

Wasserstoffbericht

Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff gemäß § 28q EnWG

01. September 2022



Fernleitungsnetzbetreiber

- bayernets GmbH**
 Poccistraße 7, 80336 München
www.bayernets.de
- Ferngas Netzgesellschaft mbH**
 Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig
www.ferngas.de
- Fluxys Deutschland GmbH**
 Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf
www.fluxys.com
- Fluxys TENP GmbH**
 Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf
www.fluxys.com
- GASCADE Gastransport GmbH**
 Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel
www.gascade.de
- Gastransport Nord GmbH**
 Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg (Oldb)
www.gtg-nord.de
- Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**
 Pasteurallee 1, 30655 Hannover
www.gasunie.de
- GRTgaz Deutschland GmbH**
 Rosenthaler Straße 40/41, 10178 Berlin
www.grtgaz-deutschland.de
- Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**
 Huttropstraße 60, 45138 Essen
www.lbtg.de
- NEL Gastransport GmbH**
 Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel
www.nel-gastransport.de
- Nowega GmbH**
 Anton-Bruchausen-Straße 4, 48147 Münster
www.nowega.de
- ONTRAS Gastransport GmbH**
 Maximilianallee 4, 04129 Leipzig
www.ontras.com
- OPAL Gastransport GmbH & Co. KG**
 Emmerichstraße 11, 34119 Kassel
www.opal-gastransport.de
- Open Grid Europe GmbH**
 Kallenbergstraße 5, 45141 Essen
www.oge.net
- terranets bw GmbH**
 Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart
www.terranets-bw.de
- Thyssengas GmbH**
 Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund
www.thyssengas.com



01. September 2022

Wasserstoffbericht

Ansprechpartner:
Elvin Eyubov, Vereinigung der
 Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.
 Georgenstraße 23, 10117 Berlin
www.fnb-gas.de

Umsetzung:
 CBE DIGIDEN AG

Legal Disclaimer

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben dieses Dokument ausschließlich in Erfüllung ihrer Pflichten nach § 28q EnWG erstellt. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen keinerlei Gewähr für die Aktualität, Vollständigkeit oder e. V. Qualität der von Dritten bereitgestellten Inhalte und Informationen sowie eigener Aussagen zu zukünftigen Entwicklungen und Prognosen, welche naturgegeben mit Unsicherheiten behaftet sind. Haftungsansprüche gegen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber für Schäden, welche mittelbar oder unmittelbar durch die Nutzung der dargebotenen Informationen verursacht wurden, sind ausgeschlossen.

Impressum	2
Inhaltsverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	5
Vorwort	7
1 Empfehlungen an die Bundesnetzagentur und den Gesetzgeber	9
2 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung	12
3 Ausgangslage: Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland	14
3.1 Aktueller Ausbauzustand des Wasserstoffnetzes	14
3.2 Projekte im Rahmen des IPCEI-Wasserstoff	14
3.3 Darstellung von Projekten auf Verteilernetzebene	15
3.4 Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	17
3.4.1 Ergebnisse der Wasserstoffvariante	17
3.4.2 Wasserstoffbedarfe im Verteilernetz	18
4 Wasserstoffnetzplanung	21
4.1 Ziele der Wasserstoffnetzplanung	21
4.2 Grundlagen	21
4.2.1 Integrierte Netzplanung	21
4.2.2 Konsistenter rechtlich-regulatorischer Rahmen	22
4.2.3 Klare Verantwortlichkeiten für die Wasserstoffnetzplanung	23
4.2.4 Planung auf der Basis von Szenarien, konkreten Projekten und langfristigen Bedarfen	23
4.2.5 Beimischung von Wasserstoff	24
4.2.6 Wasserstoffnetzplanung im Rahmen einer gesamtheitlichen Betrachtung des Energiesystems ..	25
4.3 Prozessbeschreibung Wasserstoffnetzplanung	25
4.3.1 Bedarfsabfragen und Prognosen	27
4.3.2 Vorgelagerter Energieszenarienprozess	27
4.3.3 Erstellung der Szenariorahmen	28
4.3.4 Konsultation und Bestätigung	28
4.3.5 Erstellung der Netzentwicklungspläne	28
4.3.6 Wechselwirkungen und Schnittstellen zum Netzentwicklungsplan Strom	28
4.3.7 Integrierte Umstellungsplanung Gas	29
4.3.8 Konsultation, Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplans und Ausbaupflichtung	29

5 Umsetzung der Wasserstoffnetzplanung im Verteilernetz	31
5.1 Der Gasnetzgebietstransformationsplan	31
5.1.1 Der strategische Rahmen – der Weg in die Klimaneutralität vor Ort	32
5.1.2 Von der Strategie zur Umsetzung: der Start der operativen Planung	34
5.1.3 Umgang mit Maßnahmen auf Verteilernetzebene durch die Umstellung auf Wasserstoff	35
5.1.4 Technische Einordnung der Verteilernetztransformation durch den DVGW	35
5.1.5 Zielbild für den Gasnetzgebietstransformationsplan	36
5.2 Technische Umsetzung im Verteilernetz	37
5.2.1 Analogien zur Marktraumumstellung von L- auf H-Gas	37
5.2.2 Ablauf einer Gasumstellung auf Wasserstoff im Verteilernetz	38
5.2.3 Voraussetzungen für eine Gasumstellung auf Wasserstoff im Verteilernetz	39
5.2.4 Dauer einer Umstellung auf Wasserstoff im Verteilernetz	40
5.3 Prozessuale Abwicklung zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber	40
5.3.1 Vertragliche Basis für die Umstellung auf Wasserstoff	41
5.3.2 Auflösung wechselseitiger Abhängigkeiten bei der Umstellung auf Wasserstoff	42
5.3.3 Bestätigung durch die Bundesnetzagentur	43
6 Schlusswort	45
Anlage	46
Anlage 1: Übersicht Wasserstoffprojekte in Betrieb/in Umsetzung bis 2024	47
Glossar	51
Literatur	54

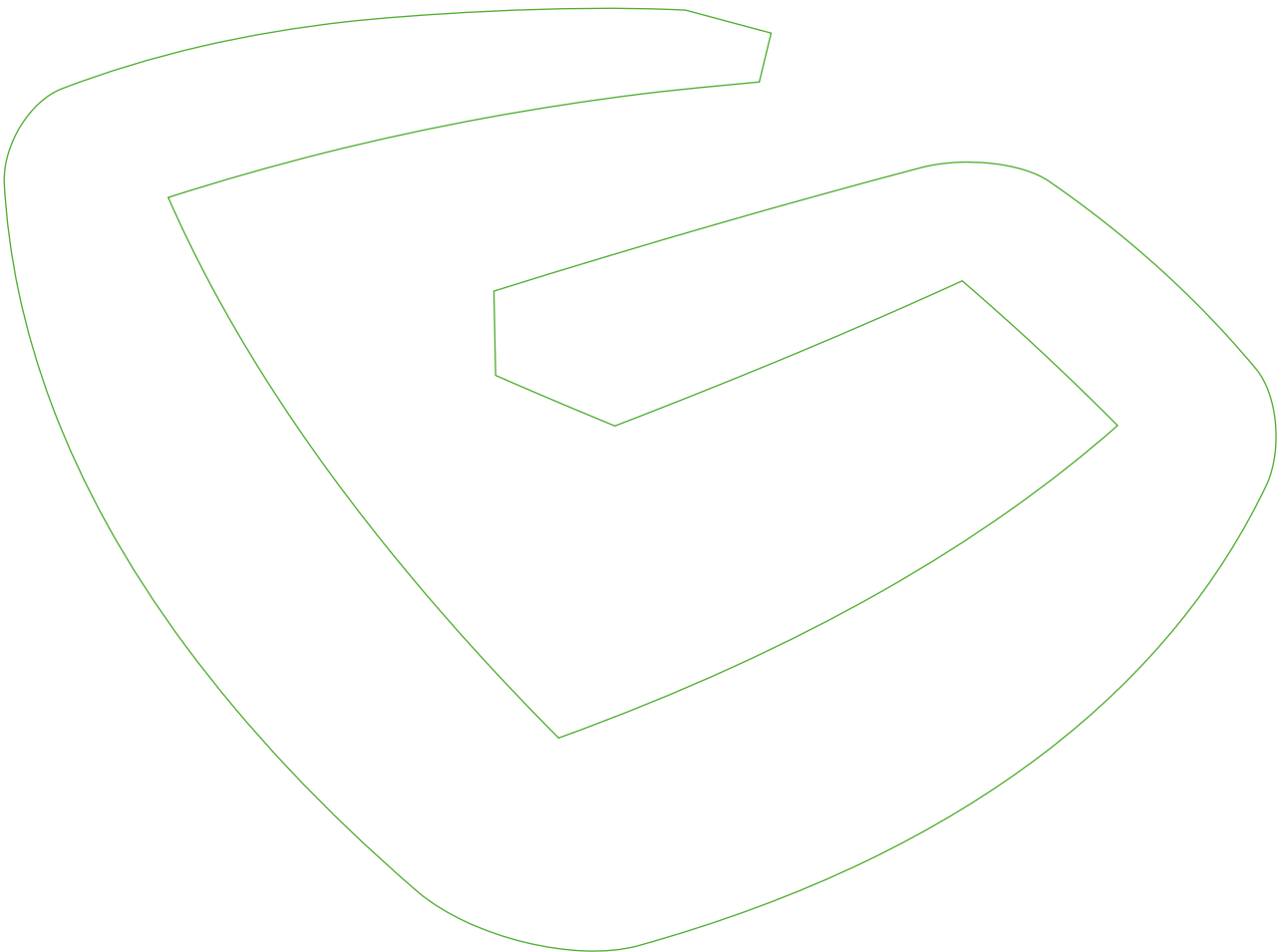
Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: IPCEI-Standortkarte des BMWi vom 28. Mai 2021.....	15
Abbildung 2: Übersicht dezentraler Wasserstoffprojekte mit Schwerpunkt im Verteilernetz.....	16
Abbildung 3: Netzausbaumaßnahmen Wasserstoffvariante 2027.....	17
Abbildung 4: Netzausbaumaßnahmen Wasserstoffvariante 2032.....	18
Abbildung 5: Konzept der Wasserstoffprüfung.....	19
Abbildung 6: Prozessübersicht zur gesamtheitlichen Betrachtung des Energiesystems.....	26
Abbildung 7: Der Weg in die Klimaneutralität vor Ort.....	34
Abbildung 8: Ablauf der Umstellung auf Wasserstoff beim Endkunden (Privathaushalt).....	41
Abbildung 9: Möglicher Prozess von der Wasserstoffbedarfsmeldung bis zum Wasserstoffumstellungsfahrplan.....	42
Abbildung 10: Wechselseitige Abhängigkeiten bei der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff.....	43

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: WEB-Meldungen zum voraussichtlichen Wasserstoffbedarf im Verteilernetz.....	19
--	----

Vorwort



Vorwort

Gerade mit Blick auf die aktuellen geopolitischen Ereignisse sowie die gesamtgesellschaftlich unterstützten Klimaschutzziele muss die Energieversorgung möglichst schnell resilienter und diversifizierter ausgestaltet werden. Die dafür erforderliche Transformation gilt es dabei nicht ausschließlich im Rahmen der bisher gesetzten Parameter aus Ökologie, Ökonomie und Versorgungssicherheit umzusetzen. Vielmehr spielt die mögliche Transformationsgeschwindigkeit eine zunehmend wichtige Rolle. Sektorenkoppelnd, klimaneutral und speicherfähig kann der Energieträger Wasserstoff¹ daher einen wesentlichen Beitrag im künftigen Energiesystem leisten. Voraussetzung für einen schnellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in allen Sektoren ist eine frühzeitig verfügbare und hinreichend dimensionierte Transportinfrastruktur, die eine diskriminierungsfreie und versorgungssichere Verfügbarkeit ermöglicht.

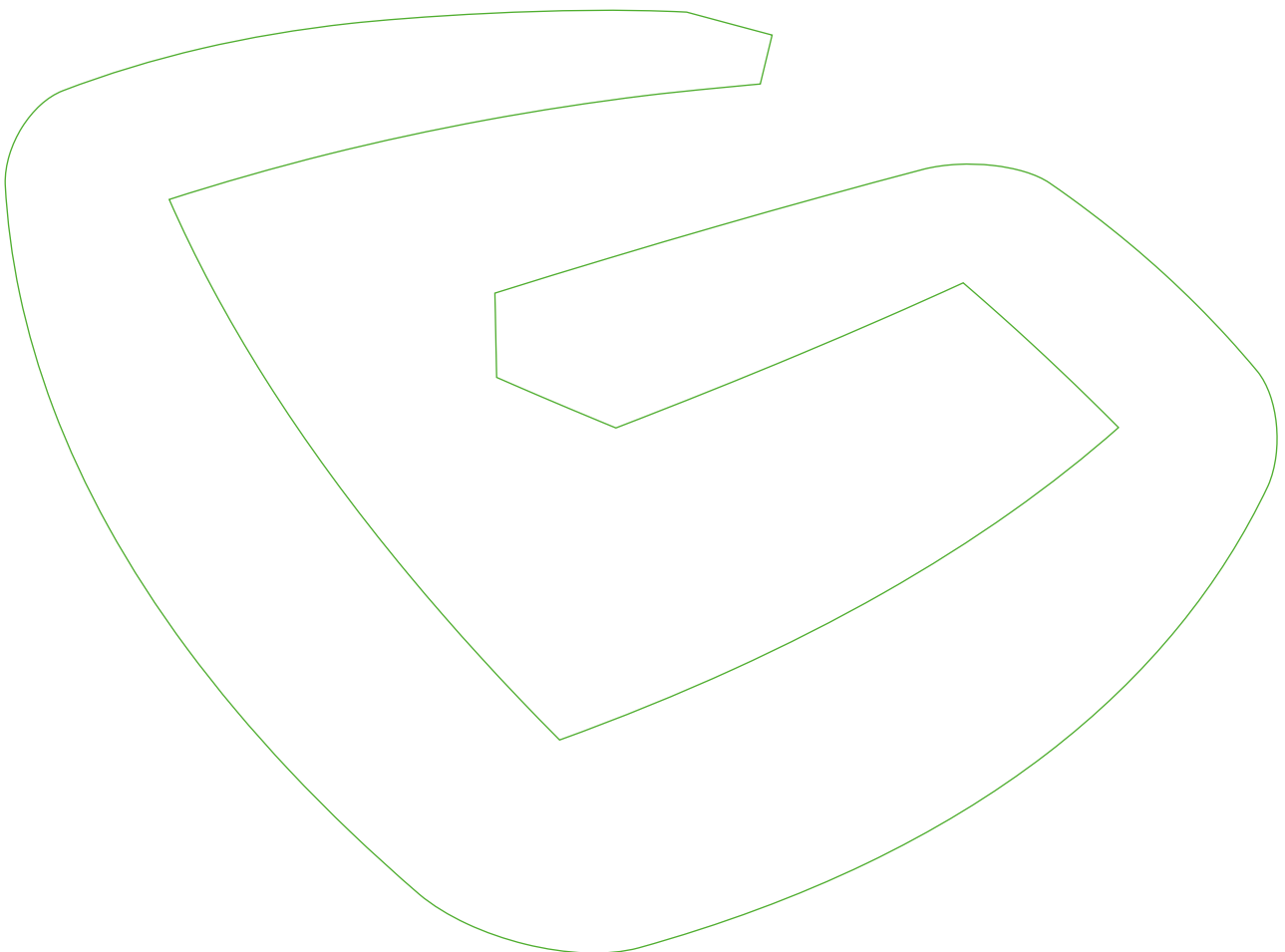
Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bereits mit der Modellierung der Wasserstoffvarianten in den letzten Netzentwicklungsplänen umfangreiche Erfahrungen gesammelt und ihre Expertise erweitert. Das Wasserstoffnetz 2032 zeigt eine deutliche Weiterentwicklung des „H₂-Startnetzes 2030“ aus dem letzten Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2020–2030 und veranschaulicht die Dringlichkeit, mit dem Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur schnellstmöglich zu beginnen. Der Transportbedarf hat sich verzehnfacht und das deutschlandweite Netz auf bis zu 8.500 Kilometer wachsen lassen.

Zur Realisierung des Wasserstoffnetzes bedarf es jetzt zwingend eines konsistenten und stabilen Regulierungsrahmens. Im Kern muss dabei eine integrierte Planung und Regulierung aller Gasnetze (Wasserstoff und Methan²) sowohl auf Ebene der Fern- als auch Verteilernetzbetreiber etabliert werden, um das benötigte Wasserstoffnetz zeitnah und volkswirtschaftlich effizient aus der bestehenden Methaninfrastruktur heraus zu entwickeln.

Vor diesem Hintergrund stellt der vorliegende Bericht gemäß § 28q Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) den aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes dar und zeigt auf, wie eine künftige Netzplanung Wasserstoff im Sinne eines schnellen Markthochlaufes umgesetzt werden sollte.

¹ „Wasserstoff“ wird im Text auch synonym für „Gase der 5. Gasfamilie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Gasbeschaffenheit)“ verwendet.
² „Methan“ wird im Text auch synonym für „Gase der 2. Gasfamilie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Gasbeschaffenheit)“ verwendet.

Empfehlungen an die Bundesnetzagentur und den Gesetzgeber



1 Empfehlungen an die Bundesnetzagentur und den Gesetzgeber

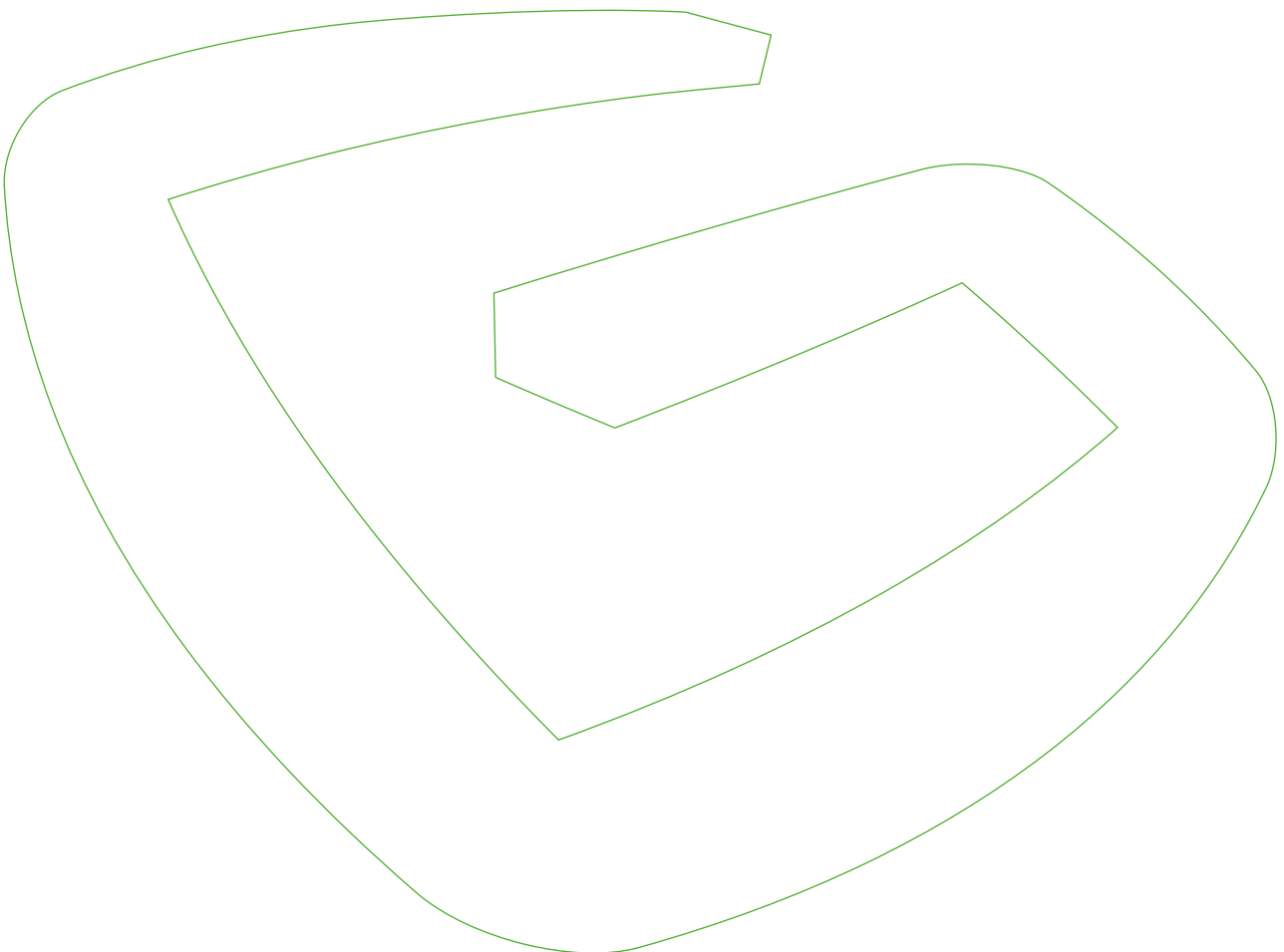
Noch in diesem Jahr sollten die rechtlichen und regulatorischen Voraussetzungen geschaffen werden, damit die Netzbetreiber mit dem Umbau der Gasnetze zur Erschließung neuer Quellen und dem Aufbau der Wasserstoffnetze baldmöglichst beginnen und schnell vorangehen können.

1. Einführung eines verbindlichen und integrierten Netzentwicklungsplanungsprozesses für Gas (Wasserstoff und Methan), wie er sowohl im Gas- als auch Strombereich seit vielen Jahren erfolgreich durchgeführt wird. Der Netzentwicklungsplanungsprozess ersetzt das derzeit in § 28p Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vorgesehene System der Bedarfsgerechtigkeitsprüfung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) bezogen auf einzelne Wasserstoffnetzinfrastrukturen. Die Notwendigkeit für einen Wasserstoffbericht gem. § 28q EnWG wird durch die Einführung der integrierten Netzentwicklungsplanung Gas (Wasserstoff und Methan) hin fällig. Die Verpflichtung der Erstellung dazu sollte daher gestrichen werden.
2. Bestätigung eines Startnetzes, abgeleitet aus strategischen Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten ohne weitere Verzögerung noch vor der Einführung des beschriebenen Regelprozesses.
3. Schaffung eines Ordnungsrahmens, der eine einheitliche und für alle Wasserstoffnetzbetreiber, die ein Wasserstoffnetz der öffentlichen Versorgung betreiben, verpflichtende Regulierung vorsieht, um die Zusammenarbeit im Rahmen der Wasserstoffnetzplanung und den dafür notwendigen Informationsaustausch praktisch überhaupt zu ermöglichen. Dieser Ordnungsrahmen muss Rechte und Pflichten abbilden, die mit denen vergleichbar sind, die für Fernleitungsnetzbetreiber im Erdgasbereich gelten. Dazu gehört:
 - a. die umfassende Zusammenarbeitspflicht der betreffenden Netzbetreiber bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) einschließlich des Austauschs aller dafür erforderlichen Informationen,
 - b. die Verpflichtung aller betreffenden Netzbetreiber, sich in einem gemeinsamen NEP auf eine abgestimmte Netzplanung zu verständigen, und
 - c. die Sicherstellung der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen – nach Bestätigung durch die BNetzA, wodurch zugleich die Bedarfsgerechtigkeit bestätigt wird – durch entsprechende Investitionsverpflichtungen der Netzbetreiber.
4. Schaffung eines Ordnungsrahmens, der einerseits die Refinanzierung der durch die Netzbetreiber getätigten Investitionen ermöglicht und andererseits zu wirtschaftlich tragbaren Netzentgelten insbesondere in der Markthochlaufphase führt. Wichtig ist es, Risiken angemessen zu adressieren und das Vertrauen sowohl der Investoren als auch der Transport- und Wasserstoffkunden in den Wasserstoffhochlauf zu stärken.
5. Ablehnung einer Entflechtung zwischen Erdgas- und Wasserstoffnetzbetrieb in der europäischen Regulierung und Beibehaltung der bewährten Entflechtung zwischen den wettbewerblichen Aktivitäten der Gewinnung und der Versorgung auf der einen Seite sowie den nicht-wettbewerblichen Aktivitäten des Transports auf der anderen Seite.
6. Weiterhin eigenständige Netzentwicklungspläne und Szenariorahmen für Strom und Gas (Wasserstoff und Methan) bei einer engeren Verzahnung beider Prozesse, um den Herausforderungen der Transformation des Energiesystems gerecht zu werden.
7. Zeitliche Harmonisierung zwischen NEP Strom und NEP Gas (Wasserstoff und Methan) zur Berücksichtigung der Wechselwirkungen, so dass im Prozess eine Abstimmung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern auf der einen und den Fernleitungs- und Wasserstoffnetzbetreibern auf der anderen Seite möglich ist und die Bestätigungen der BNetzA inhaltlich konsistent und koordiniert erfolgen können.
8. Einführung eines vorgelagerten Energieszenarienprozesses, der eine gemeinsame Szenariengrundlage in Form einheitlicher Annahmen (z. B. zu Bedarfsprognosen) und Zielvorgaben und damit konsistente Inputparameter für die Netzplanungen Strom und Gas (Wasserstoff und Methan) bereitstellt. Aus diesen Energieszenarien ist dann der jeweilige Szenariorahmen für den NEP Strom und NEP Gas (Wasserstoff und Methan) abzuleiten. In diesen Prozess müssen die Netzbetreiber eng eingebunden werden.

9. Einführung von Instrumentarien für die Optimierung der Standorte für Power-to-Gas-Anlagen (PtG) sowie von Gaskraftwerken, z. B. in Form von Anreizen (u. a. innerhalb der Netzentgeltsystematiken, der Genehmigungsprozesse oder von Förderungsmaßnahmen).
10. Herstellen der gesetzlichen und regulatorischen Voraussetzungen zur Umstellung auf Wasserstoff im Bereich der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber, insbesondere durch Einführung einer rechtlichen Handhabe zur Umstellung von Netzgebieten inklusive der dort angeschlossenen Netzkunden.
11. Berücksichtigung von geplanten Umstellungsbereichen der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber durch die Netzentwicklungsplanung Gas (Wasserstoff und Methan). Die Bestätigung der grundsätzlichen Umstellung von Bereichen erfolgt über den NEP Gas (Wasserstoff und Methan). Dies sollte möglichst früh erfolgen um damit für alle beteiligten Abnehmer einen hohen Grad an Verbindlichkeit mit einer angemessenen Vorlaufzeit bieten (Kapitel 5.3.3).
12. Einführung einer gesetzlichen Verpflichtung, bei Tausch oder Neueinbau einer Gasheizung wasserstoff- bzw. umstellungsfähige Geräte zu verwenden, sobald diese flächendeckend verfügbar sind, um künftige Umstellungsprozesse schon frühzeitig bestmöglich zu vereinfachen.

Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung

2



2 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung

Im Juli 2021 ist die Novelle des EnWG in Kraft getreten. Sie enthält Regelungen zur Übergangsregulierung von Wasserstoffnetzen und wichtige Bestimmungen für den Aufbau einer Wasserstoffnetzinfrastruktur. Ein Bestandteil der Novelle ist der Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff mit dem Zieljahr 2035 gemäß § 28q EnWG (Wasserstoffbericht).

Gesetzlich verpflichtet zur Vorlage des Berichtes sind die Fernleitungsnetzbetreiber sowie Betreiber von Wasserstoffnetzen, die eine Erklärung nach § 28j Absatz 3 EnWG zum Eintritt in die Regulierung („Opt-In“) abgegeben haben. Betreiber von Wasserstoffnetzen, die keine Opt-In-Erklärung abgegeben haben, sind dazu verpflichtet, die für die Berichterstellung notwendigen Informationen bereitzustellen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die ihnen bekannten Opt-In-Wasserstoffnetzbetreiber und sonstigen Betreiber von Wasserstoffnetzen in direkten Schreiben zur Mitarbeit am bzw. Bereitstellung notwendiger Informationen für den Wasserstoffbericht aufgefordert. Die angefragten Netzbetreiber haben von einer Mitwirkung am Wasserstoffbericht abgesehen. Zusätzlich wurde am 02. März 2022 auf der Internetseite des FNB Gas e. V. ein entsprechender allgemeiner Aufruf veröffentlicht. Daraufhin hat sich bis zum Redaktionsschluss des Wasserstoffberichts Mitte Juli 2022 kein anderer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber gemeldet.

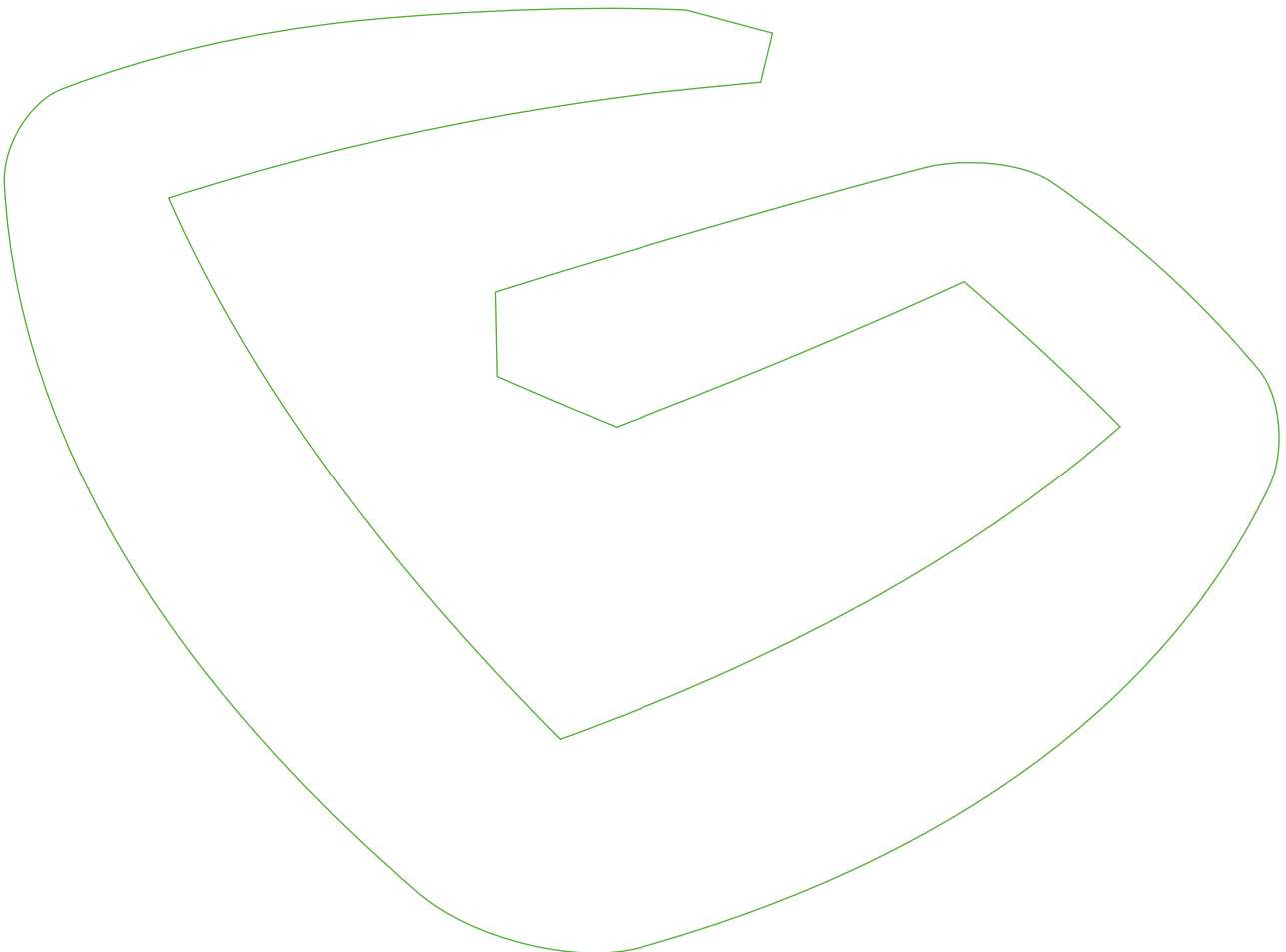
Adressat des Wasserstoffberichts ist die BNetzA. Sie kann auf der Grundlage des Berichts Empfehlungen für die rechtliche Implementierung eines verbindlichen NEP Wasserstoff abgeben. Der erste Wasserstoffbericht soll der BNetzA drei Monate nach Vorlage des NEP Gas im Jahr 2022, spätestens aber zum 01. September 2022, vorgelegt werden. Der Wasserstoffbericht wurde der BNetzA fristgerecht vorgelegt und anschließend auf der Webseite des FNB Gas e. V. veröffentlicht.

Dieser Bericht bildet die gesetzlich geforderten Inhalte ab. Zu diesen gehören mögliche Kriterien zur Berücksichtigung von Wasserstoffprojekten in der zukünftigen Wasserstoffnetzplanung sowie Anforderungen zur Ermittlung von Ausbaumaßnahmen. Von besonderer Relevanz für diese Kriterien sind die Anforderungen zur Bestimmung von Standorten für PtG-Anlagen sowie Aufkommensquellen und Abnahmeregionen für Wasserstoff, wobei Wasserstoffspeichereinrichtungen zu berücksichtigen sind. In dem Bericht wird auch auf Wechselwirkungen und Schnittstellen mit dem NEP Gas der Fernleitungsnetzbetreiber einschließlich der notwendigen Umrüstung von Erdgasleitungen sowie auf Wechselwirkungen und Schnittstellen mit dem NEP Strom der Übertragungsnetzbetreiber eingegangen.

Ergänzend zu den gesetzlichen Anforderungen an diesen Bericht wird das im Rahmen des NEP Gas 2022–2032 entwickelte Wasserstoffnetz dargestellt, welches die aktuellen Projekte und Ideen zur Entwicklung von Wasserstoffnetzen veranschaulicht und geeignet ist, den zukünftigen Transportbedarf an Wasserstoff zu befriedigen. Außerdem wurde zusammen mit den Verteilernetzbetreibern die mögliche Vorgehensweise für die Umstellung von Verteilernetzen erörtert. Die Ergebnisse dieser Diskussion werden ebenfalls im vorliegenden Bericht dargestellt.

Ausgangslage: Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland

3



3 Ausgangslage: Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland

In diesem Kapitel werden die aktuellen Projekte und Überlegungen bezüglich der Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland zusammengefasst. Dabei werden unter anderem konkrete Projekte im Rahmen des europäischen Förderprogramms Important Project of Common European Interest (IPCEI) sowie die zentralen Ergebnisse der Wasserstoffvariante des NEP Gas 2022–2032 dargestellt.

Die hier dargestellten Projekte und Ausbauplanungen zeigen, dass vielfältige Ansätze aus der Gaswirtschaft zur Versorgung mit Wasserstoff, basierend auf der Transformation der Infrastruktur auf verschiedenen Ebenen, bestehen.

3.1 Aktueller Ausbauzustand des Wasserstoffnetzes

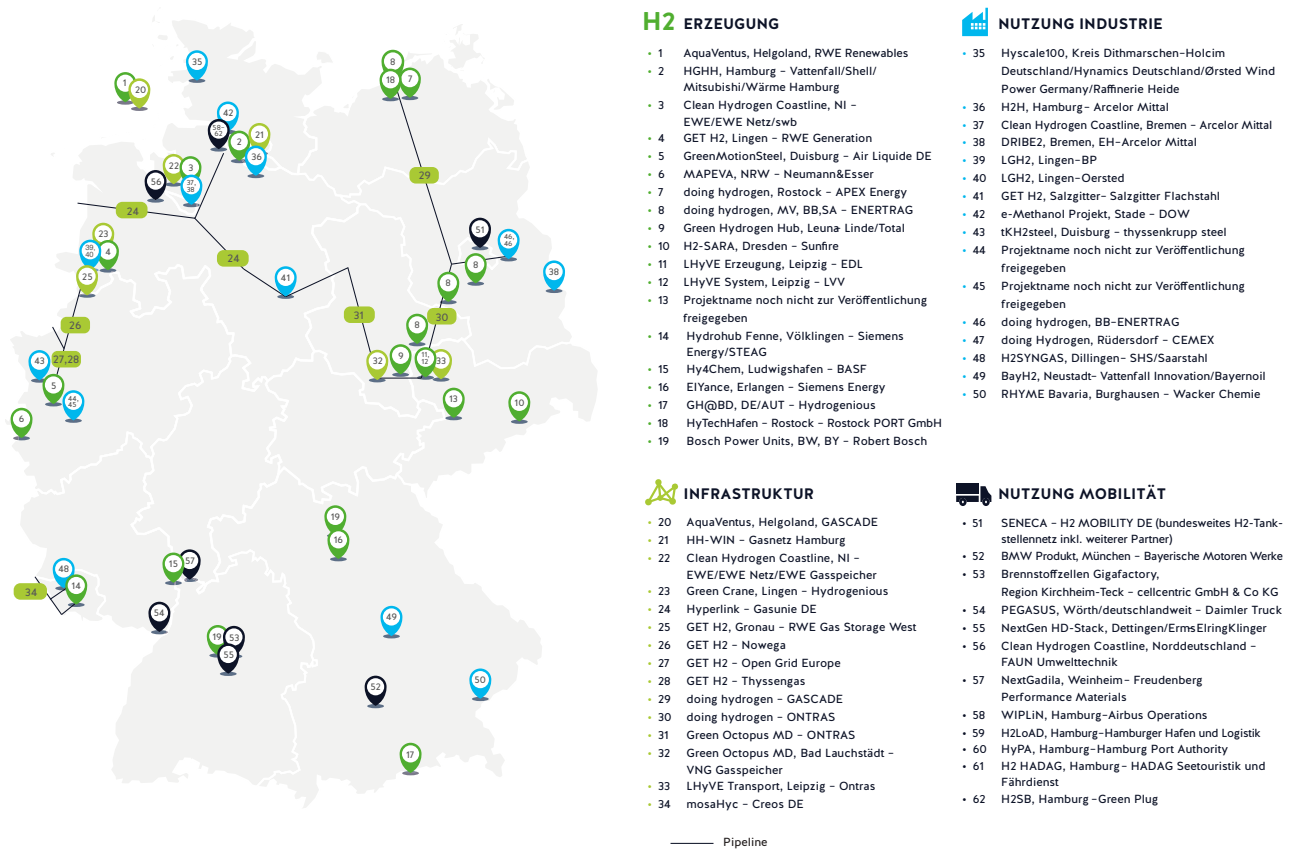
Aktuell existieren in Deutschland keine Wasserstoffnetze im Sinne des EnWG. Die in Deutschland bestehenden Wasserstoffindustrienetze erfüllen nicht die Definition eines Wasserstoffnetzes nach § 3 Nr. 39a EnWG, unter anderem da sie nicht grundsätzlich für die Versorgung jedes Kunden offenstehen, sodass sie nicht im Wasserstoffbericht zu berücksichtigen sind. Diese Einschätzung wird auch von den Betreibern dieser bestehenden Wasserstoffindustrienetze geteilt.

3.2 Projekte im Rahmen des IPCEI-Wasserstoff

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat zusammen mit dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) am 28. Mai 2021 eine Liste von 62 Großvorhaben veröffentlicht, die für eine mögliche Förderung im Rahmen des Programms IPCEI-Wasserstoff in Frage kommen. Mit der Fördersumme von 8 Mrd. Euro sollen so Investitionen in Höhe von insgesamt 33 Mrd. Euro ausgelöst werden [BMWi 2021].

Neben Projekten zur Wasserstofferzeugung und zahlreichen Konzepten für dessen Nutzung, sind auch mehrere Infrastrukturprojekte Teil dieses Programms.

Abbildung 1: IPCEI-Standortkarte des BMWi vom 28. Mai 2021



Quelle: vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Stand 28. Mai 2021

Mit der Realisierung dieser IPCEI-Infrastrukturprojekte entsteht ein erstes überregionales Wasserstoffnetz von der niederländischen Grenze über Hamburg und Salzgitter, die Industrieregion Halle/Leipzig und über Berlin bis nach Rostock. Daneben wurden auch grenzüberschreitende regionale Projekte, insbesondere in Nordrhein-Westfalen und im Saarland, für das IPCEI-Wasserstoffprogramm ausgewählt.

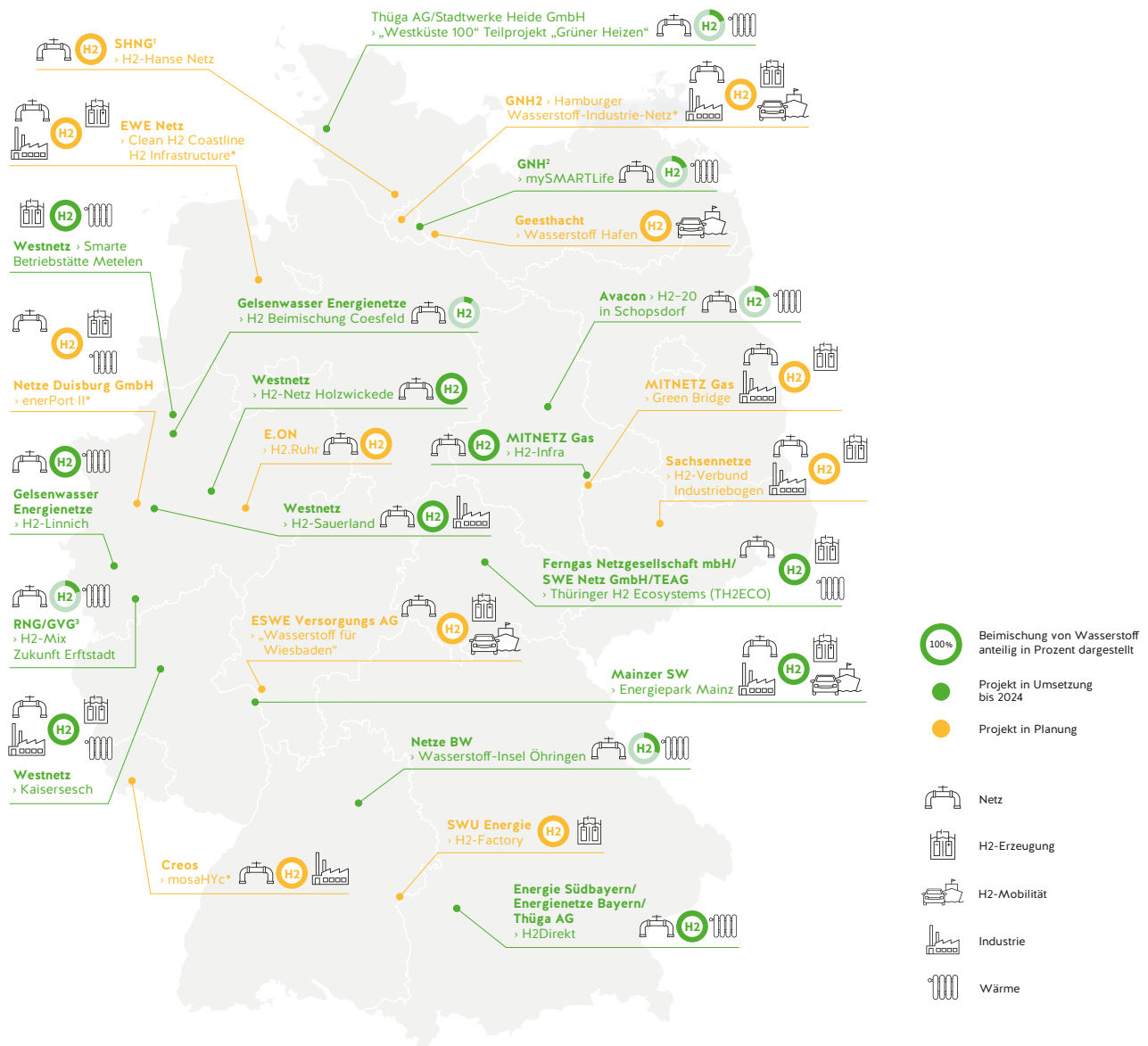
Aktuell werden die spezifizierten Antragsunterlagen durch die Behörden geprüft. Mit einer finalen Entscheidung über das Förderprogramm und folgende Investitionsentscheidungen wird nach aktuellem Kenntnisstand bis Ende 2022 gerechnet.

3.3 Darstellung von Projekten auf Verteilernetzebene

Mit dem vorliegenden Bericht wird auch ein Überblick über bereits konkrete Wasserstoffprojekte auf Ebene der Verteilernetze gegeben. Eine tabellarische Übersicht der Projekte, basierend auf einer Abfrage von BDEW, VKU und DVGW, ist im Anhang des Berichtes enthalten.

Ob klein oder im industriellen Maßstab, Forschungscharakter oder praxisreif, eng fokussiert oder wertschöpfungsstufenübergreifend: Die aufgeführte Auswahl von über 30 Projekten auf Verteilernetzebene gibt einen Eindruck der aktuellen, vielfältigen und über ganz Deutschland verteilten Dekarbonisierungsaktivitäten der Verteilernetzbetreiber. Diese unterstreichen die Relevanz des Verteilernetzes für den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft. Die nachfolgende Abbildung stellt aktuelle Wasserstoffprojekte mit Bezug zum Verteilernetz dar.

Abbildung 2: Übersicht dezentraler Wasserstoffprojekte mit Schwerpunkt im Verteilernetz



* Förderzusage ausstehend.

1 Schleswig Holstein Netzgesellschaft, 2 Gasnetz Hamburg, 3 Rheinische NETZGesellschaft mbH/GVG Rhein-Erft GmbH

Hinweis: Die Abbildung basiert auf einer gemeinsamen Abfrage der Verbände BDEW, DVGW und VKU.

Quelle: vgl. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Stand Juni 2022

Neben konkreten Forschungsprojekten, z. B. bei der Testung von Materialien oder der Betriebsführung von Wasserstoffnetzen, laufen bereits Projekte zum Einsatz von Wasserstoff in der Wärmeversorgung. Die Projekte im Wärmebereich zeigen, dass je nach örtlichen Gegebenheiten auch wasserstoffbasierte Lösungen in Gebäuden, Quartieren sowie in Nah- und Fernwärmenetzen effektiv zur Dekarbonisierung beitragen können. Die Projekte zur Versorgung von Großkunden in den Sektoren Industrie und Mobilität unterstreichen, dass Verteilernetzbetreiber bereits heute auch Projekte im großen Stil in ihren Netzen vorantreiben. Gerade diese Beispiele der Sektorenkopplung zeigen praktisch auf, wie die Nutzung von Abwärme und Nebenprodukten sowie die Integration von erneuerbaren Energien mittels Wasserstoff als wesentliches Bindeglied gelingen kann.

3.4 Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

In der Veröffentlichung des Zwischenstands des NEP Gas 2022–2032 im Juli 2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Kapitel 8 ausführlich die Grundlagen und den Prozess der Entwicklung der Wasserstoffvariante erläutert [FNB Gas 2022b]. Nachfolgend werden die zentralen Ergebnisse dargestellt.

3.4.1 Ergebnisse der Wasserstoffvariante

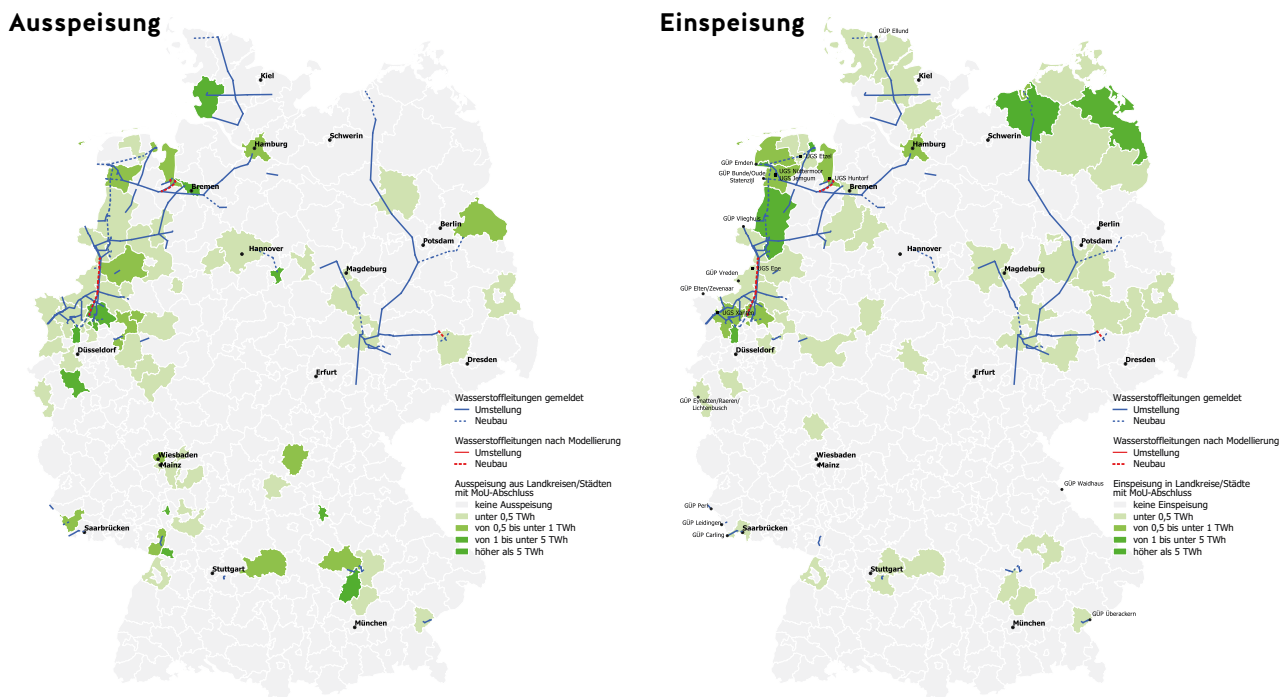
Die Wasserstoffvariante des NEP Gas 2022–2032 wurde gemeinsam von den Fernleitungsnetzbetreibern und anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern entwickelt. Die wesentliche Eingangsgröße für die Wasserstoffvariante sind die Ergebnisse der Marktabfrage WEB (Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf).

Für mehr als 250 Projekte konnten die Fernleitungsnetzbetreiber ein Memorandum of Understanding (MoU) abschließen. Für das Modellierungsjahr 2032 liegen MoU-Projekte mit einer Elektrolyseleistung in Höhe von 22,7 GW_{el} vor, nach Bestätigung durch die BNetzA reduziert sich dieser Wert auf 20,5 GW_{el}, was einer potenziellen Einspeisemenge von rund 179 TWh entspricht. Dem gegenüber steht der Bedarf von 35 GW_{th} Ausspeisemenge, was einem Wasserstoffbedarf von 172 TWh entspricht. Die Transportleistung auf Basis der Marktabfrage WEB hat sich im Vergleich zum NEP Gas 2020–2030 verzehnfacht, was sich im Umfang des Wasserstoffnetzes und damit auch bei den erforderlichen Investitionen widerspiegelt.

Das Wasserstoffnetz 2032 zeigt aufgrund der erheblichen Erhöhung der Transportbedarfe eine deutliche Weiterentwicklung des „H2-Startnetzes 2030“ aus dem letzten NEP Gas 2020–2030 und veranschaulicht die Dringlichkeit, mit dem Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur schnellstmöglich zu beginnen.

Die folgenden Abbildungen 3 und 4 zeigen das Ergebnis der Modellierung eines deutschlandweiten Wasserstoffnetzes für die Jahre 2027 sowie 2032. Die Basis dafür bilden jeweils die Projekte, für die ein MoU unterzeichnet wurde, die Ergebnisse des NEP Gas 2020–2030 sowie die Leitungsmeldungen der Fernleitungsnetzbetreiber und anderer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber. Daraus ergibt sich bis zum Jahr 2027 ein Wasserstoffnetz mit einer Leitungslänge von 2.900–3.000 km.

Abbildung 3: Netzausbaumaßnahmen Wasserstoffvariante 2027



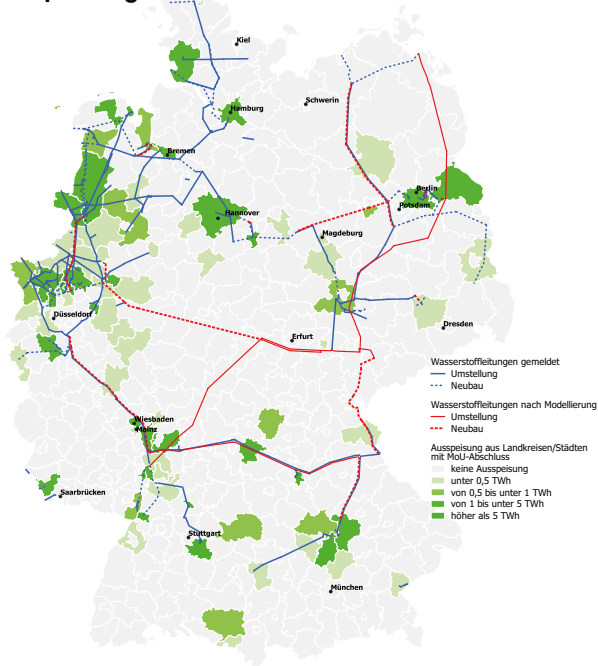
Hinweis: Alternative Ausbaumaßnahmen zur Erfüllung der gleichen Transportaufgabe innerhalb eines Wasserstoffkorridors werden in den Ausbaukarten nicht dargestellt. Diese werden jedoch im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 Zwischenstand in Anlage 3 ausgewiesen.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber, schematische Darstellung

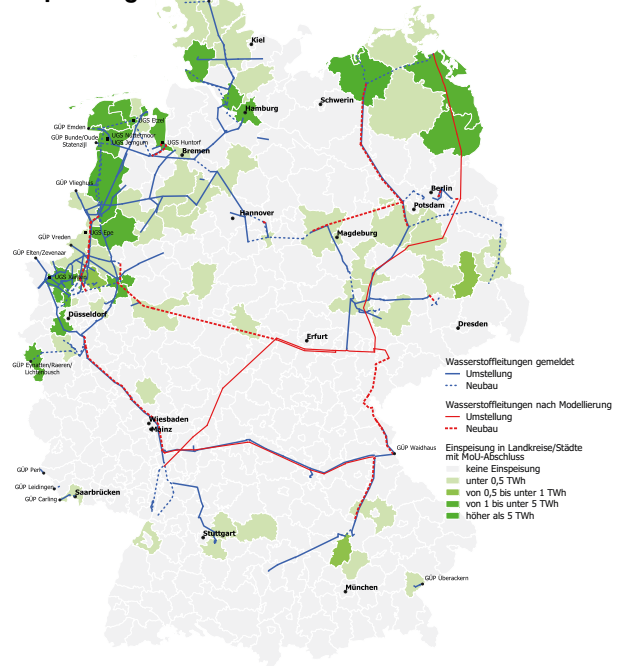
Im Jahr 2027 besteht das Wasserstoffnetz noch aus Teilnetzen, die bis 2032 größtenteils zu einem Gesamtnetz zusammenwachsen, wie in der folgenden Abbildung dargestellt. Diese zeigt das Ergebnis der Modellierung eines deutschlandweiten Wasserstoffnetzes 2032 mit einer Leitungslänge von 7.600–8.500 km.

Abbildung 4: Netzausbaumaßnahmen Wasserstoffvariante 2032

Ausspeisung



Einspeisung



Hinweis: Alternative Ausbaumaßnahmen zur Erfüllung der gleichen Transportaufgabe innerhalb eines Wasserstoffkorridors werden in den Ausbaukarten nicht dargestellt. Diese werden jedoch im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 Zwischenstand in Anlage 3 ausgewiesen.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber, schematische Darstellung

3.4.2 Wasserstoffbedarfe im Verteilernetz

Im Rahmen der Marktabfrage WEB haben auch zahlreiche Verteilernetzbetreiber Bedarfsmeldungen abgegeben. Daran wird deutlich, dass ebenso frühzeitig wie großflächig ganze Regionen mit einer leistungsfähigen Wasserstoffinfrastruktur erschlossen werden müssen, um die Versorgung einer großen Anzahl von Kunden über die Verteilernetze sicherstellen zu können.

Die Meldung erfolgte gemäß der Meldekaskade der internen Bestellung nach der Kooperationsvereinbarung Gas bei dem vorgelagerten Netzbetreiber. Anzumerken ist, dass der Prozess vor dem Erlass des Klimaschutzgesetzes 2021 durchgeführt wurde. Es ist davon auszugehen, dass die gemeldeten Ausspeisebedarfe damit heute deutlich höher wären.

Von der Initiative H2vorOrt³ wurde ein Leitfaden zur Abschätzung der voraussichtlichen Bedarfe in drei Detaillierungsstufen verfasst:

Stufe 1: Ansatz von durchschnittlich 20 Vol.-% Wasserstoff im Gebiet des jeweiligen Verteilernetzbetreibers im Jahr 2032 und lineare Entwicklung zur Klimaneutralität

Stufe 2: Modifikation von Detaillierungsstufe 1 durch interne Analysen der Verteilernetzbetreiber zu Industrie-, Gewerbe- und KWK-Bedarfen

Stufe 3: Zusätzliche Berücksichtigung der netztopologischen Lage und weiterer Informationen von einzelnen Kunden, insbesondere Kraftwerken, zum perspektivischen Wasserstoffbedarf

³ In H2vorOrt arbeiten 45 Unternehmen im DVGW zusammen mit dem VKU an der Transformation der Verteilernetze hin zur Klimaneutralität. H2vorOrt ist das zentrale Gremium für die strategische Dekarbonisierung der deutschen Verteilernetze. Die 45 Partner betreiben mehr als 50 % der deutschen Verteilernetze und Netzanschlüsse. Details unter www.H2vorOrt.de

Die Meldungen der Wasserstoffbedarfe im Verteilernetz werden zukünftig mit der Erstellung des Gasnetzgebietstransformationsplans (GTP) harmonisiert (siehe hierzu auch Kapitel 5).

Die im NEP Gas 2022–2032 abgegebenen Meldungen von Verteilernetzbetreibern ergeben für das Jahr 2032 eine Ausspeisemenge in Höhe von 54 TWh. Die in den folgenden Jahren weiter ansteigenden Mengen unterstreichen den signifikanten Bedarf an Wasserstoff im Verteilernetz und die Bestrebungen der Verteilernetzbetreiber, langfristig einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten.

Tabelle 1: WEB-Meldungen zum voraussichtlichen Wasserstoffbedarf im Verteilernetz

	Einheit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Wasserstoff Ausspeiseleistung	GW _{th}	-	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	1,2	1,6	3,7	4,8	21,2	62,2	107,0
Wasserstoff Ausspeisemenge pro Jahr	TWh	-	0	0	1	1	2	4	6	14	19	54	180	291

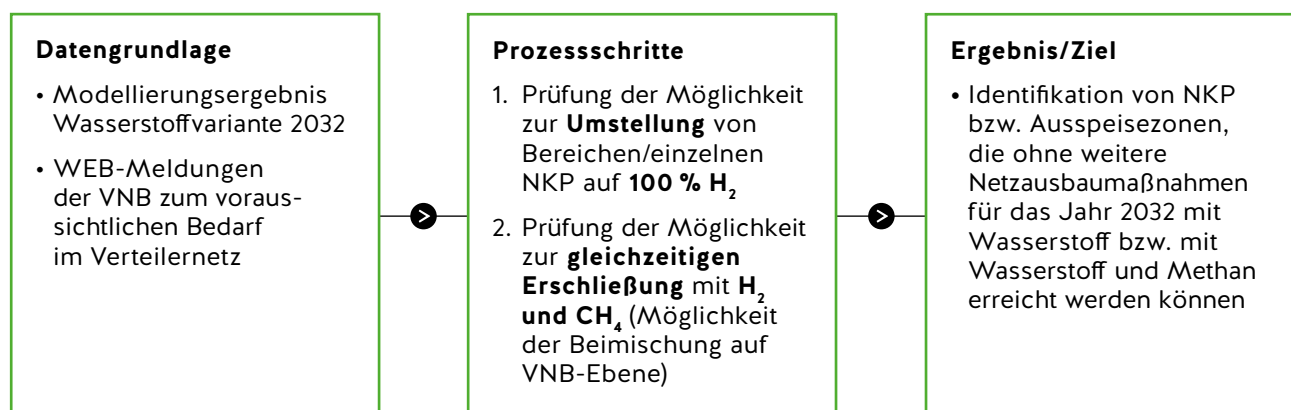
Quelle: Eigene Darstellung

Basierend auf den Modellierungsergebnissen der Wasserstoffvariante 2032 im NEP Gas 2022–2032 führen die Fernleitungsnetzbetreiber für das Jahr 2032 eine Wasserstoffprüfung für die gemeldeten Bedarfe der Verteilernetzbetreiber durch.

Ziel der Wasserstoffprüfung ist es, Netzkopplungspunkte (NKP) bzw. Ausspeisezonen der Verteilernetzbetreiber zu identifizieren, die ohne weitere Netzausbaumaßnahmen von Seiten der Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Ergebnisse der Wasserstoffvariante für das Jahr 2032 mit einer Wasserstoffinfrastruktur erreicht werden können. Weiterhin wird geprüft, ob für die identifizierten NKP grundsätzlich eine gleichzeitige Versorgung mit Methan in Frage käme, sodass eine Beimischung auf Verteilernetzebene möglich ist. Falls die Möglichkeit besteht, erste Bereiche bzw. einzelne NKP der Verteilernetzbetreiber auf 100 % Wasserstoff umzustellen, könnten, analog zu dem Planungsprozess der L-H-Gas-Marktraumumstellung (vgl. Kapitel 5.2.1), erste potenzielle „Wasserstoffumstellungsbereiche“ bestimmt werden.

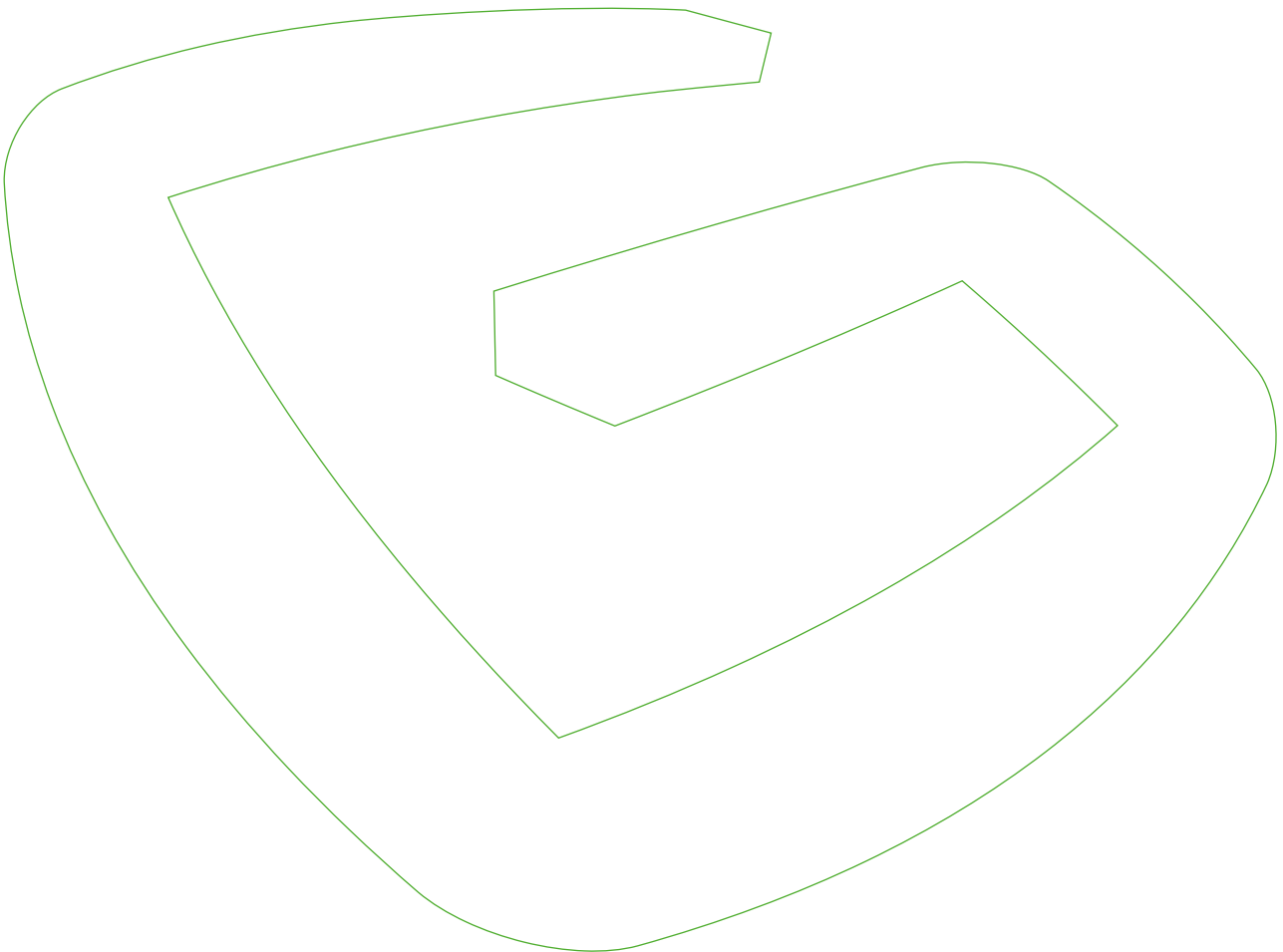
Dementsprechend ermitteln die Fernleitungsnetzbetreiber anhand der eingegangenen Meldungen der Verteilernetzbetreiber und der Modellierungsergebnisse der Wasserstoffvariante 2032 erste Potenziale für eine mögliche initiale Nutzung von Wasserstoff im Verteilernetz. Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen hierzu bereits im engen Austausch mit den Verteilernetzbetreibern, um erste gemeinsame Konzepte zu entwickeln. Das geplante Vorgehen zur Wasserstoffprüfung ist in Abbildung 5 dargestellt.

Abbildung 5: Konzept der Wasserstoffprüfung



Quelle: Eigene Darstellung

Wasserstoffnetzplanung 4



4 Wasserstoffnetzplanung

In diesem Kapitel werden die Ziele und Annahmen sowie der konkrete Prozess für die zukünftige Netzentwicklungsplanung Wasserstoff beschrieben.

4.1 Ziele der Wasserstoffnetzplanung

Der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ist Voraussetzung für einen zügigen Hochlauf einer nationalen Wasserstoffwirtschaft. Damit leistet sie einen wesentlichen Beitrag bei der Erreichung verschiedener politischer, volkswirtschaftlicher und gesellschaftlicher Ziele:

- Schaffung eines resilienten Energiesystems und Versorgungssicherheit: Die verstärkte Diversifizierung der eingesetzten Energieträger, insbesondere die Nutzung von Wasserstoff, ermöglicht eine zunehmende Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen und von deren Bezugsquellen. In diesem Zusammenhang ist die langfristige und saisonale Speicherung von erneuerbaren Energien über die Wasserstoffinfrastruktur von essenzieller Bedeutung.
- Dekarbonisierung des Energiesystems: Wasserstoff leistet darüber hinaus einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Die gesetzlich verankerte Netto-Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 kann nur erreicht werden, wenn fossile Brennstoffe maßgeblich durch andere klimaneutrale Energieträger substituiert werden. Nach Ansicht des Nationalen Wasserstoffrates (NWR) sind bereits die Klimaziele 2030 so anspruchsvoll, dass diese ohne einen breiten Einsatz von Wasserstoff dramatisch verfehlt werden [Nationaler Wasserstoffrat 2022]. Ein schleppender oder gar ausbleibender Markthochlauf von Wasserstoff hätte zur Folge, dass die Transformation langsamer und teurer wird.
- Erhalt des Industriestandorts Deutschland: Wasserstoff ist eine zentrale Dekarbonisierungsoption für den Industriestandort Deutschland und schafft neue Perspektiven. Durch die großflächige Erschließung ganzer Regionen mit Wasserstoff kann bis in die Verteilernetze hinein die Versorgung vieler Kunden in Industrie, Gewerbe sowie von Haushalten sichergestellt werden.

Zur Erreichung einer zügigen und effizienten Wasserstoffnetzplanung ist die integrierte Gasnetzplanung (Wasserstoff und Methan) mit verbindlichen Umstellungs- und Ausbaumaßnahmen für eine überregionale, in ein europäisches Verbundnetz eingebettete Wasserstofftransportinfrastruktur notwendig.

4.2 Grundlagen

Im Folgenden werden die wesentlichen Grundlagen beschrieben, die für eine effiziente Wasserstoffnetzentwicklung erforderlich sind.

4.2.1 Integrierte Netzplanung

Es ist volkswirtschaftlich effizient und technisch möglich, die Wasserstoffinfrastruktur aus dem Erdgasnetz heraus zu entwickeln und bestehende Erdgasleitungen für den ausschließlichen Transport von Wasserstoff umzustellen. Das setzt voraus, dass beide Netze auch netzplanerisch als Einheit betrachtet werden und die Netzplanung integriert erfolgt. Nicht zuletzt, weil neben dem Wasserstoffhochlauf auch weiterhin die Versorgung mit Methan (zunehmend Biomethan und synthetisches Methan) sowie Transite in die Nachbarländer sichergestellt werden müssen.

Ein separater NEP für Wasserstoff ist daher nicht zielführend. Zur sachgerechten Identifikation von Infrastrukturen, die auf den Energieträger Wasserstoff umgestellt werden können, ist vielmehr eine iterative Wasserstoff- und Methannetzmodellierung erforderlich. Eine Planung, die allein darauf abstellt, Leitungen im Erdgasnetz zu identifizieren, die perspektivisch für den Wasserstofftransport aus dem Erdgasnetz herausgelöst werden können, ist aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeiten ineffizient.

Zentrale Eingangsgröße des Planungsprozesses ist der Bedarf im zukünftigen Wasserstoffnetz, während im Sinne volkswirtschaftlicher Effizienz betrachtet werden muss, inwieweit der Bedarf nach Wasserstofftransporten durch eine Umstellung von Bestandsinfrastruktur des Erdgassektors befriedigt werden kann. Die Ermittlung von möglicherweise für einen Wasserstofftransport nutzbar zu machenden Leitungen des Erdgasnetzes ist daher ein in mehreren Iterationsschritten durchzuführender Optimierungsprozess, der u. a. Flussverlagerungen im Erdgassystem, ein Fortschreiten der L-/H-Gasumstellung, antizipierte Verbrauchsrückgänge im Erdgasmarkt sowie Neubaumaßnahmen umfassen kann. So können Synergien mit den bewährten Prozessen genutzt werden.

4.2.2 Konsistenter rechtlich-regulatorischer Rahmen

Eine Entwicklung des Wasserstoffnetzes aus dem Erdgasnetz heraus ist der volkswirtschaftlich und unter zeitlichen Aspekten effizienteste und zugleich der ressourcenschonendste Weg für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Diesen Ansatz muss der rechtlich-regulatorische Rahmen abbilden.

Am schnellsten rechtssicher umzusetzen ist es, die Wasserstoffregulierung in die Erdgasregulierung zu integrieren und sie sukzessive an die Bedürfnisse eines sich entwickelnden Wasserstoffmarktes anzupassen („lernende Regulierung“).

Der zukünftigen Gasregulierung müssten zwangsläufig auch alle Wasserstoffnetze der öffentlichen Versorgung unterliegen. Ein solches Regime würde nicht zuletzt den Austausch von Daten und Annahmen, die für eine gemeinsame effiziente Netzentwicklungsplanung essenziell sind, vorsehen.

Der Regulierungsrahmen muss die finanziellen Risiken absichern, um die für den Aufbau des Wasserstoffnetzes (Umstellung und den Neubau von Infrastruktur) notwendigen langfristigen Investitionen zu ermöglichen. Nur so wird die Entwicklung des Wasserstoffnetzes das Tempo erreichen, das für die Einhaltung der Klimaziele und die Versorgungssicherheit notwendig ist. Hierbei ist es unerlässlich, tragfähige Finanzierungskonzepte für potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber zu entwickeln, ohne dabei das gesamte Gassystem aus dem Blick zu verlieren. Chancen und Risiken müssen für die Netzbetreiber in einem angemessenen Verhältnis stehen, damit die Wasserstoffnetzentwicklung nicht ausgebremst wird.

Unter den aktuellen Regelungen sind die Risiken für regulierte Wasserstoffnetzbetreiber wie auch für die anfänglichen Transportkunden erheblich, was Investitionsentscheidungen erschwert. Die angedachte Projektförderung für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ist ein erster wichtiger An Schub, bietet aber allein keine ausreichend berechenbare Basis für den fortschreitenden Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur.

Für die ersten Wasserstoffkunden können aufgrund der zunächst geringen Anzahl von Netznutzern sowie ggf. einer anfangs geringeren Auslastung der Wasserstoffnetze in der Aufbauphase prohibitiv hohe Netzentgelte entstehen, die über eine staatliche Förderung auf ein marktverträgliches Niveau reduziert werden müssten. Die bestehenden Investitionsrisiken für die Netzbetreiber werden durch eine Förderung nicht hinreichend aufgelöst. Es verbleibt ein hohes Betreiberrisiko, vor allem während des Markthochlaufes. Neben den operativen Risiken besteht das Risiko finanzieller Verluste durch den Ausfall von Ankerkunden.

Hingegen würde eine gemeinsame Entgeltfinanzierung von Methan- und Wasserstoffnetzen die Risiken, die mit dem Wasserstoffhochlauf verbunden sind mindern und damit sowohl das Vertrauen der Investoren als auch der Transport- und Wasserstoffkunden in den Wasserstoffhochlauf stärken. Die damit einhergehende Solidarisierung der Kostentragung unter allen Nutzern der Infrastruktur gasförmiger Energieträger mit dem Erdgassystem ist vor dem Hintergrund der gesellschaftlichen Herausforderung der Dekarbonisierung gerechtfertigt. Eine sofortige Einbeziehung von Wasserstoff in die bestehende Kostenregulierung für Erdgasnetze ist auch nach Ansicht des NWR eine Möglichkeit, das Risiko des Markthochlaufs abzufedern [Nationaler Wasserstoffrat 2022]. Sollte die gemeinsame Entgeltfinanzierung von Methan- und Wasserstoffnetzen – die die Netzbetreiber weiterhin für die sachgerechte Lösung erachten – politisch nicht gewollt sein, müssen sich alternative Modelle daran messen lassen, dass diese sowohl die Refinanzierung der durch die Netzbetreiber getätigten Investitionen ermöglichen und andererseits zu wirtschaftlich tragbaren Netzentgelten insbesondere in der Markthochlaufphase führen. Die Netzbetreiber stehen der Diskussion anderer Modelle mit einer im Kern regulatorisch ausgeglichenen Verteilung von Chancen und Risiken des Markthochlaufes offen gegenüber. Wichtig ist es, jetzt eine Lösung zu finden, um den Markthochlauf von Wasserstoff aktiv voranzubringen.

Die Wasserstoffnetzbetreiber sind auch davon abhängig, dass vor- und nachgelagerte Netze entstehen, damit sich der Wasserstoffmarkt schnell entwickelt und Refinanzierungsrisiken gemildert werden. Dies bedeutet, dass die im Rahmen der Wasserstoffnetzentwicklungsplanung ermittelten und durch die BNetzA bestätigten Ausbauprojekte auch verpflichtend durchzuführen sein müssen. Das EnWG spricht richtigerweise von einem verbindlichen Prozess (§ 28q Abs. 3). Auch deswegen ist eine wie zuvor beschriebene Regulierung der an dem Ausbau des Wasserstoffnetzes beteiligten Netzbetreiber notwendig.

Zu einem gravierenden Hindernis für die Transformation der Gasnetzinfrastruktur könnten die im Entwurf der EU-Kommission zum „Wasserstoff- und Gasmarktdekarbonisierungspaket“ vorgesehenen Entflechtungsregeln werden, und zwar sowohl für die Fernleitungs- als auch die Verteilernetzbetreiber. Die Vorschläge konterkarieren den Aufbau einer flächendeckenden Wasserstoffnetzinfrastruktur in Deutschland, weil sie eine Entflechtung zwischen Gas- und Wasserstoffnetzbetreibern vorsehen [FNB Gas 2022a].

Es wäre effektiver, auch für den Wasserstoffmarkt an die bestehenden Regelungen zum Strom- und Gasmarkt anzuknüpfen und eine Trennung bzw. Entflechtung zwischen den wettbewerblichen Aktivitäten der Gewinnung und der Versorgung auf der einen Seite sowie den nicht-wettbewerblichen Aktivitäten des Transports auf der anderen Seite vorzusehen. Der NWR schreibt dazu: „Die auf europäischer Ebene geplanten vertikalen und horizontalen Unbundling-Regelungen behindern den Wasserstoffhochlauf und dürfen so nicht beschlossen werden. Der NWR empfiehlt daher der Bundesregierung, sich dringend dafür einzusetzen, dass die in der Praxis bereits bewährten Unbundling-Formen, wie das ITO-Modell, auch zukünftig unbefristet Anwendung finden“ [Nationaler Wasserstoffrat 2022]. Einheitliche Entflechtungsregeln schaffen Planbarkeit für Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur und ermöglichen die effiziente Nutzung von Synergien.

4.2.3 Klare Verantwortlichkeiten für die Wasserstoffnetzplanung

Damit die Planung und Umsetzung wie nachfolgend dargestellt aus einem Guss erfolgen kann, ist es zielführend, die Wasserstoffnetzplanung in die Netzentwicklungsplanung Gas der Fernleitungsnetzbetreiber zu integrieren. Die langjährige Erfahrung der Fernleitungsnetzbetreiber sowie die Transparenz bei der gemeinsamen Planung, Realisierung von Leitungsprojekten und Umstellung von Netzbereichen (z. B. im Rahmen der L-/H-Gasumstellung) ist Garant für einen schnellen Aufbau der überregionalen Transportinfrastruktur. Zudem sind die jetzigen Fernleitungsnetzbetreiber Eigentümer eines Großteils der für den Aufbau des überregionalen Wasserstoffnetzes notwendigen Erdgasinfrastruktur. Die effiziente Wasserstoffnetzplanung ist nur mit einer klaren Rollenverteilung analog des derzeitigen Netzplanungsprozesses Gas möglich, nämlich die etablierte Differenzierung von Fernleitungsnetzen und Verteilernetzen. Auf Fernleitungsnetzebene erfolgt die deutschlandweite Wasserstoffnetzplanung im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Gas (Wasserstoff und Methan). Die Einbindung der Verteilernetzebene erfolgt im Rahmen regionaler Umstellungskonzepte wie dem GTP (vgl. Kapitel 5).

In der Wasserstoffmodellierung für den NEP Gas 2022–2032 wurden potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber in den Prozess eingebunden. Allerdings ist es mit einer steigenden Anzahl an Teilnehmern erforderlich, Verantwortungsbereiche klar abzugrenzen.

4.2.4 Planung auf der Basis von Szenarien, konkreten Projekten und langfristigen Bedarfen

Bisher stellen die Datenabfragen der Fernleitungsnetzbetreiber die Grundlage für die Modellierungsvarianten im NEP Gas dar. Dazu gehören unter anderem die internen Bestellungen und Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber, die L-/H-Gas-Umstellungsplanungen, aber auch die Marktabfrage WEB und Grüne Gase als besondere Grundlage für die Modellierung der Wasserstoffvariante. Diese Vorgehensweise ist für die Modellierung der Netzinfrastruktur wichtig, um eine bedarfsgerechte, sichere sowie resiliente Gasversorgung in Deutschland gewährleisten zu können.

Eine ausschließlich bedarfsbasierte Modellierung mit einem gem. § 15a EnWG festgelegten Betrachtungszeitraum von maximal t+10 Jahren trägt in der bisherigen Netzentwicklungsplanung nicht ausreichend dem politischen Ziel der Klimaneutralität bis 2045 Rechnung. Um dieses Ziel stärker im Rahmen der Netzentwicklungsplanung für Gas (Wasserstoff und Methan) einzubeziehen, sollten die bedarfsbasierten Modellierungsvarianten um eine szenarienbasierte Betrachtung erweitert werden.

Diese sollte einen Zeitraum von mindestens t+15 Jahren abdecken und ebenfalls rollierend fortlaufen. Bis zum Erstellungsjahr 2030 ist vorstellbar, den Fokus des NEP Gas (Wasserstoff und Methan) auf 2045 als Zieljahr zu legen.

Die darauffolgenden Netzentwicklungspläne (ab dem Erstellungsjahr 2032) sollten – im Sinne eines rollierenden Betrachtungszeitraums von t+15 Jahren – über das Jahr 2045 hinausgehen. Eine Erweiterung der Netzentwicklungsplanung um eine szenarienbasierte Modellierungsvariante würde zudem einen stärkeren Zusammenhang zum NEP Strom schaffen. Die dort betrachteten Modellierungszeiträume übersteigen allesamt den Zeitraum t+10 Jahren.

Gleichwohl weisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hin, dass ein rein szenarienbasierter Ansatz für die Betrachtungszeiträume t+5 und t+10 Jahren für die Netzentwicklungsplanung ungeeignet ist. Kurz- bis mittelfristig muss die Versorgungssicherheit bei der Netzplanung weiterhin Priorität haben und von daher primär bedarfsbasiert erfolgen. Dennoch ist ein zusätzlicher Abgleich mit zukünftigen Verbrauchsentwicklungen, wie sie im Rahmen gesamtheitlicher Energieszenarien⁴ ermittelt würden, auch bei einem bedarfsbasierten Modellierungsansatz sinnvoll. Insbesondere bei der Planung der Wasserstoffinfrastruktur könnte so bereits frühzeitig der zunehmende Bedarf an Wasserstofftransportkapazitäten berücksichtigt werden, um langfristig Engpässe und eventuell daraus resultierende nachträgliche Ausbaumaßnahmen zu vermeiden.

Dabei besteht die Herausforderung darin, eine realistische Verbrauchsentwicklung während des Überganges der bedarfsbasierten hin zu einer szenarienbasierten Modellierung anzunehmen. Dafür ist die Auswahl einer adäquaten Datengrundlage elementar.

Aus diesem Grund sollten die langfristigen Bedarfsmeldungen der Netzkunden im Strom- und Gasnetz (Wasserstoff und Methan) Eingang bei der Erstellung der Energieszenarien finden. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Szenarien in ihrer Umsetzbarkeit plausibel sind und einen sinnvollen Entwicklungspfad unter Berücksichtigung tatsächlicher Verbrauchsentwicklungen aufzeigen. Diese Kombination aus bedarfs- und szenarienbasierter Betrachtung ist zwingend notwendig, um

- die Versorgungsaufgabe weiterhin prioritär erfüllen zu können,
- bewerten zu können, wie sich die verschiedenen Energieträger bzw. -quellen (Wasserstoff, Methan, Strom und Fernwärme) in welchen Regionen langfristig entwickeln, und
- daraus frühzeitig ableiten zu können, welche Maßnahmen zur Darstellung dieser Entwicklungen im Fernleitungsnetz getroffen werden müssen.

Das alleinige Abstellen auf entweder Bedarfsmeldungen oder Energieszenarien wird diesen Ansprüchen nicht gerecht. Nur die Kombination beider Sichtweisen stellt sicher, dass die leitungsgebundene Energieversorgung ihren wesentlichen Beitrag zur Erreichung der gesetzlich verankerten Klimaziele leisten kann und gleichzeitig weiterhin eine sichere Energieversorgung garantiert.

4.2.5 Beimischung von Wasserstoff

Die Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Methanetz ist ein möglicher Weg zur teilweisen Dekarbonisierung der Gasversorgung und unterstützt insbesondere die schnelle Einbindung der dezentralen Wasserstoffherzeugung in das Energiesystem. Sie dient damit auch dem Ziel des künftigen Betriebes von reinen Wasserstoffnetzen.

Die technische Umsetzbarkeit spezifischer Wasserstoffbeimischungsanteile ist dabei abhängig von verschiedenen Parametern, wie beispielsweise der Schwankung der Beimischungsanteile, der Netzbeschaffenheit oder der jeweiligen Gasanwendung. Die Fernleitungsnetzbetreiber legen bisher eine maximale Beimischungskonzentration in Höhe von 2 Vol.-% planerisch zugrunde. Die Festlegung erfolgt auf Basis der Einschätzung, dass sich bis zu dieser Grenzkonzentration eine Verträglichkeit des Methan-Wasserstoff-Gemisches bei den Verbrauchern ergibt, ohne einen Investitionsbedarf in die Netzinfrastruktur oder auf Verbraucherseite hervorzurufen. Die Fernleitungsnetzbetreiber schließen nicht aus, dass zukünftig auch höhere Beimischungskonzentrationen möglich werden.

⁴ Bei systemübergreifenden Energieszenarien erfolgt eine gesamtheitliche Betrachtung von Bedarfen und Aufkommen verschiedener Energieträger, unter anderem Wasserstoff, Methan, Strom und Wärme.

Eine flächendeckende und ggf. stufenweise Anhebung des Wasserstoffgehalts im Fernleitungsnetz wird als nicht zielführend angesehen, da die Sicherstellung eines konstanten Mischungsverhältnisses durch wechselnde Flussrichtungen auf dieser Ebene nicht gewährleistet werden kann. Dies würde vor allem Endkunden, die auf eine gleichbleibende Gasbeschaffenheit angewiesen sind, vor größere Herausforderungen stellen. Gegebenenfalls wären zusätzliche Maßnahmen notwendig, um durch Abtrennungsverfahren eine gleichbleibende Gasbeschaffenheit zu garantieren.

Auf Ebene der Verteilernetze kann es in einem klimaneutralen Zielnetz neben reinen Wasserstoff- und Methanetzen auch Gasnetze mit einer Beimischung von Wasserstoff geben (bis zu 20 Vol.-% möglich; bis zu 30 Vol.-% sind gegenwärtig in Prüfung). Eine Beimischung mit grünem und klimaneutralem Wasserstoff aus dem Fernleitungsnetz kann schnelle Dekarbonisierungserfolge liefern, sei es als Übergangslösung oder auch langfristig in Kombination mit Biomethan.

Dies hängt jeweils von den lokalen Gegebenheiten ab. Kurz- und mittelfristig ist die Beimischung im Verteilernetz ein zentrales Instrument, um den Hochlauf der dezentralen Wasserstoffherzeugung in Deutschland in vollem Potenzial zu ermöglichen.

4.2.6 Wasserstoffnetzplanung im Rahmen einer gesamtheitlichen Betrachtung des Energiesystems

Der Prozess der Wasserstoffnetzplanung sollte vor dem Hintergrund verschiedener Wechselwirkungen und Abhängigkeiten bei den Energieinfrastrukturplanungsprozessen nicht isoliert betrachtet werden. Vielmehr muss er sowohl unter Einbezug des Zusammenspiels mit der Methanetzplanung als auch der Schnittstellen zur Stromnetzplanung beschrieben werden. Da eine losgelöste Betrachtung der Wasserstoffnetzplanung zentrale Aspekte wie die effiziente und nachhaltige Gestaltung der Energieinfrastruktur nicht berücksichtigen kann, ist dies nicht zielführend. Daher wird die nachfolgende Prozessbeschreibung auch in den Kontext einer gesamtheitlichen Betrachtung des Energiesystems gesetzt.

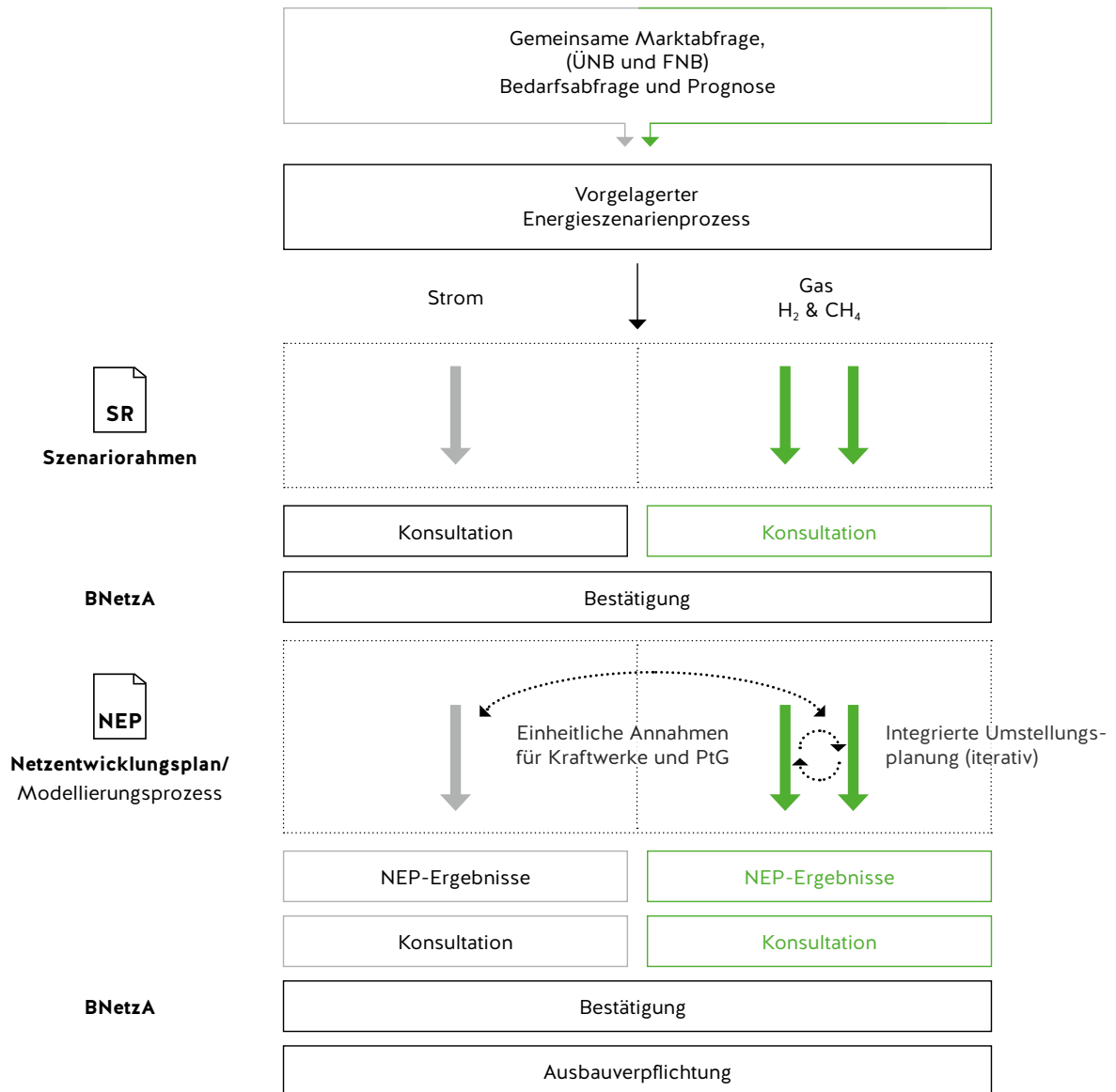
Darüber hinaus wird bei der Prozessbeschreibung davon ausgegangen, dass durch die Integration in den Netzentwicklungsplanungsprozess Gas die Wasserstoffnetzplanung ebenfalls innerhalb eines zweijährlichen Zyklus durchgeführt wird. Zusätzlich wird die zeitliche Harmonisierung der Netzentwicklungsplanung Gas (Wasserstoff und Methan) mit der Netzentwicklungsplanung Strom unterstellt. Da der aufgezeigte Prozess zur Wasserstoffnetzplanung langfristig anwendbar ist, liegt der Fokus nicht allein auf dem Jahr 2035, sondern wird als universeller Prozess verstanden, der auch auf die Folgejahre übertragen werden sollte.

4.3 Prozessbeschreibung Wasserstoffnetzplanung

In diesem Kapitel wird der Prozess beschrieben, wie unter Anwendung der in Kapitel 4.2 dargestellten Grundlagen eine effiziente Wasserstoffnetzplanung etabliert werden könnte. Die Prozessbeschreibung umfasst dabei unter anderem im Sinne des Auftrages aus § 28q Abs. 2 EnWG die Wechselwirkungen zur Netzentwicklungsplanung Gas sowie zur Netzentwicklungsplanung Strom und beschreibt dabei die verschiedenen Prozessschritte von der Erhebung der Datengrundlage bis hin zur Ausbaupflichtung.

Eine Übersicht des Wasserstoffnetzplanungskonzepts im Zusammenhang einer gesamtheitlichen Energiesystembetrachtung ist in Abbildung 6 dargestellt.

Abbildung 6: Prozessübersicht zur gesamtheitlichen Betrachtung des Energiesystems



- Prozess der Netzentwicklungsplanung Gas Prozess der Netzentwicklungsplanung Strom
 Regulatorische/Externe Rahmenprozesse

Quelle: Eigene Darstellung

Das vorgelegte Konzept zur zukünftigen Wasserstoffnetzplanung wird in den bewährten Netzentwicklungsplanungsprozess Gas integriert. Gleichzeitig werden durch die gesamtheitliche Betrachtung des Energiesystems auch neue Elemente vorgeschlagen, um mit der Gasnetzplanung für Wasserstoff und Methan künftig einen stärkeren Beitrag zur Erreichung der Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes leisten zu können.

Das Konzept legt gem. § 28q EnWG den Fokus auf die Planung der nationalen Wasserstoffinfrastruktur. Der Verbund in ein europäisches Wasserstoffnetz ist ein weiteres wichtiges Ziel. Diese Aufgabe wird im Rahmen der Erstellung des europäischen Ten Year Network Development Plans bearbeitet.

4.3.1 Bedarfsabfragen und Prognosen

Einen wesentlichen Grundstein der Netzentwicklungsplanung Gas bildet die verwendete Datengrundlage, die in erster Linie auf die Sicherstellung der Versorgung ausgerichtet ist. Dieser Ansatz sollte auch auf die Wasserstoffnetzplanung übertragen werden und konkrete Bedarfsmeldungen der Kunden sollten weiterhin Eingang in den Netzentwicklungsplanungsprozess finden. Im Sinne einer gesamtheitlichen Betrachtung des Energiesystems sollten jedoch zusätzlich sinnvolle Schnittstellen zur Stromnetzplanung geschaffen werden. Hierfür bietet sich beispielsweise eine gemeinsame Marktabfrage mit den Übertragungsnetzbetreibern an. Dabei sollten mindestens jene Projektvorhaben erfasst werden, welche die wesentlichen Kopplungselemente zwischen den verschiedenen Infrastrukturen darstellen, wie PtG-Anlagen und Gaskraftwerke (Wasserstoff und Methan).

Bevor die Meldungen zur Ein- oder Ausspeisung von Wasserstoff Eingang in den vorgelagerten Energieszenarienprozess respektive den Modellierungsprozess finden, ist eine Plausibilisierung und Überprüfung der Realisierungswahrscheinlichkeit erforderlich. Da der aktuelle Rechtsrahmen keine Vorgaben für eine derartige Verbindlichkeitsprüfung macht, ist die zügige Erarbeitung von Kriterien zur Berücksichtigung von Wasserstoffprojekten notwendig.

Da die Planung der Wasserstoffnetze ebenfalls in einer Ausbauverpflichtung münden soll, sollten dabei hinreichend strenge Kriterien angewendet werden. Durch ein geeignetes Vertragswerk, beispielsweise einen verbindlichen Realisierungsfahrplan, Umstellungsverträge oder konkrete Kapazitätsbuchungen, sollte mehr Verbindlichkeit geschaffen werden. Insbesondere in der Hochlaufphase ist die Entscheidung zur Umstellung bzw. für den Neubau zum Teil maßgeblich von der Verbindlichkeit der Projekte zentraler Ankerkunden abhängig, da der Wegfall signifikanter Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten mitunter zu großen Veränderungen in der Gesamtnetzesituation führen kann.

4.3.2 Vorgelagerter Energieszenarienprozess

Der hier vorgeschlagene Prozessschritt stellt die deutlichste Veränderung zu den bisherigen Netzentwicklungsplanungsprozessen dar. Somit sollte es einen, den getrennten Szenariorahmen für Strom und Gas (Wasserstoff und Methan) vorgelagerten, Prozess geben, bei dem umfassende Energieszenarien erstellt werden. Ziel dieses vorgelagerten Energieszenarienprozesses ist es, wesentliche Ankerpunkte für die Netzentwicklungsplanung Strom sowie Gas (Wasserstoff und Methan) zu ermitteln. Dazu zählen im Wesentlichen Rahmendaten für:

- Aufkommen und Bedarf an Strom, Wasserstoff und Methan; sektoral regionalisiert
- Import- und Exportkapazitäten für Strom, Wasserstoff und Methan; nach Herkunftsland
- Methan sollte dabei nach fossilem (Erdgas) und klimaneutralem (Biogas, synthetisches Methan) Energieträger unterschieden werden
- Speicherkapazitäten für Strom, Wasserstoff und Methan
- Elektrolyseleistung für PtG-Anlagen (unterschieden nach on- und off-site sowie offshore Anlagen) und Kraftwerksleistung zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie deren Anschlussleistungen und Volllaststunden
- Entwicklungspfade für die Erzeugung erneuerbarer Energien

Dabei sind zwei Aspekte von zentraler Bedeutung. Die Betreiber von Strom-, Methan- sowie Wasserstoffnetzen auf Übertragungs-, Fernleitungs- und Verteilernetzebene sollten erstens zentrale Stakeholder in einem solchen Prozess sein. Dies ist zwingend notwendig, da sie durch ihr Expertenwissen unter anderem die Machbarkeit eines Szenarios kritisch hinterfragen können. Ein Szenario, welches mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht durch die vorhandene oder noch zu errichtende Energieinfrastruktur zu realisieren ist, bringt keinerlei Mehrwert. Zweitens sollten neben dem Expertenwissen der Netzbetreiber die langfristigen Bedarfsmeldungen der Netzkunden im Strom-, Methan- und Wasserstoffnetz Eingang bei der Erstellung der Energieszenarien finden. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Szenarien in ihrer Umsetzbarkeit plausibel sind und einen sinnvollen Entwicklungspfad unter Berücksichtigung tatsächlicher Verbrauchsentwicklungen aufzeigen. Diese Szenarien sollten dabei technologieoffen gestaltet werden und durchaus verschiedene Schwerpunkte bei den primär eingesetzten Energieträgern setzen. Es sollte demnach mindestens je ein Szenario mit Fokus auf die Nutzung vorrangig von Strom, Methan bzw. Wasserstoff geben.

Das Einfließen von Energieszenarien in die Netzentwicklungsplanung hat verschiedene Vorzüge. Zum einen kann so die angestrebte Netto-Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 stärker in die langfristige Netzentwicklungsplanung Gas (Wasserstoff und Methan) einbezogen werden. Zum anderen wird so eine fundierte Grundlage zur Erweiterung des Betrachtungszeitraums des NEP Gas (Wasserstoff und Methan) um eine szenariobasierte Variante (t+15 Jahre) geschaffen. Zudem ermöglicht ein einheitliches Set an Annahmen eine gesamtheitliche Betrachtung des Energiesystems und schafft Kohärenz bei der Erstellung der jeweiligen Szenariorahmen Strom und Gas (Wasserstoff und Methan).

4.3.3 Erstellung der Szenariorahmen

Dieser Schritt sieht die Erstellung der jeweiligen Szenariorahmen Strom bzw. Gas (Wasserstoff und Methan) vor. Die Erkenntnisse des vorgelagerten Energieszenarienprozesses fließen in die Szenariorahmen-Erstellung ein.

Der Szenariorahmen Gas (Wasserstoff und Methan) stellt die Modellierungsvarianten (für die dann folgenden Netzberechnungen im NEP) auf Grundlage der bedarfs- und szenariobasierten Betrachtungszeiträume dar.

4.3.4 Konsultation und Bestätigung

Orientiert an den bisherigen Prozessen der Netzentwicklungsplanung werden die Szenariorahmen in Folge der Erstellung mit dem Markt konsultiert. Im Anschluss erfolgt die Bestätigung der Szenariorahmen durch die BNetzA (vorbehaltlich möglicher Änderungen), darauf aufsetzend erfolgt der Modellierungsprozess.

4.3.5 Erstellung der Netzentwicklungspläne

Nach der Bestätigung der Szenariorahmen durch die BNetzA beginnt die Erstellung der jeweiligen Netzentwicklungspläne für Strom und Gas (Wasserstoff und Methan). Basierend auf der Bedarfsermittlung für die Modellierungsjahre erfolgt eine Netzberechnung des potenziellen Wasserstoffnetzes. Unter wirtschaftlichen und strömungsmechanischen Gesichtspunkten werden Ausbaumaßnahmen identifiziert, die notwendig sind, um die Netzintegrität für alle vorher definierten Lastsituationen zu erreichen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen im folgenden Abschnitt in erster Linie auf die wesentlichen Anpassungsvorschläge im Vergleich zu dem bestehenden Netzentwicklungsplanungsprozess ein. Dazu gehören die Abhängigkeiten und Wechselwirkungen zur Netzentwicklungsplanung Strom sowie die Integration der Wasserstoffnetzplanung in die Netzentwicklungsplanung Gas.

4.3.6 Wechselwirkungen und Schnittstellen zum Netzentwicklungsplan Strom

Neben der zeitlichen Harmonisierung mit dem NEP Strom sind einheitliche Annahmen als Grundlage für die Modellierung der jeweiligen Energieinfrastrukturen von zentraler Bedeutung. Dies ist insbesondere für die wesentlichen Kopplungselemente, wie Kraftwerke und PtG-Anlagen, wichtig. Neben einheitlichen Annahmen bezüglich der jeweiligen Leistungen ist im Sinne einer gesamtheitlichen Betrachtung des Energiesystems auch die Verständigung auf übereinstimmende Standorte erforderlich. Mit Blick auf die Allokation von PtG-Anlagen ist eine hauptsächlich netzdienliche Verortung im Stromsystem zielführend.

Off-site PtG-Anlagen weisen ein hohes Entlastungspotenzial für das Stromnetz auf und können so einen volkswirtschaftlich höheren Nutzen generieren, verglichen mit einer on-site Verortung. Durch die netzdienliche Allokation wird stromnetzseitiger Ausbau vermieden. Zudem kann das Erzeugungspotenzial erneuerbarer Energien voll ausgeschöpft werden.

Zur robusten, resilienten und versorgungssicheren Auslegung der Wasserstoff- und Stromnetze an stark wechselnde Lastsituationen werden die zu prüfenden Lastszenarien so gewählt, dass sie den Herausforderungen beider Energiesysteme gerecht werden. Wesentliche Einflussgröße der Lastsituationen ist die Verfügbarkeit von elektrischer Energie für die Wasserstoffproduktion. In Wechselwirkung mit Wasserstoffnetzen und -speichern erfolgt die Ausbalanzierung des Wasserstoffsystems in Abhängigkeit von den jeweiligen Ein- und Ausspeiseleistungen.

Diese zentralen Wechselwirkungen verdeutlichen die Notwendigkeit für eine enge Abstimmung im Rahmen der Erstellung der Netzentwicklungspläne Strom und Gas (Wasserstoff und Methan).

4.3.7 Integrierte Umstellungsplanung Gas

Der Aufbau der Wasserstofftransportinfrastruktur kann nur dann schnell, klimaschonend und volkswirtschaftlich effizient erfolgen, wenn er im Wesentlichen durch die Umstellung von vorhandenen Gasleitungen erfolgt. Erforderlich ist also eine Umstellungsplanung von Methan auf Wasserstoff, vergleichbar mit der heutigen Umstellungsplanung von L- auf H-Gas.

Aufgrund der vorhandenen engen Verzahnung der beiden Energieträger Wasserstoff und Methan sowie der Notwendigkeit der Betrachtung verschiedener Umstellungsoptionen und -zeitpunkte für bestimmte Regionen muss die Umstellungsplanung integriert erfolgen (siehe auch Kapitel 5).

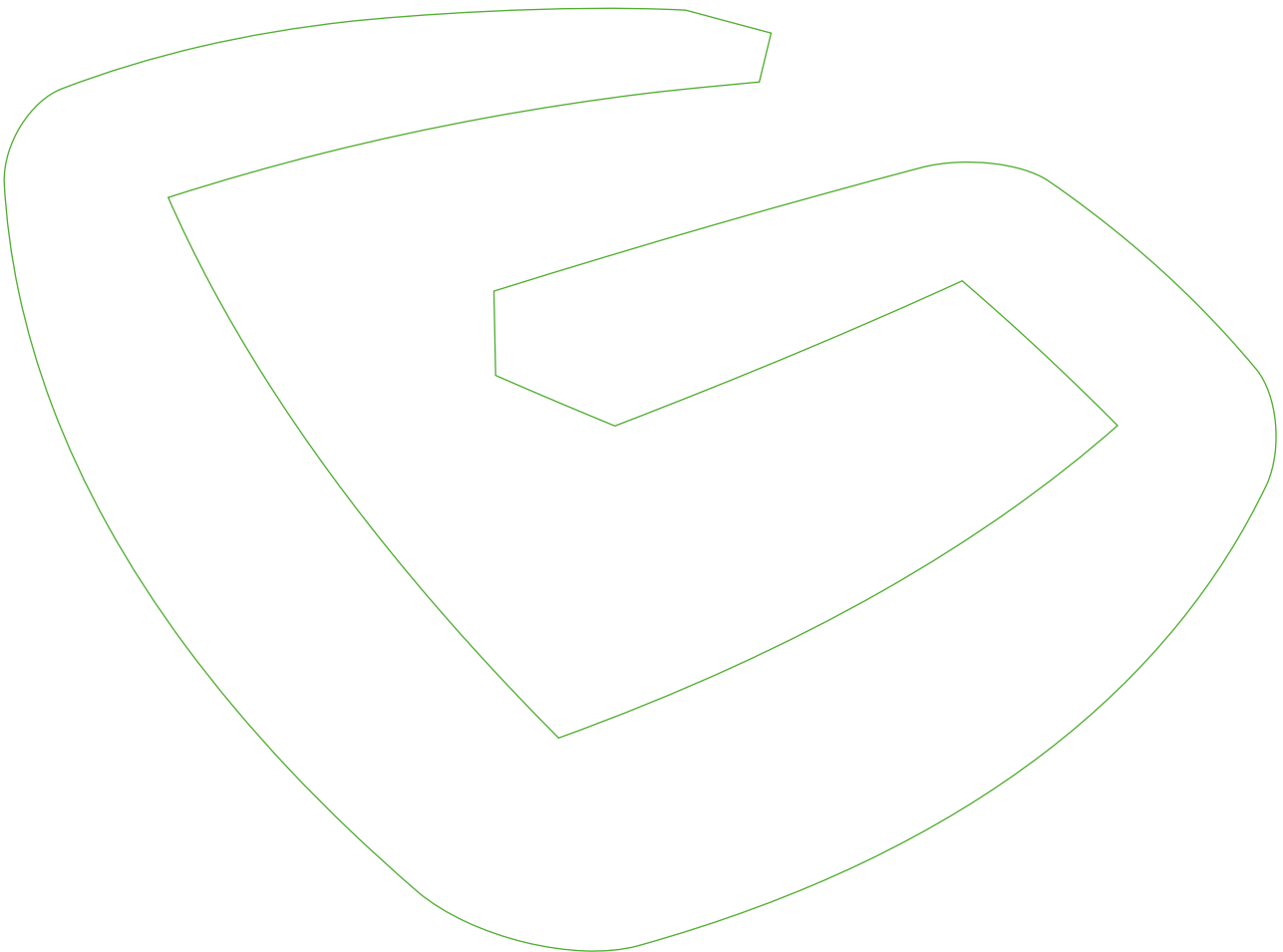
Der Vergleich zur heutigen Marktraumumstellung von L- auf H-Gas zeigt, dass diese kaum umsetzbar wäre, wenn Planungen für L- und H-Gas getrennt hätten erfolgen müssen. Das sich hieraus ergebende Erfordernis einer gemeinsamen Netzentwicklungsplanung kann nur durch eine Integration von Wasserstoff in den NEP Gas gewährleistet werden.

4.3.8 Konsultation, Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplans und Ausbauverpflichtung

Die Netzentwicklungspläne werden mit der Öffentlichkeit konsultiert, an die BNetzA übermittelt und durch diese anschließend bestätigt. Sofern durch die Behörde Änderungen verlangt werden, gelten die Netzentwicklungspläne erst nach Überarbeitung als final. Die bestätigten Netzausbaumaßnahmen für Wasserstoff und Methan gehen mit einer Ausbauverpflichtung für die jeweiligen Netzbetreiber einher.

In dem heutigen regulatorischen Rahmen lässt sich der von den Fernleitungsnetzbetreibern empfohlene Prozess jedoch nicht umsetzen. Die Voraussetzungen für eine verbindliche Umsetzung des Konzepts werden in Kapitel 1 als Empfehlungen an die BNetzA beschrieben.

Umsetzung der Wasserstoffnetzplanung im Verteilernetz



5 Umsetzung der Wasserstoffnetzplanung im Verteilernetz

Für die Einführung des Energieträgers Wasserstoff bzw. für die Umstellung von Methan auf Wasserstoff ist die Einbindung aller Netzebenen erforderlich. Dieses Kapitel wurde gemeinsam von den Fernleitungsnetzbetreibern und verschiedenen Verteilernetzbetreibern unter Mitwirkung des BDEW, DVGW, VKU sowie der Initiative „H2vorOrt“ erarbeitet.

Die Verteilernetzinfrastruktur ist eine tragende Säule des deutschen Energieversorgungssystems: Mit seinen heute ca. 554.000 Leitungskilometern ist das Verteilernetz hochentwickelt. Es versorgt eine Vielzahl von Kunden: Neben den 12,8 Mio. Haushaltskunden sind auch 1,8 Mio. Industrie- und Gewerbekunden an den Verteilernetzen angeschlossen [BNetzA 2021]. Von den 941,1 TWh Gesamtauspeisemenge Gas im Jahr 2020 entfallen nach den Angaben des BNetzA Monitoringberichts mit 741,6 TWh mehr als drei Viertel der Auspeisemengen auf die Verteilernetzinfrastruktur [BNetzA 2021]. Ein Vergleich der Entnahmemengen von Gas mit denen von Strom (444,2 TWh) [BNetzA 2021] unterstreicht die besondere Bedeutung von gasförmigen Energieträgern im Bereich der gegenwärtigen Energie- und Wärmeversorgung.

Um bis spätestens 2045 eine klimaneutrale, resiliente und bezahlbare Energie- und Wärmeversorgung sicherzustellen, müssen grundsätzlich vielfältige technische Lösungsoptionen entsprechend ihrem Beitrag zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit, ihrer Effektivität hinsichtlich der Dekarbonisierung des Energiesystems und ihrer volkswirtschaftlichen Effizienz herangezogen werden. Gerade das Beispiel des Wärmemarktes, in dem aktuell knapp 50 % des Wohnungsbestandes mit Erdgas versorgt sind [BDEW 2022], zeigt: Vor allem durch den Anstieg von temperaturabhängiger Stromnachfrage aus dem Wärmesektor hängt die Dimensionierung der gesicherten Leistung zunehmend vom Auftreten von Kaltwettersituationen bei gleichzeitiger Verfügbarkeit von erneuerbaren Erzeugungseinheiten und dem Leistungsvermögen der Netze ab. Laut NWR zeigen erste Ergebnisse der durch die Fraunhofer-Institute für Solare Energiesysteme (ISE) und für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) durchgeführten „Bottom-up-Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors“, dass Wasserstoff neben Wärmepumpen und -netzen eine der Technologieoptionen ist, die für die Dekarbonisierung des Wärmemarktes notwendig sind. Der Lösungsraum für die Wärmewende auf Basis lokaler Gegebenheiten muss aus diesem Grund technologieoffen gestaltet werden. Daher ist die netzgebundene Versorgung mit klimaneutralem Wasserstoff ein wichtiger Baustein zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaziele im Wärmemarkt [Nationaler Wasserstoffrat 2022].

Perspektivisch verfügen grüne und klimaneutrale Gase über erhebliches Potenzial zur Dekarbonisierung von heute mit Erdgas versorgten Sektoren. Gerade auf Ebene der Verteilernetze besteht die Möglichkeit, durch die meist vermaschten Netzstrukturen einer Vielzahl von Kunden Dekarbonisierungsoptionen anzubieten und die Resilienz des Gesamtversorgungssystems zu steigern.

Vor dem Hintergrund des wichtigen Beitrages der Verteilernetzinfrastruktur im Besonderen zum Energie- und Wärmeversorgungssystem werden in dem folgenden Kapitel des vorliegenden Wasserstoffberichtes die Möglichkeiten der Umsetzung der Wasserstoffnetzplanung auf Verteilernetzebene detailliert betrachtet.

5.1 Der Gasnetzgebietstransformationsplan

Der GTP ist ein Konzept, das von H2vorOrt in Zusammenarbeit mit dem DVGW und dem VKU erarbeitet wurde. Es handelt sich um einen bottom-up getriebenen Planungsansatz für die Transformation der Verteilernetze zur Klimaneutralität.

Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Für die Verteilernetze bedeutet dies, dass sie bereits deutlich früher in der Lage sein müssen, ausschließlich grüne und klimaneutrale Gase zu transportieren bzw. zu verteilen. Das hat Konsequenzen für die Materialien, Werkstoffe, Funktionalitäten von Bauteilen, die Kapazitäten und Leistungsfähigkeit sowie strömungsmechanische Aspekte. Aufgrund der nur kurzen Umsetzungsspanne für die Transformation der Leitungsinfrastruktur von unter 20 Jahren ist es notwendig, dass die Verteilernetzbetreiber die eigene Transformation möglichst ambitioniert angehen.

Dabei ist der Fokus nicht nur auf technische Aspekte, sondern insbesondere auch auf die Abstimmung mit lokalen Kunden und Erzeugern sowie vorgelagerten Netzbetreibern zu legen. Nur durch solch eine Koordination kann eine Wasserstoffnetzplanung auf allen Ebenen in die operative Praxis überführt werden.

Um genau dies zu leisten, wurde von der Initiative H2vorOrt der GTP initiiert und ein Leitfaden für den standardisierten Planungsprozess erstellt [DVGW, VKU 2022]. Der Leitfaden dient der Erarbeitung eines Transformationspfads nach einem einheitlichen Vorgehen für das Verteilernetz vom Status quo hin zur Klimaneutralität. Hierzu wird eine Planung von Teilnetzen bzw. Netzgebieten innerhalb der Verteilernetze erarbeitet, die jeweils mit Wasserstoff, klimaneutralem Methan oder Mischgasen aus diesen betrieben werden sollen (entsprechend der 2. und 5. Gasfamilie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260 (A)).

Der GTP ist ein kontinuierlich wachsender Planungsprozess mit jährlichem Reporting, der mit zunehmendem Härtegrad⁵ bis spätestens 2025 die Grundlage für die operative Umsetzung der umfassenden Netztransformation der Verteilernetzbetreiber auf Ebene der Einzelunternehmen liefern soll.

Der GTP-Leitfaden wurde vom DVGW per Rundschreiben DVGW G 02/2022 „Notwendige Vorbereitungen für die Verteilernetztransformationsplanung“ an die DVGW-Mitgliedsunternehmen Gas versandt (vgl. Kapitel 5.1.2). DVGW Rundschreiben gehören mit zum Regelwerk des DVGW. Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird in § 49 EnWG gefordert und es wird vermutet, dass diese Forderung erfüllt ist, wenn das technische Regelwerk des DVGW eingehalten wurde. Der GTP wurde zudem per Geschäftsführerbrief durch den VKU an seine Mitglieder versandt.

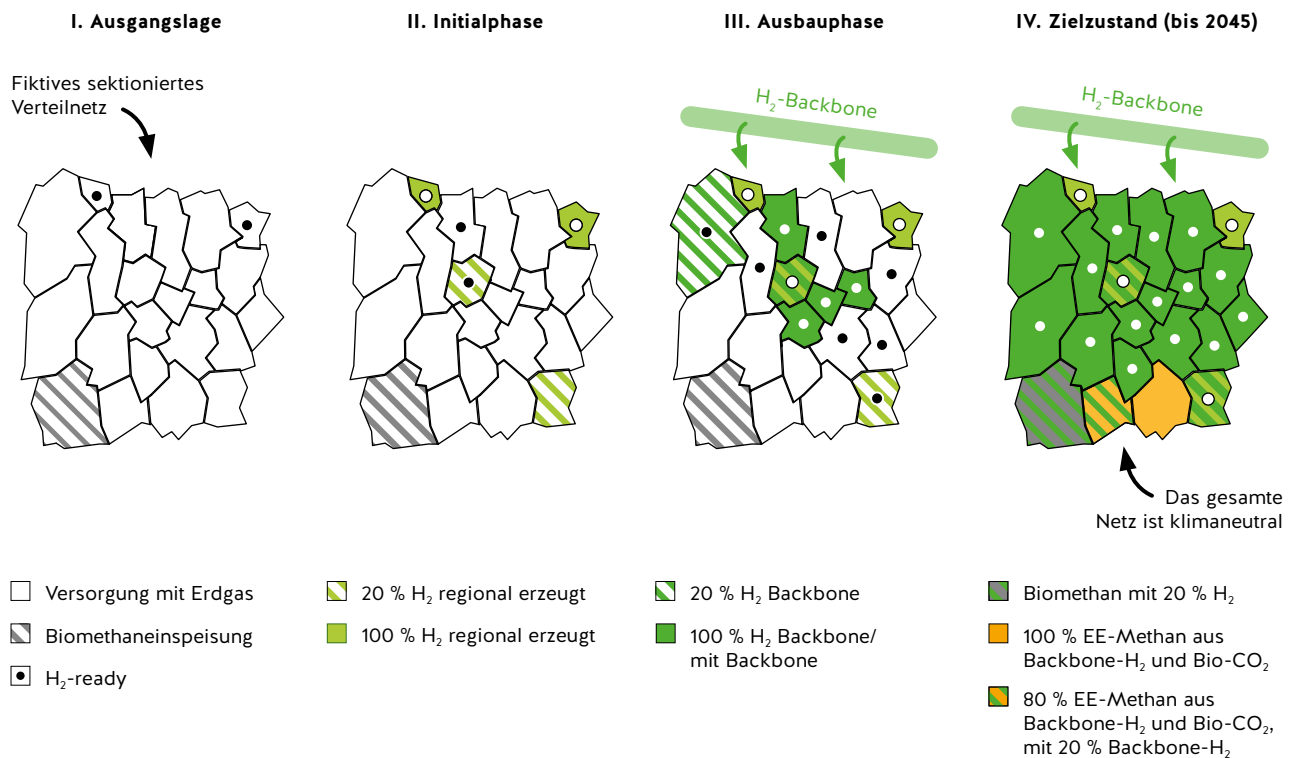
5.1.1 Der strategische Rahmen – der Weg in die Klimaneutralität vor Ort

Jedes Verteilernetz in Deutschland hat seine eigenen regionalen Gegebenheiten. Damit Klimaneutralität vor Ort erreicht werden kann, müssen diese Spezifika stets berücksichtigt werden. Nach der Analyse und dem Planungsprozess in einer Initialphase wird deshalb in der Ausbauphase damit begonnen, die Verteilernetze zu ertüchtigen bzw. auf andere grüne und klimaneutrale Gase umzustellen, um spätestens 2045 den Zielzustand zu erreichen (vgl. Abbildung 7). Neben der technischen Machbarkeit und der Verfügbarkeit grüner und klimaneutraler Gase ist es von zentraler Bedeutung, dass die Verteilernetzbetreiber zeitnah in den kontinuierlichen Dialog mit Anwendern, Erzeugern, Politik und weiteren Stakeholdern wie Installateuren, Heizungsherstellern etc. treten und diesen stetig und dauerhaft führen.

Daher sieht der GTP vor, in Zusammenarbeit mit der lokalen Wirtschaft und anderen lokalen Akteuren Dekarbonisierungslösungen zu erarbeiten, die effektiv und zielgerichtet auf eine breite Akzeptanz stoßen. Diese regionalspezifischen Lösungen und Umstellpfade müssen durch geeignete, bundesweit geltende Gesetze und Regelungen ermöglicht und flankiert werden.

⁵ Das Konzept des Härtegrades ist in Kapitel 5.2 des GTP-Leitfadens beschrieben. Unter einem zunehmenden Härtegrad wird ein Zuwachs an Umfang, Genauigkeit und Belastbarkeit der Planung verstanden.

Abbildung 7: Der Weg in die Klimaneutralität vor Ort



Quelle: vgl. H2vorOrt

Die Initialphase: In einem ersten Schritt wird damit begonnen, das Verteilernetz für die langfristige ausschließliche Nutzung von grünen und klimaneutralen Gasen zu ertüchtigen und es damit entsprechend der lokalen Planung wasserstofftauglich zu machen. Gleichzeitig werden einzelne Netzabschnitte frühzeitig und bedarfsgerecht über lokale Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse oder alternativen Technologien auf 20 Vol.-% oder 100 % Wasserstoff umgestellt. Ebenso trägt die Nutzung von lokalem Biomethan zusätzlich zur Dekarbonisierung bei. Über 90 % der Projektpartner von H2vorOrt haben bereits potenzielle Demonstrationsgebiete für diesen Prozess identifiziert oder verfügen über Inselnetze, die sich für eine vorzeitige Umstellung eignen.

Die Ausbauphase: Ein überregionales Wasserstofftransportnetz ist aufgebaut und damit sind größere Mengen Wasserstoff vor Ort verfügbar. Es werden weitere großflächige Netzabschnitte der Verteilernetze auf 20 Vol.-% bzw. 100 % Wasserstoff umgestellt. Die Ertüchtigung der Verteilernetze schreitet weiter zügig voran. Schon heute sieht eine Vielzahl der Verteilernetzbetreiber die technische Möglichkeit, bei der Umstellung auf Wasserstoff netzabschnittsweise vorzugehen.

Der Zielzustand: Die Verteilernetze transportieren nur noch grüne und klimaneutrale Gase und sind dafür infrastrukturell vollständig ertüchtigt. Dabei können Netzabschnitte mit 100 % Wasserstoff, Biomethan bzw. Methan aus erneuerbaren Energien in Reinform oder mit Beimischung von aktuell ca. 20 Vol.-% Wasserstoff zu anderen grünen und klimaneutralen Gasen nebeneinander existieren.

5.1.2 Von der Strategie zur Umsetzung: der Start der operativen Planung

Damit die Ermittlung der Umstellreihenfolge für alle Verteilernetzbetreiber nach einem kohärenten und einheitlichen Muster erfolgen kann, wurde der Leitfaden Gasnetzgebietstransformationsplan im DVGW erstellt. Er wird jährlich aktualisiert, um die Weiterentwicklung des Härtegrads der Planungen abzubilden. Dieser Leitfaden umfasst insgesamt vier Analyseschritte, die vom Verteilernetzbetreiber für die Erstellung seines GTP zu durchlaufen und zu erarbeiten sind:

- Einspeiseanalyse
- Kapazitätsanalyse
- Kundenanalyse
- Technische Analyse

Mit der Einspeiseanalyse analysiert der Verteilernetzbetreiber die gesicherte Einspeisung von klimaneutralem Wasserstoff oder Methan in sein bestehendes Gasnetz. Auch perspektivisch gesicherte Projekte können hier angesetzt werden.

Dabei soll unter anderem Folgendes beantwortet werden:

- In welchen Teilnetzen befinden sich gesicherte Einspeisungen? In welchen Teilnetzen sind zukünftig Biomethan- bzw. Wasserstoffeinspeisungen technisch und wirtschaftlich sinnvoll?
- Welches Gas aus welcher Gasfamilie wird durch die Erzeuger eingespeist?
- Welche Gebiete können aufgrund der bestehenden lokalen Einspeisung bzw. Erzeugung frühzeitig in eine lokale, netzseitig klimaneutrale Versorgung überführt werden?

Die Kapazitätsanalyse führt zu einer Einordnung des Verteilernetzes in Umstellzonen, die als Basis zusammen mit den anderen Analysen eine indikative Umstellungsreihenfolge für den Transformationspfad des Verteilernetzbetreibers ergibt. Hierzu wird eine Bottom-Up-Bewertung der Umstellzonen mit einer Top-Down-Validierung durch Gespräche mit dem vorgelagerten Verteilernetzbetreiber oder Fernleitungsnetzbetreiber zusammengeführt. Beide Prozesse bedingen einander und werden praktisch iterativ ablaufen. Ein wichtiger Schwerpunkt liegt bei den Netzkunden und den Kommunen, die wesentlichen Input und damit einen Rahmen für die Umstellzonen und -reihenfolge liefern.

Als einen weiteren Baustein seines GTP legt der Verteilernetzbetreiber im Rahmen der internen Kundenanalyse Annahmen zu seinen Netzkunden zugrunde und initiiert einen Dialogprozess mit Kommunen und Großkunden zur Konkretisierung zukünftiger Bedarfe. Diese haben Einfluss auf die Entscheidungen zur Ausgestaltung und Priorisierung seiner Umstellzonen.

Hierbei bestehen Synergien zwischen GTP und kommunaler Wärmeplanung. Liegt bei Beginn einer kommunalen Wärmeplanung ein GTP bereits vor, so sollte dieser als wichtige Inputgröße für die Planung genutzt werden, um eine Harmonisierung beider Planungen sicherzustellen.

Die technische Analyse umfasst die Betrachtung der Netzkomponenten, die Prüfung einer Sektionierung der Umstellzonen in Teilnetze und die netzhydraulische Analyse.

Der Verteilernetzbetreiber formuliert als Ergebnis seiner Analysen seine Anforderungen an das Wasserstofftransportnetz der Fernleitungsnetzbetreiber (unmittelbar bzw. mittelbar gegenüber seinem vorgelagerten Verteilernetzbetreiber). Er gibt dabei konkret an, wieviel Kapazität er an welchem Netzkopplungspunkt bzw. an welcher Ausspeisezone zu welchem Zeitpunkt benötigt. Diese Meldung ist als Start eines iterativen und wechselseitigen Prozesses zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern zu verstehen – einerseits im Dialog während der GTP-Erstellung, andererseits zwischen den Iterationen der Wasserstoffnetzplanung der Fernleitungsnetzbetreiber und der bedarfsbasierten Planung der Verteilernetzbetreiber aus dem GTP. Ziel ist es, perspektivisch die Bedarfe auf lokaler Ebene und die übergeordnete Netzentwicklungsplanung Gas (Wasserstoff und Methan) zu einem kohärenten Zielbild für die deutsche klimaneutrale Gasversorgungsinfrastruktur zu entwickeln.

Als Gesamtergebnis erstellt der Verteilernetzbetreiber seinen GTP für die vollumfängliche Transformation seines Gasnetzes zur Klimaneutralität für alle Netzkunden in den festgelegten Umstellzonen. Mit der Integration der Einzel-GTPs zu einem deutschlandweiten GTP der Verteilernetzbetreiber erhält der einzelne Verteilernetzbetreiber zudem eine Einordnung seines GTPs in den Gesamtkontext. Der Abschluss des erstmaligen, gesamten GTP-Prozesses soll bis spätestens 2025 erfolgen.

5.1.3 Umgang mit Maßnahmen auf Verteilernetzebene durch die Umstellung auf Wasserstoff

Eine Transformation von Erdgas zu Wasserstoff auf Ebene der Fernleitungsnetzbetreiber, aber auch auf Ebene der Verteilernetzbetreiber kann punktuelle Maßnahmen im Verteilernetz notwendig werden lassen. Dies kann verschiedene Auslöser haben:

- Maßnahme durch veränderte Situation bei vorgelagerten Netzbetreibern: Jeder Verteilernetzbetreiber legt in seinem GTP strategische Anschlusspunkte für Wasserstoff in seinem Netz nach technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten fest.
- Im Falle des Anliegens von sowohl Wasserstoff- als auch Methanleitungen schafft eine weitere Übergabestation in der Regel die notwendige Flexibilität. In der Transformationsphase sind möglicherweise temporär mehrere NKP notwendig, um die Methanversorgung aufrechtzuerhalten. Auch langfristig können zusätzliche NKP notwendig sein, wenn der gegenwärtige Bezugsleitungsstrang des Fernleitungsnetzbetreibers auf Wasserstoff umgestellt wird und dadurch ein Methan-NKP an einem Parallelstrang notwendig wird.
- Maßnahme durch dezentrale Einspeisung in das lokale Verteilernetz (inklusive Wasserstoffanschlussleitung): Jeder Verteilernetzbetreiber weist für sein Netzgebiet Abschnitte aus, die für eine dezentrale Einspeisung von Wasserstoff nach technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll sind.
- Maßnahme durch Anfrage von einzelnen Netzkunden.
- Weitere Netzerweiterungsbauten und -optimierungen können sich aus den individuellen Netzstrukturen und Umstellungsstrategien ergeben (z. B. strategische Sektionierung, Vorbereitung auf gebietsweise Transformation).

5.1.4 Technische Einordnung der Verteilernetztransformation durch den DVGW

Eine Versorgung mit Wasserstoff über die Verteilernetze ist technisch möglich. Der DVGW sieht auf dem Weg dorthin in einem ersten Schritt eine Beimischung von 20 Vol.-% Wasserstoff in das bestehende Netz als technisch möglich an. Der DVGW hat in den letzten Jahren Forschungsprojekte zu Wasserstoffeinspeisemöglichkeiten und Wasserstoffverträglichkeit für Materialien und Gasgeräte des Bestandsnetzes durchgeführt. In diesen konnte eine sehr umfassende Wasserstofftauglichkeit der Bestandsinfrastrukturen sowie vieler Gasanwendungen bestätigt werden [DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH 2019, DVGW 2020, DVGW 2021, DVGW 2022a, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH 2022].

Diese positiven Ergebnisse wurden und werden durch Praxistests verifiziert [DVGW 2019]. Auch der Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) bestätigt, dass der Gerätebestand im Wärmemarkt ohne große technische Anpassungen mit einem Wasserstoffanteil von 10 Vol.-% sicher und effizient betrieben werden kann und geht davon aus, dass 20 Vol.-% Wasserstoffbeimischung im Bestand realisierbar sind.

Im laufenden DVGW-Forschungsprojekt „Roadmap Gas 2050“ werden Gasgeräte, Komponenten und Materialien auf ihre Verträglichkeitsgrenzen mit Wasserstoffbeimischungen und 100 % Wasserstoff untersucht [DVGW 2022b]. Europaweit laufen derzeit vergleichbare Projekte. Die Prüf- und Zertifizierungsstellen arbeiten an neuen Prüfgasen und -bedingungen, um Geräte für die Verwendung von 11 Wasserstoffgemischen oder reinem Wasserstoff für den Markt sicher zulassen zu können. Normen mit Anforderungen und Prüfungen werden von der Industrie erarbeitet und Hersteller entwickeln neue Technologien, um diese grünen und klimaneutralen Gase nutzen zu können. Bei der Ertüchtigung der Verteilernetze zur Versorgung mit reinem Wasserstoff muss zwischen Punktobjekten (Anlagen etc.) und Leitungsobjekten (Rohre) unterschieden werden. Hierbei sind Punktobjekte grundsätzlich schneller und mit weniger Planungsaufwand zu ersetzen. Anlagen, die für Methan ausgelegt sind, müssen für den Betrieb mit reinem Wasserstoff ertüchtigt oder getauscht werden.

Gasleitungen bestehen heutzutage fast ausschließlich aus Kunststoff oder Stahl. Kunststoffleitungen und die im Verteilernetz üblichen Stahlrohre sind wasserstofftauglich, wodurch bereits heute der Großteil der Rohrkomponenten der Verteilernetze für die Versorgung mit Wasserstoff geeignet ist.

Auch wenn bereits große Teile der Komponenten wasserstofftauglich sind, ist hier noch Ertüchtigungsaufwand zu leisten. Für eine erhöhte Wasserstoffeinspeisung deutlich über 20 Vol.-% oder eine reine Wasserstoffversorgung über das dann ertüchtigte Verteilernetz müssen in der Regel bestehende Gasanwendungen umgestellt oder neue Gasanwendungsgeräte bei den Letztverbrauchern installiert werden.

Mit der laufenden Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas stellt die deutsche Gasindustrie derzeit unter Beweis, dass sie in der Lage ist, organisatorische, logistische und technische Großprojekte sicher, effizient und planmäßig abzuwickeln. Innerhalb dieser Umstellung werden ca. 5,3 Mio. Gasgeräte im Norden und Westen Deutschlands angepasst. Dieser Prozess soll bis zum Jahr 2029 beendet sein. Der DVGW geht davon aus, dass die teils noch bestehenden technischen Herausforderungen für die Umstellung von Verteilernetzen auf reinen Wasserstoff unter Einhaltung von strengen Sicherheitsanforderungen in Zukunft gelöst werden.

Er hat die diesbezügliche Regelsetzungsarbeit bereits mit Hochdruck aufgenommen und in den Jahren 2021 und 2022 bereits einen Großteil des Regelwerkes hinsichtlich Wasserstoff überarbeitet und zwei Basis-Regelwerke für die Wasserstofftransformation in den Verteilernetzen sowie den Anwendungen geschaffen:

- DVGW G 221:2021-12 Leitfaden zur Anwendung des DVGW-Regelwerks auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit wasserstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff
- DVGW G 665:2021-04 Leitfaden Wasserstoff-Readiness Gasanwendung

Darüber hinaus regelt § 113c EnWG die Einhaltung der technischen Sicherheit während des Umstellprozesses.

5.1.5 Zielbild für den Gasnetzgebietstransformationsplan

Der GTP sorgt für eine deutschlandweit koordinierte Transformationsplanung der Verteilernetze auf drei Ebenen:

1. Er beinhaltet eine jährliche Rückmeldung von Planungsergebnissen an H2vorOrt. Die Rückmeldungen dienen als Basis für die Steuerung des GTPs im Folgejahr und als Basis für die Erstellung eines jährlichen Gesamtberichts. Dieser soll die Transformationsplanung auf Verteilernetzebene gegenüber Politik und Gesellschaft kohärent darstellen und auch den planenden Unternehmen einen einordnenden Blick geben.
2. Zudem ist der GTP europäisch eingebettet. Er implementiert die Verteilernetzbetreiber-Roadmap der Initiative Ready4H2 [READY4H2 2022] und ist so Teil einer europaweiten Transformation der Verteilernetze.
3. Durch Abstimmungen zwischen den Verteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern auf technischer Ebene und die damit verbundene Einbindung in die unternehmensindividuelle GTP-Erstellung erhalten die Fernleitungsnetzbetreiber zusätzliche Informationen über die Nachfragesituation in den Verteilernetzen der beteiligten Unternehmen. Daraus soll sich im Ergebnis ein Baustein entwickeln, um die Netzentwicklungsplanung für Methan- und Wasserstofftransportnetze anforderungsgerecht auszugestalten.

Die Wasserstofftransportnetzplanung kann wiederum zu einer Veränderung der Umstellungsplanung bei der nächsten GTP-Erstellung führen. So soll sich eine iterative Entwicklung von Transportnetzebene und Umstellungsplänen vor Ort ergeben. Als Eingangsgröße für eine Wasserstoffnetzentwicklungsplanung ergibt sich dadurch ein belastbarer und schneller Transformationsprozess der Gasnetze zur Klimaneutralität.

Die so entstehende Planung der Netztransformation auf Verteilernetzebene ist eine Basis für eine Investitionsplanung, die Fehlinvestitionen minimiert. Sie adressiert damit konkret das Ziel des Koalitionsvertrags der aktuellen Bundesregierung, dass der Betrieb der Gasleitungen über das Jahr 2045 hinaus mit ausschließlich nicht-fossilen Brennstoffen fortgesetzt werden kann.

5.2 Technische Umsetzung im Verteilernetz

Neben einer fundierten strategischen Planung kommt es bei der Wasserstofftransformation im Verteilernetz aufgrund der Vielzahl an Wechselwirkungen natürlich im Besonderen auch auf die konkrete technische Umsetzung an. Diese wird nachfolgend aus unterschiedlichen Perspektiven betrachtet.

5.2.1 Analogien zur Marktraumumstellung von L- auf H-Gas

Da die Förderung von L-Gas aus deutschen und niederländischen Quellen in den nächsten Jahren weiter stark rückläufig sein wird, müssen Netzgebiete im Nordwesten und Westen Deutschlands schrittweise von L-Gas auf H-Gas umgestellt werden.

Diese sogenannte Marktraumumstellung (MRU) wird bis 2029 durchgeführt, wobei Umstellung bedeutet, dass das transportierte Erdgas in einem Netzgebiet (Marktraum) von Erdgas der Gruppe L durch Erdgas der Gruppe H ersetzt wird. Da sich dadurch die Gasbeschaffenheit ändert, müssen in jedem Haushalt, in allen Gewerbebetrieben und in der Industrie sämtliche Gasgeräte und gewerbliche oder industrielle Gasanwendungen auf das hochkalorische H-Gas und somit auf höhere Brenntemperaturen angepasst werden. Gesetzlich verankert ist diese Umstellung im § 19a EnWG (Umstellung der Gasqualität). Technisch spezifiziert ist die MRU in dem DVGW-Arbeitsblatt G 680 „Erhebung, Umstellung und Anpassung von Gasgeräten“, eine allgemein anerkannte Regel nach § 49 des EnWG.

Es liegt nahe, dass der flächendeckende Einsatz des Energieträgers Wasserstoff zu einer deutschlandweiten Gasumstellung (Erdgas auf Wasserstoff) führen würde, so dass in Gesprächen mit DVGW und MRU-Fachleuten der betroffenen Netzbetreiber diskutiert wurde, welche Analogien es zur MRU gibt bzw. welche zusätzlichen Herausforderungen auf die Netzbetreiber zukommen werden.

Das Thema Beimischung von Wasserstoff (bis 20 Vol.-%), welches sinngemäß als eine Anpassung innerhalb des H-Gases behandelt werden kann, wird hier ebenfalls adressiert. Der Fokus der weiteren Ausführungen liegt jedoch auf der Umstellung von Erdgas- zu reinen Wasserstoffnetzen.

Die Umstellung beim Kunden kann in Anlehnung an die aktuelle MRU im Wesentlichen in den vier Schritten Ankündigung, Erhebung, Umstellung und Qualitätssicherung erfolgen (vgl. DVGW-Arbeitsblatt G 680). Gegenüber der MRU kommt bei einer Gasumstellung auf Wasserstoff der Ankündigung eine besondere Bedeutung zu. Hiermit ist die verbindliche Mitteilung des Netzbetreibers gegenüber dem Anschlussnehmer gemeint, indem ein Umstellungstermin bzw. -zeitraum genannt wird. Bis zu diesem Umstellungstermin muss der Anschlussnehmer sicherstellen, dass die dann in Verwendung befindlichen Gasgeräte auf den Betrieb mit 100 % Wasserstoff umrüstbar sind.

Es ist zu berücksichtigen, dass die Prozesse zur Umstellung von L- auf H-Gas nur umsetzbar sind, da aufgrund von geltenden Vorgaben der überwiegende Teil (95 %) der Gasverbrauchsgeräte auf den neuen Heizwert adaptierbar ist und die Hersteller entsprechende Umbausätze zur Verfügung stellen können. Nur in wenigen Fällen ist eine Umstellung des Gerätes auf H-Gas nicht möglich, sodass ein kompletter Austausch des Gerätes erforderlich ist.

Wasserstoff hat einen deutlich geringeren Energiegehalt und zeigt gegenüber Methan ein verändertes Brennverhalten. Es ist davon auszugehen, dass ein Weiterbetrieb der vorhandenen Geräte mit 100 % Wasserstoff nicht möglich ist, sodass der überwiegende Anteil dieser Geräte im gegebenen Zeitrahmen bis zum Umstellungstermin ausgetauscht werden müsste. Bei der Bewertung dieses Aspektes muss jedoch auch der Aufwand möglicher Alternativen, z. B. ein Wechsel des Energieträgers, einschließlich des Installationsaufwands und der Kosten für eine Umstellung auf eine andere Heiztechnik berücksichtigt werden [DVGW 2022c-e].

Aufgrund des hohen Aufwandes bei einem Austausch von Gasheizungen, die noch nicht wasserstofftauglich sind, und eines begrenzten Marktes an geeigneten Fachhandwerkern ist davon auszugehen, dass die Ankündigungsfrist gegenüber der L-/H-Gas Umstellung deutlich verlängert werden muss (dort i. W. 2 Jahre vor der Umstellung gem. § 19a EnWG).

Die Länge der Ankündigungsfrist ist wiederum für die Netzplanungsprozesse ein wichtiges Kriterium, da Umstellungsvereinbarungen zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber mit einem größeren zeitlichen Vorlauf abgeschlossen werden müssten. In einem ausreichenden Zeitraum vor der Umstellung wird mit der Erhebung der häuslichen, gewerblichen und industriellen Gasgeräte gestartet und sichergestellt, dass die Geräte auch für den Betrieb mit Wasserstoff geeignet sind. Ferner wird mit diesem Prozess die Logistik hinsichtlich der Umrüstkits angestoßen. In einem zweiten Schritt müssten alle Endgeräte vor der Umstellung des Netzes auf den neuen Energieträger Wasserstoff umgestellt werden und danach eine Wiederinbetriebnahme von Netz und Endgeräten mit dem neuen Energieträger erfolgen. Abschließend würde dann stichprobenartig und unabhängig eine Qualitätssicherung der Erfassungs- und Umstellmaßnahmen durchgeführt.

Anders verhält es sich bei der Beimischung von bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff zum Methan. Nach Aussage der Gerätehersteller laufen viele Heizgeräte, und hier besonders die Brennwertgeräte, mit solch einer Beimischung problemlos. Auch hier wäre eine Erhebung inklusive Stichproben und absichernde Maßnahmen erforderlich, wobei davon auszugehen ist, dass ein kompletter Austausch nur bei einer sehr geringen Anzahl von Geräten notwendig wäre.

5.2.2 Ablauf einer Gasumstellung auf Wasserstoff im Verteilernetz

Die Umstellung der bestehenden Gasinfrastruktur im Verteilernetz auf Wasserstoff kann in zwei Bereiche unterteilt werden:

- Infrastruktur Gasnetz
- Gasinstallation (Gasgeräte und -anwendungen)

Die Umstellung der Gasnetzinfrastruktur im Verteilernetz ist im GTP beschrieben (vgl. Kapitel 5.1).

Ein wichtiges Hilfsmittel hinsichtlich der Gasgeräte und -anwendungen ist bei der aktuellen MRU eine vom DVGW zur Verfügung gestellte, umfangreiche Datenbank aller verbauten Gasendgeräte. Diese enthält Informationen darüber, ob ein Gerät mit L-Gas, H-Gas oder anderen Gasen betrieben werden kann.

Für die Ersterfassung im Rahmen der Umstellung auf Wasserstoff ist essenziell, diese in Rücksprache mit den Geräteherstellern um die Wasserstofftauglichkeit der Geräte (20 Vol.-% oder 100 %) zu erweitern. Eine entsprechende Neuauflage der MRU-Datenbank, die neben Informationen zur Wasserstofftauglichkeit der Gasendgeräte auch Aufschluss über die Wasserstofftauglichkeit von Materialien und Komponenten der Gasnetze geben wird, ist seitens des DVGW bereits in Vorbereitung.

Neben dem Austausch der Endgeräte in den Haushalten bzw. Wohngebäuden ist auch die Umstellung der zahlreichen Gasanwendungen in den Gewerbe- und Industriebetrieben zu berücksichtigen und zu organisieren. Insbesondere für Großkunden und Industrie mit besonderen Dekarbonisierungsvorgaben oder hohem -potenzial empfiehlt sich der möglichst frühzeitige Einstieg in die Gespräche zur Umstellung des Energieträgers. Auf Basis der im Rahmen des GTP durchzuführenden und jährlich zu konkretisierenden Kundenanalyse können Verteilernetzbetreiber schon heute erste Transformations- bzw. Dekarbonisierungspläne gemeinsam mit ihren Kunden erarbeiten.

Für die Umstellung der Gasgeräte und -anwendungen von Erdgas auf Wasserstoff können einige Strukturen und Prozesse der MRU übernommen werden. Hierzu gehören:

- Projektstruktur und -organisation (Projektphasen, Teilprojekte)
- Entwicklung eines Kommunikationskonzepts
- Abstimmung mit vorgelagerten Netzbetreibern
- Ermittlung von Umstellbezirken
- Auswahl von Dienstleistern

Es ist sinnvoll, schon vor dem Start einer großflächigen Umstellung mit ersten Pilotprojekten zur Umstellung von Netzabschnitten auf Wasserstoff zu starten, um erste Erkenntnisse zu sammeln.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sollten die lokalen Verteilernetzbetreiber mit zeitlichem Vorlauf über die regionale Verfügbarkeit der Wasserstoffinfrastruktur informieren, so dass in einer gemeinsamen, zwischen Verteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber geführten technischen Planung entsprechende Umstellbezirke festgelegt werden können. Die Umstellung erfolgt entlang einzelner Leitungsstränge des örtlichen Methanetzes, sodass theoretisch alle an dieser Leitung angeschlossenen Gasgeräte nahezu gleichzeitig ausgetauscht werden müssten.

Aus praktischer Sicht zielführender ist der vorherige, sukzessive Austausch von Geräten durch Neuentwicklungen der Gasgerätehersteller, die es erlauben, Geräte mit geringem technischem Aufwand von Erdgas auf Wasserstoff umzurüsten. So kann der Austausch von Geräten zeitlich von der Umschaltung eines Umstellbezirkes entkoppelt werden.

Die umfangreichen und für den Erfolg der MRU sehr wichtigen Kommunikationskonzepte können fortgeführt werden. Bei einer Umstellung auf Wasserstoff ist jedoch damit zu rechnen, dass ein größerer organisatorischer Aufwand notwendig ist. Längere Vorlaufzeiten und häufigere Kontakte zu den Kunden sind bei der Umsetzung einzuplanen, insbesondere da bei einer Umstellung auf Wasserstoff mit einer deutlich höheren Anzahl an zu tauschenden Geräten und ggf. weiterer Komponenten zu rechnen ist.

5.2.3 Voraussetzungen für eine Gasumstellung auf Wasserstoff im Verteilernetz

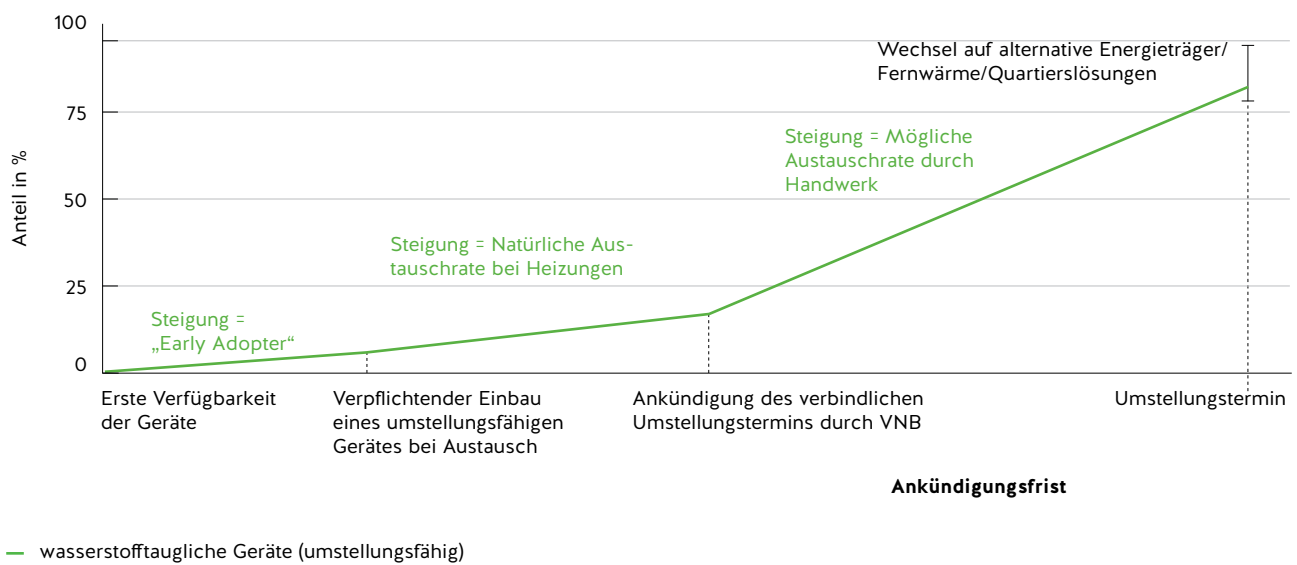
Die Bundesregierung arbeitet daran, dass ab 2024 möglichst jede neue Heizung zu mindestens 65 % mit erneuerbaren Energien betrieben wird (bilanziell oder physisch) [BMWK 2022]. Dazu zählen alle erneuerbaren Energien, also auch grüne und klimaneutrale gasförmige Energieträger wie Biomethan oder grüner Wasserstoff. Damit aber alle Dekarbonisierungsoptionen voll ausgeschöpft werden können, ist ein technologieoffener Ansatz notwendig, der alle klimaneutralen Gase wie z. B. blauen Wasserstoff berücksichtigt.

Eine Marktraumumstellung auf Wasserstoff ist erst dann durchführbar, wenn möglichst viele Gasgeräte verbaut worden sind, die sowohl mit Erdgas und Biomethan als auch mit Wasserstoff betrieben werden können. Ab spätestens 2025 werden von den im BDH organisierten Herstellern Seriengeräte auf den Markt kommen, die zunächst auf Methan oder Methan-Wasserstoff-Gemische eingestellt und mittels eines Umbaukits mit wenig Aufwand durch einen Installateur zu einem Wasserstoffgerät konvertiert werden können.

Durch den Einbau dieser wasserstofftauglichen Geräte schafft der Kunde die Voraussetzungen für die klimaneutrale Wärmeversorgung, sodass er damit zunächst über den bilanziellen Bezug und später über den physischen Bezug von Wasserstoff die 65 % Erneuerbare Energien-Vorgabe erfüllen kann. Der tatsächliche, physische Bezug von Wasserstoff wird mittelfristig durch den Verteilernetzbetreiber und dessen Dekarbonisierungsstrategie im Rahmen des GTP gesichert. Neben den Gasgeräten sind weitere Komponenten beim Kunden, wie z. B. Gaszähler oder Gasströmungswächter, auf Wasserstoffkompatibilität zu prüfen. Der DVGW erarbeitet hierzu derzeit die technischen Vorgaben.

Um eine gute Ausgangsbasis zu schaffen, ist es sinnvoll, bei Tausch oder Neueinbau ein wasserstoff- bzw. umstellungsfähiges Gerät gesetzlich vorzuschreiben. Mit einer solchen Regelung würden derartige Heizungsanlagen mit der natürlichen Austauschrate im Markt verbreitet. Eine weitere Steigerung der Austauschrate würde durch die verbindliche Ankündigung des Netzbetreibers gegenüber dem Anschlussnehmer erfolgen. Eine Grenze für die Austauschrate würde sich hier vermutlich durch die lokale Verfügbarkeit qualifizierter Fachkräfte ergeben. Ferner müssten Mechanismen der Kostentragung und Regelungen für Härtefälle entwickelt werden.

Abbildung 8: Ablauf der Umstellung auf Wasserstoff beim Endkunden (Privathaushalt)



Quelle: Eigene Darstellung

5.2.4 Dauer einer Umstellung auf Wasserstoff im Verteilernetz

Der Umstellungszeitraum wird maßgeblich davon abhängig sein, wie viele der Gasgeräte noch ausgetauscht werden müssen und ob ausreichend Dienstleister bzw. Monteure für eine Gasumstellung auf Wasserstoff zur Verfügung stehen. Weiterhin ist die vorherige Verbreitung von umstellungsfähigen Geräten ein wichtiges Kriterium für die Dauer der Umstellung. Eine sicherlich vorhandene Bereitschaft der Kunden, die Substitution von fossilem Erdgas durch ein klimaneutrales Gas zu unterstützen, sollte zusätzlich durch geeignete Vorgaben und Anreizmechanismen flankiert werden. Die Minimierung der anfallenden Aufwendungen und Kosten beim Kunden ist für eine schnelle Umsetzung unabdingbar.

Erfahrungen aus der aktuellen Marktraumumstellung von L- auf H-Gas haben gezeigt, dass bis zu 10.000 Geräte pro „scharfer Schaltung“ umgestellt werden können. Hierbei kommt jedoch zugute, dass viele Geräte nicht direkt am Schalttag, sondern auch einige Zeit vor und nach der Schaltung angepasst werden können. Die Umstellung der Endgeräte in einem Umstellbezirk erstreckt sich somit in der aktuellen MRU über mehrere Monate. Zudem entstehen in der Regel keine Ausfallzeiten für die jeweiligen Kunden.

Bei der Umstellung auf Wasserstoff wird der überwiegende Anteil der Geräte zeitnah vor der Schaltung umgestellt werden müssen. Dies wird nach aktuellem Kenntnisstand auch bei dem vorherigen Einbau von umstellungsfähigen Geräten erforderlich sein. Insofern wird bei der Umstellung auf Wasserstoff die Größe der Umstellzonen deutlich geringer ausfallen müssen. Für die Durchführung der Umstellung entsprechender Leitungsabschnitte in Verbindung mit einer synchronisierten Geräteumstellung sind Mechanismen zu entwickeln, um mögliche Ausfallzeiten für Anschlussnehmer auf ein akzeptables Maß zu begrenzen.

Der Zeitplan für die Umstellung des Verteilernetzes auf Wasserstoff ist mit den vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreibern abzustimmen. Die Festlegung der jeweiligen Umstellbezirke erfolgt individuell durch die Netzbetreiber.

5.3 Prozessuale Abwicklung zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber

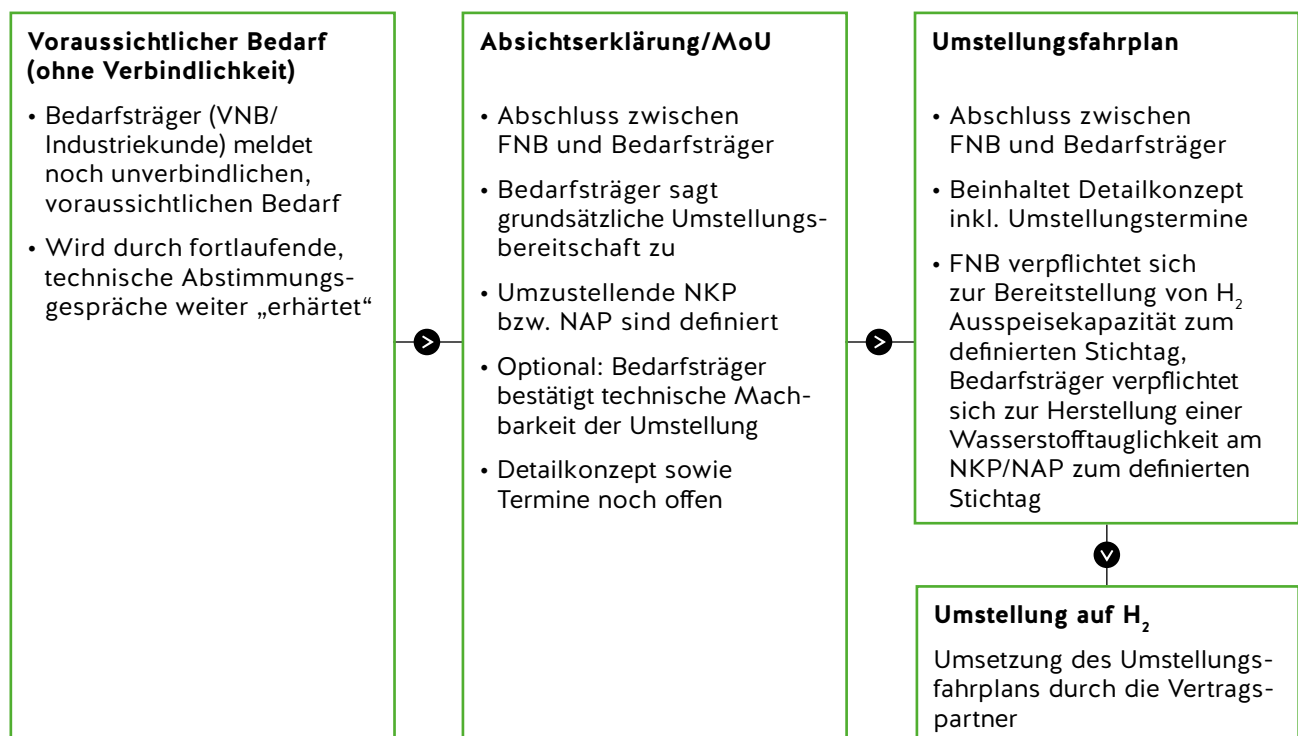
Aus den Beschreibungen in Kapitel 5.2.1 „Analogien zur Marktraumumstellung von L- auf H-Gas“ wird deutlich, dass eine Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff an ungleich höhere Voraussetzungen geknüpft ist als die Umstellung von L- auf H-Gas. Insofern erscheint eine bloße Übertragung der in § 19a EnWG gesetzlich definierten Regelungen zur L-/H-Gas Umstellung auf eine Umstellung auf Wasserstoff als nicht sachgerecht. Laut § 19a EnWG obliegt die Veranlassung der MRU, also das Auslösen des Umstellungsprozesses, dem Fernleitungsnetzbetreiber.

Ein gesetzlich verankertes Vetorecht des jeweiligen Verteilernetzbetreibers ist dabei nicht vorgesehen, ebenso wenig das Anknüpfen an bestimmte Voraussetzungen der Netztopologie oder des Gerätebestandes (z. B. Altersstruktur oder Anteil nicht auf H-Gas umstellungsfähiger Geräte). Gleichwohl war die detaillierte Abstimmung der technischen Umstellungskonzepte und die Anpassung dieser auf die jeweiligen, beim Fernleitungsnetzbetreiber und beim Verteilernetzbetreiber vorhandenen, netztopologischen Gegebenheiten ein wesentlicher Erfolgsfaktor der L-/H-Gas Umstellung. Auf Basis dieser Erkenntnisse sollte es das Ziel sein, die bei der L-/H-Gas Umstellung etablierten Prozesse dahingehend weiterzuentwickeln, dass diese auf die Umstellung auf Wasserstoff Anwendung finden und dabei die Interessen der verschiedenen Akteure gleichermaßen berücksichtigen.

5.3.1 Vertragliche Basis für die Umstellung auf Wasserstoff

Basis für die Planung der Umstellung von Leitungen auf Wasserstoff durch die Fernleitungsnetzbetreiber sind zunächst die konkreten Bedarfsmeldungen verschiedener Bedarfsträger (Verteilernetzbetreiber oder direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossene Industriekunden). Diese Bedarfsmeldungen wurden im NEP Gas 2022–2032 über MoU abgesichert, bevor sie in die Modellierung der Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des NEP Gas-Prozesses eingegangen sind. Für die Bedarfsmeldungen der Verteilernetzbetreiber führen die Fernleitungsnetzbetreiber im aktuellen NEP Gas-Zyklus zunächst eine sog. Wasserstoffprüfung durch (vgl. Kapitel 3.4.2). Perspektivisch wird der Prozess der Wasserstoffprüfung ersetzt, sobald Bedarfsmeldungen mit höherer Verbindlichkeit eingehen bzw. entsprechende MoU zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Bedarfsträger abgeschlossen werden. Eine endgültige Verbindlichkeit erfährt die Umstellung auf Wasserstoff durch den Abschluss eines Umstellungsfahrplanes zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Bedarfsträger.

Abbildung 9: Möglicher Prozess von der Wasserstoffbedarfsmeldung bis zum Wasserstoffumstellungsfahrplan



Gemeinsame Basis für alle Schritte

- Detaillierte technische Planungsgespräche zwischen Bedarfsträger und FNB
- Sukzessive Ausarbeitung der Umstellungskonzepte, Prozess der Erarbeitung vergleichbar zur MRU von L- auf H-Gas

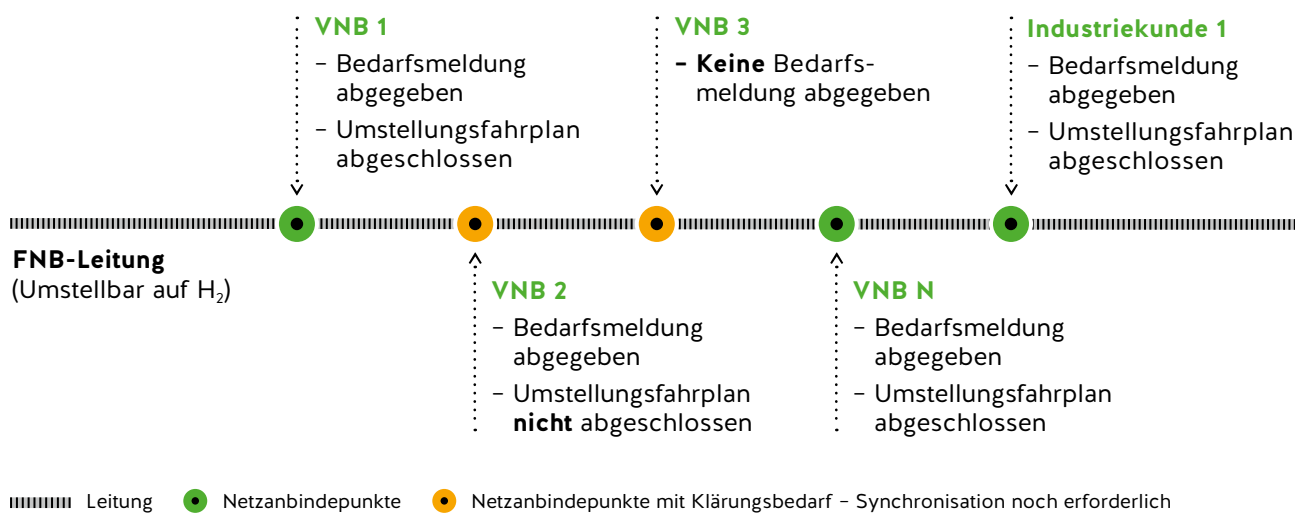
Quelle: Eigene Darstellung

Im Umstellungsfahrplan wird definiert, über welche Punkte eine Versorgung mit Wasserstoff zu einem definierten Stichtag gewährleistet werden kann. Wie in Kapitel 5.2 „Technische Umsetzung im Verteilernetz“ erläutert wird, ist die technische Vorlaufzeit bei der Umstellung auf Wasserstoff deutlich länger als bei der Umstellung von L- auf H-Gas. Insofern ist davon auszugehen, dass auch Umstellungsfahrpläne zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Bedarfsträger mit einem deutlich längeren zeitlichen Vorlauf geschlossen werden müssten als im Vergleich zur L-/H-Gas-Umstellung üblich (dort spätestens 2 Jahre und 8 Monate gemäß Kooperationsvereinbarung Gas). Insofern ist auch der gesamte Prozess beginnend mit den ersten Bedarfsmeldungen und darauf aufbauend die Vereinbarung von MoU deutlich früher zu starten.

5.3.2 Auflösung wechselseitiger Abhängigkeiten bei der Umstellung auf Wasserstoff

Weiterhin ist – ähnlich wie bei der L-/H-Gas-Umstellung – eine wechselseitige Abhängigkeit zwischen den Beteiligten zu beachten.

Abbildung 10: Wechselseitige Abhängigkeiten bei der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff



Quelle: Eigene Darstellung

Eine im Sinne des Netzausbaus effiziente Umstellung eines Bereiches entlang einer Leitung eines Fernleitungsnetzbetreibers ist nur dann zu gewährleisten, wenn alle angeschlossenen Abnehmer (Verteilernetzbetreiber oder an das Fernleitungsnetz angeschlossene Industriekunden) im gleichen Zeitraum auf Wasserstoff umstellen können. Nur so lassen sich volkswirtschaftlich ineffiziente, parallele Wasserstoff- oder Methanbauleitungen vermeiden, die gegebenenfalls auch nur temporär bis zu einer vollständigen Umstellung aller Abnehmer entlang einer Leitung benötigt würden.

Im Regelprozess erfolgt die Auflösung der o. g. Abhängigkeit durch Bildung von netzbetreiberübergreifenden, bereichsbezogenen Arbeitsgemeinschaften (auch im Rahmen der jeweiligen GTP-Erstellung) sowie durch den Abschluss von multilateralen Umstellungsfahrplänen, in denen alle wechselseitigen Abhängigkeiten zwischen den Beteiligten gewürdigt werden. Dieses Vorgehen hat sich bereits bei der L-/H-Gas-Umstellung als sinnvoll erwiesen und ist damit in der Praxis erprobt.

Für den Ausnahmefall hingegen ist ein gesetzlich verankertes Veranlassungsrecht für den Fernleitungsnetzbetreiber bzw. den vorgelagerten Netzbetreiber zu erwägen. Mit einem solchen Veranlassungsrecht, in den Grundzügen vergleichbar mit dem heutigen § 19a EnWG für die Umstellung von L- auf H-Gas, könnte die Umstellung bestimmter Netzgebiete auf Wasserstoff zu einem definierten Stichtag erreicht werden. Mit diesem Veranlassungsrecht soll insbesondere der Zweck erfüllt werden, eine ohnehin seitens der Beteiligten angestrebte Umstellung zeitlich zu synchronisieren und dadurch anderenfalls nur temporär benötigten Netzausbau zu vermeiden. Zu diskutieren ist, ob ein solches Veranlassungsrecht an bestimmte Voraussetzungen gekoppelt sein sollte.

Denkbar wären beispielsweise bestimmte, die nachgelagerte Abnehmer- und Netzstruktur betreffende Kriterien, Berücksichtigung geeigneter Vorlaufzeiten, bereits geschlossene MoU, volkswirtschaftliche Gesamtkostenaspekte oder Zustimmungsvorbehalte der zuständigen Regulierungsbehörde.

Eine weitere Ausarbeitung und Bewertung möglicher Voraussetzungen ist jedoch nicht Gegenstand des vorliegenden Wasserstoffberichtes.

5.3.3 Bestätigung durch die Bundesnetzagentur

Gemäß § 28p EnWG hat die BNetzA aktuell die Bedarfsgerechtigkeit „von einzelnen Wasserstoffnetzinfrastrukturen“ zu prüfen. Grundlage hierfür ist „insbesondere ein zwischen Netznutzer und Netzbetreiber abgestimmter Realisierungsfahrplan bezüglich der Wasserstoffnetzinfrastruktur“, der sich typischerweise erst am Ende eines langen Vorplanungsprozesses ergibt.

Anders als in der jetzigen Regelung muss schon während der Planungsphase Sicherheit hinsichtlich der Bestätigung bzw. Feststellung der Bedarfsgerechtigkeit geschaffen werden, um ein Scheitern am Ende eines langen Vorplanungsprozesses zu vermeiden. Dies gilt insbesondere angesichts der langen Vorlaufzeiten bei Umstellungen im Verteilernetzbereich (mit Industrie-, Haushalts- und Wärmekunden) sowie der oben dargestellten wechselseitigen Abhängigkeiten.

Konkret könnte die Feststellung der Bedarfsgerechtigkeit bzw. Bestätigung der BNetzA durch die Bestätigung einer Umstellungsplanung als Bestandteil einer abgestimmten Methan- und Wasserstoffnetzentwicklungsplanung erfolgen. Für Umstellungsbereiche, die Bestandteil dieser Planung sind, kann die Herleitung der Bedarfsgerechtigkeit auf Verteilernetzebene auf Basis des DVGW-Leitfadens „Gasnetzgebietstransformationsplan“ erfolgen. Der GTP enthält zu diesem Zweck auch die notwendige Abstimmung mit den vorgelagerten Verteilernetzbetreibern bzw. Fernleitungsnetzbetreibern sowie eine regionale Einspeiseanalyse.

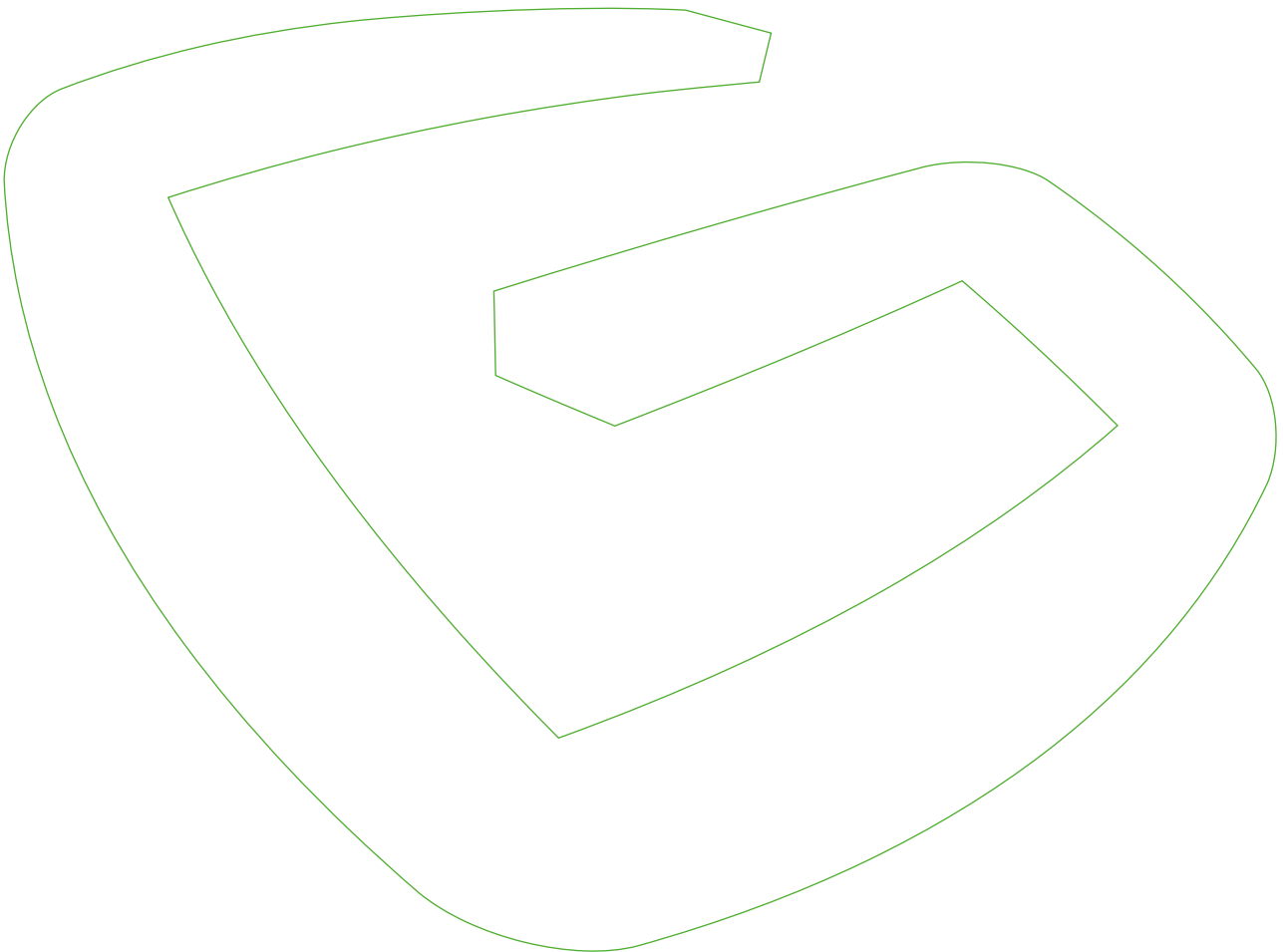
Für die Umstellungsplanung sollten im Zusammenspiel zwischen Fernleitungsnetz- und Verteilernetzbetreibern folgende Punkte als Elemente einer Netzentwicklungsplanung Gas (Wasserstoff und Methan) durch die BNetzA bestätigt werden:

- die grundsätzliche Umstellung von zwischen Fernleitungsnetz- und Verteilernetzbetreibern abgestimmten Umstellungsbereichen auf Wasserstoff,
- damit einhergehende Netzausbaumaßnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber,
- die Folgemaßnahmen gegenüber Anschlussnehmern bedingt durch die Umstellung insbesondere die Austauschpflicht von Gasanwendungen, die nicht wasserstofftauglich sind.

Insbesondere die Bestätigung der grundsätzlichen Umstellung von Bereichen muss früh, also noch während des Planungsprozesses erfolgen. Eine solche Bestätigung muss früh, also noch während des Planungsprozesses, erfolgen. Nur so kann eine Wasserstoffnetzinfrastruktur zuverlässig aufgebaut und für alle Beteiligten, mithin auch die betroffenen industriellen Anschlussnehmer bzw. Haushaltskunden, ein hoher Grad an Verbindlichkeit mit einer angemessenen Vorlaufzeit erreicht werden.

Mit der Bestätigung der grundsätzlichen Umstellung von Bereichen wird implizit auch die Notwendigkeit von zusätzlichen Maßnahmen auf Verteilernetzebene anerkannt, die noch weiter zu detaillieren sind und durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des NEP Gas (Wasserstoff und Methan) als aggregierter Planungsstand aufgenommen werden (zum Hintergrund dieser Maßnahmen vgl. Kapitel 5.1.3). Die Zugehörigkeit zu einem im Rahmen des NEP Gas (Wasserstoff und Methan) bestätigten Umstellungsbereiches kann eine Voraussetzung für die Bestätigung dieser Maßnahmen der Verteilernetzbetreiber durch jeweils zuständige Regulierungsbehörde sein.

Die Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit umfasst auch die Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der Wasserstoffnetzinfrastruktur. Diese Anforderung wird durch transparente und bedarfsgerechte Planungsschritte im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Gas (Wasserstoff und Methan) erfüllt.

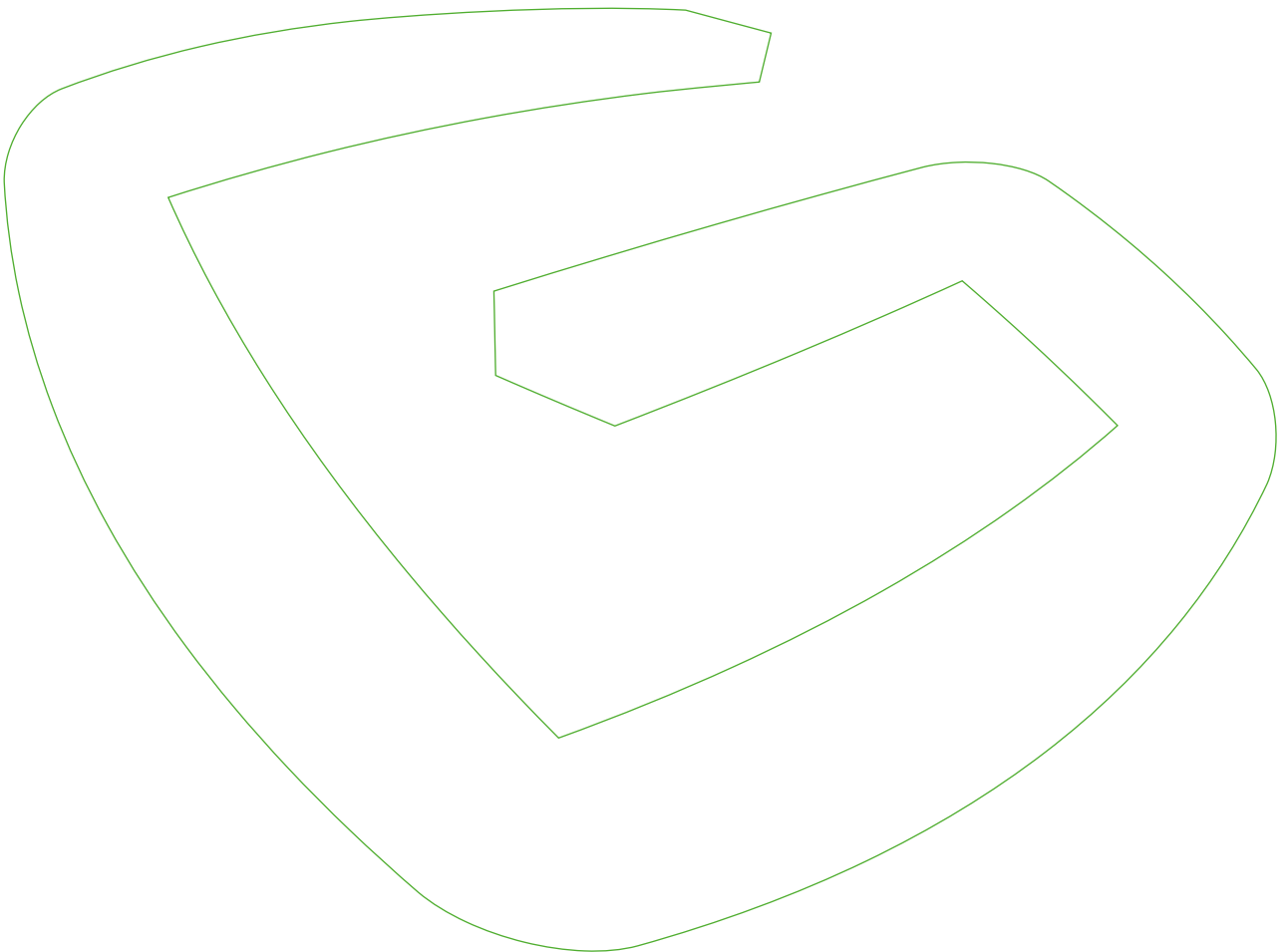


6 Schlusswort

Im Rahmen der Novelle des EnWG im Juli 2021 wurde das sog. Zieldreieck in § 1 Abs. 1 EnWG – Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit der Energieversorgung – auch auf Wasserstoff übertragen. Spätestens seit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine sind alle drei Ziele zumindest im Gasbereich massiv gefährdet. Damit ist ungeschrieben eine vierte Dimension hinzugetreten, und zwar die Transformationsgeschwindigkeit. Es wird Deutschland nur dann gelingen, weiterhin eine sichere, preisgünstige und umweltverträgliche Energieversorgung zu gewährleisten, wenn der Umbau der Gasnetze sowohl zur Erschließung neuer Quellen als auch zum Transport von Wasserstoff schnellstmöglich vorangetrieben wird.

Grundlage für einen schnellen Umbau der Gasnetze ist ein konsistenter rechtlich-regulatorischer Rahmen auch für Wasserstoffnetze. Wie in den vorangegangenen Kapiteln ausführlich dargestellt, kann ein schneller Aufbau der Wasserstoffnetze nur dann gelingen, wenn die Planung der Methan- und Wasserstoffnetze integriert erfolgt und die Empfehlungen aus Kapitel 1 zeitnah umgesetzt werden.

Anlage



Anlage 1: Übersicht Wasserstoffprojekte in Betrieb/ in Umsetzung bis 2024

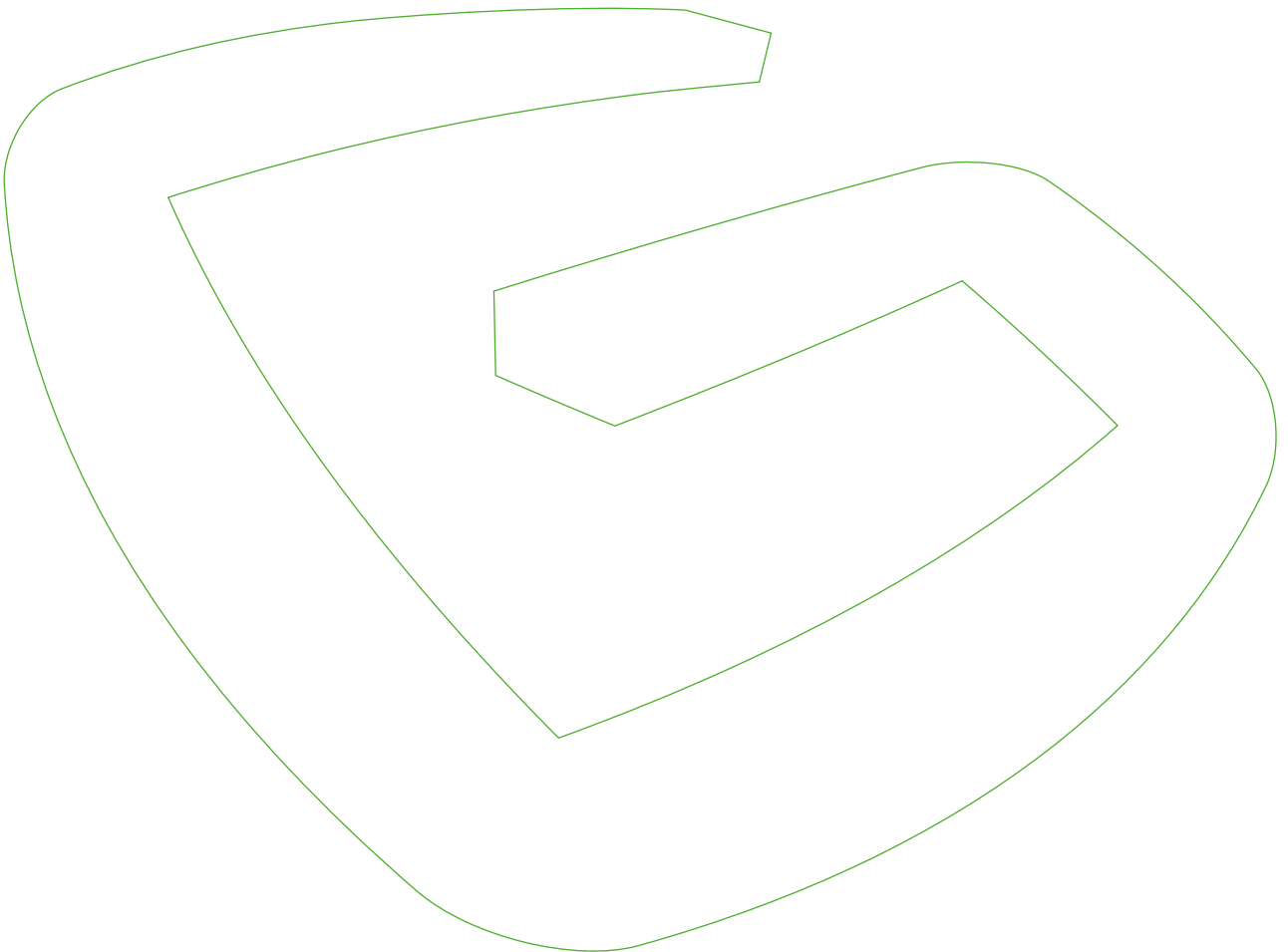
Projekt	Zeit	Kurzbeschreibung
Gasnetz Hamburg GmbH: mySMARTLife	2021-2022	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus: 30 % Wasserstoffbeimischung • Quartiers-Wärmeversorgung von 273 Haushalten mit Wasserstoff mittels 2 BHKW und 2 Heizkessel über Wasserstoffeinspeisungsanlage (Flaschenbündel) über Gasverteilernetz mit dem Ziel, Erkenntnisse über unterschiedliche Beimischungsquoten (max. 30 %) bei Anlagen/Komponenten zu generieren
Netze BW GmbH: Wasserstoff-Insel Öhringen	2021-2023	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus: 30 % Wasserstoffbeimischung • Versorgung eines abgegrenzten Gasnetzgebiets mit grünem Wasserstoff, Fokus auf Betriebsstelle und ca. 30 Haushalten
Ferngas Netzgesellschaft mbH, SWE Netz GmbH, TEAG: TH2ECO, Thüringer H2 Ecosystem	2021-2025	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus: 100 % Wasserstoff • Projekt entlang kompletter Wertschöpfungskette: Nutzung grüner Wasserstoff (aus anliegenden EE-Anlagen), Nutzung in Wärmeversorgung (Fernwärme) und Beimischung und Industrieanwendungen, Umwidmung von 42 km Leitung sowie Neubau einer 3 km Leitung (Phase 1)
Gelsenwasser Energienetze GmbH: H2-Linnich	2022-2024	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus: 100 % Wasserstoff • Erkenntnisse für sicheren Betrieb von Wasserstoffnetzen auf Verteilnetzebene, Versorgung des Betriebsgeländes von Gelsenwasser Energienetze (Nutzung für Wärmeversorgung) mit Wasserstoff von außerhalb (Flaschenbündel), Umwidmung von 130 m Leitungen (auf Betriebsgelände), optional: Erweiterung an angrenzendes Gewerbegebiet (Schaffung Inselnetz)
Gelsenwasser Energienetze GmbH: Beimischung Teilnetz Coesfeld	ab 2023	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus: 10 % Wasserstoffbeimischung • Nutzung von 3,6 km Netzinfrastruktur zur Beimischung, Testung bei 50 bestehenden Kundenanlagen
Rheinische NETZGesellschaft mbH/GVG Rhein-Erft GmbH: H2-Mix Zukunft Ertstadt	2021-2023	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus: 10-15-20 % Wasserstoffbeimischung • Wärmeversorgung von 90 Haus- und Gewerbeanschlüssen mit Wasserstoff als Nebenprodukt aus angrenzendem Industriepark, Nutzung von 4,5 km Stadtteilleitung, Test von Wasserstoffbeschaffenheiten und Sensorik, um eichrechtlich belastbare Aussagen abzuleiten
Energie Südbayern GmbH/ Energienetze Bayern GmbH & Co. KG/ Thüga AG: H2Direkt	2023-2024	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus: 100 % Wasserstoff • Wärmeversorgung von 10 Privathaushalten und 1 Gewerbekunden mit grünem Wasserstoff, Umstellung von Bestandsleitung, Test der Wasserstofftauglichkeit der Endgeräte bei Kunden und Erkenntnisse über geeignete Endkundenkommunikation
Thüga AG/Stadtwerke Heide GmbH: WESTKÜSTE100 – Teilprojekt „Grüner Heizen“	2024	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus: 20 % Wasserstoffbeimischung • Versorgung von 214 Wärmekunden (Haushalte) mit Wasserstoffgemisch (20 Vol.-%), Einspeisung in bestehendes Gasverteilernetz zentral über Wasserstoffeinspeisungsanlage auf Betriebsgelände der SW Heide, Erzeugung von grünem Wasserstoff am Standort der Raffinerie Heide, Transport zu Einspeisungsanlage über neue Wasserstoff-Pipeline (durch OGE), Erstellung Konzept zur Abrechnung von Wasserstoff
Westnetz GmbH: Kaisersesch	2022-2025	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus: 100 % Wasserstoff • Lokale Wasserstoffherzeugung, Versorgung von angeschlossenen Verbrauchern (BHKW, Nahwärmenetze, direkt Endverbraucher) über Transportleitung mit dem Ziel, Know-How über Planung/Genehmigung, Bau und Betrieb von Wasserstoff-Inselnetzen zu generieren
AVACON Netz GmbH: H2-20 in Schoppsdorf	2019-2023	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus: 10-15-20 % Wasserstoffbeimischung • Erkenntnisse über Wasserstoffeignung von Gasgerät der Endkunden mit dem Ziel, DVGW-Regelwerk für höhere Beimischung zu überarbeiten, Versorgung mit Gasgemisch (ca. 350 Anschlüsse) in für das Netzgebiet repräsentativen Netzstrang (ca. 35 km)
Westnetz GmbH: H2-Netz Holzwickede	Laufend	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus: 100 % Wasserstoff • Bereitstellung grüner Wasserstoff per LKW (i. V. mit Speicher), 100 % Wasserstoffversorgung von vier Gewerbekunden über umgestellte 0,5 km lange Erdgasleitung (inkl. Netzkomponenten und Endgeräte bei Kunden), Ziel: Nachweis der Wasserstofftauglichkeit der bestehenden Erdgasinfrastruktur und Aufbau von Know-How für Umstellung, Konstruktion und Betrieb einer Wasserstoffinfrastruktur
Westnetz GmbH: H2-Sauerland	2022	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus: 100 % Wasserstoff • Aufbau von Wasserstoffclustern zur Versorgung verschiedener Kunden in den Bereichen Mobilität, Industrie und Mittelstand, Umwidmung 11 km langer Erdgasleitung, perspektivisch: lokale Erzeugung von grünem Wasserstoff

Projekt	Zeit	Kurzbeschreibung
Mainzer Stadtwerke AG: Energiepark Mainz	Laufend	<ul style="list-style-type: none"> Fokus: 100 % Wasserstoff für einige Kunden sowie 10 % Wasserstoffbeimischung Lokale Wasserstofferzeugung, LKW-Trailer-Transport zu Kunden aus Industrie und Mobilität, Teilmengen des Wasserstoff werden Gas-VN beigemischt (für ca. 1000 Gasanschlüsse in einem Stadtteil)
MITNETZ Gas: H2-Infra	2022-2024	<ul style="list-style-type: none"> Fokus: 100 % Wasserstoff Betrieb eines Wasserstoffverteilernetzes im Chemiepark Bitterfeld-Wolfen zur Erprobung von Wasserstoff in versch. Anwendungsfeldern im Bereich der Anwendungstechnik (Von Heizgeräten bis Komponententechnik) und zur Erforschung von Materialien und Betriebsführung (Rohrleitungen) bis hin zu Bildungsmodulen
Westnetz GmbH: Smarte Betriebsstätte Metelen	Laufend	<ul style="list-style-type: none"> Fokus: 100 % Wasserstoff Nutzung von PV-Strom zur Herstellung von Wasserstoff mittels PEM-Elektrolyse, Versorgung der Betriebsstätte Metelen mit Wärme
Übersicht weiterer geplanter Wasserstoffprojekte über den EnWG-Wasserstoffbericht 2022 hinaus		
Gasnetz Hamburg GmbH: Hamburger Wasserstoff- Industrie-Netz (HH-WIN)	> 2025	<ul style="list-style-type: none"> Fokus: 100 % Wasserstoff Wasserstofferzeugung über Großelektrolyseur an altem Kraftwerksstandort Hamburg-Moorburg, Versorgung von Industrie/Schwerlastverkehr/Logistik durch 60 km Neubauleitung, Anbindung an „Hydrogen Backbone“ geplant IPCEI-Projekt, Förderzusage ausstehend
EWE Netz GmbH: Clean H2 Coastline H2 Infrastructure	2022-2026	<ul style="list-style-type: none"> Fokus: 100 % Wasserstoff Regional Wasserstofferzeugung, Transport des Wasserstoff über Neubau und Umstellung bestehender Leitungen (auch im VN um zwischen Elektrolyseur, Speicher und Wasserstoffbackbone zu verbinden), Dekarbonisierung von Industrie (Stahl) und Verkehr (Großtankstellen) IPCEI-Projekt, Förderzusage ausstehend
Creos Deutschland Wasserstoff GmbH: mosaHYC	ab 2026	<ul style="list-style-type: none"> Fokus: 100 % Wasserstoff Aufbau eines regionalen, grenzüberschreitenden Hochdruck-Wasserstoffnetzes (ca. 100 km) zur Verbindung von Elektrolyse in Frankreich und Deutschland mit deutscher Stahlerzeugung. IPCEI-Projekt, Förderzusage ausstehend (pränotifiziert als Teil der RHATL-Welle)
Sachsennetze: H2-Verbund Industriebogen	2025	<ul style="list-style-type: none"> Fokus: 100 % Wasserstoff Regionale Wasserstofferzeugung zur Versorgung von industriellen Verbrauchern (Stahl und Chemie), Neubau/Umwidmung von 30 km Wasserstoffverteilnetz, Anschluss an „Wasserstoff Backbone“ je nach Skalierung des Projektes geplant
SHNG Schleswig-Holstein-Netz GmbH: H2-Hanse Netz	2025	<ul style="list-style-type: none"> Fokus: 100 % Wasserstoff Regionale Wasserstofferzeugung (Standort stillgelegtes AKW) sowie kurzfristig: Wasserstoffimport aus DK, Umwidmung von VNB-Leitung für Wasserstoffversorgung, Ersatzversorgung der bisherigen VNB-Erdgaskunden über FNB-Leitung, besondere Bedeutung: Projekt bereitet LNG-Terminal/Anlande-Terminal Wasserstoff in Brunsbüttel vor
Mitnetz Gas mbH: Green Bridge	2025	<ul style="list-style-type: none"> Fokus: 100 % Wasserstoff Regionale Wasserstofferzeugung an Kraftwerksstandorten und weiteren Standorten mit idealer Eignung, Umwidmung bestehender Leitungen sowie Neubau von Leitungen durchzuführen, Dekarbonisierung von industriellen Prozessen und Mobilitätsanwendungen (vom Automobilisten, über Herstellern von synthetischen Kraftstoffen, Lebensmittelproduktionen und Tankstellen)
E.ON SE - H2.Ruhr	> 2025	<ul style="list-style-type: none"> Fokus: 100 % Wasserstoff und Ammoniak Bis 2028 soll eine ca. 70 km lange Wasserstoffleitung von Duisburg nach Dortmund für den Transport von gasförmigen Wasserstoff neu gebaut werden; perspektivisch soll die Leitung in einem Projekt zum Aufbau einer europäischen Wasserstoff-wertschöpfungskette integriert werden (Herstellung von grünem Ammoniak in Südeuropa, Transport per Schiff nach Nordeuropa zu Cracker-Anlage, Weitertransport von Wasserstoff, Nutzung sowohl von Wasserstoff und Ammoniak in Industrie)
Stadt Geesthacht: Geesthachter Wasserstoff Hafen	> 2025	<ul style="list-style-type: none"> Fokus: 100 % Wasserstoff (flüssig, gasförmig) Modell für wirtschaftlichen Betrieb eines regionalen Unterverteilzentrums für Wasserstoff, Nutzung von Wasserstoff in Mobilität (speziell: Schiff), optional: Einspeisung in Gasnetz
SWU Energie GmbH: H2-Factory	> 2023	<ul style="list-style-type: none"> Fokus: 100 % Wasserstoff Wasserstofferzeugung an Standort des Zentrums für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung (ZSW), Strom aus Wasserkraftwerk bezogen über Stromnetz, Betankung von Brennstoffzellen-Trucks zur weiteren Erforschung

Projekt	Zeit	Kurzbeschreibung
ESWE Versorgungs AG: „Wasserstoff für Wiesbaden“	> 2025	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus: 100 % Wasserstoff • Lokale Wasserstofferzeugung mittels Müllheizkraftwerk, Umstellung der Verteilnetzinfrastruktur je nach Abnehmerstruktur (Gewerbe, Industrie), Nutzung des Wasserstoff für Fahrzeuge der Entsorgungs- und Verkehrsbetriebe angedacht
Netze Duisburg GmbH – enerPort II	> 2023	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus: 100 % Wasserstoff • Errichtung eines Microgrids zur Versorgung, Steuerung und Optimierung verschiedene Anwendungen mit Fokus auf Wasserstoff (BHKW, Brennstoffzellen, PV), konzeptionelle Betrachtung einer Wasserstofferzeugung am Duisburger Hafen, Prüfung eines Baus einer ca. 500 m langen neuen Wasserstoffleitung auf dem Betriebsgelände des Hafens, Prüfung der Anbindung/ Ausweitung auf umliegende Quartiere/Akteure (nicht nur Wasserstofffokus, sondern Wärme im Allgemeinen) • Wichtig: „enerPort II“ wird im Rahmen der „Technologieoffensive Wasserstoff“ vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gefördert

Quelle: Tabelle basiert auf einer gemeinsamen Abfrage der Verbände BDEW, DVGW und VKU. Stand: Juni 2022

Glossar



| Fernleitungsnetzbetreiber

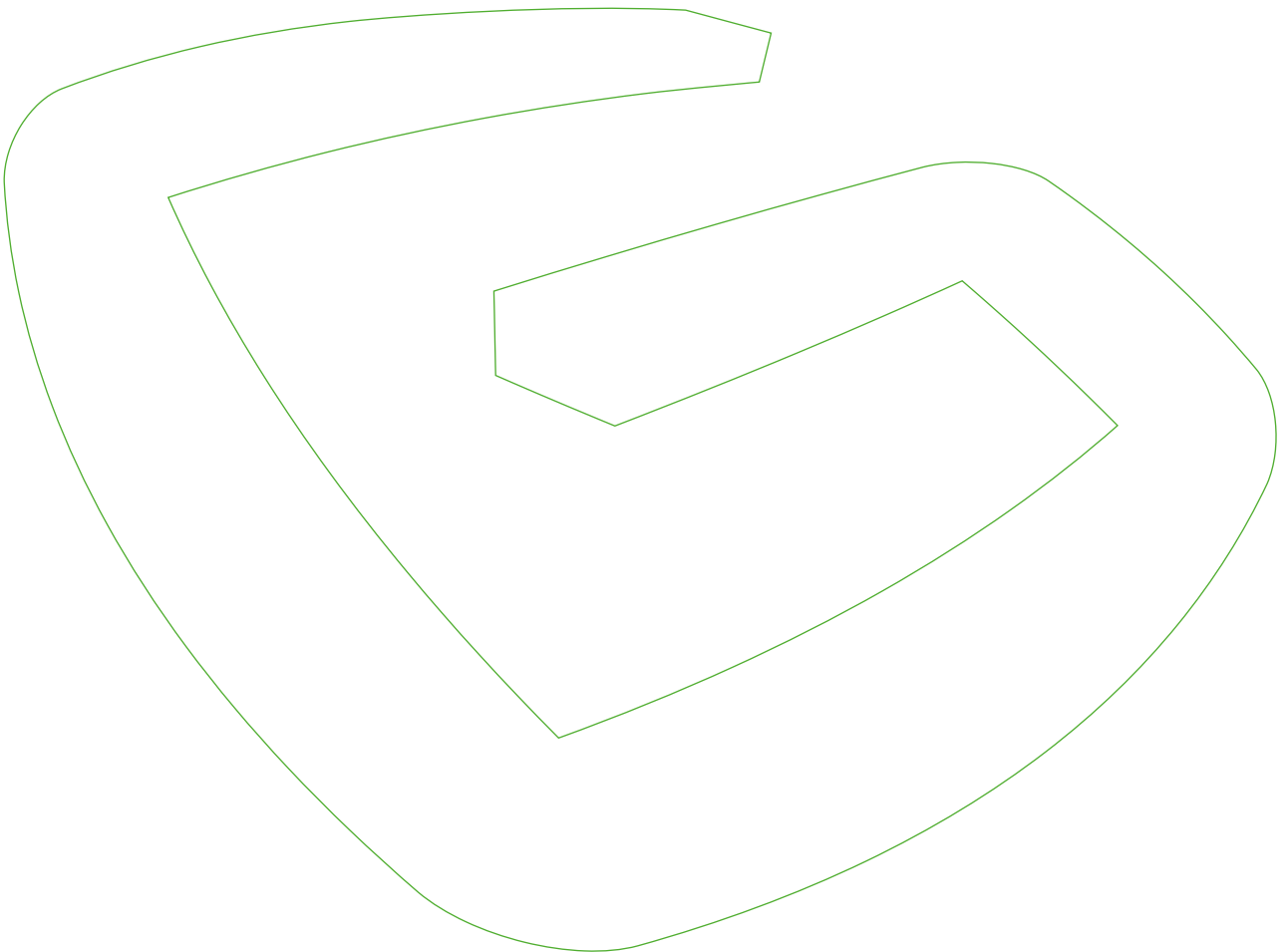
bayernets	bayernets GmbH
Ferngas	Ferngas Netzgesellschaft mbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GRTD	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NGT	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
OGT	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
ONTRAS	ONTRAS Gastransport GmbH
terranets	terranets bw GmbH
Thyssengas	Thyssengas GmbH

| Sonstige Abkürzungen und Begriffe

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BDH	Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie
BNetzA	Bundesnetzagentur
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GTP	Gasnetzgebietstransformationsplan
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
IPCEI	Important Project of Common European Interest
ITO	Independent-Transmission-Operator (Entflechtungsmodell)
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
Methan	Wird synonym für „Gase der 2. Gasfamilie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Gasbeschaffenheit)“ verwendet
MoU	Memorandum of Understanding
MRU	Marktraumumstellung

MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NKP	Netzkopplungspunkt
PtG	Power-to-Gas On-site: PtG-Anlage, die sich unmittelbar am Standort eines Industrieunternehmens befindet und primär dessen eigener Versorgung dient. Off-site: PtG-Anlage, die sich nah an einem Standort der erneuerbaren Stromerzeugung befindet und den Wasserstoff in das Wasserstoffnetz einspeist.
TWh	Terawattstunde
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
VNB	Verteilernetzbetreiber
Wasserstoff	Wird synonym benutzt für „Gase der 5. Gasfamilie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Gasbeschaffenheit)“ verwendet
WEB	Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf

Literatur



[BMW i 2021] IPCEI Wasserstoff: Gemeinsam einen Europäischen Wasserstoffmarkt schaffen; download unter (Download am 29. August 2022): <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html>

[BMW K 2022] 65 Prozent erneuerbare Energien beim Einbau von neuen Heizungen ab 2024, S. 4, download unter (Download am 29. August 2022): https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/65-prozent-erneuerbare-energien-beim-einbau-von-neuen-heizungen-ab-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=6

[BNetzA 2021] Monitoringbericht 2021, S. 36 ff, S. 340 ff., download unter (Download am 29. August 2022): https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf;jsessionid=B7A873E5F6E7422013D4C136D988EDBF?__blob=publicationFile&v=7

[BDEW 2021] Gutachten „Zukunftsperspektive Gasverteilernetze“, download unter (Download am 29. August 2022): https://www.bdew.de/media/documents/202109_enervis-Gutachten_Zukunftsperspektive_Gas_VNB.pdf

[BDEW 2022] Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland. 6. Ausgabe (2022), S. 24 ff., download unter (Download am 29. August 2022): https://www.bdew.de/media/documents/20220511_W%C3%A4rmeverbrauchsanalyse_Foliensatz_2022_final.pdf

[DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH 2019] Kompendium Wasserstoff in Gasverteilernetzen: Analyse zur Verträglichkeit der Gasverteilernetze mit Wasserstoffanteilen im Gasgemisch in Schritten bis zu 100 Vol.-%; nicht veröffentlicht

[DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH 2022] Wasserstoff speichern – soviel ist sicher, Transformationspfade für Gasspeicher, download unter (Download am 29. August 2022): https://erdgasspeicher.de/wp-content/uploads/2022/06/20220617_DBI-Studie_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher.pdf

[DVGW 2019] H2-20, Wasserstoff in der Gasinfrastruktur: DVGW/Avacon-Pilotvorhaben mit bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff-Einspeisung in Erdgas (laufendes Projekt), download unter (Download am 29. August 2022): <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-20>

[DVGW 2020] H2-Tauglichkeit von Stählen; Stichprobenhafte Überprüfung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit nach ASME B31.12, download unter (Download am 29. August 2022): <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-tauglichkeit-von-staehlen>

[DVGW 2021] Kompendium Wasserstoff in Gasfernleitungsnetzen H2-Kompendium-FNB, nicht veröffentlicht

[DVGW 2022a] H2-Toleranz von Armaturen (UKoBaRi H2) (laufendes Projekt), download unter (Download am 29. August 2022): <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-toleranz-von-armaturen>

[DVGW 2022b] Roadmap Gas 2050, download unter (Download am 18. Juli 2022): <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/energieforschung/roadmap-gas-2050>

[DVGW 2022c] Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045, download unter (Download am 15. Juli 2022): <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202116-1-dvgw-verfuegbarkeit-kostenvergleich-h2.pdf>

[DVGW 2022d] Resiliente Strategien für eine nachhaltige Wärmewende mit klimafreundlichen Gasen, download unter (Download am 15. Juli 2022): <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202116-2-waermewende-resiliente-strategien.pdf>

[DVGW 2022e] Eine nachhaltige Wärmewende mit dezentraler KWK und klimafreundlichen Gasen, download unter (Download am 15. Juli 2022): <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202116-3-waermewende-dezentrale-kwk.pdf>

[DVGW, VKU 2022] Leitfaden 2022: Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP), Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen, download unter (Download am 15. Juli 2022): <https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/PDF/gtp-2022-leitfaden.pdf>

[FNB Gas 2022a] Stellungnahme zum EU-Gasmarktpaket, download unter (Download am 29. August 2022): <https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/03/FNB-Gas-Stellungnahme-Gasmarktpaket.pdf>

[FNB Gas 2022b] Zwischenstand NEP Gas 2022-2032, Kapitel 8, download unter (Download am 29. August 2022): <https://fnb-gas.de/news/veroeffentlichung-zwischenstand-nep-gas-2022-2032/>

[Nationaler Wasserstoffrat 2022] Eckpunktepapier zur Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie, Kapitel 2, Kapitel 5, download unter (Download am 29. August 2022): https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-06-30_NWR-Eckpunktepapier_Ueberarbeitung_NWS.pdf

[READY4H2 2022] READY4H2, download unter (Download am 29. August 2022): <https://www.ready4h2.com>