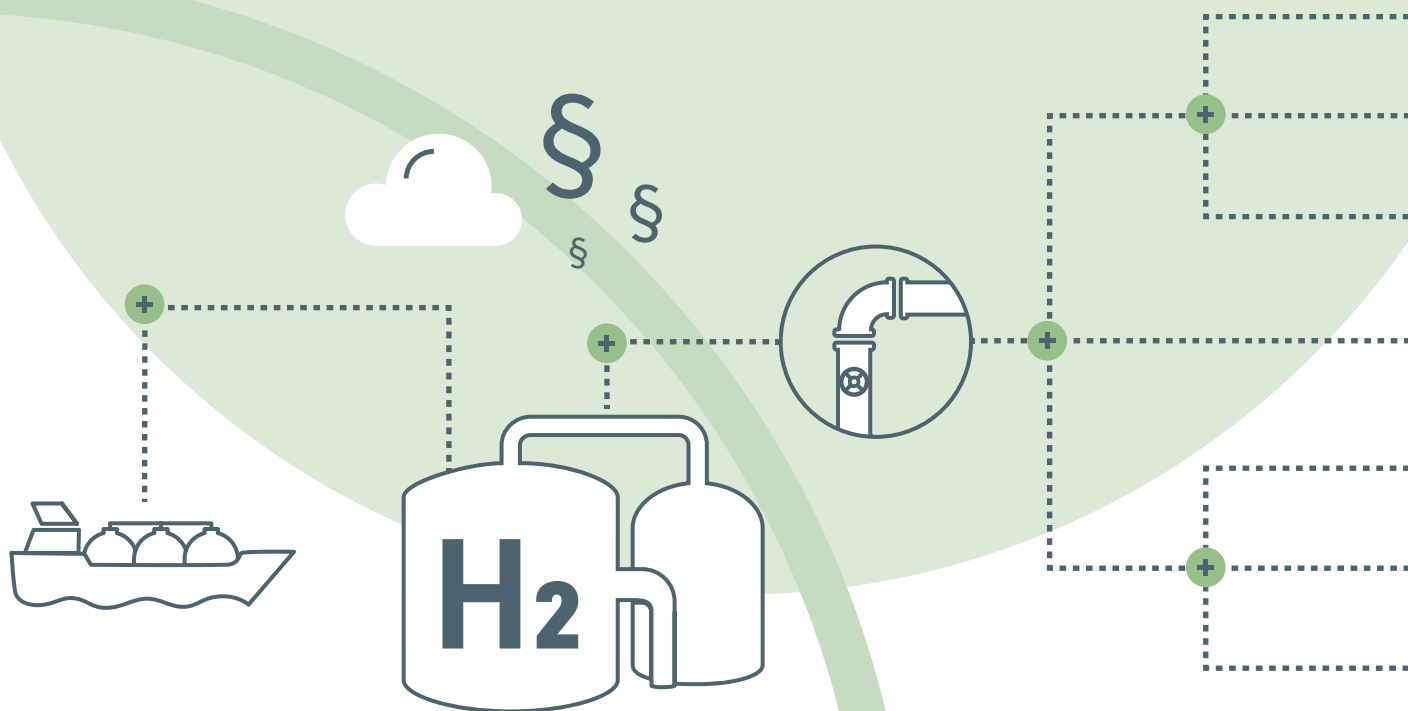


dena-ANALYSE

Wie gelingt der Aufbau der Wasserstoff-Netzinfrastruktur in Deutschland und Europa?



Impressum

Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Ansprechpartner:

Philipp Heilmaier
Bereichsleiter Zukunft der Energieversorgung
Tel.: +49 (0)30 66 777-545
E-Mail: philipp.heilmaier@dena.de

Gestaltung

The Ad Store GmbH

Stand: 08/2022

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als: Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2022):
„Wie gelingt der Aufbau der Wasserstoff-Netzinfrastruktur in
Deutschland und Europa?“

Inhalt

1	Welcher Umfang ist derzeit für die Wasserstoffinfrastruktur vorgesehen bzw. erforderlich?	5
2	Inwiefern können dafür die bestehenden Gasfernleitungsnetze umgerüstet und für Wasserstoff genutzt werden?	6
3	Wie ist der Aufbau des Wasserstoffnetzes auf nationaler und europäischer Ebene derzeit reguliert und was wird geplant?	7
4	Wie werden Gas- und Wasserstoffnetze derzeit geplant und wie kann die Planung in Zukunft besser miteinander verzahnt werden?	8
5	Welche Regelungen und Vorgaben für die Betreiber eines zukünftigen Wasserstoffnetzes bestehen bereits bzw. werden aktuell diskutiert?	9
6	Welche Optionen zur Finanzierung des Aufbaus des Wasserstoffstartnetzes gibt es?	11
7	Welche Rolle kann der Staat mit Blick auf die Finanzierung und Risikominderung spielen?	13
8	Welche staatlichen Fördermaßnahmen sind derzeit im Rahmen des IPCEI-Prozesses geplant, um den Aufbau der Wasserstoff-Netzinfrastruktur zu unterstützen und zu beschleunigen?.....	14

Wie gelingt der Aufbau der Wasserstoff-Netzinfrastruktur in Deutschland und Europa?

Deutschland hat sich dazu verpflichtet, bis 2045 klimaneutral zu werden. Das bedeutet: Deutschland muss sein Energiesystem radikal umbauen – raus aus Kohle, Öl und Erdgas, hin zu einem Energiesystem, das vollständig auf erneuerbaren Energien und Wasserstoff (sowie seinen Derivaten) basiert. Damit das gelingt, wird der Verbrauch von klimaneutral erzeugtem Wasserstoff bis 2030 auf etwa 18 bis 100 Terawattstunden (TWh) ansteigen. Bis 2045 steigt der Verbrauch von Wasserstoff und seinen Derivaten sogar auf 392 bis 657 TWh an.¹ Die Bundesregierung hat deshalb im Koalitionsvertrag eine ambitionierte Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) angekündigt. Konkret enthält der Koalitionsvertrag etwa das Ziel, bis 2030 in Deutschland 10 Gigawatt (GW) Elektrolyse-Kapazitäten (statt der bisher geplanten 5 GW) aufzubauen.

Durch den russischen Angriff auf die Ukraine, die damit verbundenen gedrosselten Erdgasimporte sowie die steigenden Erdgaspreise hat sich der Handlungsdruck für den zügigen Umbau des Energiesystems noch einmal deutlich verschärft. So soll der Erdgasbedarf nicht nur durch Einsparungen beim Energieverbrauch und einen schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen des Osterpakets gesenkt, sondern mittelfristig auch der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland beschleunigt werden. Hierzu bereitet die Bundesregierung derzeit die Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie vor. Besondere Bedeutung kommt neben dem Aufbau der Elektrolyse-Kapazitäten und Maßnahmen im Industriesektor dem Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur zu.

Auch die Europäische Kommission hat im Mai 2022 mit dem REPowerEU-Plan Maßnahmen zur Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten aus Russland vorgelegt. Neben der Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Steigerung der Energieeffizienz liegt ein Schwerpunkt auf dem beschleunigten Aufbau von Produktionskapazitäten für grünen Wasserstoff in Europa und in potenziellen Exportländern sowie der entsprechenden Infrastruktur. Konkret setzt REPowerEU das Ziel, bis 2030 je 10 Millionen Tonnen erneuerbaren Wasserstoff in der EU zu produzieren und zu importieren.

Damit der Hochlauf der deutschen und der europäischen Wasserstoffwirtschaft gelingt, muss der Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur deutlich beschleunigt werden. Diese Analyse gibt einen Überblick über die zentralen Herausforderungen und Handlungsoptionen.

¹ Vgl. Szenarienvergleich der „Big 5“-Klimaneutralitätsszenarien.

1 Welcher Umfang ist derzeit für die Wasserstoffinfrastruktur vorgesehen bzw. erforderlich?

Im Rahmen des **Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030** wurde im Jahr 2021 in der Modellierung der Vereinbarung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) das erste Mal ein deutschlandweites Wasserstoffnetz modelliert:

- **Option 1 – Wasserstoffstartnetz“ in der sogenannten Grüngasvariante (d. h. für Wasserstoff, synthetisches Methan, Biogas):** Diese Variante umfasste bis 2030 rund 1.200 Kilometer (davon 100 Kilometer Neubau und 1.100 Kilometer Umwidmung bestehender Erdgasfernleitungen). Das notwendige Investitionsvolumen betrug rund 660 Millionen Euro. Grundlage für die Erstellung war eine erste Marktabfrage, bei der 31 Grüngasprojekte gemeldet wurden.
- **Option 2 – „Visionäres Wasserstoffnetz“:** Diese Variante umfasste eine Gesamtlänge von bis zu 5.900 Kilometern. Ähnlich dem Wasserstoffstartnetz bestand dieses Wasserstoffnetz zu rund zehn Prozent aus neuen Fernleitungen und zu rund 90 Prozent aus der Umwidmung bestehender Erdgasfernleitungen.

Auch angesichts der geopolitischen Entwicklungen wird mittlerweile davon ausgegangen, dass der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur deutlich schneller als geplant erfolgen und deutlich über das Ausmaß der in Option 1 beschriebenen Länge hinausgehen muss.

Für den Szenariorahmen im aktuellen Zyklus des **Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032** haben die Fernleitungsnetzbetreiber zum zweiten Mal die Marktabfrage Wasserstoff Erzeugung und Bedarf (WEB) durchgeführt. Diesmal wurden bereits 488 Wasserstoffprojekte gemeldet, von denen 250 Projekte durch eine Absichtserklärung (Memorandum of Understanding – MoU) mit einem Bedarf von insgesamt 165 TWh bis 2032 bestätigt wurden. Zusätzlich

zu der Marktabfrage hat der FNB Gas die Betreiber von Leitungsnetzinfrastrukturen aufgerufen, bestehende und konkret geplante Leitungssysteme zum Transport von Wasserstoff für die Berücksichtigung in der Wasserstoffvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 und im Wasserstoffbericht gemäß § 28q Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zu melden. Es wurden 218 Projektvorhaben gemeldet; bei 138 davon ist die Umstellung der bestehenden Gasleitungen, bei 80 ein Neubau geplant. Am 2. Mai 2022 kündigte der FNB Gas an, dass sich die Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 aufgrund des russischen Angriffskrieges und der damit verbundenen Veränderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen verzögern wird. Ein am 6. Juli 2022 veröffentlichter Zwischenstand sieht bis 2032 ein Wasserstoffnetz mit einer Leitungslänge von 7.600 bis 8.500 Kilometern und mit Investitionskosten inklusive Verdichter- und Regelanlagen von 8 bis 10 Milliarden Euro vor.

Wasserstoff in Deutschland 2032



Quelle: Netzentwicklungsplan 2022-2023, Zwischenbericht Juli 2022

2 Inwiefern können dafür die bestehenden Gasfernleitungsnetze umgerüstet und für Wasserstoff genutzt werden?

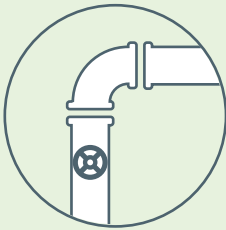
Sowohl das „H₂-Startnetz“ als auch das „visionäre Wasserstoffnetz“ sind Teil des geplanten European Hydrogen Backbone, einer Initiative von 31 europäischen Fernleitungsnetzbetreibern zum Aufbau eines europaweiten und insgesamt fast 40.000 Kilometer umfassenden Wasserstoffnetzes bis 2040. Bei rund 70 Prozent dieser Leitungen handelt es sich um bereits existierende Erdgasleitungen, die zu Wasserstoffleitungen umgewidmet werden sollen.

Auch einige Verteilnetzbetreiber planen bereits die Umstellung einzelner regionaler oder städtischer Netze auf Wasserstoff. Diese Erdgasleitungen werden in Zukunft aufgrund sinkender Nachfrage nicht mehr benötigt, sind durch parallel verlaufende Leitungsstränge zum Teil redundant oder werden aufgrund

der veränderten Versorgungsstrukturen komplett auf Wasserstoff umgestellt.

In verschiedenen Forschungsprojekten und Gutachten wurde die Eignung von Erdgasleitungen für den Transport von Wasserstoff umfangreich untersucht. Ein Gutachten des TÜV Nord hat bestätigt, dass Erdgasfernleitungen (Rohre) problemlos von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können. In einem Projekt im Südwesten der Niederlande wurde dies bereits demonstriert. Für die Umstellung werden die Leitungen auf ihre Integrität überprüft. Es wird erwartet, dass sie häufig ohne Anpassungen weiter genutzt werden können. Jedoch müssen verschiedene Netzkomponenten ausgetauscht werden, die nicht H₂-tolerant bzw. nicht für die H₂-Nutzung ausgelegt sind (z. B. Mess- und Regelanlagen oder Verdichter).

Wasserstoff in Europa 2040



**40.000 KILOMETER
WASSERSTOFFNETZ**

**DAVON 70% VORHANDENE
ERDGASLEITUNGEN**

3 Wie ist der Aufbau des Wasserstoffnetzes auf nationaler und europäischer Ebene derzeit reguliert und was wird geplant?

Im Juni 2021 hat der Bundestag eine Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verabschiedet. Sie zielt darauf ab, eine Übergangslösung für die Regulierung von Wasserstoff(-netzen) und den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland zu definieren, bis entsprechende europäische Vorgaben vorliegen. Das Gesetz enthält sowohl spezifische Definitionen für Wasserstoff sowie für Wasserstoffnetze und Speicheranlagen als auch konkrete Regulierungsvorgaben für Netzbetreiber, beispielsweise zum Netzzugang, zur Ausgestaltung der Netzentgelte und zu Entflechtungsregeln (siehe Frage 6). Allerdings haben Betreiber von Bestandsnetzen und neu zu errichtenden Netzen gemäß § 28j EnWG ein einmaliges und unwiderrufliches Wahlrecht, ob sie der neu eingeführten Regulierung von Wasserstoffnetzen unterliegen wollen oder nicht. Dies gilt ganzheitlich je Betreiber, nicht je Netz bzw. Leitung. Das bedeutet: Der Betreiber, der sich gegen die Regulierung entscheidet, wird nicht von den unten aufgeführten Vorgaben hinsichtlich Netzzugang, Entgeltbildung und Entflechtung erfasst.

Auf europäischer Ebene werden derzeit die Revisionen der EU-Gasverordnung und der Gasrichtlinie, die beide 2009 verabschiedet wurden, im sogenannten Trilog zwischen Europäischer Kommission, Europäischem Rat und EU-Parlament verhandelt. Beide sind Bestandteil des zweiten Teils des „Fit for 55“-Pakets, veröffentlicht am 14. Dezember 2021. Sie ergänzen damit die Legislativvorschläge des Juli-Pakets aus demselben Jahr. Das sogenannte „Gaspaket“ (offiziell „Hydrogen and Decarbonised Gas Markets Package“)

wird durch den Entwurf einer EU-Methanstrategie komplementiert und durch die bestehenden EU-Strategien für die Integration der Energiesysteme und für eine Wasserstoffwirtschaft untermauert. Hinter der Revision der Gasverordnung und der Gasrichtlinie steht die Überzeugung, dass die Integration erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase in das Energiesystem eine tiefgreifende Umgestaltung des Gasmarktes erfordert, wie auch im Arbeitsprogramm der Kommission für 2021 angekündigt.

Die Legislativvorschläge der Kommission sehen derzeit einen zweigleisigen Ansatz für den Aufbau eines dekarbonisierten Gassystems vor: Auf der einen Seite werden geänderte Regeln für das bestehende Erdgassystem vorgeschlagen, zum Beispiel in Bezug auf die Einspeisung von erneuerbaren Gasen wie Biomethan und grünem Wasserstoff. Auf der anderen Seite werden Regeln für ein dediziertes Wasserstoffsystem aufgestellt (siehe Frage 6). Im politischen Diskurs unter anderem mit dem Europäischen Parlament zeichnen sich gegenwärtig sehr kontroverse Debatten zum Standpunkt der EU-Kommission ab.

Die neue Gasrichtlinie muss gemäß dem Vorschlag der Kommission innerhalb der vorgeschriebenen Frist bis zum 31. Dezember 2023 in nationales Recht umgesetzt werden. Die neue Gasverordnung ist in allen ihren Teilen verbindlich und gilt unmittelbar in jedem Mitgliedstaat. Sie soll am 1. Januar 2024 in Kraft treten.

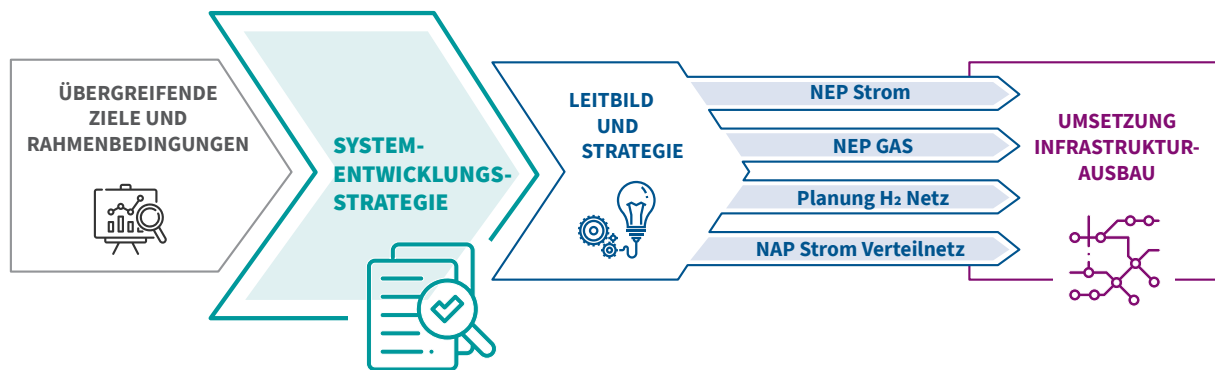


4 Wie werden Gas- und Wasserstoffnetze derzeit geplant und wie kann die Planung in Zukunft besser miteinander verzahnt werden?

Für die Sektoren Strom und Gas wurden durch die sogenannten Netzentwicklungspläne (NEPs) bewährte Planungsprozesse etabliert. Sie verlaufen derzeit jedoch zeitlich versetzt und basieren auf unterschiedlichen Rahmendaten. Für die Planung der Wasserstoffnetze existiert ein solcher Planungsprozess bisher noch gar nicht. Neben der Etablierung eines Planungsprozesses für Wasserstoff ist es außerdem notwendig, die Planung der einzelnen Sektoren besser aufeinander abzustimmen. Eine Allokation von Elektrolyseuren hat beispielsweise entscheidende Auswirkungen auf den Transportbedarf aller Sektoren und Energieinfrastrukturen. Dies gilt ebenso für die Frage, wo in Zukunft die mit Wasserstoffstrom produzierenden Erzeugungskapazitäten stehen werden.

Die dena hat deshalb im Rahmen eines durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) finanzierten Stakeholderdialogs das Konzept für die Umsetzung eines Systementwicklungsplans entwickelt. Dabei handelt es sich um einen der Infrastrukturplanung für Strom, Gas und Wasserstoff vorgelagerten Prozess, der durch eine integrierte Optimierung die Potenziale der Sektorenkopplung nutzbar macht und somit eine konsistente Grundlage für die anschließenden Infrastrukturplanungsprozesse (Netzentwicklungspläne) liefert.

Zu Beginn des Jahres 2022 hat die Bundesregierung im Rahmen der Eröffnungsbilanz Klimaschutz die Umsetzung einer sogenannten Systementwicklungsstrategie angekündigt.



5 Welche Regelungen und Vorgaben für die Betreiber eines zukünftigen Wasserstoffnetzes bestehen bereits bzw. werden aktuell diskutiert?

Grundsätzlich lassen sich drei Modelle zur vertikalen Entflechtung von (Wasserstoff-)Netzbetreibern unterscheiden:

- **Modell 1 – Ownership Unbundling:** Dieses Modell sieht eine vollständige Trennung des Eigentums und Betriebs der Netze von Aktivitäten der Erzeugung/Produktion und des Vertriebs/Handels vor. Vertikal integrierte Unternehmen sind in diesem Modell verpflichtet, das Wasserstoffnetz durch einen Verkauf bzw. eine Veräußerung aus dem Konzernverbund herauszulösen. Zulässig ist maximal eine Minderheitsbeteiligung mit eingeschränktem Stimmrecht an dem Unternehmen, das das Wasserstoffnetz betreibt.
- **Modell 2 – Independent System Operator (ISO):** In diesem Modell kann ein vertikal integriertes Unternehmen, dessen Geschäftsmodell H₂-Erzeugungs- und -Vertriebsaktivitäten umfasst, auch als Eigentümer des Wasserstoffnetzes fungieren. Der Betrieb des Wasserstoffnetzes liegt jedoch bei einem unabhängigen Systembetreiber (ISO) als vom vertikal integrierten Unternehmen getrennt organisierter Gesellschaft. Der ISO trifft eigenständig sämtliche Entscheidungen zu Investitionen und zur Entwicklung des Netzes; auch die Haftung für Risiken des Betriebs liegt nicht beim Eigentümer, sondern vollständig beim Betreiber.
- **Modell 3 – Independent Transmission System Operator (ITO):** Bei diesem Modell können das Wasserstoffnetz und sein Betrieb Teil eines vertikal integrierten Unternehmens bleiben. Es wird lediglich die Einhaltung verschiedener Regeln vorgeschrieben, die garantieren sollen, dass der Netzbetrieb durch den ITO in der Praxis unabhängig von den anderen Konzern-

bereichen erfolgt. So ist zum Beispiel eine gemeinsame Nutzung von Gebäuden und Ausstattung nicht zulässig und der ITO muss mit ausreichenden personellen und finanziellen Ressourcen ausgestattet sein, um den Netzbetrieb sicherzustellen.

Die **deutsche Rechtsgrundlage** – das Energiewirtschaftsgesetz – orientiert sich derzeit am Modell 1, dem Ownership-Unbundling-Modell. Konkret dürfen Betreiber von Wasserstoffnetzen keine Anlagen zur Erzeugung, zur Speicherung und zum Vertrieb von Wasserstoff errichten, betreiben oder im Eigentum halten (vertikale Entflechtung, § 28m EnGW). Außerdem gelten Vorgaben zur buchhalterischen und informatorischen Entflechtung, das heißt, Betreiber von Wasserstoffnetzen müssen eine eigene Buchführung erstellen und die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen aus ihrer Geschäftstätigkeit sicherstellen. Die buchhalterischen und informatorischen Entflechtungsvorgaben gelten sowohl horizontal (Entflechtung vom Elektrizitäts- und Gasnetzbetrieb) als auch vertikal (Entflechtung des H₂-Netzbetriebs von H₂-Erzeugung, -Speicherung und -Vertrieb). Im November 2021 wurde darüber hinaus eine Verordnung zu Wasserstoffnetzentgelten (H₂-NEV) erlassen. Die Verordnung sieht detaillierte Regelungen zur Ermittlung von Kosten des Wasserstoffnetzbetriebs vor. Sie findet dann Anwendung, wenn sich Wasserstoffnetzbetreiber der Regulierung nach § 28j EnWG unterworfen haben. Vorgaben dazu, wie die Entgelte zu bilden sind, werden hingegen nicht gemacht. Die Vorgaben zur Ermittlung von Netzkosten betreffen nicht nur die Errichtung und den Betrieb von reinen Wasserstoffnetzen, sondern auch die Bestimmung derjenigen Kosten, die sich aus der Umstellung von Teilen der Gasversorgungsnetze auf den Transport von Wasserstoff ergeben.

5 Welche Regelungen und Vorgaben für die Betreiber eines zukünftigen Wasserstoffnetzes bestehen bereits bzw. werden aktuell diskutiert?

Allerdings handelt es sich bei dieser nationalen Regelung um eine Übergangsregelung, die mit **Inkrafttreten des EU-Gaspakets** durch die darin getroffenen Regelungen abgelöst werden wird. Kurzfristig, also während der Aufbauphase eines dedizierten Wasserstoffsystems, sollen die Netzzugangsregeln sehr flexibel ausgestaltet werden. Mittelfristig, das heißt ab 2030, ist weitgehend eine Spiegelung des geltenden Regulierungsansatzes für Gas geplant. Die Verpflichtung zur Entflechtung ist im Einklang mit ähnlichen Vorschriften für Gasfernleitungsnetze vorgesehen. Allerdings soll gemäß dem Vorschlag der EU-Kommission das sogenannte ITO-Modell nach 2030 nicht mehr zulässig sein, bei dem ein Übertragungsnetzbetreiber bzw. Fernleitungsnetzbetreiber Teil eines vertikal integrierten

Unternehmens bleiben kann, sofern zahlreiche detaillierte Regeln eingehalten werden, um die Unabhängigkeit innerhalb des Unternehmens zu gewährleisten. Somit wären ab 2031 die zulässigen Optionen für H₂-Netzbetreiber eine vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling) oder die Einrichtung eines unabhängigen Wasserstoffnetzbetreibers (Independent Hydrogen Network Operator – gemäß den Vorschriften des ISO-Modells), um vertikal integrierten Unternehmen (z. B. H₂-Produzent + Netzeigentümer) die Möglichkeit zu geben, Eigentümer ihrer Netze zu bleiben, und gleichzeitig den diskriminierungsfreien Betrieb dieser Netze nach 2030 zu gewährleisten.

Drei Betreiber-Modelle für Wasserstoffnetze

OWNERSHIP UNBUNDLING



Komplette Trennung von Eigentum und Betrieb des Netzes von anderen Geschäftsaktivitäten

■ Erzeugung/Vertrieb/Handel
■ Eigentum und Betrieb

INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR (ISO)



Netz-Eigentum in integriertem Unternehmen, Netz-Betrieb über unabhängige Organisation

■ Erzeugung/Vertrieb/Handel
■ Systemeigentümer
■ Unabhängiger Systembetreiber

INDEPENDENT TRANSMISSION SYSTEM OPERATOR (ITO)



Netz-Eigentum und -Betrieb in integriertem Unternehmen, Unabhängigkeit dieses Geschäftszweigs muss gewährleistet sein

■ Erzeugung/Vertrieb/Handel
■ ITO

6 Welche Optionen zur Finanzierung des Aufbaus des Wasserstoffstartnetzes gibt es?

Die Finanzierung des Aufbaus des Wasserstoffstartnetzes kann – jenseits der Finanzierung durch öffentliche Mittel wie etwa in den Niederlanden – grundsätzlich über drei verschiedene Pfade erfolgen: über H₂-Netzentgelte, die alle anfallenden Kosten reflektieren, über eine Quersubventionierung über die Gasnetzentgelte oder über das Eigenkapital der Netzbetreiber.

☉ **Option 1 – H₂-Netzentgelte:** Soll die Finanzierung vollständig und ohne staatliche Unterstützungsmaßnahmen über die Netzentgelte erfolgen, würde sich das in sehr hohen Kosten für die ersten Endverbraucher widerspiegeln. Um die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffanwendungen dennoch zu erhalten, sind die Deckelung der Höhe der H₂-Netzentgelte (ggf. gekoppelt mit einem Ausgleich der Kosten für die Betreiber) oder eine Querfinanzierung über die Netzentgelte des Erdgasnetzes mögliche Varianten. Ein Ausgleich der Differenz zwischen den Einnahmen aus den gedeckelten Netzentgelten und den tatsächlichen Kosten könnte über eine laufende Ausgleichszahlung durch den Staat oder in Anlehnung an das von den Gasnetzbetreibern geführte Regulierungskonto über die Verteilung der Kosten auf die Nutzer einer längeren Periode erfolgen. In letzterer Variante würden die hohen Kosten der Anfangsphase auch durch später hinzukommende Endverbraucher mitgetragen. Da das Startnetz jedoch voraussichtlich zu Beginn stark von wenigen großen Endverbrauchern abhängig sein wird, könnte der Ausfall eines dieser Kunden bereits starke Auswirkungen auf die Entwicklung der Netzentgelte haben. Ein H₂-Regulierungskonto könnte in diesem Fall sicherstellen, dass sich die dadurch entstehenden Erlösein-

bußen nicht unmittelbar als Verluste für die Netzbetreiber materialisieren.

- ☉ **Option 2 – Quersubventionierung über Gasnetzentgelte:** Eine Querfinanzierung weist die Gefahr einer Verzögerung der Umstellung auf, da für die Erdgasnetzbetreiber weniger Anreize zum Aufbau des Wasserstoffnetzes bestünden. Die höheren Netzentgelte für Erdgaskunden könnten grundsätzlich einen Wechsel zu klimafreundlicheren Alternativen beschleunigen, bergen aber auch Risiken der Akzeptanz bei aktuell ohnehin hohen Erdgaspreisen und könnten vulnerable Gas-Verbrauchergruppen zusätzlich belasten. Die Monopolkommission der Bundesregierung hat hierzu bereits Bedenken geäußert und auch die Vorschläge der EU-Kommission im sogenannten Gaspaket sehen lediglich eine Möglichkeit dieser Quersubventionierung unter strenger behördlicher Aufsicht bis 2030 vor.
- ☉ **Option 3 – Eigenkapital der Netzbetreiber:** Ein neu gegründetes Betreiberunternehmen weist möglicherweise zu Beginn keine ausreichenden Eigenkapitalmittel und unter Umständen auch keine entsprechenden Zugänge zum Kapitalmarkt auf. Das fehlende Eigenkapital könnte einerseits über die wirtschaftliche und rechtliche Verknüpfung von Erdgasnetzbetreibern und Wasserstoffnetzbetreibern gefunden werden. Diese Art der horizontalen Integration ist jedoch mit den aktuellen Vorschlägen der EU-Kommission nicht vereinbar, die Unabhängigkeit der H₂-Netzbetreiber von Unternehmen, die in der Übertragung oder Verteilung von Erdgas oder Elektrizität tätig sind, in Bezug auf ihre Rechtsform und Organisation vorschreiben.

6 Welche Optionen zur Finanzierung des Aufbaus des Wasserstoffstartnetzes gibt es?

Eine Anschubfinanzierung durch den Staat, das heißt eine Förderung der Investitionskosten, könnte hier Abhilfe schaffen. Die Möglichkeiten und Hindernisse werden in Frage 8 tiefer diskutiert. Sollte das Betreiberunternehmen das nötige Eigenkapital aufbringen, bleibt ein hohes unternehmerisches Risiko bestehen, dass der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft sich nicht so entwickelt wie erwartet und damit die Nachfrage nach Transportkapazitäten nicht ausreichend für eine Amortisation der getätigten Investitionen ist. Da Instrumente wie

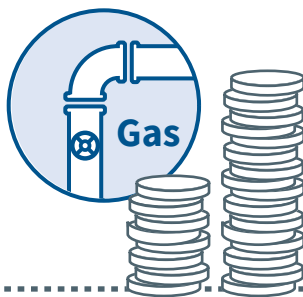
langfristige Regulierungskonten für H₂ jedoch bisher nicht zum Einsatz gekommen sind und insgesamt die Wahrscheinlichkeit geringer Renditen höher ausfällt als im Erdgasbereich, müssten hohe Eigenkapitalzinssätze angenommen werden, um diese Investitionsentscheidungen zu ermöglichen. Eine Refinanzierung müsste auch hier über die Netzentgelte erfolgen. Darüber hinaus könnte der Staat entscheiden, die unternehmerischen Risiken zu verringern. Auch diese Variante wird in Frage 8 genauer diskutiert.

Finanzierung des Wasserstoffnetzes

WASSERSTOFFNETZENTGELTE



GASNETZENTGELTE (MITFINANZIERUNG)



EIGENKAPITAL DES NETZBETREIBERS

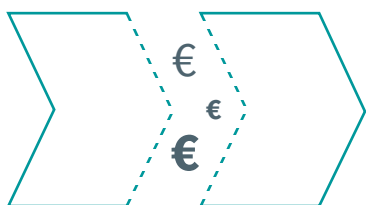


7 Welche Rolle kann der Staat mit Blick auf die Finanzierung und Risikominderung spielen?

Um die bestehenden Risiken des Wasserstoffnetzaufbaus zu minimieren und so eine Beschleunigung zu bewirken, sind verschiedene Modelle denkbar:

- Im Fall einer Deckelung der Netzentgelte (siehe Frage 6) könnte der Staat die ausbleibenden Einnahmen ausgleichen und gegebenenfalls mit zukünftigen Gewinnen verrechnen. Das Betreiberunternehmen erhält einen vereinbarten Betrag, der ausreicht, um die Investitionen in ein Wasserstoffstartnetz und laufende Kosten zu decken. In Anlehnung an das Konzept der Differenzverträge gleicht der Bund die Kostenlücke zwischen gedeckelten und den Entgelten aus, die die real anfallenden Kosten reflektieren. Für diese Variante sind den Anforderungen entsprechende staatliche Investitionen notwendig.
- Bei einer Finanzierung über Eigenkapital des Netzbetreibers könnte wie oben beschrieben der Bund die Amortisationsrisiken übernehmen. Hierfür müsste ein Stichjahr festgelegt werden, das zur Bewertung der Refinanzierbarkeit genutzt wird. Sollte sich der Wasserstoffmarkt positiv entwickelt haben und sollten die Transportkapazitäten zum Bewertungszeitpunkt sowie in der weiteren Zukunft ausreichend genutzt werden, fallen für den Bund keine Kosten an. Der Netzbetreiber muss anfängliche Defizite hinnehmen, die aber durch spätere Gewinne ausgeglichen werden. Die Risikoabschätzung, welche Netze in einem dafür ausreichenden Umfang genutzt werden und damit einen Erlösausfall unwahrscheinlich sowie eine Absicherung des Risikos kalkulierbar machen, liegt beim Bund. Durch Nachfrageanreize (etwas über dezidierte Wasserstoffquoten oder eine CO₂-Bepreisung, die die Wettbewerbsfähigkeit von H₂ steigert) kann der Bund in dieser Variante seine eigenen Kostenrisiken mindern. Eine solche Absicherung erscheint nur für ein „No Regret“-Startnetz sinnvoll.
- Übernimmt der Bund hingegen die Risiken nicht, sondern unterstützt den Aufbau durch eine Anschubfinanzierung, kann auf die Deckelung der Netzentgelte verzichtet werden, da die Gesamtkosten für das Betreiberunternehmen verringert werden. Die Kosten für den Bund fallen einmalig zu Beginn an, hingegen wäre der Verwaltungsaufwand in der Zukunft gering. Mögliche zukünftige Gewinne würden in der einfachsten Variante dem Betreiberunternehmen allein zustehen. Um die Kosten für die Steuerzahler zu vermindern, könnte der Bund mit der Anschubfinanzierung eine Beteiligung an den Betreiberunternehmen erhalten und somit in der Zukunft wirtschaftliche Gewinne wieder in den Haushalt zurückführen. Diese Variante funktioniert jedoch nur unter der Annahme der vollständigen vertikalen Entflechtung (Ownership Unbundling, siehe Frage 5), bei der Eigentum und Betrieb des H₂-Netzes bei einem von Erzeugungs- und Vertriebsaktivitäten losgelösten Unternehmen liegen.

Drei Wege zur Risikominderung



AUSGLEICH DIFFERENZKOSTEN



ÜBERNAHME
AMORTISATIONSRISENEN



ANSCHUBFINANZIERUNG UND
UNTERNEHMENS BETEILIGUNG

8 Welche staatlichen Fördermaßnahmen sind derzeit im Rahmen des IPCEI-Prozesses geplant, um den Aufbau der Wasserstoff-Netzinfrastruktur zu unterstützen und zu beschleunigen?

Mit der Umsetzung des IPCEI-Prozesses (Important Projects of Common European Interest) wurde eine erste europäische Grundlage geschaffen, um zentrale Infrastrukturen für Wasserstoff zu konzipieren und zu fördern. In Deutschland wurden 62 Großprojekte vorausgewählt, darunter Infrastrukturprojekte mit einer Leitungslänge von rund 1.700 Kilometern. Diese Projekte wurden inzwischen bei der Europäischen Kommission eingereicht und befinden sich aktuell in beihilferechtlicher Prüfung. Nachdem die Europäische Kommission im Juli bereits eine erste Welle von Projekten mit Fokus auf Elektrolyse- und Brennstoffzellentechnologien genehmigt hat, sollen nun zwei weitere Wellen zu industrieller Wasserstoffanwendung bzw. -infrastruktur folgen. Anspruch ist eine Genehmigung vor Ende des Jahres, der Zeitplan kann sich allerdings verschieben.

Die Dauer der Prüfung durch die Europäische Kommission hängt in hohem Maße von der prozeduralen und inhaltlichen Reife der Antragsdokumente der Projektpartner aus allen beteiligten EU-Mitgliedstaaten ab. Ferner müssen konkrete länderübergreifende Kooperationen der Partner innerhalb des IPCEI etabliert werden, die positive Markteffekte über die Grenzen der Projekte hinweg generieren. Mit Blick auf Wasserstoffinfrastrukturen ist es in dieser Hinsicht entscheidend, den offenen, diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten. Somit werden potenzielle Marktteilnehmer befähigt, ihre Standortvorteile für die Belieferung entlegener Abnehmer auszunutzen. Dieser integrierte europäische Planungsprozess bietet auch einen Rahmen für die

Entwicklung gemeinsamer technischer Betriebs- und Sicherheitsstandards. Der IPCEI-Prozess orientiert sich auch an den Zielsetzungen der überarbeiteten TEN-E-Richtlinie, die den rechtlichen Rahmen für grenzübergreifende Strom- und Gasnetze auf EU-Ebene setzt und kürzlich auf Wasserstoff erweitert wurde.

IPCEI ist nach derzeitigem Stand ein zentrales Instrument, um dem Aufbau der europäischen Wasserstoffinfrastruktur einen An Schub zu geben. Aufgrund der beschränkten Größe ist IPCEI jedoch nur als ergänzendes Instrument zum ganzheitlichen Aufbau einer europäischen Wasserstoffinfrastruktur zu sehen.



