

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Validierter Zwischenbericht über ein Konzept zum weiteren Aufbau des deutschen Wasserstoffnetzes

Einleitung

Gemäß § 112b Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) veröffentlicht das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) bis zum 31. Dezember 2023 ein Konzept zum weiteren Aufbau des deutschen Wasserstoffnetzes. Das Konzept soll gemäß § 112b Absatz 1 Satz 3 EnWG im Lichte sich entwickelnder unionsrechtlicher Grundlagen vor dem Hintergrund des Ziels einer Anpassung des regulatorischen Rahmens zur gemeinsamen Regulierung und Finanzierung der Gas- und der Wasserstoffnetze Überlegungen zu einer Transformation von Gasnetzen zu Wasserstoffnetzen einschließlich einer schrittweise integrierten Systemplanung beinhalten. Gemäß § 112b Absatz 1 Satz 2 EnWG ist bis zum 30. Juni 2023 ein validierter Zwischenbericht vorzulegen. Dies wird im Sinne von „auf Umsetzbarkeit geprüft“ verstanden: auf den aktuellen Gesetzentwurf zur Schaffung eines Wasserstoff-Kernnetzes, das Ende Mai 2023 vom Bundeskabinett beschlossen wurde und die laufenden Gespräche mit Stakeholdern und der Bundesnetzagentur (BnetzA) wird insoweit verwiesen.

Der vorliegende Zwischenbericht gibt einen Überblick über den aktuellen Stand und die Planungen zum Aufbau der deutschen Wasserstoffnetz-Infrastruktur. Er konzentriert sich dabei auf die laufenden Arbeiten für ein erstes Wasserstoff-„Kernnetz“ in Deutschland, das bis 2032 realisiert werden und eine bundesweit anschlussfähige Infrastruktur für die ersten Wasserstoffnutzer bereitstellen soll. Das in dem Bericht vorgestellte Konzept für den Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes ist unter Einbeziehung der betroffenen Stakeholdergruppen und der Bundesnetzagentur erarbeitet worden.

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel eines kosteneffizienten Aufbaus der Wasserstoff-Netzinfrastuktur in Deutschland, die mit dem Wasserstoffmarkt wächst und in den EU-Binnenmarkt eingebettet ist. Hierfür wurde ein zweistufiges Konzept zur Planung und Realisierung eines Wasserstoffnetzes erarbeitet, das als ersten Schritt den kurzfristigen Aufbau des genannten Kernnetzes als Grundgerüst der Wasserstoff-Infrastruktur und in einem zweiten Schritt den Übergang zu einer umfassenden und integrierten Netzentwicklungsplanung ab 2025 vorsieht (dazu unter 3. a)).

Ergänzend zum Konzept für die Netzplanung prüft die Bundesregierung derzeit verschiedene Optionen, um die notwendigen planungsrechtlichen Grundlagen und die für die Finanzierung des Wasserstoffinfrastrukturaufbaus erforderliche Rechts- und Finanzierungssicherheit zu schaffen (dazu unter 4.).

Eingebettet sind die erforderlichen Schritte zugleich in den kommenden europäischen Ordnungsrahmen (Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpaket, derzeit unter Verhandlung im „Trilog“-Verfahren: Kommission, Rat, Europäisches Parlament), (dazu unter 6.).

1. Netzplanung: Vorschlag für rechtlichen Rahmen

Der Aufbau der Wasserstoffnetz-Infrastruktur ist in zwei Stufen geplant: Die erste Stufe bildet die Bestimmung eines ersten Wasserstoff-Kernnetzes als Grundgerüst der künftigen Wasserstoff-Infrastruktur. Ziel dieses Kernnetzes ist es, deutschlandweit zentrale Wasserstoffquellen und -Einsatzorte über überregionale Korridore anzubinden, beispielsweise große Industriezentren, Speicher, Kraftwerke und Importkorridore. Hierfür sind sowohl West-Ost- als auch Nord-Süd-Korridore wichtig. Das Wasserstoff-Kernnetz soll wesentliche Infrastrukturen, die bis 2032 in Betrieb gehen sollen, bundesweit umfassen.

Ziel ist es, kurzfristig ein Wasserstoff-Kernnetz zu schaffen und damit den Startschuss für die weitere Wasserstoffnetzentwicklungsplanung zu setzen. Das Kernnetz wird vor allem Transportleitungen umfassen – dies beinhaltet sowohl die Umrüstung von bestehenden Leitungen als auch den Neubau von Wasserstoffleitungen.

Ziel der zweiten Stufe der Wasserstoff-Netzplanung ist ein flächendeckendes, vermaschtes Wasserstoffnetz auch in den verschiedenen deutschen Regionen – jeweils ausgerichtet an ihrem Wasserstoffbedarf. Dafür soll bis Ende des Jahres eine umfassende Wasserstoffnetzentwicklungsplanung im Energiewirtschaftsgesetz eingeführt werden. Diese Planung wird sich an den bestehenden Netzentwicklungsprozessen aus dem Strom- und Erdgasbereich orientieren und sich mit den Wasserstoffbedarfen verschiedener Akteure auseinandersetzen. Ziel ist es, über das Kernnetz hinausgehend weitere Wasserstoffverbraucher und -erzeuger sowie -speicher anzubinden.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hat in enger Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, dem Bundesministerium der Finanzen und dem Bundeskanzleramt unter Einbeziehung der Fernleitungsnetzbetreiber Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes erarbeitet, um eine rechtliche Grundlage für den beschleunigten Aufbau eines Wasserstoffkernnetzes in Deutschland zu schaffen. Diese Regelungen sind in den Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorgaben eingeflossen und am 24. Mai 2023 vom Kabinett beschlossen worden.

Der Gesetzentwurf sieht einen neuen § 28r EnWG vor, der u. a. die erstmalige Genehmigung eines Wasserstoff-Kernnetzes durch die Bundesnetzagentur ermöglichen soll. Zudem enthält der Gesetzentwurf eine Erweiterung der bestehenden Verordnungsermächtigung in § 28o EnWG, die es der Bundesregierung ermöglichen soll, bestimmte Regelungen zur Finanzierung des Wasserstoff-Netzhochlaufs auf Verordnungsebene zu regeln. Die Vorschriften beinhalten im Wesentlichen die nachfolgenden Eckpunkte.

a) Regelungsgegenstand und gesetzliche Ziele (§ 28r Absatz 1 EnWG-E)

Gegenstand der geplanten neuen gesetzlichen Regelung in § 28r EnWG ist die zeitnahe Schaffung eines Wasserstoff-Kernnetzes in der Bundesrepublik Deutschland, um den zügigen Hochlauf des Wasserstoffmarktes zu ermöglichen. Gesetzliches Ziel ist der Aufbau eines deutschlandweiten, effizienten, schnell realisierbaren und ausbaufähigen Wasserstoff-Kernnetzes, das alle wirksamen Maßnahmen enthält, um die zukünftigen wesentlichen Wasserstoffproduktionsstätten und die potenziellen Importpunkte mit den zukünftigen wesentlichen Wasserstoffverbrauchspunkten und Wasserstoffspeichern zu verbinden. Die zukünftigen wesentlichen Wasserstoffverbrauchspunkte sind während des Markthochlaufes insbesondere bei den schwer zu dekarbonisierenden Sektoren mit hohem Treibhausgasminderungspotenzial zu sehen, in denen aus heutiger Sicht keine energie- und kosteneffizienteren Optionen verfügbar sind (u. a. Eisen und Stahl, Chemie, Raffinerien, Glasindustrie, Keramik). Das Wasserstoff-Kernnetz ist auf der Grundlage eines einzigen deutschlandweiten Berechnungsmodells herzuleiten und soll vorwiegend der Ermöglichung des überregionalen Transports von Wasserstoff dienen.

b) Genehmigungsverfahren

Die Betreiber von Fernleitungsnetzen sollen verpflichtet werden, bis drei Kalenderwochen nach Inkrafttreten der Regelung bei der Bundesnetzagentur gemeinsam einen Antrag auf Genehmigung eines Wasserstoff-Kernnetzes zu stellen. Im Rahmen der gemeinsamen Ermittlung des Wasserstoff-Kernnetzes und der Beantragung dessen Genehmigung sollen sie zur Zusammenarbeit verpflichtet sein. Ein Kooperationsgebot soll auch für weitere interessierte Marktteilnehmer (Betreiber von Gasverteilernetzen und Wasserstoffnetzen sowie von sonstigen Rohrleitungsinfrastrukturen, Betreiber von Wasserstoffspeichern und Unternehmen, die Wasserstoff-Projekte bei Betreibern von Fernleitungsnetzen angemeldet haben) in dem Umfang gelten, in dem deren Mitwirkung für die Ermittlung des Wasserstoff-Kernnetzes erforderlich ist.

Die Betreiber von Fernleitungsnetzen haben im Rahmen der Antragstellung anzugeben, zu welchem Zeitpunkt die im beantragten Wasserstoff-Kernnetz enthaltenen Wasserstoffnetzinfrastrukturen in Betrieb genommen werden sollen und welche Kapital- und Betriebskosten die jeweilige Wasserstoffnetzinfrastrukturen voraussichtlich

verursachen. Zudem sollen sie sich mit möglichen Alternativen auseinandersetzen, um angeben zu können, inwiefern es sich bei der jeweiligen Wasserstoffnetzinfrastruktur um die langfristig kosten- und zeiteffizienteste Lösung handelt. Dabei soll die Möglichkeit der Umstellung vorhandener Leitungsinfrastruktur vorrangig geprüft werden. Die zu beantragenden Projekte sind, wo möglich und wirtschaftlich sinnvoll, auf Basis vorhandener Leitungsinfrastrukturen zu realisieren. Im Fall der Umstellung einer Erdgasinfrastruktur im Fernleitungsnetz muss nachgewiesen werden, dass diese aus dem Fernleitungsnetz herausgelöst werden kann. Hiervon ist insbesondere auszugehen, wenn das verbleibende Fernleitungsnetz die zum Zeitpunkt der Umstellung voraussichtlich verbleibenden Erdgasbedarfe erfüllen kann.

Sollten sich bei der Erstellung des Wasserstoff-Kernnetzes Abweichungen zu den Kapazitätsbedarfen ergeben, die dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022 bis 2032 nach § 15a EnWG zugrunde lagen, müssen die Betreiber von Fernleitungsnetzen diese Abweichungen unverzüglich in den Prozess des Netzentwicklungsplans Gas 2022 bis 2032 einbringen. So wird sichergestellt, dass die Berechnung, ob eine Leitung des Fernleitungsnetzes auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden kann, auf denselben Annahmen beruht, die auch Grundlage der Berechnung des Netzentwicklungsplans Gas 2022 bis 2032 sind.

Im Zusammenhang mit der Antragstellung sind die Betreiber von Fernleitungsnetzen verpflichtet, der Bundesnetzagentur alle für die Genehmigung erforderlichen Informationen und Daten zur Verfügung zu stellen. Hiervon sind auch das vollständige deutschlandweite einheitliche Berechnungsmodell sowie alle dazugehörigen Daten und Parameter umfasst, um die Ergebnisse zu replizieren.

Die Betreiber von Fernleitungsnetzen haben bereits angekündigt, nach Inkrafttreten des Gesetzes einen gemeinsamen Antrag zur Genehmigung eines Wasserstoff-Kernnetzes zu stellen, und mit der Arbeit an der Modellierung eines Kernnetzes bereits begonnen. Nur für den Fall, dass die Betreiber von Fernleitungsnetzen keinen gemeinsamen Genehmigungsantrag vorlegen sollten, sieht der Gesetzentwurf eine Verpflichtung der Bundesnetzagentur vor, innerhalb einer Frist von vier Monaten nach Ablauf der Antragsfrist ein entsprechendes Wasserstoff-Kernnetz zu bestimmen und zu veröffentlichen.

Bei Vorliegen der Voraussetzungen ist die Genehmigung innerhalb einer Frist von zwei Monaten nach Antragstellung zu erteilen. Mit der Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes durch die Bundesnetzagentur gelten die genehmigten Projekte sofern in einem zukünftigen Netzentwicklungsplan nicht etwas anderes festgestellt und sie bis 2030 in Betrieb genommen werden, als energiewirtschaftlich notwendig, vordringlich sowie im überragenden öffentlichen Interesse liegend.

2. Modellierung des Kernnetzes

Aktuell arbeiten die Fernleitungsnetzbetreiber an der Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes. Die Ergebnisse dieser Modellierung sollen noch vor Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens an die Bundesnetzagentur und das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz übergeben und eine darauf basierende öffentliche Konsultation durchgeführt werden. Die formale Genehmigung des Antrags durch die Bundesnetzagentur erfordert das Inkrafttreten der EnWG-Novelle.

Um genehmigungsfähiger Teil des Wasserstoff-Kernnetzes zu sein, muss eine Wasserstoffinfrastruktur dem gesetzlichen Ziel des Wasserstoff-Kernnetzes dienen, innerhalb der Bundesrepublik Deutschland liegen und es muss eine planerische Inbetriebnahme bis zum Ablauf des 31. Dezember 2032 vorgesehen sein. Darüber hinaus muss die Wasserstoffinfrastruktur einem der folgenden Projekttypen zuzuordnen sein:

- a) Genehmigte Important Projects of Common European Interest (IPCEI-) Projekte, da diese für das Erreichen des Ziels der Bundesregierung für einen schnellen Aufbau der Wasserstoff-Netzinfrastuktur in Deutschland eine wichtige Rolle spielen.
- b) Projekte zur Herstellung eines europäischen Wasserstoffnetzes, da perspektivisch die entstehenden Wasserstoff-Netze der EU-Mitgliedstaaten über ein europäisches Wasserstoff-Kernnetz (European Hydrogen Backbone) verbunden werden sollen. Die erste Ausbaustufe hierfür stellen die europaweit insgesamt 4.500 Leitungskilometer der Leitungsprojekte im IPCEI Wasserstoff dar (1.500 km Neubau und 3.000 km Umnutzung von Erdgasleitungen), inklusive länderübergreifender Verbindungen.
- c) Projekte mit überregionalem Charakter, da beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ein deutschlandweites Netz geschaffen werden soll. Daher ist es wichtig, dass das Wasserstoff-Kernnetz alle Regionen Deutschlands berücksichtigt und sowohl Nord-Süd als auch West-Ost Korridore entstehen. In diesem deutschlandweiten Netz ist eine Anbindung von Wasserstoffkraftwerken, Wasserstoffspeichern und Erzeugungsstandorten

ten zu berücksichtigen. Hinsichtlich der industriellen Wasserstoffnachfrager sind für das Wasserstoff-Kernnetz insbesondere die Bereiche zu berücksichtigen, bei denen aus heutiger Sicht alternativ zur Wasserstoffnutzung keine sinnvolle Option zur Dekarbonisierung des Industrieprozesses besteht. Dies betrifft insbesondere Prozesse der Eisen- und Stahlindustrie, der Chemieindustrie, von Raffinerien und der Glasindustrie.

- d) Projekte, die die Importmöglichkeiten von Wasserstoff oder die Einbindung von Wasserstoffelektrolyseuren verbessern, da es das Ziel der Bundesregierung ist, zügig eine Importinfrastruktur in Deutschland und Europa zu installieren und die absehbaren Wasserstoffbedarfe frühzeitig auch mit außerhalb der EU erzeugtem Wasserstoff und Wasserstoffderivaten abdecken zu können.
- e) Alle Projekte, die eines oder mehrere der Kriterien a) bis d) erfüllen, sollen ein zusammenhängendes Wasserstoffnetz ergeben. Daher ergibt sich die Notwendigkeit für bestimmte Verbindungsleitungen, die Projekte der Kriterien 1 bis 4 miteinander verbinden und somit auch zu einem gesamtdeutschen Wasserstoff-Netz, das alle Regionen Deutschlands berücksichtigt, beitragen.

Weitere Projektkriterien:

Aus der im Rahmen einer Abfrage der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (FNB Gas) ermittelten Projektliste („Quellen- und Senken-Liste der FNB“) werden Projekte aufgenommen, die Industriezweigen zuzuordnen sind, bei denen aus heutiger Sicht alternativ zur Wasserstoffnutzung keine sinnvolle Option zur Dekarbonisierung des Industrieprozesses besteht (u. a. Eisen und Stahl, Chemie, Raffinerien, Glasindustrie, Keramik). Aufgenommen werden ferner Reallabore der Energiewende, große KWK-Kraftwerke und Wasserstoff-Speicherprojekte. Außerdem sollen ausreichende Anschlussmöglichkeiten für Erzeugungsregionen und Elektrolyseure entsprechend der Ausbaupfade der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) gewährleistet werden und eine regionale Ausgewogenheit hergestellt werden.

3. Weitere Netzentwicklungsschritte

a) Integrierte Netzentwicklungsplanung ab voraussichtlich 2025

In einer zweiten Stufe, die sich anschließt, soll eine turnusmäßige Wasserstoffnetzentwicklungsplanung im EnWG eingeführt werden. Diese Planung soll integriert mit der Erdgasnetzentwicklungsplanung erfolgen, um die Wechselwirkungen zwischen beiden Bereichen zu berücksichtigen. Der Regelungsentwurf dazu soll im Sommer 2023 durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und die Bundesnetzagentur erarbeitet und anschließend das parlamentarische Verfahren eingeleitet werden.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz strebt für die integrierte Netzentwicklungsplanung einen Beginn erstmalig mit dem Bezugszeitraum voraussichtlich 2025 bis 2037 an. Vorgesehen ist zudem mit Blick auf den engen Zusammenhang und den erwarteten hohen Anteil umzuwidmender Gasleitungen eine integrierte Gas- und Wasserstoffnetzentwicklungsplanung. Angesichts der zunehmenden Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Bereichen des Energiesystems ist zudem die Kohärenz der Gas- und Wasserstoffnetzentwicklungsplanung mit weiteren Prozessen wie der Stromnetzplanung zu gewährleisten. Beispielsweise muss der Hochlauf von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken mit den Strom- und Wasserstoffnetzplanungen zusammenpassen. Um eine sektorübergreifende Planung der Energieinfrastrukturen zu realisieren, die die Wechselwirkungen zwischen Strom-, Gas- und Wasserstoff-Infrastrukturen adäquat berücksichtigt, soll die Gas- und Wasserstoffnetzentwicklungsplanung mit der Systementwicklungsstrategie verknüpft werden, die das gesamte Energiesystem betrachtet.

b) Einbindung in das europäische Wasserstoffnetz

Das zukünftige europäische Wasserstoffnetz soll unter anderem den großräumigen Handel von Wasserstoff und den Import von Wasserstoff in die Verbrauchszentren ermöglichen. Es setzt sich aus mehreren Importkorridoren zusammen, die wiederum aus zusammenhängenden Pipeline-, Erzeugungs-, Speicher- und Abnahmeprojekten entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette bestehen. Eine zügige und kosteneffiziente Umsetzung dieser Projekte und eine zeitsynchrone Kopplung der nationalen Wasserstoffnetze bedarf einer engen Abstimmung aller Akteure in den beteiligten Ländern. Solange der europäische Rechtsrahmen für eine Wasserstoff-Netzentwicklung noch in Arbeit ist, müssen die EU-Mitgliedstaaten proaktiv in die gemeinsame Abstimmung und Planung gehen. Deutschland kommt als größtem Wasserstoff-Abnehmer, geographischem Zentrum der EU und Endpunkt von Wasserstoff-Importkorridoren dabei eine zentrale Rolle zu. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unternimmt daher parallel zum Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes eine Vielzahl von Aktivitäten im Hinblick auf die Integration in ein künftiges europäisches Wasserstoffnetz:

aa) Important Projects of Common European Interest

Die Bundesregierung plant im Rahmen des Beihilfeinstruments Important Projects of Common European Interest (IPCEI) die Förderung von integrierten Projekten entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette von der Erzeugung von grünem Wasserstoff über Infrastruktur bis zur Nutzung in der Industrie und für Mobilität. Es sollen Projekte gefördert werden, die maßgeblich zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) und zum Erreichen der Ziele der EU Umwelt-, Energie- und Verkehrsstrategie beitragen.

Die Projekte des IPCEI Wasserstoff wurden nach Projektfokus in vier sogenannte IPCEI-Wellen gegliedert: Hy2Tech und Hy2Use (Fokus Technologie und Anwendung in der Industrie), Hy2Infra (Fokus Infrastruktur) und Hy2Move (Fokus Mobilität und Transport). Deutschland hat insgesamt 36 Projekte in drei verschiedenen Wellen.

In der Infrastrukturwelle Hy2Infra befinden sich elf deutsche Wasserstoffleitungsprojekte, welche Teil des deutschen Kernnetzes und damit die erste Ausbaustufe einer, auch europäisch vernetzten, Wasserstoffinfrastruktur sein werden. Die Projekte umfassen rund 2.100 Kilometer Leitung (Neubau und Umwidmung bestehender Gasleitungen) und verbinden die wichtigsten Erzeuger und Abnehmer untereinander und mit den Mitgliedstaaten. Die Genehmigung der Hy2Infra-Welle wurde von der EU-Kommission für Ende 2023 in Aussicht gestellt.

Im Rahmen des Notifizierungsverfahrens der Hy2Infra-Welle prüft die EU-Kommission aktuell die Projektunterlagen und wendet sich mit umfangreichen Auskunftersuchen an die Mitgliedsstaaten und die Unternehmen. Um einen frühzeitigen Projektbeginn zu ermöglichen, hat das BMWK für die meisten Projekte der Hy2Infra-Welle die Genehmigung für einen vorzeitigen Maßnahmenbeginn erteilt. Basierend darauf können die Unternehmen bereits mit der Projektumsetzung beginnen. Die Option des vorzeitigen Maßnahmenbeginns wird bereits von einigen Projekten genutzt.

bb) Auswahlprozess Projects of Common Interest (PCI)

Die Europäische Kommission entscheidet bis November 2023 über die Vergabe des Status als Projekte von Gemeinsamem Interesse (PCI) zum Aufbau der europäischen Wasserstoff-Infrastruktur. Der PCI-Status berechtigt zur Bewerbung auf EU-Fördermittel (z. B. Connecting Europe Facility) und beschleunigte (nationale) Genehmigungsverfahren. Alle Mitgliedstaaten der EU sind aufgefordert, bis Oktober 2023 ihre Projektpreferenzen mitzuteilen. Die Bundesregierung steht dazu mit der EU-Kommission in Kontakt.

Am 28. Juni 2023 fand ein Treffen der Regionalgruppen zur Präselektion der Projekte auf technischer Ebene statt. Unmittelbar im Anschluss daran erstellt EU-KOM eine erste Prioritätenliste. Für das Kernnetz stellen die PCI ein zentrales Kriterium bei der Netzplanung dar.

c) Bilaterale Kooperationen des BMWK**aa) Dialogveranstaltungen H2-Importkorridor Ostsee und weitere**

In den nächsten Monaten beabsichtigt das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz die Durchführung mehrerer Veranstaltungen zu den verschiedenen Wasserstoff-Importkorridoren. Als Auftaktveranstaltung findet in Kürze das erste Dialogforum zum Importkorridor Ostsee statt. Dabei werden Projektentwickler, EE- und Wasserstoff-Erzeuger und Finanzierer zusammengebracht, um die verschiedenen in der Region geplanten Projekte zu diskutieren. Hierbei liegt der Fokus auf den Infrastrukturvorhaben, die sich für einen Status als Projekt mit Gemeinsamem Interesse (PCI) im aktuellen Bewertungsverfahren der Europäischen Kommission beworben haben, sowie anschlussfähige EE-/ Wasserstoff-Produktionsvorhaben.

bb) Stand aktueller Wasserstoff-Pipeline-Vorhaben

Das deutsche Wasserstoffnetz wird über transeuropäische Wasserstoff-Importkorridore eng in die europäische Wasserstoffinfrastruktur eingebunden sein. Auf Basis bestehender privatwirtschaftlicher Projektinitiativen zeichnen sich gegenwärtig die folgenden Korridore ab: Nordseeraum, Ostseeraum, Südwesteuropa, Südeuropa, Südosteuropa. Die Kooperationen werden perspektivisch entlang dieser Korridore aufgebaut. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz steht hierzu verschiedentlich im bilateralen Austausch.

Nordseeraum

Auf der Grundlage bilateraler Vereinbarungen wird derzeit eine Machbarkeitsstudie zu einer Wasserstoff-Lieferkette aus Norwegen unter geteilter arbeitsorganisatorischer Federführung von Gassco und der dena durchgeführt. Ziel sind Wasserstoff-Lieferungen aus Norwegen ab dem Jahr 2030. Daneben verstärkt das Bundesministerium

für Wirtschaft und Klimaschutz auch die Zusammenarbeit im Bereich der Wasserstoffinfrastruktur mit anderen Staaten. Beispielsweise wurde im Rahmen der Wasserstoffpartnerschaft mit Dänemark im März dieses Jahres eine gemeinsame Absichtserklärung zum Bau einer grenzüberschreitenden Wasserstoffleitung abgeschlossen, die ab 2028 den Betrieb aufnehmen soll.

Ostseekorridor

Insgesamt werden Gespräche über mögliche Pipeline-Projekte im Ostseeraum geführt. Dabei werden aktuell drei mögliche Pipeline-Projekte diskutiert: Erzeugung in Schweden und Finnland und Abtransport über eine Offshore-Pipeline mit Anlandung in Mecklenburg-Vorpommern und über eine Onshore-Pipeline mit Transit über die Baltischen Staaten, Polen und Anlandung in Brandenburg. Die Offshore-Pipeline kann verschiedene Wasserstoff-Produktionsinseln in der Ostsee miteinander verbinden.

Eine weitere Offshore-Pipeline verbindet die Dänische Wasserstoff-Produktionsinsel Bornholm mit Lubmin.

Die Ostseeregion und eine direkte Pipeline-Verbindung nach Deutschland sind für die Wasserstoff-Versorgung Deutschlands aufgrund der Verbindung einer Vielzahl von Ostsee-Energieinseln ohne weitere Transit-/Bedarfsstaaten sehr interessant. Das Wasserstoff-Produktionsvolumen in Finnland/ Schweden übersteigt den dortigen Bedarf und eine Vielzahl von Investitionsentscheidungen vor Ort lassen von einer hohen Umsetzungswahrscheinlichkeit dieses Korridors bis Anfang der 2030er-Jahre ausgehen.

Südwestkorridor

Frankreich und Deutschland haben sich mit der gemeinsamen DFMR-Erklärung vom 22. Januar 2023 auf eine Verlängerung der H2Med nach Deutschland geeinigt.

Das Projekt H2Med (BarMar) ist eine Wasserstoff-Offshorepipeline (Wasserstoff-Transportkapazität: 2 Mio. Tonnen oder 66 TWh) zwischen Barcelona und Marseille und wird durch ein Konsortium der FNB Enagás (ESP), REN (PRT), GRTGaz und Teréga (beide FRA) umgesetzt. Die Einzelprojekte des Vorhabenkonsortiums H2Med befinden sich in der Entwicklungsphase Vor-Machbarkeitsstudie. Mit dem 1.200 km langen Pipelineprojekt HY-FEN (GRT-Gaz) sollen H2Med und H2ercules (in DEU) miteinander verknüpft werden

Zu dem Vorhaben laufen politische Gespräche zwischen Frankreich und Deutschland. Daneben steht die Bundesregierung mit Spanien und Portugal zu weiteren möglichen Projekten in Kontakt.

Südkorridor

Die Energieminister aus Deutschland, Österreich und Italien haben im Mai 2023 ein trilaterales Unterstützungsschreiben unterzeichnet, welches die Unterstützung für die Bewerbungen der Teilprojekte des Südkorridors als PCI-Kandidaten ausdrückt. Der Korridor setzt sich aus vier Projekten zusammen:

- Italian H2-Backbone, SNAM, ITA
- H2 Readiness of the TAG pipeline system, Trans Austria Gasleitung, AUT
- H2 Backbone WAG & Penta West, Gas Connect Austria, AUT
- HyPipe Bavaria, bayernets, DEU

Aus derzeitiger Sicht ist dies der einzige Korridor, der bis zum Jahr 2030 Anschluss an Nordafrika herstellt. Dadurch kommt dem Südkorridor eine Sonderstellung zu, insb. mit Blick auf die RePowerEU-Ziele (10 Mt Wasserstoff-Import im Jahr 2030). Entscheidend für die Versorgung in Deutschland wird die Produktion möglichst grünen Wasserstoffs in Nordafrika sein. Die Bundesregierung steht hier insbesondere mit Algerien, Tunesien und Marokko in engem Austausch.

Auch CHE setzt mittelfristig auf Wasserstoff-Import und plant, die dafür notwendige Infrastrukturen zu schaffen. Es wurden jedoch keine Anträge seitens CHE im Rahmen des aktuell laufenden PCI-Prozesses eingereicht. Die Transitgas AG prognostiziert Anschluss an den EHB erst gegen 2035, wodurch CHE wohl eher mittel- bis längerfristig Bestandteil des H2-Südkorridors wird.

4. Finanzierung des Wasserstoff-Kernetzes

Damit die für den zeitnahen und kosteneffizienten Aufbau der Wasserstoffnetzinfrastruktur erforderlichen Investitionen schnellstmöglich erfolgen können, wird neben einem geeigneten Rechtsrahmen für die Netzplanung auch Rechtssicherheit hinsichtlich der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen benötigt. Das Bundesministerium für

Wirtschaft und Klimaschutz prüft derzeit ein Konzept zur Finanzierung des Wasserstoffkernnetzes und befindet sich hierzu im Austausch mit den relevanten Stakeholdern.

In diesem Zusammenhang werden verschiedene Ansätze geprüft, um die für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft notwendigen Investitionen in die Netzinfrastruktur zu beschleunigen und zugleich marktgängige Netzentgelte für den Hochlauf zu ermöglichen. Damit sollen die Industrie und andere zukünftige Wasserstoff-Nutzer die für die Umstellung auf klimafreundliche Verfahren benötigte Planungssicherheit erhalten.

Derzeit wird ein Konzept mit dem Ziel dezentralen unternehmerischen Eigentums, dezentraler unternehmerischer Chancen- und Risikotragung und einer subsidiären staatlichen Absicherung für bestimmte Großrisiken geprüft. Kernpunkte der Überlegungen sind:

a) Nachhaltige Finanzierung über Netzentgelte

Das zu prüfende Konzept sieht vor, die Wasserstoff-Infrastrukturkosten durch eine intertemporale Verschiebung der Erlöse auf spätere Netznutzer verursachungsgerecht über Netzentgelte zu finanzieren. Die Finanzierung soll demzufolge im Wesentlichen von den Wasserstoffnutzern getragen werden. Bestehende Fördermittel bzw. Subventionen zum Wasserstoffnetzaufbau (z. B. im Rahmen von IPCEI) sollen, wie bereits in der bestehenden Wasserstoffnetzentgeltverordnung – WasserstoffNEV* angelegt, kostenmindernd bei der Kostenermittlung berücksichtigt werden.

Vor Einführung einer vollständigen verpflichtenden Regulierung des Wasserstoffnetzbetriebs ist zu berücksichtigen, dass auf EU-Ebene derzeit der künftige umfassende Regulierungsrahmen für Gas und Wasserstoff verhandelt wird (s. u.), aus dem sich aktuell wegen der Parallelität der Vorschriften für den Strom- und Gasbereich Einschränkungen der zukünftigen Kompetenz des nationalen Gesetzgebers hinsichtlich normativer Regulierungsvorhaben ergeben. Die im Urteil des Europäischen Gerichtshofs zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden (C 718/18) vom 2. September 2021 für den Strom- und Gasbereich festgestellten Aussagen zur Kompetenzverteilung zwischen nationalem Gesetzgeber und nationaler Regulierungsbehörde wären ggf. nach einer Übergangsfrist, auch auf den regulierten Wasserstoffnetzbetrieb zu übertragen. Die weitere Ausgestaltung des Regulierungsrahmens für Wasserstoff im Netzzugangs- und Netzentgeltbereich fiele, ggf. nach einer Übergangsfrist ebenfalls in die alleinige Zuständigkeit der Bundesnetzagentur.

b) Amortisationskonto

Über ein sogenanntes Amortisationskonto könnte eine intertemporale Glättung von Netzentgelten erfolgen. Denn in den ersten Jahren des Wasserstoffhochlaufs treffen hohe Kapital- und Betriebskosten auf wenige Nutzer. Um zu verhindern, dass dadurch unwirtschaftlich hohe Netzentgelte entstehen, könnte ein Teil der anfänglichen Entgelte auf spätere Nutzer verteilt und diese so auf eine marktgängige Höhe im Hochlauf begrenzt werden. Die später hinzukommenden Wasserstoff(netz)-Nutzer könnten dadurch einen Teil der anfänglichen Kosten für das Netz, das auch ihrer Versorgung dient, im Sinne einer verursachungsgerechten Verteilung der Kosten mittragen. Dabei wird unterstellt, dass sich über die Zeit (jedenfalls bis zur vollständigen Dekarbonisierung 2045) fortwährend mehr Wasserstoff-Nutzer an das Wasserstoffnetz anschließen.

Für die anfänglich im Amortisationskonto entstehende Unterdeckung bedürfte es einer Vorfinanzierung, die dazu dient, dass die notwendige Liquidität für die Refinanzierung der anfänglichen Mindereinnahmen durch künftige Entgelte sichergestellt ist.

c) Bundeseinheitliches Netzentgelt („Briefmarke“)

Als weiteres Element der Finanzierung wird die Möglichkeit der Einführung eines möglichst bundeseinheitlichen Netzentgelts geprüft. Ein räumlich einheitliches Netzentgelt wäre für die Wasserstoff-Nutzer grundsätzlich transparent und einfach, erhöht die Planungssicherheit und vermeidet Fehlanreize. Es bedeutet, wie auf der Transportebene im Gasbereich, dass jeder Wasserstoff-Nutzer, der direkt am Kernnetz angeschlossen ist, ein identisches Entgelt entrichtet. Ein einheitlicher Tarif wäre mit einem Ausgleichmechanismus zwischen den FNB zu verbinden, der Minder- und Mehrerlöse ausgleicht.

Die Bundesregierung prüft derzeit Möglichkeiten zur rechtssicheren Umsetzung des bundeseinheitlichen Netzentgelts und setzt sich für ggf. erforderliche Anpassungen im neuen EU-Rechtsrahmen ein.

* Verordnung über die Kosten und Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen (Wasserstoffnetzentgeltverordnung – WasserstoffNEV)

d) Staatliche Absicherung

Aus einem anfänglichen Entgeltdeckel würde ein anfänglicher Mindererlös auf dem Amortisationskonto resultieren, auch wenn das Wasserstoffnetz langfristig barwertneutral vollständig durch seine Nutzer finanziert werden kann.

Für den Fall, dass der Markthochlauf allerdings nicht gelingt oder weniger erfolgreich als derzeit erwartet ist (z. B. wegen künftiger technologischer Quantensprünge), wäre eine ergänzende und subsidiäre Absicherung zu erwägen. Die Bundesregierung prüft eine gewisse staatliche Absicherung für den Fall, dass sich der Saldo auf dem Amortisationskonto nicht ausgleicht oder Netze bzw. Leitungen aufgrund weggefallener Ankerkunden nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können (stranded investments). Auch hier gilt: Die Bundesregierung verfolgt einen möglichst privatwirtschaftlichen Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes, eine angemessene Chancen- und Risikoteilung zwischen Netzeigentümern auf der einen Seite und Staat bzw. Netznutzern auf der anderen muss unabhängig von der Ausgestaltung eventueller Förderinstrumente gewährleistet sein.

e) Alternative Überlegungen**Förderung der Netznutzer**

Prohibitiv hohe Entgelte in der Wasserstoff-Hochlaufphase könnten durch direkte Zuschüsse an Netznutzer ausgeglichen werden – sodass letztlich die tatsächliche Netznutzer-Belastung dem angestrebten einheitlichen und marktgängigen Netzentgelt entspricht.

Möglich wäre eine Ausgestaltung als bzw. im Rahmen der geplanten Differenzkontrakte mit festgelegter Laufzeit.

Wasserstoff-Netzgesellschaft

Als Alternative zum dezentralen privatwirtschaftlichen Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes wurde anfangs auch die Finanzierung des Wasserstoffhochlaufs durch eine Netzgesellschaft diskutiert, deren Gesellschaftszweck die Planung, Errichtung und Betrieb sowie Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes umfassen würde. Die Gesellschaftsgründung hätte zwar initial durch den Bund erfolgen sollen, die Teilnahme hätte dann allen Netzbetreibern freigestanden. Sie hätten für ihre Leitungen einen Pachtzins erhalten und hätten somit die nötige Planungssicherheit für einen raschen Leitungsbau gehabt.

Diese Option wurde aber zurückgestellt, da die Umsetzung zu Verzögerungen beim Ziel eines raschen Ausbaus des Wasserstoff-Kernnetzes führen könnte.

5. Europäischer und nationaler Ordnungsrahmen

Die Europäische Kommission hat am 15. Dezember 2021 ihre Legislativvorschläge für eine Gas- und Wasserstoffinnenmarktrichtlinie und -verordnung vorgelegt. Damit soll insbesondere der lange erwartete umfassende europäische Ordnungsrahmen für den künftigen Wasserstoffmarkt und die Wasserstoffnetzregulierung geschaffen werden. Die Kommissionsvorschläge lehnen sich insoweit weitgehend an das aus dem Gas-(und Strom-) -bereich bekannte Regulierungsrecht des sogenannten dritten Binnenmarktpaketes aus dem Jahr 2009 an, sowie an Instrumente, die mit der Strombinnenmarktrichtlinie und -verordnung im Jahr 2019 weiterentwickelt wurden. Für die neu zu schaffende Wasserstoffinfrastruktur wurden dabei bei wichtigen Instrumenten wie dem Netzzugang, der Anwendung auf Bestandsnetze oder der verbindlichen Netzentwicklungsplanung Übergangsfristen vorgesehen.

Die Beratungen des Gesetzespaketes wurden im Rat am 28. März 2023 und im Europäischen Parlament (ITRE-Ausschuss) am 9. Februar 2023 jeweils mit politischen Kompromissen (allgemeine Ausrichtung bzw. Parlamentsberichte) zunächst abgeschlossen und werden seit Anfang Juni 2023 im Trilogverfahren und mit dem Ziel der Einigung noch vor Ende des Jahres weiterberaten.

Ein maßgeblicher Unterschied im Kommissionsentwurf gegenüber dem Regulierungsansatz für Strom und Gas ist, dass die Kommission auf die Differenzierung zwischen Fernleitungs- und Verteilernetzebene bei Wasserstoff verzichten und damit das vollständige Regulierungsrecht einschließlich des Entflechtungsrechts erstmalig auf die Verteilernetzebene (VNB) anwenden will.

Dies ist bei der Mehrheit der Mitgliedstaaten im Rat und bei den Beratungen des Europäischen Parlaments auf erhebliche Kritik gestoßen, da es viele VNB faktisch vom Wasserstoffmarkt ausschließen würde. Derzeit wird im Trilog auf Basis von Kompromisstexten des Rates und des Parlaments an einer mehrheitsfähigen Lösung gearbeitet, die die bestehende Rechtslage in größtmöglichem Umfang erhalten soll.

Weitere Punkte mit Blick auf die Vereinbarkeit der Regeln zum Wasserstoff-Kernnetz mit dem künftigen europäischen Ordnungsrahmen werden die Finanzierungsfragen wie beispielsweise ein etwaiges einheitliches Netz-entgelt und den intertemporalen Ausgleich betreffen, die bisher nicht ausdrücklich geregelt sind, die aber an grundsätzlich bekannte Mechanismen aus Strom- und Gasmarktregulierung anknüpfen.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz begleitet intensiv die laufenden Trilog-Verhandlungen und ist im Kontakt mit Ratspräsidentschaft, EP-Berichterstattern und der Kommission. Zugleich werden, sobald sich abschließende Verhandlungsergebnisse abzeichnen, die Vorbereitungen für die gesetzgeberische Umsetzung, vor allem der Gas- und Wasserstoffrichtlinie im EnWG beginnen. Mit der angestrebten Verabschiedung im Laufe des Jahres 2024 findet der dann umfassende EU-Ordnungsrahmen für Wasserstoff zeitnah Eingang ins EnWG.

6. Ausblick auf den Schlussbericht Dezember 2023

Der Fokus dieses Zwischenberichts liegt auf den planerischen, regulatorischen und finanziellen Bedingungen für die Entwicklung des ersten Wasserstoff-Kernnetzes 2032, wie sie dem rechtlichen Rahmen der EnWG-Änderungen des Kabinettschlusses vom 24. Mai 2023 zugrunde liegen.

Der im Dezember vorzulegende Schlussbericht soll aufsetzend auf diesem Zwischenbericht die weitere mittelfristige Netzentwicklung in den Blick nehmen. Sie wird notwendigerweise auf dem Kernnetz aufbauen und dies in die Regionen weiterentwickeln und dabei zunehmend vermascht sein.

Im Kern wird die Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung, wie aus Strom und Gas bekannt, auf nachgewiesenen Bedarfen beruhen, Gas- und Wasserstoffnetzentwicklung mit Blick auf den engen Zusammenhang integriert darstellen, voraussichtlich erstmals den Zeitraum 2025 bis 2037 abbilden und dabei mit der künftigen Systementwicklungsplanung verknüpft sein.

Neben den Anschlusskunden auf Transportnetzebene werden dabei auch die Anschlusskunden in Verteilnetzen, bezogen auf die unterschiedlichen Druckebenen zu berücksichtigen sein. Zudem werden Wasserstoffspeicher auf der Basis laufender Beratungen zu den Bedarfen und den Rahmenbedingungen für Umrüst- und Neubauinvestitionen adressiert werden.

Hinsichtlich der Finanzierung wird es darum gehen, wie das Wasserstoffnetz mittelfristig in einem zunehmend reifen Wasserstoffmarkt selbsttragend aus Netzentgelten der Marktteilnehmer finanziert werden kann. Dabei sind die Besonderheiten sowohl bei den sogenannten CAPEX wie OPEX für den Wasserstoffnetzbetrieb zu beachten, ebenso wie die Notwendigkeit markt- und wettbewerbsfähiger Netzentgelthöhen unter Beachtung der unionsrechtlichen Vorgaben zur Regulierung.

Ein Regelungsentwurf im EnWG dazu wird durch BMWK und BNetzA in Abstimmung mit dem Bundesministerium der Finanzen, dem Bundeskanzleramt und der FNB erarbeitet (angestrebter Kabinettsstermin: Ende August/September). Anschließend soll das parlamentarische Verfahren eingeleitet werden.

