

Herausgeber

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3
53123 Bonn

Telefon: +49 228 9188-5

Fax: +49 228 9188-990

E-Mail: info@dvgw.de

Internet: www.dvgw.de

@ DVGW Bonn

Dieses Dokument wurde durch die Initiative H2vorOrt im DVGW in Zusammenarbeit mit dem VKU erarbeitet. Die Kernarbeit erfolgte in der „Arbeitsgruppe Gasnetzgebietstransformationsplan“.

Leitung Arbeitsgruppe Gasnetzgebietstransformationsplan

Florian Feller, energie schwaben gmbh

Dr. Volker Bartsch, DVGW e.V.

Philipp Ginsberg, DVGW e.V.

Vorsitzende H2vorOrt

Florian Feller, energie schwaben gmbh

Dr. Jürgen Gröner, Westnetz GmbH (Stellvertreter)

Betreuung der Initiative im DVGW

Dr. Volker Bartsch, Philipp Ginsberg, Olga Langolf

Betreuung der Initiative im VKU

Rainer Stock, Isabel Orland

Gestaltung

mehrwert intermediale kommunikation GmbH, Köln
www.mehrwert.de

Bildnachweise

Hintergrund Titel, Seite 3: © Adobe Stock/korkeng

Stand

September 2023

Management-Summary

Seite 4

1

Einleitung

Seite 6

2

Kohärente H₂-Transformation durch den GTP

Seite 10

3

Die Planung der Versorgung mit Wasserstoff

Seite 20

4

Herstellung der H₂-Readiness: technische Ertüchtigung der Netz- komponenten

Seite 26

5

Schlussfolgerung, Handlungsempfeh- lungen und Aus- blick

Seite 30

6

Hintergründe

Seite 32

7

Anhang

Seite 34

8

1

Management-Summary

Der Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) ist das **zentrale Planungsinstrument** für die Transformation der Gasverteilnetze zur Klimaneutralität. Nach dem Start 2022 konnte die Anzahl der teilnehmenden Gasverteilnetzbetreiber im zweiten Planungsjahr von 180 auf 241 gesteigert werden. Die vom GTP 2023 erfassten Gasverteilnetze haben eine Gesamtlänge von über 415.000 Kilometern. In diesem, nun auch im DVGW-Regelwerk^a verankerten Planungsprozess analysieren die Netzbetreiber die Bedarfe ihrer Kunden, die dezentrale Einspeisesituation, die Entwicklung der

Wasserstoffbereitstellung durch vorgelagerte Netzbetreiber und die technische Eignung ihrer Netze für Wasserstoff. Der Planungsprozess ist **ergebnisoffen**, umfasst die Umnutzung, die Stilllegung und den partiellen Neubau von Leitungen und berücksichtigt sämtliche neuen, klimaneutralen Gase. Ziel des GTP ist es, die Transformation auf Verteilnetzebene zu beschleunigen und durch die Einzelplanungen der Netzbetreiber in Abstimmung mit den anderen Stufen der Versorgungskette ein **kohärentes Zielbild** für ganz Deutschland zu schaffen.

Die Ergebnisse im Überblick:

- ➔ Bis 2030 wird in großen Teilen Deutschlands mit der Einspeisung von Wasserstoff (H₂) in die Verteilnetze begonnen.
- ➔ Bereits 2035 werden in den meisten Landkreisen Teilnetze auf 100 Prozent H₂ umgestellt. Die vollständige Umstellung der Wasserstoffgebiete wird bis 2045 abgeschlossen sein.
- ➔ Erstmals wurden Zielzustände für 2045 ausgewertet: Es ist ersichtlich, dass Wasserstoff fast in ganz Deutschland zum Einsatz kommen wird. Viele Netzbetreiber gehen auch von einem gleichzeitigen Einsatz von Biomethan oder anderweitig klimaneutral erzeugtem Methan aus.
- ➔ 76 Prozent der 1.908 befragten Industrieunternehmen rechnen mit einem zukünftigen Einsatz von Wasserstoff in ihrem Unternehmen.
- ➔ Die weit überwiegende Anzahl der 951 befragten Kommunen setzen auf klimaneutrale Gase. Nur fünf Prozent sehen derzeit zukünftig keinen Einsatz klimaneutraler Gase.
- ➔ Die dezentrale Erzeugung neuer, klimaneutraler Gase wird zukünftig stark an Bedeutung gewinnen. Denn: Die Summe der aus 2022 erfassten Einspeisebegehren insbesondere für Biomethan liegt mit 247 über der aktuellen Anzahl der Bestandsanlagen.
- ➔ Die Rohrleitungen in den deutschen Gasverteilnetzen bestehen zu über 97 Prozent aus den wasserstofftauglichen Materialien Stahl und Kunststoff.
- ➔ Aus technischer Sicht sind für Armaturen und Einbauteile in Gasverteilnetzen keine grundlegenden Hürden in der H₂-Readiness zu erwarten.

Der jährliche GTP-Prozess wird durch die Initiative H2vorOrt initiiert und koordiniert. H2vorOrt ist ein Zusammenschluss von gegenwärtig 48 Verteilnetzbetreibern im Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) in Zusammenarbeit mit dem Verband kommunaler Unternehmen (VKU). Das GTP-Konzept wird in einer Studie des Umweltbundesamtes empfohlen und ist Bestandteil des Wasserstoffberichts nach §28q EnWG. Es ist **praxiserprobt** und erfüllt bereits heute weitgehend die Anforderungen der aktuellen, in Beratung befindlichen Gesetzesvorhaben (Gebäudeenergiegesetz, Wärmeplanungsgesetz).

Ausblick: In den kommenden Jahren wird der Detaillierungsgrad der Planung kontinuierlich gesteigert, um eine optimal auf die Bedarfssituation vor Ort und die Versorgungssituation durch vorgelagerte Netzbetreiber abgestimmte Netzplanung zu erhalten. Ziel hierbei ist eine investitionsfähige Planung bis 2025. Der Leitfaden für die Erstellung des GTP 2024 erscheint im Frühjahr.

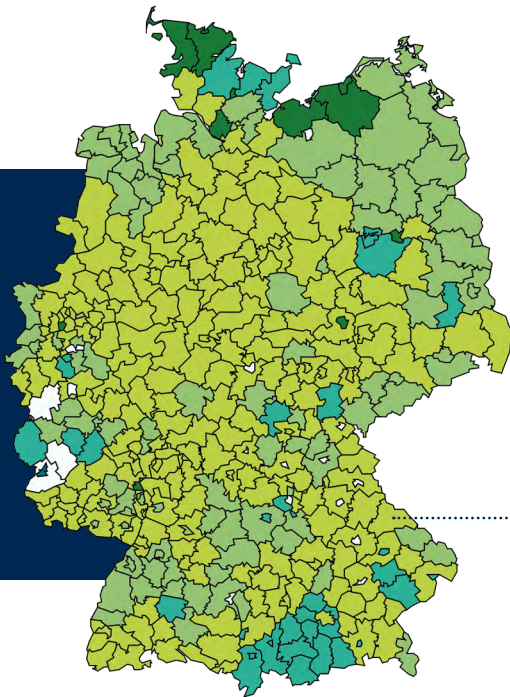
^a Über die Verankerung im DVGW-Regelwerk als Merkblatt G 2100 ist der GTP nun Teil der einzuhaltenden technischen Regeln für den Betrieb von Gas- und Wasserstoffnetzen nach § 49 EnWG.

Bis 2030

wird in großen Teilen Deutschlands die H₂-Einspeisung beginnen.
Bis 2040 werden alle gasversorgten Regionen erreicht.

- H₂ bis 2030
- H₂ bis 2040
- H₂ bis 2035
- H₂ bis 2045
- Methangebiet: 100 Prozent klimaneutrales Methan in 2045
- keine Beteiligung

Erste H₂-Einspeisungen

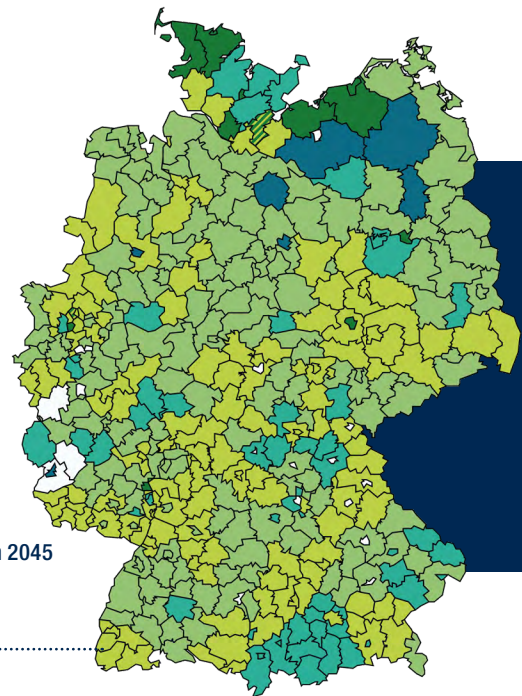


Bis 2035

sind in den meisten Landkreisen bereits Teilnetze auf 100 Prozent H₂ umgestellt. Die vollständige Umstellung zur Klimaneutralität erfolgt in der Regel etwas später.

- bis 2030
- bis 2040
- keine Beteiligung
- bis 2035
- bis 2045
- Mischgebiet: Parallelnutzung von H₂ und klimaneutralem Methan in allen USZ in 2045
- Methangebiet: 100 Prozent klimaneutrales Methan in 2045

Erste Teilnetze / Umstellzonen (USZ) mit 100% H₂ (dargestellt auf Landkreisebene)

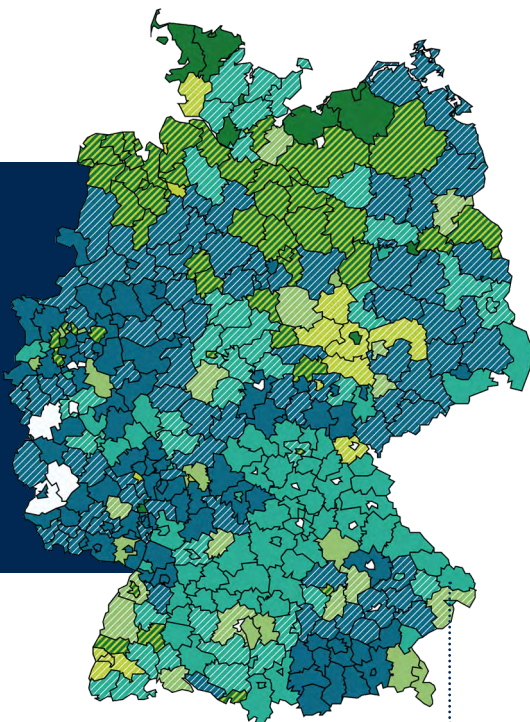


Bis spätestens 2045

sind die Gasnetze auf die Versorgung mit neuen, klimaneutralen Gasen umgestellt.

- H₂-Gebiet: alle USZ auf H₂ bis 2030
- H₂-Gebiet: alle USZ auf H₂ bis 2035
- H₂-Gebiet: alle USZ auf H₂ bis 2040
- H₂-Gebiet: alle USZ auf H₂ bis 2045
- Mischgebiet: Parallelnutzung von H₂ und klimaneutralem Methan in allen USZ in 2045
- Methangebiet: 100 Prozent klimaneutrales Methan in 2045
- keine Beteiligung
- H₂- und Mischgebiet: reine H₂-USZ auf H₂ bis 2030*
- H₂- und Mischgebiet: reine H₂-USZ auf H₂ bis 2035*
- H₂- und Mischgebiet: reine H₂-USZ auf H₂ bis 2040*
- H₂- und Mischgebiet: reine H₂-USZ auf H₂ bis 2045*

* auch Einsatz von klimaneutralem Methan 2045



Dekarbonisierte Zielzustände der Umstellzonen (dargestellt auf Landkreisebene)

2

Einleitung

Die energiepolitische und energiewirtschaftliche Realität hat sich in 2022 grundlegend verändert

Seit der Veröffentlichung des Ergebnisberichts zum GTP 2022 wurde Deutschland durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine mit einer der schwersten Energiekrisen seiner Geschichte konfrontiert. Die bisher stark einseitige Bezugssituation von Erdgas, Kohle und Mineralöl aus Russland hat aufgezeigt, wie fragil unsere Wirtschaft im Kontext einseitiger Abhängigkeiten in der Energielieferung ist. Auf politischer Ebene in Deutschland und der Europäischen Union wurde erkannt, dass Versorgungssicherheit noch dringlicher als zuvor alternative Optionen zu den gegenwärtig eingesetzten Energieträgern erfordert. Die mögliche Gasmangellage im Winter 2022/2023 machte dies auch der

„JE FRÜHER WIR AUF ERNEUERBARE ENERGIEN UND WASSERSTOFF IN VERBINDUNG MIT EINER HÖHEREN ENERGIEEFFIZIENZ UMSTEIGEN, DESTO SCHNELLER WERDEN WIR WIRKLICH UNABHÄNGIG UND ERHALTEN DIE KONTROLLE ÜBER UNSER ENERGIESYSTEM.“

Ursula von der Leyen, Präsidentin der Europäischen Kommission, zu REPowerEU und der Abhängigkeit von russischen Energieträgern

deutschen Industrie nachdrücklich klar. Die im Kontext einer drohenden Abschaltung der Gasversorgung geführten Gespräche mit Industrieunternehmen durch Verteilnetzbetreiber waren nicht selten die Basis für fortführende Gespräche zur zukünftigen, gesicherten Versorgung der Unternehmen mit klimaneutraler Energie. Diese Sondersituation hat die Notwendigkeit der im GTP-Prozess getätigten Planungen nochmal deutlich hervorgehoben und bei einer breiteren Empfängerschicht ins Bewusstsein gerufen. Mit dem GTP 2023 zeigen die deutschen Verteilnetzbetreiber, dass sie mit Elan und der gebotenen Dringlichkeit an der Transformation der Gasverteilnetze zu einer sicheren und klimaneutralen Versorgung Deutschlands arbeiten.

Die Ausgangslage: Das Ziel der Klimaneutralität liegt gegenwärtig noch in weiter Ferne

Das Industrieland Deutschland benötigte im Jahr 2022 mit einem Primärenergiebedarf von 3.269 Terrawattstunden etwa ein Fünftel der gesamten Energie in der Europäischen Union. Damit die Bundesrepublik in einer klimaneutralen Welt ein Industrieland bleiben kann, muss dieser gewaltige Energiebedarf bis spätestens zum Jahr 2045 sicher und bezahlbar durch klimaneutrale Energieträger gedeckt werden. Die Herausforderung: Im Jahr 2022 wurden erst 17,2 Prozent unseres Primärenergiebedarfs durch Erneuerbare Energien bereitgestellt. Der Anteil von Wind- und Solarenergie entsprach beispielsweise rund sechs Prozent, wohingegen über 70 Prozent der Energie in Form von Erdgas, Mineralöl und Steinkohle sowie Kernenergie importbasiert bereitgestellt wurden (siehe Abbildung 1).

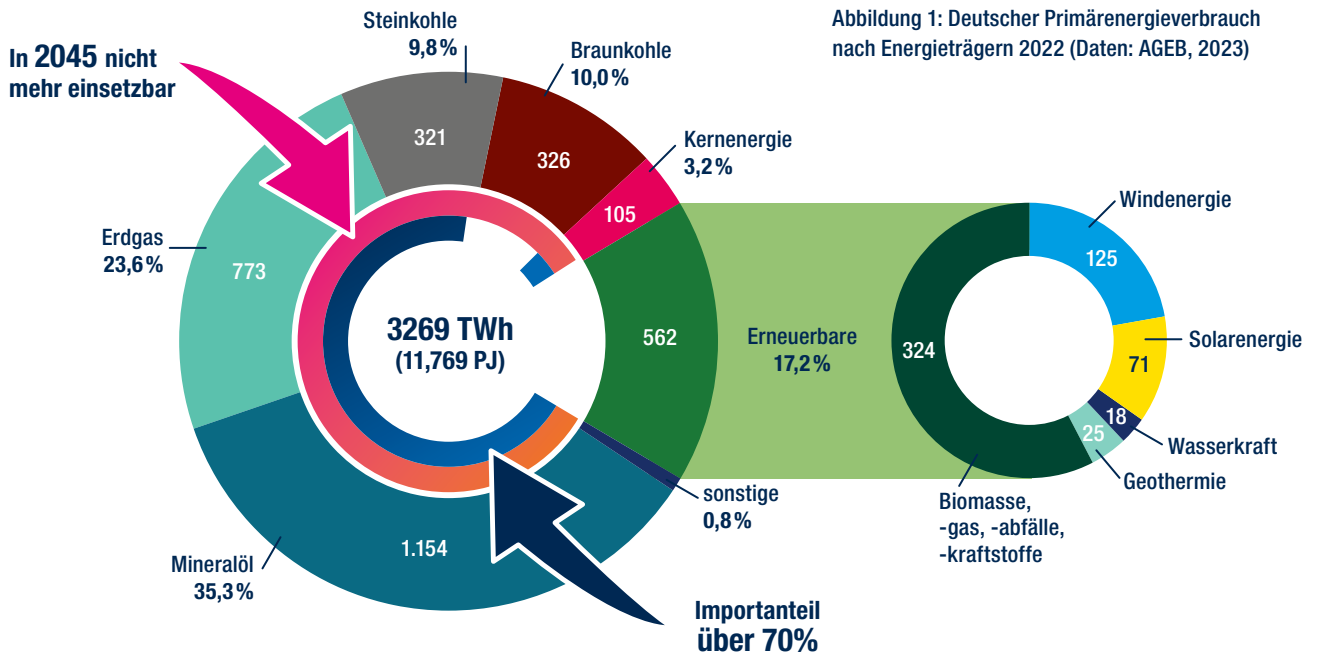
Dies illustriert deutlich, dass die Energiewende nur gelingen wird, wenn langfristig neben möglichen Energieeinsparungen und der heimischen Erzeugung klimaneutraler Energie zusätzlich signifikante Mengen klimaneutraler Energieträger importiert werden. Diese große Herausforderung kann – so der allgemeine Konsens in Energiewirtschaft und Politik – nur mit einem ambitionierten Hochlauf der Wasserstofftechnologie gelingen. Denn klimaneutral erzeugter Wasserstoff kann, so wie heute schon Erdgas, entweder über Leitungen oder aber per Schiff in Form von Derivaten^b in großen Mengen nach Deutschland importiert und auch saisonübergreifend gespeichert werden. Auch die Bundesregierung hat dies erkannt und in der aktualisierten Wasserstoffstrategie eine Importstrategie für klimaneutralen Wasserstoff angekündigt.¹

Gasverteilnetze sind die Lebensadern der Versorgung von Industrie und Haushalten

Damit diese großen benötigten Wasserstoffmengen zu den Endverbrauchern in Industrie und Mittelstand sowie zu Kraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und auch Haushalten gelangen, ist es neben der Errichtung von H₂-Transportnetzen und Speichern notwendig, die heutige Gasverteilnetzinfrastruktur bedarfsgerecht zu einer Wasserstoffinfrastruktur weiterzuentwickeln.

^b Derivate sind aus Wasserstoff hergestellte Folgeprodukte wie grüner Ammoniak, grünes Methanol oder auch LNG-äquivalentes flüssiges grünes Methan.

Abbildung 1: Deutscher Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2022 (Daten: AGE, 2023)



Das deutsche Gasverteilnetz ist mit einer Gesamtlänge von über 560.000 Kilometern^c flächendeckend ausgebaut und eng vermascht. Während über das Fernleitungsnetz lediglich rund 500 Großkunden direkt beliefert werden, werden alle anderen Gaskunden, d. h. gut 1,8 Millionen Betriebe sowie die Heizungen der Hälfte aller deutschen Haushalte, über das Verteilnetz versorgt (siehe Abbildung 2). Die Gasverteilnetze sind großteils in kommunaler Hand und finanzieren in vielen Fällen auch relevante Teile des kommunalen Haushalts.

Da viele der heute über das Gasverteilnetz versorgten Endkunden in Zukunft Wasserstoff zur Erreichung der Klimaziele benötigen, muss das Gasverteilnetz von heute zum Wasserstoffverteilnetz von morgen weiterentwickelt werden.

Dies hat auch die Bundesregierung erkannt und mit der zum Berichtszeitpunkt geplanten Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes erstmalig einen „Fahrplan“ für die Transformation von Gasverteilnetzen für den Betrieb mit 100 Prozent Wasserstoff vorgesehen.² Mit der kommunalen Wärmeplanung soll parallel dazu im Wärmeplanungsgesetz ein Instrument geschaffen werden, um die Wasserstoffbedarfe der lokalen Industrie-, Gewerbe- und Haushaltskunden in diesem Kontext zu ermitteln und eine bedarfsgerechte Weiterentwicklung der Gasverteilinfrastruktur zu ermöglichen.³

Längen
 Fernleitungsnetze:
 42.400 km
 Verteilnetze:
 562.447 km

	Fernleitungsnetze	Verteilnetze
Industrielle und gewerbliche Letztverbraucher	500	1.821.000
Gasversorgte Haushalte	–	21.250.000
Ausspreisung (2021)	188,7 TWh	810,2 TWh (davon 391 TWh in Industrie und Strom)

Abbildung 2: Struktur des deutschen Gasnetzes, Quellen: Bundesnetzagentur „Monitoringbericht 2022“; BDEW „Die Energieversorgung 2022 – Jahresbericht –“ (Mai 2023); Gas- und Wasser-Statistik des DVGW (Stand August 2023)

Deutsches Gasnetz (dargestellt in der Druckstufe > 4 bar)

^c Vgl. auch Kapitel 5

Umweltbundesamt empfiehlt GTP-Erstellung

Der Abschlussbericht „Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz“ (Hrsg. Umweltbundesamt, 2022) referenziert auf den GTP und sieht ihn als zentrales Instrument für die Transformation der Gasverteilnetze.

„Mit der Erstellung von GTPs sollte möglichst zeitnah durch jeden Gasverteilnetzbetreiber begonnen werden, da sie die Basis für ein kohärentes Zielbild der deutschen THG-neutralen Gasinfrastruktur der Zukunft sind. Zudem liefern die Erkenntnisse der ersten Schritte einen wichtigen Input für die Erstellung der kommunalen Wärmeplanung, deren Ergebnisse dann wieder in die finalen GTPs einfließen.“⁴

Der GTP ermöglicht deutschlandweit als Fundament für die kommunale Wärmeplanung eine kohärente Wasserstofftransformation

Transformationsplanungen der Gasverteilnetzbetreiber auf Basis des GTP-Leitfadens erfüllen die perspektivisch geltenden gesetzlichen Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes und des Wärmeplanungsgesetzes schon heute weitestgehend. Denn der GTP deckt bereits in seiner jetzigen Fassung alle wesentlichen Analysefelder ab:

- ➔ Die **Kapazitätsanalyse** zur Dimensionierung des zukünftigen klimaneutralen Verteilnetzes
- ➔ die **Kundenanalyse** zur Ermittlung der Bedarfe bei Kommunen, Industrie und Stromerzeugung
- ➔ die **Einspeiseanalyse** zur Ermittlung der lokalen Einspeisung von Wasserstoff und Biomethan
- ➔ die **Technikanalyse** zur Ermittlung des technischen Anpassungsbedarfs der Infrastruktur für den Betrieb mit 100 Prozent Wasserstoff

Zudem wird über den GTP ein ständiger Austausch zwischen den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern sichergestellt. Auf diese Weise können die Top-down-Planungen der Fernleitungsnetzbetreiber mit den Bottom-up-Bedarfen der Industrie und der kommunalen Wärmeplanung ideal verzahnt werden. Hierdurch entsteht durch den GTP ein deutschlandweit kohärentes Zielbild für den Aufbau einer Wasserstoffnetzinfrastruktur, da alle Ebenen der Wertschöpfungskette, von den Erzeugern bis hin zu den Anwendern, direkt oder indirekt in den Prozess eingebunden werden – auch mit Unterstützung der Verbandspartner DVGW und VKU.

Die bedarfsgerechte Transformation des Gasverteilnetzes umfasst laut GTP-Konzept im Wesentlichen drei Komponenten:

1. **Umnutzung** der bestehenden Infrastruktur für die Durchleitung von Wasserstoff und Biomethan
2. **Stilllegung** einzelner Leitungsstränge, wenn etwa im Zuge der Wärmeplanung Wohngebiete mit alternativen Energieträgern beheizt werden sollen
3. Partieller **Neubau** von Leitungen, um
 - während des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft, in der es zunächst eine Parallelversorgung mit Methan und Wasserstoff geben wird, Unterbrechungen in der Versorgung zu vermeiden
 - Industriekunden ohne heutigen Gasnetzzugang eine Wasserstoffversorgung zu ermöglichen

Dieser Dreiklang wird im GTP bereits heute abgebildet. Als universelles und neutrales Planungsinstrument trifft der GTP-Leitfaden keine inhaltlichen Vorfestlegungen, sondern ermöglicht den einzelnen Netzbetreibern eine individuelle Planung im Einklang mit den lokalen Wärmeplänen.

Wie auf dieser Basis die Wasserstofftransformation auf Verteilnetzebene konkret geplant wird und welche neuen Erkenntnisse im Planungsdurchlauf 2023 gewonnen wurden, erfahren Sie in den nachfolgenden Kapiteln:

- ➔ Kapitel 3 befasst sich mit der Analyse der Kundensituation für die zukünftige Versorgung sowie der Bereitstellung klimaneutraler Gase durch Fernleitungen und dezentrale Erzeugung.
- ➔ Kapitel 4 zeigt auf, wie die Umstellung räumlich und zeitlich geplant wird.
- ➔ Kapitel 5 widmet sich der technischen Ertüchtigung der Netzkomponenten.
- ➔ Kapitel 6 gibt einen Ausblick auf die weitere Entwicklung.
- ➔ Kapitel 7 gibt weitere relevante Hintergrundinformationen zu Energie, Verbräuchen und laufenden Pilotprojekten.



Der GTP-Leitfaden wurde in das DVGW-Regelwerk aufgenommen

Da die erfolgreiche Durchführung des GTP 2022 mit einer Teilnahme von 180 Verteilnetzbetreibern die Praxistauglichkeit des Planungskonzepts eindrücklich unter Beweis gestellt hat, wurde der im März 2023 veröffentlichte „Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) – Leitfaden 2023“ als DVGW-Merkblatt G 2100 in das DVGW-Regelwerk aufgenommen und ist damit Teil der einzuhaltenden technischen Regeln für den Betrieb von Gas- und Wasserstoffnetzen nach § 49 EnWG. Der Leitfaden wurde unter Beteiligung einer großen Zahl von Experten erarbeitet und zur Anwendung per DVGW-Rundschreiben G 03/23 veröffentlicht.

3

Kohärente H₂-Transformation durch den GTP

Der Verteilnetzbetreiber als Brücke zwischen Kunden und dem Wasserstoffmarkt

Die Transformation der Gasversorgung umspannt eine Vielzahl an Akteuren. Auf Ebene der Fernleitungen wird deutschlandweit ein Wasserstoffbackbone aufgebaut. Dieses soll so entwickelt werden, dass die Belieferung in die Region zur Bedarfsentwicklung in der Region passt. Gleichzeitig versorgen die Fernleitungsnetzbetreiber die Kunden jedoch bis auf wenige Ausnahmen nicht direkt, sondern beliefern die Gasverteilnetzbetreiber, an deren Netzen die Kunden angeschlossen sind. Da im Normalfall folglich kein direktes Kundenverhältnis besteht, wissen die Betreiber von Fernleitungen wenig Details über die erwarteten Wasserstoffbedarfe der Kunden in der Region.

Diese Konstellation spiegelt sich auch auf der anderen Seite wider. Kunden haben teils schon klare Vorstellungen davon, wann sie Wasserstoff einsetzen wollen, oder sind in einer Situation, in der sie verlässlich planen wollen – Investitionsentscheidungen in neue Produktionsanlagen müssen bisweilen Jahre zuvor getroffen werden und betriebliche Investitionszyklen müssen berücksichtigt werden. Hinzu kommen Vorgaben wie betriebliche Dekarbonisierungsziele. Aber auch Privatpersonen brauchen für die Planung der Heizung im Eigenheim gemäß kommunaler Wärmeplanung Klarheit über die Umstellung der Versorgung. Hierzu wird eine klare Transformationsplanung mit Umstellzeitpunkten des Netzes vor Ort benötigt, eine deutschlandweite Planung von Transportleitungen reicht nicht aus.

Eine zeitlich und räumlich gut abgestimmte Transformation ist essenziell für den Erhalt der Wirtschaftskraft und den Erfolg der Energiewende in den Kommunen

Hier kommt der Verteilnetzbetreiber als verbindendes Element ins Spiel. Durch seine Brückenfunktion zwischen Fernleitung und Kunden ist es für seine eigene Planung notwendig, die Transformation von Fernleitung und Kunden zeitlich gut aufeinander abzustimmen und die aktuellen Entwicklungen des H₂-Kernetzes in das Verteilnetz hinein fortzusetzen (vgl. Seite 16). Daher kommt dem Dialog mit Industriekunden und Kommunen einerseits und den vorgelagerten Netzbetreibern andererseits, eine zentrale Rolle im GTP zu. Hierdurch können iterativ optimale Umstellzeitpunkte für Abschnitte im Verteilnetz bestimmt werden, die sowohl die Möglichkeiten der Versorgung durch den Backbone als auch die Bedarfe der Kunden optimal aufeinander abstimmen.

Diese Kohärenz der Planung gilt nicht nur für industrielle Endabnehmer, sondern genauso für die Entwicklung einer kohärenten kommunalen Wärmeplanung. Die im GTP erfassten Transformationspläne der jeweiligen lokalen Industrie zeigen zukünftige lokale Wasserstoffankerkunden in der Kommune auf. Die industriell bedingte Wasserstoffversorgung in einer Kommune ist ein gutes Grundgerüst, um Entscheidungen über die quartiersweise Definition zukünftiger Wärmeversorgung zu treffen. In der Folge muss der GTP dann wieder die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung integrieren.

Wasserstoffbericht nach §28q EnWG

Der am 1. September 2022 gemäß § 28q EnWG vorgelegte Wasserstoffbericht zeigt auf, wie mit einer Integration der Wasserstoffnetzplanung in die bewährte Gasnetzplanung die Transportinfrastruktur effizient, zügig und zielgerichtet aufgebaut werden kann und das Zusammenspiel zwischen dem bottom-up-basierten GTP-Konzept und dem Top-down-Konzept des Netzentwicklungsplans Gas zusammengebracht werden kann.⁵

Die sich aus den Informationen über regionale Kundenbedarfe ergebenden Anpassungen der Planungen der Fernleitungsnetzbetreiber führen so zu einem bedarfsgerechten Ausbau des Wasserstoffbackbones. Gleichzeitig werden sich Kundenplanungen teils an Umstellplanungen, die sich aus regionalen Gegebenheiten ergeben, ausrichten müssen. Dies kann dann

jedoch mit ausreichend Vorlauf und Planungssicherheit erfolgen. Diese Kopplung der Kundenbedarfe mit den übergeordneten Umstellplanungen im Netz (bis hin zu konkreten vertraglichen Regelungen) ist eine zentrale Voraussetzung für das Gelingen der Transformation. Das Zusammenwirken von Top-down-Ansätzen und Bottom-up-Planungen zeigt Abbildung 3.

Mehr als nur H₂-Readiness: Die Transformationsplanung der Gasverteilnetze führt zu einem kohärenten Zielbild der deutschen Wasserstoffversorgung



Abbildung 3: Bausteine eines kohärenten Zielbildes der deutschen Wasserstoffversorgung

Analyse der Kundensituation für die zukünftige Versorgung

Die überwiegende Anzahl an Kommunen setzt auf klimaneutrale Gase

In den nächsten Jahren werden Kommunen deutschlandweit verpflichtend eine Wärmeplanung durchführen, mit der grundlegende Entscheidungen für die Wärmeversorgung der Kommune getroffen werden. Sie hat somit einen entscheidenden Einfluss auf die eingesetzten Heiztechnologien der Haushaltskunden. Um für die Kommunen eine breite Wissensbasis und somit ein möglichst optimales Ergebnis zu erreichen, wurde der Dialog im Rahmen des diesjährigen GTP intensiviert.

Die teilnehmenden Verteilnetzbetreiber haben 951 Kommunen ihre Transformationspläne vor Ort vorgestellt und Gespräche über den Weg in die Klimaneutralität begonnen. Von den befragten Kommunen haben bereits 310 Kommunen auf Basis eines Stadt-/ Gemeinderatsbeschlusses oder Landesgesetzes mit der kommunalen Wärmeplanung begonnen.

932 Kommunen haben Aussagen zum langfristigen Einsatz klimaneutraler Gase getroffen. Dabei hat sich gezeigt, dass 544 Kommunen (58 Prozent) klimaneutrale Gase wie Wasserstoff langfristig als einen Baustein der sicheren energetischen Versorgung sehen. 337 Kommunen (36 Prozent) halten dies für „möglich“ und nur 51 Kommunen (5 Prozent) sehen derzeit langfristig keinen Einsatz klimaneutraler Gase.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass eine überwiegende Anzahl an Kommunen zukünftig auf eine klimaneutrale Gasversorgung setzt und daher in den nächsten Jahren ein intensiver Dialog mit den Gasverteilnetzbetreibern für die Erarbeitung eines gemeinsamen Zielbildes vonnöten ist. Der GTP bildet hierfür die Grundlage.

Die meisten der befragten Kommunen setzen langfristig auf klimaneutrale Gase

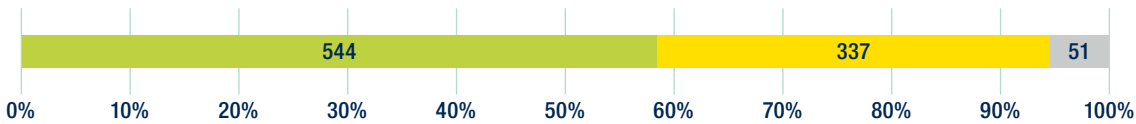


Abbildung 4: Anteil der Kommunen, die langfristig auf klimaneutrale Gase setzen

■ Ja ■ möglich ■ kein Einsatz klimaneutraler Gase

Gespräche mit Kommunen

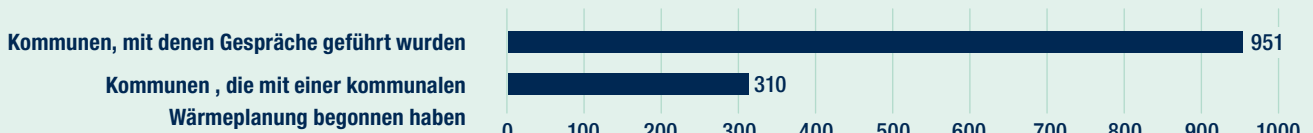


Abbildung 5: Kommunen mit denen im Rahmen des GTP 2023 Gespräche geführt wurden

Der Großteil der befragten Industrieunternehmen rechnet mit einem zukünftigen Einsatz von Wasserstoff

In Deutschland werden gegenwärtig 1,8 Millionen Industrie- und Gewerbebetriebe durch die Gasverteilnetze versorgt. Im Jahr 2021 wurden von den 810 TWh die über das Gasverteilnetz ausgespeist wurden, rund 509 TWh in Industrie, Gewerbe und die Stromerzeugung (Kraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung) geliefert.⁷

Die Analysen aus dem GTP 2022⁸ zeigten deutlich: Die Industrie-, Gewerbe- und Stromkunden sind in den Gasverteilnetzen stark mit privaten Wärmekunden durchmisch, d. h. sie sind nicht vorrangig in Clustern zu finden. Diese Struktur verdeutlicht, dass eine separate Versorgung der Industrie mit Wasserstoff aufgrund der breiten Streuung nicht grundsätzlich zielführend ist, sondern die Wasserstoffinfrastruktur flächendeckend entwickelt werden muss. Die gesamte zukünftige Versorgung Deutschlands mit Wasserstoff muss zum Bedarf der Kunden passen, und das hinsichtlich Menge und Leistung^d.

Im letztjährigen GTP wurde die Kundenanalyse zunächst intern auf Basis von Netzbetreiberdaten durch die Teilnehmer durchgeführt. Im GTP 2023 wurden nun erste Gespräche mit Kunden mit registrierender Leistungsmessung – sogenannten RLM-Kunden^e – zugrunde gelegt. Aus den Antworten der angefragten RLM-Kunden – können so Erkenntnisse über die Kundensicht auf eine zukünftige Wasserstoffversorgung abgeleitet werden.

Hierbei sollten durch die Netzbetreiber mindestens die zehn größten Kunden ihres Netzgebiets kontaktiert werden. Die Ergebnisse dieser Befragung wurde von 160 Netzbetreibern zurückgemeldet. In Summe wurden 1.908 Unternehmen befragt, die sich auf die in Tabelle 1 dargestellten Leistungsklassen verteilen.

Aus der Auswertung ergibt sich, dass 76 Prozent der befragten RLM-Kunden Interesse an Wasserstoff haben. Dies ist bei größeren Unternehmen noch stärker ausgeprägt.

Tabelle 1: Befragte RLM-Kunden nach Größenklasse

	befragt	davon H ₂ -Interesse	in %
RLM-Arbeit < 10 Mio. kWh	1,147	781	68 %
RLM-Arbeit ≥ 10 Mio. kWh	476	410	86 %
RLM-Arbeit ≥ 50 Mio. kWh	128	110	86 %
RLM-Arbeit ≥ 100 Mio. kWh	157	140	89 %
Gesamt	1.908	1.441	76 %

^d Während die Energiemenge im Alltag vieler Verbraucher vorkommt, wird seltener über Leistung gesprochen – hierbei handelt es sich um die Fähigkeit eines Energiesystems, eine gewisse Energiemenge zu einer gewissen Zeit bereitzustellen. Vgl. auch Kapitel 7.2

^e Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) sind Großkunden ab einem Verbrauch von 1,5 Mio. kWh pro Jahr, wie Industrieunternehmen oder große Gewerbebetriebe.

Planungsansätze als Grundlage für die kommunale Wärmeplanung

Auch von wissenschaftlicher Seite wurden 2022 erstmals ausgehend von den realen Gegebenheiten in den Versorgungsgebieten Transformationspfade für Kommunen in der „Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors“ des Nationalen Wasserstoffrates modelliert.⁶ Die Fraunhofer-Institute IEE und ISE sehen darin die Notwendigkeit für Wasserstoff in der Gebäudewärme und mahnen an, dass die Gasinfrastrukturen jetzt dafür ertüchtigt werden müssen.

Die Studie bestätigt, dass der Einsatz von Wasserstoff im Wärme- und Gebäudesektor ein notwendiger Hebel für die Erreichung der Klimaneutralität in Deutschland ist und im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung berücksichtigt werden sollte. Darüber hinaus müssen jetzt dafür integrierte Versorgungsinfrastrukturen weiterentwickelt und ein leistungsfähiger Wasserstoffbackbone aufgebaut werden.

Zentrale Aussagen aus der Studie des Nationalen Wasserstoffrates sind:

- ➔ Es werden alle klimaneutralen Energieträger in der Wärmeversorgung benötigt.
- ➔ Der Einsatz von Wasserstoff sichert das Erreichen der langfristigen Klimaziele (nach 2030) in der Industrie und Energieerzeugung (Fernwärme) ab. Sofern die Marktentwicklung zu niedrigen Wasserstoffkundenpreisen führt, erweitert sie den

Lösungsraum für die Dekarbonisierung der privaten Haushalte. [...] Zusätzlich zum Hochlauf des Erzeugungsmarktes ist ein vorausschauender Aus- bzw. Umbau der notwendigen Infrastrukturen zwingend erforderlich.

- ➔ Eine One-Size-Fits-All-Lösung existiert für den Wärmemarkt nicht.
- ➔ Transformationspfade müssen alle wesentlichen Technologien – sowohl Wärmepumpen [...], Fernwärme, Geothermie, Solarthermie, Biomasse und nicht vermeidbare Abwärme, Wasser-/Abwasserwärme, als auch H₂ basierte Strom- und Wärmeerzeuger – als mögliche Lösungsoption beinhalten [...].
- ➔ Im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung ist die zukünftige lokale Versorgungsaufgabe der Verteilnetze anzupassen bzw. zu beschreiben. Die Entwicklung bzw. Transformation der lokalen Verteilnetzinfrastrukturen sollte dieser Versorgungsaufgabe folgen. [...] Energiebedarfe lokaler Industrie- und Gewerbeunternehmen sind zu prüfen, insbesondere dort, wo diese einen starken Anteil am lokalen Wärmebedarf haben. Ein direkter Dialog zwischen Versorgern, Kommune und Unternehmen ist notwendig, um die Dekarbonisierungsstrategien der Unternehmen mit der kommunalen Wärmeplanung und dem Umbau oder der Verstärkung sowohl der Gas- als auch der Stromverteilnetze in Einklang zu bringen.

Wärme- und Stromerzeugung sind die stärksten Treiber für die Wasserstoffnutzung in der Industrie

Es gibt unterschiedliche Motivationen für Kunden, Wasserstoff einzusetzen. Im GTP-Prozess sind diese zu erfassen, da sie Einfluss auf den Zuschnitt von Umstellzonen, deren zukünftige Gasbeschaffenheit oder die zeitliche Abfolge der Umstellung haben können. Die Treiber können in interne und externe Anforderungen unterschieden werden. Externe Treiber wirken von außen auf den Netzkunden und sind von diesem nicht beeinflussbar. Interne Treiber sind selbstgesetzte Ziele und unternehmensspezifische Regularien. Eine ausführliche Beschreibung der Treiber findet sich im von H2vorOrt veröffentlichten Leitfaden „RLM-Netzkundenkommunikation“⁹.

Bei der Fragestellung nach den Gründen für den Umstieg auf Wasserstoff waren in der Kundenbefragung Mehrfachnennungen möglich. „Versorgungssicherheit und Planbarkeit“ sowie

„Marktanreize für grüne Produkte“ waren hierbei am häufigsten vertreten, wobei auch alle weiteren genannten Möglichkeiten bei einer Vielzahl an RLM-Kunden ein wichtiges Kriterium für den Umstieg darstellen.

Bei der Abfrage der Einsatzgebiete für Wasserstoff, war der Einsatz für Gebäude- und Prozesswärme am wahrscheinlichsten.

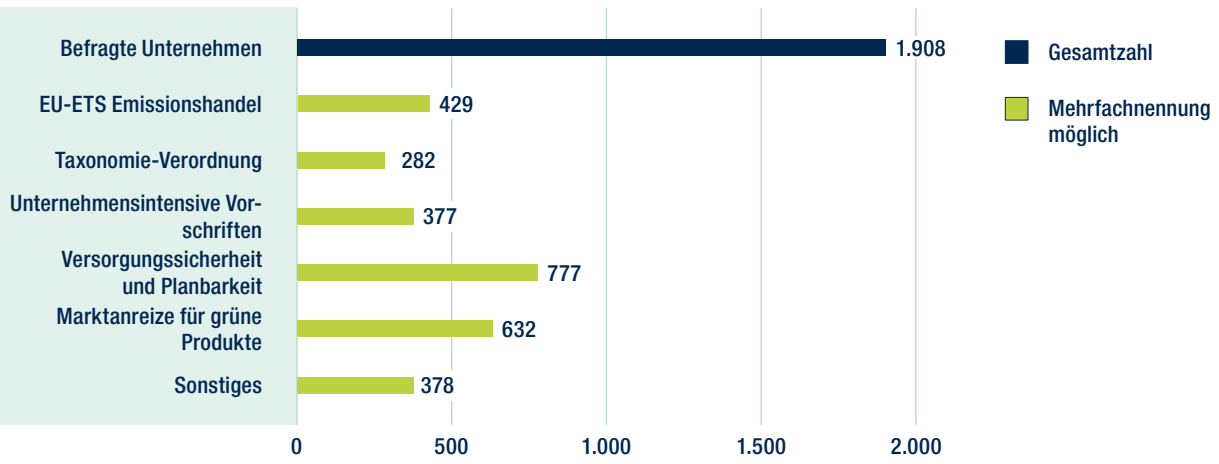


Abbildung 6: Dekarbonisierungsgründe befragter RLM-Kunden

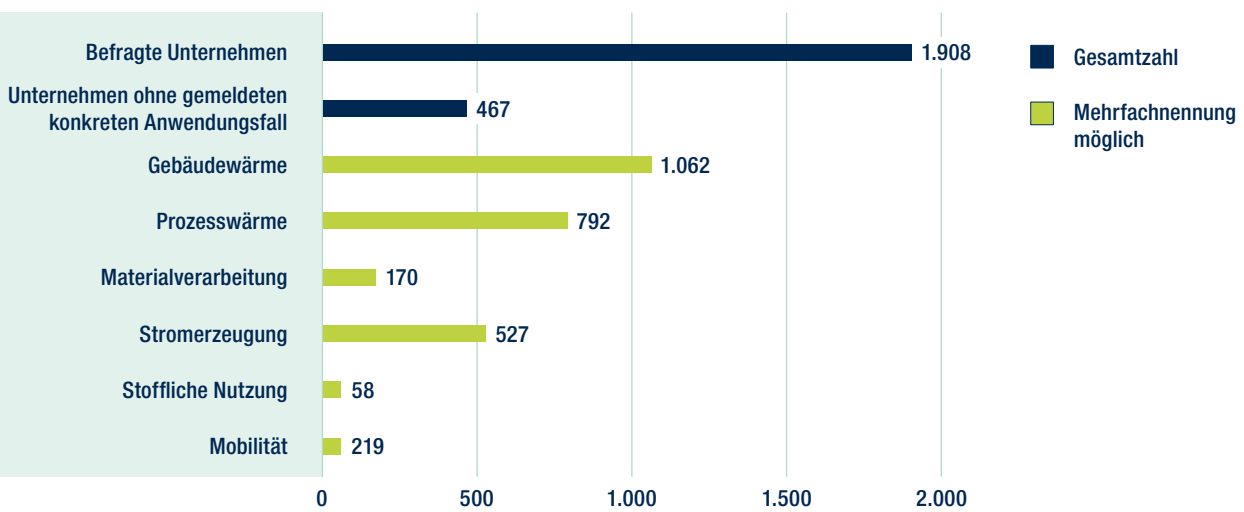


Abbildung 7: Einsatzgebiete für Wasserstoff bei befragten RLM-Kunden

Weiterhin wurde in den Gesprächen ermittelt, ab welchem Zeitpunkt der Einsatz von Wasserstoff im Kundenunternehmen als möglich betrachtet wird. Im Ergebnis wird sichtbar, dass

76 Prozent der befragten RLM-Kunden Interesse an Wasserstoff haben und 67 Prozent diese Nachfrage auch bereits zeitlich einordnen können.

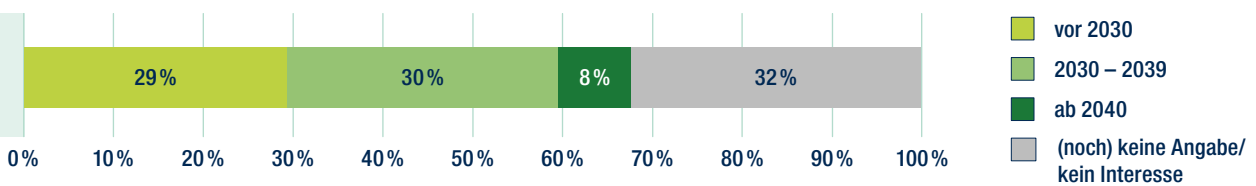


Abbildung 8: geplante Umstellung auf Wasserstoff bei befragten RLM-Kunden

Bei der Durchführung der Gespräche wurde deutlich, dass noch ein großer Beratungsbedarf vorhanden ist, da es insbesondere für Spezialprozesse im industriellen Umfeld noch Wissenslücken in der technologischen Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff gibt.

Es sollte das Ziel sein, bis zur Erstellung des GTP 2024 eine möglichst große Anzahl an RLM-Kunden zu befragen, um so ein umfassendes Bild über den geplanten Einsatz von Wasserstoff zu erlangen.

Die Transformationsplanung in den Unternehmen muss ganzheitlich betrachtet werden

In den Gesprächen mit den Industriekunden konnte zudem festgestellt werden, dass im Kontext der unmittelbaren Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff auch die Betrachtung der Gesamtheit der Energieströme in den Unternehmen (Energieeinsatz und Energieverbrauch in Summe) von großem Interesse für die Unternehmen ist. Die Industrieunternehmen betten den Wechsel des Energieträgers – sei es beispielsweise Erdgas zu Wasserstoff oder Erdgas zu elektrischen Anwendungen – häufig in eine generelle Betrachtung ihrer gesamten Energie- und Produktionsprozesse ein.

Neben dem Einsatz des Energieträgers Gas sind daher auch andere Energieerzeugungsformen wie bspw. Hackschnitzel- oder Pelletanlagen, (kundeneigene) PV Anlagen, Ölkessel, Wärmepumpen etc. bei der Implementierung klimaneutraler Gase zu berücksichtigen. Dabei ist der jeweils eingesetzte Energieträger immer in Verbindung mit dem jeweiligen Anwendungszweck zu sehen. So gibt es industrielle Prozesse, die gegenwärtig mit Gas bedient werden, die mit Strom sowohl erzeugungs- sowie netzseitig wenig wirtschaftlich und nur sehr aufwändig sicher versorgbar wären. Umgekehrt können Energiemengen zur Erzeugung von Raumwärme potenziell nicht nur durch Wasserstoff, sondern auch durch andere Erzeuger bereitgestellt werden.

Die ganzheitliche Sicht auf die Energieströme ist eine zentrale Voraussetzung, um eine dezidierte Bewertung des Umstellpotenzials von Erdgas auf Wasserstoff zu bekommen und eine lokal optimale Versorgungslösung sicherzustellen. Dem Verteilnetzbetreiber kommt hierbei die Aufgabe zu, die Wasserstoffbedarfe seiner RLM-Kunden konkret abschätzen zu können und in die Transformationsplanung belastbar zu integrieren. Dieser Rolle können vorgelagerte Netzbetreiber nicht nachkommen, da diese die Situation der RLM-Kunden in den Verteilnetzen nicht kennen und in der Regel nicht über Daten zur zukünftigen Energienutzung verfügen^f. Auch die Kommunen verfügen normalerweise

nicht über derartigen RLM-Kunden-spezifischen Kenntnisse, da der Fokus in der kommunalen Wärmeplanung bislang häufig lediglich im SLP-Kundenbereich^g liegt.

Wasserstoffbackbone und dezentrale Einspeisung bringen den Wasserstoff ins Verteilnetz

Der in Zukunft in Deutschland verbrauchte Wasserstoff kann grundsätzlich in zwei Kategorien unterteilt werden: Wasserstoff, den wir selbst in Deutschland erzeugen, und in solchen, den wir aus dem Ausland importieren. Selbst durch das Ausschöpfen aller heimischen Erzeugungspotenziale neuer, klimaneutraler Gase^h wird es nach heutigem Kenntnisstand nicht möglich sein, den zukünftigen Bedarf allein daraus zu decken. Der Import und der anschließende inländische Transport von Wasserstoff und Biomethan muss über entsprechende Infrastrukturen gesichert werden. Hinzu kommt die Aufgabe des Transportes und der Verteilung der heimisch produzierten Gase. Die Planungen dieser Infrastrukturen sind bereits weit fortgeschritten und werden im Folgenden beschrieben.

Wasserstofftransport ist ein europäisches Projekt: der European Hydrogen Backbone

Eine Gruppe von elf europäischen Fernleitungsnetzbetreibern hat 2020 das erste Konzept eines European Hydrogen Backbones (EHB) veröffentlicht. Der EHB zeigt auf, dass rund 60 Prozent der bestehenden europäischen Gastransportinfrastruktur bis 2040, ergänzt um neue wasserstofffähige („H₂-ready“) Leitungen, zu einer umfassenden europäischen Wasserstofftransportinfrastruktur transformiert werden kann. Die EHB-Initiative umfasst mittlerweile 32 europäische Fernleitungsnetzbetreiber aus 25 EU-Mitgliedsstaaten sowie Großbritannien, Norwegen und der Schweiz. Ihre gemeinsame Vision ist ein Wasserstofftransportnetz von rund 33.000 Kilometern in 2030 und rund 58.000 Kilometern in 2040. Der REPowerEU-Plan der EU-Kommission vom Mai 2022 hat mit Südeuropa, der iberischen Halbinsel, Nord- und Ostsee sowie Ost- und Südosteuropa sogenannte Pipelinekorridore identifiziert, über die Wasserstoff nach Zentraleuropa importiert werden soll. Damit erhält Deutschland eine komfortable infrastrukturelle Ausgangssituation im europäischen Transformationsprozess zur Dekarbonisierung im Gasmarkt. Ein Auszug aus dem EHB mit Stand Juli 2023 ist in der nachfolgenden Grafik enthalten¹⁰:

^g Kunden mit einem sogenannten Standardlastprofil, d.h. Kunden, die keine RLM-Kunden sind, z.B. Haushaltskunden.

^h Der Begriff „neue Gase“ umfasst Wasserstoff und seine Derivate sowie Biomethan. Für eine umfassende Definition siehe BDEW, DVGW und Zukunft Gas (2023): Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem 2045: Transformationspfad für die neuen Gase, S. 13. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/transformatiionspfad-neue-gase.pdf>.

^f Mit Ausnahme gegenwärtiger „Important Projects of Common European Interest“ (IPCEI) sowie bestehender Projekte mit abgeschlossenem Memorandum of Understanding zur Wasserstoffbelieferung.



Abb. 9: European Hydrogen Backbone 2030
 (© European Hydrogen Backbone)

Das deutsche Wasserstoff-Kernnetz ist der Startschuss für die großräumige Wasserstoffversorgung

Ebenfalls im Juli 2023 haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber den Planungsstand für ein überregionales Wasserstoff-Kernnetz bis 2032 veröffentlicht und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und der Bundesnetzagentur übergeben.¹¹ Dieses Wasserstoff-Kernnetz umfasst eine Länge von rund 11.200 Kilometern. Es dient als Ausgangspunkt für eine zukünftige, integrierte Wasserstoffnetzplanung. Im Szenario des Wasserstoff-Kernetzes finden sich auch die Leitungen aus den Großprojekten wie H2ercules von Open Grid Europe und Flow von Gascade, Ontras und terranets bw wieder¹ (siehe Abbildung 10).¹⁰

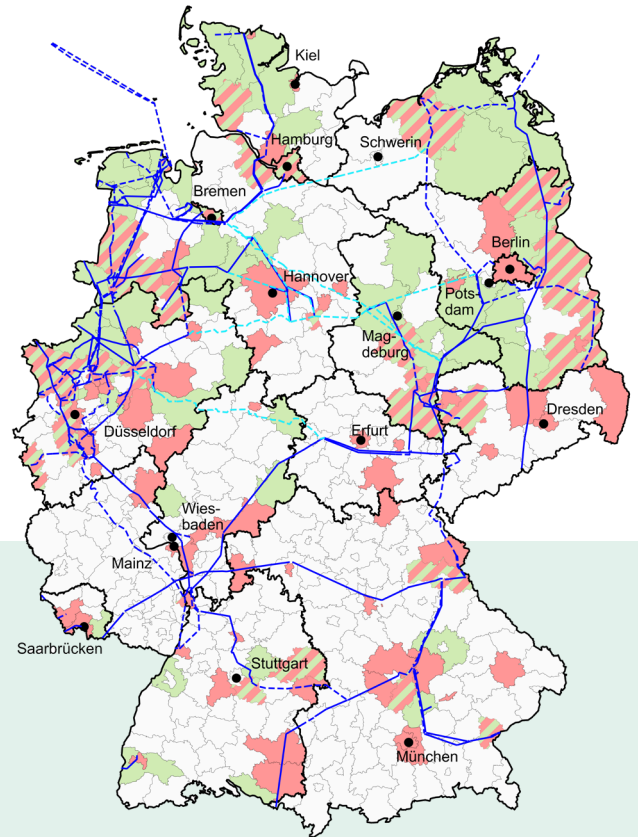
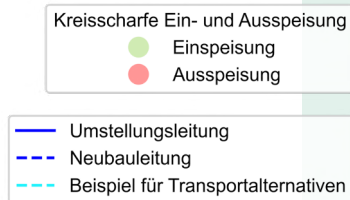


Abbildung 10: Wasserstoff-Kernnetz,
 Stand 12.07.23 (© FNB Gas e.V.)

¹ nähere Informationen unter www.h2ercules.com,
www.flow-hydrogen.com

Die Regelungen zum rechtlichen und regulatorischen Rahmen eines zukünftigen Wasserstoff-Kernnetzes in Deutschland sind in der geplanten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (insbesondere § 28r) enthalten^j. Dieses bundesweite Netz wird in der ersten Stufe zentrale Wasserstoff-Infrastrukturen umfassen, die bis 2032 in Betrieb gehen sollen. Im ganz überwiegenden Teil sind dies Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber, ergänzt um erste punktuelle Leitungen von Verteilnetzbetreibern, insbesondere aus europäischen Förderprojekten (Important Projects of Common European Interest/IPCEI) sowie bestehender Projekte mit abgeschlossenem Memorandum of Understanding, beispielsweise zu Kraftwerkstandorten. Im Wasserstoff-Kernnetz werden Leitungen dargestellt, in denen zukünftig ausschließlich Wasserstoff transportiert wird und umfassen damit keine Leitungen mit Wasserstoffbeimischung. Die geplante Ausprägung des bundesweiten Wasserstoff-Kernnetzes mit mehr als 10.000 Kilometern Wasserstoffleitungen bis 2032 ist über die Gespräche der VNB mit den FNB im Rahmen des GTP-Prozesses in die Planungen eingeflossen und erscheint nach jetzigem Kenntnisstand grundsätzlich ein guter Startpunkt zu sein. Von besonderer Bedeutung für den GTP 2024 wird die angekündigte zweite Phase des Kernnetzes werden, in der es um den konkreten Netzanschluss der Gasverteilnetze als zukünftig umgewidmete Wasserstoffleitungen an das überregionale Wasserstoff-Kernnetz gehen soll.

An der Schnittstelle zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den nachgelagerten Verteilnetzbetreibern sind mit dem geplanten Kernnetz im Vergleich zum vorjährigen Stand deutliche Entwicklungen geschehen. Die im GTP-Prozess implementierten iterativen Kommunikationsschleifen zwischen diesen Akteuren konnten auf Basis des Wasserstoff-Kernnetzes die Planungen zu Wasserstoffbedarf, Zeitpunkt der Umstellung und betroffenen Ausspeiseregionen bzw. Netzkopplungspunkten weiter konkretisieren.

Dezentrale Erzeugung wird zukünftig stärker an Bedeutung gewinnen

Die dezentrale Einspeisung von Wasserstoff und Biomethan ist ein wichtiger Faktor für die Transformationsplanung vor Ort. Die zeitliche und örtliche Verfügbarkeit klimaneutraler Gase beeinflusst maßgeblich den Umstellzonenzuschnitt, Umstellreihenfolgen sowie Umstellkonzepte.

Gegenwärtig werden in Deutschland erste Großelektrolyseanlagen für die Einspeisung von Wasserstoff geplant. Sich bereits in Betrieb befindliche Anlagen sind momentan noch von eher kleinerer Leistungsklasse und oft in Projekten mit Pilotcharakter im Einsatz.

Die Einspeisung von Biomethan in das Gasverteilnetz hingegen ist eine vielfach eingesetzte und angewandte Technik. Ende der 2000er Jahre sind die ersten Biomethaneinspeiseanlagen in Betrieb genommen worden, und bis heute ist eine Vielzahl der Anlagen an das Gasnetz angeschlossen. In Deutschland werden fast 9.700 Biogasanlagen betrieben. Der Großteil des erzeugten Biogases wird noch für die direkte Verstromung vor Ort verwendet. Nur ein kleiner Teil wird bislang zu Biomethan aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist. Laut der Deutschen Energie-Agentur (dena) waren mit Stand Mai 2021 in Deutschland 232 einspeisende Anlagen in Betrieb, von denen einige jedoch auch direkt in die Gastransportnetze einspeisen.¹²

Im Rahmen des GTP 2023 wurde die gesicherten Einspeisemenge für Biomethan in die Gasverteilnetze abgefragt. Von den Teilnehmern wurden 160 Bestandsanlagen für die Biomethaneinspeisung und 1 Bestandsanlage für die Wasserstoffeinspeisung in das Gasverteilnetz gemeldet^k und entsprechend in die Transformationsplanung integriert.

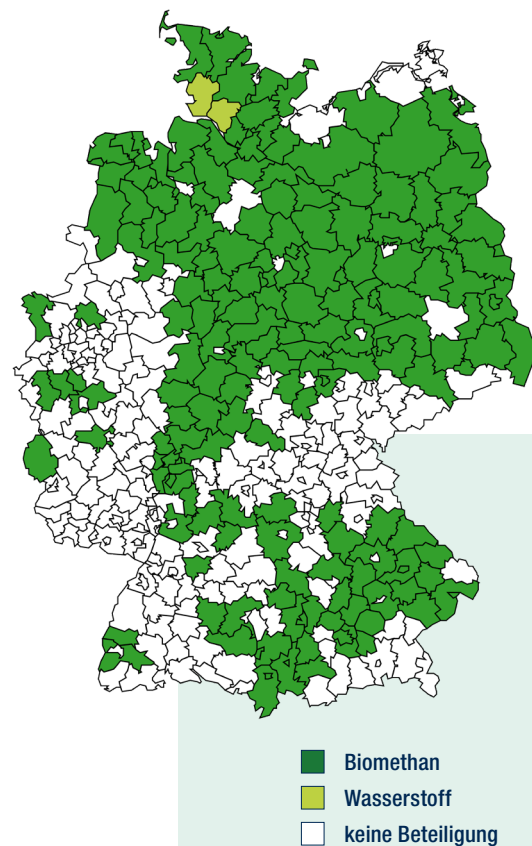


Abbildung 11: Umstellzonen mit Einspeisung von Biomethan und H₂ in 2023 basierend auf GTP-Rückmeldungen

^j Das parlamentarische Verfahren in Bundestag und Bundesrat soll bis Mitte Oktober 2023 abgeschlossen sein, so dass mit einem Inkrafttreten für den Spätherbst 2023 gerechnet werden kann. Die endgültige Ausgestaltung des Wasserstoff-Kernnetzes genehmigt die Bundesnetzagentur.

^k Die Betreiber weiterer Anlagen in Deutschland haben gegenwärtig noch keine GTP-Rückmeldungen eingereicht.

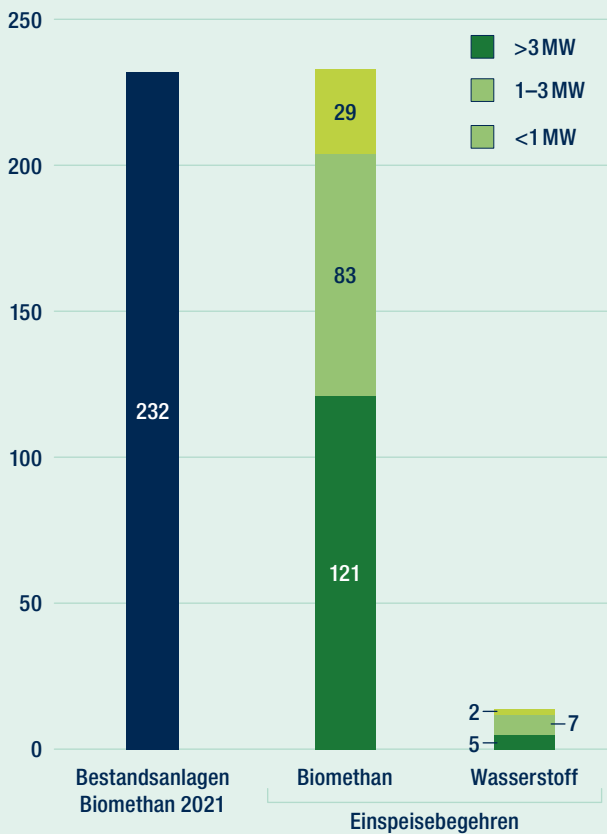


Abbildung 12: Gemeldete Einspeisebegehren für Biomethan und Wasserstoff nach Leistungsklassen

Die im GTP erfassten Bestandsanlagen konzentrieren sich insbesondere auf Umstellzonen in Landkreisen in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Niedersachsen, Baden-Württemberg und Bayern (siehe Abbildung 11).

Ein starkes Wachstum ist möglich – die Summe der erfassten aktuellen Einspeisebegehren liegt über der Anzahl der Bestandsanlagen

Um ein Bild des weiteren Anstiegs der Biomethan- sowie Wasserstoffeinspeisung zu erhalten, wurden als Teil der Einspeiseanalyse im GTP 2023 zu den bereits bestehenden Einspeisungen zusätzlich die von den Netzbetreibern im vergangenen Jahr erhaltenen Einspeisebegehren für Biomethan und Wasserstoff erfasst¹. Es wurden 233 Einspeisebegehren für Biomethan und 14 für Wasserstoff gemeldet in unterschiedlichen Leistungsklassen (siehe Abbildung 12). Diese Anfragen

zur Einspeisung von klimaneutralen Gasen betreffen insgesamt 43 Netzbetreiber, was etwa 19 Prozent der Gesamtrückmeldungen ausmacht (siehe Abbildung 13). Zudem ist ersichtlich, dass gegenwärtig mehr Anfragen zur Einspeisung von Biomethan als von Wasserstoff vorliegen.

Die insgesamt 247 Einspeisebegehren zeigen auf, dass zusätzlich zu den heutigen Bestandsanlagen und gesicherten Einspeisemengen für Biomethan und Wasserstoff in den nächsten Jahren weitere dezentrale Einspeiseanlagen an das Gasverteilnetz angeschlossen werden.

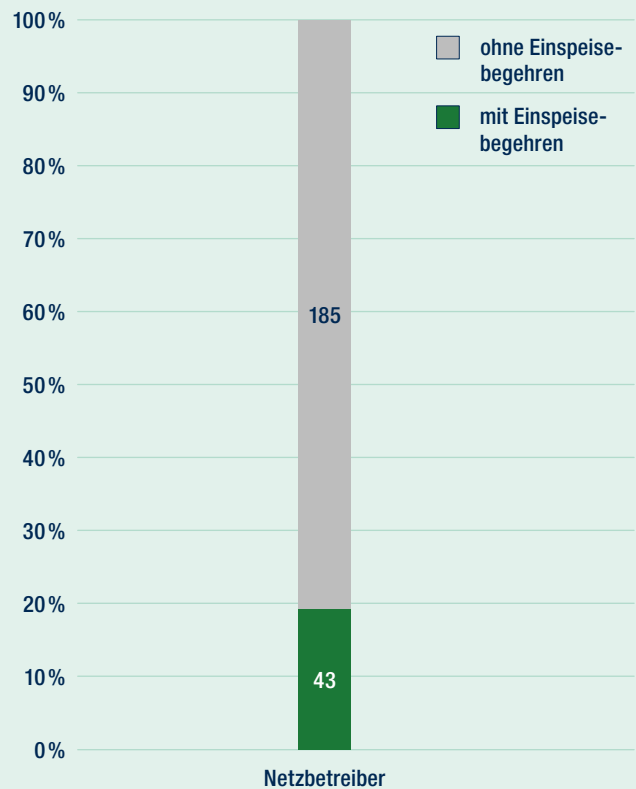


Abbildung 13: Anteil/Anzahl GTP-Teilnehmer mit aktuellen Einspeisebegehren

¹ Konkret Einspeiseanträge bei denen der Netzbetreiber nach Gasnetzzugangsverordnung §33 Abs. 4 – 6 verpflichtet ist dem Einspeiser auf dessen Antrag eine verbindliche Rückmeldung zu geben.

Bei gleichzeitiger Verfügbarkeit von Biomethan und Wasserstoff muss eine auf die Bedarfe vor Ort optimierte Lösung gefunden werden

Die Versorgung klimaneutraler Gasnetze mit Biomethan kann ausgebaut werden, indem das bei der Aufbereitung von Biogas abgeschiedene klimaneutrale CO₂ für die Methanisierung von klimaneutralem Wasserstoff verwendet wird, wodurch ebenso klimaneutrales Methan entsteht.

Bei einer vollständigen Transformation einer Umstellzone auf Wasserstoff muss separat überprüft werden, wie dies bei einer bestehenden Biomethaneinspeisung realisiert werden kann. Im Rahmen der technischen Analyse sind perspektivische Lösungskonzepte für diese Fälle zu erarbeiten.

Beispielsweise kann Biomethan in ein reines Wasserstoffnetz eingebunden werden, indem daraus Wasserstoff erzeugt wird. Idealerweise geschieht dies durch einen Prozess, der den im Biomethan gebundenen Kohlenstoff nicht mehr in die Atmosphäre entweichen lässt. Dies ist z. B. bei der sogenannten Pyrolyse der Fall, die aus Methan Wasserstoff erzeugt und den Kohlenstoff in fester Form abscheidet. Da Biomethan bereits klimaneutral ist, entstehen bei seiner Pyrolyse sogar Negativemissionen, da das von den Ausgangspflanzen aus der Luft gebundene CO₂ nun in stofflichem Kohlenstoff gebunden bleibt und so nicht mehr in die Atmosphäre zurückgelangt. Die Erzeugung von Negativemissionen ist eine große Chance, um die letzten Meter zur vollständigen Klimaneutralität zurückzulegen, da so Emissionen, die sonst kaum vermeidbar sind, ausgeglichen werden können.

4

Die Planung der Versorgung mit Wasserstoff

Die Transformation wird mengen- und leistungsseitig sowie räumlich und zeitlich geplant

Im Rahmen der Analyse der Kapazitätsbedarfe ist auch 2023 insbesondere die Unterteilung der Verteilnetze in sogenannte „Umstellzonen“ ein wesentliches Ergebnis des Gasnetzgebietstransformationsplans. Hierbei wurden von vielen Unternehmen Verfeinerungen gegenüber dem GTP 2022 vorgenommen. Als Umstellzonen werden Teilnetze definiert, die netzhydraulisch eigenständig sind und sich aufgrund ihrer Größe für eine Umstellung auf Wasserstoff oder andere klimaneutrale Gase anbieten. Sie bilden die Grundlage für die zukünftige Detaillierung der Transformationsplanung. Ihr Umfang wurde auf Basis der jeweils zugehörigen amtlichen Gemeindegrenzen definiert, die die Gasnetzkonzessionen abbilden. Sie können somit in einem oder mehreren Landkreisen liegen^m, ebenso kann ein Landkreis mehrere Umstellzonen ganz oder teilweise beinhalten. Umstellzonen können sich auch überlappen, insbesondere im Kontext vorgelagerter bzw. nachgelagerter Netzbetreiber. Die Planungen im GTP 2023 umfassen in Summe über 1.400 Umstellzonen deutschlandweit.

Die Analyse stellt dar, wie sich die Wasserstoffbedarfe in den teilnehmenden Unternehmen entwickeln. Dabei zeigen sich bereits vor 2030 erste Verschiebungen der Kapazitätsbedarfe von Erdgas zu Wasserstoff. Damit wird deutlich, dass viele Teilnehmer von einer ambitionierten Transformation ihrer Netze hin zur Klimaneutralität ausgehen. Bei einigen Netzbetreibern werden die notwendigen Kapazitäten zur Versorgung der Kunden auch rückläufig erwartet oder Umstellzonen ganz stillgelegt. Dies ist beispielsweise dort der Fall, wo durch alternative Versorgungslösungen, wie Nahwärmenetze, heutiger Erdgasverbrauch substituiert werden soll. Zudem rechnen viele Netzbetreiber mit Energieeffizienzgewinnen. Insofern werden im GTP auch ganz konkret alternative Dekarbonisierungsoptionen berücksichtigt.

^m Amtliche Gemeindegrenzen sind stets eindeutig einem Landkreis zugeordnet.

Ergebnisse der Mengen- und Leistungsplanung 2023

Im Rahmen der Kapazitätsanalyse wurden pro Umstellzone eines Netzbetreibers Zeitreihen für den Einsatz von Methan und Wasserstoff aus Bezug von vorgelagerten Netzbetreibern erfasst. Lokale Einspeisung von Wasserstoff wurde im vorhergehenden Kapitel behandelt.

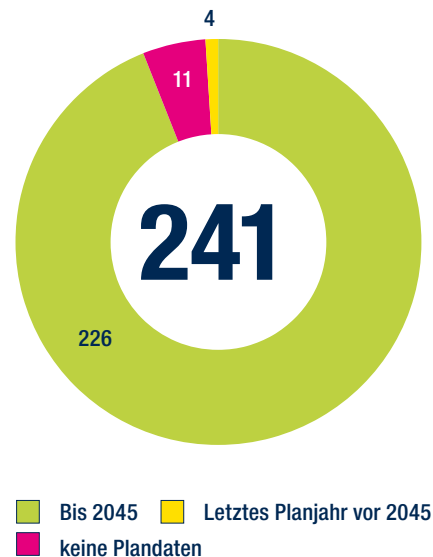


Abbildung 14: Planungshorizont der GTP-Meldungen

Gegenüber 2022 stieg die Beteiligung am GTP 2023 von 180 auf 241 Verteilnetzbetreiber an.

Planung und Beginn der H₂-Einspeisung

Von 226 Verteilnetzbetreibern mit vollständiger Planung haben 212 Planungen für Wasserstoff aufgestellt und 14 mit einer reinen Methanversorgung geplant (siehe Abbildung 15).

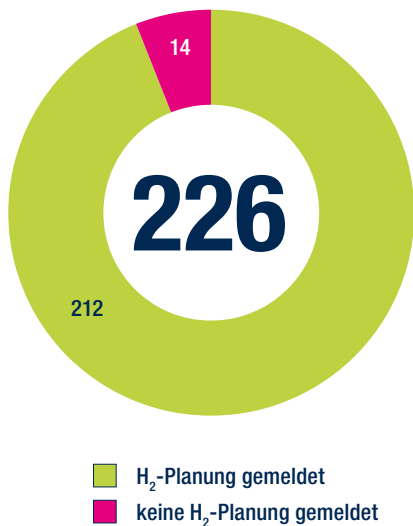


Abbildung 15: Anzahl der GTP-Meldungen mit Wasserstoffplanung

2022 rechneten noch 18 Verteilnetzbetreiber mit einer reinen Methanversorgung. Im Kontext der Prämissen des GTP-Planungshandbuchs handelt es sich bei den Planungen einer reinen Methanversorgung um Planungen mit klimaneutralem Methan (Biomethan, Methan aus grünem Wasserstoff und klimaneutralem CO₂).

Von den 212 Verteilnetzbetreibern mit H₂-Planung meldet gut die Hälfte die ersten H₂-Einspeisungen bis 2030, bei 97 Prozent erfolgt sie bis 2040 (siehe Abbildung 17):

- ➔ 26 Prozent starten die Einspeisung bis 2028
- ➔ weitere 25 Prozent bis 2030 (51 Prozent gesamt)
- ➔ weitere 11 Prozent bis 2032 (62 Prozent gesamt)
- ➔ weitere 21 Prozent bis 2035 (83 Prozent gesamt)
- ➔ weitere 13 Prozent bis 2040 (97 Prozent gesamt)
- ➔ finale 3 Prozent bis 2045 (100 Prozent gesamt)

Ende des Methanbezugs über vorgelagerte Netzbetreiber

Von 226 Verteilnetzbetreibern mit vollständiger Planung gaben 173 an, im Jahr 2045 kein Methan mehr von den vorgelagerten Netzbetreibern zu beziehen (siehe Abbildung 16). 39 planen neben Wasserstoff weiterhin eine Methanversorgung. Mit den 14 Verteilnetzbetreibern mit reiner Methanversorgung (s. o.) ergeben sich so 53 Verteilnetzbetreiber, die gegenwärtig für 2045 ihre klimaneutrale Versorgung zumindest zum Teil über den Bezug von klimaneutralem Methan vom vorgelagerten Netzbetreiber avisieren.

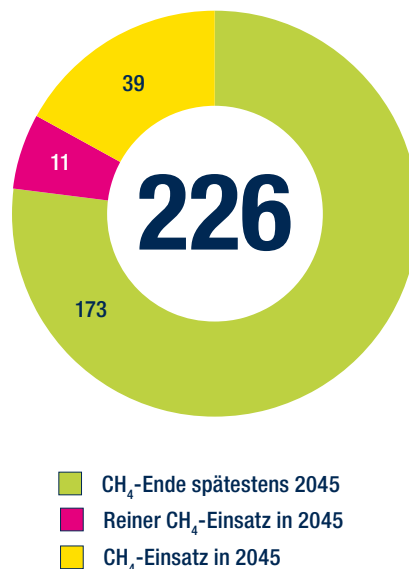


Abbildung 16: Anzahl der GTP-Meldungen mit Ende des Methanbezugs über den vorgelagerten Netzbetreiber im Planungszeitraum

Beginn der H₂-Einspeisung

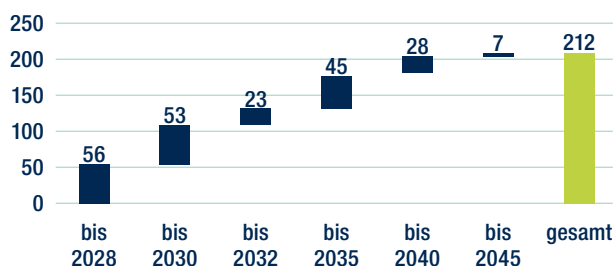


Abbildung 17: Zeitlich gruppierte Darstellung des Beginns der Wasserstoffeinspeisung

Das letzte Jahr der CH₄-Versorgung

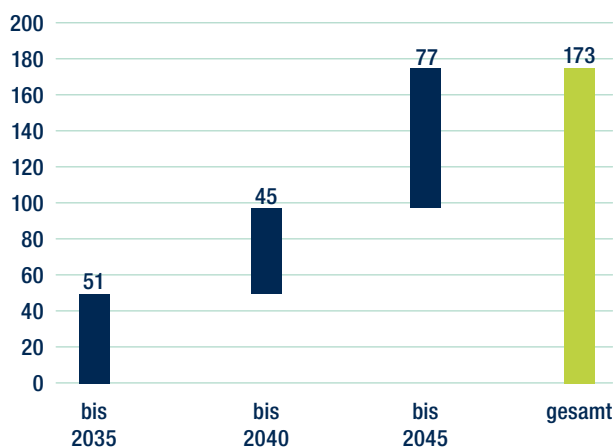


Abbildung 18: Zeitlich gruppierte Darstellung der Einstellung des Methanbezugs vom vorgelagerten Netzbetreiber

Von den 173 Verteilnetzbetreibern, die 2045 kein über vorgelagerte Netzbetreiber bezogenes CH₄ mehr verteilen, stellen rund drei von zehn Netzbetreibern ihren Methanbezug bereits vor 2035 ein (siehe Abbildung 18):

- ➔ 29 Prozent vor 2035
- ➔ weitere 26 Prozent vor 2040 (55 Prozent gesamt)
- ➔ weitere 45 Prozent vor 2045 (100 Prozent gesamt)

Der Einsatz von dezentral im Netzgebiet erzeugtem Biomethan bleibt hiervon unberührt. Wichtig ist zudem, dass sich die Auswertung auf alle Netze eines Netzbetreibers bezieht, also wenn die letzte Umstellzone umgestellt ist. In vielen Fällen wird die Methanversorgung in einem Teil der Umstellzonen eines Netzbetreibers bereits deutlich früher eingestellt. Auch Stilllegungen von Umstellzonen wurden im Rahmen des GTP 2023 übermittelt. So legen elf Netzbetreiber insgesamt 28 Umstellzonen still.

In den kommenden Darstellungen ist neben dem Bezug über vorgelagerte Netzbetreiber auch die lokale, dezentrale Erzeugung von Wasserstoff dargestellt, sofern sie nach heutigem Planungsstand gesichert ist und eine für die Flächenversorgung relevante Größenordnung besitzt. Dasselbe gilt für Biomethan. Die Kartendarstellung erfolgt auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte (NUTS-3). Hierbei wurde in Abbildung 20 bis Abbildung 22 ein Landkreis jeweils entsprechend der zeitlich ersten ihn schneidenden Umstellzone, die ein Kriterium erfüllt, eingefärbt. In Abbildung 23 gilt dies umgekehrt für die letzte das Kriterium erfüllende Zone.

Erläuterungen zu Kartendarstellung im GTP

Darstellungen im GTP erfolgen immer auf Landkreisebene. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Umstellzonen und Landkreise nicht deckungsgleich sein müssen. Je nach Art der Kartendarstellung (erste Umstellzone mit ... / letzte Umstellzone mit ...) wirken unterschiedliche Umstellzonen auf einen Landkreis und Umstellzonen teils auch auf mehrere Landkreise.

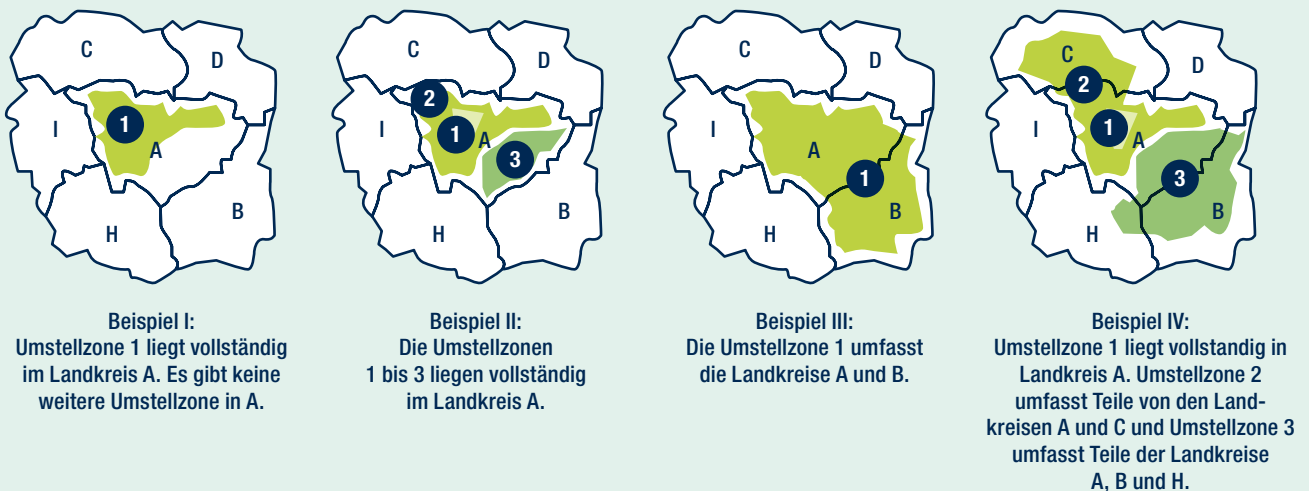


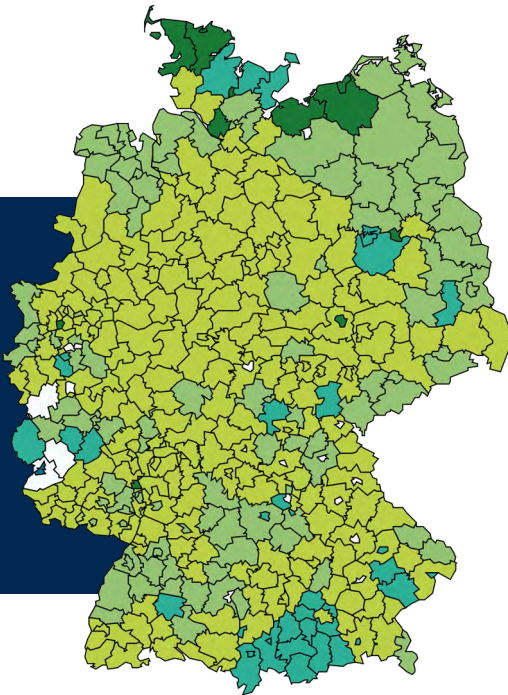
Abbildung 19: Erläuterung zur Kartendarstellung im GTP

Die Dekarbonisierungsplanung von Umstellzonen ist ein dynamischer Prozess, in dem Netzbetreiber Kundenbedarfe, Entwicklungen auf der Fernleitungsebene und eigene technische Erkenntnisse miteinbeziehen. Daher ist es ganz im Sinne des GTP, dass sich Planungen von Jahr zu Jahr fortentwickeln.

ⁿ Die Beimischung von Wasserstoff zu Methan ist gemäß DVGW-Regelwerk bis 20 Volumenprozent geregelt, was aufgrund der unterschiedlichen Energiedichten von Wasserstoff und Methan ca. 7 Prozent am Energieanteil ausmacht. Um einzelnen gegenwärtigen Pilotprojekten mit 30 Volumenprozent Beimischung Rechnung zu tragen und eine belastbare

Aussage zu erhalten, wurde mit einer deutlich höheren Schwelle von 15 Prozent Wasserstoff am Energieanteil einer Umstellzone eine Umstellung eines Teils der Umstellzone auf 100 Prozent Wasserstoff ausgewiesen. Bei einer gleichzeitigen Verwendung von Methan und Wasserstoff in 2045 und einem Wasserstoffanteil unterhalb der Schwelle von 15 Prozent wurde die Zone als Beimischungszone ausgewiesen.

**Zeitpunkt erster H₂-Einsatz in Umstellzonen
(dargestellt auf Landkreisebene)**

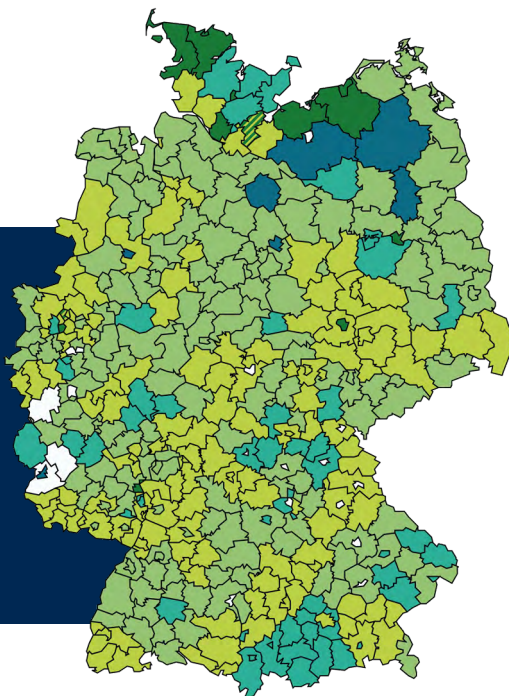


In Abbildung 20 ist der Beginn der ersten H₂-Einspeisung auf Landkreisebene dargestellt. Es ist erkennbar, dass in vielen Landkreisen Umstellzonen ganz oder teilweise liegen, für die der jeweilige Betreiber einen ersten Einsatz von H₂ bereits vor oder im Jahr 2030 vorsieht. Hierbei kann es jedoch sein, dass im selben Landkreis auch Umstellzonen ganz oder teilweise liegen, die später mit dem Einsatz von H₂ beginnen oder langfristig zusätzlich auch mit klimaneutralem Methan versorgt werden. Die Karte zeigt auch auf, dass die Flächenabdeckung des GTP deutlich zugenommen hat und nur eine überschaubare Anzahl von Landkreisen keine GTP-Beteiligung eines dortigen Netzbetreibers erfahren haben.

- H₂ bis 2030
- H₂ bis 2035
- Methangebiet: 100 Prozent klimaneutrales Methan in 2045
- H₂ bis 2045
- keine Beteiligung

Abbildung 20: Zeitpunkt des ersten Wasserstoffeinsatzes in Umstellzonen der Teilnehmer (dargestellt auf Landkreisebene)

**Erste (Teil-)Umstellzonen auf 100 Prozent H₂ umgestellt
(dargestellt auf Landkreisebene)**



In Abbildung 21 ist als neue Darstellung gegenüber dem GTP 2022 auf Landkreisebene dargestellt, wann erste Teile von Umstellzonen auf 100 Prozent Wasserstoff umgestellt werden. Oft ist die konkrete Umstellung vor Ort deutlich detaillierter als die gemeldeten Umstellzonen (die sich teils auf über 100 pro Unternehmen belaufen). Aufgrund technischer Grundlagen^o muss es im Regelfall ab einem gewissen Wasserstoffanteil in einer Umstellzone erste reine Wasserstoffnetze geben. Es ist erkennbar, dass im überwiegenden Teil der Landkreise Umstellzonen ganz oder teilweise liegen, für die der jeweilige Betreiber eine Umstellung von Teilen des Gasnetzes auf eine Versorgung mit 100 Prozent H₂ bis einschließlich 2030 oder 2035 vorsieht^o.

- bis 2030
- bis 2035
- Methangebiet: 100 Prozent klimaneutrales Methan in 2045
- bis 2045
- keine Beteiligung
- Beimischung H₂ zu Methan 2045

Abbildung 21: Zeitpunkt der ersten in Teilzonen 100 Prozent-wasserstoffversorgten Umstellzonen der Teilnehmer (dargestellt auf Landkreisebene)

^o Eine gegenüber dieser Abbildung frühere Erstnutzung gemäß Abbildung 20 ist hierbei nicht als zwingender Indikator für eine Beimischung zu werten. Dies kann auch die direkte Umstellung von Teilnetzen auf 100 Prozent bedeuten, nur eben in einer Menge innerhalb der Umstellzone, die unter dem Schwellwert von 15 Prozent Energiegehalt liegt.

Erste vollständige Umstellzonen auf 100 Prozent H₂ umgestellt (dargestellt auf Landkreisebene)

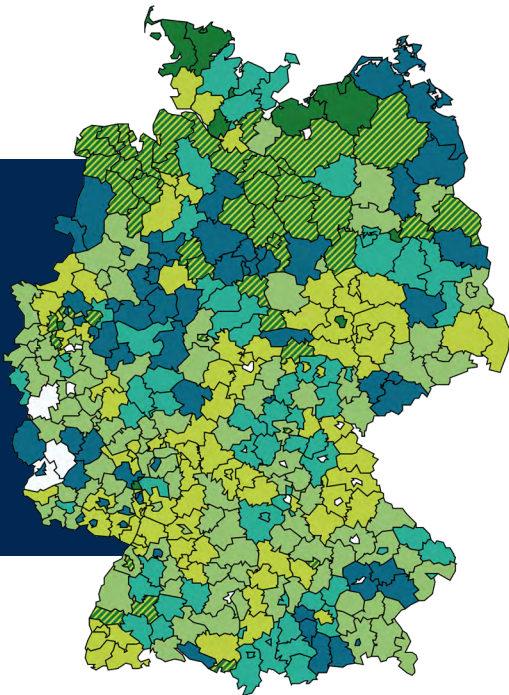


Abbildung 22: Zeitpunkt der ersten 100 Prozent-wasserstoffversorgten vollständigen Umstellzonen der Teilnehmer (dargestellt auf Landkreisebene)

In Abbildung 22 ist auf Landkreisebene das erste Vorkommen von Umstellzonen dargestellt, die vollständig mit 100 Prozent Wasserstoff versorgt werden. Es ist erkennbar, dass in vielen Landkreisen Umstellzonen ganz oder teilweise liegen, für die der jeweilige Betreiber einen vollständigen Betrieb mit 100 Prozent H₂ bis einschließlich 2030 oder 2035 vorsieht. Ebenso sehen wir einen relevanten Anteil an Landkreisen, die Umstellzonen ganz oder teilweise enthalten, die erst nach 2035 auf 100 Prozent H₂ umstellen werden. Zudem sehen wir Landkreise mit Umstellzonen, die im Jahr 2045 eine klimaneutrale Mischgasversorgung oder auch eine reine Versorgung mit klimaneutralem Methan vorsehen.

- bis 2030
- bis 2035
- bis 2040
- bis 2045
- Mischgebiet: Parallelnutzung von H₂ und klimaneutralem Methan in allen Umstellzonen in 2045
- Methangebiet: 100 Prozent klimaneutrales Methan in 2045
- keine Beteiligung

In Abbildung 23 sind als neue Darstellung im GTP 2023 die Zielzustände der Umstellzonen auf Landkreisebene dargestellt. Hierbei wurden alle gemeldeten in einem Landkreis liegenden Umstellzonen sowohl mit Belieferung über Fernleitungen als auch über dezentrale Einspeisung berücksichtigt (vergleiche auch Abbildung 11). Es ist ersichtlich, dass Wasserstoff fast in ganz Deutschland zum Einsatz kommt, jedoch viele Netzbetreiber auch von einem gleichzeitigen lokalen Einsatz von Biomethan oder anderem klimaneutralem Methan in Form von Beimischung mit Wasserstoff oder lokalen Methanetzen ausgehen. Zusammen mit Abbildung 20, Abbildung 21 und Abbildung 22 ergibt sich ein Bild des graduellen Transformationsprozesses bis 2045. Während der erste Einsatz von Wasserstoff oft schon bis 2030 geschieht und auch erste Umstellzonen oft schon bis 2030 oder 2035 umgestellt werden, sieht man die Größe der Transformationsaufgabe vor Ort auch daran, dass die vollständige Transformation im Großteil der Landkreise bis 2040 oder 2045 dauern wird.

Zielzustände (dargestellt auf Landkreisebene)

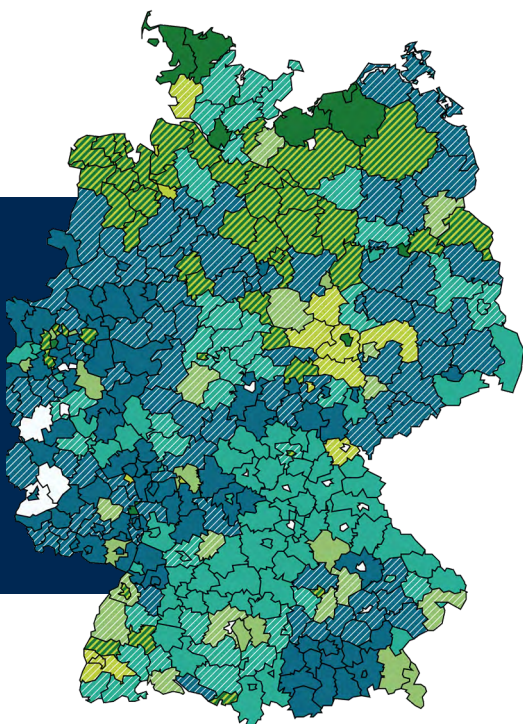


Abbildung 23: Dekarbonisierte Zielzustände dargestellt auf Landkreisebene

- H₂-Gebiet: alle USZ auf H₂ bis 2030
- H₂-Gebiet: alle USZ auf H₂ bis 2035
- H₂-Gebiet: alle USZ auf H₂ bis 2040
- H₂-Gebiet: alle USZ auf H₂ bis 2045
- H₂- und Mischgebiet: reine H₂-USZ auf H₂ bis 2030*
- H₂- und Mischgebiet: reine H₂-USZ auf H₂ bis 2035*
- H₂- und Mischgebiet: reine H₂-USZ auf H₂ bis 2040*
- H₂- und Mischgebiet: reine H₂-USZ auf H₂ bis 2045*
- Mischgebiet: Parallelnutzung von H₂ und klimaneutralem Methan in allen USZ in 2045
- Methangebiet: 100 Prozent klimaneutrales Methan in 2045
- keine Beteiligung

Die ermittelten Umstellzeitpunkte verdeutlichen jedoch auch, dass die Transformation der Gasverteilnetze grundsätzlich im Rahmen der politischen Zielmarken möglich ist, teils sogar schneller. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass die Verteilnetzbetreiber nach Analyse der Gegebenheiten vor Ort mit deutlicher Mehrheit ihre Netze für den Wasserstofftransport ertüchtigen wollen. Rein netzseitig ist eine Ertüchtigung auf 100 Prozent H₂-Readiness auch vor 2030 möglich. Allerdings ist die regulatorische Anerkennung der dafür notwendigen Investitionen derzeit noch nicht geregelt und zukünftige eigentumsrechtliche Fragestellungen^p noch ungeklärt.

Eine gute Abstimmung aller Netzebenen ist die Basis für eine erfolgreiche Transformation

Bei den hier dargestellten Abbildungen handelt es sich um die Ergebnisse der im zweiten Planungsjahr des mehrjährigen GTP-Prozesses übermittelten Planungen. In den Folgejahren werden die Planungen im Dialog mit den Fernleitungsnetzbetreibern, Kunden und Kommunen weiter konkretisiert und Unschärfen reduziert. Gleichzeitig werden Planungen den sich schnell entwickelnden Rahmenbedingungen angepasst. Zudem ist zu erwarten, dass der Detaillierungsgrad durch eine zunehmend höhere Beteiligung von Netzbetreibern in Deutschland weiter zunimmt. Durch die so geschaffene Datenbasis wird in den nächsten Jahren der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft mit immer detaillierteren Einzelplanungen ermöglicht. In allen Fällen muss aber in den prognostizierten Jahresscheiben sichergestellt werden, dass die notwendige Menge an Wasserstoff tatsächlich bereitgestellt wird. Im weiteren Verlauf des GTP-Prozesses ist eine fortwährende Abstimmung der Umstelljahre sowohl zwischen verbundenen Verteilnetzbetreibern als auch mit den vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreibern notwendig, um das Umstellprozedere insgesamt volkswirtschaftlich zu optimieren. Hier müssen der GTP der Verteilnetzbetreiber und das H₂-Kernnetz ineinandergreifen und sich zu einem kohärenten Zielbild für die deutsche klimaneutrale Gasinfrastruktur fortentwickeln. Ziel des GTP ist hierbei, bis möglichst 2025 die Planung so weit zu erhärten, dass sie investitionsfähig wird. Neben einer konstruktiven Fortentwicklung des H₂-Kernnetzes in die Verteilnetzebene hinein bedarf es daher auch einer zielgerichteten Abstimmung der Wasserstoffbedarfe im Netzentwicklungsplan Gas, um die Kapazitätsbedarfe der Verteilnetze perspektivisch decken zu können.

H₂-Gebiete: Landkreise, in denen nur Umstellzonen liegen, die zukünftig mit H₂ und nicht mehr mit Methan versorgt werden.

H₂- und Mischgebiete: Landkreise, in denen sowohl Umstellzonen liegen, die nur mit H₂ versorgt werden, als auch Umstellzonen, in denen H₂ und Methan oder nur Methan zum Einsatz kommt.

Mischgebiete: Landkreise, in denen nur Umstellzonen liegen, in denen H₂ und Methan gleichzeitig zum Einsatz kommen. Dies kann bedeuten, dass H₂ zu Methan beigemischt wird, bedeutet jedoch meistens (vgl. Abbildung 19), dass es innerhalb einer Umstellzone sowohl ein Methan- als auch ein H₂-Netz gibt, dies jedoch noch nicht in separate Umstellzonen ausdetailliert wurde.

Methangebiete: Landkreise, in denen nur Umstellzonen liegen, die zukünftig mit klimaneutralem Methan versorgt werden.

Hinweis: Sämtliche Methanversorgung wird ab spätestens 2045 durch klimaneutrales Methan bedient.

^p Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung befinden sich die Gas-Binnenmarkt-Richtlinie und -Verordnung noch im Trilogverfahren. Somit sind viele Dinge, insbesondere aber auch das Thema der eigentumsrechtlichen Entflechtung von Gas- und Wasserstoffnetzen („Ownership Unbundling“) noch nicht abschließend geklärt. Details zur Problematik finden Sie unter H2vorOrt (2022) (<https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/PDF/h2vorort-auswirkungen-eu-gaspaket-wasserstoff.pdf>): Die Auswirkungen des EU-Gaspakets auf die deutsche Energiewende

5

Herstellung der H₂-Readiness: technische Ertüchtigung der Netzkomponenten

Die Herstellung der H₂-Readiness geht in die nächste Stufe

Um das Erdgasnetz auf 100 Prozent Wasserstoff umzustellen, muss geprüft werden, ob die Komponenten, Einbauten und Materialien in den Rohrleitungen, Netzanschlussleitungen, gastech-nischen Anlagen und Geräten für Wasserstoff geeignet sind.

In einem ersten Schritt erfassen die Verteilnetzbetreiber mit Hilfe ihrer Dokumentationssysteme (Rohrbücher, Geoinformati-onssysteme, etc.) die einzelnen Bestandteile des Gasnetzes. Die Vorgaben und Empfehlungen zur Erfassung und Rückmeldung der Netzkomponenten erfolgen im GTP stufenweise mit folgen-dem Fahrplan:

- ➔ Die Verteilnetzbetreiber aktualisieren jährlich die Informationen zu den verwendeten Rohrleitungsmaterialien über eine Plattform des DVGW (die sog. Gas-Wasser-Statistik¹³).
- ➔ **2023** liegt der Fokus zusätzlich auf der Erfassung der Bauteile in den Rohrleitungen und den Netzanschlussleitungen.
- ➔ **2024** werden die Komponenten der gastech-nischen Anlagen (bspw. Filter, Druckregelgeräte, usw.) und die Komponenten in den Häusern der Haushaltskunden (bspw. Regler, Zähler, usw.) gemeldet, die im Verantwortungsbereich der Verteilnetzbetreiber liegen.

Anschließend kann die Bewertung und der Nachweis der H₂-Readiness⁹ des Netzes erfolgen:

- ➔ Bestenfalls liegen dem Gasverteilnetzbetreiber bereits Herstel-lererklärungen zur H₂-Readiness seiner verbauten Komponenten vor. Sie sind nach jetzigem Stand die belastbarste Informations-quelle, wenn es um Produkte im Bestand geht.
- ➔ Liegen keine Herstellererklärungen vor, so können mit Hilfe der H₂-Datenbank „verifHy“ die Informationen über die H₂-Readiness der Komponenten, Baugruppen und Geräte ermittelt werden.
- ➔ Sind keine Informationen über die H₂-Readiness verfügbar, kann diese unter anderem durch den Gasverteilnetzbetreiber durch Gefährdungsbeurteilungen, betriebliche Erprobungen oder das Technische Regelwerk des DVGW nachgewiesen werden.

Bei einer Umstellung des Netzes auf 100 Prozent Wasserstoff ist die Abnahme durch einen Sachverständigen nach den Vorgaben

verifHy-Datenbank

VerifHy ist die zentrale IT-Plattform zur schnellen und komfortablen Über-prüfung der Wasserstoffeignung der Gasnetze. Es werden relevante Informa-tionen zur Wasserstofftauglichkeit der Bau-teile gebündelt. Die Datenbank ist als lebendes, stetig wachsendes System zu verstehen, welches durch die im Markt agierenden Produkthersteller und durch die DVGW-Institute stetig erweitert und aktualisiert wird. Die Informationen stammen aus Forschungsprojekten, Literatur, Prüfbescheinigun-gen und bereitgestellten Herstellererklärungen.¹⁴



des Regelwerkes erforderlich.¹⁵ Dessen Arbeit kann durch eine Zusammenstellung der notwendigen Informationen sowie einer vorbereitenden Bewertung der Bestandteile des Gasnetzes ideal und effizient vorbereitet werden. Denn: Je weniger Informatio-nen vorliegen, desto mehr physische Nachweise werden seitens des Gutachters für die Bestätigung der H₂-Readiness benötigt. Aus den Prüfungen der H₂-Readiness ergeben sich eventuell verbleibende Erneuerungsmaßnahmen zur Erreichung der H₂-Readiness für die jeweilige Umstellzone eines Verteilnetzes.

Fokus 2023: Für Armaturen und Einbauteile sind grundlegend keine signifikanten Hürden zu erwarten

Nachdem im Ergebnisbericht 2022 die Rohrleitungsmaterialien hinsichtlich der H₂-Readiness dargestellt wurden, liegt der Fokus 2023 auf den Armaturen und Einbauteilen in den Versorgungs-leitungen und Netzanschlüssen. Mehrere Millionen Komponenten und Einbauteile wurden von 177 Verteilnetzbetreibern zurückge-meldet (siehe Tabelle 2).

⁹ Erläuterungen zum Begriff "H₂-ready" für Gasversorgungsnetze und Gasanwendungen nach DVGW-Regelwerk können der DVGW-Information GAS Nr. 29 entnommen werden.

Komponente	Versorgungsleitungen	Netzanschlussleitungen	Gesamt	
Schieber	397.772	279.325	677.097	
Kugelhähne	123.332	354.384	477.716	
Druckbohrventile	1.010.211	752.081	1.762.292	
Absperrklappen	2.554	58.605	61.159	
Kondensatsammler	29.273	1.470	30.743	
Ausbläser	121.350	6.011	127.361	
Isoliertrennstücke	54.172	149.774	203.946	
äußere Strömungswächter	57.881	1.685.041	1.742.922	

Versorgungsleitungen Netzanschlussleitungen

Tabelle 2: Anzahl von Komponenten und Einbauteilen in Versorgungsleitungen und Netzanschlussleitungen

Eine Beschreibung der einzelnen Komponenten und Einbauteile kann Anhang 8.1 entnommen werden. Für die Bewertung dieser Komponenten hinsichtlich der H₂-Readiness wurden drei Ebenen betrachtet, die sich hinsichtlich der Aussagekraft unterscheiden (Tabelle). Die erste Ebene „Grundlagen aus allgemeinen Forschungsergebnissen“ berücksichtigt die Beeinflussung des technisch-physikalischen Funktionsprinzips durch Wasserstoff

und beruht auf Forschungsergebnissen zu grundlegenden Material- und Funktionseigenschaften. Die nächstaussagekräftigere Ebene bezieht sich auf komponentenspezifische Ergebnisse der DVGW-Forschungsprojekte. Die letzte Ebene verweist auf konkrete Herstellerangaben zu deren Produkten, die in der DVGW-Datenbank „verifHy“ vorliegen.

Komponente	1. Ebene Grundlagen aus allgemeinen Forschungsergebnissen	2. Ebene Spezifische Forschungs- ergebnisse	3. Ebene Herstellereklärungen
Schieber	Keine technischen Hindernisse	Ergebnisse aus DVGW-Forschung bis Ende 2024 erwartet	Erste H ₂ -ready Produkte enthalten. Weitere folgen bis Ende 2023.
Kugelhähne	Keine technischen Hindernisse	Ergebnisse aus DVGW-Forschung zu Dichtheit bis Ende 2024 erwartet	Erste H ₂ -ready Produkte enthalten. Weitere folgen bis Ende 2023.
Druckbohrventile	Keine technischen Hindernisse	Ergebnisse aus DVGW-Forschung bis Ende 2024 erwartet	Erste H ₂ -ready Produkte enthalten. Weitere folgen bis Ende 2023.
Absperrklappen	Sind nicht mehr Stand der Technik und werden unabhängig von Wasserstoff zunehmend ausgebaut.		Eine Bewertung durch den Hersteller wird nicht vorgenommen werden.
Kondensatsammler	Sind unabhängig von Wasserstoff auszubauen.		Eine Bewertung durch den Hersteller wird nicht vorgenommen werden.
Ausbläser	Keine technischen Hindernisse	Ergebnisse aus DVGW-Forschung bis Mitte 2025 erwartet	Notwendige Betrachtung im Rahmen der Bewertung der Explosionsicherheit liegen beim Betreiber.
erdverbaute Gasströmungswächter	Keine technischen Hindernisse	Nachweis der Funktion und Integrität gegenüber Wasserstoff wurde erbracht	Derzeit liegen nur Aussagen bis 20 Vol.-% H ₂ vor. Update wird im Laufe des nächsten Jahres erwartet.
Isoliertrennstücke	Keine technischen Hindernisse	Ergebnisse aus DVGW-Forschung bis Ende 2024 erwartet	Positive Nachweise liegen bereits für mehr als 80 % der Produkte vor.

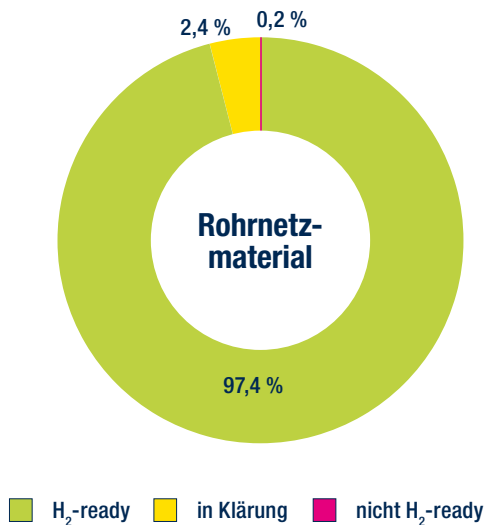
Für 100 % H₂ geeignet Forschungsprojekt wurde initiiert oder es liegen Teilaussagen vor
 Für 100 % H₂ ungeeignet Handlungsbedarf aus anderen Gründen / Spezialfälle

Tabelle 3: Ebenen der Bewertung der H₂-Readiness von Armaturen und Einbauteilen

Für die Armaturen und Einbauteile sind grundlegend keine signifikanten Hürden zu erwarten. Detaillierte Aussagen auf Basis von Forschungsergebnissen für einen Großteil der Komponenten werden im Laufe des nächsten Jahres veröffentlicht. Hierzu laufen eine Vielzahl an Forschungsprojekten, u. a. seitens des DVGW und seinen Forschungsinstituten. Mit der Einführung von Zertifizierungsprogrammen wird zudem eine stark wachsende Anzahl an Herstelleraussagen für die Produkte erwartet, die in die verifHy-Datenbank mit integriert werden.

Update: Die Rohrleitungen in den deutschen Gasverteilnetzen bestehen zu über 97 Prozent aus den wasserstofftauglichen Materialien Stahl und Kunststoff

Über das Statistik-Portal des DVGW^r wurden von den deutschen Gasverteilnetzbetreibern in 2023 und den Vorjahren Materialdaten zu insgesamt 562.447 km Leitungen (Netzanschlussleitungen und Versorgungsleitungen vom Nieder- bis zum Hochdruckbereich) gemeldet^s.



^r Vgl. auch Anhang A

^s Um eine größtmögliche Abdeckung des deutschen Gasnetzes zu erhalten, wurden dabei Datensätze bis in das Meldejahr 2015 verwendet. 70 Prozent der für die Auswertung zur Verfügung stehenden Leitungslängen stammen dabei aus dem Meldejahr 2022. Die erfassten Längen liegen damit über den ebenso Rückmeldungsschwankungen unterliegenden Gasnetzlängenstatistiken aus den jährlichen Monitoringberichten der Bundesnetzagentur.

Nach Auswertung der Materialeigenschaften bestehen die Rohrleitungen gemäß der jeweils zuletzt gemeldeten Datensätze zu 97,4 Prozent aus den H₂-tauglichen Materialien Stahl und Kunststoff. Mit insgesamt 386.891 km und einem Anteil von 69 Prozent machen die Kunststoffe den Großteil der verbauten Materialien im Gasverteilnetz aus. Bei 2,4 Prozent ist die H₂-Readiness der Materialien noch in Klärung, da die Rohrleitungen als Duktiguss (1,3 Prozent) oder der Werkstoff als unbekannt (1,1 Prozent) gemeldet wurden. Nur 0,2 Prozent sind aus Grauguss und damit einem Material, das vor Umstellung des entsprechenden Netzabschnitts auf Wasserstoff getauscht werden müsste.

Gegenüber dem GTP 2022 hat sich der Anteil der in Klärung befindlichen Rohrnetzmaterialien um 1,5 Prozent reduziert. Die Verteilnetzbetreiber erneuern zum einen den duktilen Grauguss-Anteil sukzessive in H₂-taugliche Materialien wie Kunststoff und Stahl und zum anderen werden Dokumentationslücken aktiv geschlossen.

Forschungsprojekte des DVGW zu...

...Wasserstofftauglichkeit von Stählen

Im DVGW-Projekt „SyWeSt H₂“ konnte in Kooperation mit der Open Grid Europe und der Materialprüfungsanstalt Stuttgart nachgewiesen und bestätigt werden, dass alle in Deutschland (und Europa) typischerweise eingesetzten Stähle für 100 Prozent Wasserstoff grundsätzlich tauglich sind. Einzelprüfungen können insbesondere bei hohen Betriebsdrücken und Druckschwankungen nutzungsbedingt erforderlich sein.¹⁷

...Wasserstofftauglichkeit von Duktiguss

Der DVGW bereitet derzeit in enger Zusammenarbeit mit führenden Netzbetreibern ein Forschungsprojekt vor, in dem die Frage der Wasserstofftauglichkeit von Duktigussnetzen umfassend beantwortet wird. Das Projekt soll 2024 abgeschlossen werden.

Tests aus Spanien (Verteilnetzbetreiber nedgia, Barcelona) zeigen, dass Beimischungen von bis zu 100 Vol.-Prozent Wasserstoff keine negative Auswirkung auf die mechanischen Eigenschaften (Härte, Biegung, Duktilität, Bruch) von Duktiguss haben.¹⁸

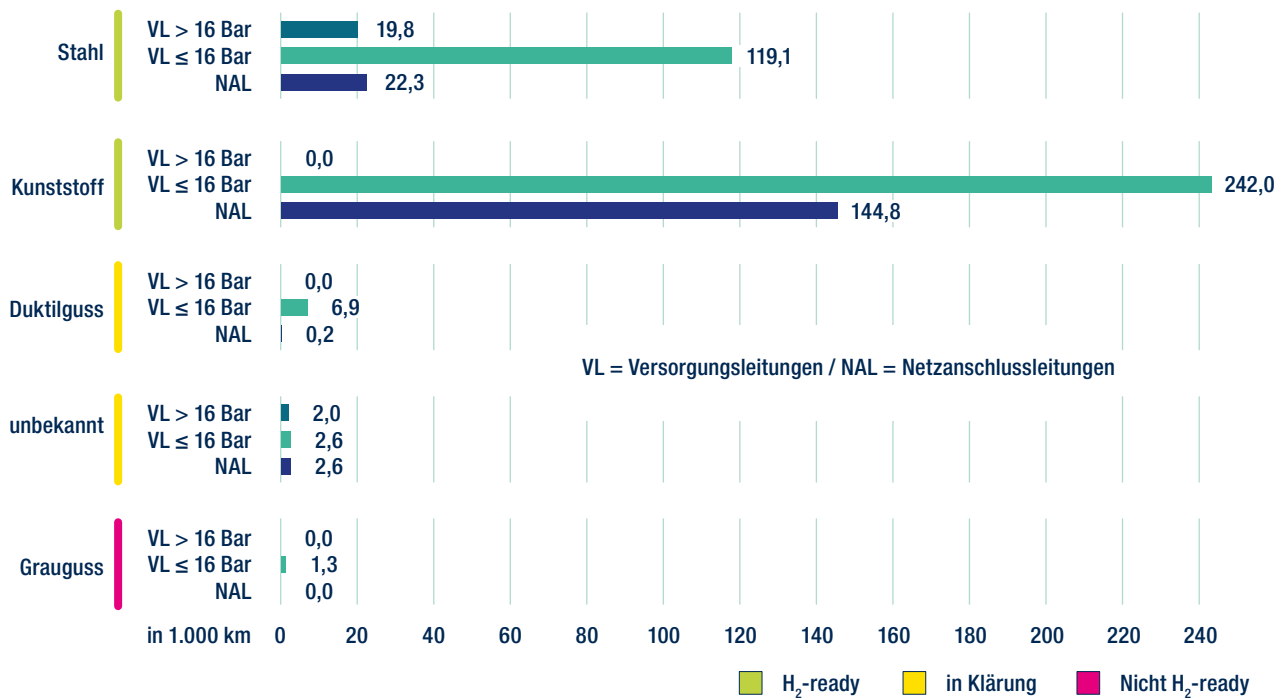


Abbildung 24: Rohrleitungsmaterialien Gas nach Gas-Wasser-Statistik G 410

Die meisten Verteilnetzbetreiber beschaffen bereits H₂-ready oder planen dies

224 Verteilnetzbetreiber haben Aussagen zum Stand der Beschaffung von H₂-ready Materialien in ihren Unternehmen übermittelt (siehe Tabelle 4). Da die Anerkennung von Mehrkosten für die H₂-Readiness bei Materialien noch nicht hinreichend geklärt ist, wird eine dementsprechende Änderung des Regulierungsrahmens viel dazu beitragen, dass laufende Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten in großer Breite bereits mit H₂-ready Komponenten durchgeführt werden.

Beschaffung H ₂ -ready?		davon vollständig H ₂ -ready Beschaffung geplant bis		
		2024	2025	später/unklar
vollständig	48			
teilweise	76	20	28	28
geplant	66	17	8	41
noch nicht geplant	30			

Tabelle 4: Status der H₂-ready Beschaffung der GTP-Teilnehmer

6

6. Schlussfolgerung, Handlungsempfehlungen und Ausblick

Der Planungsprozess für die Transformation der deutschen Gasverteilnetze zur Klimaneutralität wurde das zweite Jahr erfolgreich durchgeführt

Die in diesem Bericht gezeigten Ergebnisse sind Planungsstände aus dem zweiten Jahr eines mehrjährigen, deutschlandweiten Planungsprozesses. Gegenüber dem GTP-Ergebnisbericht 2022 konnte die Anzahl der GTP-Planungen um ein Drittel von 180 auf 241 Verteilnetzbetreiber gesteigert werden. Hierbei setzen sich die klaren Ergebnisse aus dem GTP 2022 fort – die Verteilnetzbetreiber gehen die Vorbereitung der Transformation ihrer Netze konsequent und mit großem Elan an. Auch ein Jahr später planen Verteilnetzbetreiber aus weiten Teilen Deutschlands eine erste H₂-Einspeisung bereits bis 2030 und es liegen klare Pläne zur Transformation der Gesamtnetze bis 2045 vor, bei einer gleichzeitigen Erhöhung der Planungsqualität. Die Branche setzt so ein klares Statement für eine ambitionierte Transformation der Gasversorgungsinfrastruktur. Dies stimmt hoffnungsvoll, dass wir in absehbarer Zeit große Mengen klimaneutraler Energie aus Import und dezentraler Erzeugung in Deutschland verteilen werden.

Der GTP-Prozess startete auch dieses Jahr wieder Anfang März mit der Veröffentlichung des Planungshandbuchs mit einer viermonatigen Bearbeitungsfrist bis zum 30. Juni 2023. Unternehmen, die bereits im letzten Jahr den GTP-Prozess gestartet hatten, konnten hierbei auf die Ergebnisse des Vorjahrs aufbauen oder idealerweise auf einen auf Basis des GTPs installierten kontinuierlichen Planungsprozess für die Transformation zurückgreifen. Auch 2023 erreichten H2vorOrt unterschiedlich detaillierte Planungen. Wie aus dem Bericht ersichtlich ist, konnten nicht alle Teilnehmer jede der im GTP abgefragten Analysen vollständig ausführen. In Summe wurden jedoch in allen Analysen hohe Rückmeldequoten verzeichnet. Insbesondere im Kern des GTPs, der zeitlichen und räumlichen Umstellungsplanung, konnte von fast allen Teilnehmern eine auswertbare Rücksendung erzielt werden.

Ziel ist eine investitionsfähige Planung bis 2025

Im GTP 2024 werden die Planungen weiter detailliert werden. Der Dialog mit den Kunden und Kommunen wird weiter fortgeschritten sein. Hierdurch bildet sich – auch in Rücksprache mit dem jeweiligen vorgelagerten Netzbetreiber – ein zunehmend konkreteres Bild der Umstellzeiträume und Mengen heraus. Die gegenwärtige Diskussion zum H₂-Kernnetz wird abgeschlossen sein und der Prozess für die zweite Stufe des Wasserstoffnetzausbaus wird – so ist es zumindest wünschenswert – legislativ verankert und in der Umsetzung sein. Auf technischer Ebene arbeiten die Unternehmen weiter an der Analyse ihrer Netze und untersuchen im nächsten Planungszyklus gastechnische Anlagen. Mit all diesem kommt Deutschland einen guten Schritt weiter in Richtung eines kohärenten Zielbilds für die Wasserstoffversorgung. Im Rahmen des GTP-Prozesses soll es für Unternehmen möglich sein, die Investitionsfähigkeit der Planung bis 2025 zu erreichen.

Was können Sie tun, um die Transformation zu unterstützen?

Industriekunden

Intensivieren sie den Dialog mit Ihrem Verteilnetzbetreiber über Wasserstoff. Sie haben die Chance, im Dialog mit Ihrem Verteilnetzbetreiber vor Ort die Transformation Ihrer Gasversorgung hin zu Wasserstoff gemeinschaftlich zu gestalten. Die Verteilnetzbetreiber sind das verbindende Element zwischen dem entstehenden deutschen H₂-Kernnetz und Ihnen als Verbraucher. Durch den gemeinschaftlichen Dialog können Investitionszyklen und Bereitstellung der H₂-Belieferung optimiert aufeinander abgestimmt werden. Anhaltspunkte für eine gemeinsame Erstbeschäftigung mit dem Thema Wasserstoff finden Sie in dem auf der Website von H2vorOrt veröffentlichten „Leitfaden RLM-Netzkundenkommunikation“ sowie dem zugehörigen Fragenkatalog.

Kommunen

Intensivieren Sie den Dialog zur kommunalen Wärmeplanung mit Ihrem Verteilnetzbetreiber. Der GTP bietet ein solides Fundament für deren Entwicklung. Rund die Hälfte aller Haushalte werden heute mit Gas versorgt. Der GTP berücksichtigt diese sowie überregionale Zusammenhänge der Versorgung, den Prozesswärmebedarf und insbesondere auch infrastrukturell

wichtige Ankerkunden (wie die lokal ansässigen Industriebetriebe). Diese Zusammenhänge sind für die kommunale Wärmeplanung von grundsätzlicher Bedeutung, da der industrielle Energiebedarf, die Versorgung mit Fernwärme und überregionale Zusammenhänge einen Rahmen für die Infrastrukturscheidungen in den Kommunen setzen.

Netzbetreiber

Beteiligen Sie sich jedes Jahr am GTP. Sollten Sie noch nicht teilgenommen haben, empfehlen wir, den grundsätzlichen Prozess auf Basis der vergangenen GTP-Leitfäden bereits zeitnah zu starten und nicht auf die Veröffentlichung des GTP-Leitfadens 2024 zu warten. Erstellen Sie eine Basisplanung, gehen Sie in den Dialog mit Ihren Kunden und Kommunen, stimmen Sie sich mit Ihren vor- und nachgelagerten Netzbetreibern ab und beginnen Sie mit der technischen Analyse Ihrer Netze. Wir freuen uns auf Ihre Teilnahme in 2024!

Politik

Kostenanerkennung

Im EnWG 2021 ist die Forderung nach einer gemeinschaftlichen Finanzierung von Gas- und Wasserstoffnetzen verankert^t. Dies ist gegenwärtig aufgrund der fehlenden Europäischen Gesetzgebung noch nicht erfolgt. Es wäre wichtig, dies – sobald die Europäische Regelung vorliegt – umgehend umzusetzen, um die Transformation nicht zu behindern. Insbesondere ist es notwendig, dass die Kosten für die Herstellung der H₂-Readiness in bestehenden Gasnetzen schnellstmöglich regulatorisch anerkannt werden. Da die Anerkennung der Kosten eine grundlegende Bedingung für die Transformation der Netze ist, können starke Verzögerungen zu einem umsetzungsgefährdenden Stolperstein auf dem Weg zur Klimaneutralität werden.

Die Verteilnetzbetreiber haben in den letzten 15 Jahren rund 35,5 Mrd. Euro¹⁹ in den Ausbau und die Erneuerung der Netze investiert²⁰. Dies ermöglicht heute eine kosteneffiziente und schnelle Ertüchtigung der Infrastruktur auf Wasserstoff. Der DVGW geht von Mehrkosten von insgesamt 13 bis 17 Mrd. Euro bis 2050²¹ für die Herstellung der H₂-Readiness aus²². Für die Transformation der gesamten Gasinfrastruktur (Transport- und Verteilnetze) inkl. Gasanwendungen (Heizungen, Industrieanwendungen etc.) liegen die Mehrinvestitionen im Vergleich zur regulären Erneuerung laut DVGW zwischen 16 und 30 Prozent.²¹

^t EnWG §112 (1): „Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlicht bis zum 31. Dezember 2022 ein Konzept zum weiteren Aufbau des deutschen Wasserstoffnetzes. Das Konzept soll im Lichte sich entwickelnder unionsrechtlicher Grundlagen – vor dem Hintergrund des Ziels einer Anpassung des regulatorischen Rahmens zur gemeinsamen Regulierung und Finanzierung der Gas- und der Wasserstoffnetze – Überlegungen zu einer Transformation von Gasnetzen zu Wasserstoffnetzen einschließlich einer schrittweise integrierten Systemplanung beinhalten.“

Hochlauf der Mengen

Die Bundesregierung hat im Juli 2023 die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS 2023) veröffentlicht.^v Die Bundesregierung geht in der NWS 2023 für das Jahr 2030 von einem erhöhten Wasserstoffbedarf von 95 TWh bis 130 TWh aus^w, der über die heimische Wasserstoffherzeugung sowie über Importe von Wasserstoff und Derivaten gedeckt werden soll. Damit diese Mengen bis zum Jahr 2030 verfügbar sind, müssen die in der Strategie enthaltenen Maßnahmen zum Ausbau der heimischen Elektrolysekapazität auf mindestens 10 GW bis zum Jahr 2030 zügig umgesetzt werden. Ein wichtiger Beitrag, um dies zu erreichen, bildet das in der Strategie enthaltene Wasserstoffbeschleunigungsgesetz. Dieses Gesetz sollte wie in der NWS 2023 vorgesehen schnellstmöglich noch in diesem Jahr implementiert werden. Darüber hinaus müssen Genehmigungsprozesse und die Vergabe von Fördermitteln beschleunigt werden, damit Wasserstoffherzeugungskapazitäten rechtzeitig den Betrieb aufnehmen können. Die Bundesregierung sollte sich vor allem bei IPCEI-Projekten auf EU-Ebene für eine Beschleunigung der Notifizierung der Fördermittel einsetzen. Die Bundesregierung solle parallel dazu die in der NWS 2023 für dieses Jahr geplante Importstrategie zu Wasserstoff vorlegen und darin das Zielbild und die Maßnahmen zum Import über Pipelines und Schiffe weiter präzisieren.

Unbundling

Das Thema regulatorische Entflechtung („Unbundling“) wird gegenwärtig auf EU-Ebene im sogenannten Gaspaket diskutiert. Dieses befindet sich gegenwärtig in den Trilogverhandlungen^x. Den Forderungen der Europäischen Kommission in der Binnenmarkttrichtlinie²³ zu einem verschärften Unbundling muss die Bundesregierung im Trilog entschieden entgegenreten. Wie schon der Bundesrat festgestellt hat²⁴, würde dies den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wesentlich verlangsamen. Zudem haben die Verteilnetzbetreiber in Deutschland den Beweis angetreten, dass die Umsetzung der seit 2009 bestehenden Unbundlingregeln für Gas einen für Europa einzigartigen Wettbewerb ermöglicht haben. Der gemeinsame Betrieb von Gas- und Wasserstoffleitungen ermöglicht eine sehr flexible und auf die Kunden und Kommunen zugeschnittene Vorgehensweise vor Ort.

^u Im Vergleich: Die jährliche EEG-Einspeisevergütung betrug in den letzten 10 Jahren 10 bis 15 Mrd. Euro pro Jahr.

^v Die Bundesregierung (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. NWS 2023.

^w Die Bundesregierung ging in der Nationale Wasserstoffstrategie aus dem Jahr 2020 von einem Gesamtbedarf an Wasserstoff von 90 TWh bis 110 TWh für das Jahr 2030 aus. Die Bundesregierung (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie.

^x Vgl. „Validierter Zwischenbericht über ein Konzept zum weiteren Aufbau des deutschen Wasserstoffnetzes“, Kapitel 5, <https://dserver.bundestag.de/btd/20/079/2007915.pdf>

7 Hintergründe

Saisonale Energiebedarfe sind entscheidend für die Infrastrukturauslegung

Die Gasnetze sind auf hohe saisonale Schwankungen ausgelegt. Gerade im Winter, wenn Wohnungen beheizt und Straßen und Gebäude über längere Zeiträume beleuchtet werden müssen, ist der Energieverbrauch in Deutschland besonders hoch: Der monatliche Gasverbrauch verdreifacht sich in dieser Zeit verglichen mit den Sommermonaten, die zur Infrastrukturauslegung heranzuziehende Stromlast schwankt im Vergleich dazu lediglich um den Faktor 1,2 (siehe Abbildung 25).

Nicht nur die Leitungsinfrastruktur, auch die Erzeugung erneuerbarer Energien selbst ist nicht ausreichend für die Deckung der saisonalen Verbrauchsniveaus im Winter geeignet. Da eine tendenziell geringere erneuerbare Stromerzeugung im Winter (insbesondere PV) dem saisonal erhöhten Heizbedarf im Winter sogar entgegenläuft, ist unabhängig von der Heiztechnologie neben einer auf die Heizperiode ausgelegten Leitungsinfrastruktur auch eine leistungsfähige, langfristige Speichertechnologie notwendig. Wasserstoff ist einerseits Speicher für national erzeugte oder importierte Erneuerbare Energie und kann andererseits auch in umgestellten Gasspeichern in großer Menge vorgehalten werden.

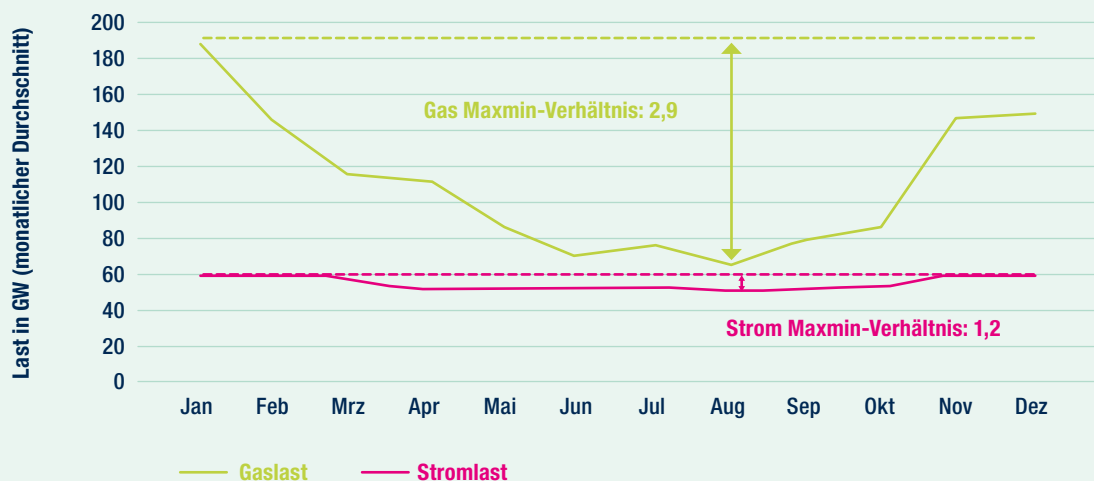


Abbildung 25: Monatlicher Vergleich von Strom- und Gasnachfrage (Last in GW) in durchschnittlich kaltem Beispieljahr (2017); Quelle: DVGW (2022): Resiliente Strategien für eine nachhaltige Wärmewende mit klimafreundlichen Gasen. Ein nachhaltiger Wärmemarkt; Teil 2

Quelle: Frontier Economics basierend auf IEA Statistics und ENTSO-E Transparency Plattform

Hinweis: Das Maxim-Verhältnis entspricht dem Verhältnis zwischen dem absoluten monatlichen Maximum und dem Minimum, jeweils separat für Gas- und Stromlast errechnet.

Pilotprojekte auf Verteilnetzebene sind Innovationstreiber

Produktion, Transport und Einsatz von Wasserstoff sind auf Ebene der Gasverteilnetze keine Vision, die lediglich auf dem Papier existiert. Bereits zum jetzigen Zeitpunkt werden in Deutschland zahlreiche Projekte umgesetzt, die das Potenzial des Energieträgers demonstrieren. Zuletzt 2022 im Wasserstoffbericht nach §28q EnWG²⁵ wurden von den energiewirtschaftlichen Verbänden in

größerem Umfang Pilotprojekte auf Gasverteilnetzebene erhoben (Abbildung 26). In den Projekten leisten die Beteiligten mit umfassendem Know-how nicht nur einen wichtigen Beitrag in Bezug auf die Energiewende, sondern sind auch gleichermaßen Innovationstreiber und Enabler für Technologien und Standards.

BDEW (2022): Übersicht dezentraler Wasserstoffprojekte mit Schwerpunkt im Verteilernetz, basierend auf einer gemeinsamen Abfrage der Verbände BDEW, DVGW und VKU im Rahmen der Erstellung des Wasserstoffberichts nach §28q EnWG.

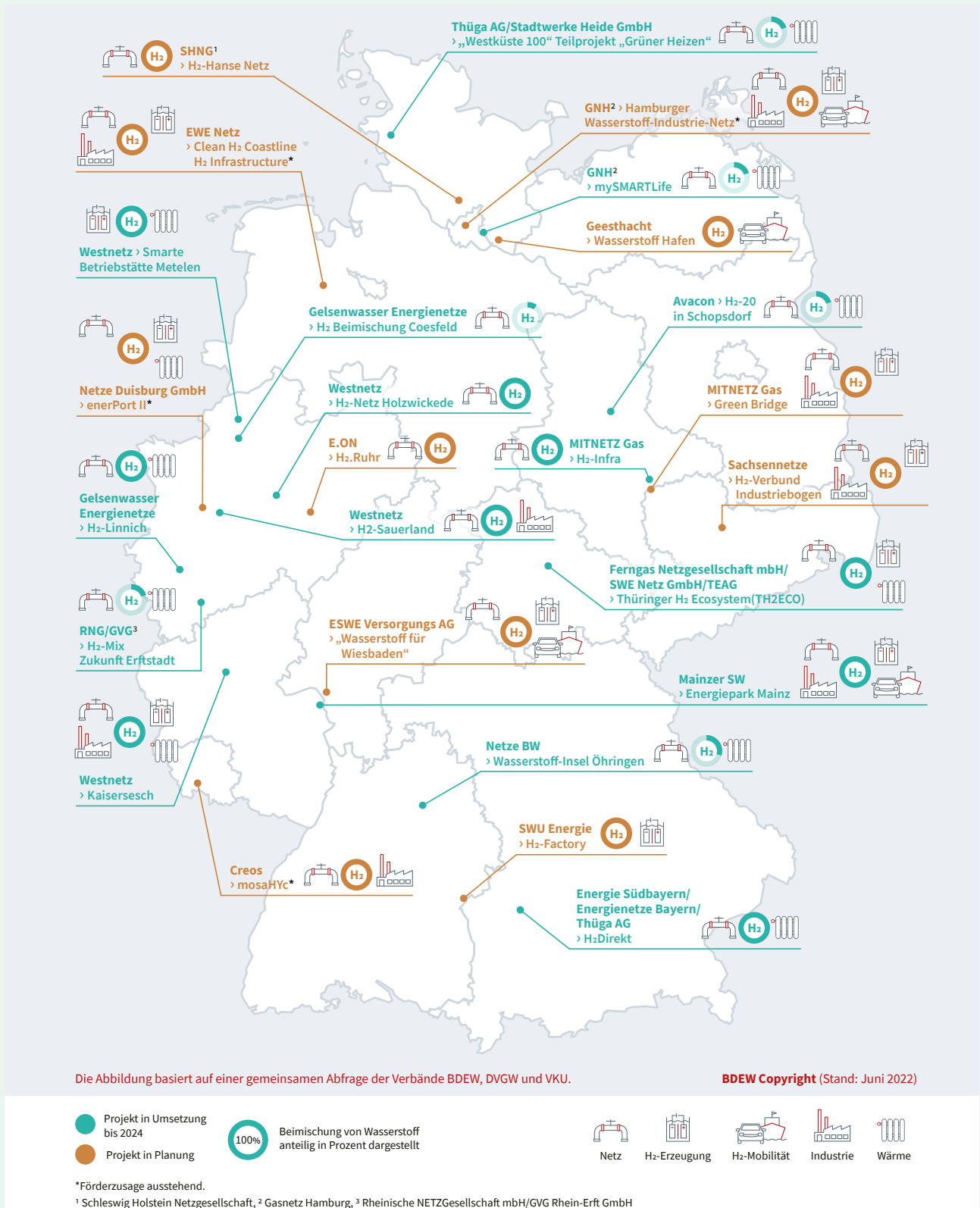


Abbildung 26: Übersicht dezentraler Wasserstoffprojekte mit Schwerpunkt im Gasverteilernetz.

8 Anhang

Anhang A: Erläuterungen zur Technikanalyse

Schieber, Kugelhähne und Absperrklappen:

Schieber, Kugelhähne und Absperrklappen sind Armaturen, die üblicherweise verwendet werden, um den gesamten Querschnitt eines Rohres entweder vollständig zu öffnen oder zu schließen. Sie dienen oft als Vorabspernung, um Wartungsarbeiten an nachfolgenden Leitungsabschnitten durchzuführen. Kugelhähne bestehen aus einem hohlen Gehäuse, in dem sich eine drehbare Kugel mit einem Durchgangsloch befindet. Im Gegensatz zu Schiebern oder Kugelhähnen besteht eine Absperrklappe aus einer drehbaren Scheibe oder einem Klappenblatt, das sich im Inneren des Gehäuses bewegt. Diese Scheibe kann den Durchflussweg blockieren oder zulassen, je nach Position.

Druckanbohrventile:

Ein Druckanbohrventil ist eine spezielle Art von Ventil, das in Rohrleitungssystemen eingesetzt wird, um eine Verbindung zu bestehenden Leitungen herzustellen, ohne den Druck in der Leitung ablassen zu müssen bzw. den Hauptdurchfluss zu unterbrechen und somit einen kontinuierlichen Betrieb aufrechtzuerhalten.

Kondensatsammler:

Kondensatsammler sind Einrichtungen, die dazu dienen, Feuchtigkeit aus dem Gasstrom zu entfernen. Sie stammen aus der Zeit, als noch Stadtgas statt Erdgas durch die Leitungen strömte. Das Stadtgas war ein sehr feuchtes Gas, hingegen sind Erdgas oder zukünftig Wasserstoff trockene Gase. Kondensatsammler werden folglich nicht mehr benötigt und werden seit einiger Zeit nach und nach ausgebaut.

Ausbläser:

Ausbläser sind Komponenten, die dazu dienen, Gas aus einer Leitung zu entfernen.

Insbesondere bei Wartungsarbeiten in Rohrleitungssystemen werden Ausbläser eingesetzt, um verbleibende Gase aus den betroffenen Teilen sicher abzulassen.

Erdverbaute Gasströmungswächter:

Ein (erdverbauter) Gasströmungswächter ist eine in der Netzanschlussleitung integrierte Gasarmatur, die darauf ausgelegt ist, den Durchfluss von Gas zu unterbrechen, wenn die Gasleitung

beschädigt wird und ein sehr hoher Volumenstrom auftritt. Der Gasströmungswächter zählt zu den sogenannten aktiven Sicherheitsvorrichtungen.

Isoliertrennstücke

Isoliertrennstücke sind elektrische Isolierbauteile, die in Verbindungen verwendet werden, um elektrisch leitende Teile voneinander zu trennen. Das gilt insbesondere für Gasleitungen die kathodisch geschützt werden. Dabei wird an der Leitung ein künstlicher Schutzstrom angelegt, um die Stahlleitungen vor Korrosion bzw. Rost zu schützen.

Gas – und Wasserstatistik des DVGW

Die Gas-Wasser-Statistik (<https://www.dvgw.de/themen/sicherheit/gas-und-wasserstatistik>) ist eine Online-Plattform des DVGW zur Erfassung von Daten in der Gas- und Wasserversorgung. Dazu gehören auch die hier dargestellten Rohrleitungsmaterialien und -längen.

Die Daten können von Behörden, wie dem Bundeswirtschaftsministerium und den Energieaufsichten von Bund und Ländern sowie den beteiligten Unternehmen in aggregierter Form eingesehen werden (insbesondere zur Vergleichbarkeit mit anderen Unternehmen und zur Entwicklung von Strategien).

Die Struktur- und Schadenserfassung ist im Sinne des §49 EnWG im Technischen Regelwerk G 410 festgelegt. Dies unterstreicht die Bedeutung der verbindlichen Teilnahme an der Datenerhebung im Energiericht.

ANHANG B: Planungsprämissen

Im Folgenden finden Sie die Prämissen für die GTP-Erstellung aus dem GTP-Handbuch 2023. Die Planungen wurden von den einzelnen Unternehmen nach diesen Prämissen auf Basis der lokalen Situation vor Ort angefertigt. Diese Planungen wurden anschließend für diesen Bericht aggregiert und ausgewertet. Weiterentwicklungen des Rechtsrahmens werden in den Planungsprämissen der nachfolgenden GTP-Handbücher berücksichtigt.

I. Marktliche Rahmenbedingungen

- a) Es wird vorausgesetzt, dass die Politik Rahmenbedingungen schafft, die eine zunehmende Dekarbonisierung des Gasverbrauchs entsprechend den Klimazielen der Bundesregierung ermöglichen. Dies entspricht der Forderung von H₂ vor Ort nach einem Grün gasziel – zusammen mit einem Umsetzungspfad wie zum Beispiel einer hochlaufenden Quotenregelung.
- b) Im Rahmen des GTP wird davon ausgegangen, dass H₂-Readiness-Maßnahmen zeitnah in der Gasnetzregulierung anerkannt werden.
- c) Leitend für die Transformationsplanung sind die Klimaziele, nicht heutige Thesen zur Mengenbereitstellung klimaneutraler Gase. Damit die entsprechenden Reduktionspotenziale umgesetzt werden können, sind die notwendigen Mengen an klimaneutralen Gasen bereitzustellen. Es kann im Rahmen des GTP davon ausgegangen werden, dass der Netzentwicklungsplan einen rechtzeitigen und bedarfsgerechten Ausbau der Versorgungsinfrastruktur für klimaneutrale Gase vollumfänglich sicherstellt und darüber hinaus eine signifikante Menge klimaneutraler Gase auch dezentral erzeugt wird.

II. Technische Rahmenbedingungen

- a) Das gesamte Verteilnetz soll spätestens 2040 in der Lage sein, klimaneutrale Gase zu transportieren. Netze, die langfristig 100 Vol.-Prozent H₂ transportieren sollen, müssen also spätestens 2040 vollständig H₂-ready sein.
- b) Die Vielfalt der klimaneutralen Gase (Wasserstoff, Biomethan, SNG, ...) sollte zielkompatibel optimal eingesetzt werden. Die gesicherte dezentrale Erzeugung ist miteinzubeziehen.
- c) Instandhaltungsmaßnahmen werden unabhängig von der zeitlichen Planung bereits im Rahmen der Verfügbarkeit H₂-ready durchgeführt.
- d) Der DVGW stellt sicher, dass das Regelwerk zu 20 Vol.-Prozent/100 Prozent H₂ rechtzeitig zur Verfügung steht. Vgl. Kapitel 11.1
- e) Neue KWK-Anlagen bzw. Gaskraftwerke sind nach dem aktuellen politischen Willen H₂-ready zu errichten. Es wird empfohlen, diese Anforderung so weit wie möglich auch auf andere neue RLM-Kunden/Anwendungen anzuwenden bzw. Bestandskunden frühzeitig die Notwendigkeit der H₂-Readiness anzuzeigen.
- f) Netzabschnitte von Gebieten, in denen beispielsweise basierend auf einer kommunalen Wärmeplanung gesichert ist, dass diese zukünftig nicht mehr mit gasförmiger Energie versorgt

werden sollen, sind im GTP entsprechend zu berücksichtigen (Mengen der Umstellzonen in der Kapazitätsplanung).

III. Klimapolitische Rahmenbedingungen

- a) Regionale Klimaziele und Anforderungen sind die Führungsgröße (Kommunale Wärmeplanung) – der GTP fungiert hier als Brücke, um die Anforderungen der Kommunen bzgl. des Klimaschutzes an FNBS und Landes- und Bundespolitik zu transportieren. Die Erreichung der Sektorenziele wird auf kommunaler Ebene unterstützt (Bottom-up-Analysen der Gemeinden).
- b) Die Planung soll so ausgestaltet werden, dass sie eine kommunale Wärmeplanung, die nach Koalitionsvertrag bundesweit eingeführt werden soll, maximal unterstützt. Hierzu sollte insbesondere, sofern noch nicht geschehen, der Dialog zu den Kommunen gesucht werden, um Transformationen der Gasinfrastruktur zur Klimaneutralität im Sinne der Kommune so zeitnah wie möglich abgestimmt angehen zu können – ungeachtet der zum Zeitpunkt des Erscheinens des Leitfadens noch nicht abgeschlossenen Legislativprozesse zu diesem Thema.
- c) Der konsolidierte Umstellungsplan über alle VNBS muss das deutsche Klimaziel (Klimaschutzgesetz) in Summe erfüllen. Räumliche und zeitliche Entwicklungsstufen werden in der Summe zielkompatibel bilanziell ausgeglichen.
 - 65 Prozent weniger CO₂ ggü. 1990 bis zum Jahr 2030
 - 88 Prozent weniger CO₂ ggü. 1990 bis zum Jahr 2040
 - Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045

IV. Weitere Rahmenbedingungen

- a) Der GTP richtet sich an einem Mengengerüst aus, das in verschiedenen zukünftigen Bedarfslagen die Aufrechterhaltung der derzeitigen Versorgungssicherheit sicherstellt
- b) Der GTP soll von jedem Verteilnetzbetreiber jährlich aktualisiert werden.
- c) Der GTP ist die Basis für eine nachfolgende teilnetzspezifische Umstellung auf H₂ und andere klimaneutrale Gase analog der H-Gas-/L-Gas-Umstellung. Es wird davon ausgegangen, dass die Bundesregierung rechtzeitig auch einen analogen Rechtsrahmen schafft (vgl. §19a EnWG).
- d) Der GTP ist Teil eines bundesweiten, netzebenenübergreifenden Planungskonzepts, das von der Gasnetzbranche der Bundesnetzagentur im Rahmen des Wasserstoffberichts nach EnWG §28q vorgelegt wurde (dort Kapitel 5.1 „Der Gasnetzgebietstransformationsplan“) – siehe www.fnb-gas.de

ANHANG C: Beteiligte Unternehmen

Für den GTP 2023 haben folgende Unternehmen Rückmeldungen eingesendet:

- ➔ Avacon Hochdrucknetz GmbH
- ➔ Avacon Netz GmbH
- ➔ AVU Netz GmbH
- ➔ badenovaNETZE GmbH
- ➔ Bayerische Rhöngas GmbH
- ➔ Bayernwerk Netz GmbH
- ➔ Braunschweiger Netz GmbH
- ➔ Creos Deutschland GmbH
- ➔ Dortmunder Netz GmbH
- ➔ E.DIS Netz GmbH
- ➔ e.wa riss Netze GmbH
- ➔ EAM Netz GmbH
- ➔ ElbEnergie GmbH
- ➔ ELE Verteilnetz GmbH
- ➔ ENA Energienetze Apolda GmbH
- ➔ enercity Netz GmbH
- ➔ Energie Mittelsachsen GmbH
- ➔ Energie- und Wasserversorgung Altenburg GmbH
- ➔ Energie- und Wasserwerke Bautzen GmbH
- ➔ Energie Waldeck-Frankenberg GmbH
- ➔ Energienetze Bayern GmbH & Co. KG
- ➔ Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG
- ➔ Energienetze Offenbach GmbH
- ➔ Energieversorgung Lohr-Karlstadt u. Umgebung GmbH & Co. KG
- ➔ Energieversorgung Alzenau GmbH
- ➔ Energieversorgung Ergolding-Essenbach GmbH
- ➔ Energieversorgung Halle Netz GmbH
- ➔ Energieversorgung Inselsberg GmbH
- ➔ Energieversorgung Rottenburg am Neckar GmbH
- ➔ Energiewerke Zeulenroda GmbH
- ➔ energis-Netzgesellschaft mbH
- ➔ ENERVIE Vernetzt GmbH
- ➔ e-netz Südhessen AG
- ➔ ENNI Energie & Umwelt Niederrhein GmbH
- ➔ EnR Energienetze Rudolstadt GmbH
- ➔ ENWG Energienetze Weimar GmbH & Co. KG
- ➔ Erdgas Burgbernheim GmbH
- ➔ Erdgas Kempten-Oberallgäu Netz GmbH
- ➔ Erdgas Uffenheim GmbH & Co. KG
- ➔ Erdgasversorgung Erding GmbH & Co.KG
- ➔ ESTW Erlanger Stadtwerke AG
- ➔ ESWE Versorgungs AG
- ➔ EVB-Netze GmbH
- ➔ EW Eichsfeldgas GmbH
- ➔ EWE NETZ GmbH
- ➔ EWR Netz GmbH
- ➔ FairNetz GmbH
- ➔ Feuchter Gemeindewerke GmbH
- ➔ Freiburger Erdgas GmbH
- ➔ Freisinger Stadtwerke Versorgungs-GmbH
- ➔ Gas und Wärme GmbH Bad Aibling
- ➔ Gasnetz Hamburg GmbH
- ➔ Gasversorgung Dessau GmbH
- ➔ Gasversorgung Dingolfing GmbH & Co. KG
- ➔ Gasversorgung Eisenhüttenstadt GmbH
- ➔ Gasversorgung Miltenberg- Bürgstadt GmbH
- ➔ Gasversorgung Pfaffenhofen GmbH & Co. KG
- ➔ Gelsenwasser Energienetze GmbH
- ➔ Gemeindewerke Garmisch-Partenkirchen
- ➔ Gemeindewerke Hermaringen GmbH
- ➔ Gemeindewerke Kirkel GmbH
- ➔ Gemeindewerke Schwarzenbruck GmbH
- ➔ Gemeindewerke Wendelstein Gasversorgung GmbH
- ➔ Gemeindewerke Kiefersfelden
- ➔ GeraNetz GmbH
- ➔ Gewerbepark Nürnberg Feucht GmbH
- ➔ GGEW AG
- ➔ Greizer Energienetze GmbH
- ➔ GVL-Gasversorgung Langenau GmbH
- ➔ Hanau Netz GmbH
- ➔ HanseGas GmbH
- ➔ Heilbronner Versorgungs GmbH
- ➔ Herzo Werke GmbH
- ➔ HEWA GmbH
- ➔ inetz GmbH
- ➔ INNergie GmbH
- ➔ KEW Kommunale Energie- und Wasserversorgung AG
- ➔ Kommunale Energienetze Inn-Salzach GmbH & Co. KG
- ➔ Leitungspartner GmbH
- ➔ Licht-, Kraft- und Wasserwerke Kitzingen GmbH
- ➔ LSW Netz GmbH & Co.KG
- ➔ Mainfranken Netze GmbH
- ➔ Main-Kinzig Netzdienste GmbH
- ➔ Mainzer Netze GmbH
- ➔ medl GmbH
- ➔ Meißener Stadtwerke GmbH
- ➔ Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH
- ➔ MVV Netze GmbH
- ➔ NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG
- ➔ N-ERGIE Netz GmbH
- ➔ Netz Leipzig GmbH
- ➔ NETZE Bad Langensalza GmbH
- ➔ Netze BW GmbH
- ➔ Netze Duisburg GmbH
- ➔ Netze ODR GmbH
- ➔ Netze-Gesellschaft Südwest mbH
- ➔ Netzgesellschaft Düsseldorf mbH
- ➔ Netzgesellschaft Eisenberg mbH
- ➔ Netzgesellschaft Gütersloh mbH
- ➔ NETZGESELLSCHAFT NIEDERRHEIN MBH
- ➔ Netzwerke Saarlouis GmbH
- ➔ NEW Netz GmbH
- ➔ NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH
- ➔ Oberhausener Netzgesellschaft mbH

- ➔ Oberhessengas Netz GmbH
- ➔ Ohra Energie GmbH
- ➔ OsthessenNetz GmbH
- ➔ Pfalzgas GmbH
- ➔ Regionetz GmbH
- ➔ Rhein Hessische Energie- und Wasserversorgungs-GmbH
- ➔ Rheinische NETZGesellschaft mbH
- ➔ Rhein-Sieg Netz GmbH
- ➔ RhönEnergie Osthessen GmbH
- ➔ Saalfelder Energienetze GmbH
- ➔ SachsenNetze GmbH
- ➔ Schleswig-Holstein Netz AG
- ➔ schwaben netz gmbh
- ➔ schwaben netz regional gmbh
- ➔ Siegener Versorgungsbetriebe GmbH
- ➔ Städtische Werke Magdeburg GmbH & Co.KG
- ➔ Stadtnetze Münster GmbH
- ➔ Stadtwerk am See GmbH & Co. KG
- ➔ Stadtwerke Ahaus GmbH
- ➔ Stadtwerke Ansbach GmbH
- ➔ Stadtwerke Arnstadt Netz GmbH & Co.KG
- ➔ Stadtwerke Bad Reichenhall KU
- ➔ Stadtwerke Bad Windsheim
- ➔ Stadtwerke Bad Wörishofen
- ➔ Stadtwerke Bernau GmbH
- ➔ Stadtwerke Bernburg Gasnetz GmbH
- ➔ Stadtwerke Bliestal GmbH
- ➔ Stadtwerke Bochum Netz GmbH
- ➔ Stadtwerke Buchen GmbH & Co. KG
- ➔ Stadtwerke Burg Energienetze GmbH
- ➔ Stadtwerke Dachau
- ➔ Stadtwerke Dinkelsbühl
- ➔ Stadtwerke Ditzingen GmbH & Co. KG
- ➔ Stadtwerke Eichstätt Versorgungs GmbH
- ➔ Stadtwerke Elbtal GmbH
- ➔ Stadtwerke Elmshorn
- ➔ Stadtwerke Erdgas Plauen GmbH
- ➔ Stadtwerke Fellbach GmbH
- ➔ stadtWERKE Feuchtwangen
- ➔ Stadtwerke Friedberg
- ➔ Stadtwerke Georgsmarienhütte Netz GmbH
- ➔ Stadtwerke Gescher GmbH
- ➔ Stadtwerke Gotha NETZ GmbH
- ➔ Stadtwerke Greven GmbH
- ➔ Stadtwerke Haltern am See GmbH
- ➔ Stadtwerke Hattingen GmbH
- ➔ Stadtwerke Heidelberg Netze GmbH
- ➔ Stadtwerke Herford GmbH
- ➔ Stadtwerke Herne AG
- ➔ Stadtwerke Homburg GmbH
- ➔ Stadtwerke Ilmenau GmbH
- ➔ Stadtwerke Ingolstadt Netze GmbH
- ➔ Stadtwerke Jena Netze GmbH
- ➔ Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH
- ➔ STADTWERKE KELHEIM GmbH & Co KG
- ➔ Stadtwerke Königslutter GmbH
- ➔ Stadtwerke Kulmbach
- ➔ Stadtwerke Langen GmbH
- ➔ Stadtwerke Lehrte GmbH
- ➔ Stadtwerke Lemgo GmbH
- ➔ Stadtwerke Lindau (B) GmbH & Co. KG
- ➔ Stadtwerke Löbau GmbH
- ➔ Stadtwerke Ludwigsfelde GmbH
- ➔ Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg GmbH
- ➔ Stadtwerke Münchenberg
- ➔ Stadtwerke Neuburg a. d. Donau
- ➔ Stadtwerke Neumarkt i. d. OPf. Energie GmbH
- ➔ Stadtwerke Neustadt an der Aisch GmbH
- ➔ Stadtwerke Ochtrup
- ➔ Stadtwerke Passau GmbH
- ➔ Stadtwerke Pirmasens Versorgungs GmbH
- ➔ Stadtwerke Pirna Energie GmbH
- ➔ Stadtwerke Radolfzell GmbH
- ➔ Stadtwerke Reichenbach Vogtland GmbH
- ➔ Stadtwerke Riesa GmbH
- ➔ Stadtwerke Rosenheim Netze GmbH
- ➔ Stadtwerke Roth
- ➔ Stadtwerke Röthenbach a. d. Pegnitz GmbH
- ➔ Stadtwerke Saarbrücken Netz AG
- ➔ Stadtwerke Sindelfingen GmbH
- ➔ Stadtwerke Sondershausen Netz GmbH
- ➔ Stadtwerke Speyer GmbH
- ➔ Stadtwerke St. Ingbert GmbH
- ➔ Stadtwerke Stein GmbH & Co. KG
- ➔ Stadtwerke Straubing Strom und Gas GmbH
- ➔ Stadtwerke Suhl/Zella-Mehlis Netz GmbH
- ➔ Stadtwerke Sulzbach/Saar GmbH
- ➔ Stadtwerke Traunstein GmbH & Co. KG
- ➔ Stadtwerke Treuchtlingen KU
- ➔ Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH
- ➔ Stadtwerke Velbert GmbH
- ➔ Stadtwerke Villingen-Schwenningen
- ➔ Stadtwerke Völklingen Netz GmbH
- ➔ Stadtwerke Waiblingen GmbH
- ➔ Stadtwerke Weißenburg GmbH
- ➔ Stadtwerke Wertheim GmbH
- ➔ Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH
- ➔ Stadtwerke Wunstorf GmbH & CO. KG
- ➔ Stadtwerke Zeven GmbH
- ➔ Stadtwerke Zirndorf GmbH
- ➔ StWL Städtische Werke Lauf a. d. Pegnitz GmbH
- ➔ SÜC Energie und H₂O GmbH
- ➔ SVS-Versorgungsbetriebe GmbH
- ➔ swa Netze GmbH
- ➔ SWE Netz GmbH
- ➔ SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
- ➔ SWO Netz GmbH
- ➔ SWP Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co.KG
- ➔ SWTE Netz GmbH & Co. KG
- ➔ Syna GmbH

- ➔ Tegernseer Energiegesellschaft mbH & Co. KG
- ➔ TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
- ➔ Teutoburger Energie Netzwerk eG (TEN eG)
- ➔ TWB-Technische Werke Blaubeuren GmbH
- ➔ TWH - Technische Werke Herbrechtingen GmbH
- ➔ TWS Netz GmbH
- ➔ Vereinigte Stadtwerke Netz GmbH
- ➔ WerraEnergie GmbH
- ➔ Westerwald-Netz GmbH
- ➔ Westfalen Weser Netz GmbH
- ➔ Westnetz GmbH
- ➔ WSW Netz GmbH
- ➔ Zweckverband Gasfernversorgung Baar
- ➔ Zweckverband Gaswerk Illingen

Folgende Unternehmen haben um die Übernahme ihrer Planungen aus dem GTP 2022 gebeten:

- ➔ Alliander Netz Heinsberg GmbH
- ➔ ENERGIERIED GmbH & Co. KG
- ➔ Energieversorgung Schwarze Elster GmbH
- ➔ GWB-Netz GmbH
- ➔ Netzgesellschaft Frankfurt (Oder) mbH
- ➔ Regionalwerk Bodensee Netze GmbH & Co. KG
- ➔ Stadtwerk Tauberfranken GmbH
- ➔ Stadtwerke Essen AG
- ➔ Stadtwerke Konstanz GmbH
- ➔ Stadtwerke Schwabach GmbH
- ➔ Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH
- ➔ wesernetz Bremen GmbH
- ➔ wesernetz Bremerhaven GmbH

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bezeichnung
AGEB	AG Energiebilanzen e. V.
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EHB	European Hydrogen Backbone
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU-ETS	EU-Emissionshandelssystem
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GTP	Gasnetzgebietstransformationsplan
IEA	Internationale Energieagentur
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas)
NAL	Netzanschlussleitung
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierende Leistungsmessung (Kunden mit registrierender Leistungsmessung sind Großkunden ab einem Verbrauch von 1,5 Mio. kWh pro Jahr, wie Industrieunternehmen oder große Gewerbebetriebe)
SLP	Standardlastprofil (Kunden mit einem Standardlastprofil, d.h. Kunden, die keine RLM-Kunden sind, z.B. Haushaltskunden)
SNG	Synthetic Natural Gas
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
VL	Versorgungsleitung
VNB	Verteilnetzbetreiber

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesregierung (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. NWS 2023; online: <https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf> [abgerufen am 26.08.2023].
- [2] Deutscher Bundestag (04.07.2023): Änderungsantrag der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP zum Gesetzentwurf der Bundesregierung „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes, zur Änderung der Heizkostenverordnung und zur Änderung der Kehr- und Überprüfungsordnung“, BT-Drucksache 20/6875 [Ausschussdrucksache 20(25)451].
- [3] Bundesregierung (16.08.2023): Entwurf eines Gesetzes für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze; online: <https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/gesetzgebungsverfahren/Webs/BMWSB/DE/Downloads/kabinettsfassung/kommunale-waermeplanung.pdf> [abgerufen am 26.08.2023].
- [4] Umweltbundesamt (2023): Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz; online: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-03-31_cc_09-2023_transformation-gasinfrastruktur-klimaschutz.pdf [abgerufen am 26.08.2023].
- [5] FNB Gas (2022): Wasserstoffbericht: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/08/2022-09-01_FNB-Gas_Wasserstoffbericht.pdf [abgerufen am 26.08.2023].
- [6] Fraunhofer IEE; Fraunhofer ISE (2022): Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors. Endbericht; online: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/221222_Bottom_Up_Studie_final-1.pdf [abgerufen am 26.08.2023].
- [7] Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2022): Monitoringbericht 2022; online: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf> [abgerufen am 26.08.2023].
- [8] DVGW (2022): Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht 2022; online: https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht_2022_des_GTP_A4.pdf [abgerufen am 26.08.2023].
- [9] DVGW (2023): Leitfaden RLM-Netzkundenkommunikation, Version 1.0; online: https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/PDF/GTP_Leitfaden_zur_RLM-Netzkundenkommunikation_V1.pdf [abgerufen am 26.08.2023].
- [10] Guidehouse (2023): European hydrogen Backbone: EHB initiative to provide insights on infrastructure development by 2030; online: <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-initiative-to-provide-insights-on-infrastructure-development-by-2030.pdf> [abgerufen am 26.08.2023].
- [11] FNB Gas (2023): Planungsstand Wasserstoff-Kernnetz; online: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/07/2023-07-12_FNB-Gas_Planungsstand-Wasserstoff-Kernnetz.pdf [abgerufen am 26.08.2023].
- [12] Deutsche Energie-Agentur (2021): Branchenbarometer Biomethan 2021; online: https://www.biogaspartner.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2021.pdf [abgerufen am 26.08.2023].
- [13] Statistik gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 410.
- [14] DVGW: verifHy- die Datenbank zu Wasserstoff; online: <https://www.verifhy.de/> [abgerufen am 26.08.2023].
- [15] Vgl. Paragraph 113c Absatz 3 Energiewirtschaftsgesetz; online: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/___113c.html [abgerufen am 26.08.2023].
- [16] Redmann, Andreas; Einfluss von Wasserstoff auf Kunststoffrohre und Formteile untersucht – Wasserstoffintegrität belegt; Energie Wasser Praxis, 06+07/2021.
- [17] DVGW (2023): SyWeSt H2. Stichprobenhafte Untersuchung von Stahlwerkstoffen für Gasleitungen und Anlagen zur Bewertung auf Wasserstofftauglichkeit. Abschlussbericht; online: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202006-sywesth2-staehle.pdf> [abgerufen am 26.08.2023].
- [18] Nedgia (2023): Abschlussbericht zur Verträglichkeitsstudie von Sphäroguss in H₂-Atmosphäre.
- [19] Gemäß der Bundesnetzagentur-Monitoringberichte 2007-2021; online: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html> [abgerufen am 26.08.2023].
- [20] Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2022): Monitoringbericht 2022; online: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf> [abgerufen am 26.08.2023].
- [21] DVGW (2022): Roadmap Gas 2050. Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender; online: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201824-rmg2050-d2.3-transformationspfade.pdf> [abgerufen am 29.08.2022].
- [22] Statista: Höhe der Einspeisevergütung für Strom nach dem EEG in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2021; online: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/36306/umfrage/entwicklung-der-verguetung-nach-dem-eeg-seit-2000> [abgerufen am: 29.08.2022].
- [23] Europäische Kommission (15.12.2021): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff.
- [24] Bundesrat (08.04.2022): Drucksache 56/22 (Beschluss).
- [25] FNB Gas (2022): Wasserstoffbericht: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/08/2022-09-01_FNB-Gas_Wasserstoffbericht.pdf [abgerufen am 26.08.2023].

H2vorOrt –
Wasserstoff über die Gasverteilnetze
für alle nutzbar machen

www.h2vorort.de