



Präsidentenkonferenz der
Landwirtschaftskammern Österreichs

1015 Wien, Schauflergasse 6

Tel. 01/53441-8598

Fax: 01/53441-8529

www.lk-oe.at

energie@lk-oe.at

ZVR-Zahl: 729518421

Dipl.-Ing. Kasimir Nemestothy
DW: 8594

k.nemestothy@lk-oe.at

GZ: V/II_2020/09

An das
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)
Radetzkystraße 2, Postfach 201
1000 Wien

per E-Mail: vi2@bmk.gv.at

Wien, 27. Oktober 2020

Entwurf zum Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket), Stellungnahme

Die Landwirtschaftskammer Österreich erlaubt sich, zum übermittelten Entwurf folgende Stellungnahme abzugeben:

Allgemeine Anmerkungen

Der vom BMK vorgelegte Begutachtungsentwurf zum Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket) ist ein wichtiger Meilenstein, um die Zielsetzung der Bundesregierung für 100% Ökostrom aus Österreich bis 2030 (national bilanziell) erreichen zu können. Das umfangreiche Gesetzesvorhaben beinhaltet zahlreiche positive Ansätze zum Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, für die Praxistauglichkeit der vorgesehenen Regelungen müssen aber noch Verbesserungen vorgenommen werden.

Folgende Punkte sind aus der Sicht der Landwirtschaftskammer Österreich für den Erfolg des EAG-Paketes besonders zu berücksichtigen:

- Sowohl für das 100%-Ökostrom-Ziel bis 2030 als auch für die Zielsetzung einer Klimaneutralität bis 2040 müssen mit sofortiger Wirkung alle erneuerbaren Energietechnologien äußerst ambitioniert ausgebaut werden. Durch die Ausklammerung der Gesetzesteile für „Grünes Gas“ und durch die Unterbewertung der Bedeutung von fester Biomasse wird im vorgelegten Begutachtungsentwurf der unverzichtbare Beitrag nachwachsender Rohstoffe für die Zielerreichung nicht ausreichend wahrgenommen.
- Rohstoffgetriebene erneuerbare Energieerzeugungsanlagen haben durch ihre räumliche Verteilung über ganz Österreich, ganzjährig bedarfsgerechte

2/19

Energiebereitstellung und langfristig wirksamen Beschäftigungseffekte hohe Systemrelevanz. In der durch die COVID-Krise verursachten Wirtschaftskrise müssen mit dem EAG-Paket die sofort verfügbaren Rohstoffpotentiale, die vorhandenen Logistikkapazitäten und die Stärken unserer Biotechnologie-Unternehmen im Anlagenbau verzögerungsfrei in vollem Umfang angesprochen werden.

- Das Missverhältnis des Stromüberschusses in den Sommermonaten gegenüber einer deutlichen Unterdeckung des Strombedarfes in den Wintermonaten steht im Widerspruch gegenüber der angestrebten Klimaneutralität bis 2040 und der Anti-Atomkraftwerkspolitik Österreichs. Die vehemente Gegnerschaft Österreichs gegen die Ausbauvorhaben an den grenznahen AKW-Standorten in Tschechien, Slowakei, Ungarn und Slowenien sind mit Atomstromimporten zur Bedeckung unseres Strombedarfs in den Wintermonaten nicht vereinbar. Das EAG-Paket muss daher einerseits den Erhalt aller bestehenden Holzkraftwerke und Biogasanlagen sicherstellen sowie andererseits alle Optionen zur systemdienlichen Steigerung der Energieproduktion mit nachwachsenden Rohstoffen stärken. Positive Rahmenbedingungen für den Ausbau von „Grünem Gas“ sind im EAG unverzichtbar.
- Für den angestrebten Ausbau der PV-Anlagen stellen im ländlichen Raum begrenzte Netzkapazitäten und überhöhte Netzanschlusskosten die wichtigsten Barrieren dar. Die Verbesserung der Netzverfügbarkeit ist daher für die Realisierung des PV-Ausbaus von größter Bedeutung. Vorrang hat die Erschließung der verfügbaren Dachflächen bei landwirtschaftlichen Betrieben, auf hochwertigen Acker- und Grünlandflächen muss weiterhin die Nahrungsmittelproduktion im Vordergrund stehen. Innovative agrarische und forstliche PV-Projekte (Agrar-PV-Projekte) zur Flächendoppelnutzung sollten im EAG-Paket mit besonderen Förderungsoptionen ausgestattet werden.
- Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Bürgerenergie-Gemeinschaften können den ländlichen Raum stärken, da gegenüber zentral organisierter Energieerzeugung ein deutlich größerer Anteil der Wertschöpfung in der Region verbleibt. Durch Energiegemeinschaften soll ein wirtschaftlicher Ausgleich zwischen den erzeugenden ländlichen und verbrauchenden städtischen Regionen ermöglicht werden, die tatsächliche Umsetzung von konkreten Projekten bedarf aber einfacher administrierbarer Vorgaben im EAG-Paket.

Wir ersuchen, die umfassenden Stellungnahmen der Verbände für erneuerbare Energien zum Begutachtungsentwurf entsprechend zu berücksichtigen. Insbesondere möchten wir in diesem Kontext auf die praxistauglichen Verbesserungsvorschläge des Biomasseverbandes, der IG Holzkraft und des Kompost- & Biogasverbandes hinweisen.

Anmerkungen zu Detailpunkten

Zu Artikel 1 – Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)

Zu § 5 Abs. 1:

§ 10 unterscheidet bei der Förderwürdigkeit zwischen neu errichteten und bestehenden Anlagen. Es fehlt aber die Definition des Begriffs „bestehende Anlagen“. Mangels Definition ist nicht klar, welche Anlagen „bestehende Anlagen“ iSd EAG sind.

Zu § 5 Abs. 1 Z 8:

Bei der Energieerzeugung in Biomasseanlagen entstehen abhängig vom Produktionsprozess Nebenprodukte, die teilweise wirtschaftlich genutzt werden können (z.B. Biokohle). Um die Wirtschaftlichkeit und den Gesamtnutzen von Biomasseanlagen zu erhöhen, haben verschiedene Anlagenhersteller ihre Technologien hinsichtlich der Gewinnung dieser Nebenprodukte optimiert. Eine Folge der verstärkten Gewinnung dieser Produkte ist jedoch ein niedrigerer Strom- und Wärmeoutput und bei Anwendung der Definition des Brennstoffnutzungsgrades gemäß ÖSG 2012 ein geringerer Brennstoffnutzungsgrad. Dies ist nicht gerechtfertigt, da der Brennstoff einer wirtschaftlich sinnvollen Nutzung zugeführt wird. Genutzte Nebenprodukte sind daher in der Berechnung des Brennstoffnutzungsgrades zu berücksichtigen.

Zu § 5 Abs. 1 Z 19:

Die Definition von „Erweiterung“ in § 5 Abs. 1 Z 19 bindet in Bezug auf Anlagen (mit Ausnahme von Wasserkraftanlagen) den Tatbestand der Erweiterung neben der Erhöhung der Engpassleistung an eine Änderung des ursprünglichen Anlagenbestands. Das einzige relevante Kriterium dafür, ob eine Anlagenerweiterung stattgefunden hat und damit das Mehr an produzierten Strom gemäß § 10 Abs. 3 nach EAG förderfähig ist, sollte allerdings die Erhöhung der Engpassleistung sein, die auch ohne Änderung des ursprünglichen Anlagenbestandes möglich ist.

Zu § 6 Abs. 1:

Derzeit sind organische Abfälle durch die Verweise auf Abs. 2 und 3 nicht eingeschlossen. Daraus könnte fälschlicherweise abgeleitet werden, dass erneuerbare Energie aus organischen Abfällen nicht auf die Zielerreichung in Z 1 und 2 anrechenbar ist.

Um mögliche Missverständnisse, gerade im Hinblick auf die zu erstellenden Nachweise hinsichtlich Nachhaltigkeit etc. zu beseitigen, sollten getrennt gesammelte organische Abfälle

4/19

als nachhaltig deklariert werden. Werden organische Abfälle als Einsatzstoff verwendet, muss die Generierung eines Grüngassiegels möglich sein.

§ 6 Abs. 1 sollte wie folgt lauten:

„Energie in Form von flüssigen Biobrennstoffen oder Biomassebrennstoffen wird für die in Z1 und 2 genannten Zwecke nur dann berücksichtigt, wenn sie aus getrennt gesammelten organischen Abfällen gewonnen werden und/oder sie die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen gemäß Abs. 2 und 3 erfüllt.“

Zu § 6 Abs. 3:

Gemäß § 6 Abs. 3 soll die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (in der Folge kurz „BMK“) dazu ermächtigt werden, per Verordnung nähere Bestimmungen zu den Nachhaltigkeitskriterien und zu den Kriterien für Treibhausgaseinsparungen von flüssigen Brennstoffen und Biomasse-Brennstoffen festzulegen. Als inhaltliche Kriterien für eine solche Verordnung wird in Satz 2 und 3 des § 6 Abs. 3 lediglich normiert, dass auf die in Abs. 2 genannten – innerstaatlichen – Verordnungen Bedacht zu nehmen ist, sowie, dass Regelungen zur Überprüfung und Kontrolle der Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien vorgesehen werden können.

Demgegenüber muss eine allfällige Verordnung der BMK, mit welcher Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen festgelegt werden sollen, in Einklang mit den einschlägigen unionsrechtlichen Vorgaben stehen, namentlich Art 29 ff Richtlinie (EU) 2018/2001. Konkret werden in Art 29 Abs. 5 und 6 Richtlinie (EU) 2018/2001 Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus landwirtschaftlicher bzw. forstwirtschaftlicher Biomasse festgelegt. Die BMK ist bei der Festlegung von Nachhaltigkeitskriterien auf Basis der geplanten Verordnungsermächtigung in § 6 Abs. 3 an die in Art 29 Abs. 5 und 6 Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien gebunden. Darüber hinaus legt Art 30 Richtlinie (EU) 2018/2001 fest, in welcher Form die Überprüfung der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen zu erfolgen hat. Der zurzeit nur in den Erläuterungen zu § 6 enthaltene allgemeine Verweis auf die Umsetzung der Art 29 ff Richtlinie (EU) 2018/2001 genügt daher zur Wahrung der Unionsrechtskonformität nicht.

Zudem sollte aus verfassungsrechtlichen Gründen zumindest in den Erläuterungen klargestellt werden, dass eine Verordnung auf Basis von § 6 Abs. 3 ausschließlich auf zukünftige Sachverhalte Anwendung findet.

§ 6 Abs. 3 sollte wie folgt lauten:

„Nähere Bestimmungen zu den Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen von flüssigen Brennstoffen und Biomasse-Brennstoffen, die zur

5/19

Erzeugung von erneuerbarem Strom oder erneuerbaren Gasen eingesetzt werden, sind durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus festzulegen. Die Verordnung hat die in Art 29 Abs. 5 und 6 Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien umzusetzen. Dabei ist auf die in Abs. 2 genannten Verordnungen Bedacht zu nehmen. Die Verordnung kann im Rahmen des Art 30 Richtlinie (EU) 2018/2001 Regelungen zur Überprüfung und Kontrolle der Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien vorsehen.“

Zu § 7 Abs. 1:

Gemäß § 7 Abs. 1 sind die Fördermittel prozentuell zu kürzen, wenn die für Förderungen nach EAG und ÖSG 2012 erforderlichen Mittel im Dreijahresdurchschnitt den Betrag von einer Milliarde Euro übersteigen. Demgegenüber sollten die vorgenommenen Kürzungen dann, wenn die für die Förderungen erforderlichen Mittel im Dreijahresdurchschnitt den Betrag von einer Milliarde Euro unterschreiten, in dem Ausmaß, in dem der Betrag von einer Milliarde Euro unterschritten wird, auch wieder revidiert werden.

Zu § 10 Abs. 1 Ziffer 3 lit. c)

Vorrang hat die Erschließung der verfügbaren Dachflächen bei landwirtschaftlichen Betrieben sowie der Netzausbau im ländlichen Raum. Vielerorts scheitert der Photovoltaik-Ausbau an der zu geringen Aufnahmekapazität des örtlichen Stromnetzes. Für die Errichtung von Photovoltaik-Anlagen sollen in erster Linie vorbelastete Flächen, wie ausgekieste Schottergruben, Lagerplätze, Gewerbebrachen oder ehemalige Verkehrsanlagen herangezogen werden. Besonderer Bedacht ist auf die Schonung landwirtschaftlich hochwertiger Böden zu legen.

Für PV-Anlagen auf landwirtschaftlichen Freiflächen sind zwei Anlagentypen zu unterscheiden: einerseits „vollflächige“ PV-Anlagen mit Herausnahme der Fläche aus der landwirtschaftlichen Produktion und andererseits innovative Doppelnutzungskonzepte für PV-Anlagen bei gleichzeitiger weiterer land- und forstwirtschaftlicher Flächennutzung (Agrar-PV-Anlagen). In den Bundesländern wird diese neue Entwicklungsoption bereits wahrgenommen und tlw. in den Raumordnungsgesetzen mit Anpassungen in der Flächenwidmung darauf reagiert. Innovative Doppelnutzungskonzepte mit Agrar-PV-Anlagen sind in der Regel investitionsintensiver und sollten daher auch durch das EAG besonders gefördert werden. Folgende Vorteile von Agrar-PV-Anlagen können u.a. genannt werden:

- APV-Flächen werden der weiteren land- und forstwirtschaftlichen Nutzung nicht entzogen,
- Das Spannungsfeld zwischen Stromproduktion und Flächenverbrauch wird aufgehoben, wodurch APV-Anlagen eine gute Akzeptanz in der Bevölkerung haben,

6/19

- Flächen werden nicht versiegelt, es werden keine betonierten Fundamente gesetzt, die Anlagen sind leicht rückbaubar
- Biodiversitätsmaßnahmen können auf Agrar-PV-Flächen realisiert werden.

Bezüglich der Ausschreibungsmodelle und Förderhöhen wird auf die Ausführungen zu § 31 und § 33 verwiesen.

Zu § 10 Abs. 1 Z 4:

Gemäß § 10 Abs. 1 Z 4 sollen neu errichtete Biomasseanlagen nur mit einer Engpassleistung bis 5 MWel bzw. neu errichtete Biomasseanlagen mit einer Engpassleistung über 5 MWel nur für die ersten 5 MWel förderfähig sein. Es findet sich allerdings weder im Gesetzesentwurf selbst noch in den Erläuterungen eine Begründung für diese 5 MWel-Grenze. Mit Hinblick auf das Potential von Biomasseanlagen zur Dekarbonisierung der urbanen Fernwärmennetze ist die Einführung dieser Grenze zusätzlich volkswirtschaftlich kontraproduktiv und gefährdet die Erreichung der österreichischen Klimaziele. Daher sollte diese 5 MWel-Grenze entfallen. Zudem sollten, wie hinsichtlich der anderen Anlagenarten, auch Erweiterungen neu errichteter Biomasseanlagen sowie das Repowering von Anlagen förderfähig sein.

Zu § 10 Abs. 1 Z 5:

Grundsätzlich wird begrüßt, dass neue Anlagen auf Basis von Biogas zur Stromerzeugung durch das EAG förderbar sind. An Standorten, wo die Gaseinspeisung – z.B. aufgrund der zu großen Entfernung zum Gasnetz – nicht sinnvoll ist, tragen diese Anlagen wesentlich zur Stabilisierung der Stromnetze bei und erfüllen eine wichtige Rolle für die Nutzung regional anfallender Reststoff-Potenziale. Um diese Potenziale tatsächlich heben zu können und die Vorteile der Technik auszuschöpfen, bedarf es allerdings einer Änderung der Förderungsvoraussetzungen:

- Anstelle einer Leistungsgrenze von 150 kWel sollte auf eine jährliche Abgeltungsgrenze von 2 GWhel umgestellt werden, bis zu der eine Förderung durch Marktprämie erfolgt. Dadurch können diese Anlagen netzdienlicher betrieben werden und ihre Effizienz wird erhöht.
- Die Substratvorgaben sollten dahingehend geändert werden, dass Einsatzstoffe aus biologisch abbaubaren Abfällen und Reststoffen, jedoch mindestens 30% Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft sowie maximal 30% aus Zwischenfrüchten und Grünland bestehende Einsatzstoffe einzusetzen sind.
- Biogasanlagen werden üblicherweise, u.a. aufgrund der hohen Investitionssummen, als eigener Rechtsträger betrieben. Die Zurechnung eines Eigenstromversorgungsanteils scheint aus diesen Gründen praktisch schwierig. Außerdem streben sowohl der

7/19

- Anlagenplaner als auch später der Betreiber nach einer hohen Effizienz der Anlage. Der vorgesehene Eigenversorgungsanteil wird daher abgelehnt und ist ersatzlos zu streichen.
- Die Mindestentfernung zum nächsten Anschlusspunkt an das Gasnetz sollte auf 5 km reduziert werden, da der Logistik-Aufwand für die Substratbeschaffung mit zunehmender Entfernung zum Gasnetz überproportional ansteigt. Für den Fall, dass die Einspeisung aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll ist, sollen Ausnahmen von der Mindestentfernung vorgesehen werden. So soll beispielsweise auch eine Anlage, die weniger als 5 km vom Gasnetz situiert ist, förderbar sein, wenn aufgrund der topografischen Gegebenheiten (z.B. alpiner Raum) ein Anschluss technisch nicht vertretbar ist. Dadurch können die anfallenden Rohstoffpotenziale auch in solchen Gegenden einer netzdienlichen und wertvollen Verwendung zugeführt werden.

§ 10 Abs 1 Z 5 sollte wie folgt lauten:

... „neu errichteten Anlagen auf Basis von Biogas mit einer Abgeltung der Jahresarbeit durch Marktprämie bis 2 GWh, wenn die Anlage

- a) einen Brennstoffnutzungsgrad von über 65% erreicht,
- b) aus biologisch abbaubaren Abfällen und Reststoffen bestehende Brennstoffe, jedoch mindestens 30% Wirtschaftsdünger aus tierischer Herkunft sowie höchstens 30% aus Zwischenfrüchten und Grünland bestehende Brennstoffe einsetzt,
- c) mehr als 5 km vom nächsten Anschlusspunkt an das Gasnetz entfernt ist, es sei denn, eine Einspeisung ist aus topographischen Gründen technisch und wirtschaftlich nicht umsetzbar,
- d) über einen dem Stand der Technik entsprechenden Wärmezähler verfügt und
- e) über ein Konzept der Rohstoffversorgung zumindest über die ersten fünf Betriebsjahre verfügt.“

Zu § 10 Abs. 1 Z 6:

§ 10 Abs. 1 Z 6 beschränkt die Förderung von bestehenden Biomasseanlagen auf den Zeitpunkt „nach Ablauf der Förderdauer nach den Bestimmungen des ÖSG 2012, des Ökostromgesetzes, BGBl. I Nr. 149/2002, und der auf Grundlage des Grundsatzgesetzes über die Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse (Biomasseförderung-Grundsatzgesetz), BGBl. I Nr. 43/2019, erlassenen Landesausführungsgesetze“. Diese Formulierung sollte entfallen: Zum einen ist völlig unklar, wann der Tatbestand des „Ablaufs der Förderdauer“ erfüllt ist. Zum anderen könnte diese Voraussetzung so verstanden werden, dass bestehende Biomasseanlagen, die derzeit keine Förderung nach ÖSG 2012, ÖSG alt oder den Ausführungsgesetzen zum Biomasseförderung-Grundsatzgesetz erhalten, keine Förderungen nach § 51 (Nachfolgeprämie) iVm § 10 Abs. 1 Z 6 erhalten sollen. Vor dem Hintergrund, dass

8/19

gerade auch Anlagen, die derzeit keine Förderungen erhalten, Nachfolgeprämien nach § 51 erhalten können sollten, ist die Voraussetzung des Ablaufs der Förderdauer irreführend und sollte daher ganz entfallen.

Darüber hinaus haben in den Tatbeständen der förderfähigen Anlagen gemäß § 10 Abs. 1 Erweiterungen von Anlagen auf Basis von fester Biomasse keine Berücksichtigung gefunden. Dabei dürfte es sich allerdings um ein bloßes Redaktionsversehen handeln, verweist doch § 10 Abs. 3, welcher die Förderung erweiterter Anlagen regelt, ausdrücklich auch auf bestehende Förderverträge mit einem Biomasse-Bilanzgruppenverantwortlichen. § 10 Abs. 1 Z 6 ist daher um Erweiterungen von Anlagen auf Basis von Biomasse zu ergänzen.

§ 10 Abs. 1 Z 6 sollte wie folgt lauten:

„bestehenden Anlagen auf Basis von Biomasse und deren Erweiterungen nach Ablauf der Förderdauer nach den Bestimmungen des ÖSG 2012, des Ökostromgesetzes, BGBl. I Nr. 149/2002, und der auf Grundlage des Grundsatzgesetzes über die Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse (Biomasseförderung-Grundsatzgesetz), BGBl. I Nr. 43/2019, erlassenen Landesausführungsgesetze, wenn die Anlage

- a) einen Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 60% erreicht, sofern die Anlage zum Betrieb aufgrund außergewöhnlicher Naturereignisse nicht mehr als 50% Schadholz einsetzt¹; dieses Erfordernis gilt nicht für Holzkraftwerke mit Entnahmekondensationsturbinen, die bis zum 31. Dezember 2004 in erster Instanz genehmigt wurden und bei denen eine effiziente Stromproduktion dadurch erreicht wird, dass die Kondensation des Turbinenabdumpfs im Jahresmittel bei niedrigen Temperaturen im Vakuum mit einem Abdampfdruck von höchstens 0,2 bar absolut, bei einer Engpassleistung bis 2,5 MWel von höchstens 0,3 bar absolut, erfolgt,
- b) dem Stand der Technik entsprechende Maßnahmen zur Vermeidung von Feinstaub aufweist,
- c) über einen dem Stand der Technik entsprechenden Wärmezähler verfügt und
- d) über ein Konzept der Rohstoffversorgung zumindest über die weiteren fünf Betriebsjahre verfügt.“

Zu § 11 Abs. 1 und 2, § 12, § 13, § 14 Abs. 2:

Die Veröffentlichung des Referenzmarktpreises und die Anpassung der Marktprämie an diesen lediglich einmal pro Kalenderjahr würde die Liquidität vor allem kleinerer Biomasseanlagenbetreiber gefährden, die auf möglichst vorhersehbare Einnahmen

¹ Für die Schadholzklausel sollte eine gleichlautende Formulierung wie in den Ausführungsgesetzen zum Biomasse-Grundsatzgesetz verwendet werden.

9/19

angewiesen sind. Auch ist keine sachliche Rechtfertigung dafür ersichtlich, warum die Anpassung der Marktprämie für Anlagen auf Basis Biomasse und Biogas lediglich einmal jährlich auf Basis eines Referenzmarktpreises, während die Anpassung für Windkraft-, Wasserkraft- und Photovoltaikanlagen gemäß § 11 Abs. 3 quartalsweise auf Basis eines Referenzmarktwertes erfolgen soll. Zudem ermittelt und veröffentlicht die E-Control auch jetzt schon gemäß § 41 Abs. 1 ÖSG 2012 den Strommarktpreis quartalsweise, sodass nicht nachvollziehbar ist, warum dieses System zu Ungunsten der Anlagenbetreiber geändert werden soll. Daher sollte aus Gründen der Vereinfachung, der Vereinheitlichung und der Transparenz der Referenzmarktwert jeweils für alle Technologien pro Kalendermonat ermittelt und veröffentlicht werden sowie entsprechend die Anpassung der Marktprämie für alle Technologien, so auch für Biomasse- und Biogasanlagen, monatlich erfolgen. Zudem sollte aus Vereinfachungsgründen die Auszahlung der Marktprämie für den jeweils vorangegangenen Kalendermonat erfolgen. Dadurch kann die in § 14 vorgesehene Akontierung und nachträgliche Aufrollung vermieden und die Abwicklung vereinfacht werden. Auch die in § 14 vorgesehene Rückzahlung der akontierten Marktprämie, wenn diese tatsächlich kleiner Null wäre, kann dadurch entfallen.

Zu § 15:

Biomasseanlagen müssen Wärmelieferverpflichtungen einhalten. Da Strom- und Wärmeproduktion gekoppelt erfolgen, sind diese Anlagen häufig nicht in der Lage, auf negative Preise am Strommarkt mit einer Einstellung der Stromproduktion zu reagieren. Die Aussetzung der Marktprämie im Zuge von negativen Strompreisen stellt für Anlagen mit einer Engpassleistung von weniger als 0,5 MWel eine übermäßig große finanzielle Belastung dar, die den wirtschaftlichen Betrieb der Anlage gefährdet. Von der Aussetzung der Marktprämie bei negativen Preisen sollte daher im Einklang mit Rz 125 UELL eine Ausnahme für Anlagen mit einer Engpassleistung von weniger als 0,5 MWel vorgesehen werden.

Zu § 18 Abs. 1:

Es sollten zur Gewährleistung eines objektiven Ergebnisses stets zumindest zwei repräsentative Gutachten zur Bestimmung der Höchstpreise eingeholt werden. Darüber hinaus sollte die Verordnung, mit welcher die Höchstpreise festgelegt werden, im Sinne der Transparenz und Einbindung der Stakeholder einem öffentlichen Begutachtungsverfahren unterzogen werden. Im Rahmen dieses Begutachtungsverfahrens ist insbesondere auch in die gemäß Abs. 1 eingeholten Gutachten vollständig Einsicht zu gewähren.

Zu § 20 Abs. 1 Z 7:

Z 7 sollte um die Möglichkeit zum Repowering ergänzt werden.

10/19

Zu § 31

Analog zu § 55 Abs. 3 sollten für PV-Ausschreibungen die Kategorien A, B & C vorgesehen werden, sowie getrennt für gebäudeintegrierte Anlagen und Freiflächenanlagen jeweils eigene Ausschreibungen gestaltet werden.

Zu § 33:

30% Abschlag für Freiflächen im Verhältnis zu Dachflächen stehen in einem Missverhältnis zur tatsächlichen wirtschaftlichen Situation. Ein wirtschaftlich adäquater Abschlag für Freiflächen liegt in der Größenordnung von 10%. In Anlehnung an die Ausführungen zu § 10 wird die Unterscheidung in die Anlagetypen „Freiflächenanlage“ und „Agrar-PV-Anlage“ vorgeschlagen, für innovative Agrar-PV-Doppelnutzungskonzepte sollten keine Abschläge, sondern vielmehr adäquate Aufschläge definiert werden.

Zu § 35 Abs. 1:

Im Gesetzesentwurf sind für Biomasseanlagen Ausschreibungen ab 2021 vorgesehen. Da die Systemumstellung eine große Herausforderung für die betroffenen Anlagenbetreiber mit sich bringt, soll die Umstellung auf das Marktprämiensystem wie bei der Windkraft frühestens ab 2024 und nur für Anlagen > 5 MWel realisiert werden.

Wie schon oben zu § 10 Abs. 1 Z 4 ausgeführt, gibt es keine sachliche Rechtfertigung dafür, dass neu errichtete Biomasseanlagen nur mit einer Engpassleistung bis 5 MWel bzw. neu errichtete Biomasseanlagen mit einer Engpassleistung über 5 MWel nur für die ersten 5 MWel förderfähig sind, sodass diese 5 MWel-Grenze ersatzlos entfallen sollte. Zusätzlich sollte die Möglichkeit zur Erweiterung und zum Repowering von Anlagen ergänzt werden.

Zu § 36:

Für Anlagen auf Basis von Biomasse sollte im Sinne der Maximierung des volkswirtschaftlichen Nutzens und der Fördereffizienz die Möglichkeit des Repowering bestehender Anlagen vorgesehen werden. Für das Repowering sollte ein Abschlag zur Anwendung kommen, welcher sich am Grad der Reinvestition orientiert und einen fairen Wettbewerb zwischen Neuanlagen und Repowering-Anlagen ermöglicht.

Zu § 38 Abs. 1:

Die Frist für die Inbetriebnahme gemäß Abs. 1 ist, wie Erfahrungswerte in Hinblick auf die übliche Verfahrensdauer zeigen, mit 24 Monaten zu kurz angesetzt. Insbesondere dann, wenn Verfahren bis zu den Höchstgerichten (VwGH, VfGH) gehen, muss mit Verfahrensdauern von mehr als zwei Jahren gerechnet werden. Dazu kommt, dass gerade größere Projekte im Biomassebereich komplex, die technischen Anforderungen hoch und die Anzahl der

11/19

Anlagenhersteller beschränkt sind, wodurch ein entsprechend längerer Zeitraum für die Inbetriebnahme benötigt wird. Zudem gilt es zu vermeiden, dass Finanzierungen für Projekte mit größerem (Termin-)Risiko nicht gewährt werden, nur weil der Verlust der Förderung wegen Nichteinhaltung der Frist nach § 38 befürchtet wird. Daher ist eine reguläre Frist von zumindest 36 Monaten erforderlich. Außerdem würde man sich durch eine realistische reguläre Frist für die Inbetriebnahme zahlreiche (vermeidbare) Fristverlängerungen gemäß Abs. 2 ersparen, was im Interesse der Verwaltungsvereinfachung gelegen ist.

Zu § 46 Abs. 2 Satz 1:

Es sollten zur Gewährleistung eines objektiven Ergebnisses stets zumindest zwei repräsentative Gutachten zur Bestimmung des anzulegenden Werts eingeholt werden. Darüber hinaus sollte die Verordnung, mit welcher der anzulegende Wert festgelegt werden, im Sinne der Transparenz und Einbindung der Stakeholder einem öffentlichen Begutachtungsverfahren unterzogen werden. Im Rahmen dieses Begutachtungsverfahrens ist insbesondere auch in die gemäß Abs. 2 eingeholten Gutachten vollständig Einsicht zu gewähren.

Zu § 46 Abs. 2 Z 5:

Derzeit sieht § 20 Abs. 2 Z 6 ÖSG 2012 bei der Bemessung der Einspeisetarife die Möglichkeit der Differenzierung unter anderem nach Engpassleistung für alle Ökostromanlagenarten vor. § 46 Abs. 2 Z 5 schränkt die Möglichkeit der Differenzierung bei der Ermittlung des für die Berechnung der Marktprämie anzulegenden Wertes auf Wasserkraftanlagen ein, ohne dass es hierfür eine sachliche Begründung gäbe. Die Differenzierung nach der Engpassleistung ist notwendig, da es bei Biomasseanlagen auch innerhalb der Kategorie <500 kW große anlagentechnische Unterschiede und Einsatzgebiete gibt. Daraus ergeben sich starke Abweichungen in den Betriebskosten. Orientiert sich der anzulegende Wert am Bedarf der Anlagen im oberen Leistungsbereich, wird der Betrieb kleinerer Anlagen unwirtschaftlich. Werden die Betriebskosten kleiner Anlagen herangezogen, besteht die Gefahr der Überförderung größerer Anlagen. Die Ermittlung des anzulegenden Wertes und damit letztlich der Marktprämie sollte daher für alle Anlagenarten unter Berücksichtigung der Engpassleistung erfolgen.

Zu § 49 Abs. 2

Um die gewünschte Weiterentwicklung der Technologie erreichen zu können, sollte das jährliche Förderkontingent für Anlagen auf Basis von Biogas auf mindestens 3.000 kWel erhöht werden.

12/19

Zu § 50

Der anzulegende Wert muss bei Anlagen mit administrativer Vergabe der Marktprämien per Verordnung differenziert festgelegt werden können. Unterschiedliche Anlagengrößen und Anlagen mit Schadholzklausel brauchen einen eigens für sie ausgelegten auskömmlichen anzulegenden Wert, sonst kommt es zu systemimmanenter Fehlförderung.

Folgende Differenzierungsmöglichkeiten werden vorgeschlagen:

- nach unterschiedlichen Anlagengrößen (0 bis 50 KWel, 50 bis 250 KWel, 250 bis 500 KWel),
- Neu-, Alt- und Repowering-Anlagen sowie Anlagen mit Schadholzklausel,
- Anpassungsmöglichkeit an Rohstoffpreis (Zuschlagsmöglichkeit bis +20%, Automatismus über Index oder Inflationsanpassung der Rohstoffkomponente)
- Einführung Winterstrombonus

Zu § 51 und zum 4. Abschnitt „Wechselmöglichkeit“:

Nach dem derzeitigen Konzept des EAG ist ein Wechsel aus dem Förderregime des ÖSG 2012 in das Förderregime nach EAG gemäß § 53 nur für jene Anlagen zulässig, die eine reguläre Förderung gemäß § 12 ÖSG 2012 erhalten. Darüber hinaus sollte der Wechsel aus dem Förderregime des ÖSG 2012 in das Förderregime des EAG auch für jene Anlagen möglich sein, die derzeit Förderungen im Rahmen der Anschlussförderung gemäß § 17 ÖSG 2012, nach dem Ökostromgesetz, BGBl. Nr. 149/2002, oder nach den Ausführungsgesetzen zum Biomasseförderung-Grundsatzgesetz erhalten. Zudem sollte ermöglicht werden, dass auch Anlagen, die derzeit keine Förderungen erhalten, Anspruch auf Nachfolgeprämie nach § 51 haben (siehe dazu schon bei § 10 Abs. 1 Z 6).

Zu § 52

Der vorliegende Begutachtungsentwurf bietet keinerlei Rechtssicherheit für die Umrüstung bestehender Biogasanlagen auf die Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan. Auch unter der Annahme, dass der gesetzliche Rahmen für die Einspeisung erneuerbarer Gase noch vor der Beschlussfassung des EAG-Pakets eingearbeitet wird, ist der vorgesehene Zeitrahmen für die Gewährung einer Nachfolgeprämie unzureichend.

Die Gewährung der Nachfolgeprämien für 12 Monate suggeriert, dass das Gros der bestehenden Biogasanlagen 2023 auf Biomethaneinspeisung umgestellt ist. Bis Ende 2022 kann nämlich noch ein Nachfolgetarif auf Basis des ÖSG 2012 in Anspruch genommen werden. Das BMK dürfte irrtümlicherweise annehmen, dass es zu keiner „Lücke“ zwischen den Umrüstungen kommt und alle bestehenden Biogasanlagen ab Inkrafttreten einer Händlerverpflichtung sofort in die Biomethaneinspeisung umsteigen würden.

13/19

Dies widerspricht aber sowohl dem langsam ansteigenden Bedarf an grünem Gas, als auch der geographischen Lage und Leistung mancher Biogasanlagen. Aufgrund dieser werden manche Anlagen nicht im ersten Jahr der Verpflichtung bzw. generell nicht auf Biomethaneinspeisung umgerüstet werden können. Derzeit stehen viele Betreiber vor der Situation, dass im Zuge von größeren Wartungen und Instandhaltungen zumindest fünfstellige Investitionen in die Anlagen notwendig wären, diese jedoch mangels langfristigen rechtlichen Rahmens nicht getätigten werden können. Es bedarf daher unbedingt einer nachhaltigen Zukunftsperspektive für bestehende Anlagen, um den Weg für die Weiterentwicklung der Technologie zu ebnen. Richtigerweise sollte daher die Nachfolgeprämie bis zum 30. Ablauf des Betriebsjahres ab Inbetriebnahme – analog zu fester Biomasse – gewährt werden.

Für jene Anlagen, die aufgrund ihrer Größe, der Nähe zum Gasnetz sowie den technischen Voraussetzungen für die Einspeisung erneuerbarer Gase geeignet wären, erscheint eine Verpflichtung zum Umstieg auf die Aufbereitung und Einspeisung denkbar. Unabdingbare Voraussetzung dafür ist aber das vorherige Inkrafttreten eines tragfähigen Rechtsrahmens für die Einspeisung und Förderung erneuerbarer Gase sowie die Gewährung einer angemessenen Übergangsfrist von mindestens dreißig Monaten (ab Inkrafttreten).

Für die Eignung zur Biomethaneinspeisung sollte auf zwei Voraussetzungen abgestellt werden: einerseits auf die Nähe zum Gasnetz, andererseits auch auf eine gewisse Mindestleistung, ab der die Einspeisung als sinnvoll erachtet wird. Anlagen, die weniger als 30 lfm/m³CH₄-eq/h Leistung vom Gasnetz entfernt sind und eine Leistung von mindestens 300 kWel aufweisen, könnten für die Umrüstung als geeignet eingestuft werden. Beide Voraussetzungen müssten daher vorliegen, um eine verpflichtende Umrüstung zu rechtfertigen. Siehe dazu den Vorschlag für einen neu einzufügenden Abs. 5.

Um auch den Anlagenbestand, der sich für die Gaseinspeisung eignet, abzusichern, soll die Nachfolgeprämienregelung vorerst für 36 Monate gewährt werden. Ab Inkrafttreten eines Rechtsrahmens für Grünes Gas wäre eine Umstellung auf die Biomethaneinspeisung verpflichtend binnen 36 Monaten vorzunehmen. Tritt kein tragfähiger Rechtsrahmen für Grünes Gas in Kraft, ist Abs. 2, der die Nachfolgeprämie bis zum Ablauf des 30. Betriebsjahres gewährt, anzuwenden. Dies sollte durch die Änderung des Abs. 2 und einen neu einzufügenden Abs. 5 sichergestellt werden.

§ 52 Abs. 2 sollte wie folgt lauten:

„Abweichend von § 16 werden Nachfolgeprämien für Anlagen auf Basis von Biogas bis zum Ablauf des 30. Betriebsjahres der Anlage gewährt.“

14/19

§ 52 Abs. 5 sollte neu eingefügt werden und wie folgt lauten:

„(5) in Abweichung von Abs. 2. werden für Anlagen mit einer Engpassleistung über 300 kWel und mit einer Gasnetzentfernung von weniger als 30 lfm/m³CH4-eq/h Leistung Nachfolgeprämien für 36 Monate gewährt. Ab dem Jahr, in dem die Grün-Gas-Quote zum ersten Mal zu erfüllen ist, haben diese Anlagen – während aufrechter Gewährung einer Marktprämie – die Verpflichtung, innerhalb von 36 Monaten in die Gaseinspeisung zu wechseln, sofern der dafür geschaffene rechtliche Rahmen vorsieht, dass

1. sich die Vorgaben an die Nachhaltigkeit der EU-Richtlinie 2018/2001 orientieren und diese nicht übererfüllen,
2. die Kosten für den Netzzutritt für die Einspeisung von erneuerbaren Gasen, die Gasaufbereitung, die Mengenmessung, die Qualitätsprüfung, die Odorierung sowie die zur kontinuierlichen Einspeisungen notwendigen Verdichterstationen und Leitungen bis zu einem Netzanschlussquotienten von 30 lfm/m³CH4-eq/h vereinbarter Leistung vom Netzbetreiber getragen werden und
3. durch ein System zur kosteneffizienten Förderung von Anlagen bis zum Ablauf des jeweils 20. Betriebsjahres der Gaseinspeisung die Erfüllung der jährlich anwachsenden Mindestvorgaben zum Anteil erneuerbarer Gase an den an Endverbraucher im Bundesgebiet verkauften Energiemengen sichergestellt ist.

Für den Fall, dass keine gesetzliche Grundlage für die Einspeisung erneuerbarer Gase geschaffen wird, kommt Abs. 2 zur Anwendung. Ein Antrag auf Gewährung einer Nachfolgeprämienregelung bis zum Ablauf des 30. Betriebsjahres kann 6 Monate vor Ablauf der einmaligen 36-monatigen Verlängerung nach Abs. 5. Erster Satz gestellt werden.“

Zum 2. Hauptstück des 2. Teils: Ergänzung um § 57a – Investitionszuschüsse für Biomasseanlagen

Das EAG sieht Investitionszuschüsse für alle Technologiearten vor, mit Ausnahme von Biomasseanlagen. Demgegenüber sollte auch für kleinere Biomasseanlagen bis 50 kWel ein Investitionszuschuss möglich sein.

Es sollte daher nach § 57 folgender § 57a ergänzt werden:

„Investitionszuschüsse für Biomasseanlagen

§ 57a. (1) Die Neuerrichtung einer Biomasseanlage mit einer elektrischen Engpassleistung bis 50 kWel kann durch Investitionszuschuss gefördert werden.

(2) Die jährlichen Fördermittel für Investitionszuschüsse gemäß Abs. 1 betragen mindestens 20 Millionen Euro, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 54 Abs. 5.

(3) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat durch Verordnung gemäß § 58 höchstzulässige Fördersätze pro kWel

15/19

festzulegen, wobei die Förderhöhe mit 45% des unmittelbar für die Neuerrichtung der Anlage erforderlichen Investitionsvolumens (exklusive Grundstück) begrenzt ist.

(4) Födercalls haben zumindest einmal jährlich zu erfolgen. Sie sind unter Angabe der zur Verfügung stehenden Mittel mit Verordnung gemäß § 58 festzulegen und auf der Internetseite der EAG-Förderabwicklungsstelle bekanntzumachen. Die Frist zur Einreichung der Anträge darf zwei Wochen nicht unterschreiten.

(5) Der Förderwerber hat im Förderantrag den Förderbedarf in Euro pro kW anzugeben. Förderanträge, die innerhalb der Einreichfrist eines Födercalls bei der EAG-Förderabwicklungsstelle einlangen, werden nach dem Förderbedarf gereiht, beginnend mit dem niedrigsten Förderbedarf pro kW. Bei gleichem Förderbedarf pro kW entscheidet der Zeitpunkt der Antragstellung. Übersteigt der im Antrag angegebene Förderbedarf pro kW den höchstzulässigen Fördersatz, ist der Antrag auszuscheiden.

(6) Werden die für einen Födercall zur Verfügung stehenden Fördermittel nicht ausgeschöpft, sind die verbleibenden Mittel den Fördermitteln im nachfolgenden Födercall desselben Jahres zuzuschlagen. Nicht ausgeschöpfte Mittel am Ende eines Kalenderjahres sind den Fördermitteln des Folgejahres zuzuschlagen, soweit keine Verschiebung der Fördermittel zugunsten des Vergabe- oder Ausschreibungsvolumens für Betriebsförderungen oder eine Kürzung der Fördermittel nach § 7 erfolgt. Werden die Fördermittel in drei aufeinanderfolgenden Jahren nicht ausgeschöpft, kann die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie die nicht ausgeschöpften Mittel unter Berücksichtigung der Ergebnisse des EAG-Monitoringberichts gemäß § 86 durch Verordnung anderen Technologien und Förderarten zuschlagen.

(7) Die Anlage ist innerhalb von 24 Monaten nach Abschluss des Fördervertrages in Betrieb zu nehmen; diese Frist kann einmalig um zwölf Monate verlängert werden.“

Zu § 90:

Es wird kritisch in Frage gestellt, ob ein zusätzlicher übergreifender Plan im 5-Jahres-Abstand einen wesentlichen Mehrwert in der Infrastrukturplanung bringt. Dieser Mehrwert könnte wahrscheinlich auch durch eine verpflichtende Abstimmung der Ersteller der Netzentwicklungspläne gemäß EIWOG und GWG sowie der langfristigen Planung gemäß GWG erreicht werden, das sind der Übertragungsnetzbetreiber und Marktgebietsmanager unter Aufsicht der E-Control.

Hinzuweisen ist - wie auch in den Erläuterungen zum Begutachtungsentwurf dargelegt - dass es sich um eine Übererfüllung handelt, die vom Unionsrecht nicht verpflichtend vorgegeben ist (Golden Plating).

16/19

Begrüßt wird die Planfrequenz der bisherigen Netzentwicklungspläne von jährlich auf zweijährig umzustellen.

Zu § 90 Abs. 2 Ziffer 3:

Neben den angeführten Aspekten ist auch der Aspekt der Versorgungssicherheit aus land- und forstwirtschaftlicher Eigenproduktion (Ernährungs- und Rohstoffsicherheit) verstärkt zu berücksichtigen und sollte in die Liste aufgenommen werden. Infrastrukturnetze verursachen überwiegend Eingriffe in land- und forstwirtschaftliche Flächen. Der Ausbau von Energienetzen soll nicht zu Lasten anderer systemrelevanter Sektoren erfolgen.

Zu § 91:

Die Landwirtschaftskammer als Interessenvertretung der am stärksten durch Infrastrukturplanung betroffenen Personen fordert, analog zu den Landesregierungen, schriftlich auf Möglichkeiten zur Stellungnahme hingewiesen zu werden.

Zur bürgerfreundlichen Information und Öffentlichkeitsbeteiligung wird vorgeschlagen, neben der Veröffentlichung auf der Internetseite entsprechende Pressemeldungen und eine verpflichtende Verlautbarung im Amtsblatt vorzusehen.

Zu Anlage 1 (Strategische Umweltpflegeprüfung)

Zu Teil 1, Punkt 2:

Folgendes Merkmal sollte aufgenommen werden:

- Die Auswirkungen auf die regionale landwirtschaftliche Produktions- und Versorgungsfähigkeit

Zu Teil 2, Punkt 6:

Folgender Aspekt sollte aufgrund der Erheblichkeit der Eingriffe aufgenommen werden:

- Land- und Forstwirtschaft

Beispiele sind Bodenverbrauch durch Speicher- und Konversionsanlagen (z.B. Power-to-Gas), Umspannwerke, Stationen; Leitungen durch Waldgebiete etc.

Zu Artikel 4 – Änderung des Gaswirtschaftsgesetzes 2011

Zu § 153a:

Siehe Stellungnahme zum gleichlautenden § 20a des Starkstromwegegesetzes

Zu Artikel 9 – Änderung des Starkstromwegegesetzes 1968

Zu § 3 Abs. 2:

Die Landwirtschaftskammer begrüßt die beabsichtigte Ausdehnung der Bewilligungsfreiheit, zumal hiermit die Erfüllung unserer langjährigen Forderung „Kabel statt Freileitung“ begünstigt wird.

Die derzeit vorgesehene Formulierung in Z1 würde aber - offenbar unbeabsichtigt - die bisher bewilligungsfreien Freileitungen bis 1.000V einer Bewilligungspflicht unterwerfen. Dazu wird für Z1 folgende Textänderung vorgeschlagen:

„1. Elektrische Leitungsanlagen bis 45.000 Volt, nicht jedoch Freileitungen ab 1000 Volt;“

In die Erläuterungen soll zur Klarstellung und Abgrenzung zwischen „Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz“ und Zwangsrechten folgender Text entsprechend einschlägiger Literatur aufgenommen werden:

„Im Anwendungsbereich der „Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz“, d.h. dann, wenn der Eigentümer der betroffenen Liegenschaft Netzkunde ist, sind diese Bedingungen als privatrechtlicher Vertrag anzusehen, der die Enteignung / Zwangsrechte ausschließt (vgl. Neubauer/Onz/Mendel, StWG (2010), § 3 RZ 3; unter Verweis auf Reibersdorfer-Köller, Starkstromwegerecht 16)“

Zu 3 Abs. 3:

Falls nach Abs. 2 die Einräumung von Zwangsrechten gemäß § 11 oder § 18 beabsichtigt ist, besteht ein Antragsrecht des Projektwerbers auf Einleitung, Durchführung und Entscheidung des Bewilligungsverfahrens.

Die Wortfolge „beabsichtigt“ möge durch die Wortfolge „unausweichlich“ oder „erforderlich“ ersetzt werden. Es sollte nicht der Eindruck entstehen, dass die Absicht des Projektwerbers ausschlaggebend ist. Auch sollen die Prinzipien des Zwangsrechts nach Ultima Ratio, angemessenem Angebot und vorheriger Verhandlungspflicht nicht entkräftet werden.

Zu § 20a. Abs. 1:

Da die Anwendung des AVG abgeändert wird, ist die Geltung verbundener Paragraphen unklar. Es sollten daher in der neuen Passage auch Regelungen u.a. zur Befangenheit enthalten sein.

18/19

Um jeglichen Anschein einer Befangenheit, Auftragsabhängigkeit o.ä. nicht amtlicher Sachverständiger auszuschließen wird empfohlen, folgenden Text in Abs. 1 in Anlehnung an die Standesregeln von Gerichts-Sachverständigen (Pkt. 2.3) anzufügen:

„Der Sachverständige hat der Behörde unverzüglich und in jedem Stadium der Gutachterarbeit alle Gründe mitzuteilen, die seine Unabhängigkeit, Objektivität und Unparteilichkeit fraglich erscheinen lassen könnten.“

Begründung: Bei gerichtlich beeideten und allgemein zertifizierten Sachverständigen ist dies durch die gesetzlichen Vorgaben (Sachverständigen- und Dolmetschergesetz), Standesregeln, die Listenführung beim Gericht und die Judikatur erfüllt. Bei fachlich einschlägigen Anstalten, Instituten oder Unternehmen ist dies nicht gesichert, wenngleich die Wahrscheinlichkeit höher ist, dass zB. geschäftliche Beziehungen zu Bewilligungswerbern oder Beteiligten bestehen.

Weiters wird vorgeschlagen, in die Erläuterungen folgenden Text in Anlehnung an die Standesregeln von Gerichts-Sachverständigen (Pkt. 2.3) aufzunehmen:

„Gründe, die die volle Unbefangenheit des Sachverständigen in Zweifel ziehen, liegen etwa dann vor, wenn der Sachverständige mit einem Beteiligten enge geschäftliche Beziehungen hat, oder wenn der Sachverständige bereits früher mit der Angelegenheit in irgendeiner Weise befasst war.“

Als Alternative für eine neue Passage könnte ein expliziter Verweis auf weitere Anwendbarkeit von § 53 AVG aufgenommen werden.

Zu Artikel 10 – Änderung des Bundesgesetzes vom 6. Feber 1968 über elektrische Leitungsanlagen, die sich nicht auf zwei oder mehrere Bundesländer erstrecken

Zu §3 Abs. 2:

Siehe Stellungnahme zum gleichlautenden Paragraphen des Starkstromwegegesetzes

Zu § 3 Abs. 3:

Siehe Stellungnahme zum gleichlautenden § 3 des Starkstromwegegesetzes

Zu § 12a. Abs. 1:

Siehe Stellungnahme zum gleichlautenden Paragraphen des Starkstromwegegesetzes

19/19

Die Klimakrise und Wirtschaftskrise stellen für Österreich in den nächsten Monaten und Jahren eine große Herausforderung dar. Das EAG-Paket kann Lösungsansätze für beide Problembereiche bieten, wenn praxistaugliche Verbesserungen vorgenommen werden. Besonders wertvolle Beschäftigungseffekte könnten durch gute Rahmenbedingungen für die positive Weiterentwicklung der Bioenergiesysteme zeitnah ausgelöst werden. Daher muss auch das Regierungsziel für 5 TWh „Grünes Gas“ bis 2030 im EAG-Paket abgebildet werden.

Die Landwirtschaftskammer Österreich ersucht um Berücksichtigung der vorgebrachten Punkte und steht für weitere Gespräche gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

gez. Josef Moosbrugger
Präsident der
Landwirtschaftskammer Österreich

gez. Ferdinand Lembacher
Generalsekretär der
Landwirtschaftskammer Österreich