



Stellungnahme:
Begutachtungsentwurf zum
Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket
(„EAG-Paket“)



22. Oktober 2020

Inhalt

1.	Präambel	3
2.	Position der TAG GmbH in der Energiewende	4
3.	Artikel 1 – EAG	7
4.	Artikel 3 – Änderungen des EIWOG.....	11
5.	Artikel 4 – Änderungen des GWG	11

1. Präambel

Trans Austria Gasleitung GmbH („TAG GmbH“) gibt hiermit eine Stellungnahme zur Begutachtung des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket) ab.

TAG GmbH begrüßt grundsätzlich dieses äußerst ambitionierte Gesetzesvorhaben, sieht jedoch weder den Beitrag der TAG GmbH als Fernleitungsnetzbetreiber noch die Verwendung von Gas als Brückentechnologie am Weg zu einem dekarbonisierten Österreich hinreichend repräsentiert.

Aus diesem Grund wird der eigentlichen Stellungnahme ein Kapitel vorangestellt, in dem TAG GmbH ihre derzeitige Rolle im Energiemarkt, aber viel mehr ihr Verständnis ihrer zukünftigen Rolle in der Energiewende darstellt. Diese Ausführungen sind in erster Linie als ein Positionspapier der TAG GmbH zu verstehen, welches sich an die politischen Entscheidungsträger sowie sämtliche Stakeholder wendet.

Die daran anschließenden Kommentare zu einzelnen legislativen Vorhaben im Rahmen des EAG-Pakets sind als eine logische Ableitung der langfristigen Strategie der TAG GmbH in Zeiten der Dekarbonisierung zu sehen. Umgekehrt soll das Positionspapier nachhaltig zum Verständnis der Kommentierungen der TAG GmbH beitragen.

Angemerkt sei schließlich, dass die ersehnten Ausführungen zur „Zukunft von Gas“ bedauerlicher Weise nicht in die den vorliegenden Begutachtungsentwurf Eingang gefunden hat. Aus diesem Grund sind Kommentierungen – insbesondere zu Bestimmungen des GWG 2011 – stets nur punktuell möglich und in einem gegenwärtig nicht abschließend bekannten Kontext zu lesen.

2. Position der TAG GmbH in der Energiewende

2.1 Wer wir sind

TAG GmbH ist einer der beiden österreichischen Gas-Fernleitungsnetzbetreiber und damit eine strategisch wichtige Säule für die österreichische und europäische Energieversorgung. Kernaufgaben ist der innerösterreichische sowie der grenzüberschreitende Gastransport in einem sicheren und leistungsstarken Energienetz.

TAG GmbH bekennt sich klar zur Energiewende und den damit verbundenen Zielen und möchte mit ihrem Know-How, ihrer Qualität der Dienstleistungen, ihrer Erfahrung und ihrer Bereitschaft zur Investition in eine fortschrittliche und nachhaltige Energiezukunft eine pro-aktive Rolle spielen und damit auch weiterhin als verlässlicher Partner der Energiewirtschaft auftreten.

2.2 Zukünftige Rolle von Gas sowie der Gasinfrastruktur

Gas wird sowohl mittel- als auch langfristig einen ganz wesentlichen Teil des sogenannten „Energimix“ darstellen. Gas wird schnell, lautlos und unsichtbar – weil unterirdisch – in einer umweltfreundlichen Art und Weise innerhalb Österreichs verteilt und in angrenzende Länder transportiert und trägt zur Reduktion von CO₂ bei, indem es

- alternative Treibstoffe – wie insbesondere verflüssigtes Gas („Liquified Natural Gas – LNG“) – ermöglicht und
- den Anteil an erneuerbaren Energieträgern – wie insbesondere Biogas und Wasserstoff – signifikant erhöht.

Die bereits bestehende Gasinfrastruktur kann nicht nur für Zwecke des Transports, sondern auch in ihrer Funktion als langfristiger Speicher genutzt werden, weil im Gegensatz zu Strom kein zeitlicher Konnex zwischen Produktion und Konsum besteht. Die Umwidmung im Sinne einer erweiterten oder ergänzten Widmung dieser Gasinfrastruktur für Zwecke einer zukunftsgerichteten Nutzung erlaubt eine doppelt nachhaltige Kosteneinsparung, weil

- bestehende Infrastruktur auch mittel- und langfristig in Verwendung bleibt (dies bedeutet kein Anfall an sogenannten Stranded Cost) und
- der zusätzliche Aufbau der für die Energiewende notwendigen Infrastruktur reduziert wird (dies bedeutet keine zusätzlichen Kosten sowie darüber hinaus keine zeitlichen Verzögerungen von der Planung bis zur Inbetriebnahme neuer Infrastruktur).

2.3 Notwendigkeit eines schrittweisen Entwicklungsverlaufs zur Skalierung von Technologien

Die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens sind sehr ambitioniert und somit werden die meisten Investitionen sofort benötigt, sodass ein Schritt-für-Schritt-Ansatz ermöglicht wird, bei dem Erdgas, Wasserstoff und erneuerbare Energieträger nebeneinander Bestand haben. Forschung und Entwicklung sind im größtmöglichen Umfang auf Basis des Ansatzes des „Level Playing Field“ und der Technologieneutralität zu fördern; der vorliegende Begutachtungsentwurf schafft jedoch nicht die passenden Rahmenbedingungen für entsprechende Investitionen der TAG GmbH. Es erscheint sehr wichtig, die umweltschädlichsten Energiequellen wie erdölbasierte Produkte als erstes zu ersetzen. Mobilität mit Erdgas soll sowohl für Kurzstrecken mit Hybrid-Fahrzeugen als auch für Langstrecken mit (Bio-)LNG beanreizt werden. Dort, wo der Markt die Bereitstellung dieser Energiequellen nicht erbringt, soll es den Fernleitungsnetzbetreibern gestattet sein, entsprechend zu investieren.

Der Einsatz von „kohlenstoffarmen Wasserstoff“ – den wir als „dekarbonisiertes Gas“ definieren – trägt signifikant zur Erreichung von Emissionszielen bei. Die Mehrheit der akademischen, institutionellen sowie industriellen Studien indizieren ganz klar, dass kohlenstoffarmer Wasserstoff aus Erdgas bis 2040 günstiger als erneuerbarer Wasserstoff sein wird. Wenn man ausschließlich auf erneuerbaren – unter Ausschluss von kohlenwasserstoffarmen – Wasserstoff setzt, so führt dies höchstwahrscheinlich zu einer viel teureren Energiewende sowie einer langsameren Reduktion der Treibhausgasemissionen.

Kurz- und mittelfristig wird auch „kohlenstoffarmer Wasserstoff“ mit einem entsprechenden grenzüberschreitendem Zertifikatssystem benötigt. Die TAG GmbH schlägt daher vor, die Definition von „kohlenstoffarmen Wasserstoff“ gemäß der EG-Wasserstoffstrategie in das Gesetz aufzunehmen, um fossilen Wasserstoff mit Kohlenstoffabscheidung zu fördern. Die Zertifizierung aller Arten neuer Gase – einschließlich „kohlenstoffarmen Wasserstoffs“ (auch als „blauer Wasserstoff“ bzw. „grauer Wasserstoff“ bezeichnet) – mit einem Herkunftsnachweis ist von wesentlicher Bedeutung, um gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen Energieträgern zu gewährleisten, die Nutzung der grenzquerenden Infrastruktur zu fördern und den Handel mit Herkunftsnachweise in Europa anzukurbeln. In diesem Zusammenhang muss auch importierter, kohlenstoffarmer Wasserstoff auf eine potenzielle Quote in Österreich anrechenbar sein. Schließlich sollte ein emissionsfreier Faktor für „kohlenstoffarmen Wasserstoff“ anerkannt werden, um seine Einführung in das EU-ETS-System zu ermöglichen. Darüber hinaus ist es überlegenswert, das gegenwärtige gesetzliche Verbot der geologischen Speicherung von Kohlenstoffdioxid („Carbon Capture Storage – CCS“) zu überdenken.

Weiters kommt unserer Ansicht nach im Zusammenhang der Energieeffizienz dem Betrieb von Abwärmennutzungsanlagen durch Fernleitungsnetzbetreiber eine große Bedeutung zu und somit ist dieser den Fernleitungsnetzbetreibern zu ermöglichen.

Der sogenannte Sandboxansatz trägt ganz wesentlich zur Korrektur einer fehlenden Marktentwicklung bei und ist – wie bereits erwähnt – als „Level Playing Field“ für Strom-Übertragungsnetzbetreiber als auch Gas-Fernleitungsnetzbetreiber zu sehen. Dieser Ansatz beschränkt sich allerdings nicht nur auf Forschung und Entwicklung, sondern muss den Fernleitungsnetzbetreiber in die Lage versetzen, als „Marktermöglicher“ zu agieren und so das „Henne-Ei-Problem“ als Verursacher des Marktversagens mittels Schaffens der Nachfrage durch das Angebot wirksam zu lösen. Das Anbieten einer Konversionsdienstleistung, bei der der Fernleitungsnetzbetreiber nicht Eigentümer des Energieträgers ist, garantiert, dass kein Interessenskonflikt mit dem Markt entsteht. An dieser Stelle sei insbesondere auf das Positionspapier „ENTSOG's 2050 Roadmap for Gas Grids of the European Gas Transmission System Operators (TSOs)“¹ verwiesen.

Demnach sind das Eigentum an und der Betrieb von Konversionsanlagen – nicht nur klassisch als P2G Anlagen, sondern auch in Form von Anlagen, welche Erdgas in verflüssigtes Gas („Liquified Natural Gas – LNG“) umwandeln – durch Fernleitungsnetzbetreiber mindestens so lange zu erlauben, bis ein Marktinteresse bzw eine Marktnachfrage entsteht. Dies impliziert ein reguliertes Netzzugangsregime, welches die Entwicklung eines entsprechenden Marktes fördert. Dem Fernleitungsnetzbetreiber sind die Kosten der Investition in voller Höhe anzuerkennen, wobei dieser im Fall der Notwendigkeit des Abstoßens der Anlage aufgrund eines positiven Markttests vor regulatorischer Amortisation keine finanziellen Nachteile erleiden darf, widrigenfalls eine solche Investition erst gar nicht getätigt werden würde. Dies hätte wiederum negative Auswirkungen auf das Erreichen der Klimaziele, weil notwendige Investition in die Infrastruktur als essenzieller Beitrag zur Energiewende fehlen. Die Prämisse der Kostenanerkennung gilt auch für die unumgängliche Adaptierung der Infrastruktur für die sämtliche Formen von Gas, insbesondere Biogas und Wasserstoff.

¹ <https://entsog.eu/sites/default/files/2019-12/ENTSOG%20Roadmap%202050%20for%20Gas%20Grids.pdf#page=16>.

2.4 Gas-Fernleitungsnetzbetreiber als „Systemintegratoren“

Zumindest bis 2050 besteht neben Wasserstoff und Biogas auch Bedarf an Erdgas. Um trotz dieser Diversifikation der Zusammensetzung von Gas – Stichwort unterschiedliche Gasqualität – den zwischenstaatlichen Handel, die Liquidität und die Preiskonvergenzen zu gewährleisten, braucht es die Rolle der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber als „Systemintegratoren“. Diese erleichtern die Interoperabilität und gewährleisten die Versorgungssicherheit, speziell in Krisen- und Notfallsituationen. Fernleitungsnetzbetreiber können dabei auf ihre Expertise, ihr Know-How und ihre Erfahrung zurückgreifen, welche ihnen einen wesentlichen Vorsprung in der Entwicklung intelligenter Ansätze im Rahmen der Energiewende gibt.

Fernleitungsnetzbetreiber wie TAG GmbH spielen eine wesentliche Rolle in der Energiewende und damit in der zukünftigen Planung der erforderlichen sektorübergreifenden Infrastruktur. Investitionen in sämtliche Erscheinungsformen von Gas sollten daher auch in der TEN-E-Verordnung abgebildet werden.

2.5 Rolle von Wasserstoff in der Energiewende

Wasserstoff Cluster werden in regionalen Abnahmezentren in ganz Europa entstehen. Um die Entwicklung eines Wasserstoffmarktes zu ermöglichen, ist es erforderlich, diese Cluster mit einem nationalen wie auch internationalem Wasserstoffsystem zu verbinden. Der erfolgreiche Aufbau eines internationalen Gasmarktes mit dem sogenannten „Gas Target Model“ sollte Vorbild für einen ebensolchen internationalen Markt für Wasserstoff sein. Die Umwidmung im Sinne einer erweiterten oder ergänzten Widmung bestehender Gasinfrastruktur stellt die angemessenste Hardware zur Erreichung des genannten Ziels dar.

Die Entwicklung eines „EU-Wasserstoff-Rückgrat“ hat ohne zeitliche Verzögerung zu erfolgen um diese Wasserstoff Cluster umgehend zu verbinden, wobei dem Gas-Hub Baumgarten eine wesentliche Rolle zukommen wird. Wie schon bei den Sandboxprojekten gelten auch für sämtliche Investitionen im Bereich des Wasserstoffs – insbesondere die unumgängliche Adaptierung der Infrastruktur (Umrüstkosten) – die Grundsätze der Planungssicherheit, Kostenanerkennung und angemessenen Rendite.

3. Artikel 1 – EAG

§ 2 Geltungsbereich

(1) Dieses Bundesgesetz regelt

[...]

3. Herkunftsnachweise für Energie aus erneuerbaren Quellen und für dekarbonisiertes Gas sowie die Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus einem anderen EU-Mitgliedstaat, einem EWR-Vertragsstaat oder einem Drittstaat;

[...]

Anmerkungen:

Wie bereits unter Punkt 2 dieser Stellungnahme ausgeführt, ist die Zertifizierung aller Arten neuer Gase – einschließlich „kohlenstoffarmen Wasserstoffs (auch als „blauer Wasserstoff“ bzw „grauer Wasserstoff“ bezeichnet) – mit einem Herkunftsnachweis von wesentlicher Bedeutung, um gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen Energieträgern zu gewährleisten, die Nutzung der grenzquerenden Infrastruktur zu fördern und den Handel mit Herkunftsnachweisen in Europa anzukurbeln. In diesem Zusammenhang muss auch importierter, kohlenstoffarmer Wasserstoff auf eine potenzielle Quote in Österreich anrechenbar sein.

Daher erscheint es aus unserer Sicht erforderlich, auch dekarbonisiertes Gas – im Speziellen in der Erscheinungsform als „kohlenstoffarmer Wasserstoff“ – mit Herkunftsnachweisen zu versehen.

§ 4 Ziele

(1) Als Beitrag zur Verwirklichung der Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens 2015 und des Ziels der Europäischen Union, den Bruttoendenergieverbrauch der Union bis 2030 zu einem Anteil von mindestens 32% durch erneuerbare Energie zu decken, sowie im Bestreben, die Klimaneutralität Österreichs bis 2040 zu erreichen, ist es das Ziel dieses Bundesgesetzes,

1. die Erzeugung sowie Umwandlung von Strom, Gas und Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen gemäß den Grundsätzen des europäischen Unionsrechts zu fördern;

2. die Erzeugung sowie Umwandlung von Strom, Gas und Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen anteils- und mengenmäßig entsprechend den in Abs. 2 bis 4 angegebenen Zielwerten zu erhöhen;

3. die energieeffiziente, ressourcenschonende, marktkonforme und wettbewerbsfähige Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen sicherzustellen und die Mittel zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Quellen effizient einzusetzen;

4. die Marktintegration und die Systemverantwortung von erneuerbaren Energien zu steigern;

5. die Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen sowie Konversionsanlagen zu gewährleisten;

6. den Zusammenschluss von Bürgerinnen und Bürgern mit lokalen Behörden, kleinen und mittleren Unternehmen zu Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu ermöglichen und die gemeinsame Nutzung der in der Gemeinschaft produzierten Energie zu fördern;

7. die Errichtung und Modernisierung der erforderlichen Infrastruktur durch integrierte Planung zu unterstützen;

8. die Anerkennung von dekarbonisiertem Gas und seiner Schlüsselfunktion für die Sektorkopplung.

Anmerkungen:

Wie bereits unter Punkt 2. dieser Stellungnahme ausführlich dargelegt, ist TAG GmbH davon überzeugt, dass die Energiewende – und damit das Erreichen der Klimaziele – nur unter umfassender Berücksichtigung sämtlicher Energieträger erfolgreich gelingen kann. Sihin sind neben Strom aus erneuerbaren Quellen auch Gas und Wasserstoff aus ebendiesen in die Ziele des EAG aufzunehmen sowie dekarbonisiertes Gas mit seiner Schlüsselfunktion für die Sektorkopplung explizit zu erwähnen.

§ 5 Begriffsbestimmungen

(1) Im Sinne dieses Bundesgesetzes bezeichnet der Ausdruck

[...]

6a. „dekarbonisiertes Gas“ Wasserstoff, der mittels Erdgas oder synthetischem Gas auf Basis von Erdgas als Energieträger umgewandelt wurde und bei dessen Umwandlung durch technische Maßnahmen das Entstehen von daraus resultierenden Kohlendioxid-Emissionen, soweit technisch möglich, dauerhaft unterbunden oder reduziert wurde;“

16. „erneuerbares Gas“ erneuerbaren Wasserstoff oder Gas aus biologischer oder thermochemischer Umwandlung, das ausschließlich ~~aus Energie aus~~ auf erneuerbaren Energieträgern gemäß § 5 Abs 1 Z 13 ÖSG 2012 hergestellt wird basiert, oder synthetisches Gas, das auf ~~Basis von~~ erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird basiert;

18. „erneuerbarer Wasserstoff“ Wasserstoff, der ausschließlich mit Strom ~~aus Energie~~ aus erneuerbaren Energieträgern gemäß § 5 Abs 1 Z 13 ÖSG 2012 erzeugt umgewandelt wird;

21a. „Forschungs- und Demonstrationsprojekt“ ein Vorhaben, das eine zwar in der Union bereits bestehende Technologie, aber dem etablierten Stand der Technik entsprechend eine Innovation darstellt, oder aber auch eine völlig neue Technologie („*first of its kind*“) demonstriert, die eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation darstellt;

30a „Konversionsanlage“ eine Anlage zur Umwandlung von einem der Energieträger Strom, Gas oder Wärme in einen anderen Energieträger oder in einen anderen Aggregatzustand desselben Energieträgers;

40. „synthetisches Gas“ Gas, das auf ~~Basis von~~ Wasserstoff hergestellt wird basiert.

[...]

Anmerkungen:

Zu den näheren Ausführungen siehe § 7 Abs 1 Z 79, 80, 81 und 84 GWG 2011.

§ 82 Grüngassiegel

(1) Herkunftsnachweise für erneuerbare Gase und dekarbonisierte Gase und Grünzertifikate für Gas gemäß § 83 werden mit einem Grüngassiegel versehen, wenn sie Energie nachweisen, die den Kriterien gemäß

§ 6 entsprechen und damit auf das nationale Erneuerbare-Referenzziel der Republik Österreich gemäß Art. 3 Abs. 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001 angerechnet werden können.

Anmerkungen:

Siehe bereits die Anmerkungen zu § 2 Abs 1 Z 3 EAG.

§ 90 Integrierter Netzinfrasturkturplan (NIP)

(1) Zur Verwirklichung der Zieldimensionen der Energieunion hat die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie nach Einbindung der Regulierungsbehörde, des Marktgebietsmanagers gemäß § 13 GWG 2011, der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 62 GWG 2011 und der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 37 EIWOG 2010 einen integrierten Netzinfrasturkturplan zu erstellen, der als begleitende Maßnahme nach der Verordnung (EU) 2018/1999 auszurichten und einer Umweltprüfung nach §§ 91 und 92 zu unterziehen ist.

(2) Der integrierte Netzinfrasturkturplan soll – unbeschadet der Kompetenzen der Länder – vor allem nach Maßgabe folgender Grundsätze ausgestaltet werden:

1. Für den langfristigen Erhalt der Versorgungssicherheit ist eine frühzeitige und laufende Modernisierung der Energieinfrastruktur, vornehmlich durch eine verbesserte Koordinierung des Netzausbaus mit dem Ausbau von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen, anzustreben.

2. Durch zusammenschauende Betrachtung sowie eine sektorenübergreifende Bedarfserhebung sollen bei der Planung, Errichtung und dem Betrieb von Infrastruktur spezifische Wechselwirkungen und Synergien zwischen Energieträgern, Erzeugungs- und Verbrauchssektoren genutzt werden.

3. Im Zuge der Planung der erforderlichen Energieinfrastruktur sollen insbesondere Aspekte des Boden-, Gewässer- und Naturschutzes, der Raumordnung und des Verkehrs verstärkt berücksichtigt werden.

4. Um die Akzeptanz von Maßnahmen zur Errichtung der erforderlichen Energieinfrastruktur zu erhöhen, sollen alle interessierten Personen frühzeitig in die Planung eingebunden werden und laufend entsprechende Informationen erhalten.

Z. 5. Bestehenden Gas- und Stromspeicheranlagen sind in der Bereitstellung von Systemflexibilität der Vorzug gegenüber Netzerweiterungen zu geben, wenn dadurch eine höhere Kosteneffizienz erreicht werden kann.

(3) Der integrierte Netzinfrasturkturplan hat – unbeschadet der den Ländern zustehenden Planungsbefugnisse – mindestens folgende Inhalte und Maßnahmen zu umfassen:

1. eine Bestandsaufnahme der Energieinfrastruktur unter Aufschlüsselung der Beiträge erneuerbarer Energieträger und -technologien;

2. eine auf Z 1 sowie auf eine sektorenübergreifende Bedarfserhebung aufbauende Abschätzung zukünftiger Entwicklungen der Energieinfrastruktur, einschließlich erforderlicher Maßnahmen im Lichte der weitergehenden Dekarbonisierung des Energiesystems sowie der saisonalen Flexibilisierung und Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern;

3. Informationen in Bezug auf Wechselwirkungen und Synergien zwischen den relevanten Energieträgern, Erzeugungs- und Verbrauchssektoren;

4. eine Identifizierung von Regionen, die aus energiewirtschaftlicher Sicht ein hohes Potenzial für die Errichtung von Anlageninfrastruktur zur Erzeugung, Speicherung und Konversion sowie zum Transport von Energieträgern aufweisen.

(4) Inhalte und Maßnahmen, die in den Zuständigkeitsbereich der Länder und/oder Gemeinden fallen, können nach entsprechender Akkordierung in den integrierten Netzinfrasturkturplan aufgenommen werden. Inhalte von sonstigen Plänen und Programmen, welche gemäß der Richtlinie 2001/42/EG über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Pläne und Programme, ABl. Nr. L 197 vom 21.7.2001 30, einer Umweltprüfung unterzogen werden müssen, dürfen nur dann in den integrierten Netzinfrasturkturplan aufgenommen werden, wenn die Umweltprüfung bereits auf Gemeinde-, Landes- oder Bundesebene von der zuständigen Behörde durchgeführt wurde. Diese Inhalte sind keiner Umweltprüfung nach § 91 zu unterziehen.

(5) ~~Soweit dies für die Erstellung des integrierten Netzinfrasturkturplans zweckdienlich ist, kann die~~ Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie Bedacht erstellt den integrierten Netzinfrasturkturplan auf Basis des nehmen auf den gemäß § 37 EIWOG 2010 erstellten Netzentwicklungsplans gemäß § 37 EIWOG 2010, den gemäß § 63 GWG 2011 erstellten des koordinierten Netzentwicklungsplans gemäß § 63 GWG 2011 und ~~die gemäß § 22 GWG 2011 erstellte der~~ langfristigen Planung gemäß § 22 GWG 2011 sowie ~~auf mit~~ Daten über potentielle Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase gemäß § 18 Abs. 1 Z 12a GWG 2011.

Anmerkungen:

Zu Abs 1:

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß § 62 Abs 1 Z 20 GWG einen Netzentwicklungsplan zu erstellen, wobei dem Marktgebietsmanagers gemäß § 13 GWG 2011 eine koordinierende Aufgabe zukommt. Verteilernetzbetreiber haben gemäß § 58 Abs 1 Z GWG an der Erstellung einer langfristigen Planung mitzuwirken.

Da die Basis des gemäß § 90 Abs 5 EAG zu erstellenden integrierten Netzinfrasturkturplans der koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß § 63 GWG 2011 und die langfristige Planung gemäß § 22 GWG 2011 sind, ist es erforderlich, die Fernleitungsnetzbetreiber ebenfalls in diesen Prozess einzubinden. Siehe auch die Kommentare zu Abs 5.

Zu Abs 2 und 3:

Im Zuge der zielgerichteten Sektorkopplung ist eine sektorübergreifende Bedarfserhebung unerlässlich.

Die Anforderung in Artikel 32 RL (EU) 2019/944 wird auf alle bestehenden Gas- und Stromspeicheranlagen erweitert, wenn diese kostengünstiger sind als Investitionen in neue Netzinfrasturktur. Damit sollen der Netzplanung Anreize geschaffen werden, die Kosteneffizienz des gesamten Energiesystems sektorenübergreifend zu erhöhen.

Zu Abs 5:

Will man das hehre Ziel der Erstellung eines integrierten Netzinfrasturkturplans tatsächlich erreichen, bedarf es der zwingenden Berücksichtigung aller bereits vorhandenen und bewährten Planungsinstrumente der Energieinfrastruktur. Insofern wird die Kann-Bestimmung durch eine Muss-Bestimmung ersetzt.

Der vorliegende Begutachtungsentwurf nennt „Daten über potentielle Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase“. Wenngleich die EB zum EAG von der „Identifikation von Eignungszonen für Erzeugungs-, Speicher- und Konversionsanlagen sowie Leitungen“ sprechen, fehlt sowohl im EAG als auch im GWG jegliche Definition von „Eignungszonen“; dies wäre vom Gesetzgeber nachzutragen.

4. Artikel 3 – Änderungen des EIWOG

§ 7 Begriffsbestimmungen

(1) Im Sinne dieses Bundesgesetzes bezeichnet der Ausdruck

[...]

7a. „Forschungs- und Demonstrationsprojekt“ ein Vorhaben, das eine zwar in der Union bereits bestehende Technologie, aber dem etablierten Stand der Technik entsprechend eine Innovation darstellt, oder aber auch eine völlig neue Technologie („*first of its kind*“) demonstriert, die eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation darstellt;

34a „Konversionsanlage“ eine Anlage zur Umwandlung von einem der Energieträger Strom, Gas oder Wärme in einen anderen Energieträger oder in einen anderen Aggregatzustand desselben Energieträgers;

[...]

Anmerkungen:

Zu den näheren Ausführungen siehe § 7 Abs 1 Z 82 und 83 GWG 2011.

5. Artikel 4 – Änderungen des GWG

§ 7 Begriffsbestimmungen

(1) Im Sinne dieses Bundesgesetzes bezeichnet der Ausdruck

[...]

79. „erneuerbares Gas“ erneuerbaren Wasserstoff oder Gas aus biologischer oder thermochemischer Umwandlung, das ausschließlich ~~aus Energie aus~~ auf erneuerbaren Energieträgern gemäß § 5 Abs 1 Z 13 ÖSG 2012 hergestellt wird basiert, oder synthetisches Gas, das auf ~~Basis von~~ erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird basiert;

80. „erneuerbarer Wasserstoff“ Wasserstoff, der ausschließlich mit Strom ~~aus Energie~~ aus erneuerbaren Energieträgern gemäß § 5 Abs 1 Z 13 ÖSG 2012 erzeugt umgewandelt wird;

81. synthetisches Gas“ Gas, das auf ~~Basis von~~ Wasserstoff hergestellt wird basiert.

82 „Konversionsanlage“ Anlage zur Umwandlung von einem der Energieträger Strom, Gas oder Wärme in den anderen Energieträger oder in einen anderen Aggregatzustand desselben Energieträgers;

83. „Forschungs- und Demonstrationsprojekt“ ein Vorhaben, das eine zwar in der Union bereits bestehende Technologie, aber dem etablierten Stand der Technik entsprechend eine Innovation darstellt, oder aber auch eine völlig neue Technologie („first of its kind“) demonstriert, die eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation darstellt;

84. „dekarbonisiertes Gas“ Wasserstoff, der mittels Erdgas oder synthetischem Gas auf Basis von Erdgas als Energieträger umgewandelt wurde und bei dessen Umwandlung durch technische Maßnahmen das Entstehen von daraus resultierenden Kohlendioxid-Emissionen, soweit technisch möglich, dauerhaft unterbunden oder reduziert wurde;

(4) Soweit in diesem Bundesgesetz auf die Begriffe Erdgas, Gas oder biogene Gase Bezug genommen wird, sind darunter auch erneuerbare Gase, dekarbonisierte Gase, sonstige Gase und Gasgemische, die den geltenden Regeln der Technik für Gasqualität entsprechen, zu verstehen.

Anmerkungen:

Zu Abs 1 Z 79, 80, 81, 84 und Abs 4 sowie § 5 Abs 1 Z 6a, 16, 18 und 40 EAG:

Das EAG – bzw das GWG – sehen im Wesentlichen nur Begriffsbestimmungen zu „grünem Gas“ sowie „grünem Wasserstoff“ – sohin Gas und Wasserstoff, das bzw der ausschließlich aus Energie aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird – vor. Dabei wird übersehen, dass eine Energiewende unter Erreichung der Klimaziele nur dann erfolgreich sein kann, wenn auch „graues bzw blaues Gas“ sowie „grauer bzw blauer Wasserstoff“ umfasst ist. Aus diesem Grund ist die Begriffsdefinition von „dekarbonisiertem Gas“ einzuführen.

Im Lichte der Einführung der Konversionsanlagen, welche nichts anderes als Umwandlungsanlagen darstellen, ist konsequenter Weise von den Begriffen „Erzeugung“ und „Herstellung“ Abstand zu nehmen und durch „Umwandlung“ zu ersetzen.

Aufgrund der obigen Änderungen der Begriffsbestimmungen im GWG sind die damit thematisch bereits vorhandenen Begriffsbestimmungen in § 2 Gaskennzeichnungsverordnung (G-KenV) ersatzlos zu streichen.

Zu Abs 1 Z 82 sowie § 5 Abs 1 Z 21a EAG und § 7 Abs 1 Z 7a EIWOG:

Der Begriff der Konversionsanlage – sohin Umwandlungsanlage – ist weder im EIWOG 2010 noch im GWG 2011 definiert. Ein Hinweis auf eine allfällige Definition findet sich in § 22a ELWOG 2010, wonach es um „Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas“ geht. Diese Begriffsbestimmung greift jedoch zu kurz, weil sie bei der Umwandlung nur P2G Anlagen berücksichtigt, nicht jedoch sämtliche Umwandlungen von Energieträgern oder die Umwandlung eines Energieträgers in einen anderen Aggregatzustand, wie beispielsweise die Umwandlung von Gas in flüssiges Gas (LNG). Ein möglichst weiter Begriff der Konversionsanlage ist jedoch notwendig, um einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele zu leisten und damit für eine erfolgreiche Energiewende zu garantieren.

Zu Abs 1 Z 83 sowie § 5 Abs 1 Z 30a EAG und § 7 Abs 1 Z 34a EIWOG:

Der Begriff der Demonstrationsprojekte findet sich in § 7 Abs 1 Z 7a EIWOG 2010, nicht jedoch auch im GWG 2011 und ist aus Gründen der Sektorneutralität bzw Gleichbehandlung der Sektoren und ihrer Netzbetreiber in das GWG 2011 aufzunehmen.

Die Definition von Demonstrationsprojekten stellt ausschließlich auf völlig neue, noch gar nicht auf dem Markt etablierte Technologie ab. Dies ist zu kurz gegriffen und muss in jedem Fall „technologie-neutral“

gelesen werden. Wenngleich zu begrüßen ist, dass der Fokus auf diese „*first of its kind technologies*“ gelegt wird – sohin Forschung & Entwicklung vorangetrieben werden soll – so dürfen bereits bestehende Technologien nicht außer Acht gelassen werden. Da auf völlig neue Technologien abstellende Innovationen Entwicklungszyklen von mehreren Jahren haben, bedarf es gerade in der Übergangsphase dringend Demonstrationsprojekte, welche mit dem für die Energiewende veranschlagten Zeitplan einhergehen, widrigenfalls die Erreichung der Klimaziele sogar gefährdet wird.

Darüber hinaus bedarf die Innovation in völlig neuen Technologiebereichen einer Grundlagenforschung, auf die Fernleitungsnetzbetreiber überhaupt nicht ausgerichtet sind. Erforderlich ist daher ein weiterer Begriff von Forschungs- und Demonstrationsprojekt, ansonsten ist es Fernleitungsnetzbetreibern wie der TAG GmbH erst gar nicht möglich, den so wichtigen aktiven Beitrag in der Energiewende zu leisten.

§ 14 Pflichten der Marktgebietsmanager

(1) Den Marktgebietsmanagern sind folgende Aufgaben übertragen:

[...]

7. die ~~Erstellung~~ Herausgabe des koordinierten Netzentwicklungsplans;

7a. in Kooperation mit den Netzbetreibern sowie dem Regelzonenführer gemäß § 7 Abs. 1 Z 60 EIWOG 2010 und dem Verteilergebietsmanager gemäß §§ 17 ff GWG 2011 die Ermittlung und Veröffentlichung von potentiellen Einspeisepunkten bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase in den Marktgebieten unter Berücksichtigung des regionalen Aufbringungs- und Absatzpotentials und sonstiger Standortfaktoren;

[...]

Anmerkungen:

Zu Z 7:

Gemäß § 62 Abs 1 Z 20 GWG ist es Aufgabe der Fernleitungsnetzbetreiber, den Netzentwicklungsplan zu erstellen. Sohin erstellt jeder Fernleitungsnetzbetreiber seinen individuellen Netzentwicklungsplan, welche in der Folge auch von den Fernleitungsnetzbetreibern (gemeinsam) gemäß § 63 Abs 2 GWG zur Genehmigung eingereicht wird. Die individuellen Netzentwicklungspläne der Fernleitungsnetzbetreiber werden in weitere Folge in dem koordinierten Netzentwicklungsplan zusammengefasst, wobei dem Marktgebietsmanager eine – wie der Name schon suggeriert – koordinierende Funktion dergestalt zukommt, dass er den koordinierten Netzentwicklungsplan herausgibt.

Zu Z 7a:

Diese Zuständigkeit hat nicht beim Verteilergebietsmanager, sondern beim Marktgebietsmanager zu liegen. Potentielle Einspeisepunkte bzw Eignungszonen für erneuerbare Gase sind nicht auf das Verteilergebiet beschränkt, sondern im Sinne der Diskriminierungsfreiheit und Gleichbehandlung potentieller Anbieter auch auf die Fernleitungsebene zu erstrecken.

Der Entwurf nennt „*Daten über potentielle Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase*“. Wenngleich die EB zum EAG von der „*Identifikation von Eignungszonen für Erzeugungs-, Speicher- und Konversionsanlagen sowie Leitungen*“ sprechen, fehlt sowohl im EAG als auch im GWG jegliche Definition von „Eignungszonen“; dies wäre vom Gesetzgeber nachzutragen.

§ 18 Pflichten der Verteilergebietsmanagers

(1) Den Verteilergebietsmanagers sind folgende Aufgaben übertragen:

[...]

~~12a. in Kooperation mit den Netzbetreibern sowie dem Regelzonenführer gemäß § 7 Abs. 1 Z 60 EIWOG 2010 die Ermittlung und Veröffentlichung von potentiellen Einspeisepunkten bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase in den Marktgebieten unter Berücksichtigung des regionalen Aufbringungs- und Absatzpotentials und sonstiger Standortfaktoren;~~

[...]

Anmerkungen:

Siehe Kommentar zu § 14 Abs 1 Z 7a GWG 2011.

§ 78a Ausnahmen von Systemnutzungsentgelten für Forschungs- und Demonstrationsprojekte

[...]

(6) Die Regulierungsbehörde kann einen Ausnahmebescheid nach Abs. 1 unter Vorschreibung von Auflagen, Bedingungen oder Befristungen erlassen, sofern dies zur Erfüllung der Ziele nach dieser Bestimmung erforderlich ist. Der Ausnahmebescheid ist den Netzbetreibern zu Kenntnis zu bringen, in deren Konzessionsgebiet das von der Ausnahme erfasste Forschungs- oder Demonstrationsprojekt durchgeführt wird. Dem Netzbetreiber dürfen aus so einem Ausnahmebescheid keinerlei Nachteile in der Behandlung seiner Kosten und Erlöse resultieren.

[...]

Anmerkungen:

Ausnahmen von der Tarifierung haben zur Folge, dass Investitionen, welche der Netzbetreiber zu tätigen hat, damit der Kunde seine Forschungs- und Demonstrationsprojekt an das Netz anschließen kann, zwar kostenseitig anerkannt werden, diesen Kosten jedoch gar keine oder zumindest betraglich beschränkte Erlöse aus Tarifen gegenüberstehen (sogenannte Mindererlöse oder Unterdeckung). In diesem Fall hat die gesetzliche Klarstellung zu erfolgen, dass dem Netzbetreiber im Rahmen der Kostenprüfung keine Nachteile erwachsen.

7. Abschnitt

§ 120a. Betrieb von Konversionsanlagen

(1) Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber können Eigentümer von Konversionsanlagen sein oder diese errichten, verwalten oder betreiben, wenn mindestens eines der folgenden Kriterien erfüllt ist:

1. die Konversionsanlage hat direkte Auswirkungen auf das Fernleitungsnetz, die Ausstattung oder den Betrieb hat;

2. die Konversionsanlage reduziert CO2 Emissionen;

3. die Konversionsanlage ist innovativ hinsichtlich der vom Fernleitungsnetzbetreiber konventionell eingesetzten Technologien;

4. die Konversionsanlage verschreibt sich der Nachhaltigkeit;

5. die Konversionsanlage verfügt über das Potenzial eines Nettonutzens für die Netzbenutzer, aber auch für sonstige Stakeholder, oder die Umwelt im Sinne einer Bewertung in Bezug auf nationale, regionale und europaweite Wohlfahrt oder eines Beitrages zur allgemeinen Zielerreichung einer CO2 Reduktion bzw. zur Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen im weiteren Sinne);

6. die Konversionsanlage steigert die Effizienz.

(2) Die Regulierungsbehörde führt mindestens alle fünf Jahre eine öffentliche Konsultation zu den vorhandenen Konversionsanlagen durch, um zu prüfen, ob ein Potential für und Interesse an Investitionen in solche Anlagen besteht. Deutet die öffentliche Konsultation — gemäß der Bewertung durch die Regulierungsbehörde — darauf hin, dass Dritte in kosteneffizienter Weise in der Lage sind, Eigentümer solcher Anlagen zu sein bzw. solche Anlagen zu errichten, zu betreiben oder zu verwalten, so stellt die Regulierungsbehörde sicher, dass die darauf gerichteten Tätigkeiten der Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber binnen zwei Jahren schrittweise eingestellt werden. Ungeachtet der Bedingungen dieses Verfahrens ist den Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber von der Regulierungsbehörde der zum Zeitpunkt des Verkaufes bestehende, regulatorische Restbuchwert der Investitionen abzugelten.

(3) Die mit dem Betrieb von Konversionsanlagen verbundenen, angemessenen Kosten sind bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gemäß den Bestimmungen des 5. Teils dieses Bundesgesetzes anzuerkennen. Weiters sind die Erlöse der Netzbetreiber aus den marktbasierten Vergaben der Kapazitäten solcher Anlagen bei der Entgeltbestimmung zugrunde zu legen.

Anmerkungen:

Allgemeines:

Die Bestimmungen des § 120a GWG 2011 sind im Wesentlichen jenen des § 22a ElWOG 2010 nachgebildet und an den erforderlichen Stellen angepasst, sodass auch Gasnetzbetreiber (Verteiler- wie Fernleitungsnetzbetreiber) dieselben Möglichkeiten wie Stromnetzbetreiber haben, den so wichtigen aktiven Beitrag in der Energiewende leisten zu können. Darüber hinaus ist auch rechtlich die Sektorneutralität und die damit einhergehende Gleichstellung von Gas- mit Stromnetzbetreibern zu gewährleisten.

Aus den EB zu § 22a ElWOG 2010 geht hervor, dass es sich bei den gegenständlichen Anlagen um Energiespeicheranlagen gemäß Art. 2 Z 60 RL (EU) 2019/944 handelt. Sohin handelt es sich dabei um das Konzept von Konversionsanlagen (vgl dazu auch die Ausführungen der TAG GmbH zur neu eingeführten Begriffsbestimmung in § 7 Abs 1 Z 82 GWG 2011). Diese sind unseres Erachtens technologieneutral zu sehen und nicht nur auf den Vorgang der Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas zu beschränken. Neben den klassischen Elektrolyseanlagen (P2G Anlagen) – welche der Gesetzesvorschlag gemäß EB zu § 22a ElWOG im Fokus hat – sind aber insbesondere, aber nicht ausschließlich, auch Anlagen zur Umwandlung von Gas in LNG zu berücksichtigen. Nur ein möglichst weiter und – wie vorhin erwähnt – technologieneutraler Anwendungsbereich garantiert das Erreichen der Klimaziele für eine erfolgreiche Energiewende.

Daher ist das Grundkonzept der für den Strombereich entworfenen Vorbildbestimmung des § 22a ElWOG 2010 in das GWG 2011 zu übernehmen, jedoch für den Gasbereich anzupassen.

Zu Abs 1:

Die Methode gemäß § 82 GWG 2011 der 4. Periode der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber für 2021 – 2024 („Kostenmethode“)² sieht in ihrem Kapitel VI. „Behandlung künftiger Projekte zur Erhöhung der Effizienz“ Folgendes vor:

Gemäß § 82 Abs 1 GWG 2011 ist bei der Feststellung der Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber sicherzustellen, dass für die Fernleitungsnetzbetreiber Anreize bestehen, die Effizienz zu steigern und notwendige Investitionen angemessen durchführen zu können. Bestrebungen hinsichtlich einer kohlenstoffarmen Ökonomie („Energiewende“) sind große Herausforderungen, die auch einen Paradigmenwechsel der Energiewirtschaft benötigen. Um einen schnellen und effizienten Wandel zu ermöglichen und um zur europäischen und österreichischen Klima- und Energiestrategie beitragen zu können, sollten Erdgas-Netze als Rückgrat dekarbonisierter Energiesysteme begriffen werden, da ein wesentlicher Beitrag zur Flexibilität, Nachhaltigkeit, Effizienz, wie insbesondere Energieeffizienz und CO₂ Reduktion, Ausfallsicherheit und Versorgungssicherheit gegeben ist. Fernleitungsnetzbetreibern sind daher Anreize im Sinne von § 82 Abs 1 GWG 2011 für F&E, Machbarkeitsstudien sowie Pilotprojekten zur Implementierung auf folgenden Gebieten zuzugestehen:

- Neue Ausstattung, neue betriebliche und/oder kommerzielle Vereinbarungen, neue betriebliche Maßnahmen (Digitalisierung) direkt bezogen auf die Ausstattung und das Netz des Fernleitungsnetzbetreibers, um eine effiziente Nutzung der existierenden Kapazität oder der Schaffung neuer Services im Sinne von Marktentwicklung, Marktinnovation und Sektor-Kopplung zu gewährleisten;
- Auswirkungen von neuen, allgemeinen Rahmenbedingungen – insbesondere jenen der Energiewende – auf den Betrieb des Gas-Fernleitungsnetzes:
 - o Einspeisung von kohlenstoffarmen, biogenen oder synthetischen Gasen in das Netz des Fernleitungsnetzbetreibers („Blending“) und deren Verträglichkeit mit den bestehenden Anlagen, Anlagenteilen und Messeinrichtungen;
 - o Auswirkungen der Sektorkopplung.

Weiters nennt die Kostenmethode jene Kriterien, denen solche Projekte/Investitionen zu unterliegen haben:

- Das Projekt hat direkte Auswirkungen auf das Fernleitungsnetz, die Ausstattung oder den Betrieb;
- Das Projekt reduziert CO₂ Emissionen;
- Das Projekt ist innovativ hinsichtlich der vom Fernleitungsnetzbetreiber konventionell eingesetzten Technologien;
- Das Projekt verschreibt sich der Nachhaltigkeit;
- Das Projekt verfügt über das Potenzial eines Nettonutzens für die Netzbenutzer, aber auch für sonstige Stakeholder, oder die Umwelt im Sinne einer Bewertung in Bezug auf nationale, regionale und europaweite Wohlfahrt oder eines Beitrages zur allgemeinen Zielerreichung einer CO₂ Reduktion bzw. zur Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen im weiteren Sinne);
- Das Projekt steigert die Effizienz.

Um die Kohärenz zwischen dem regulierten Betrieb von Konversionsanlagen und der damit einhergehenden regulatorischen Anerkennung der Kosten für die entsprechenden Projekte und Investitionen sicherzustellen, sollten die jeweiligen Zulassungsvoraussetzungen ident sein. Daher sind die Kriterien des Abs 1 und 2 ersatzlos zu streichen und durch jene von Kapitel VI. der Kostenmethode zu ersetzen.

² <https://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/netzentgelte/methodenbeschreibung>.

Zu Abs 2:

Ein schrittweises Einstellen („Decommissioning“) einer ursprünglich regulierten Tätigkeit binnen 18 Monate erscheint zu kurz; angemessener wäre eine Frist von zwei Jahren.

Konversionsanlagen bedeuten eine nachhaltige Investition mit entsprechenden Abschreibungsdauern der Netzbetreiber, für das eine Planungssicherheit garantiert sein muss. Dazu gehört insbesondere die Zusage der Amortisation der Investition. Richtigerweise ist daher auch die regulatorische Kostenanerkennung vorgesehen. Abzulehnen ist jedoch eine Bestimmung, wonach die Regulierungsbehörde einen bloß *angemessenen Ausgleich* für den Restwert vorsehen *kann*. Sind Konversionsanlagen vor Ende ihrer regulatorischen Amortisation aufgrund des Mechanismus des Abs 3 vom regulierten in den nicht-regulierten Bereich überzuführen und daher vom Netzbetreiber zwingend aus seinem Anlagenbestand zu nehmen, ist eine Abgeltung des zum Zeitpunkt des Verkaufes bestehenden, regulatorischen Restbuchwerts der Investitionen zwingend vorzusehen, widrigenfalls kein Netzbetreiber eine Investition in eine Konversionsanlage vornehmen wird. Dies hätte wiederum zur Folge, dass mangels Garantie einer Rate-of Return dringend notwendige Projekte im Rahmen der Energiewende gerade nicht getätigt werden.

§ 133a Festsetzung eines Zielwertes für den technisch zulässigen Anteil an Wasserstoff in den Erdgasleitungsanlagen

Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie kann im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort und der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus und unter Berücksichtigung der von österreichischen und internationalen Verbänden und Normungsinstituten herausgegebenen Regeln der Technik gemäß § 7 Abs 1 Z 53 mit Verordnung einen Zielwert für den ~~technisch zulässigen~~ Anteil an Wasserstoff in den Erdgasleitungsanlagen festlegen.

Anmerkungen:

ÖVGW bzw die zuständigen europäischen und internationalen Verbände und Normungsinstitute definieren die Gasqualität und bilden auf Basis ihrer Expertise auch ab, wie hoch allenfalls ein technisch zulässiger Anteil an Wasserstoff in den Erdgasleitungsanlagen sein darf. Nicht umsonst werden auch diese Standards über einen entsprechenden Verweis in Anlage 2 zur GMMO-VO als die Regeln der Technik definiert. Folglich hat sich ein solcher Anteil an Wasserstoff an technischen Normen und nicht bloß an einem mittels Verordnung der zuständigen Bundesministerin erlassenen Zielwert zu orientieren. Darüber hinaus bestünde die Gefahr, Klimaziele nicht zu erreichen, wenn dieser Zielwert zu niedrig oder aber auch zu hoch angesetzt wird.

Aus den genannten Gründen hat die zuständige Bundesministerin das Einvernehmen mit der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort und der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus herzustellen sowie die von österreichischen und internationalen Verbänden und Normungsinstituten herausgegebenen Regeln der Technik jeweils zwingend zu berücksichtigen.