromkennzeichnung und Herkunftsnachweise

EAG	§ 80 Abs. 2	HKN-Gültigkeit 16 Monate (anstelle von 12, weil jährliche Stromkennzeichnung plus 4 Monate Frist)	Seite 20
EAG	§ 81	Textgleichstellung mit ElWOG betreffend Anerkennung von HKN aus anderen Staaten	Seite 20
ElWOG	§ 72 Abs. 8	HKN-Gültigkeit 16 Monate (anstelle von 12, weil jährliche Stromkennzeichnung plus 4 Monate Frist)	Seite 21
ElWOG	§ 78 Abs. 2	Wettbewerbstaugliches HKN-System: Getrennte Handelbarkeit von Energie und HKNs, Darstellung	Seite 21
ElWOG	§ 78 Abs. 3	Ausweisung aller Primärenergieträger für die Erfüllung der EU Stromkennzeichnungspflicht	Seite 22

Energiegemeinschaften

EAG	§ 74 Abs. 1 Erläuterungen	Erneuerbare-Energiegemeinschaften: Contracting und Pacht ermöglichen	Seite 23
ElWOG	§ 16b Abs. 1 Erläuterungen	Bürger-Energiegemeinschaften: Contracting und Pacht ermöglichen	Seite 23
EAG	§§ 74 bis 77	Allgemeine Anmerkung zu Erneuerbaren-Energiegemeinschaften: „Dezentrale Erzeugung“ anstelle „Erzeugung“; „Netzzugangsberechtigter“ anstelle „Netzbenutzer“	Seite 24
ElWOG	§ 16b	Allgemeine Anmerkung zu Bürger-Energiegemeinschaften: „Dezentrale Erzeugung“ anstelle „Erzeugung“; „Netzzugangsberechtigter“ anstelle „Netzbenutzer“	Seite 24
EAG	§ 5 Abs. 1 NEU	Erneuerbare-Energiegemeinschaften: Beteiligung an Mittelaufbringung für Ausgleichsenergie	Seite 25
ElWOG	§ 7 Abs. 1	Bürgerenergiegemeinschaften: Beteiligung an Mittelaufbringung für Ausgleichsenergie	Seite 25
EAG	§ 75 (3) NEU	Erneuerbare-Energiegemeinschaften: Ausgleichsenergieverpflichtung	Seite 25
ElWOG	§ 16b Abs. 7 NEU	Bürger-Energiegemeinschaften: Ausgleichsenergieverpflichtung	Seite 25

EAG	§ 75 (4) NEU	Erneuerbare-Energiegemeinschaften: Marktkommunikation zur Minimierung von Ausgleichsenergie	Seite 26
EIWOG	§ 16b Abs. 8 NEU	Bürger-Energiegemeinschaften: Marktkommunikation zur Minimierung von Ausgleichsenergie	Seite 26
EAG	§ 77 Abs. 1 z5 NEU	Erneuerbare-Energiegemeinschaften: Übermittlung ¼-h-Zeitreihen an Lieferanten/Bilanzgruppenverantw. zur Minimierung des Ausgleichsenergiebedarfs	Seite 26
EIWOG	§ 16b Abs. 5 z5 NEU	Bürger-Energiegemeinschaften: Übermittlung ¼-h-Zeitreihen an Lieferanten/Bilanzgruppenverantw. zur Minimierung des Ausgleichsenergiebedarfs	Seite 26
EAG	§§ 76, 77	Funktionsweise sicherstellen durch Heranführen an §16a, auch Abwicklungstechnisch	Seite 27/28
EIWOG	§ 16b	Funktionsweise sicherstellen durch Heranführen an §16a, auch Abwicklungstechnisch	Seite 29/30
EIWOG	§ 16b Erläuterungen	Funktionsweise sicherstellen durch Heranführen an §16a, auch Abwicklungstechnisch	Seite 31
EAG	§ 77 Abs. 2 z2 NEU	Erneuerbare-Energiegemeinschaften: Zuordnung der verbleibenden Einspeisung	Seite 32
EIWOG	§ 16b Abs. 6 z2 NEU	Bürger-Energiegemeinschaften: Zuordnung der verbleibenden Einspeisung	Seite 32
EAG	§ 75 Abs. 5 NEU	Erneuerbare-Energiegemeinschaften: Verpflichtung Energieeffizienzmaßnahmen	Seite 33
EIWOG	§ 16b Abs. 9 NEU	Bürger-Energiegemeinschaften: Verpflichtung Energieeffizienzmaßnahmen	Seite 33
EAG	§ 76 Abs. 2 z6 NEU	Erneuerbare-Energiegemeinschaften: Transparenz Herkunft der Energie	Seite 33
EIWOG	§ 16b Abs. 4 z6 NEU	Bürger-Energiegemeinschaften: Transparenz Herkunft der Energie	Seite 33

Netze

EAG	§ 74 (3)	Erneuerbare-Energiegemeinschaften: Kein Netzbetrieb, daher auch keine Analyse für Netzbetrieb	Seite 34
EAG	§ 75 (3)	Erneuerbare-Energiegemeinschaften: Kein Netzbetrieb	Seite 34
EIWOG	§ 16b Abs. 7	Bürger-Energiegemeinschaften: Kein Netzbetrieb	Seite 34
EAG	§ 75 (1)	Erneuerbare-Energiegemeinschaft: Regionaltarif nur bis Netzebene 5	Seite 35
EIWOG	§ 17a	Klarstellungen: Rascher Anschluss an das Verteilnetz mit Frist, sowie klare Angabeerfordernisse zu Netzzugangersuchen	Seite 36
EIWOG	§ 20	Transparenz bei nicht ausreichenden Netz-Kapazitäten.	Seite 37
EIWOG	§ 54 Abs. 3	Kosteneffizienz durch Maximierung der Erzeugungsleistung, bei minimalen Kosten für Netzausbau; Transparenz und Administrierbarkeit	Seite 38
EIWOG	§ 15a NEU (ersetzt § 45a)	EDA Datenaustausch durch Netzbetreiber ÜNB und VNB	Seite 39

GWG	§ 58a NEU	EDA Datenaustausch durch Netzbetreiber ÜNB und VNB	Seite 39
EAG	§ 69 Abs. 3, 4, 5	Keine Sonderregelungen bei der Verrechnung der Förderpauschale	Seite 40
StWG	§ 3 Abs. 3 z1	Bewilligungsfreistellung: Weiterhin Ausnahme für Anlagen bis 1000V; Ausnahme auch für Kabelüberführungsmaste	Seite 41
StWGG	§ 3 Abs. 2 z1	Bewilligungsfreistellung: Weiterhin Ausnahme für Anlagen bis 1000V; Ausnahme auch für Kabelüberführungsmaste	Seite 41

Netzreserve und Stilllegungsverbot

EIWOG	§ 23b Abs. 2	Netzreserve: Zeitgerechtes Verfahren	Seite 42
EIWOG	§ 23b Abs. 3	Netzreserve: Zusätzlicher Referenzwert	Seite 42
EIWOG	§ 23b Abs. 5	Netzreserve: 3-5 jährige Verträge (anstelle von 2 Jahren)	Seite 43
EIWOG	§ 23b Abs. 6	Netzreserve: Bekanntgabe von Aufwendungen und Kosten binnen angemessener Frist an die Regulierungsbehörde	Seite 43
EIWOG	§ 23c Abs. 3 z3, z4, z5 NEU, z6 NEU, z7	Stilllegungsverbot: Abdeckung aller mit einem Stilllegungsverbot verbundenen Kosten	Seite 44
EIWOG	§ 23d Abs. 1, 2, 3	Stilllegungsverbot: Klärung der Modalitäten für Rückerstattung und Parteistellung des Regelzonenführers im Netzreserveverfahren	Seite 45
EIWOG	§ 23d	Stilllegungsverbot: Keine Parteistellung des Regelzonenführers im Verfahren	Seite 45
EIWOG	§ 111 Abs. 5, 6, 7	Netzreserve: Keine Rückzahlungsverpflichtung	Seite 45

Biomasse, Gas und Sektorkopplung

EAG	§ 98 Abs. 5 NEU	Übergangsregelung Biomasse-KWK	Seite 46
EAG	§ 53	Wechselmöglichkeit in das neue Förderregime für alle Anlagen (nicht nur für PV und Wind, Wasserkraft)	Seite 46
GWG	§ 18 Abs. 1 z12a	Ermittlung von Einspeisepunkten von erneuerbarem Gas durch VNB	Seite 47
GWG	§ 79 Abs. 7	Netzbetreiber soll Mehrkosten für Einsatz von erneuerbarem Gas (für Netzbetrieb) ersetzt bekommen	Seite 47
GWG	§ 129b Abs. 7	Verfallsfrist für erneuerbares Gas beginnt erst bei Ausspeicherung.	Seite 48
GWG	§ 130 Abs. 9	Übergangsregelung für Verschiebung des Beginns der Verfallsfrist HKN von erneuerbarem Gas, rückwirkend bis 2016.	Seite 48
GWG	§ 133a	Festlegung des H2-Anteils durch ÖVGW-Richtlinie	Seite 48

EAG	§ 5 Abs. 1 z14 und z15	Gleichstellung von Sektorkopplungsanlagen mit Pumpspeicherkraftwerken, Ausnahme Erneuerbaren Förderpauschale	Seite 49
EAG	§ 69 Abs. 1	Gleichstellung von Sektorkopplungsanlagen mit Pumpspeicherkraftwerken, Ausnahme Erneuerbaren Förderpauschale	Seite 49
EAG	§ 71 Abs. 1	Gleichstellung von Sektorkopplungsanlagen mit Pumpspeicherkraftwerken, Ausnahme Erneuerbaren Förderbeitrag	Seite 49
EIWO	§ 111 Abs. 3, 4	Gleichstellung von Sektorkopplungsanlagen mit Pumpspeicherkraftwerken, Ausnahme Netznutzung- und Netzverlustentgelte	Seite 50

E-Mobilität

AKrG	§ 4 Abs. 2	Identifikationsnummer: Nutzung des bestehenden Systems und keine neue, zusätzliche Lösung über ECA	Seite 51
AKrG	§ 4 Abs. 3	Übergangsfrist für Ladestellenbetreiber für die Implementierung der Schnittstelle zum Ladestellenregister	Seite 51

Kein Förderausschluss aufgrund von ökologischer Verbesserung bei Wasserkraft (geringerer Ertrag)

Bei Revitalisierung von Wasserkraftanlagen entsteht oft ein Erzeugungsverlust durch Ökologierungsmaßnahmen (Bsp. Fischtreppe).
Eine Förderung soll aufgrund der Ökologischen Verbesserung nicht ausgeschlossen werden.

Ergänzung: EAG § 5 Abs. 1 z38

Revitalisierung“ das Repowering von Wasserkraftanlagen, welches ohne Einrechnung wasserrechtlich bewilligter Maßnahmen zum Erhalt oder zur Verbesserung des Gewässerzustandes zu einer Erhöhung der Engpassleistung oder zu einer Erhöhung des Regelarbeitsvermögens um mindestens 5% führt. Unter Einrechnung wasserrechtlich bewilligter Maßnahmen zum Erhalt oder zur Verbesserung des Gewässerzustandes darf die Engpassleistung und das Regelarbeitsvermögen nach durchgeführter Revitalisierung auch unter den vor der Revitalisierung erreichten Werten liegen, wenn die Erzeugungsverluste aufgrund von ökologischen Maßnahmen mehr als 5 % betragen. eine Revitalisierung ist nur dann gegeben, wenn mindestens zwei der wesentlichen Anlagenteile, wie Turbine, Wasserfassung, Druckleitung, Triebwasserkanal, Krafthaus oder Staumauer bzw. Wehranlagen, welche vor Baubeginn bereits bestanden haben, weiter verwendet werden;

Marktpremie auch für revitalisierte Wasserkraftanlagen

Bei Revitalisierung von Wasserkraftanlagen entsteht oft ein Erzeugungsverlust durch Ökologierungsmaßnahmen (Bsp. Fischtreppe).
Eine Förderung soll aufgrund der Ökologischen Verbesserung nicht ausgeschlossen werden.
Marktpremien über 20 Jahre sind Voraussetzung für eine langfristige Bestandssicherung von Kleinkraftwerken.

Ergänzung: EAG §10 Abs. 1 z1

„Durch Marktpremie förderfähig ist die Erzeugung von Strom aus
1. neu errichteten, **revitalisierten** und erweiterten Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung bis 20-5 MW sowie die ersten 25 MW bei neu errichteten und erweiterten Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung über 20 MW, mit Ausnahme von
a) Neubauten ~~an ökologisch sehr guten Gewässerstrecken, die in Wasserkörpern~~ mit sehr gutem ökologischen Zustand liegen, ~~sowie Neubauten und Erweiterungen, die in ökologisch wertvollen Gewässerstrecken liegen, die auf einer durchgehenden Länge von mindestens einem Kilometer einen sehr guten hydromorphologischen Zustand aufweisen;~~
b) Neubauten **in Schutzgebieten (Natura 2000, Nationalpark) bei denen der Erhaltungszustand mehrerer prioritäre Schutzgüter nachhaltig erheblich verschlechtert werden und diese als nicht naturverträglich bewertet werden** und Erweiterungen, ~~die den Erhaltungszustand von Schutzgütern der Richtlinie 92/43/EWG zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen, ABl. Nr. L 206 vom 22.07.1992 S. 7 (Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie), oder der Richtlinie 2009/147/EG über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten, ABl. Nr. L 20 vom 30.11.2009 S. 7 (Vogelschutzrichtlinie), verschlechtern und in Schutzgebieten (Natura 2000, Nationalpark) liegen.~~
(xx) Besondere Umstände, die ungeachtet der Erfüllung der Voraussetzungen des Abs. (x) lit a oder b eine Förderung rechtfertigen, liegen vor, wenn Vorhaben
1. **in einer Gesamtbewertung aufgrund projektintegraler Maßnahmen auch gewichtigen ökologischen Interessen (ins. Des Klimaschutzes, des Naturschutzes oder der Biodiversität) dienen oder**

2. **als Ersatzneubauten oder Erweiterungen insgesamt zu einem Entfall oder einer Reduzierung bestehender Einbauten oder Beeinträchtigungen in der betreffenden Gewässerstrecke führen (z.B. durch Reduktion von Querbauwerken bestehender Kraftwerke oder wasserbaulicher Sohlstufen**

Revitalisierungen von Wasserkraftwerken sollen wahlweise auch mit Investitionszuschüssen gefördert werden können. (sh. §56)“

Marktpremie auch für Repowering von Windkraftanlagen

Re-powering von Windkraftanlagen bringt deutliche Effizienzverbesserungen.

Ergänzung: EAG § 10 Abs. 1 z2

„neu errichteten **und repowerten** Windkraftanlagen sowie Erweiterungen von Windkraftanlagen..“

Kein Förderausschluss für Freiflächen von Grünlandflächen und landwirtschaftlichen Flächen bei PV

Nach dieser Formulierung wären zwar PV-Anlagen im Grünland bzw. landwirtschaftlichen Flächen mit entsprechender Widmung in NÖ förderfähig (andere Bundesländer haben diesen Widmungstatbestand aber teilweise nicht). Es soll den Ländern in Ihren Genehmigungs- und Widmungsverfahren überlassen werden welche Flächen PV zur Förderung eingereicht wird.

Ergänzung: EAG § 10 Abs. 1 z3

„neu errichteten Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 kWpeak sowie Erweiterungen von Photovoltaikanlagen um eine Engpassleistung von mehr als 20 kWpeak, ~~wenn die Anlage~~
a) ~~auf oder an einem Gebäude oder einer baulichen Anlage, die zu einem anderen Zweck als der Nutzung von Solarenergie errichtet wurde,~~
b) ~~auf einer Eisenbahnanlage oder Deponie,~~
c) ~~auf einer Freifläche, mit Ausnahme einer landwirtschaftlich genutzten Fläche oder einer Fläche im Grünland, sofern sie nicht eine speziell für die Errichtung einer Photovoltaikanlage vorgesehene Widmung aufweist,~~
errichtet wird oder ist.“

Förderung auch für Repowering von Windkraftanlagen

Re-powering von Windkraftanlagen bringt deutliche Effizienzverbesserungen.

Ergänzung: EAG § 20 (7)

*7. einen Nachweis, dass für die Neuerrichtung, Erweiterung **oder Revitalisierung oder das Repowering** der Anlage alle erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen der jeweils zuständigen Behörde erteilt wurden oder Anzeigen erfolgt sind **und als erteilt gelten**;*

Standortdifferenzierung PV nach Globalstrahlung, Korrekturfaktor Zuschlagswert

Wir treten für einen Korrekturfaktor bei PV-Anlagen ein. Dabei geht es um die österreichweit sehr unterschiedlichen horizontalen Einstrahlungswerte. Das Ziel ist weiteren Ungleichgewichten beim Ausbau von PV in unterschiedlichen Bundesländern entgegenzuwirken.

Durch einen ausgeglichenen Ausbau reduziert sich gleichzeitig die Anforderung an das Netz zum Abtransport der Energie --> im Best Case könnten bestehende Netzanschlusspunkte genutzt werden, was die Notwendigkeit des Netzausbaues reduziert.

Außerdem wird dadurch die Treffsicherheit der Förderung erhöht – Projekte mit erhöhtem Förderbedarf bekommen mehr – Projekte mit entsprechender Ausbeute bekommen weniger – eine sinnvoll gewählte Untergrenze schützt vor zu ineffizienten Projekten

Ergänzung: EAG NEU §32a

„Auf den Zuschlagswert für Photovoltaikanlagen kann ein Korrekturfaktor angewendet werden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Photovoltaikanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor ist als Auf- oder Abschlag in der Höhe von bis zu 20 Prozentpunkten auf den anzulegenden Wert für einen Normstandort durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festzulegen“

Reduktion des Abschlages für Freiflächen PV von 30% auf 5%

Der Kostenvorteil von Freiflächenanlagen im Vergleich zu Anlagen auf Hallendächern beträgt rund 5%. Ein Abschlag von 30% führt dazu, dass viele Flächenanlagen nicht errichtet werden können.

Ergänzung: EAG § 33

„Für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen gemäß § 10 Abs. 1 Z 3 lit. c verringert sich die Höhe des Zuschlagwertes um einen Abschlag von ~~530~~%. Die Höhe des Abschlages kann mit Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus geändert werden.“

Inbetriebnahmen PV: Fristverlängerung auf 24 Monate (anstelle 12) für Inbetriebnahme nach Zuschlag.

PV-Anlagen werden im Winterhalbjahr errichtet, da sie in diesen Zeitraum geringe Erzeugung haben. Dies führt mit Lieferfristen dazu, dass der Zeitraum von 12 Monaten bis zur Inbetriebnahme bei größeren Anlagen nicht eingehalten werden kann.

Ergänzung: EAG § 34 Abs. 1

*„Die Frist zur Inbetriebnahme beträgt bei Photovoltaikanlagen ~~zwölf~~ **vierundzwanzig** Monate ab Veröffentlichung des Zuschlags auf der Internetseite der EAG-Förderabwicklungsstelle.“*

Abänderung der Formulierung zur Standortdifferenzierung bei Windkraftanlagen

Ziel ist ein treffsicheres und möglichst einfaches System zur Standortdifferenzierung von Windkraftanlagen zu schaffen

Ergänzung: EAG § 42

~~„Auf den Zuschlagswert für Windkraftanlagen kann ein Korrekturfaktor angewendet werden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Windkraftanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor ist als Auf- oder Abschlag in der Höhe von bis zu 20 Prozentpunkten auf den anzulegenden Wert für einen Normstandort durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus festzulegen. Der Normstandort hat den durchschnittlichen Stromertrag einer dem Stand der Technik entsprechenden, in Österreich errichteten Windkraftanlage anhand der Jahreswindgeschwindigkeit, des Höhenprofils und der Rauigkeitslänge widerzuspiegeln.“~~

Auf den Zuschlagswert für Windkraftanlagen ist ein Korrekturfaktor anzuwenden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Windkraftanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor ist als Auf- oder Abschlag in der Höhe von bis zu 30 Prozentpunkten auf den anzulegenden Wert für einen Referenzstandort durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festzulegen. Als Referenzstandort ist ein Standort anzusehen, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,45 Metern pro Sekunde in einer Höhe von 100 Metern über dem Grund und einem Höhenprofil, das nach dem Potenzgesetz mit einem Hellmann-Exponenten α mit einem Wert von 0,25 zu ermitteln ist, und einer Rauigkeitslänge von 0,1 Metern. Eine Referenzanlage ist eine Windenergieanlage eines bestimmten Typs, für die sich entsprechend ihrer von einer dazu berechtigten Institution vermessenen Leistungskennlinie an dem Referenzstandort ein Ertrag in Höhe des Referenzertrags errechnet. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windenergieanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde. Der Referenzertrag ist durch eine akkreditierte Prüfinstitution nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln. Der Korrekturfaktor wird nach angemessener Zeit anhand des tatsächlichen Standortertrages der Anlagen angepasst. Die Projektgröße, die forstliche Nutzung und die Seehöhe sind darüber hinaus als zusätzliche Differenzierungsfaktoren zu berücksichtigen.“

Präzisierung zur Differenzierung des bei Windkraftanlagen anzulegenden Wertes

Es zählen nicht alleine die Stromerträge auch andere wesentliche Wirtschaftlichkeitsparameter müssen für eine treffsichere Förderung berücksichtigt werden

Ergänzung: EAG § 46 Abs. 2 z4

„Für Windkraftanlagen ist eine Differenzierung nach den standortbedingten unterschiedlichen Stromerträgen zulässig. Die Projektgröße, die forstliche Nutzung und die Seehöhe sind darüber hinaus als zusätzliche Differenzierungsfaktoren zu berücksichtigen.“

Wasserkraftanlagen bis 1 MW, sollen (so wie PV bis 500kW) zwischen Investzuschuss und Marktprämie wählen können

Bei Revitalisierung von Wasserkraftanlagen entsteht oft ein Erzeugungsverlust durch Ökologierungsmaßnahmen (Bsp. Fischtreppe).

Eine Förderung soll aufgrund der Ökologischen Verbesserung nicht ausgeschlossen werden.

Investitionszuschüsse sind Voraussetzung für eine langfristige Bestandssicherung von Kleinkraftwerken.

Ergänzung: EAG § 56 Abs. 1

~~„Durch Investitionszuschuss förderfähig ist die Neuerrichtung einer Wasserkraftanlage mit einer Engpassleistung bis 1 MW kann auch durch Investitionskostenzuschuss gefördert werden mit Ausnahme von~~

- ~~1. Neubauten, die in Wasserkörpern mit sehr gutem ökologischen Zustand liegen; sowie Neubauten, die in ökologisch wertvollen Gewässerstrecken liegen, die auf einer durchgehenden Länge von mindestens einem Kilometer einen sehr guten hydromorphologischen Zustand aufweisen;~~**
- ~~2. Neubauten in Schutzgebieten (Natura 2000, Nationalpark), bei denen der Erhaltungszustand mehrerer prioritärer Schutzgüter nachhaltig erheblich verschlechtert werden und diese als nicht naturverträglich bewertet werden, die den Erhaltungszustand von Schutzgütern der Richtlinie 92/43/EWG oder der Richtlinie 2009/147/EG verschlechtern und in Schutzgebieten (Natura 2000, Nationalpark) liegen.“~~**

Verhinderung der Hortung von Netzkapazitäten durch Projektwerber

Anreiz zur Nutzung der gebuchten Netzkapazitäten durch höhere Anzahlung, wobei bei Nicht-Nutzung 50% bei der EAG-Förderabwicklungsstelle verbleiben

Ergänzung: EIWOG § 20

„Die Netzbetreiber haben verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4) ~~und Transformatorstation (Netzebene 6)~~ zu veröffentlichen und laufend zu aktualisieren. Als gebucht gelten Kapazitäten, wenn ein Netzzutrittsantrag eingebracht wurde und, ~~sofern Netzbetreiber dies verlangen,~~ eine Anzahlung (Reugeld) von höchstens ~~2010%~~ auf das (voraussichtliche) Netzzutrittsentgelt geleistet wurde. Netzbetreiber können in ihren Allgemeinen Bedingungen gemäß § 17 den Verlust von gebuchten Kapazitäten im Falle der Nichtinanspruchnahme innerhalb angemessener Frist vorsehen, wobei **50 % der geleisteten Anzahlung verfallenverfällt. Die nicht verfallenen 50 % der Anzahlung werden an den Anschlusswerber refundiert. Die verfallenen 50% der** Anzahlungen, ~~die auf Grund dieser Bestimmung verfallen,~~ fließen dem im Rahmen der EAGFörderabwicklungsstelle eingerichteten Fördermittelkonto gemäß § 72 EAG zu

Reduktion der Meldungsverpflichtung von Erzeugungskapazitäten auf netzrelevante Teile

Eine Meldungsverpflichtung von Erzeugungskapazitäten, die für die Stabilität des Netzes nicht relevant ist, soll vermieden werden. Das erhöht die Zielgenauigkeit der Bestimmung

Ergänzung: EIWOG § 23a Abs. 1

Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW sind verpflichtet, jährlich bis 30. Juni temporäre, temporäre saisonale und endgültige Stilllegungen ihrer Anlage oder von **10 MW überschreitenden** Teilkapazitäten ihrer Anlage für den Zeitraum ab 1. Oktober des darauffolgenden Kalenderjahres dem Regelzonenführer verbindlich anzuzeigen. Die Anzeige hat den Zeitpunkt des Beginns und die voraussichtliche Dauer der Stilllegung und die Vorlaufzeit für eine allfällige Wiederinbetriebnahme verpflichtend zu enthalten. Ebenso ist anzugeben, ob und inwieweit die Stilllegung aus rechtlichen, technischen oder betriebswirtschaftlichen Gründen erfolgt.

Streichung Referenzmarktpreis

Sollte ersatzlos gestrichen werden (siehe Änderungsvorschläge zu § 11.

Ergänzung: EAG § 5 Abs. 1 Z 32

Streichung

Referenzmarktwert für alle Technologien (anstelle von Referenzmarktpreis)

Aus Gründen der Gleichbehandlung sollte zur Berechnung der Marktprämie bei allen Technologien der Referenzmarktwert herangezogen werden.

Ergänzung: EAG § 9 Abs. 2

*„Die Marktprämie ist darauf gerichtet, die Differenz zwischen den Produktionskosten von Strom aus erneuerbaren Quellen und dem ~~durchschnittlichen Marktpreis~~ **Referenzmarktwert** für Strom für eine bestimmte Dauer ~~ganz oder teilweise~~ auszugleichen. Sie wird als Zuschuss für vermarkteten und tatsächlich in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeisten Strom aus erneuerbaren Quellen gewährt, für den Herkunftsnachweise ausgestellt wurden.“*

Berechnung Marktprämie: Monatliche Ermittlung des Referenzmarktwertes – Vereinfachung der Abwicklung

Der Referenzmarktwert sollte einheitlich für alle Technologien pro Kalendermonat ermittelt werden. Dadurch kann die im Entwurf vorgesehene Akontierung und nachträgliche Aufrollung vermieden werden (vereinfacht die Abwicklung). Auch die im Entwurf vorgesehene Rückzahlung der akontierten Marktprämie, wenn diese tatsächlich kleiner Null wäre, kann dadurch entfallen.

Der Referenzmarktwert sollte auch für die bestehenden Ökostromanlagen, welche derzeit die Abnahme- und Vergütungspflicht der OeMAG zum Marktpreis gemäß § 41 Abs. 1 ÖSG in Anspruch nehmen, herangezogen werden, um eine Ungleichbehandlung zwischen bestehenden und neuen Ökostromanlagen zu vermeiden.

Ergänzung: EAG § 11

*„(1) Die Höhe der Marktprämie ist in Cent pro kWh anzugeben und bestimmt sich aus der Differenz zwischen dem jeweils im Rahmen einer Ausschreibung ermittelten oder mit Verordnung festgelegten anzulegenden Wert in Cent pro kWh und dem jeweiligen Referenzmarktwert ~~oder Referenzmarktpreis~~ in Cent pro kWh.
(2) Für Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas wird die Marktprämie für die in einem Kalenderjahr ins öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeiste Strommenge auf Basis des Referenzmarktpreises gemäß § 12 desselben Kalenderjahres gewährt.
(3) Für Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen und Photovoltaikanlagen wird die Marktprämie für die in einem Quartal ins öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeiste Strommenge auf Basis des Referenzmarktwertes gemäß § 13 desselben Quartals gewährt.“*

„(2) Die Marktprämie wird für die in einem Kalendermonat ins öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeiste Strommenge auf Basis des Referenzmarktwertes gemäß § 13 desselben Kalendermonats gewährt.“

(3) Die Berechnung der Marktprämie erfolgt entsprechend der von der Anlage erzeugten und in das öffentliche Netz eingespeisten Strommenge, soweit bei der Erzeugung die jeweils im Fördervertrag vereinbarte Engpassleistung nicht überschritten wurde. Im Falle von Überschreitungen der Engpassleistung sind die aus der Leistungsüberschreitung resultierenden Erzeugungsmengen in der Berechnung der Marktprämie nicht zu berücksichtigen. Die Abrechnung erfolgt auf Basis der Differenz zwischen den gemessenen Viertelstundenwerten und der Engpassleistung.

(4) Ergibt sich bei der Berechnung gemäß Abs. 1 bis 3 ein Wert kleiner null, wird die Marktprämie für ~~Windkraftanlagen mit einer Engpassleistung unter 20 MW, Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung unter 20 MW, Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung unter 2 MW sowie Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas mit null festgesetzt.~~

~~(6) Windkraftanlagen mit einer Engpassleistung ab 20 MW, Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung ab 20 MW und Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung ab 2 MW haben, sofern der Referenzmarktwert den anzulegenden Wert um mehr als 40% übersteigt, 66% des übersteigenden Teils der EAG-Förderabwicklungsstelle rückzuzugüten. Der an die EAG-Förderabwicklungsstelle zu leistende Betrag ist bei Auszahlung der Marktprämie gemäß § 14 in Abzug zu bringen.~~

(5) Im anzulegenden Wert ist die Umsatzsteuer nicht enthalten.

(6) Die Netzbetreiber haben der EAG-Förderabwicklungsstelle sämtliche für die Berechnung und Auszahlung der Marktprämie erforderlichen Daten, wie insbesondere die in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeisten Mengen, zur Verfügung zu stellen.“

Streichung Referenzmarktpreises (Ersatz durch Referenzmarktwert)

Sollte ersatzlos gestrichen werden (siehe Änderungsvorschläge zu § 11)

Ergänzung: EAG § 12

Streichung

Präzisierung, dass der Stundenpreis für Referenzmarktwert herangezogen wird

In Abs. 1 sollte in Anlehnung an die im Begutachtungsentwurf vorgesehene Neuregelung des § 41 Abs. 2 ÖSG zur Klarstellung ergänzt werden, dass der Stundenpreis der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung für die für Österreich relevante Gebotszone heranzuziehen ist.

Ergänzung: EAG § 13 Abs. 1

„Für die Ermittlung des Referenzmarktwertes ist das Handelsergebnis **für den Stundenpreis** der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung für die für Österreich relevante Gebotszone heranzuziehen. Liegt kein Ergebnis der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung vor, werden stattdessen die ersatzweise veröffentlichten Day-Ahead-**Stundenpreise** ~~Preise~~ desjenigen nominierten Strommarktbetreibers herangezogen, der für den betroffenen Tag den höchsten Handelsumsatz in der für Österreich relevanten Gebotszone ausweist.“

Datengrundlage für Berechnung des Referenzmarktwertes (gesamte Regelzone in AT, Monat):

In Abs. 2 sollte ergänzt werden, dass die für die gesamte österreichische Regelzone veröffentlichten Daten zu verwenden sind. In Abs. 3 und 4 sollte anstelle des Quartals das Kalendermonat herangezogen werden (siehe Änderungsvorschläge zu § 11).

Ergänzung: EAG § 13 Abs. 2, 3, 4

(2) Der Referenzmarktwert wird gesondert für jede Technologie ~~gemäß § 11 Abs. 3~~ auf Basis der in einer Stunde aus der jeweiligen Technologie erzeugten Strommenge in kWh berechnet. Dazu sind die gemäß Art. 16 der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten auf der Informationstransparenzplattform des Europäischen Verbunds der Übertragungsnetzbetreiber („ENTSO-Strom“), ABl. Nr. L 163 vom 15.06.2013, S. 1, **für die gesamte österreichische Regelzone** veröffentlichten Daten zu verwenden. Soweit die nach diesem Absatz benötigten Daten nicht auf der Informationstransparenzplattform verfügbar sind, sind sie von der Regulierungsbehörde gemäß § 8 anzufordern und für die gesamte **österreichische** Regelzone zu veröffentlichen.

(3) Für jede Stunde eines ~~Quartals~~ **Kalendermonats** wird zunächst der Preis gemäß Abs. 1 mit der Menge des in dieser Stunde aus einer Technologie gemäß Abs. 2 erzeugten Stroms multipliziert. Die Summe aus dieser Berechnung wird sodann durch die Menge des im gesamten ~~Quartal~~ **Kalendermonat** erzeugten Stroms aus dieser Technologie dividiert.

(4) Die Regulierungsbehörde hat am Beginn eines jeden ~~Quartals~~ **Kalendermonats** für jede Technologie ~~gemäß § 11 Abs. 3~~ den Referenzmarktwert des vergangenen ~~Quartals~~ **Kalendermonats** zu berechnen und zu veröffentlichen.

Monatliche Auszahlung der Marktpremie durch EAG-Förderstelle. (Keine monatlichen Vorauszahlungen mit jährlicher Aufrollung)

Aus Vereinfachungsgründen sollte die Auszahlung der Marktpremie für das jeweils vorangegangene Kalendermonat erfolgen. Dadurch kann die im Entwurf vorgesehene Akontierung und nachträgliche Aufrollung vermieden werden (vereinfacht die Abwicklung). Auch die im Entwurf vorgesehene Rückzahlung der akontierten Marktpremie, wenn diese tatsächlich kleiner Null wäre, kann dadurch entfallen.

Ergänzung: EAG § 14 Abs. 1, 2, 3

*„(1) Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat bis zum Ende eines Kalendermonats **die Auszahlung der eine Akontierung auf die voraussichtliche Marktpremie des Vormonats für das jeweils vorangegangene Kalendermonat an den Betreiber einer Anlage** zu leisten.*

(2) Für Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas hat die Akontierung auf Grundlage des gemäß § 12 ermittelten Referenzmarktpreises des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres zu erfolgen. Die Differenz zwischen der Akontierung und der tatsächlich auszubehaltenden Förderung ist von der EAG-Förderabwicklungsstelle mittels Aufrechnung, Rückforderung oder zusätzlicher Erstattung für ein Kalenderjahr bis zum 15. Jänner des Folgejahres auszugleichen.

(3) Für Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen und Photovoltaikanlagen hat die Akontierung auf Grundlage des gemäß § 13 ermittelten Referenzmarktwertes des jeweils vorangegangenen Quartals zu erfolgen. Die Differenz zwischen der Akontierung und der tatsächlich auszubehaltenden Förderung ist von der EAG-Förderabwicklungsstelle mittels Aufrechnung, Rückforderung oder zusätzlicher Erstattung für ein Quartal bis zum 15. des darauffolgenden Quartals auszugleichen. Allfällige nachträgliche Korrekturen sind im Rahmen einer Jahresabrechnung auszugleichen.“

Marktpremie bei negativen Preisen: Auch Stundenpreis am Intraday-Spotmarkt soll berücksichtigt werden (nicht nur Stundenpreis Day-Ahead)

Wenn der Day-Ahead-Spotmarktpreis in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, für den gleichen Zeitraum jedoch der Intraday-Spotmarktpreis positiv ist (z.B. aufgrund eines Kraftwerksausfalls), soll die Marktpremie für diesen Zeitraum nicht auf null festgesetzt werden, damit ein Anreiz besteht, gerade bei einem Bedarf an elektrischer Energie die Erzeugungsanlagen nicht abzuschalten.

Ergänzung: EAG § 15

*„Wenn der Stundenpreis **gemäß § 13 Abs. 1** in der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung für das Marktgebiet Österreich bzw. bei Nichtverfügbarkeit der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung der ersatzweise veröffentlichte Stundenpreis desjenigen nominierten Strommarktbetreibers, der im vorangegangenen Kalenderjahr den höchsten Handelsumsatz in der für Österreich relevanten Gebotszone aufgewiesen hat, **sowie für den gleichen Zeitraum der Stundenpreis am Intraday-Spotmarkt der Strombörse EPEX SPOT SE für das Marktgebiet Österreich (gewichteter Durchschnitt oder Index)** in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, verringert sich die Marktpremie für den gesamten Zeitraum, in dem **die vorangeführten Stundenpreise ohne Unterbrechung negativ sind**, auf null.“*

Forderung nach einer Managementprämie zur Abdeckung der Kosten für Ausgleichsenergie

Managementprämie: Im Rahmen der vorgesehenen Direktvermarktung sind den Anlagenbetreibern auch die Kosten für die anfallende Ausgleichsenergie abzugelten. Daher sollten die nachfolgend angeführten Regelungen betreffend Managementprämie noch in das EAG aufgenommen werden:

Andernfalls sind die Kosten für die anfallende Ausgleichsenergie, die den Anlagenbetreibern im Rahmen der vorgesehenen Direktvermarktung entstehen, bei der Ermittlung des anzulegenden Wertes zu berücksichtigen.

Ergänzung: EAG NEU

„§ XX. (1) Die Anlagenbetreiber haben ab Beginn der Direktvermarktung einen Rechtsanspruch auf Zahlung einer Prämie für die Direktvermarktungskosten des erzeugten Ökostroms. Die Prämie ist für jede selbsterzeugte und vermarktete kWh zu entrichten und beträgt 0,8 Cent pro kWh. Die Managementprämie ist gemeinsam mit der Marktpremie von der EAG-Förderabwicklungsstelle zur Auszahlung zu bringen.

(2) Ab 1.1.2026 kann die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie bei wesentlicher Änderung der Marktbedingungen wie Veränderungen der Organisation, der Preisbildung oder des Preisniveaus am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt die Höhe der Managementprämie gemäß Abs. 1 mittels Verordnung neu festsetzen.“

Zwangszuweisung über Stundenpreis abzüglich AE-Kosten (nicht Referenzmarktpreis)

Die im Entwurf vorgesehenen Regelungen sollten dahingehend angepasst werden, dass nur Anlagen mit einer Engpassleistung unter 500 kW mit dem in Abs. 1 Z 1 geforderten Nachweis einen Anspruch auf Zuweisung zu einem Stromhändler haben.

Weiters kann im Rahmen der Zwangszuweisung nur der Stundenpreis gemäß § 13 Abs. 1 abzüglich der Kosten für die anfallende Ausgleichsenergie herangezogen werden, da sich sonst für den zur Abnahme gezwungenen Stromhändler, der im Zuge der Vermarktung ja nur den Stundenpreis gemäß § 13 Abs. 1 abzüglich der Kosten für die anfallende Ausgleichsenergie erzielen kann, ein erheblicher wirtschaftlicher Nachteil ergibt.

Ergänzung: EAG § 93

„(1) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen, die
1. nachweisen können, dass drei Stromhändler, die diese Tätigkeit im Inland ausüben dürfen, den Abschluss eines Abnahmevertrags für Strom aus einer nach diesem Bundesgesetz geförderten Anlage abgelehnt haben, ~~oder~~ und
2. eine Anlage mit einer Engpassleistung unter 500 kW betreiben,
haben gegenüber dem Bilanzgruppenkoordinator den Anspruch, dass ihnen für diese Anlage ein Stromhändler zugewiesen wird.

(5) Der Stromhändler, der dem Anlagenbetreiber zugewiesen wurde, ist verpflichtet, für die betreffende Anlage einen Abnahmevertrag zum ~~Referenzmarktpreis gemäß § 12~~ Stundenpreis gemäß § 13 Abs. 1 abzüglich der Kosten für die anfallende Ausgleichsenergie abzuschließen.

HKN-Gültigkeit 16 Monate (anstelle von 12, weil jährliche Stromkennzeichnung plus 4 Monate Frist)

Herkunftsnachweise sollten weiterhin 16 Monate ab der Erzeugung der betreffenden Energieeinheit gelten, da sonst eine jährliche Stromkennzeichnung bis spätestens 4 Monate nach Ablauf eines Kalenderjahres nicht durchgeführt werden kann.

Ergänzung: EAG § 80 Abs. 2

*„Herkunftsnachweise gelten ~~zwölf~~ **16** Monate ab der Erzeugung der betreffenden Energieeinheit. Ein Herkunftsnachweis ist nach seiner Verwendung zu entwerten. Herkunftsnachweise, die nicht entwertet wurden, werden spätestens 18 Monate nach der Erzeugung der entsprechenden Energieeinheit in der Nachweisdatenbank mit dem Status „verfallen“ versehen.“*

Textgleichstellung mit EIWOG betreffend Anerkennung von HKN aus anderen Staaten

Die im Entwurf vorgesehenen Regelungen sollten an die im EIWOG enthaltenen Regelungen betreffend Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus anderen Staaten möglichst angeglichen werden.

Ergänzung: EAG § 81

„(1) Herkunftsnachweise für Energie aus erneuerbaren Quellen aus Anlagen mit Standort in einem anderen EU-Mitgliedstaat oder einem EWR-Vertragsstaat gelten als Herkunftsnachweise im Sinne dieses Bundesgesetzes, wenn sie zumindest den Anforderungen des Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 entsprechen.

*Herkunftsnachweise für Energie aus erneuerbaren Quellen aus Anlagen mit Standort in einem Drittstaat gelten als ~~Nachweise~~ **Herkunftsnachweise** im Sinne dieses Bundesgesetzes, wenn die Europäische Union mit diesem Drittstaat ein Abkommen über die gegenseitige Anerkennung von in der Union ausgestellten Herkunftsnachweisen und in diesem Drittstaat eingerichteten kompatiblen Herkunftsnachweissystemen geschlossen hat, und Energie direkt ein- oder ausgeführt wird.*

*(2) Im Zweifelsfall hat die Regulierungsbehörde über Antrag ~~eines Netzbetreibers, des Bilanzgruppenkoordinators oder des Betreibers einer Anlage zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen~~ oder von Amts wegen mit Bescheid festzustellen, ob **die Voraussetzungen für die Anerkennung vorliegen** ein Herkunftsnachweis für Energie aus einer Erneuerbare-Energie-Erzeugungsanlage den gesetzlichen Voraussetzungen des § 80 entspricht.*

(3) Die Regulierungsbehörde kann durch Verordnung Staaten benennen, in denen Herkunftsnachweise für Energie aus erneuerbaren Quellen die Voraussetzungen gemäß Abs. 1 erfüllen.

*(4) Betreffend die ~~Anerkennbarkeit~~ **Anerkennung** von Herkunftsnachweisen für die Zwecke der Stromkennzeichnung sind die Bedingungen in der Verordnung gemäß § 79 Abs. 11 EIWOG 2010 festzulegen. Für die Zwecke der Gaskennzeichnung sind die Bedingungen in der Verordnung gemäß § 130 Abs. 14 GWG 2011 festzulegen.“*

HKN-Gültigkeit 16 Monate (anstelle von 12, weil jährliche Stromkennzeichnung plus 4 Monate Frist)

Herkunftsnachweise sollten weiterhin 16 Monate ab der Erzeugung der betreffenden Energieeinheit gelten, da sonst eine jährliche Stromkennzeichnung bis spätestens 4 Monate nach Ablauf eines Kalenderjahres nicht durchgeführt werden kann.

Ergänzung: ElWOG § 72 Abs. 8

„Herkunftsnachweise gelten ~~zwölf~~ 16 Monate ab der Erzeugung der betreffenden Energieeinheit. Ein Herkunftsnachweis ist nach seiner Verwendung zu entwerten. Herkunftsnachweise, die nicht entwertet wurden, werden spätestens 18 Monate nach der Erzeugung der entsprechenden Energieeinheit in der Nachweisdatenbank mit dem Status „verfallen“ versehen.“

Wettbewerbstaugliches HKN-System: Getrennte Handelbarkeit von Energie und HKNs, Darstellung

Die verpflichtende Angabe des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen führt zu folgenden Problemen:

Der gemeinsame Handel von Strom und Nachweisen ist in den EU-Richtlinien nicht vorgesehen. Der gemeinsame Handel von Strom und Nachweisen widerspricht der Warenverkehrsfreiheit (vgl etwa EuGH C 249/81 „Buy Irish“) und stellt ein diskriminierendes golden-plating dar. Die europaweite Standardisierung durch Nachweise wird so konterkariert.

Bei einer verpflichtenden Umsetzung ist von einer Marktkonzentration auf österreichische Erzeugung auszugehen (nationale Monopolisierung). Faktisch würde dadurch der Zugang zum EU-Binnenmarkt diskriminiert.

In weiterer Folge sind Mehrkosten für Endkunden zu erwarten.

Der gemeinsame Handel führt zu einem erhöhten operativen Aufwand und keiner Verbesserung der Transparenz. Die von der E-Control vorgeschlagene dominante Sterne-Darstellung ist verwirrend und verleitet zu einer Fehlinterpretation, da sie leicht als Gesamtwertung des Lieferanten angesehen werden kann.

Die Darstellung führt zu einer unzulässigen staatlichen Diskriminierung von Marktteilnehmern, kreiert eine marktbeherrschende Stellung einzelner Erzeuger und führt zu einer Benachteiligung für eine Vielzahl von Lieferanten (Wettbewerbsverzerrung).

Es sollte daher die bestehende freiwillige Ausweisung des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen beibehalten werden.

Ergänzung: ElWOG § 78 Abs. 2

„(2) Die in Abs. 1 bestimmte Ausweisung des Versorgermixes hat auf Basis folgender Kategorien zu erfolgen:

- 1. Technologie, ~~und~~*
- 2. Ursprungsland der Herkunftsnachweise. ~~und~~*
- 3. ~~Ausmaß des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen.~~*

Die Darstellung dieser Ausweisung wird einheitlich für alle Versorger aus der Herkunftsnachweisdatenbank der Regulierungsbehörde generiert und in geeigneter und elektronisch verwertbarer Form zur Verfügung gestellt.“

Ausweisung aller Primärenergieträger für die Erfüllung der EU Stromkennzeichnungspflicht

Die Primärenergieträger „Kohle“ und „Abfall“ sollten ergänzt werden, da ein Ausweis dieser Primärenergieträger entsprechend der EU-Vorgaben zukünftig nicht mehr möglich wäre.

Ergänzung: ElWOG § 78 Abs. 3

*„(3) Stromhändler und sonstige Lieferanten, die in Österreich Endverbraucher beliefern, sind darüber hinaus verpflichtet, auf ihrer Internetseite bzw. auf Wunsch per Zusendung einmal jährlich eine vollumfassende Kennzeichnung auszuweisen. Die Kennzeichnung hat nach einer prozentmäßigen Aufschlüsselung, auf Basis der an Endverbraucher gelieferten elektrischen Energie (kWh), der Primärenergieträger in feste oder flüssige Biomasse, erneuerbare Gase, geothermische Energie, Wind- und Sonnenenergie, Wasserkraft, Erdgas, Erdöl und dessen Produkte, **Kohle sowie Abfall** zu erfolgen. Eine vollumfassende Kennzeichnung umfasst auch die Ausweisung der Umweltauswirkungen, zumindest über CO₂-Emissionen und radioaktiven Abfall aus der durch den Versorgermix erzeugten Elektrizität.“*

Erneuerbare- und Bürger-Energiegemeinschaften: Contracting und Pacht ermöglichen

Die RL sieht vor, dass Erzeugungsanlagen im Eigentum der Gemeinschaft stehen müssen; europarechtlich existiert kein einheitlicher Eigentumsbegriff, es kann grundsätzlich zwischen zivilrechtlichem und wirtschaftlichem Eigentum unterscheiden werden. Die Erläuterungen des Begutachtungsentwurfs greifen diese Vorgabe pauschal auf; der Gesetzestext enthält hierzu keine Aussage. Ein solch pauschale Aussage umfasst im Kontext der österreichischen Rechtsordnung vornehmlich das zivilrechtliche Eigentum.

Folge wäre, dass eine Gemeinschaften nicht von elektrischer Energie aus (zB) einer Kleinwasserkraftanlage im zivilrechtlichen Eigentum der EVN „profitieren“ könnte. Sollen Contracting-, Pacht-, Miet-, Leasing- oder Beherrschungsmodelle in Bezug auf Erzeugungsanlagen Dritter möglich sein, dann muss gesetzlich geregelt werden, dass es ausreicht, wenn der Gemeinschaft ein Mindestmaß an Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlage zukommt; Anknüpfung an Konzept des „wirtschaftlichen Eigentums“.

Ergänzung: EAG § 74 Abs. 1 Erläuterungen

*„Eigentümer einer Anlage zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen können sowohl die Gemeinschaft selbst, ~~als auch~~ deren Mitglieder, ~~oder~~ Gesellschafter **oder Dritte** sein. Die ~~Ein Mindestmaß~~ an Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlagen ~~hat liegt – mit Ausnahme des Eigenverbrauchs von Mitgliedern, die eine Erzeugungsanlage einbringen –~~ **ggf auf Basis vertraglicher Vereinbarungen mit dem Eigentümer (z.B. Pachtverträge, Contractingverträge, Beherrschungsverträge)** - bei der Gemeinschaft **zu liegen, wiewohl sowohl die Betriebsführung als auch die Wartung an einen Dritten übertragen werden kann.**“*

Ergänzung: ElWOG § 16b Abs.1 Erläuterungen

*„Eigentümer einer Erzeugungsanlage können sowohl die Gemeinschaft selbst, ~~als auch~~ deren Mitglieder bzw. Gesellschafter **oder Dritte** sein. Die ~~Ein Mindestmaß~~ an Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlagen ~~hat liegt – mit Ausnahme des Eigenverbrauchs von Mitgliedern, die eine Erzeugungsanlage einbringen –~~ **ggf auf Basis vertraglicher Vereinbarungen mit dem Eigentümer (z.B. Pachtverträge, Contractingverträge, Beherrschungsverträge)** - bei der Gemeinschaft **zu liegen, wiewohl sowohl die Betriebsführung als auch die Wartung an einen Dritten übertragen werden kann.** Die im Rahmen einer Bürgerenergiegemeinschaft erzeugten und verbrauchten Energiemengen bleiben außerhalb des Bilanzgruppensystems, die für Lieferanten geltenden Vorschriften des ElWOG 2010 kommen im Innenverhältnis nicht zur Anwendung. Die Regelungen unter den Teilnehmenden sind zivilrechtlich zu treffen.“*

**Allgemeine Anmerkung: „Dezentrale Erzeugung“ anstelle „Erzeugung“;
„Netzzugangsberechtigter“ anstelle „Netzbenutzer“**

In den Erläuterungen zu § 74 wird darauf verwiesen, dass die Entwicklung dezentraler Technologien zunehmend an Bedeutung gewinnt. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sollen wesentlich dazu beitragen, die dezentralisierte Versorgung zu fördern.

Es wird daher vorgeschlagen, den Begriff der „dezentralen Erzeugungsanlage“ im Zusammenhang mit der Erzeugung von Energie durch eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft zu verwenden, d.h. das Wort „dezentral“ ist bei der Anführung von Erzeugungsanlagen in den §§ 74 – 77 durchgängig zu ergänzen.

Es wird weiters vorgeschlagen, in Anlehnung an die Textierung des bestehenden § 16a ElWOG 2010 den Begriff des „Netzbenutzers“ in den §§ 74 – 77 durch den Begriff des „Netzzugangsberechtigten“ zu ersetzen. Diese Begrifflichkeit unterstreicht auch die für den einzelnen Netzzugangsberechtigten und Mitglied einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft gegebene Möglichkeit der freien Lieferantenwahl.

Ergänzung: EAG §§ 74 bis 77

*§ 74. (1) Eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft kann Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugen, **und** die eigenerzeugte Energie verbrauchen, speichern oder verkaufen. Weiters kann sie im Bereich der Aggregation tätig sein und ~~andere~~ **für ihre Mitglieder** Energiedienstleistungen erbringen. Die für die jeweilige Tätigkeit geltenden Bestimmungen sind **dabei** zu beachten. Die Rechte und Pflichten der teilnehmenden Netzbenutzer, insbesondere die freie Lieferantenwahl, bleiben dadurch unberührt.*

**Allgemeine Anmerkung: „Dezentrale Erzeugung“ anstelle „Erzeugung“;
„Netzzugangsberechtigter“ anstelle „Netzbenutzer“**

In gleicher Weise wie bei den Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften gemäß § 74 EAG sollen auch Bürgerenergiegemeinschaften dezentrale Technologien nutzen.

Es wird daher – wie auch bei den Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften – vorgeschlagen, den Begriff der „dezentralen Erzeugungsanlage“ im Zusammenhang mit der Erzeugung von Energie durch eine Bürgerenergiegemeinschaft zu verwenden, d.h. das Wort „dezentral“ ist bei der Anführung von Erzeugungsanlagen in § 16b durchgängig zu ergänzen.

Es wird weiters vorgeschlagen, in Anlehnung an die Textierung des bestehenden § 16a ElWOG 2010 den Begriff des „Netzbenutzers“ in § 16b durch den Begriff des „Netzzugangsberechtigten“ zu ersetzen. Diese Begrifflichkeit unterstreicht auch die für den einzelnen Netzzugangsberechtigten und Mitglied einer Bürgerenergiegemeinschaft gegebene Möglichkeit der freien Lieferantenwahl.

Erneuerbare- und Bürger-Energiegemeinschaften: Beteiligung an Mittelaufbringung für Ausgleichsenergie

Im Sinne einer Gleichbehandlung mit allen anderen Marktteilnehmern sollten auch Energiegemeinschaften an der Mittelaufbringung für die entstehende Ausgleichsenergie beteiligt werden.

Ergänzung: EAG § 5 Abs. 1 NEU

„XX. „pauschale Ausgleichsenergieverrechnung“ die pauschale Beteiligung an der Mittelaufbringung für die Ausgleichsenergie durch die Verrechnung einer Ausgleichsenergiepauschale in EUR/kW/Jahr bezogen auf die Summe der installierten Engpassleistung der Erzeugungsanlagen, welche kostenorientiert von der Verrechnungsstelle festzulegen und von den Netzbetreibern einzuheben ist;“

Ergänzung: ElWOG § 7 Abs. 1

„XX. „pauschale Ausgleichsenergieverrechnung“ die pauschale Beteiligung an der Mittelaufbringung für die Ausgleichsenergie durch die Verrechnung einer Ausgleichsenergiepauschale in EUR/kW/Jahr bezogen auf die Summe der installierten Engpassleistung der Erzeugungsanlagen, welche kostenorientiert von der Verrechnungsstelle festzulegen und von den Netzbetreibern einzuheben ist;“

Erneuerbare-Energiegemeinschaften: Ausgleichsenergieverpflichtung Bürger-Energiegemeinschaften: Ausgleichsenergieverpflichtung

Im Sinne einer Gleichbehandlung mit allen anderen Marktteilnehmern haben sich auch Energiegemeinschaften an der Mittelaufbringung für die entstehende Ausgleichsenergie zu beteiligen.

Für Bürgerenergiegemeinschaften ist laut EU-RL (Art. 16 Abs. 3) eine finanzielle Verantwortung für die verursachten Ungleichgewichte geregelt, die sinnvoller Weise für Bürger- und Erneuerbaren-Energiegemeinschaften festzulegen ist.

Ergänzung: EAG § 75 (3) NEU

„Eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft kann sowohl Eigentümerin als auch Betreiberin eines Verteilernetzes sein. In diesem Fall gelten die auf Verteilernetzbetreiber anwendbaren Vorschriften des 4. Teils des ElWOG 2010. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften unterliegen der pauschalen Ausgleichsenergieverrechnung gemäß § 5 Abs. 1 Z XX.“

Ergänzung: ElWOG § 16b Abs. 7 NEU

Eine Bürgerenergiegemeinschaft kann sowohl Eigentümerin als auch Betreiberin eines Verteilernetzes sein. In diesem Fall gelten die auf Verteilernetzbetreiber anwendbaren Vorschriften des 4. Teils dieses Bundesgesetzes. Bürgerenergiegemeinschaften unterliegen der pauschalen Ausgleichsenergieverrechnung gemäß § 7 Abs. 1 Z XX.“

Erneuerbare- und Bürger-Energiegemeinschaften: Marktkommunikation zur Minimierung von Ausgleichsenergie

Der bestehende und etablierte Prozess der Marktkommunikation sollte um den Informationsaustausch über Verbrauch, Erzeugung, Anteilsverhältnis, Verrechnungsmodus etc. zwischen Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und den anderen Marktteilnehmern zur Minimierung von Ausgleichsenergie erweitert werden

Ergänzung: EAG § 75 (4) NEU

„Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften haben den betroffenen Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen die zur Minimierung der Ausgleichsenergie im Rahmen der Bilanzierungs- und Prognoseverantwortung notwendigen Daten und Informationen über die Mitglieder der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sowie die gemeinsam genutzten dezentralen Erzeugungsanlagen (Verbrauch, Erzeugung, Anteilsverhältnis, Verrechnungsmodus etc.) zeitgerecht vorab zur Verfügung zu stellen und aktuell zu halten.“

Ergänzung: ElWOG § 16b Abs. 8 NEU

„Bürgerenergiegemeinschaften haben den betroffenen Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen die zur Minimierung der Ausgleichsenergie im Rahmen der Bilanzierungs- und Prognoseverantwortung notwendigen Daten und Informationen über die Mitglieder der Bürgerenergiegemeinschaften sowie die gemeinsam genutzten dezentralen Erzeugungsanlagen (Verbrauch, Erzeugung, Anteilsverhältnis, Verrechnungsmodus etc.) zeitgerecht vorab zur Verfügung zu stellen und aktuell zu halten.“

Erneuerbare-Energiegemeinschaften: Übermittlung ¼-h-Zeitreihen an Lieferanten/Bilanzgruppenverantwortliche zur Minimierung von Ausgleichsenergie Bürger-Energiegemeinschaften: Übermittlung ¼-h-Zeitreihen an Lieferanten/Bilanzgruppenverantwortliche

Zur Minimierung von Ausgleichsenergie sollen die korrigierten ¼-h-Zeitreihen der teilnehmenden Netzzugangsberechtigten täglich vom Netzbetreiber an die betroffenen Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen übermittelt werden.

Ergänzung: EAG § 77 Abs. 1 z5 NEU

„die korrigierten ¼-h-Zeitreihen der teilnehmenden Netzzugangsberechtigten (gemessene Verbrauchszeitreihen abzüglich zugerechneter gemessener Erzeugungsanteilszeitreihen) täglich auf Einzel- und Aggregatsebene an die betroffenen Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen zu übermitteln.“

Ergänzung: ElWOG § 16b Abs. 5 z5 NEU

„die korrigierten ¼-h-Zeitreihen der teilnehmenden Netzzugangsberechtigten (gemessene Verbrauchszeitreihen abzüglich zugerechneter gemessener Erzeugungsanteilszeitreihen) täglich auf Einzel- und Aggregatsebene an die betroffenen Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen zu übermitteln.“

Funktionsweise sicherstellen durch Heranführen an § 16a, auch Abwicklungstechnisch

Mit der letzten Novelle sind seit 2017 gemäß ElWOG § 16a Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen ermöglicht. Bei diesen Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen wird innerhalb eines Objektes gemeinschaftlich erzeugte Energie den Teilnehmern zugeordnet.

Abwicklungstechnisch ist die Fragestellung von anteiliger Zuordnung innerhalb von erneuerbaren Energiegemeinschaften sehr ähnlich, lediglich beschränkt sich der Einzugsbereich bei den Gemeinschaften nicht mehr auf das Objekt sondern auf einen Lokal- oder Regionalbereich innerhalb eines Konzessionsgebietes. Für die Abwicklung der § 16a-Möglichkeiten hat die E-Wirtschaft umfangreiche Prozesse erarbeitet und etabliert, welche im Sinne einer kosteneffizienten Umsetzung auch für die erneuerbaren Energiegemeinschaften mit möglichst geringem Anpassungsbedarf zur Anwendung kommen sollten.

Um einen geringen Anpassungsbedarf sicherzustellen, gilt es die erweiterten Möglichkeiten von erneuerbaren Energiegemeinschaften textlich näher an die Regelungen des § 16a ElWOG und an die entwickelten Marktprozesse heranzuführen.

Ein wesentlicher Unterschied besteht darin, dass nicht nur eine sondern mehrere Erzeugungsanlagen in einer Gemeinschaft bestehen können. Um die Abwicklung bewältigen zu können, ist es unbedingt notwendig, dass die erzeugte Energie vor der Zuordnung an die Teilnehmer zusammengefasst wird – anderenfalls ergeben sich mathematische Abläufe, welche mit den aktuellen technischen Möglichkeiten eine nicht zu beherrschende Komplexität aufweisen.

Verbleibender Überschuss, welcher nicht von den Teilnehmern verbraucht werden kann, ist aliquot auf die beteiligten Erzeugungsanlagen zuzuordnen – andernfalls ist die Vereinbarkeit mit den § 16a-Prozessen und dem Marktmodell insgesamt nicht mehr gegeben.

Für die abwicklungstechnische Näherung an die § 16a-Prozesse betreffend das Clearing ist es notwendig, dass nicht die gemessenen Werte weiterverwertet werden, sondern im Clearing die gemessenen Werte abzüglich der zugeordneten Anteile je Viertelstunde für das Clearing verwendet werden.

Die Erläuterungen zu § 76 widersprechen der Regelung zu § 77 (2) Z 1.

Entsprechend § 77 (2) Z 1. kann in Analogie zu § 16a dem einzelnen Teilnehmer nicht mehr zugeordnet werden, als er in der ¼-h verbraucht. Dem einzelnen Teilnehmer kann demnach gar nicht mehr zugeordnet werden als er selbst verbraucht. Überschuss geht von der(n) jeweiligen Erzeugungsanlage/n an die abnehmende Bilanzgruppe.

Ergänzung: EAG §§ 76, 77

Organisation des Betriebs und Netzzugangs **im Elektrizitätsbereich**

§ 76. (1) Netzbewerber gemäß § 74 Abs. 2 haben einen Rechtsanspruch gegenüber Netzbetreibern, an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft teilzunehmen und Auskunft darüber zu bekommen, an welchen Teil des Verteilernetzes ihre Verbrauchs- bzw. Erzeugungsanlagen angeschlossen sind.

*(2) Das Gründungsdokument einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (Vertrag oder Statut) und die mit **den** Mitgliedern oder Gesellschaftern allenfalls abzuschließenden (Beitritts-)Verträge haben jedenfalls folgende Regelungen zu enthalten:*

- 1. Beschreibung der Funktionsweise der Erzeugungsanlage/n (allenfalls Speicheranlage/n) unter Angabe der **jeweiligen** Zählpunktnummern;*
- 2. Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbewerber unter Angabe der Zählpunktnummern;*
- 3. jeweiliger ideeller Anteil der teilnehmenden Netzbewerber an ~~der Erzeugungsanlage~~ sowie die Aufteilung der **in Summe** erzeugten Energie;*
- 4. Zuordnung der nicht von den teilnehmenden Netzbewerbern verbrauchten Energieeinspeisung pro Viertelstunde **auf die Erzeugungsanlagen**;*
- 5. Datenverwaltung und Datenbearbeitung der Energiedaten der Erzeugungsanlage/n und der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbewerber durch den Netzbetreiber;*

6. Aufteilung der erzeugten Energie und jährlicher Nachweis der Erzeugungsanteile je Primärenergieträger (Erzeugungsmix) der gemeinsam genutzten Energie; Rechnungen sowie Verbrauchs- und Stromkosteninformationen haben dabei sinngemäß den §§ 81 und 81a ElWOG zu entsprechen;

7. Verantwortung für Betrieb, Erhaltung und Wartung der Erzeugungsanlage/n **jeweiligen Erzeugungsanlagen** sowie die Kostentragung;

8. Haftung;

9. Aufnahme und Ausscheiden von teilnehmenden Netzbenutzern;

10. Beendigung oder Auflösung der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft sowie die Demontage der Erzeugungsanlage/n;

11. allfällige Versicherungen.

(3) ~~Die~~ **Der** Netzbetreiber ~~sind~~ **ist jedenfalls** über die Gründung der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft sowie die in Z 1 bis Z 4 sowie ~~Z 8 und Z 9~~ **Z 7, Z 9 und Z 10** genannten Inhalte in Kenntnis zu setzen. Die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft hat ~~die~~ **den** Netzbetreiber **auch** über jede Änderung der in Z 1 bis Z 4 sowie ~~Z 8 und Z 9~~ **Z 7, Z 9 und Z 10** genannten Inhalte zu informieren.

Erläuterungen:

Zu § 76 (Organisation des Betriebs und Netzzugangs):

Zu Abs.2. Z 4 / 2.Absatz

Die Erläuterungen sind daher wie folgt anzupassen:

Gemäß Z 4 ist im Gründungsdokument zu regeln, wie mit der Überschussenergie zu verfahren ist: Analog zu § 16a Abs. 5 ElWOG 2010 ~~kann~~ **hat** die Gemeinschaft mit einem Stromhändler einen Abnahmevertrag für die nicht verbrauchte Überschussenergie ~~abzuschließen, alternativ kann diese den einzelnen Mitgliedern entsprechend ihrem ideellen Anteil zugeordnet werden.~~

Messung und Verrechnung **im Elektrizitätsbereich**

§ 77. (1) Der Netzbetreiber hat

1. den Bezug der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer sowie die Einspeisung und den Bezug der Erzeugungsanlage/n mit einem Lastprofilzähler oder unterhalb der Grenzen des § 17 Abs. 2 ElWOG 2010 mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 ElWOG 2010 zu messen. Bei Verwendung von intelligenten Messgeräten müssen die Energiewerte pro Viertelstunde gemessen, ausgelesen und **reduziert um die zugeordnete erzeugte Energie** für das Clearing gemäß § 23 Abs. 5 ElWOG 2010 verwendet werden.

2. die gemessenen Viertelstundenwerte der Erzeugungsanlage/n und der Verbrauchsanlagen der Netzbenutzer ~~seiner~~ **der** Rechnungslegung an die teilnehmenden Netzbenutzer zugrunde zu legen sowie nach Maßgabe der Marktregeln den Lieferanten sowie der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft zur Verfügung zu stellen. **Die gemessenen sowie die berechneten Zähl- und Messwerte sind den Lieferanten täglich zu übermitteln.**

3. die Netzbetreiber sind – soweit dies technisch möglich ist – verpflichtet, sich zu diesem Zweck bestehender automationsunterstützter Datenverarbeitungsprozesse (Plattformen) zu bedienen. § 45a ElWOG 2010 gilt sinngemäß.

4. die aktuelle Lieferantenzuordnung der teilnehmenden Netzzugangsberechtigten in neu zu schaffenden Marktprozessen der Erneuerbare Energie Gemeinschaft mitzuteilen;

5. die korrigierten ¼-h-Zeitreihen der teilnehmenden Netzzugangsberechtigten (gemessene Verbrauchszeitreihen abzüglich zugerechneter gemessener Erzeugungsanteilszeitreihen) täglich auf Einzel- und Aggregatsebene an die betroffenen Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen zu übermitteln.

(2) Der Netzbetreiber hat den zwischen den teilnehmenden Netzbenutzern gemäß § ~~74~~ **76** Abs. 2 **Z 3 und Z 4** vereinbarten statischen oder dynamischen Anteil an ~~der~~ dem erzeugten Energie **Strom aus erneuerbaren Quellen unter Berücksichtigung des Datenaustausches nach Abs. 1 Z 3** den jeweiligen Anlagen der teilnehmenden Netzbenutzer zuzuordnen. Bei Verwendung dynamischer Anteile können diese zwischen den teilnehmenden Netzbenutzer viertelstündlich neu zugeordnet werden. Die Ermittlung der Werte erfolgt nach Maßgabe folgender Regelungen:

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. die verbleibende Energieeinspeisung der jeweiligen dezentralen Erzeugungsanlage/n pro Viertelstunde, welche nicht den teilnehmenden Netzzugangsberechtigten zugeordnet ist, gilt als in das öffentliche Netz eingespeist und ist der Bilanzgruppe des Stromhändlers, mit dem der Abnahmevertrag abgeschlossen wurde, zuzuordnen;**
3. 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.“

Ergänzung: ElWOG § 16b

(3) Die Kontrolle innerhalb einer Bürgerenergiegemeinschaft ist auf folgende Mitglieder bzw. Gesellschafter beschränkt:

1. natürliche Personen,
2. Gebietskörperschaften und
3. ~~kleine Unternehmen~~ **Kleinunternehmen**, sofern die Teilnahme nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit ist.

Kontrolle im Sinne dieses Absatzes ist jedenfalls dann gegeben, wenn die für die gewählte Gesellschaftsform vorgesehene satzungsändernde Mehrheit bei den Mitgliedern bzw. Gesellschaftern nach Z 1 bis Z 3 liegt.

(4) Netzbenutzer gemäß Abs. 2 haben einen Rechtsanspruch gegenüber Netzbetreibern, an einer Bürgerenergiegemeinschaft teilzunehmen. Das Gründungsdokument einer Bürgerenergiegemeinschaft (**Vertrag oder Statut**) und die mit den Mitgliedern oder Gesellschaftern allenfalls abzuschließenden (Beitritts-)Verträge haben jedenfalls folgende Regelungen zu enthalten:

1. Beschreibung der Funktionsweise der Erzeugungsanlagen (allenfalls Speicheranlagen) unter Angabe der jeweiligen Zählpunktnummern;
2. Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer unter Angabe der Zählpunktnummern;
3. jeweiliger ideeller Anteil der teilnehmenden Netzbenutzer an ~~den Erzeugungsanlagen~~ **der in Summe erzeugten Energie** sowie die Aufteilung der erzeugten Energie;
4. aliquote Zuordnung der nicht von den teilnehmenden Netzbenutzern verbrauchten Energieeinspeisung pro Viertelstunde **auf die Erzeugungsanlagen;**
5. Datenverwaltung und Datenbearbeitung der Energiedaten der Erzeugungsanlagen und der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer durch den bzw. die Netzbetreiber;
- 6. Aufteilung der erzeugten Energie und jährlicher Nachweis der Erzeugungsanteile je Primärenergieträger (Erzeugungsmix) der gemeinsam genutzten Energie; Rechnungen sowie Verbrauchs- und Stromkosteninformationen haben dabei sinngemäß den §§ 81 und 81a ElWOG zu entsprechen;**
- 7. Verantwortung für** Betrieb, Erhaltung und Wartung der **jeweiligen** Erzeugungsanlagen sowie die Kostentragung;
- 8. Haftung;**
- 9. Aufnahme und Ausscheiden von teilnehmenden Netzbenutzern;**
- 10. Beendigung oder Auflösung der Bürgerenergiegemeinschaft sowie die Demontage der Erzeugungsanlagen;**
- ~~11. allfällige Versicherungen.~~

Die Netzbetreiber, in deren Konzessionsgebiet Erzeugungsanlagen der Bürgerenergiegemeinschaft und/oder Verbrauchsanlagen von teilnehmenden Netzbenutzern angeschlossen sind, sind jedenfalls über die Gründung der Bürgerenergiegemeinschaft sowie die in Z 1 bis Z 4 sowie ~~Z 8 und Z 9~~ **Z 7, Z 9 und Z 10** genannten Inhalte in Kenntnis zu setzen. Die Bürgerenergiegemeinschaft hat die betroffenen Netzbetreiber auch über jede Änderung der in Z 1 bis Z 4 sowie ~~Z 8 und Z 9~~ **Z 7, Z 9 und Z 10** genannten Inhalte zu informieren.

(5) Der Netzbetreiber hat

1. den Bezug der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer sowie die Einspeisung und den Bezug der Erzeugungsanlagen mit einem Lastprofilzähler oder unterhalb der Grenzen des

§ 17 Abs. 2 mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 zu messen. Bei Verwendung von intelligenten Messgeräten müssen die Energiewerte pro Viertelstunde gemessen, ausgelesen und **reduziert um die zugeordnete erzeugte Energie** für das Clearing gemäß § 23 Abs. 5 verwendet werden.

2. die gemessenen Viertelstundenwerte der Erzeugungsanlagen und der Verbrauchsanlagen der Netzbenutzer der Rechnungslegung an die teilnehmenden Netzbenutzer zugrunde zu legen sowie nach Maßgabe der Marktregeln und unter Berücksichtigung des Datenaustausches gemäß Z 3 den Lieferanten sowie der Bürgerenergiegemeinschaft zur Verfügung zu stellen. Die gemessenen sowie die gemäß Z 3 berechneten Zähl- und Messwerte sind ~~den~~ **den** Lieferanten täglich zu übermitteln.

3. die Daten, Zähl- und Messwerte der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer sowie der Erzeugungsanlagen allen anderen Netzbetreibern zur Verfügung zu stellen, in deren Konzessionsgebiet ebenfalls Erzeugungsanlagen der jeweiligen Bürgerenergiegemeinschaft und/oder Verbrauchsanlagen teilnehmender Netzbenutzer angeschlossen sind. Die Netzbetreiber sind – soweit dies technisch möglich ist – verpflichtet, sich zu diesem Zweck bestehender automationsunterstützter Datenverarbeitungsprozesse (Plattformen) zu bedienen.

4. die aktuelle Lieferantenzuordnung der teilnehmenden Netzzugangsberechtigten in neu zu schaffenden Marktprozessen der Bürgerenergiegemeinschaft mitzuteilen;

5. die korrigierten ¼-h-Zeitreihen der teilnehmenden Netzzugangsberechtigten (gemessene Verbrauchszeitreihen abzüglich zugerechneter gemessener Erzeugungsanteilszeitreihen) täglich auf Einzel- und Aggregatsebene an die betroffenen Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen zu übermitteln.

(6) Der Netzbetreiber hat den zwischen den teilnehmenden Netzbenutzern gemäß Abs. 4 **Z 3 und Z 4** vereinbarten statischen oder dynamischen Anteil an der erzeugten Energie unter Berücksichtigung des Datenaustausches nach Abs. 5 Z 3 den jeweiligen Anlagen der teilnehmenden Netzbenutzer zuzuordnen. Bei Verwendung dynamischer Anteile können diese zwischen den teilnehmenden Netzbenutzern viertelstündlich neu zugeordnet werden. Die Ermittlung der Werte erfolgt nach Maßgabe folgender Regelungen:

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. die verbleibende Energieeinspeisung der jeweiligen dezentralen Erzeugungsanlage pro Viertelstunde, welche nicht den teilnehmenden Netzzugangsberechtigten zugeordnet ist, gilt als in das öffentliche Netz eingespeist und ist der Bilanzgruppe des Stromhändlers, mit dem der Abnahmevertrag abgeschlossen wurde, zuzuordnen;

~~2-~~ **3.** 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.

Funktionsweise sicherstellen durch Heranführen an § 16a, auch Abwicklungstechnisch

Die Erläuterungen zu § 16b (4) Z 4 widersprechen der Regelung zu § 16b (6) Z. 1. Entsprechend § 16b (6) Z. 1. kann in Analogie zu § 16a dem einzelnen Teilnehmer nicht mehr zugeordnet werden, als er in der ¼-h verbraucht. Dem einzelnen Teilnehmer kann demnach nicht mehr zugeordnet werden als er selbst verbraucht. Überschuss geht von der(n) jeweiligen Erzeugungsanlage/n an die abnehmende Bilanzgruppe.

Ein weiterer Widerspruch in den Erläuterungen zu § 16b (1) eröffnet sich durch die Textpassage:

Erläuterungstext zu § 16b:

„Die im Rahmen einer Bürgerenergiegemeinschaft erzeugten und verbrauchten Energiemengen bleiben außerhalb des Bilanzgruppensystems; die für Lieferanten geltenden Vorschriften des ElWOG 2010 kommen im Innenverhältnis nicht zur Anwendung. Die Regelungen unter den Teilnehmenden sind zivilrechtlich zu treffen.

Die Bürgerenergiegemeinschaft kann auch als Vollversorger auftreten; diesfalls besteht die Verpflichtung der Bürgerenergiegemeinschaft, sich einer bestehenden Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu gründen.“

Damit könnten die Teilnehmer der Energiegemeinschaft ihr Recht auf die freie Lieferantewahl verlieren. Bei einem Wechsel des Lieferanten könnte gleichzeitig ein Ausscheiden aus der Bürgerenergiegemeinschaft ausgelöst werden.

Analog zu der Aussage in den Erläuterungen zu § 75 EAG, dass Erzeugungs-/Verbrauchsanlagen „jeweils nur einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft angehören“ können, ist eine gleichlautende Aussage in den Erläuterungen zu § 16b aufzunehmen, weil andernfalls eine abwicklungstechnische Machbarkeit nicht mehr gegeben ist. Dies gilt jedoch nicht nur innerhalb von Bürgerenergiegemeinschaften, sondern für sämtliche zugeordnete Erzeugungsanteile (aus gemeinschaftlichen Anlagen, aus Erneuerbare-Energiegemeinschaften und künftig von Eigenversorgern oder aktiven Kunden).

Ergänzung: ElWOG § 16b Erläuterungen

Die Erläuterungen sind wie folgt zu ergänzen:

*Die Bürgerenergiegemeinschaft kann auch als Vollversorger auftreten; diesfalls besteht die Verpflichtung der Bürgerenergiegemeinschaft, sich einer bestehenden Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu gründen. **Das Recht des einzelnen Teilnehmers der Bürgerenergiegemeinschaft zur freien Lieferantewahl bleibt davon unberührt.***

Die Erläuterungen sind wie folgt zu ändern:

*Gemäß Z 4 ist im Gründungsdokument zu regeln, wie mit der Überschussenergie zu verfahren ist: Analog zu § 16a ~~kann~~ **hat** die Gemeinschaft mit einem Stromhändler einen Abnahmevertrag für die nicht verbrauchte Überschussenergie abzuschließen, ~~alternativ kann diese auch den einzelnen Mitgliedern entsprechend ihrem ideellen Anteil zugeordnet werden.~~*

Die Erläuterungen sind wie folgt zu ändern:

*Eine Erzeugungsanlage bzw. Verbrauchsanlage kann jeweils nur einer Bürgerenergiegemeinschaft angehören. **Pro Zählpunkt kann jeweils nur eine Zuordnung von Erzeugungsanteilen an teilnehmende Netzbenutzer durchgeführt werden.***

Erneuerbare- und Bürger-Energiegemeinschaften: Zuordnung der verbleibenden Einspeisung

Die verbleibende Energieeinspeisung, welche nicht den teilnehmenden Netzzugangsberechtigten zugeordnet werden kann, sollte der Bilanzgruppe des Stromhändlers, mit dem der Abnahmevertrag abgeschlossen wurde, zugeordnet werden.

Ergänzung: EAG § 77 Abs. 2 z2 NEU

„... die verbleibende Energieeinspeisung der jeweiligen dezentralen Erzeugungsanlage/n pro Viertelstunde, welche nicht den teilnehmenden Netzzugangsberechtigten zugeordnet ist, gilt als in das öffentliche Netz eingespeist und ist der Bilanzgruppe des Stromhändlers, mit dem der Abnahmevertrag abgeschlossen wurde, zuzuordnen;“

Ergänzung: ElWOG § 16b Abs. 6 z2 NEU

„... die verbleibende Energieeinspeisung der jeweiligen dezentralen Erzeugungsanlage/n pro Viertelstunde, welche nicht den teilnehmenden Netzzugangsberechtigten zugeordnet ist, gilt als in das öffentliche Netz eingespeist und ist der Bilanzgruppe des Stromhändlers, mit dem der Abnahmevertrag abgeschlossen wurde, zuzuordnen;“

Erneuerbare- und Bürger-Energiegemeinschaft: Verpflichtung Energieeffizienzmaßnahmen

Im Sinne der nationalen und EU-Zielerreichung sollen für Erneuerbare-Energie und Bürger-Gemeinschaften hinsichtlich der erzeugten und gemeinsam genutzten elektrischen Energie auch die Verpflichtungen des § 10 EEffG gelten.

Ergänzung: EAG § 75 Abs. 5 NEU

„Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften treffen hinsichtlich der erzeugten und gemeinsam genutzten erneuerbaren elektrischen Energie die Verpflichtungen des § 10 EEffG.“

Ergänzung: ElWOG § 16b Abs. 9 NEU

„Bürgerenergiegemeinschaften treffen hinsichtlich der erzeugten und gemeinsam genutzten elektrischen Energie die Verpflichtungen des § 10 EEffG.“

Erneuerbare-Energiegemeinschaft: Transparenz Herkunft der Energie**Bürger-Energiegemeinschaft: Transparenz Herkunft der Energie**

Energiegemeinschaften sollen auch für die erzeugte und innerhalb der Energiegemeinschaft gemeinsam genutzte Energie die Herkunft gegenüber den teilnehmenden Berechtigten auf der Rechnung anführen. Damit soll die nötige Transparenz gewährleistet werden.

Ergänzung: EAG § 76 Abs. 2 z6 NEU

„Aufteilung der erzeugten Energie und jährlicher Nachweis der Erzeugungsanteile je Primärenergieträger (Erzeugungsmix) der gemeinsam genutzten Energie; Rechnungen sowie Verbrauchs- und Stromkosteninformationen haben dabei sinngemäß den §§ 81 und 81a ElWOG zu entsprechen;“

Ergänzung: ElWOG § 16b Abs. 4 z6 NEU

„Aufteilung der erzeugten Energie und jährlicher Nachweis der Erzeugungsanteile je Primärenergieträger (Erzeugungsmix) der gemeinsam genutzten Energie; Rechnungen sowie Verbrauchs- und Stromkosteninformationen haben dabei sinngemäß den §§ 81 und 81a ElWOG zu entsprechen;“

Erneuerbare-Energiegemeinschaften: Kein Netzbetrieb, daher auch keine Analyse für Netzbetrieb

Das Eigentum bzw. der Betrieb eines Verteilernetzes ist nur unter Einhaltung der allgemeinen und besonderen Konzessionsvoraussetzungen gemäß den bundes- und landesgesetzlichen Ausführungsregelungen möglich. Es bedeutet in jedem Fall, dass innerhalb eines bestehenden Konzessionsgebietes eines Verteilernetzbetreibers eine weitere Konzession erteilt und eine parallele Infrastruktur zum bestehenden Netz errichtet werden würde.

Die Schaffung der Möglichkeit für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, dass diese Eigentümer oder Betreiber eines Verteilernetzes sein können, wird daher abgelehnt.

Ergänzung: EAG § 74 (3)

„Bis Ende 2023 hat die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie eine Analyse über Hindernisse und Entwicklungspotentiale von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, insbesondere in Bezug auf Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften außerhalb des Elektrizitätssektors ~~und den Betrieb von Netzen~~, zu erstellen.“

Erneuerbare- und Bürger-Energiegemeinschaften: Kein Netzbetrieb

Das Eigentum bzw. der Betrieb eines Verteilernetzes ist nur unter Einhaltung der allgemeinen und besonderen Konzessionsvoraussetzungen gemäß den bundes- und landesgesetzlichen Ausführungsregelungen möglich. Es bedeutet in jedem Fall, dass innerhalb eines bestehenden Konzessionsgebietes eines Verteilernetzbetreibers eine weitere Konzession erteilt und eine parallele Infrastruktur zum bestehenden Netz errichtet werden würde.

Ergänzung: EAG § 75 (3)

„~~Eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft kann sowohl Eigentümerin als auch Betreiberin eines Verteilernetzes sein. In diesem Fall gelten die auf Verteilernetzbetreiber anwendbaren Vorschriften des 4. Teils des EIWOG 2010.~~“

Ergänzung: EIWOG § 16b Abs. 7

„~~Eine Bürger-Energie-Gemeinschaft kann sowohl Eigentümerin als auch Betreiberin eines Verteilernetzes sein. In diesem Fall gelten die auf Verteilernetzbetreiber anwendbaren Vorschriften des 4. Teils des EIWOG 2010.~~“

Erneuerbare-Energiegemeinschaft: Regionaltarif nur bis Netzebene 5

Die Ausdehnung des Regionalbereichs über die Ebene 5 inkl. der Sammelschiene des Umspannwerkes lässt Konstellationen von Energiegemeinschaften zu, bei welchen die Erzeugungsanlagen und die Teilnehmer der Gemeinschaft weit voneinander entfernt sein können.

Bei einer derartigen Ausdehnung ist eine positive technische Auswirkung auf die Verteilernetze nicht darstellbar. Überschusserzeugung, welche weit entfernt von einer Gemeinschaft verbraucht wird, kann bei unpassenden Anzeizeffekten sogar negative Auswirkungen auf die Verteilernetze auslösen.

Ein positiver Effekt mit sinnvollen Anreizen zum lokalen/regionalen Ausgleich von Energieerzeugung und Verbrauch ist daher auf Teilabschnitte von Mittelspannungsabzweigen zu begrenzen. Damit ist auch keine Einschränkung für kommunale Interessenten gegeben, weil durch diese Begrenzung die Teilnahmemöglichkeit von Gemeinden in keiner Weise eingeschränkt wird.

Ergänzung: EAG § 75 (1)

*„Innerhalb einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft müssen die Verbrauchsanlagen der Mitglieder oder Gesellschafter mit den Erzeugungsanlagen über ein Niederspannungs-Verteilernetz und den Niederspannungsteil der Transformatorstation (Lokalbereich) oder **einen Teilabschnitt eines Mittelspannungsabzweiges** über das Mittelspannungsnetz und die Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk (Regionalbereich) im Konzessionsgebiet eines Netzbetreibers verbunden sein. Die Durchleitung von Energie aus Erzeugungsanlagen oder Speichern zu Verbrauchsanlagen unter Inanspruchnahme der Netzebenen 1 bis 4, ~~ausgenommen die Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk~~, oder durch Netze anderer Netzbetreiber ist unzulässig.“*

Klarstellungen: Rascher Anschluss an das Verteilnetz mit Frist, sowie klare Angabeerfordernisse zu Netzzugangsersuchen

Vereinfachter Netzzutritt und Netzzugang für kleine Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger **und für Anlagen welche vorwiegend zur Deckung des Eigenbedarfes errichtet werden**

Der Titel des § 17a sollte auf die vorwiegende Deckung des Eigenbedarfs ausgedehnt werden.

Anstelle des Begriffes der „Engpassleistung“ sollte ein technologieneutraler Begriff aus der TOR Erzeuger verwendet werden, die „Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt“.

Die Rückeinspeiseleistung ist die physikalisch relevante Größe für die Netzzurückwirkung.

Unabhängig von der Anlagengröße ist die Rückeinspeisung ins Netz mit 10,8 kW für das vereinfachte Verfahren begrenzt, eine besondere Regelung in § 17a Abs (6) erübrigt sich und kann daher entfallen.

Die Frage der Kostenbegünstigung für § 17a-Anlagen (kein pauschales Netzzutrittsentgelt) wird im § 54 aufgenommen.

Zur vorgenommenen Streichung des (6):

Die vorgeschlagene symmetrische Ausprägung, dass eine Rückspeisung bis zu 100% des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung in Bezugsrichtung zulässig sein soll, widerspricht der unterschiedlichen technischen Wirkung von Bezug und Einspeisung. Eine Einspeiseleistung (in gleicher Höhe wie eine Bezugsleistung) bewirkt früher eine Verletzung des oberen Spannungstoleranzbereiches als eine gleiche hohe Bezugsleistung dies für den unteren Spannungstoleranzbereich bewirkt.

Ergänzung: EIWOG § 17a

„(1) Erzeugungsanlagen oder Erzeugungseinheiten auf Basis erneuerbarer Energieträger und Demonstrationsprojekte im Bereich erneuerbarer Energie mit einer ~~Engpassleistung~~ **Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt** bis ~~20~~ **10,8** kW sind auf entsprechende Anzeige an den Verteilernetzbetreiber hin an das Verteilernetz anzuschließen.“

„(3) Eine Anlage gemäß Abs. 1 ist anzuschließen, wenn der Verteilernetzbetreiber **bei Nichtvorliegen begründeter Sicherheitsbedenken** dem Netzbewerber den Anschluss im Sinne des Abs. 5 schriftlich bestätigt. ~~oder nach Ablauf von 14 Tagen ab vollständiger Anzeige durch den Netzbewerber keine Entscheidung des Verteilernetzbetreibers erfolgt ist.~~ Sind die Angaben des Antragstellers für die Bestätigung durch den Verteilernetzbetreiber nicht ausreichend, hat dieser die benötigten weiteren Angaben umgehend schriftlich vom Netzbewerber anzufordern.“

„(4) Der Verteilernetzbetreiber ~~kann~~ **hat** binnen 14 Tagen nach vollständiger Anzeige durch den Netzbewerber den Netzzutritt wegen begründeter Sicherheitsbedenken (wie etwa Überschreitungen der zulässigen technischen Werte, zB Spannungshub) oder technischer Inkompatibilität der Systemkomponenten **zu** verweigern ~~und~~ **oder** einen anderen Netzanschlusspunkt **vorzuschlagen**. Die Verweigerung ist dem Netzbewerber gegenüber nachvollziehbar zu begründen.“

„(6) Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung bis ~~20~~ **10,8** kW, die über einen bestehenden Anschluss als ~~eines~~ **eines** Entnehmers an das Netz angeschlossen werden, sind zu 100% des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung (§ 55) an das Verteilernetz anzuschließen, ohne dass hierfür ein zusätzliches Netzzutrittsentgelt anfällt. Diese Anlagen haben — unbeschadet der geltenden Marktregeln sowie der Anwendung des § 54 Abs. 3 — ein Recht auf Einspeisung der eigenerzeugten Energie in das Netz im Ausmaß von bis zu 100% des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung.“

Transparenz bei nicht ausreichenden Kapazitäten.

Die vorgesehene Regelung zur Transparenz überschreiten mit den derzeit verfügbaren technischen Möglichkeiten die Grenzen der Administrierbarkeit. Der netztechnische Zustand von Trafostationen steht den Netzbetreibern derzeit zeitnah nicht zur Verfügung.

Die angestrebte Transparenz durch die Veröffentlichung von verfügbaren/gebuchten Kapazitäten an bestimmten Netzknoten (am Umspannwerk / an der Trafostation) sagt noch nicht aus, ob konkrete Projekte an unterlagerten Netzausläufern technisch möglich sind.

In den bestehenden Regelungen zur Dienstleistungsqualität sind gültige Fristen für die Beantwortung von Netzzugangs-/Netzzutrittsanfragen geregelt, welche von den Netzbetreibern einzuhalten sind. Für konkrete Anfragen ist innerhalb von 14 Tagen / 1 Monat ein Kostenvoranschlag zu legen, sodass bei konkreten Vorhaben die erforderlichen Angaben über die technischen Möglichkeiten schon jetzt zeitgerecht verfügbar sind.

Ergänzung: ElWOG § 20

„Die Netzbetreiber haben verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4) ~~und Transformatorstation (Netzebene 6)~~ zu veröffentlichen und laufend zu aktualisieren. Als gebucht gelten Kapazitäten, wenn ein Netzzutrittsantrag eingebracht wurde und, sofern Netzbetreiber dies verlangen, eine Anzahlung (Reugeld) von höchstens 10% auf das (voraussichtliche) Netzzutrittsentgelt geleistet wurde. Netzbetreiber können in ihren Allgemeinen Bedingungen gemäß § 17 den Verlust von gebuchten Kapazitäten im Falle der Nichtinanspruchnahme innerhalb angemessener Frist vorsehen, wobei die geleistete Anzahlung verfällt. Anzahlungen, die auf Grund dieser Bestimmung verfallen, fließen dem im Rahmen der EAG-Förderabwicklungsstelle eingerichteten Fördermittelkonto gemäß § 72 EAG zu.“

Kosteneffizienz durch Maximierung der Erzeugungsleistung, bei minimalen Kosten für Netzausbau; Transparenz und Administrierbarkeit

Das Vorhaben zu minimalen Gesamtkosten ein Maximum an erneuerbaren Erzeugungskapazitäten im bestehenden Netz zu integrieren, kann auf vergleichsweise einfache und transparente Weise erreicht werden, wenn bis zu technisch geeigneten Grenzen eine administrativ einfache pauschale Netzzutrittsverrechnung zur Anwendung kommt.

Die Wechselwirkung von passender technischer Grenze und korrespondierendem pauschalen Netzzutrittsentgelt gibt den Gestaltungsspielraum für die kostenoptimale Umsetzung.

Zur Maximierung der installierten Erzeugungskapazitäten bei gleichzeitig minimalen Kosten für Ausbau-/Verstärkungsmaßnahmen im Netz ist weiters der Einschränkungswert von 3% auf 5% zu erhöhen und damit das pauschale Netzzutrittsentgelt entsprechend zu rechtfertigen.

Ergänzung: ElWOG § 54 Abs. 3

Für den Anschluss von Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung bis 100 kW ist ein pauschales Anschlussentgelt zu verrechnen. Dieses beträgt bei Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung bis 20 kW 10 Euro pro kW und bei Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 kW bis 100 kW 30 Euro pro kW. In diesen Fällen ist im Netzzugangsvertrag vorzusehen, dass die Einspeiseleistung am Zählpunkt der betreffenden Anlage zeitweise oder generell auf einen vereinbarten Maximalwert eingeschränkt werden kann, sofern dies für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb notwendig ist. Die vereinbarte Einschränkung darf ein Ausmaß von 3% der durchschnittlichen Jahreserzeugung nicht überschreiten.

Für Erzeugungsanlagen mit einer einspeiseseitigen Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt, welche das bezugsseitig vereinbarte Ausmaß der Netznutzung überschreiten, gelten folgende pauschale Netzzutrittsentgelte:

Für Erzeugungsanlagen in den Netzebenen 6 und 7 in Höhe von 30 €/kW, bis zu einer gesamt installierten Maximalkapazität im Versorgungsbereich der Transformatorstation von höchstens 250 kW.

Für Erzeugungsanlagen in der Netzebene 5 in Höhe von 30 €/kW, bis zu einer gesamt installierten Maximalkapazität im Versorgungsbereich des Mittelspannungsabzweiges von höchstens 1.000 kW.

Für Erzeugungsanlagen in den Netzebenen 4 in Höhe von 30 €/kW, bei vorhandenen Kapazitäten.

Für Erzeugungsanlagen in den Netzebenen 4 in Höhe von 100 €/kW, bei nicht vorhandenen Kapazitäten.

Für Erzeugungsanlagen in den Netzebenen 3 in Höhe von 20 €/kW, bei vorhandenen Kapazitäten.

Für Erzeugungsanlagen in den Netzebenen 3 in Höhe von 100 €/kW, bei nicht vorhandenen Kapazitäten.

Für Erzeugungsanlagen gemäß § 17a ist kein pauschales Netzzutrittsentgelt zu entrichten.

Für alle anderen Anschlüsse sind Netzanschlusskosten aufwandsorientiert zu verrechnen.

Dem Netzbetreiber daraus anfallende zusätzliche Kosten sind bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gem den Bestimmungen des 5. Teils dieses Bundesgesetzes anzuerkennen.

In den Netzzugangsverträgen ist vorzusehen, dass die Einspeiseleistung am Zählpunkt der betreffenden Anlage zeitweise oder generell auf einen vereinbarten Maximalwert eingeschränkt werden kann, sofern dies für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb notwendig ist. Die vereinbarte Einschränkung darf im Dreijahresschnitt ein Ausmaß von 5% der durchschnittlichen Jahreserzeugung nicht überschreiten.

EDA Datenaustausch durch Netzbetreiber ÜNB und VNB

Die vorgeschlagene Regelung des ElWOG § 45a wird ausdrücklich begrüßt. Die Bestimmung unterstreicht die Bedeutung der von den Netzbetreibern bereits jetzt in diskriminierungsfreier Weise bereit gestellten Datenkommunikation und den damit verbundenen Aufgaben und unterstützt die Bemühungen der Netzbetreiber auch in Zukunft den steigenden Anforderungen an einen sicheren, transparenten und effizienten Datenaustausch gerecht zu werden.

Da die in die Datenkommunikation involvierten Stromnetzbetreiber sowohl Verteilernetz- als auch Übertragungsnetzbetreiber sind, wird vorgeschlagen, auch auf den Pflichtenkatalog der Übertragungsnetzbetreiber in § 40 ElWOG 2010 Bezug zu nehmen und die im Übrigen unveränderte Regelung an den Anfang des 4. Teils des ElWOG 2010 zu verschieben.

Da die in die Datenkommunikation involvierten Stromnetzbetreiber in der Regel auch als Gasnetzbetreiber fungieren, sollte auch eine gleichlautende Regelung für den Gasbereich im Gaswirtschaftsgesetz vorgesehen werden.

Gerade im Hinblick auf Sektorkopplung und Sektorintegration ist der Datenaustausch zwischen den Energiesystemen erforderlich.

Ergänzung: ElWOG § 15a NEU (Ersetzt §45a)

„§ 15a Die Netzbetreiber haben die Erfüllung der in den §§40 und 45 ElWOG 2010 angeführten Pflichten auf der Grundlage einer gemeinsamen Datenkommunikation derart sicherzustellen, dass ein effizienter und sicherer Datenzugang und -austausch sowie Datenschutz und -sicherheit gewährleistet wird. Die zu übermittelnden Daten werden den Endkunden und berechtigten Parteien auf diskriminierungsfreie Weise zur Verfügung gestellt. Zur Gewährleistung der Interoperabilität und der Koordinierung der gemeinsamen Datenkommunikation sind die Netzbetreiber berechtigt, gemeinsam eine dritte Person mit der Wahrnehmung der Rechte und Pflichten im Zusammenhang mit der Datenverwaltung, insbesondere dem Aufbau, der Weiterentwicklung, der Prozesskoordination und der Betreuung der Infrastruktur für den Datenaustausch sowie den niederschweligen Zugang zu dieser, zu beauftragen. Die von der Regulierungsbehörde veröffentlichten sonstigen Marktregeln in Bezug auf die technischen Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung sind einzuhalten.“

Ergänzung: GWG § 58a NEU

„§ 15a Die Netzbetreiber haben die Erfüllung der in den §§40 und 45 ElWOG 2010 angeführten Pflichten auf der Grundlage einer gemeinsamen Datenkommunikation derart sicherzustellen, dass ein effizienter und sicherer Datenzugang und -austausch sowie Datenschutz und -sicherheit gewährleistet wird. Die zu übermittelnden Daten werden den Endkunden und berechtigten Parteien auf diskriminierungsfreie Weise zur Verfügung gestellt. Zur Gewährleistung der Interoperabilität und der Koordinierung der gemeinsamen Datenkommunikation sind die Netzbetreiber berechtigt, gemeinsam eine dritte Person mit der Wahrnehmung der Rechte und Pflichten im Zusammenhang mit der Datenverwaltung, insbesondere dem Aufbau, der Weiterentwicklung, der Prozesskoordination und der Betreuung der Infrastruktur für den Datenaustausch sowie den niederschweligen Zugang zu dieser, zu beauftragen. Die von der Regulierungsbehörde veröffentlichten sonstigen Marktregeln in Bezug auf die technischen Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung sind einzuhalten.“

Keine Sonderregelungen bei der Verrechnung der Förderpauschale

Die Verrechnung der Förderpauschalen betrifft Endverbraucher. Die Auslegung und Verrechnungspraxis dieser - im Vergleich zum ÖSG 2012 unveränderten - Regelung stützt sich auf das Rundschreiben Zl. BMWFW-551.100/0002-III/1/2015. Endverbraucher sind von der Verrechnung ausgenommen, „wenn die Entnahme von elektrischer Energie aus dem öffentlichen Netz für den Betrieb einer Elektrizitätserzeugungsanlage (einschließlich für die Einhaltung von Auflagen) erforderlich ist.“

Wenn die Auslegung der Zahlungsverpflichtung weiterhin in dieser Form beibehalten werden soll, ist die neue Regelung gemäß (3) überbestimmt und leistet keinen Beitrag zur Klarstellung.

Im Gegenteil wird hier eine Regelung geschaffen, welche keine Praxisrelevanz hat und die Ausnahme gemäß Rundschreiben in Frage stellen würde.

Reine Erzeugungsanlagen mit geringem Endverbrauch im Sinne des Rundschreibens wären ohnehin befreit. Bei gewerblichen/industriellen Bezugsanlagen mit Eigenerzeugung ist für die Dimensionierung der Anschlussanlage und damit die Festlegung der Netzebenen die Bezugsleistung und nicht die Einspeiseleistung maßgeblich.

Darüber hinaus ist zu erwarten, dass die Festlegung einer „fiktiven“ Netzebene in der praktischen Umsetzung weitere zu klärende Streitfragen auslöst.

Das Wesen einer Pauschale ist, dass eine solche verbrauchsunabhängig eingehoben wird. Eine Ausnahmeregelung würde diese Logik durchbrechen. Regelungen für einen temporären Betrieb sind ausreichend in (4) abgedeckt.

Die Einführung einer faktisch „mengenabhängigen Pauschale“ insbesondere für Saisonbetriebe eröffnet potenzielle Folgefragen wie z.B. Verrechnung von Kleinst- oder Nullverbrauchern mit bestehendem Stromanschluss, Verrechnung von Reserveanspeisungen, etc.

Ergänzung: EAG § 69 Abs. 3, 4, 5

(3) Divergieren Einspeise- und Bezugsleistung an einem Zählpunkt in dem Maße, als bei alleiniger Betrachtung der Bezugsleistung der Anschluss an eine andere Netzebene als an die tatsächlich angeschlossene Netzebene erfolgen würde, ist für die Höhe der Erneuerbaren-Förderpauschale die fiktive Netzebene der Bezugsleistung ausschlaggebend.

(4) Bei einer Nutzung des Netzes von weniger als einem Kalenderjahr ist pro angefangenem Kalendermonat ein Zwölftel der jeweiligen Erneuerbaren-Förderpauschale gemäß Abs. 2 ~~und 3~~ zu entrichten.

(5) Reduziert sich bei Endverbrauchern, die auf der Netzebene 5 oder 6 angeschlossen sind, die bezogene Strommenge für zumindest drei Monate um mehr als 80% der in den vergangenen sechs Monaten durchschnittlich bezogenen Strommenge, sind, sofern keine Einspeisung erfolgt, für den Zeitraum des reduzierten Strombezugs, höchstens jedoch für neun Monate, nur 20% der jeweilig anfallenden Erneuerbaren-Förderpauschale zu entrichten. Voraussetzung für die Inanspruchnahme dieser Reduktion ist, dass die Anlagen ferngesteuert regelbar und mit einem Lastprofilzähler oder unterhalb der Grenze des § 17 Abs. 2 ElWOG 2010 mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 ElWOG 2010 ausgestattet ist. Der Beginn und das Ende des reduzierten Strombezugs sind dem Netzbetreiber innerhalb von 2 Wochen zu melden.

Bewilligungsfreistellung: Weiterhin Ausnahme für Anlagen bis 1000V. Ausnahme auch für Kabelüberführungsmaste.

Bislang sehen die Starkstromwegegesetze eine Bewilligungsfreistellung für Leitungsanlagen bis 1000 Volt vor, unabhängig davon, ob es sich Freileitungen oder Kabelleitungen handelt.

Der Entwurf zum neuen Starkstromwegerecht des Bundes sieht nunmehr eine Bewilligungsfreistellung für Leitungsanlagen bis 45 000 Volt vorgesehen, sofern es sich nicht um Freileitungen handelt.

Der Textvorschlag ist nun so formuliert, dass Freileitungen bis 1000 Volt somit wieder bewilligungspflichtig wären, was im Ergebnis sogar eine Verschlechterung des Vorzustandes wäre.

Bisher (d.h. seit Bestehen des Starkstromwegegesetzes 1968) sind die Freileitungen bis 1 000 Volt bewilligungsfrei, daher dürfte es sich um ein legislatives Versehen handeln, dass nach dem Text „nicht jedoch Freileitungen“ die Einfügung „über 1 000 Volt“ fehlt.

Da das Gesetz besondere Erleichterungen für Verkabelungen geben soll, ist auch eine Regelung für Kabelüberführungsmaste erforderlich. Der Kabelüberführungsmast ist jener technische Anlagenteil an dem die Freileitung in die Verkabelung mündet und ist daher für eine systematisch begünstigte Verkabelung notwendig.

Ergänzung: StWG § 3 Abs. 3 z1

„(2) Sofern keine Zwangsrechte gemäß § 11 oder § 18 in Anspruch genommen werden, sind von der Bewilligungspflicht folgende Leitungsanlagen ausgenommen:

*1. elektrische Leitungsanlagen bis 45 000 Volt, **einschließlich Kabelüberführungsmaste**, nicht jedoch Freileitungen **über 1 000 Volt**;*“

Ergänzung: StWGG § 3 Abs. 2 z1

„(2) Sofern keine Zwangsrechte gemäß § 9 oder § 10 in Anspruch genommen werden, sind von der Bewilligungspflicht folgende Leitungsanlagen ausgenommen:

*1. elektrische Leitungsanlagen bis 45 000 Volt, **einschließlich Kabelüberführungsmaste**, nicht jedoch Freileitungen **über 1 000 Volt**;*“

Netzreserve: Zeitgerechtes Verfahren

Im Falle von bereits zur Stilllegung angezeigten Anlagen ist die verbleibende Frist bis zur Gültigkeit der auszuschreibenden Netzreserve zu gering, um die Anlage weiterhin betriebsbereit zu halten. Eine Vorlaufzeit von min. 9 Monaten ist erforderlich.

Ergänzung: ElWOG § 23b Abs. 2

*Der Regelzonenführer hat die zu kontrahierenden Netzreserveanbieter in einem zweistufigen Verfahren auszuwählen. Zu diesem Zweck hat der Regelzonenführer technische Eignungskriterien für die Netzreserve in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde **gemeinsam mit der Systemanalyse gemäß § 23a Abs 3** bis zum 31. ~~März~~ **Dezember** festzulegen und in geeigneter Form zur Interessensbekundung aufzurufen. Alle Interessenten, die ihr Teilnahmearbeit Interesse binnen vierwöchiger Frist bekundet haben, sind dabei vom Regelzonenführer hinsichtlich ihrer Eignung zur Erbringung von Engpassmanagement und zur Erfüllung der Kriterien gemäß Abs. 1 und Abs. 2 zweiter Satz zu prüfen. Erzeugungsanlagen können nur dann als geeignet eingestuft werden, wenn ihre Emissionen nicht mehr als 550 g CO₂ je kWh Elektrizität betragen und keine radioaktiven Abfälle entstehen. In der zweiten Verfahrensstufe sind die Betreiber der als geeignet eingestuften Anlagen zur Angebotslegung binnen vierwöchiger Frist aufzufordern. Betreiber der als nicht geeignet eingestuften Anlagen sind zu informieren.*

Netzreserve: Zusätzlicher Referenzwert

Erzeugungsanlagen mit saisonaler Stilllegung (KWK) haben durch den aktuellen Entwurf einen klaren Wettbewerbsvorteil. Daher ist für Erzeugungsanlagen mit ganzjähriger Stilllegung ein eigener Referenzwert erforderlich. Referenzwerte müssen transparent, nachvollziehbar und entsprechend des Bedarfs von Ersatzinvestitionen festgelegt werden.

Die Systematik der Festlegung des Schwellwerts darf die Abdeckung der Vollkosten der Erzeugungsanlagen nicht unterlaufen.

Die Festlegung des Schwellwertes gemäß dem aktuellen Entwurf ist aus Verfahrenssicht bedenklich. Eine Bekanntgabe des Schwellwertes muss erstens unter klaren Rahmenbedingungen und jedenfalls vor Angebotseinholung erfolgen, um ein unbeeinflusstes Verfahren zu gewährleisten. Nicht erläutert wird, warum alle Anbieter in der zweiten Runde unter dem ersten Angebot anbieten müssen. Ohne eine sachliche Rechtfertigung sollte diese Bestimmung gestrichen werden, da die Anbieter nicht auf für sie negative Marktänderungen reagieren können oder eine Reduktion des Angebotspreises möglicherweise aus Kostengründen nicht möglich ist.

Ergänzung: ElWOG § 23b Abs. 3

~~„Dabei müssen die Gebotspreise unter jenem des erstmalig abgegebenen Gebotspreises liegen.“~~

Netzreserve: 3-5 jährige Verträge (anstelle von 2 Jahren)

Eine Vertragslaufzeit von bis zu 2 Jahren lässt keine nachhaltige Instandhaltungs- und Personalstrategie im Sinne der Versorgungssicherheit zu.

Anreize für Ersatz- und Neuinvestitionen sind unbedingt erforderlich, da der thermische Kraftwerkspark überaltert. Zur Sicherung der Versorgungssicherheit bedarf es entsprechender Regelungen zur Ermöglichung von Investitionen in effiziente und flexible Neuanlagen.

Eine vollkommen offene Rückforderungsklausel zugunsten des Regelzonenführers trotz Leistungserbringung des Anlagenbetreibers ist inakzeptabel.

Die finale Kontrahierung zwischen Netzbetreiber und Kraftwerksbetreiber erfolgt erst im Sommer des jeweiligen Jahres. Dies ist jedenfalls zu spät für einerseits die Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft und andererseits auch die Sicherung der Brennstoffversorgung. Beispielhaft seien hier einerseits die Personalvorhaltung und allenfalls erforderliche Bestellungen genannt. Das lässt andererseits auch keine Zeit für die Kontrahierung zur Bereithaltung von Gasspeichern. Das wiederum hat für die Speicheranbieter zur Folge, dass eine große Speicherkapazität nicht vermarktet werden kann bzw. keine Kapazität für die Kraftwerksbetreiber zur Verfügung steht. Die endgültige Zusage mit Start 01.10. sollte der Kraftwerksbetreiber bereits mit spätestens Ende Februar des jeweiligen Jahres bekommen.

Ergänzung: EIWOG § 23b Abs. 5

*Nach erfolgter Genehmigung hat der Regelzonenführer die Anlagen für eine angemessene, ~~zwei Jahre nicht überschreitende~~ Dauer **von 3 bis maximal 5 Jahren** zu kontrahieren, wobei auf eine größtmögliche Vergleichbarkeit zu achten ist. ~~Im Vertrag ist jedenfalls eine Rückforderungsklausel zugunsten des Regelzonenführers aufzunehmen.~~ Es besteht kein Rechtsanspruch auf Abschluss eines Vertrags. **Der Vertragsabschluss erfolgt jeweils bis spätestens Ende Februar des Jahres, in dem der Vertragsbeginn liegt.***

*Mit erfolgter Kontrahierung haben Betreiber von Erzeugungsanlagen diese mit Ausnahme von Revisionszeiträumen **und Zeiträumen von ungeplanten Nichtverfügbarkeiten** ausschließlich für das Engpassmanagement zur Verfügung zu stellen; die Marktteilnahme ist unzulässig.*

Netzreserve: Bekanntgabe von Aufwendungen und Kosten binnen angemessener Frist an die Regulierungsbehörde

Vor dem Hintergrund der Einführung eines eigenen Rechnungskreises ist die bloße Festlegung einer „angemessenen Frist“ zu unbestimmt und sollte konkretisiert werden.

Ergänzung: EIWOG § 23b Abs. 6

Kein Änderungsvorschlag zum Gesetzesentwurf

Netzreserve: Abdeckung aller mit einem Stilllegungsverbot verbundenen Kosten

Die Abdeckung aller mit dem Stilllegungsverbot einhergehender Kosten ist erforderlich.

Nachdem sich in diesem Fall die Erzeugungsanlagen oder Verbrauchsanlagen in einem Regime der Regulierung analog den Netzbetreibern befinden, muss auch eine analoge Abgeltung insbesondere auch Verzinsung auf das eingesetzte Kapital berücksichtigt werden. Dies ist umso mehr der Fall, als ja alleine für diesen Zweck möglicherweise erforderliche Ersatz- oder Zusatzinvestitionen durch den Betreiber zu tätigen.

Ad §23c Abs 4: APG ist auch Marktteilnehmer. Eine Abstimmung mit dem Regelzonenführer ist daher wettbewerbsrechtlich bedenklich

Ergänzung: EIWOG § 23c Abs. 3 z3, z4, z5 NEU, z6 NEU, z7

3. nachweislich notwendige Neu- oder Erhaltungsinvestitionen zur Erbringung der Leistungsvorhaltung sowie Gewährleistung der Betriebsbereitschaft für den Zeitraum des Stilllegungsverbotes. ~~Diese sind nur anteilig für den Zeitraum des Stilllegungsverbotes zu berücksichtigen;~~

4. ein allfälliger Wertverbrauch aufgrund der Alterung und Abnutzung des Kraftwerks im Zeitraum des Stilllegungsverbotes, auf Grundlage der nachweisbaren Buchwerte zum Stichtag des 31. Dezember des Vorjahres **sowie eine angemessene Verzinsung auf das eingesetzte Kapital, welches sich an den entsprechenden Regelungen der Festlegung der Netztarife orientiert.**

5. Opportunitätskosten jeglicher Art (inkl. Nachteile aus einer Unterlassung von durch den Weiterbetrieb nicht möglichen Veräußerungen von Anlagenteilen oder Grundstücken).

6. Betriebs- und periodenfremde, sowie außerordentliche Aufwendungen, sofern sie im Zusammenhang mit der Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft oder der diesbezüglichen Kostenerhebung stehen,

~~5- 7.~~ Nicht anerkennungsfähig sind folgende Bestandteile:

a) Aufwendungen und Kosten, die im Rahmen eines Vertrags gemäß § 23 Abs. 2 Z 5 zweiter Satz abgegolten werden;

~~b) Finanzierungs- bzw. Kapitalkosten;~~

~~c) allfällige Erlöse aus Zinsgewinnen, die dem Betreiber aus der Veräußerung von Betriebsmitteln des Kraftwerks im Fall einer endgültigen Stilllegung entgangen wären;~~

~~d) Opportunitätskosten jeglicher Art;~~

e) Betriebs- und periodenfremde sowie außerordentliche Aufwendungen, **sofern diese nicht im Zusammenhang mit dem Weiterbetrieb der Anlage stehen;**

f) Aufwendungen und Kosten, welche vom Kraftwerksbetreiber ~~schuldhaft~~ **grob fahrlässig oder vorsätzlich** verursacht wurden;

g) etwaige Buchwertveränderungen, die auf vergangene Kompensationen von Leistungsvorhaltungen zurückzuführen sind.

(4) Für den Zeitraum des Stilllegungsverbots ist vom Erzeuger unter sinngemäßer Anwendung des § 8 ein getrennter Rechnungskreis zu führen. Die Regulierungsbehörde ~~sowie der Regelzonenführer haben~~ **hat** darin volle Einsichts- und Auskunftsrechte. Sämtliche abzugeltende Investitionen, insbesondere jene gemäß Abs. 3 Z 3, sind vom Erzeuger mit dem Regelzonenführer abzustimmen.

(5) Die Kosten sind über das durch Verordnung gemäß § 49 in Verbindung mit § 51 zu bestimmende Entgelt aufzubringen.“

Stilllegungsverbot: Klärung der Modalitäten für Rückerstattung und Parteistellung des Regelzonenführers im Netzreserveverfahren

Ad (1) + (2) Wie werden diese Kosten festgestellt? Ist dies analog zu §23c zu sehen? Siehe dazu auch Absatz (2), welcher auch für diesen Fall diese Rückzahlung vorsieht, wobei die Kosten ja durch die Behörde schon festgestellt wurden. Jedenfalls ist zu berücksichtigen, dass alle Kosten, die mit der Netzreserve in Verbindung stehen, vollständig abgegolten werden (auch wenn diese periodenfremd sind und sich aus für die Netzreserve eingegangenen Verpflichtungen nach Beendigung des Vertrages ergeben, wie zum Beispiel Bestellungen von Material oder Fremdleistungen).

Ergänzung: ElWOG § 23d Abs. 1, 2, 3

Kein Änderungsvorschlag zum Gesetzesentwurf

Stilllegungsverbot: Keine Parteistellung des Regelzonenführers im Verfahren

Bei diesem Verfahren müsste es sich um ein Einparteienverfahren handeln. Eine Parteistellung des RZF ist nicht begründet und daher abzulehnen, zumal APG an einer Kontrahierung der Anlage kein Interesse gezeigt hat und trotzdem in das wirtschaftliche Schicksal von Unternehmen eingreifen können soll.

Ergänzung: ElWOG § 23d

(3) Auf Antrag eines gemäß § 23b Abs. 7 zur Stilllegung seiner Anlage verpflichteten Betreibers kann von der Stilllegung Abstand genommen oder die Dauer der vorübergehenden Stilllegung verkürzt werden, sofern dies von der Regulierungsbehörde durch Bescheid genehmigt wird. Die Genehmigung erfolgt, erforderlichenfalls unter Festsetzung von Bedingungen, Auflagen und Befristungen, durch Bescheid der Regulierungsbehörde und ist nur dann zu erteilen, wenn sich die für die Stilllegung ursprünglich maßgeblichen Gründe und Umstände wesentlich geändert haben. Die Umstandsänderung und deren Wesentlichkeit sind durch den jeweiligen Betreiber darzulegen, wobei dieser sämtliche für die Beurteilung erforderliche Unterlagen der Regulierungsbehörde vorzulegen hat. ~~Dem Regelzonenführer kommt in diesem Verfahren Parteistellung zu.~~

Netzreserve: Keine Rückzahlungsverpflichtung

Das Gesetz muss vorsehen, dass es zu keiner Rückzahlungsverpflichtung beim Übergang vom bestehenden zum angestrebten System kommen kann d.h Entgelte aus der Netzreserve, die vor Inkrafttreten des EAG vereinnahmt wurden, sollen nicht rückerstattet werden müssen. Dies ist in den Übergangsbestimmungen sicherzustellen.

Ergänzung: ElWOG § 111 Abs. 5, 6, 7

Kein Änderungsvorschlag zum Gesetzesentwurf

Übergangsregelung Biomasse-KWK

Die bestehende Warteliste für Neuanlagen bei Ökostromanlagen auf Basis fester Biomasse sollte rasch abgebaut werden. Dies dient sowohl dem raschen Erreichen der Energie- und Klimaziele sowie der Rechts- und Planungssicherheit für die Anlagenbetreiber.

Anlagenrechtlichen Bewilligungen gelten nur wenige Jahre. Wenn sie verfristen, weil die Anlagen in der Warteliste nicht rechtzeitig zum Zug kommen, erschwert dies die Erreichung der Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energie, steigen die Kosten für die Planung der Ökostromanlage und kostet dem Anlagenbetreiber im Regelfall eine vollständige Neuplanung. Ein Antrag auf Vertragsabschluss über die Kontrahierung von Ökostrom behält seinen Rang in der Warteliste, auch wenn die zugrundeliegenden Genehmigungen verlängert oder erneuert werden.

Ergänzung: EAG § 98 (5) NEU

„Anträge auf Vertragsabschluss über die Kontrahierung von Ökostrom aus Ökostromanlagen auf Basis fester Biomasse, die bis zum 31. Dezember 2019 auf Grundlage des Ökostromgesetzes 2012 vollständig (§ 15 Abs 3 i.d. jeweils gültigen Fassung) gestellt wurden, sind auf der Grundlage der bisherigen Rechtslage bis 9. Februar 2022 zu kontrahieren. Für diese Anträge ist ein ausreichendes Unterstützungsvolumen über die §§ 23 und 23b Abs 2 hinaus bereitzustellen.

Vor Abschluss eines Vertrages über die Abnahme von Ökostrom gemäß ÖSG 2012 kann ein Antragsteller im Sinn des ersten Satzes für eine Ökostromanlage auf Basis fester Biomasse die Betriebsförderung nach diesem Bundesgesetz beantragen. Macht ein Antragsteller von diesem Wahlrecht Gebrauch, finden alle Bestimmungen dieses Bundesgesetzes auf diese Anlage Anwendung.“

Wechselmöglichkeit in das neue Förderregime für alle Anlagen (nicht nur für PV und Wind, Wasserkraft)

Der freiwillige Wechsel sollte aus Gleichheitsgründen allen bestehenden Anlagen (unabhängig vom eingesetzten Primärenergieträger) ermöglicht werden.

Der anzulegende Wert sollte der für diese Ökostromanlagen vereinbarte Einspeisetarif sein, jedoch umgelegt auf 20 Jahre Förderdauer.

Darüber hinaus ist sicherzustellen, dass Anlagen, die bereits in der „ÖSG-Warteschlange“ sind, im Falle der Überführung in ein neues EAG-Fördersystem finanziell nicht schlechter gestellt werden.

Ermittlung von Einspeisepunkten von erneuerbarem Gas durch VNB

Die Ermittlung von potentiellen Einspeisepunkten bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase ist Aufgabe des Verteilernetzbetreibers. Eine Veröffentlichung kann durch den VNB erfolgen.

Ergänzung: GWG § 18 Abs. 1 z12a

*„in Kooperation mit den Netzbetreibern sowie dem Regelzonenführer gemäß § 7 Abs. 1 Z 60 EIWOG 2010 ~~die Ermittlung und~~ **kann die** Veröffentlichung von potentiellen Einspeisepunkten bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase in den Marktgebieten unter Berücksichtigung des regionalen Aufbringungs- und Absatzpotentials und sonstiger Standortfaktoren **erfolgen**;“*

Netzbetreiber sollen Mehrkosten für Einsatz von erneuerbarem Gas (für Netzbetrieb) ersetzt bekommen.

Bis ein bundesweites Fördersystem wirksam wird, und bestehende Anlagen an das Gasnetz angeschlossen werden, können Verteilernetzbetreiber ihren Eigenbedarf mit Biomethan decken.

(Diese Menge würde bspw. in Niederösterreich den Bedarf der jährlich neu hinzukommenden Endkunden decken.)

Die Netzbetreiber sollen Mehrkosten für den Einsatz von erneuerbarem Gas (für Netzbetrieb) ersetzt bekommen.

Ergänzung: GWG § 79 Abs. 7

*„Die Kosten für die Bestimmung der Netznutzungsentgelte gemäß § 73 **einschließlich der Mehrkosten durch Einsatz erneuerbarer Gase** sind bezogen auf die jeweiligen Netzebenen auf Basis der festgestellten Gesamtkosten abzüglich vereinnahmter Messentgelte, Entgelte für sonstige Leistungen sowie der anteiligen Auflösung von passivierten Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelten zu ermitteln. Die festgestellten Gesamtkosten sind um vereinnahmte Förderungen und Beihilfen zu reduzieren.“*

Verfallsfrist für erneuerbares Gas beginnt erst bei Ausspeicherung

Erneuerbares Gas stellt bislang die einzige großvolumige Technologie für Energiespeicherung und somit Versorgungssicherheit auf Grüner Basis bereit.
Aus diesem Grunde dürfen HKNs von grünem Gas ihre Gültigkeit während der Speicherung nicht verlieren.

Ergänzung: GWG § 129b Abs. 7

*„Herkunftsnachweise gelten zwölf Monate ab der Erzeugung der betreffenden Energieeinheit. Ein Herkunftsnachweis ist nach seiner Verwendung zu entwerten. Herkunftsnachweise, die nicht entwertet wurden, werden spätestens 18 Monate nach der Erzeugung der entsprechenden Energieeinheit mit dem Status „verfallen“ versehen. **Für erneuerbares Gas, welches in Speichereinrichtungen gelagert wird, gilt der Zeitpunkt der Entnahme im Ausspeisepunkt als Beginn der Erzeugung.**“*

Übergangsregelung für Verschiebung des Beginns der Verfallsfrist HKN von erneuerbarem Gas, rückwirkend bis 2016

Erneuerbares Gas stellt bislang die einzige großvolumige Technologie für Energiespeicherung und somit Versorgungssicherheit auf Grüner Basis bereit.
Aus diesem Grunde dürfen HKNs von grünem Gas ihre Gültigkeit während der Speicherung nicht verlieren.
Auch bisher gespeichertes Biomethan soll seinen Grünanteil nicht systembedingt verlieren.

Ergänzung: GWG § 130 Abs. 9

*„Für erneuerbares Gas, welches von 1. Jänner 2018 bis 1. Jänner 2021 in das öffentliche Erdgasnetz eingespeist wurde und bis dahin nicht für Zwecke der Förderdokumentation oder gegenüber Endverbrauchern ausgewiesen wurde, sind in der Herkunftsnachweisdatenbank Nachweise für erneuerbares Gas auszustellen **wobei im Falle der Speicherung die Entnahme im Ausspeisepunkt als Zeitpunkt der Erzeugung zu gelten hat.** § 129b Abs. 8 gilt sinngemäß.“*

Festlegung des H₂-Anteils durch ÖVGW-Richtlinie

Die Festsetzung eines Zielwertes für den technisch zulässigen Anteil an Wasserstoff in den Erdgasleitungsanlagen ist über eine ÖVGW-Richtlinie festzulegen.
Die Festsetzung des H₂-Anteils durch die Bundesministerin sollte vermieden werden.

Ergänzung: GWG § 133a

Streichen

Gleichstellung von Sektorkopplungsanlagen mit Pumpspeicherkraftwerken

Neben Pumpspeicherkraftwerken sollten auch Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte von der Entrichtung der Erneuerbaren-Förderpauschale und des Erneuerbaren-Förderbeitrags ausgenommen werden.

Ergänzung: EAG § 5 Abs. 1 Z 14 und 15

„14. „Erneuerbaren-Förderbeitrag“ jenen Beitrag, der von allen an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossenen Endverbrauchern, mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken, **Stromspeichern, Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte** und den Endverbrauchern gemäß § 68, zu leisten ist und der anteiligen Abdeckung der Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle gemäß § 65 dient;“

„15. „Erneuerbaren-Förderpauschale“ jenen Beitrag in Euro pro Zählpunkt, der von allen an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossenen Endverbrauchern, mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken, **Stromspeichern, Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte** und den Endverbrauchern gemäß § 68, zu leisten ist und der Abdeckung der Investitionszuschüsse nach dem 2. Teil dieses Gesetzes sowie der anteiligen Abdeckung der Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle gemäß § 65 dient;“

Ergänzung: EAG § 69 Abs. 1

„Von allen an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossenen Endverbrauchern, mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken, **Stromspeichern sowie Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte**, ist eine Erneuerbaren-Förderpauschale in Euro pro Zählpunkt zu leisten, die von den Netzbetreibern in Rechnung zu stellen und gemeinsam mit dem jeweiligen Netznutzungsentgelt von den an ihren Netzen angeschlossenen Endverbrauchern einzuheben ist.“

Ergänzung: EAG § 71 Abs. 1

„Zur Abdeckung der Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle gemäß § 65 Abs. 1, abzüglich der durch die Erneuerbaren-Förderpauschale vereinnahmten Mittel, ist von allen an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossenen Endverbrauchern, mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken, **Stromspeichern sowie Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte**, ein Erneuerbaren-Förderbeitrag im Verhältnis zu den jeweilig zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten zu leisten.“

Gleichstellung von Sektorkopplungsanlagen mit Pumpspeicherkraftwerken

Aus Gründen der Gleichbehandlung mit Pumpspeicherkraftwerken sollten auch Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte, die erstmals ab 1. Jänner 2019 in Betrieb genommen werden, 15 Jahre ab Inbetriebnahme von der Entrichtung der verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte ausgenommen werden.

Ergänzung: ElWOG § 111 Abs.. 3, 4

~~„(3) Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas, die erstmals ab 1. Jänner 2019 in Betrieb genommen werden, haben ab Inbetriebnahme für 10 Jahre bei Teilnahme der Anlage am Regelreservemarkt oder am Engpassmanagement für den Bezug von erneuerbarer elektrischer Energie 50% der anfallenden Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten.“~~

(3 4) Pumpspeicherkraftwerke, Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte, die erstmals ab 1. Jänner 2019 in Betrieb genommen werden, haben ab Inbetriebnahme für 15 Jahre keine der für den Bezug von elektrischer Energie verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten.“

Identifikationsnummer: Nutzung des bestehenden Systems. Keine neue Lösung über ECA

Wir begrüßen grundsätzlich die Bestrebungen, alle E-Ladestellen im Ladestellenverzeichnis der E-Control anzugeben. Identifikationsnummern sind ein wichtiges Element des Roaming-Systems um die Eindeutigkeit von Ladestationen unternehmensübergreifend koordinieren zu können und den Endkunden damit die Nutzung, jeder Ladestation zu ermöglichen. Diese Identifikationsnummer, soll auch in Zukunft seitens des Betreibers zugewiesen und registriert werden. Für die Identifikationsnummern der Charge-Point-Operator und E-Mobility-Provider, gibt es bereits ein gut funktionierendes Vergabesystem. Sollte es trotzdem zu einer Änderung der Vergabestelle kommen, ist jedenfalls darauf zu achten, dass das bisher etablierte ID-Vergabesystem für Ladestationsbetreiber und E-Mobility-Provider beibehalten wird und eine entsprechende Kontinuität gewährleistet wird. Zudem ist sicherzustellen, dass mit Hinblick auf die IT-technische Abwicklung in Bereichen Automatisierung, IT-Security sowie Servicequalität es zu keinen Verschlechterungen im Vergleich zum bestehenden System kommt.

Ergänzung: AKrG § 4 Abs. 2

Streichung

Übergangsfrist für Ladestellenbetreiber für die Implementierung der Schnittstelle zum Ladestellenregister

Wir begrüßen die Bestrebungen, die Transparenz für die Endkunden beim Laden von Elektroautos weiter zu erhöhen. Aus unserer Sicht kann die Ausweisung der Ad-Hoc Preise im Laderegister, unter den richtigen Voraussetzungen, die Kundenfreundlichkeit verbessern. Auch wir haben ein großes Interesse daran, das bestmögliche Kundenerlebnis beim Laden von Elektroautos zu gewährleisten. Aus diesem Grund stehen wir der Meldung der Ad – Hoc Preise im Ladestellenregister positiv gegenüber. Wir geben allerdings zu bedenken, dass die Meldung der Preise im Ladestellenregister nur mit einer entsprechenden Softwarelösung bzw. einer technischen Schnittstelle umgesetzt werden kann. Die Umsetzung dieser technischen Lösung nimmt einige Zeit in Anspruch. Aus diesem Grund muss den Ladestellenbetreibern in der angedachten Regelung eine entsprechende Übergangsfrist eingeräumt werden. Dadurch kann sichergestellt werden, dass die gemeldeten Ad – Hoc Preise im Ladestellenregister so aktuell wie möglich sind und damit ein Transparenzgewinn für die Kunden und Kundinnen erzielt wird.

Ergänzung: AKrG § 4 Abs. 3

*„Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat die von Betreibern öffentlich zugänglicher Ladepunkte zu meldenden Angaben gemäß Abs. 1 sowie Form und Umfang der Meldungen durch Verordnung näher festzulegen. Die Verordnung hat insbesondere die Bekanntgabe von Ortsangaben, Angaben zur technischen Ausstattung von öffentlich zugänglichen Ladepunkten und die Bekanntgabe des verrechneten Preises für das punktuelle Aufladen eines Elektrofahrzeuges gemäß § 3 Abs. 4 und weitere für die Nutzung des Ladestellenverzeichnisses relevante Informationen zu regeln. **Die verrechneten Preise für das punktuelle Aufladen gemäß §3 Abs.4 müssen binnen eines Jahres ab Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes gemeldet werden.**“*