

FNB Gas - Kurzfassung

Zu den Vorschlägen der Europäischen Kommission über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff

Kurz: „Gasmarktpaket“

COM(2021) 803/ COM(2021) 804

Über FNB Gas:

Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) mit Sitz in Berlin ist der 2012 gegründete Zusammenschluss der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, also der großen überregionalen und grenzüberschreitenden Gastransportunternehmen. Ein inhaltlicher Schwerpunkt der Vereinigung ist der Netzentwicklungsplan Gas, der seit 2012 durch die Fernleitungsnetzbetreiber erstellt wird. Zudem vertritt die Vereinigung ihre Mitglieder auch als Ansprechpartner gegenüber Politik, Medien und Öffentlichkeit.

Mitglieder der Vereinigung sind die Unternehmen bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, Ferngas Netzgesellschaft mbH, GASCADE Gastransport GmbH, Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Nowega GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH und Thyssengas GmbH. Sie betreiben zusammen ein rund 40.000 Kilometer langes Leitungsnetz.

Der Hochlauf des Wasserstoffmarktes in der EU ist eine zwingende Voraussetzung für die Transformation des Energiesektors im Sinne der Versorgungssicherheit (Unabhängigkeit) und des Klimaschutzes (Dekarbonisierung). Die aktuelle geopolitische Situation macht diesen Hochlauf umso drängender. Mit dem „Gasmarktpaket“ müssen daher schnellstmöglich der regulatorische Rahmen für einen zeitnahen und effizienten Markthochlauf geschaffen und bestehende Hürden beim Aufbau der dazu benötigten Infrastruktur beseitigt werden.

Die Wasserstoffinfrastruktur kann zu großen Teilen aus bestehenden und umgestellten Erdgasleitungen aufgebaut werden. Das ist volkswirtschaftlich vorteilhaft und sinnvoll. Die Vorschläge der EU-Kommission tragen diesem Umstand noch nicht in ausreichendem Maße Rechnung. Insbesondere durch die grundsätzliche Trennung zwischen Erdgas- und Wasserstoffnetzen, durch die vorgeschlagenen Regelungen zur Entflechtung, zur Finanzierung, zur Kostenermittlung und Entgeltbildung sowie auch zur Netzentwicklungsplanung werden erhebliche Hürden und Risiken für den Aufbau der Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff geschaffen. Ein schneller Markthochlauf für Wasserstoff wird damit deutlich verzögert, wenn nicht sogar verhindert.

Vertikale Entflechtungsregelungen für Wasserstoffnetzbetreiber

Die vorgesehene Integration der Regelungen zur Regulierung der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur in den bestehenden Rechtsrahmen für Gas ist richtig und notwendig. Insofern sollten auch die bestehenden Entflechtungsregelungen für Gas auf Wasserstoff übertragen werden: die Trennung zwischen den wettbewerblichen Aktivitäten der Gewinnung und der Versorgung auf der einen Seite sowie den nicht-wettbewerblichen Aktivitäten des Transports auf der anderen Seite und die dauerhafte Anwendung der drei bestehenden Entflechtungsmodelle (OU, ISO und ITO). Einheitliche Entflechtungsregeln schaffen für die Netzbetreiber Planbarkeit für Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur und ermöglichen die effiziente Nutzung von Synergien.

Die nun vorgeschlagene Befristung des im europäischen Gassektor weit verbreiteten und bewährten ITO-Modells für Wasserstoffnetzbetreiber bis Ende 2030 würde einen Großteil aller bestehenden europäischen Fernleitungsnetzbetreiber faktisch vom Wasserstofftransportgeschäft ausschließen. Heutige ITOs müssten ihre Wasserstoffinfrastruktur veräußern, wodurch volkswirtschaftlich sinnvolle Synergieeffekte des gemeinsamen Betriebs von Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur verschwinden und ein deutlicher Negativanreiz für jegliche Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur gesetzt wird. Darüber hinaus ginge damit jegliche Flexibilität für die Berücksichtigung der sich dynamisch – und voneinander abhängig – entwickelnden Gas- und Wasserstofftransportbedarfe verloren, da die FNB so gezwungen würden, nach dem Vorsichtsprinzip die Gastransportbedarfe zu priorisieren.

Das von der EU-Kommission alternativ für vertikal integrierte Unternehmen vorgesehene ISO-Modell ist in der Praxis für bestehende Gas-ITOs nicht sinnvoll anwendbar. Dies folgt zunächst daraus, dass der Anwendungsspielraum auf sehr wenige Fälle begrenzt ist, da das vertikal integrierte Unternehmen zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Richtlinie bereits über ein Wasserstoffnetz verfügt haben muss. Das wird nur auf sehr wenige Unternehmen zutreffen. Entscheidend ist zudem, dass der ISO, nicht nur finanziell, sondern auch personell und technisch so ausgestattet werden müsste, dass dieser die Bewirtschaftung der Infrastruktur vollumfänglich für den Eigentümer durchführen kann (d.h. von der Vermarktung der Kapazitäten über Betrieb und Wartung bis hin zur Netzentwicklung einschließlich Planung, Bau und Inbetriebnahme). Gegenüber den bestehenden Gas-ITOs, die über solche Ressourcen für den Betrieb auch der auf Wasserstoff umgestellten Infrastruktur verfügen, entstehen dadurch zwingend Doppelstrukturen, die weder effizient noch im Sinne der Netzkunden und Verbraucher sind. Darüber hinaus sind schon aufgrund des Fachkräftemangels und der Notwendigkeit des Aufbaus des Know-Hows erhebliche Verzögerungen zu erwarten.

Ohne das ITO-Modell für Wasserstoffnetzbetreiber würden auch eine Vielzahl von am Energiemarkt agierenden Finanzinvestoren faktisch davon ausgeschlossen, sich an Wasserstoffnetzbetreibern zu beteiligen und über privatwirtschaftliche Gelder am Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur mitzuwirken.

Den Mitgliedsstaaten das ITO-Modell zu untersagen, wäre zudem nicht mit den rechtlichen Anforderungen des EU-Vertrags an Verhältnismäßigkeit und Subsidiarität vereinbar und würde auch Fragen des Eigentumsrechts und des Investitionsschutzes sowie der de-facto-Benachteiligung von Mitgliedsstaaten aufwerfen. Daher wäre die Befristung des ITO-Modell ein schwerwiegendes Hindernis für die Realisierung eines europäischen Wasserstoffverbundnetzes.

Horizontale Entflechtungsregelungen zwischen Wasserstoff- und Fernleitungsnetzbetreiber

Die Einschätzung der EU-Kommission, dass der gemeinsame Betrieb von Wasserstoffnetzen und Gas- oder Stromnetzen Synergien schaffen kann und daher zulässig sein sollte, teilen die FNB ebenso wie die Ziele, Transparenz in Bezug auf die Finanzierung und die Kosten regulierter Tätigkeiten sowie die Verwendung der Netzzugangstarife zu schaffen. Diese Ziele können effizient und effektiv durch eine Verpflichtung zur buchhalterischen Entflechtung und eine entsprechende regulatorische Aufsicht erreicht werden. Was zwischen Gas und Strom gilt, sollte umso mehr zwischen Gas und Wasserstoff gelten. Die vorgeschlagene Verpflichtung zur zusätzlichen gesellschaftsrechtlichen, informatorischen und organisatorischen Entflechtung von Gas- und Wasserstoffnetzbetreibern schafft keinen weiteren Beitrag zur Erfüllung der gesetzten Ziele. Im Gegenteil verhindert sie insbesondere durch das Verbot des Austausches von Informationen und der Nutzung von gemeinsamen Leistungen die Realisierung des enormen Synergiepotentials, welches bei einem gemeinsamen Betrieb von Erdgas- und Wasserstoffnetzen gegeben ist. Die zwingend vorgegebene gesellschaftsrechtliche Trennung würde zudem zu unnötigen bürokratischen Hürden und steuerlichen Mehrbelastungen bei der Übertragung von Vermögenswerten führen.

Synergien ergeben sich insbesondere dadurch, dass das über Jahrzehnte aufgebaute Know-How und die technische Expertise der Netzbetreiber zu leitungsgebundenem Energietransport und das vorhandene Fachpersonal gemeinsam für den Wasserstoff- und Erdgastransport genutzt werden kann. Ferner können die Umstellung von Gasleitungen auf den Transport von Wasserstoff, aber auch der erforderliche Neubau von Wasserstoffleitungen oder auch Gasleitungen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit im verbleibenden Gasnetz nur durch eine integrierte Betrachtung von Gas- und Wasserstoffnetzen effizient, passgenau und vollständig aufeinander abgestimmt umgesetzt werden. Die Erfahrungen in Deutschland im Rahmen der Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas haben deutlich gezeigt, dass insbesondere bei zeitlichen Restriktionen eine integrierte Planung und Durchführung einer Infrastrukturumstellung unerlässlich ist. Der Aufbau eines getrennten Wasserstoffnetzbetreibers würde dagegen Synergien vernichten und zu erheblichen Verzögerungen führen.

Integrierte Netzplanung für Gas und Wasserstoff

Der Aufbau der Wasserstofftransportinfrastruktur kann nur dann schnell, klimaschonend und volkswirtschaftlich effizient erfolgen, wenn er im Wesentlichen durch die Umstellung von vorhandenen Gasleitungen erfolgt. Dies erfordert eine enge Verzahnung der sich iterativ bedingenden Netzentwicklungsplanungen für Gas- und Wasserstoffnetze. Diese wäre insbesondere durch eine Integration von Wasserstoff in den Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) zu gewährleisten. Hinsichtlich der Netzentwicklungsplanung für Wasserstoff ist der Vorschlag der EU-Kommission unzureichend. Hier schaffen die vorgeschlagenen horizontalen Entflechtungsregelungen hohe Hürden z.B. bei der Identifizierung von umzustellenden Leitungen. Auch potenzielle kartellrechtliche Implikationen und Risiken für die Netzbetreiber gilt es auszuschließen. Die Vorgaben sollten klarstellen, dass die Kooperation der Netzbetreiber erforderlich und geboten ist. Daher sprechen wir uns vor allem auch vor dem Hintergrund des Erfordernisses des schnellen und effizienten Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur dafür aus, einen integrierten Planungsprozess für die Gas- und Wasserstoffnetze einzuführen.

Anstatt einer integrierten Netzplanung für Gas- und Wasserstoff schlägt die Kommission einen „einheitlichen Netzentwicklungsplan über alle Netzebenen und Energieträger“ vor. Nach unseren Erfahrungen aus den aktuellen Netzplanungsprozessen halten wir einen solchen einheitlichen

Netzentwicklungsplan in Deutschland für derzeit nicht realisierbar. Anstelle der Erstellung eines gemeinsamen Szenariorahmens auf nationaler Ebene sollte in einem vorgelagerten Prozess eine gemeinsame Szenariogrundlage insbesondere durch Sicherstellung gleicher Inputparameter geschaffen sowie eine zeitliche Harmonisierung der jeweiligen Netzentwicklungsplanungsprozesse Strom und Gas umgesetzt werden. Dadurch würde zum einen ein einheitlich abgestimmtes Set an Annahmen und Zielvorgaben gewährleistet, während zum anderen die individuellen Planungs- und Prozessschritte der Netzbetreiber berücksichtigt würden. Der vorgeschlagene Einbezug der Verteilernetzebene in die Netzentwicklungsplanung kann ebenfalls in diesem vorgelagerten Prozess erfolgen. Die weiter gehende Einbeziehung der Verteilernetzinfrastruktur in den NEP Gas ist nicht leistbar. Der Abstimmungsbedarf wäre schon aufgrund der starken Diversität der Aufgaben enorm und ein solcher Prozess mit den über 700 Akteuren nicht praktikabel.

Finanzierung des Aufbaus des Wasserstoffsystems

Die Energiewende in Europa kann nur gelingen, wenn die Bezahlbarkeit der Energie für die Konsumenten gewährleistet und somit eine positive Akzeptanz des Wandels geschaffen wird. Das Ziel des regulatorischen Rahmens muss es daher sein, prohibitiv hohe Entgelte zu vermeiden und vorhersagbare, planbare Tarife zu ermöglichen. Dies muss sowohl in der Markthochlaufphase des Wasserstoffmarktes gewährleistet sein als auch in der Phase sinkenden Erdgasbedarfes. Viele Erdgaskunden von heute werden die Wasserstoffkunden von morgen sein. Eine Sozialisierung von Kosten zwischen Erdgas- und Wasserstoffkunden ist für eine erfolgreiche Energiewende daher unerlässlich. Ein gemeinsames reguliertes Anlagevermögen und in deren Folge eine einheitliche Entgeltbildung für Erdgas und Wasserstoff ist die effizienteste Form der gerechtfertigten Sozialisierung der Kostentragung. Auch der deutsche Gesetzgeber hat in § 112b EnWG das klare Ziel der Anpassung des regulatorischen Rahmens zur gemeinsamen Regulierung und Finanzierung der Gas- und Wasserstoffnetze verankert.

Die EU-Kommission hat ebenfalls grundsätzlich die Notwendigkeit einer Kostensozialisierung anerkannt, schlägt jedoch anstatt einer einheitlichen Entgeltbildung den Ansatz der „besonderen Entgelte“ vor. Dieser ist hochkomplex, enthält viele offene Fragen und muss zunächst durch den Mitgliedstaat und die Regulierungsbehörde umgesetzt werden. Zudem birgt der Vorschlag hohes Konfliktpotential, das den erfolgreichen Markthochlauf behindern wird.

Sollte sich der Ansatz der EU-Kommission durchsetzen, so bedarf er einer deutlichen Überarbeitung: Insbesondere sind die Verpflichtungen der ACER Empfehlungen zu Asset-Übertragungen, zu Umfang und Laufzeit der Finanztransfers und zum besonderen Entgelt so flexibel auszugestalten, dass die unterschiedlichen Geschwindigkeiten beim Markthochlauf in Europa und die Besonderheiten sowie ggf. bereits bestehende Regelungen in den einzelnen Mitgliedsstaaten berücksichtigt werden können. Auf keinen Fall darf es zu einer ex ante zeitlichen Befristung der Finanztransfers kommen.

Finanzierung der grenzüberschreitenden Wasserstoffinfrastruktur

Die Fernleitungsnetzbetreiber teilen die Überzeugung der EU-Kommission, dass gut vernetzte Wasserstoffmärkte in der Union für eine erfolgreiche Energiewende notwendig sind und daher Investitionen in grenzüberschreitende Wasserstoffinfrastruktur erleichtert bzw. nicht behindert werden sollten.

Bezüglich der Netzentgelte schlägt die EU-Kommission ab spätestens 2031 zwar eine verpflichtende Einführung von regulierten Netzentgelten für Wasserstoff auf Basis der für Erdgas geltenden Grundsätze vor. Allerdings dürfen abweichend von den Regelungen für Erdgas keine Entgelte an Grenzübergangspunkten zwischen zwei Mitgliedstaaten angesetzt werden. Bei Transiten innerhalb der EU würden nach dem Vorschlag der EU-Kommission zwar Kosten entstehen, aber es dürften dafür keine Entgelte erhoben werden. Gerade da zu erwarten ist, dass nicht alle EU-Länder gleichermaßen zu H₂ Quellen und Senken werden, sind effiziente Ausbausignale für die grenzüberschreitende Transportinfrastruktur notwendig. Daher sollten im Sinne eines verursachungsgerechten Ansatzes auch bei

Wasserstoff die Ein- und Ausspeisepunkte an Grenzen zwischen zwei Mitgliedstaaten der EU entsprechend bepreist werden.

Die alternativ vorgeschlagene Regelung eines verpflichtenden grenzüberschreitenden Kompensationsmechanismus führt dagegen zu hohen Unsicherheiten für den Markt, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber und Investoren bzgl. des Designs und der Implementierungsdauer grenzüberschreitender Kompensationen zwischen Wasserstoffnetzbetreibern. Dies gilt auch deshalb, weil angesichts der hohen Komplexität und der unterschiedlichen Interessen und Ausgangssituationen fest damit zu rechnen ist, dass die Verhandlungen zwischen den Netzbetreiber, für die drei Jahre vorgesehen sind, sowie anschließend auch der Regulierungsbehörden, für die zwei Jahre vorgesehen sind, streitig geführt werden und nicht zu einer Einigung führen dürften. Im Anschluss müsste ACER entscheiden.

Förderung erneuerbarer und CO₂-armer Gase

Der zunehmende Einsatz von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen ist unverzichtbar für die Dekarbonisierung in Deutschland bzw. der EU. Die Fernleitungsnetzbetreiber unterstützen daher den Ansatz der Förderung für den Markthochlauf. Die von der Kommission dazu vorgeschlagenen Nachlässe auf die kapazitätsbasierten Tarife für erneuerbare und CO₂-arme Gase lehnen die FNB jedoch ab. Die Förderung erneuerbarer und CO₂-armer Gase sollte nicht über den Umweg der Netzentgelte, sondern über den Commodity-Markt bzw. den Zertifikatshandel erfolgen. Die Vorschläge der EU-Kommission zur Anwendung von Nachlässen an Speichereinrichtungen, Grenzübergangspunkten sowie LNG-Terminals sind in der Umsetzung für Netzbetreiber und Marktteilnehmer äußerst komplex, intransparent, aufwendig und teilweise nicht umsetzbar. Im Fall von Biogasanlagen in Deutschland würden sie sogar eine Verschlechterung im Vergleich zu aktuellen nationalen Regelungen zur Förderung von Biogas darstellen, da hier für die Einspeisung in ein Methanetz überhaupt kein Entgelt angesetzt. Unabhängig davon, ist das Volumen der Ein- bzw. Ausspeisung von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen und damit der Umfang der Nachlässe und dementsprechend das Ausmaß der Umverteilung der Kosten kaum prognostizierbar. Etwaige Mehr- oder Mindererlöse werden zu volatileren Entgelten führen, deren Schwankungen den Endverbraucher kaum noch vermittelbar wären. Eine alternative Möglichkeit der Förderung erneuerbarer Gase wäre die Vorgabe von bestimmten Quoten für erneuerbare und CO₂-arme Gase für Lieferanten.

Regelungen zum Entry/Exit-System und zum Bilanzierungsregime für Wasserstoff

Die FNB unterstützen die Einführung eines einheitlichen Bilanzierungsregime im Wasserstoff auf nationaler Ebene als Zielmodell. Die (einheitliche) Definition eines „Entry-Exit-Systems“ in der Richtlinie und der Verordnung muss aber insbesondere zu Beginn der Marktentwicklung die Einteilung von Wasserstoffnetzen in Zonen bzw. Marktgebiete nach technischer und (volks-) wirtschaftlicher Betrachtung zulassen. Das Angebot frei zuordenbarer fester Kapazitäten über größere Bilanzierungszonen hinweg stellt immense Anforderungen an die technische Verknüpfung der Wasserstoffnetze und setzt eine hohe Liquidität des Marktes voraus. Räumlich größere Marktgebiete oder sogar ein deutschlandweites Marktgebiet sind damit vor dem Hintergrund der gemachten Erfahrungen im Erdgasbereich erst deutlich nach der Vereinheitlichung der Bilanzierungsregeln umsetzbar.

Eine Standardisierung der Bilanzierungsregeln sollte nicht vor 2031 verpflichtend sein, um in der Startphase den Wasserstoffprojekten mit wenigen Partnern bzw. Kunden benötigte Flexibilität für die Entwicklung zu ermöglichen. Dies ist bei der Erstellung der entsprechenden Netzkodizes zu berücksichtigen. Mehrere Marktgebiete innerhalb eines Mitgliedstaates hingegen müssen über einen längeren Zeitraum – also deutlich über 2031 hinaus – möglich sein.

Um den Aufbau eines Wasserstoffmarktes überhaupt initiieren zu können, ist es essenziell, dass den Infrastrukturbetreibern wie auch den initialen Wasserstoffkunden die Möglichkeit gegeben wird, langfristige Verträge abzuschließen. Diese geben sowohl den Kunden Planungssicherheit für die

notwendigen Investitionen in die Umstellung ihrer Infrastruktur als auch den Netzbetreibern in Bezug auf die Refinanzierung ihrer Investitionen. Das im Verordnungsentwurf angelegte Recht der Regulierungsbehörden, kürzere maximale Vertragslaufzeiten festzulegen, sieht bisher hierfür keine Verpflichtung vor, dies bei einer Entscheidung zur Verkürzung zu berücksichtigen und sollte unbedingt ergänzt werden. Darüber hinaus sollte die Reduzierung der maximalen Vertragsdauer von 20 auf 15 Jahre frühestens ab dem Jahr 2031 greifen.

Gasqualität und Beimischung von Wasserstoff in das Erdgassystem

Vor dem Hintergrund steigender Anteile erneuerbarer und dekarbonisierter Gase im europäischen Fernleitungsnetzsystem gewinnen Aspekte der Gasqualität u.a. für den grenzüberschreitenden Gastransport an Bedeutung.

Wir begrüßen daher die von der EU-Kommission vorgeschlagene Überarbeitung des bestehenden Netzkodex für Interoperabilität (NC INT) für Gas. Anders als von der EU-Kommission vorgeschlagen sollte der zu erarbeitende Netzkodex Wasserstoff aber nicht den NC INT Gas spiegeln, sondern in das bestehende System der Gas-Netzkodizes integriert werden. Hierdurch ließen sich Synergien sowie bestehende technische Expertise der Fernleitungsnetzbetreiber optimal nutzen. Im Rahmen des NC INT sollte die Erarbeitung von Wasserstoffqualitätsstandards geleistet werden.

Als ein weiteres Element der Standardisierung im Bereich Gasqualität verstehen wir die von der EU-Kommission vorgeschlagene zu akzeptierende Wasserstoff-Beimischungsquote von 5%vol an Grenzübergangspunkten. Eine Beschränkung auf Grenzübergangspunkte greift aber zu kurz – die spezifische Beimischungsquote muss in der gesamten europäischen Gasinfrastruktur zur Anwendung kommen. Die technische Umsetzbarkeit spezifischer Wasserstoff-Beimischungsanteile ist hierbei gegebenenfalls abhängig von verschiedenen Parametern (z.B. Schwankung der Beimischungsanteile, Netzbeschaffenheit, Regelung der Beimischung in Pendelzonen, Gasverwendung) und bedarf weiterer Untersuchungen.

Anhang: Konkrete Lösungsvorschläge

1.) Vertikale Entflechtungsregelungen für Wasserstoffnetzbetreiber

- Die in Art. 62 Abs. 4 des Entwurfs der Gas-Richtlinie vorgesehene Frist zur Anwendung des Modelles des „Integrierten Wasserstoffnetzbetreibers“ entsprechend der Regelungen für das ITO-Modell ist zu streichen, wodurch eine dauerhafte Anwendung dieses Entflechtungsmodells zulässig wäre.

2.) Horizontale Entflechtungsregelungen zwischen Wasserstoff- und Fernleitungsnetzbetreiber

- Das in Art. 36 Abs. 1 und Art. 50 Abs. 1 des Entwurfs der Gasrichtlinie vorgesehene Verbot der Weitergabe von wirtschaftlich sensiblen Informationen sowie das Verbot der Nutzung gemeinsamer Einrichtungen für den Fernleitungsnetzbetreiber ist anzupassen, sodass sich diese Verbote ausschließlich auf die vertikale Entflechtungsebene beziehen und ein entsprechender Informationsaustausch sowie die Nutzung gemeinsamer Einrichtungen zwischen dem Fernleitungsnetzbetreiber und dem Wasserstoffnetzbetreiber innerhalb einer Unternehmensgruppe vollumfänglich zulässig sind.
- Artikel 63 des Entwurfs der Gasrichtlinie, der eine gesellschaftsrechtliche Trennung auf horizontaler Ebene vorsieht, ist ersatzlos zu streichen.

3.) Integrierte Netzplanung für Gas und Wasserstoff

- Der Art. 51 des Richtlinienentwurfs ist für einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan aller Gase um Wasserstoff zu erweitern. Die Regelungen für den Bericht zur Wasserstoffinfrastruktur aus Artikel 52 des Richtlinienentwurfs sind entsprechend zu löschen.
- Der in Art. 51 Abs. 1 e) des Richtlinienentwurfs geforderte gemeinsame Szenariorahmen zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern ist durch eine gemeinsame Grundlage für die jeweils getrennten Szenariorahmen zu ersetzen.

4.) Finanzierung des Aufbaus des Wasserstoffsystems und der grenzüberschreitenden Wasserstoffinfrastruktur

- Eine übergreifende Betrachtung des regulierten Anlagevermögens für Gas und Wasserstoff und in deren Folge eine einheitliche Entgeltbildung für Erdgas und Wasserstoff ist als Basis der Ausgestaltung der Verordnung zu implementieren.

Hilfsweise ist Folgendes umzusetzen:

- Die in Art. 4 Abs. 3c des Verordnungsentwurfs vorgesehene zeitliche Limitierung der besonderen Entgelte auf „maximal 1/3 der Abschreibungsdauer der betroffenen Infrastruktur“ ist zu streichen. Ggf. könnte alternativ eine Verpflichtung der nationalen Regulierungsbehörde zur Evaluierung der weiteren Notwendigkeit eines Finanztransfers nach 15 – 20 Jahren vorgesehen werden.
- In Art. 4. Abs. 2 des Verordnungsentwurfes ist klarzustellen, dass die besonderen Entgelte analog dem Biogaswälzungsmechanismus als einheitliche Umlage auf die betreffenden Transporttarife z.B. im Erdgas-Fernleitungsbereich umgelegt werden. Die Vereinnahmung erfolgt somit über die Kapazitätsentgelte aller Fernleitungsnetzbetreiber des jeweiligen Mitgliedstaates, der Ausgleich anteilig über alle Wasserstoffnetzbetreiber.
- Streichung des Art. 53 des Entwurfs der Richtlinie und Aufnahme der Möglichkeit für Mitgliedstaaten, auf freiwilliger Basis einen Ausgleichsmechanismus, der individuell zwischen den Mitgliedstaaten verhandelbar ist, zu vereinbaren.
- Art. 6 Abs. 7 Satz 2 des Entwurfs der Verordnung ist ersatzlos zu streichen. Wie oben beschrieben findet der Ansatz „keine Bepreisung von Grenzübergangspunkten“ praktisch

keine Unterstützung weder im Erdgas- noch im sich erst zu entwickelnden Wasserstoffmarkt.

5.) Förderung erneuerbarer und CO₂-armer Gase

- Art. 16 des Entwurfs der Verordnung ist zu streichen. Wie oben beschrieben würden die negativen Effekte auf den Markthochlauf von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen die positiven deutlich übersteigen. Zielführender wäre eine Förderung über den Commodity-Markt bzw. den Zertifikatshandel oder die Vorgabe von bestimmten Quoten für erneuerbare und CO₂-arme Gase für Lieferanten.

6.) Regelungen zum Entry/Exit-System und zum Bilanzierungsregime für Wasserstoff

- Eine Standardisierung der Bilanzierungsregeln sollte nicht vor 2031 verpflichtend sein.
- Mehrere Entry-Exit-Systeme (Marktgebiete) innerhalb der Geltung eines einheitlichen Bilanzierungsregimes, was in der Regel für mindestens einen Mitgliedstaat gelten dürfte, müssen über einen längeren Zeitraum – deutlich nach 2031 – möglich sein.
- Das in Art. 6 Abs. 3 des Verordnungsentwurfs angelegte Recht der Regulierungsbehörden, kürzere maximale Vertragslaufzeiten festzulegen, ist um eine Verpflichtung für die Regulierungsbehörden zu ergänzen, negative Einflüsse auf die Planungs- und Refinanzierungsmöglichkeiten für die betroffenen Netzbetreiber bei der Entscheidung für eine Verkürzung zu berücksichtigen. Darüber hinaus sollte die Reduzierung der maximalen Vertragsdauer von 20 auf 15 Jahre frühestens ab dem Jahr 2031 greifen.
- Art. 5 Abs. 3 des Verordnungsentwurfes ist zu streichen, mindestens aber der Satz 2.

7.) Gasqualität und Beimischung von Wasserstoff in das Erdgassystem

- Anpassung Art. 20 des Verordnungsentwurfes: Eine 5%vol-Beimischungsquote für Wasserstoff an Grenzübergangspunkten sollte auf die gesamte Gasinfrastruktur ausgeweitet werden.