

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt,  
Energie, Mobilität, Innovation und Technologie  
BMK – VI/2 (Energie – Rechtsangelegenheiten)  
zH Herrn Dr. Benedikt Ennser  
Radetzkystraße 2  
1030 Wien

Ergeht per eMail: [vi2@bmk.gv.at](mailto:vi2@bmk.gv.at)  
[begutachtungsverfahren@parlament.gv.at](mailto:begutachtungsverfahren@parlament.gv.at)

Wien, am 28. Oktober 2020  
GZ: 2020-0.468.446

**Betrifft: Entwurf Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket (EAG-Paket)  
Stellungnahme der Industriellenvereinigung (IV)**

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Industriellenvereinigung (IV) dankt dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) für die Übermittlung des oben zitierten Gesetzesentwurfes bzw. damit verbundenen weiteren energierechtlichen Novellen und nimmt wie folgt zu einzelnen Punkten dazu Stellung:

Grundsätzliche Anmerkungen

Für die IV ist das Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) eine wesentliche Grundlage für die Energiewende, deren Notwendigkeit für die Industrie außer Streit steht. Um die Energiewende erfolgreich zu vollziehen, muss mit dem gegenständlichen Gesetzesentwurf Planungssicherheit geschaffen werden, einerseits für die Errichter und Betreiber von Ökostromanlagen – aber auch für die Industrie, die ihre Prozesse von fossilen Energieträgern zunehmend auf erneuerbaren Strom umstellt oder auch die E-Mobilität, deren Klimaversprechen an der Verfügbarkeit von grünem Strom hängt. Als zentraler Treiber für den Umbau des Energiesystems gilt es mit dem EAG einen Rahmen zu schaffen, der auf Innovationen der österreichischen Industrie und Energie-Wirtschaft etwa im Hinblick auf neue Technologien, Anlagen und Produkte setzt.

Gleichzeitig stellt das im EAG verankerte Ziel von 100% Ökostrom bis 2030 insbesondere die energieintensive Industrie zahlungsseitig vor erhebliche Herausforderungen, einerseits betreffend die Aufbringung der Fördervolumina für Ökostrom, andererseits im Hinblick auf die wachsenden Systemkosten, die durch die steigende Integration volatiler erneuerbarer Energien entstehen. Gerade in der aktuellen wirtschaftlichen Situation, in denen Mittel zur Bewältigung der negativen Folgen der Covid-19-Pandemie gebunden werden, ist der effiziente Einsatz finanzieller Mittel ganz entscheidend.

Um eine breite Akzeptanz für den Umbau des Energiesystems zu schaffen bzw. langfristig zu gewährleisten, sowie die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zu erhalten, muss **die forcierte Förderung Erneuerbarer Energien unter der Prämisse der Kosteneffizienz erfolgen**, insbesondere im Hinblick auf:

- eine **echte, effektive Deckelung der direkten Kosten von 1 Milliarde pro Jahr im Dreijahresschnitt**. Grundsätzlich begrüßt die IV ausdrücklich den bereits im Regierungsprogramm verankerten Deckel zur Förderung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen von 1 Mrd. Jedoch gilt es diese Deckelung der direkten Kosten im EAG-Entwurf mit maximal 1 Mrd. EUR pro Jahr im dreijährigen Mittel abzusichern. Denn der 1 Mrd. Deckel kann durch Befassung des Hauptausschusses des Nationalrates darüber hinaus relativ einfach überschritten werden, bzw. bleibt dessen Überschreitung konsequenzlos. Laut wirkungsorientierter Folgenabschätzung werden für Unternehmen alleine durch die Ökostrom- bzw. Erneuerbaren-Förderbeiträge Kostensteigerungen von etwa 25% prognostiziert. Umso wichtiger ist es, dass die vorgesehene Kostendeckelung im Sinne der Planungssicherheit rechtlich klar abgesichert wird und damit auch hält.
- eine **wettbewerbsorientierte Ausgestaltung des Förderregimes**: Diese ist zentral, um Fördermittel in die effizientesten Anlagen zu investieren und so langfristig möglichst große Mengen Ökostrom mit möglichst geringen Fördermittelsummen zu erwirtschaften. Dies bedingt den Ausbau der besten und wirtschaftlichsten Standorte bei allen Ökostromtechnologien, anstelle immer höherer Förderung unrentabler Projekte. Mit dem gegenständlichen Begutachtungsentwurf zum EAG wird dies aus Sicht der IV nur in Ansätzen verwirklicht. Es scheint generell fraglich, ob ein System, welches überwiegend auf administrative Marktprämien setzt und nur punktuell auf wettbewerbliche Ausschreibungen, den europarechtlichen Vorgaben im gemäß Erneuerbarer Richtlinie (RL (EU) 2018/2001) entspricht, zumal diese ein Abgehen vom Primat der Ausschreibung nur unter engen Voraussetzungen vorsieht. Tatsächlich erfolgt mit dem EAG keine umfassende Umstellung auf ein wettbewerbliches Ausschreibungssystem; technologieübergreifende Ausschreibungen fehlen zudem gänzlich, womit der unionsrechtlich gebotene Grundsatz der Technologieneutralität nicht umgesetzt wird.
- **steigende „Systemkosten“ - d.h. indirekte Kosten durch die verstärkte Integration volatiler erneuerbarer Energien - kalkulieren und begrenzen**: Das bestehende Stromnetzsystem ist gegenwärtig nicht in der Lage die Anforderungen für den Zubau erneuerbarer Energien auf rund 74TWh bis 2030 - im Wesentlichen (volatile) Wind- und Solarkraftanlagen - erfolgreich abzubilden. Dementsprechend fallen zusätzliche Kosten etwa für Netzausbau, Ausgleichsenergie, Redispatch und Netzreserve an, die in den direkten Förderkosten nicht abgebildet sind. Von vorrangiger Bedeutung muss die gesicherte Stromversorgung zu kompetitiven Kosten sein; dies gilt für Anlagen in energieintensiven Sektoren ebenso wie im Hochtechnologiebereich.
- **Der rasante Ausbau von Erneuerbaren Energien erfordert somit auch einen entsprechend beschleunigten Ausbau der Strominfrastruktur** (Netzinfrastuktur, aber auch zusätzlich flexible Speicherkapazitäten wie zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke) als Rückgrat der Versorgungssicherheit. Gerade bei diesen Projekten kommt es jedoch immer wieder zu extrem langen Verfahrensdauern. Eine effektive Beschleunigung der Genehmigungsverfahren ist dringend geboten, weitere ökologische Kriterien etwa für Wasserkraft sind hingegen kontraproduktiv. Wenngleich der Ausbau der Netzinfrastuktur notwendig ist, darf es jedoch zu keiner überproportionalen Kostenumwälzung auf die energieintensive Industrie kommen, bzw. ist eine Kostendeckelung erforderlich. Eine Abwälzung von Kosten über die Netzebenen hinweg muss ausgeschlossen werden. Unter dem Gebot der maximalen

Nutzung des regenerativ anfallenden Stromes bereits auf lokaler und regionaler Ebene soll der Netzausbau im entsprechenden technisch erforderlichen Ausmaß erfolgen.

- **Anreize für Industriebetriebe setzen, um durch Einbindung ihrer Erzeugungsanlagen und Verbrauchssteuerung einen aktiven Part in der Netzbewirtschaftung zu übernehmen und somit die Netze zu stützen.** Das EAG sollte einen entsprechenden, praxisnahen Rechtsrahmen schaffen. Energieintensive Industrieunternehmen müssen aktive Player am Energiemarkt sein dürfen, um zum Gelingen der Energiewende beizutragen. Zum Beispiel mit ihrem Anlagenpark oder durch systemdienliche Bereitstellung von Flexibilität. Während es an manchen Stellen Signale in die richtige Richtung gibt, wie etwa die Beteiligung der Entnehmer an der Netzreserve, wird die produzierende Industrie an vielen anderen Stellen nicht nachvollziehbar eingeschränkt. Mit ihren hocheffizienten KWK-Anlagen könnte die Industrie zur Netzstabilisierung und Versorgungssicherheit aktiv beitragen.
- **Versorgungssicherheit:** Zur Sicherung der Stromversorgung muss es auch weiterhin möglich bleiben, Versorgungslücken, die nicht durch Demand Side Management, Speicherung oder Sektorkopplung abgedeckt werden können, durch Gaskraftwerke zu schließen, bzw. durch bindende bilaterale Verträge mit Nachbarstaaten abzusichern. Ansonsten ist zu befürchten, dass der vorgesehene Ökostrom-Ausbau netztechnische Probleme wie derzeit schon in Deutschland nach sich ziehen könnte, die nur durch kostenintensive Redispatch Maßnahmen abgedeckt werden können.
- **Intensivierung der Forschung,** um Power2X-Technologien bis 2030 technisch verfügbar und wirtschaftlich konkurrenzfähig zu machen.
- **Grünes Gas:** Das Fehlen der Bestimmungen zum geplanten Markthochlauf von grünem Gas erschwert die Beurteilung des gegenständlichen Entwurfs zum EAG. Marktnähe und wettbewerbliche Anreizmodelle, Technologieoffenheit, Netzdienlichkeit, Versorgungssicherheit, Kostentransparenz, sowie der Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie sind dabei wesentliche Eckpunkte aus Sicht der IV. **Insbesondere ist eine undifferenzierte Kostenüberwälzung direkt proportional zum Gasverbrauch strikt abzulehnen, da dies energieintensive, im internationalen Wettbewerb stehende, Betriebe massiv belasten würde.** Generell fehlt im Entwurf das Potenzial gasförmiger - erneuerbarer bzw. CO<sub>2</sub> neutraler - Energieträger, wie insbesondere Wasserstoff als Beitrag zur Energiewende. Auch die Themen saisonale Speicherbarkeit oder Sektorintegration werden kaum bzw. unzureichend adressiert. Um auch hier zu mehr Transparenz und Planungssicherheit zu gelangen, ersuchen wir um baldige Vorlage der geplanten Regelungen, um eine gesamthafte Beurteilung und Begutachtung zu ermöglichen.

Zu den einzelnen Punkten

### Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) 2020

#### **Zu § 3**

Wie bei bereits oben angeführt, ist die **Unionsrechtskonformität der Ausgestaltung des geplanten Förderregimes fragwürdig.** Die Erneuerbaren Richtlinie gibt vor, dass Fördersysteme für erneuerbare Energien marktnäher gestaltet werden müssen und setzt dabei in erster Linie auf **wettbewerbliche, technologieübergreifende Ausschreibungsmodelle**, während der Begutachtungsentwurf zum EAG nur punktuell wettbewerbliche Ausschreibungen vorsieht, und auch das nur technologiespezifisch. Im Sinne der Planungssicherheit auch für Anlagenbetreiber sollte das System schon im Vorfeld der Notifizierung mehr in Richtung Marktnähe umgestellt werde.

So heißt es etwa in den Erwägungsgründen zur Erneuerbaren Richtlinie (EU) 2018/2001:

*„Der Einsatz von Strom aus erneuerbaren Quellen sollte **möglichst geringe Kosten für die Verbraucher und Steuerzahler mit sich bringen**. Bei der Konzipierung von Förderregelungen und bei der Vergabe von Fördermitteln sollten sich die Mitgliedstaaten bemühen, die **Gesamtsystemkosten** des Ausbaus auf dem Dekarbonisierungspfad bis hin zu dem bis 2050 angestrebten Ziel der CO<sub>2</sub>-armen Wirtschaft **möglichst gering zu halten**. Erwiesenermaßen lassen sich die Förderkosten mit marktbasierenden Mechanismen, beispielsweise **Ausschreibungsverfahren**, auf wettbewerbsorientierten Märkten in vielen Fällen wirksam verringern.*

*(...) Damit die **Ausschreibungsverfahren noch stärker zur Verringerung der Gesamtförderkosten beitragen**, sollten sie **grundsätzlich allen Produzenten von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in nichtdiskriminierender Weise offenstehen**.“*

#### **Zu § 4 Abs 3**

Es bedarf einer Klarstellung, wonach der Strombedarf für Regel- und Ausgleichsenergie zur Stabilisierung des Netzbetriebs, sowie industrielle Eigenstromerzeugung von der Berechnungsbasis für das 100% Strom aus Erneuerbaren Energien-Ziel ausgenommen werden.

#### **Zu § 4 Abs 4**

In der Liste der zu fördernden erneuerbaren Quellen fehlt erneuerbares Gas zur Stromerzeugung, obgleich diese einen wesentlichen Anteil an der Erreichung der Klimaziele haben werden. Auch im Sinne der Technologieneutralität ist nicht verständlich, aus welchem Grund erneuerbares Gas an dieser Stelle nicht aufscheint.

Eine Aufnahme von Solarthermie als erneuerbare Energiequelle im Wärmesektor wäre anzudenken bzw. ggf. an anderer Stelle zu regeln.

#### **Zu § 5 Abs 1 Z 11 / Energie aus erneuerbaren Quellen**

Für die Anrechnung als Energie aus erneuerbaren Quellen bzw. als „dekarbonisierte Energie“ sollten bisher verwendete Abwärme aus industriellen Prozessen bzw. Mischungen von erneuerbaren Energiequellen und dabei zwangsläufig anfallenden anderen Energiequellen, welche z.B. im Rahmen der Entsorgung anfallen, effizient in der Fernwärme genutzt werden, angerechnet und auch zukünftig verwendet werden können.

Abwärme aus industriellen Prozessen mit einem zukünftigen Dekarbonisierungspfad sollten in diesem Sinne auch erschließbar und als dekarbonisierte Wärme anrechenbar sein.

#### **Zu § 5 Abs 1 Z 30 / Herkunftsnachweis**

Der Herkunftsnachweis (in der Folge HKN) sollte auch gegenüber Wiederverkäufern und nicht nur gegenüber Endkunden verwendbar sein.

#### **Zu § 6 Abs. 3**

Nachhaltigkeit wird entlang der gesamten Wertschöpfungskette nachzuweisen sein. Jedenfalls haben sich diese Kriterien ausschließlich an den in der EU-RL (RED-II) definierten Kriterien zu orientieren (kein Gold Plating). Ziel muss der Erhalt der heimischen Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Anlagen sein. Zukünftige notwendige Änderungen auf EU-Ebene sollen nur unter einer ausreichenden Übergangsfrist national umgesetzt werden. Die anzuwendenden Nachhaltigkeitskriterien beziehen sich auf Biogas und sind mit Verweis auf die Verordnung sehr eng gefasst. Als Beispiel führen wir an, dass zur Biomethangewinnung maximal 60% nachwachsende Rohstoffe eingesetzt werden dürfen (Mais, Getreide). Die restl. 40% Substratstoffe müssen Reststoffe (Abfall) sein. Bei Neuanlagen wird diese Quote mit 30% Rohstoffe und 70% Reststoffe deutlich verschärft. Jede Verschärfung der Quote ist kontraproduktiv für die Entstehung neuer und die Bewirtschaftung bestehender Biomethananlagen. Wir schlagen vor, für bestehende Anlagen diese nicht zu eng zu fassen und eine verträgliche Übergangsfrist aus Gründen der Rechts- und Planungssicherheit unbedingt vorzusehen.

### **Zu § 7 Anpassung der Fördermittel**

Verglichen mit dem bestehenden Ökostromgesetz würde die veranschlagten 1 Mrd pro Jahr bereits eine Steigerung von ca. 200 Mio. EUR gegenüber 2019 bedeuten. Zudem werden durch verstärkte Integration volatiler Erneuerbarer Energien u.a. umfangreiche Maßnahmen im Bereich der Netz-, Speicherinfrastruktur, Versorgungssicherheit, des Wärme- und Gasmarktes notwendig werden. Das gedeckelte Fördervolumen von einer Milliarde für Ökostrom (in einem dreijährigen Durchrechnungszeitraum) wurde oft und umfangreich kommuniziert, u.a. im Regierungsprogramm, worauf die Zahlerseite freilich im Sinne der Kosten- und Planungssicherheit vertraut hat.

Jedoch wird mit dem vorliegenden Entwurf nun eine Aushebelung dieses Versprechens ermöglicht: Befindet der Hauptausschuss des Parlaments, dass die Zielerreichung – 100% Ökostrom bis 2030 – gefährdet ist, kann die Milliarde überschritten werden, bzw. bleibt dessen Überschreitung konsequenzlos.

### **Die Möglichkeit der Umgehung der Kürzung der Fördermittel und somit der Einhaltung des Kostendeckels durch Entscheidung des Hauptausschusses des Nationalrates wird von der IV abgelehnt.**

Im Sinne der Kosteneffizienz bedarf es stattdessen aus unserer Sicht:

- Einer automatisch greifenden Reduktion der Förderungen bei Überschreitung der einen Milliarde in einem für die Deckelung wirksamen Ausmaß.
- Positiv und von zentraler Bedeutung für den Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie ist, dass der bisherige Aufbringungsmechanismus (Beitrag und Pauschale) inklusive Spreizung über die Netzebenen beibehalten werden soll.
- Generell sollte bereits vorab – bei der Gestaltung des Förderregimes des EAG – durch Förderung der effizientesten Anlagen ein Übersteigen der Grenze vermieden werden.

### **Zu § 8 „Auskunftspflicht“**

Elektrizitätsunternehmen, Gasunternehmen sowie Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sind gemäß dieser Bestimmung verpflichtet, der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) sowie zuständigen Behörden jederzeit Einsicht in alle Unterlagen und Aufzeichnungen zu gewähren. Dies ist eine äußerst weit gefasste Einsichtspflicht ohne Anlassfall mit Geldstrafen bis zu 20.000 EUR bei Zuwiderhandlung. Diese Kompetenzen sollten bei der Regulierungsbehörde E-Control verbleiben, welche bereits über weitreichende Auskunftsmöglichkeiten verfügt.

Ein solches umfassendes Einsichtsrecht ohne Anlassfall stellt eine sachlich nicht gerechtfertigte Form der staatlichen Überwachung dar und ist daher aus rechtsstaatlichen Gründen äußerst bedenklich. Die Bestimmung ist daher gemeinsam mit der korrespondierenden Strafbestimmung ersatzlos zu streichen. Auch vor dem Hintergrund, dass sensitive Geschäftsinformationen nicht ohne Anlassfall offengelegt werden dürfen, erscheint diese Regelung weit über das Ziel hinausschießend.

### **Zu § 10 Abs. 1 Z 1 lit. a und b**

Mit einem Wirkungsgrad von ca. 85-90 % ist Wasserkraft die effizienteste Form der Energiegewinnung, bis zu 90 % der Wasserenergie werden in elektrische Energie umgewandelt. Im Gegensatz zu Wind und PV, fließt Wasser grundsätzlich zu jeder Tageszeit und bei jedem Wetter. Eine konstante und verlässliche Stromerzeugung ist damit gesichert und kurzfristige Schwankungen im Strombedarf können ausgeglichen werden und garantieren ein hohes Maß an Versorgungssicherheit.

Grundsätzlich lehnt die IV weitere ökologische Ausschlusskriterien als Fördervoraussetzung für Wasserkraft strikt ab, da die Nachhaltigkeit und Ökologie bereits im Rahmen umfassender Genehmigungsverfahren unter weitreichenden Parteienrechten geprüft werden und jede weitere Einschränkung der förderfähigen Projekte durch zusätzliche Kriterien zu einer Reduktion der Stromerzeugung aus Wasserkraft führen. Die im Regierungsprogramm

vorgesehenen sehr ambitionierten 5 TWh zusätzliche Wasserkraftproduktion bis 2030 können unter diesen Voraussetzungen keinesfalls erreicht werden.

Damit geht neben der übers Jahr gut planbaren Wasserkrafterzeugung und damit einem wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und -qualität auch wertvolle heimische Wertschöpfung durch Nichtrealisierung von Projekten verloren.

Ferner erfolgt durch die Berücksichtigung und Prüfung weiterer ökologischer Kriterien ein zusätzlicher bürokratischer Aufwand für Behörden.

Der Entwurf zum EAG bildet des Weiteren in den §§ 10 Abs 1 Z 1 und 56 Abs 1 die sinnvollen Ausnahmen für Projekte, die bei einer ökologischen Gesamtbetrachtung durch Ausgleichsmaßnahmen den jeweiligen Eingriff nicht nur kompensieren, sondern insgesamt den Lebensraum ökologisch aufwerten, nicht ab. Das Ziel eines bestmöglichen und ökologisch verträglichen Ausbaus von Anlagen auf Basis von erneuerbarer Energie darf durch zu eng gefasste Kriterien nicht konterkariert werden.

Ziel muss zudem sein, dass Wasserkraftprojekte in Gewässerstrecken mit bereits bestehender Wasserkraftnutzung im Zusammenhang mit ökologisch wertvollen Gewässerstrecken und Schutzgebieten förderfähig sind, wenn es in einer Gesamtbewertung zu einer ökologischen Verbesserung kommt. Solche Wasserkraftprojekte führen in Gewässerstrecken mit bereits bestehender Wasserkraftnutzung und erfolgten wasserökologischen Eingriffen durch Strukturbereinigungen und Zusammenfassung von Staustufen zu einer Reduktion der Anzahl an Querbauwerken und damit zur Verbesserung der Durchgängigkeit. Mit der Strukturbereinigung durch Zusammenfassung von einzelnen bestehenden ökologischen Beeinträchtigungen zu einem Gesamtkonzept entsteht eine zusätzliche Reduktion von der bestehenden ökologischen Beeinträchtigung in den Schutzgebieten und damit eine ökologische Verbesserung gegenüber dem Istzustand.

#### **Zu § 10 Abs 1 Z 3, „Allgemeine Fördervoraussetzungen“**

Zu lit a): Zusätzlich sollten auch PV-Anlagen auf Freiflächen auf dem Gelände von Gewerbe-, Industrie- und Lagerflächen förderfähig sein.

Um das von der Bundesregierung definierte Ziel auch tatsächlich zu erreichen, sollten jedenfalls neben Deponien auch Flächen mit (sanierten) Altlasten iSd AISaG, sofern auf diesen Flächen keine uneingeschränkte landwirtschaftliche Nutzung (mehr) erfolgen kann, der Aufzählung hinzugefügt werden.

In den Erläuterungen zu § 10 Abs 1 Zif 3 fehlt die Möglichkeit der Errichtung von Photovoltaik-Anlagen auf Deponien nach dem Mineralrohstoffgesetz (MinroG, §119a).

Selbst, wenn die Zuständigkeit in ein anderes Ressort fällt, sollten auch aufgrund der Übersichtlichkeit des Gesamt-Energie-Systems in Österreich PV-Anlagen auf Deponien zur Lagerung von bergbaulichen Abfällen im EAG mitgeregelt werden.

#### **Zu § 10 Abs 1 Z 4 bis 7 neu und bestehende Biomasse Anlagen bzw. Biogasanlagen**

In Ziffern 4 bis 7 sind neue und bestehende Anlagen zur Förderung von Energie aus Biomasse bzw. Biogase genannt. Unabhängig davon, ob es sich um neue oder bestehende Anlagen handelt, werden Biomasseanlagen u.a. unter der Voraussetzung gefördert, dass sie einen Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 60% aufweisen. Im Falle der Verwendung von Schadholz kann dieser Nutzungsgrad bei bestehenden Anlagen sogar unterschritten werden, ebenso bei bestimmten Anlagen mit Entnahmedampfturbinen. Im Bereich der festen Biomasse genügt somit ein Brennstoffnutzungsgrad von lediglich 60% für EAG-Neuanlagen für den Erhalt einer Förderung. Ein solcher Brennstoffnutzungsgrad war erstmals bereits im ÖSG 2009 sowie in Folge im ÖSG 2012 vorgesehen, was den damaligen technischen Gegebenheiten entsprach. Durch die Fortschreibung dieses – ohnehin herabgesetzten Brennstoffnutzungsgrades – wird Betreibern solcher Anlagen jeder Anreiz genommen, Investitionen zur Steigerung der Effizienz dieser Anlagen zu tätigen.

Weiters wird bei Biomasseanlagen hinsichtlich des Brennstoffnutzungsgrades keine Differenzierung zwischen neuen und bestehenden Anlagen getroffen. Der bereits im ÖSG 2012 (§ 12 Abs 2 Z 4; § 17 Abs 2 Z 3) angeführte Brennstoffnutzungsgrad von 60% wird vielmehr fortgeschrieben – allerdings nur für Biomasseanlagen. Hingegen sieht das EAG bei Biogasanlagen nur dann eine Förderung vor, wenn sie einen Brennstoffnutzungsgrad von



70% erreichen, was eine kaum zu rechtfertigende unsachliche Differenzierung (verfassungsrechtliche Gleichbehandlungsgebot) darstellen könnte und Investitions- und Innovationsanreize hemmt. Auch wird damit das Ziel des EAG konterkariert die energieeffiziente, ressourcenschonende, marktkonforme und wettbewerbsfähige Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen sicherzustellen (§ 4 Abs. 1 Z 3 EAG-Entwurf). Darüber hinaus sollen gemäß europäischem Beihilferecht Beihilfen jenen zugutekommen, die das gewünschte Ziel mit dem geringsten Beihilfebedarf erreichen können (vgl. auch Rz 36 der Leitlinien Umweltschutz). Wenn es hier zumindest bei den Neuanlagen keine höheren Anforderungen gibt, wird der Lock-in einem veralteten technischen Standard riskiert – für die nächsten 30 Jahre.

Um sicherzustellen, dass der **Einsatz biogener Brennstoffe so effizient wie möglich erfolgt, sollte der in § 10 EAG als Voraussetzung für eine Förderung festgelegte Brennstoffnutzungsgrad für Neuanlagen von bisher 60 auf 70% angehoben werden.** Ein höherer Brennstoffnutzungsgrad würde zu einem schonenderen Einsatz von Rohstoffen und Fördermitteln führen. Die Erhöhung des geforderten Brennstoffnutzungsgrads würde zudem gewährleisten, dass bei der Produktion von Ökostrom aus biogenen Brennstoffen verstärkt auch die bei der Verbrennung freiwerdende Abwärme thermisch genutzt würde. Insbesondere im Hinblick auf die im Regierungsprogramm angeführte Wärmestrategie wäre dies ein wichtiger Schritt, um die Stärken der Biomasse optimal einzusetzen. **Ebenfalls kritisch betrachtet die IV die Schadholzklausel**, da dadurch der ohnehin geringe Brennstoffnutzungsgrad von 60% noch (wesentlich) unterschritten werden kann.

#### **Zu § 15 Aussetzung der Marktprämie bei negativen Preisen**

Grundsätzlich ist die Zeitspanne für Negativ-Preise von 6 Stunden, bevor die Marktprämie aussetzt, abzulehnen. Denn **bei negativen Marktpreisen sollten generell keine Marktprämien ausbezahlt werden.**

Dafür wird hingegen angeregt eine Möglichkeit zu schaffen, mit welcher Anlagenbetreiber ihre Strommenge bei negativen Preisen an einen Abnehmer abgeben können. Denn aufgrund des unregelmäßigen Anfalls von Wind- und Sonnenenergie wird es Zeiträume der Unterdeckung bzw. Zeiträume mit Überschuss an Energie geben. Erzeuger regenerativer Energien würden in einer Überschussituation die Wind- und Solaranlagen unter solchen Umständen abstellen, womit wertvolle Energie verloren geht. Bis 2030 wird damit gerechnet, dass die dabei jährlich nicht genutzte Energiemenge auf ca. 9 TWh/a ansteigen könnte. Die Industrie verfügt über Anlagen (z. B. zur Wasserstoffelektrolyse), die diesen Überschussstrom nutzen können, um ihn zu einem späteren Zeitpunkt sinnvoll zu verwerten und so zu einer weiteren Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen beizutragen. Erneuerbaren Anlagenbetreibern könnte für den Zeitraum der Überschussproduktion bei negativen Energiepreisen ein Teil der Marktprämie für jene Mengen abgegolten werden, für die sie bilateral einen Verbraucher nachweisen können (Nutzung statt Abriegelung). Ferner sollten Anlagen zur CO<sub>2</sub>-Minderung (z.B. Elektrolysen für Wasserstoffproduktion), die in Zeiten der Überschussproduktion auf bilateraler Basis mit Anlagenbetreibern Überschussenergie nutzen können, gefördert werden.

#### **Zu § 16 Beginn, Dauer und Ende der Förderung**

Es sollte kritisch hinterfragt werden, ob die Gewährung der Marktprämien für die Dauer von 20 Jahren nicht den EU-Beihilfeleitlinien widerspricht, welche 10 Jahre vorsehen. Bei einem derart langen Förderzeitraum bleibt auch die Frage nach einer Indexierung offen. Zudem sollte in den Erläuterungen klargestellt werden, dass die Ausdehnung des Förderzeitraums von 13 auf 20 Jahre im Vergleich zum Status Quo niedrigere Förderungen nach sich ziehen muss.

#### **Zu § 16 iVm § 51 EAG-Entwurf**

Kritisch zu sehen ist die Bestimmung, wonach Biomasse-Bestandsanlagen bis zum 30. Betriebsjahr weitergefördert werden können (Förderdauer von 15 Jahren nach § 16, Abs. 1, Z 1 des ÖSG 2012 und Nachfolgeprämie für weitere 15 Jahre nach § 51 Abs 2 EAG

Entwurf). In § 51 Abs 2 EAG-Entwurf ist vorgesehen, dass abweichend von § 16 EAG-Entwurf, welcher Förderungen bis zum 20. Betriebsjahr vorsieht, Nachfolgeprämien für bestehende Anlagen auf Basis von Biomasse bis zum Ablauf des 30. Betriebsjahres der Anlage gewährt werden. Für Biogasanlagen ist in § 52 EAG-Entwurf hingegen eine wesentlich kürzere Förderdauer vorgesehen. Hier fehlt ein klares Bekenntnis dazu, auch Bestandsanlagen für das kommende moderne Energiesystem fit zu machen. Die Zusage des Gesetzgebers, Biomasse-Bestandsanlagen bis zu 30 Jahre ohne Auflagen zu fördern, ist keine Motivation, technische Modernisierung zur Verbesserung der Anlagen vorzunehmen oder die Marktreife jemals zu erreichen.

### **Zu § 18 Ausschreibungen und Höchstpreise**

Die Ausschreibungen sind so zu gestalten, dass ein effektiver Wettbewerb gewährleistet ist. Siehe dazu auch unionsrechtliche Bedenken zu § 3 EAG-Entwurf.

Wettbewerbliche Ausschreibungen sollten dementsprechend wie folgt definiert werden: „Wettbewerbliche Ausschreibungen zielen darauf ab, Ökostromförderkosten dadurch auf ein sinnvolles Ausmaß zu reduzieren, dass eine nicht ex ante überschaubare Anzahl von Angeboten in einem Preiswettbewerb zueinanderstehen und die preislich günstigeren Angebote jeweils vor den anderen zum Zug kommen“. Segmentierte Ausschreibungen diskreditieren hingegen das Modell der Ausschreibungen.

Die Gutachten, die der Ermittlung der Höchstpreise zugrunde liegen, sollten transparent und nachvollziehbar gestaltet sein. Aus den Ermittlungsverfahren im Zusammenhang mit dem ÖSG 2012 hat sich oftmals gezeigt, dass diese Anforderungen an die Nachvollziehbarkeit nicht immer erfüllt wurden.

### **Zu § 20 und 27 Abs 1-2 Anforderungen**

An mehreren Stellen im Gesetzesentwurf finden sich Regelungen zur Umsetzungsfrist nach Zuschlag. Die IV weist in diesem Zusammenhang erneut nachdrücklich auf die Notwendigkeit hin Genehmigungsverfahren effektiv zu beschleunigen (UVP-G, AVG etc.) und bestehende Instrumente zu nutzen (StEntG).

### **Zu § 18 Abs 2 Z 3 iVm § 46 Abs 2 Z 6 EAG-Entwurf: Vorrang der stofflichen Nutzung**

Biomasseanlagen sollten primär mit Reststoffen oder Abfällen betrieben werden. Die hohen Kosten für die Biomasse-Anlagenbetreiber entstehen durch den teuren Rohstoff Holz. Steigen diese Kosten, steigen die Kosten für den Stromkunden. Durch den Einsatz von Reststoffen wäre ein Rückgang der Kosten zu erwarten. Der Wettbewerb um Holzsortimente mit hoher Nutzungskonkurrenz darf aber nicht durch Förderungen verzerrt werden.

### **Zu § 39 Abs 1 Ausschreibungen für Windkraftanlagen ab 2024**

Vorgesehen sind grundsätzlich administrativ ermittelte Marktprämien ohne Ausschreibung. Dazu stellt sich die Frage, ob dieses System einer beihilfenrechtlichen Prüfung durch die EU-Kommission standhält. Aus unserer Sicht sollten Windkraftanlagen ab 2024 generell ausgeschrieben und nicht von einer Evaluierung des Fördersystems abhängig gemacht werden.

Das derzeit präferierte Referenzertragsmodell mit höheren Marktprämien an schlechten Standorten wird abgelehnt. Gerade Wind braucht die besten Standorte, da die Stromerzeugung exponentiell mit der Windgeschwindigkeit zunimmt.

### **Zu § 46 Anzulegender Wert**

Die Ermittlung und die zugrundeliegenden Gutachten müssen nachvollziehbar und transparent sein. Die gem. § 46 Abs 2 Z 7 für Biomasseanlagen vorgesehene zulässige Differenzierung des anzulegenden Wertes „nach dem Rohstoffeinsatz“ muss konkretisiert werden.





### **Zu §§ 54 ff Investitionszuschüsse für die Neuerrichtung, Revitalisierung und Erweiterung von Anlagen und Stromspeichern**

Wesentlich ist auch bei den Investitionszuschüssen iS dieser Bestimmung die Kosteneffizienz im Sinne unserer Ausführungen zu §7.

Um eine optimale Nutzung von bestehendem Potenzial auch in Industrieanlagen zu gewährleisten, sind Investitionszuschüsse in Generalmodernisierungen zur Verlängerung der Lebensfähigkeit bzw. Erhöhung des Brennstoffnutzungsgrades (für KWK, Wirbelschichtkessel, Biolaugenkessel etc) notwendig. Ziel soll generell die Schaffung von Anreizen zur maximalen Produktion von erneuerbarer Energie in allen Sektoren sein, insbesondere jener, die Nebenströme der Produktion dafür einsetzen. Dies führt zu maximaler Partizipation der Unternehmen in der Energiewende und zu einer Senkung der Kosten für die Beitragszahler.

Besonders Anlagen, die Ökostrom für den Eigenbedarf produzieren tragen zur verringerten Nutzung fossiler Brennstoffe bei. Darüber hinaus gibt es bei Eigenverbrauchsanlagen keine Netzverluste, eine Investitionsprämie muss auch ohne Netzanschluss möglich sein.

Nach §§ 54 ff EAG-Entwurf gibt es aktuell bei allen rohstoffunabhängigen Technologien die Möglichkeit, auch nur auf eine Investitionsförderung zuzugreifen. Bei Biomasseanlagen ist dies nicht der Fall. Aber auch diesen Anlagenbetreibern sollte die Möglichkeit gegeben werden, sich zu entscheiden, ob sie ihre Anlage auch ausschließlich investitionsgestützt betreiben können und möchten, da auf diese Weise Anlageprojekte mit deutlich weniger Fördermittel über ihre Lebensdauer hinweg realisiert werden könnten.

### **Zu § 55 (1) PV Anlagen und Speicher**

Wesentlich ist auch bei den Investitionszuschüssen iS dieser Bestimmung die Kosteneffizienz im Sinne unserer Ausführungen zu §7.

Wir gehen davon aus, dass die in der Z 1 und 2 genannten Tatbestandsmerkmale nicht abschließend definiert sind. Sollte dies dennoch der Fall sein, sind diese Bestimmungen nicht treffsicher formuliert. Die in Z 2 enthaltene Beschränkung auf Eisenbahnanlagen oder Deponien ist unseres Erachtens nicht sachgerecht und bedarf weiterer Klarstellungen. Auch andere (betrieblich genutzte) Flächen - egal ob bebaut oder unbebaut - könnten als Photovoltaikanlagen nachgenutzt werden. Hier bieten insbesondere bestehende Bergbauflächen, die tlw. bereits einer solchen Nachnutzung zugeführt wurden, ein großes Potenzial, obwohl diese gesetzlich weiterhin widmungstechnisch als landwirtschaftlich genutzte Flächen / Grünflächen gelten würden.

Zudem sollte in diesem Zusammenhang eine Nutzung auch für Eigenverbrauchs Zwecke erlaubt werden, widrigenfalls in Betrieben mögliche Potentiale nicht umgesetzt würden. Denn der maximale Eigenverbrauch von selbst produzierten Strom ist die wirtschaftlich sinnvollste Nutzung für PV-Anlagen.

Die Industrie besitzt beziehungsweise nutzt den überwiegenden Teil der österreichischen Dachflächen und Hallen und hat damit das größte Potenzial zum schnellen und kosteneffizienten Ausbau von PV-Anlagen auf Dachflächen. Dieses Potenzial sollte durch das EAG gehoben werden etwa mittels Anpassung des Schwellenwertes der Investitionsförderung.

Zudem sind Investitionsförderungen explizit vorgesehen für Anlagen, die „an das öffentliche Elektrizitätsnetz oder Bahnstromnetz“ angeschlossen sind. Damit können Erzeugungsanlagen mit Anschluss an das Bahnstromnetz nur bis zu einer Maximalleistung von 500 kWp (Photovoltaik) bzw. 1 MW (Wind- und Wasserkraft) gefördert werden. Das wirtschaftliche Optimum von Bahnstrom-Photovoltaik-, -Wind- und -Wasserkraftwerken liegt jedoch bei höheren Leistungen. Damit sind geeignete Anlagenkonfigurationen für die Bahnstromversorgung effektiv nicht förderbar. Um den Ausbau der erneuerbaren Bahnstromerzeugung umzusetzen werden daher Investitionszuschüsse für Anlagen in einer wirtschaftlich sinnvollen Größenordnung benötigt. Eine Deckung des Strombedarfs der

Eisenbahn durch direkt in das Bahnstromnetz eingebundene erneuerbare Erzeugungsanlagen ist systematisch sinnvoll, da erneuerbare Energieressourcen direkt dort genützt werden, wo Verbrauch entsteht. Die direkte Sektorkopplung (power-to-mobility) von Stromerzeugung und Bahnverkehr führt zu einer Entlastung des 50-Hz-Netzes, weil weniger Strom über Umformer aus dem 50-Hz-Netz bezogen werden muss. Außerdem werden Umformungs- und Übertragungsverluste (ca. 10%) vermieden. Können an das Bahnstromnetz angeschlossene Erzeugungsanlagen nicht ausgebaut werden, müsste um diesen Verlust-Anteil mehr Stromerzeugung im 50-Hz-Netz zugebaut (und gefördert) werden, um den Bedarf zu decken.

#### **Zu § 56 Investitionszuschüsse für Wasserkraftanlagen**

Im Zusammenhang mit der sowie einschränkend auf die Investitionsförderung für Wasserkraftwerke bis zu einer Engpassleistung von 1 MW ist klarzustellen, dass Eigenversorgungsanlagen im Sinne der Förderhöhe gleich behandelt werden wie Anlagen, die ins öffentliche Netz einspeisen.

#### **Zu § 71 iVm § 5 Abs 1 Z 14 Erneuerbaren-Förderbeitrag**

Die Umsetzung von P2X-Technologien (insbesondere P2H) führt zu netzdienlichen Speichermöglichkeiten und sind diese daher analog zu Pumpspeichern zu betrachten. Daher sollten es auch für P2x-Anlagen eine Befreiung vom Erneuerbaren Förderbeitrag geben.

#### **Zu § 74 ff EAG-Entwurf: Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften**

Erneuerbare Energiegemeinschaften bieten die Möglichkeit produzierte erneuerbare Energie im Umkreis netzschonend zu vermarkten. Für die Beteiligten ergeben sich hierbei zwar keine monetären Gewinne, aber Vorteile zum Beispiel durch vergünstigte Netzgebühren. Nicht verständlich ist der Ausschluss von großen Unternehmen aus dieser Möglichkeit. Auch große Industrieunternehmen können Erzeuger von erneuerbaren Energien sein. Da sich große und ganz besonders energieintensive Unternehmen immer aktiv mit ihrem Energiemanagement auseinandersetzen müssen, können sie zudem wertvolle Erfahrungen bei Energiegemeinschaften beisteuern.

Generell ist festzuhalten, dass bei den derzeit vorgesehenen Regelungen zu EEG eine Vielzahl potenzieller Anwendungsfälle vom Institut der EEG ausgeschlossen sind und daher praktisch keine Möglichkeit einer (oder etwaig nur unter erheblicher Rechtsunsicherheit) Nutzung besteht, obwohl diese aufgrund ihrer Dimension einen bedeutenden Beitrag zur Dekarbonisierung leisten könnten. So ist der Teilnehmerkreis im Bereich der juristischen Personen privaten Rechts durch die Einschränkung auf KMU begrenzt und im Bereich der juristischen Personen des öffentlichen Rechts unklar definiert. Der Teilnehmerkreis sollte auf juristische Personen des Privatrechts, sowie des öffentlichen Rechts erweitert werden. Eine Beschränkung auf KMU ist umso unverständlicher, da Verbraucher, die an Energiegemeinschaften teilnehmen, teilweise von Netzentgelten und Abgaben befreit werden, die dafür entstehenden steigenden Kosten der Infrastruktur jedoch auf die verbleibenden Verbraucher abgewälzt werden.

#### **Zu § 78 ff EAG Herkunftsnachweise für erneuerbaren Eigenstrom**

Nach § 78 Abs 1 EAG-Entwurf wird die Regulierungsbehörde für die Ausstellung, die Überwachung der Übertragung und der Entwertung der Herkunftsnachweise als zuständige Stelle benannt. Dies hat mittels automationsunterstützter Datenbank (Herkunftsnachweisdatenbank) zu erfolgen. Es ist vorgesehen, Herkunftsnachweise (HKN) auch für Ökostrom für Eigenverbrauch zu generieren. Dies wird in jedem Fall als positive Entwicklung gesehen, da auf diese Weise der nachhaltige Effekt industrieller Ökostromproduktion für den Eigenbedarf anerkannt wird. Negativ zu bewerten ist hingegen, dass HKN für den Eigenverbrauch nicht handelbar sein sollen. Eine Ungleichbehandlung der verschiedenen HKN ist unsachlich und iSd Gleichbehandlungsgebots und nicht nachvollziehbar. Schließlich trägt auch dieser Strom zu einer erfolgreichen Energiewende bei.

### **Zu § 81 Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus anderen Staaten**

Hervorzuheben ist, dass gem. Erläuterungen Herkunftsnachweise aus Anlagen mit Standort in einem anderen EU Mitgliedstaat oder EWR-Vertragsstaat nicht auf das nationale Erneuerbaren-Referenzziel angerechnet werden können. Hier ist fraglich, ob dies den EU-Vorgaben entspricht.

Aus Sicht der IV sollten HKN und Siegel innerhalb der EU gemäß „European Renewable Gas Registry“ (ERGaR) handelbar sein.

In RED II Art 19 (2) wird klargestellt, dass der Herkunftsnachweis keine Funktion in Bezug auf die Einhaltung des Artikels 3 (erneuerbare Ziele) durch die Mitgliedstaaten hat. In RED II Erwägungsgrund 55 wird dies nochmals betont und weiter ausgeführt, dass es wichtig ist zwischen grünen Zertifikaten, die für Förderregelungen genutzt werden, und Herkunftsnachweisen zu unterscheiden. Im gegenständlichen Entwurf scheint es nun verschiedene Kategorien von Herkunftsnachweise; jene mit und jene ohne Grüngassiegel, zu geben, von denen nur erstere Herkunftsnachweise iSv RED II sein dürften. Wir ersuchen um eine verständliche Erklärung des Systems.

### **Zu § 81 Abs. 3 / Anerkennung von HKN aus anderen Staaten**

Die Regulierungsbehörde sollte verpflichtet werden, durch Verordnung Staaten zu benennen, in denen die HKNs die Voraussetzungen gem. Abs 1 erfüllen. Dies führt zu mehr Rechtssicherheit für alle Beteiligten. Es sollte dies zumindest für EU/EWR-Staaten gelten.

### **Zu §82 Abs. 1**

Etwaige Investitionskosten-Förderungen für Elektrolyse Anlagen finden sich im EAG nicht (nur Stromerzeugung). Im derzeitigen Entwurf kann erneuerbarer Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom erzeugt wird, kein Grüngassiegel bekommen, das aber die Grundvoraussetzung für die Anrechenbarkeit auf nationale Ziele und Verpflichtungen der Unternehmen darstellt.

### **Zu § 84 Abs. 1**

Im Entwurf zum EAG sollen unter dem § 84 (1) die Weichen für eine Grüngasquote für Versorger verankert werden, die diese verpflichtet, einen bestimmten Anteil ihrer verkauften Gasmenge durch erneuerbare Gase zu substituieren. Entsprechend des BMK-Entwurfes vom 04. Juni 2020 sollen dabei sämtliche Kosten direkt proportional zum jeweiligen Gasverbrauch überwält werden. Diese undifferenzierte Kostenüberwälzung direkt proportional zum Gasverbrauch ist strikt abzulehnen, da dies energieintensive, im internationalen Wettbewerb stehende, Betriebe existenziell belasten würde. Zudem unterliegen Erdgasanlagen bereits dem ETS-System. Eine zusätzliche Strompreiserhöhung durch den Grüngasanteil im Erdgas zur Produktion von Strom, kann aufgrund der internationalen Wettbewerbsfähigkeit nicht zusätzlich von der energieintensiven Industrie getragen werden.

### **Zu § 84 Abs. 3 Z 1 und Z 2**

Nicht nachvollziehbar ist, aus welchem Grund Grünzertifikate für Gas aus Anlagen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes bereits in Betrieb sind nicht auf die Grün-Gas-Quote anrechenbar sind. Dies scheint diskriminierend und macht es noch schwerer, bei nicht ausreichend vorhandenen Mengen an erneuerbaren Gasen aus österreichischer Produktion, die Anforderungen der Quote zu erfüllen. Verpflichtete Unternehmen werden hier direkt in die Strafzahlung geleitet. Die Nichtanrechenbarkeit aus § 84 (3) Z 1 ist unverständlich. Auch diese Mengen sollten doch in die Grün-Gas-Quote der EU einfließen. Die RED II unterstützt dies, die EAG-Erläuterungen sind hier irreführend. Gerade die innovativsten „First Mover“ zu benachteiligen erscheint nicht sachgerecht.

### **Zu den § 90 bis 92 (Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan):**

Die im EAG vorgesehene Strategische Umweltprüfung des NIP (Netzinfrastukturplan Strom und Gas) darf keinesfalls dazu führen, dass die ohnedies jahre- bis jahrzehntelangen

Verfahren der E-Wirtschaft noch weiter verzögert werden durch einen ausufernden vorgelagerten Prozess.

Vorschlag zur Ergänzung der Erläuterungen:

„Die §§ 90 bis 92 regeln den „Integrierten österreichischen Netzinfrastukturplan“ (kurz: NIP) als neues, national freiwilliges (d.h. **ebenso wie die entsprechende Strategische Umweltprüfung** vom Unionsrecht nicht verpflichtend vorgegebenes) Planungsinstrument im Energieinfrastrukturbereich. Der NIP ist in Verbindung mit der Zielbestimmung des §90 Abs.2 Z4 stehend, einer Strategischen Umweltprüfung nach der Richtlinie (EU) 2001/42/EG (SUP-Richtlinie) zu unterziehen: Nach der Judikatur des Europäischen Gerichtshofs (C 567/10, Inter-Environnement Bruxelles u.a.) regelt die SUP-Richtlinie nicht nur Pläne und Programme, die in nationalen Rechtsvorschriften vorgesehen sind, sondern auch solche, deren Annahme vorgesehen, aber nicht verpflichtend ist.“

Begründung: Zur Vermeidung von Missverständnissen sollte klarstellend festgehalten werden, dass nicht nur der NIP selbst freiwillig, d.h. nicht vom Unionsrecht verpflichtend vorgegeben ist, sondern dies auch für die Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung gemäß § 91 gilt. Richtig ist zwar, dass die im Satz 2 zitierte Judikatur eine SUP-Pflicht auch dann annimmt, wenn das nationale Gesetz die planverfassende Behörde nicht zur Planerstellung verpflichtet, sondern die Behörde praktisch „autonom“ plant. Im gegenständlichen Fall möchte der § 90 Abs 1 EAG aber genau zur Planerstellung verpflichten („hat die BMK einen NIP zu erstellen“). Insofern sollte diese Passage – schon, weil uE nicht auf den NIP zutreffend – ersatzlos gestrichen werden.

Vorschlag zur Abänderung der Erläuternden Bemerkungen zu §§ 91 und 92:

„Die §§ 91 und 92 setzen in Verbindung mit der Anlage 1 **sind an den** die inhaltlichen und prozessualen Vorgaben der SUP-Richtlinie **orientiert** um und betreffen vor allem folgende Aspekte: zwingende Inhalte des Umweltberichts, Durchführung der Öffentlichkeitsbeteiligung und grenzüberschreitenden Konsultationen sowie Form und Umfang des zu veröffentlichenden Ergebnisses.“

## **Änderungen zum Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010**

### **Zu § 23b EIWOG-Nov: Beschaffung der Netzreserve**

Mit steigendem Anteil volatiler Energieträger im Netz wird es noch häufiger zu einem die Netze belastendem Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage kommen und damit die Nachfrage nach netzdienlicher Flexibilität steigen (Regelenergie und Netzreserve). Um die Kosten für die Netzkunden in diesem Bereich nicht explodieren zu lassen, sollten alle hierfür verfügbaren Potenziale eingesetzt werden. Je früher sich hier ein funktionierender Markt bilden kann, desto besser. Eine Beteiligung der Industrie an diesen wichtigen Netzservices wird allerdings aktiv durch eine verpflichtende Stilllegungsanzeige für Erzeuger ab einer Grenze von 20 MW-Leistung behindert (grundsätzlich ist eine Beteiligung an der Netzreserve ab 1 MW möglich). Da es für laufende industrielle Anlagen nicht möglich ist, ihre Anlagen endgültig außer Betrieb zu setzen, stellt die Stilllegungsanzeige de facto ein Ausschlusskriterium für Industrieunternehmen dar. Die Leistungsgrenze von 20 MW für eine Stilllegungsanzeige gilt es daher entweder vollständig abzuschaffen oder zu erhöhen, sodass sich auch industrielle Anlagen entsprechend einbringen können.

- Die Beteiligung von Entnehmern am Netzreservemarkt ist sehr zu begrüßen. Nicht nachvollziehbar ist hingegen eine Mindestzeit von 12 Stunden, für welche die Verbrauchsleistung verlagert werden muss. Die Flexibilitätsanforderungen für Entnehmer sollten auf eine Stunde oder zumindest auf die durchschnittliche Zeit eines Engpassereignisses verkürzt werden.
- Neben den aktuellen Optionen zur Beteiligung (Energieerzeuger, flexible Entnehmer und Aggregatoren) könnte diese um eine weitere Gruppe – nämlich „Entnehmer mit Speicher“ – ergänzt werden. Diese errichten und warten einen Speicher, den sie gefüllt vorhalten. Im Falle eines Engpasses wechselt der Entnehmer auf seinen



Speicher und entlastet das Netz ohne seinen Verbrauch anpassen zu müssen. Die Vorteile dieser Option liegen auf der Hand: Ein Wechsel auf den Speicher ist je nach Technologie sehr schnell möglich. Aufgrund der Ausgestaltung des Speichers ist es für den Anlagenbetreiber außerdem möglich, die Dauer der Entlastung sehr genau vorauszusagen. Die Planbarkeit ist also sehr groß. Außerdem könnten sich noch deutlich mehr Unternehmen so am Netzreservemarkt beteiligen, wodurch insgesamt die Netzstabilität steigt und aufgrund des höheren Wettbewerbs die Kosten umgekehrt für das Gesamtsystem sinken. Um die Motivation zu erhöhen, sich auf diese Art zu beteiligen, müssen Anreize, wie z.B. vergünstigte Netztarife für die Befüllung der Speicher geschaffen werden.

### **Zu § 111 „Übergangsbestimmungen“**

§ 111 Abs 3: „Anlagen zur Umwandlung von Strom in H<sub>2</sub> oder synthetisches Gas, die erstmals ab 01.01.2019 in Betrieb genommen wurden, 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.“ Dies stellt eine nicht begründbare Schlechterstellung gegenüber §111 EIWOG idgF dar; die geltende Bestimmung sollte aus unserer Sicht beibehalten werden.

Insbesondere Anlagen zur Wasserstoffproduktion sind in Analogie zu den Pumpspeicherkraftwerken von Netzentgelten, erneuerbaren Förderbeiträgen und Pauschalen zu befreien.

### **Änderung des Gaswirtschaftsgesetzes 2011**

#### **Zu § 7**

Wir möchten festhalten, dass die im GWG Teil enthaltenen Definitionen nicht mit jenen des EAG (es fehlt bspw. eine entsprechende Regelung wie § 5 Z 11 EAG) und der Gaskennzeichnungs-VO (Stichwort: kaskadische Nutzung von CO<sub>2</sub>) übereinstimmen bzw. finden sich hierzu in den Erläuterungen auch keine weiteren Ausführungen zu etwaigen Beweggründen. Insofern wäre aus unserer Sicht eine Klarstellung dringend erforderlich, dass FFG geförderte Projekte wie Underground Sun Storage oder Underground Sun Conversion weiterhin im Fokus von Erneuerbaren Gasen stehen und unter diese subsumiert werden können. Jedenfalls regen wir eine dahingehende Klarstellung in den Definitionen zum „erneuerbaren Gas“ an, dass darunter erneuerbarer Wasserstoff oder Gas aus biologischer oder thermochemischer Umwandlung verstanden wird, das ausschließlich mit (anstelle von „aus“) Energie aus erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird, oder synthetisches Gas, das auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird.

#### **Zu § 134 (1) bloß vorübergehende Tätigkeiten**

In Anlehnung an § 74 Abs 1 GewO erscheint es zweckmäßig eine (explizite) Ausnahme von der Genehmigungspflicht für bloß vorübergehende Tätigkeiten auch im GWG zu verankern. Dies ist insbesondere unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit zu sehen, da etwa im Störungs- und Gebrechensfall sehr rasch technische Maßnahmen erforderlich werden, die zeitlich durch ein Einzelgenehmigungsverfahren nicht abgedeckt werden können.

#### **Zu § 134 (2) Genehmigungsfreistellung**

Die Anzeigepflicht von Erdgasleitungsprojekten > 1 bar und ≤ 6 bar sollte durch eine Genehmigungsfreistellung entsprechend der bisherigen Regelung bei Erdgasleitungsprojekten ≤ 1 ersetzen werden (§ 134 Abs 2 GWG). Vorgeschlagen wird, dass die letzten drei Sätze in § 134 Abs 2 ersatzlos gestrichen werden.

### **Zu § 153a nicht amtliche Sachverständige**

Für das gewerbliche Betriebsanlagengenehmigungsverfahren (GewO) wurde eine Wahlmöglichkeit vorgesehen. Unternehmen sollen, wenn es sich um Entscheidungen der Gewerbebehörde im Zuge eines Betriebsanlagengenehmigungsverfahrens handelt, frei wählen dürfen, ob ein Amtssachverständiger oder nichtamtlicher Sachverständiger beigezogen wird. In diesem Sinne wurde ein Rechtsanspruch des Konsenswerbers auf Bestellung eines nichtamtlichen Sachverständigen im Anlagengenehmigungsverfahren (Regelung in der GewO) eingeführt. Die Kosten des nichtamtlichen Sachverständigen trägt der Konsenswerber für die Betriebsanlage. Nur die Behörde hat das Recht den nichtamtlichen Sachverständigen auszuwählen, damit werden Gefälligkeitsgutachten ausgeschlossen. Für die Masse der Verfahren sollen weiterhin Amtssachverständige ausreichend zur Verfügung stehen, sie werden durch die Option entlastet und stehen somit KMU schneller zur Verfügung, die Verfahrensdauer wird gesenkt.

Da Strom- und Gasanlagen von der GewO nicht erfasst sind, soll eine derartige Regelung für Erdgasleitungsanlagen hier vorgesehen werden. Somit wird die Ergänzung von Abs 1 (gegebenenfalls Einfügung eines weiteren Absatzes) um einen Rechtsanspruch des Konsenswerbers auf Bestellung eines nichtamtlichen Sachverständigen angeregt.

### **Änderung des Energielenkungsgesetzes 2012**

#### **Zu § 28a iVm § 35a**

Hier besteht noch zu wenig Rechtssicherheit für Unternehmen im Falle einer Solidaritätsleistung Österreichs an einen Nachbarstaat. „Endverbraucher“, also Unternehmen, die gem. § 28a verpflichtet werden, „ihre bereits erworbenen oder gebuchten Erdgasmengen über Flexibilisierungsinstrumente anzubieten“, umso mehr aber denen gemäß § 35 a der Zugriff auf ihre Erdgasmengen aufgrund Solidaritätsleistung entzogen wird, müssen **Rechtsanspruch auf die Entschädigungen gem. § 35 Abs 3 haben.**

### **Änderung des Starkstromwegegesetz 1968**

#### **Zu § 3 Abs. 2**

Zu begrüßen wäre eine generelle Bewilligungsfreistellung bis 45.000 Volt. Die Ausnahme von Freileitungen von der Freistellung wird von uns als nicht sachlich begründet abgelehnt. Der einschränkende Passus in § 3 Abs 2 Z 1 „nicht jedoch Freileitungen“ sollte daher ersatzlos gestrichen werden.

Die Freistellung für Niederspannungsanlagen (bis 1.000 V war bisher schon bewilligungsfrei) ist jedenfalls auch für Freileitungen beizubehalten.

### **Zu § 20a StWG und § 12a (nichtamtliche Sachverständige)**

Wir regen eine Ergänzung von Abs 1 (gegebenenfalls Einfügung eines weiteren Absatzes) um einen Rechtsanspruch des Konsenswerbers auf Bestellung eines nichtamtlichen Sachverständigen an. Für das gewerbliche Betriebsanlagengenehmigungsverfahren (GewO) wurde eine Wahlmöglichkeit vorgesehen. Unternehmen sollen, wenn es sich um Entscheidungen der Gewerbebehörde im Zuge eines Betriebsanlagengenehmigungsverfahrens handelt, frei wählen dürfen, ob ein Amtssachverständiger oder nichtamtlicher Sachverständiger beigezogen wird. In diesem Sinne wurde ein Rechtsanspruch des Konsenswerbers auf Bestellung eines nichtamtlichen Sachverständigen im Anlagengenehmigungsverfahren (Regelung in der GewO) eingeführt. Die Kosten des nichtamtlichen Sachverständigen trägt der Konsenswerber für die Betriebsanlage.

Da Strom- und Gasanlagen von der GewO nicht erfasst sind, sollte eine derartige Regelung für Stromerzeugungs- und Leitungsanlagen hier vorgesehen werden. Somit wird die Ergänzung von Abs 1 (gegebenenfalls Einfügung eines weiteren Absatzes) um einen Rechtsanspruch des Konsenswerbers auf Bestellung eines nichtamtlichen Sachverständigen angeregt.



### **Änderungen zum Ökostromgesetz 2012**

Die Tatsache, dass das derzeitige Ökostromgesetz mit Ende des Jahres 2020 ausläuft, stellt einen Unsicherheitsfaktor dar. Es gilt zu klären, wie die Förderabwicklung in der Übergangszeit bis zur Veröffentlichung des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes geregelt wird.

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme und ersuchen um Berücksichtigung der genannten Anliegen.

Mit freundlichen Grüßen

DI Dieter Drexel e.h.  
stv. Bereichsleiter

Mag. Judith Obermayr-Schreiber E.M.B.L.-HSG.e.h.