



Gasnetzgebiets- transformationsplan



Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen

LEITFADEN 2023

Datenrückmeldung
bis 30.6.2023 | gtp-h2vorort@dvgw.de

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.

Mitglieder Arbeitsgruppe:

Sebastian Brix, Westnetz GmbH
Serhat Bedir, Westnetz GmbH
Udo Freitäger, inetz GmbH
Philipp Glandorf, EWE NETZ GmbH
Thomas Götze, EWE NETZ GmbH
Eva Hennig, Thüga AG
Frank Köhler, Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
Gerrit Köhler, SachsenNetze GmbH
Markus König, Netze BW GmbH
Lorenz Müller, Netze-Gesellschaft Südwest mbH
Tonish Pattima, DVGW e.V.
Benjamin Peschka, MVV Netze GmbH
Lars Richter, Stadtnetze Münster GmbH
Hannes Rudolf, Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
Andreas Schick, Netze-Gesellschaft Südwest mbH
Michael Schneider, Energienetze Bayern GmbH & Co. KG
Andreas Schrader, DVGW e.V.
Tobias Seifert, SachsenNetze GmbH

Vorsitzende H2vorOrt

Florian Feller, energie schwaben gmbh
Dr. Jürgen Grönner, Westnetz gmbh (Stellvertreter)

Projektleiter DVGW

Dr. Volker Bartsch

Leitfaden Gasnetzgebietstransformationsplan 2023

Inhalt

1	Einleitung	5
2	Anwendungsbereich	6
3	Mitgeltende Dokumente	7
3.1	DVGW-Regelwerk	7
3.2	Andere technische Regeln oder sonstige Veröffentlichungen	7
3.3	Begleitdokumente	8
4	Begriffe und Abkürzungen.....	9
5	Rahmenbedingungen für die Transformationsplanung	11
5.1	Marktliche Rahmenbedingungen	11
5.2	Technische Rahmenbedingungen	11
5.3	Klimapolitische Rahmenbedingungen.....	12
5.4	Weitere Rahmenbedingungen	12
6	Projektcheckliste GTP-Erstellung	13
7	Übersicht über die Analysepfade der Einzelplanungen	15
7.1	Die vier Analysepfade	15
7.2	Härtegradiententwicklung der Einzelplanungen.....	16
8	Einspeiseanalyse	17
8.1	Status Quo	17
8.2	Einspeise-Eignung für dezentrale Wasserstoffherzeugung	18
8.3	Brennwertnachverfolgung	19
9	Kapazitätsanalyse	20
9.1	Bottom-Up-Bewertung	20
9.1.1	Ausgangspunkt: Leistungs- und Mengenermittlung sowie Netztopologie	20
9.1.2	Entwicklung über die Jahre: Zielwertbetrachtung	22
9.1.3	Kaskadierung von Ergebnissen von nachgelagerten Netzbetreibern	23
9.2	Top-Down-Validierung	23
9.2.1	Dialog aufnehmen und Informationen einholen.....	23
9.2.2	Iterative Feedbackschleife	24
10	Kundenanalyse.....	25
10.1	RLM-Kunden sind wichtige Anker für die Netztransformation	25
10.2	Kommunen übernehmen eine Schlüsselrolle für die Gestaltung der Energiewende vor Ort	26

11	Technische Analyse	27
11.1	Vorbereitung Umstellungsprozess im Verteilnetz.....	27
11.2	DVGW-Datenbank „verifHy“ zur H ₂ -Readiness	29
11.3	Analyse Netzkomponenten (Ziel: „Komplettbewertung“)	31
11.3.1	Teilschritt 1: Analyse der Rohrleitungen	31
11.3.2	Teilschritt 2: Analyse weiterer Rohrleitungskomponenten.....	32
11.3.3	Teilschritt 3: Analyse Netzanschlusskomponenten (nicht TRGI)	33
11.3.4	Teilschritt 4: Analyse gastechnische Anlagen.....	33
11.4	Prüfung einer Sektionierung der Umstellzonen in Teilnetze	33
11.5	Netzhydraulische Analyse	33
11.6	Ausrichtung des Beschaffungsprozesses auf H ₂ -ready-Komponenten und -Materialien	34
12	Rückmeldung zur Konsolidierung in Gesamt-GTP	35
12.1	Umstellzonen	35
12.2	Kapazitätsanalyse und Einspeiseanalyse	35
12.3	Kundenanalyse	37
12.4	Technische Analyse	38
13	Beispielanalyse	40
13.1	Kapazitätsanalyse I - Leistungs- und Mengenermittlung sowie Netztopologie.....	41
13.2	Einspeiseanalyse	43
13.3	Kundenanalyse	44
13.4	Kapazitätsanalyse II - Zielwertbetrachtung	45
13.5	Technische Analyse	53
13.5.1	Analyse Netzkomponenten (Ziel „Komplettbewertung“)	53
13.5.2	Netzhydraulische Analyse	55
13.5.3	Ausrichtung des Beschaffungsprozesses auf H ₂ -ready-Komponenten und -Materialien	55
13.6	Datenbasis.....	56
13.6.1	Kundenstruktur 2022 und Entwicklung aus kommunaler Wärmeplanung	56
13.6.2	Versorgung 2022 und Entwicklung aus dezentraler Einspeisung	57
14	Anhänge	58
14.1	Anhang Kapazitätsanalyse	58
14.2	Anhang Kundenanalyse	59
14.2.1	Beschreibung der „Treiber und Anreize“ für die Nutzung klimaneutraler Gase auf Netzkundenseite	59
14.2.2	Der übergeordnete europarechtliche Rahmen	60
14.2.2.1	Vorgaben für KWK	60
14.2.2.2	Aktuell relevante Gesetzgebungsverfahren	60
14.2.2.3	Weiteres zur Taxonomie	61
14.2.2.4	Weiteres zum ETS	62
14.2.3	Weitere Hinweise	62
14.3	Anhang Technikanalyse	63
14.3.1	Status H ₂ -Readiness DVGW-Regelwerk (Stand 12/2022).....	63
14.3.2	GTP 2022: Prüfung einer Sektionierung der Umstellzonen in Teilnetze	66
14.3.3	GTP 2022: Netzhydraulische Analyse	66

1 Einleitung

Im Klimaschutzgesetz hat die Bundesregierung das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 verbindlich vorgegeben. Im Rahmen der Energiewende und den ambitionierten Klimazielen, die sich die Bundesrepublik Deutschland gesetzt hat, werden alternative Optionen zu den derzeit eingesetzten fossilen Energieträgern benötigt und effiziente Energiespeichertechnologien gesucht. Der Betrieb von Gasverteilnetzen mit fossilen emissionsbehafteten Energieträgern wird nach 2045 nicht mehr möglich sein. Die Gasverteilnetzbetreiber verfolgen mit der Erstellung individueller Gasnetzgebietstransformationspläne die Zielstellung, den Weiterbetrieb ihrer Infrastrukturen über 2045 hinaus nur noch mit klimaneutralen Energieträgern zu ermöglichen.

Für das Erreichen dieser Zielsetzung und der damit verbundenen Klimaschutzziele ist der Energieträger Wasserstoff von entscheidender Bedeutung. Dieses Brenngas hat ein enormes Klimaschutzpotenzial, da bei seiner Verbrennung keine schädlichen Treibhausgase entstehen. Außerdem kann Wasserstoff als Energiespeicher genutzt und sektorenübergreifend bis hin zur Wärmeversorgung in Gebäuden verwendet werden.

Die bereits bestehende Gasinfrastruktur bietet von der Einspeisestelle über das Verteilnetz bis hin zur Schnittstelle zum Netzkunden ein großes Potenzial. Hierbei gilt es, insbesondere die durch Wasserstoff hervorgerufenen möglichen Veränderungen gesondert zu betrachten. Vor allem die Einflüsse auf Rohrleitungswerkstoffe, Komponenten und Anlagen (insb. Gas-Druckregel und Messanlagen) erfordern eine präzise Prüfung/Bewertung hinsichtlich ihrer Eignung für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff („H₂-Readiness“). Diese Eignung stellt die Grundlage für die Umstellung von Gasleitungen auf Wasserstoff und somit die Transformation eines Gasnetzgebietes dar. Zudem müssen parallel dazu auch die notwendigen Erzeugungs- und Importkapazitäten für Wasserstoff geschaffen und genutzt werden, damit sowohl Bedarfe des Wärmesektors als auch die der Industrie- und Gewerbebetriebe gedeckt werden können.

Im Rahmen des Projekts „H₂vorOrt“ haben rund 50 Gasverteilnetzbetreiber die großteils im sog. Querverbund tätig sind in enger Zusammenarbeit mit dem DVGW und dem VKU einen Transformationspfad (Gasnetzgebietstransformationsplan) für Verteilnetzbetreiber (VNB) entwickelt, um die regionale und sichere Versorgung mit klimaneutralen Gasen konkret auszugestalten. Der Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) bildet das zentrale und standardisierte Planungsinstrument für die Dekarbonisierung der Gasverteilnetze.

Der vorliegende Leitfaden umfasst die Schritte bei der Erstellung des GTPs durch den einzelnen VNB. Im Anhang werden tiefere Hintergrundinformationen zu Verfügung gestellt. Auf Basis der Einzelplanungen der Gasverteilnetzbetreiber wird über eine standardisierte Rückmeldung durch H₂vorOrt ein deutschlandweiter Gesamt-GTP entwickelt. Dies dient der kohärenten Transformation der deutschen Gasinfrastruktur. Der GTP wird jährlich erstellt und dabei jeweils in der Analysetiefe gesteigert. Am GTP 2022 haben sich bereits 180 VNB beteiligt. Der GTP 2023 ist auch unabhängig von einer Teilnahme in 2022 bearbeitbar.

Um die Transformation Deutschlands zur Klimaneutralität bestmöglich zu unterstützen, ist es notwendig, dass die Gasverteilnetzbetreiber die eigene Transformation möglichst ambitioniert angehen. Der GTP soll helfen, ein hohes Ambitionsniveau durch die Abstimmung mit einerseits den Kunden und lokalen Erzeugern und andererseits vorgelagerten Netzbetreibern bzw. dem Wasserstoff-Backbone der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) in die operative Praxis zu überführen.

2 Anwendungsbereich

Der Leitfaden dient der Erarbeitung eines Transformationspfads für ein Gasverteilnetz nach einem einheitlichen Vorgehen vom Status quo hin zur Klimaneutralität im Rahmen der gesetzlichen Ziele. Hierzu wird eine Planung von Teilnetzen/Netzgebieten innerhalb der Gasverteilnetze erarbeitet, die jeweils mit 100 Vol-% Wasserstoff, 100 Vol-% klimaneutralem Methan oder Mischgas aus diesen betrieben werden sollen (entsprechend der 2. und 5. Gasfamilie gemäß G 260 (A)). Hierbei können sowohl die Erweiterung als auch die Stilllegung von Netzabschnitten abgebildet werden. Anlagen auf Privatkundenseite (Kundeninstallation oder TRGI) sind nicht Gegenstand des GTPs, dieser bezieht sich rein auf Assets im Eigentum der Verteilnetzbetreiber.

Abbildung 1 zeigt beispielhaft einen Transformationsplan eines fiktiven Gasverteilnetzes.

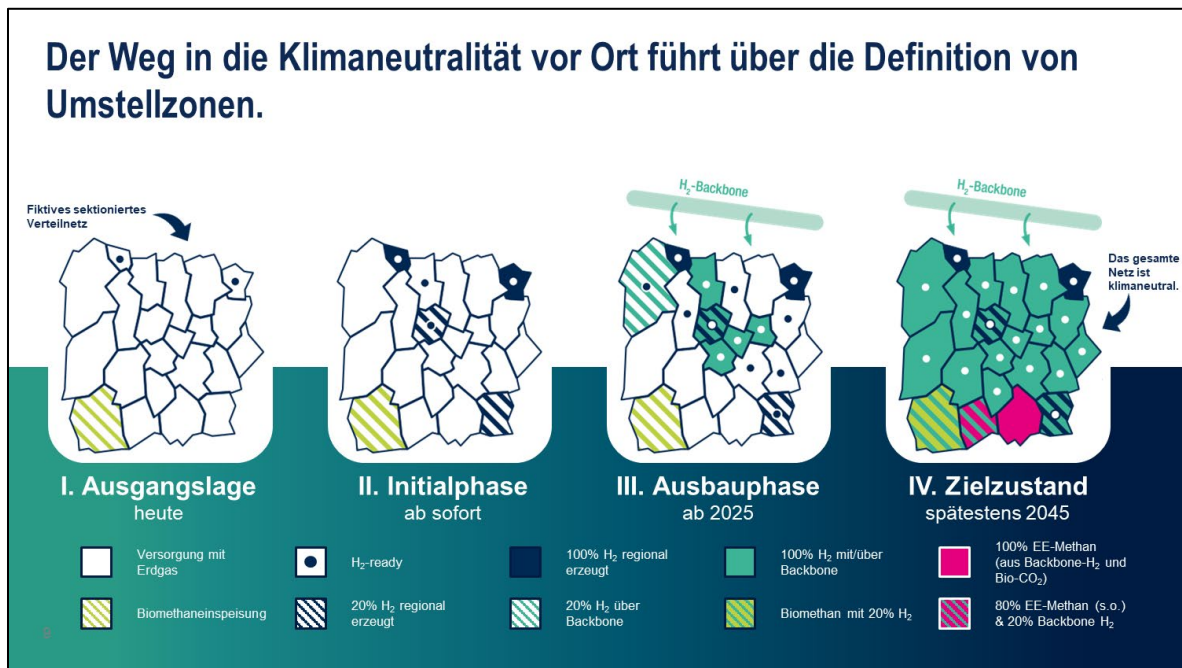


Abbildung 1: Der Weg in die Klimaneutralität vor Ort

3 Mitgeltende Dokumente

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Anwender und Anwenderinnen werden jedoch gebeten, die jeweils neuesten Ausgaben der nachfolgend angegebenen normativen Dokumente anzuwenden. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

3.1 DVGW-Regelwerk

DVGW G 221 (M), *Leitfaden zur Anwendung des DVGW-Regelwerks auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit wasserstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff*

DVGW G 260 (A), *Gasbeschaffenheit*

DVGW G 402 (A), *Netz- und Schadenstatistik - Erfassung und Auswertung von Daten zum Aufbau von Instandhaltungsstrategien für Gasverteilungsnetze*

DVGW G 407 (M) *Umstellung von Gasleitungen aus Stahlrohren bis 16 bar Betriebsdruck für die Verteilung von wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen und Wasserstoff*

DVGW G 408 (M) *Umstellung von Gasleitungen aus Kunststoffrohren bis 16 bar Betriebsdruck für die Verteilung von wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen und Wasserstoff*

DVGW G 409 (M) *Umstellung von Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar für den Transport von Wasserstoff*

DVGW G 410 (A), *Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas*

DVGW G 655 (M) *Leitfaden H₂-Readiness Gasanwendung*

DVGW G 680 (A), *Erhebung, Umstellung und Anpassung von Gasgeräten*

DVGW G 685-2 (A), *Gasabrechnung – Brennwert*

DVGW-Information GAS Nr. 29, *Erläuterungen zum Begriff "H₂-ready" für Gasversorgungsnetze und Gasanwendungen nach DVGW-Regelwerk*

3.2 Andere technische Regeln oder sonstige Veröffentlichungen

Kooperationsvereinbarung Gas (KoV)

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

3.3 Begleitdokumente

Download unter <https://www.h2vorort.de/publikationen/gtp/>

- **Formular für die Rückmeldung zum GTP 2023:**
Rueckmeldung_GTP_2023_Netzbetreibernummer.xlsx
- **Beispiel entsprechend Kapitel 13:**
GTP_2023_Beispiel_Kap-13.xlsx
- **GTP-Kommunikationsleitfäden¹:**
 - RLM-Netzkundenkommunikation
 - Leitfaden
 - Fragenkatalog (nicht zur Rückmeldung bestimmt)
 - Leitfaden Kommunikation mit Kommunen (sobald veröffentlicht)
- **Dokumente zum GTP 2022** (nicht mehr aktuell)

¹ Die Nutzung der Kommunikationsleitfäden und des Fragenkatalogs ist freiwillig und nicht notwendig für eine Teilnahme am GTP. Die Dokumente dienen rein dazu, den GTP-Prozess zu erleichtern.

4 Begriffe und Abkürzungen

H₂-ready, H₂-Readiness gemäß DVGW-Information GAS Nr. 29: für den Betrieb mit bzw. die Anwendung von reinem Wasserstoff (5. Gasfamilie) vorbereitet, wobei die Bewertung gemäß DVGW-Information GAS Nr. 29 in unterschiedlichen Ebenen erfolgt.

H₂-ready xy%, H₂-Readiness xy% gemäß DVGW-Information GAS Nr. 29: für den Betrieb mit bzw. die Anwendung von methanreichen Gasen (2. Gasfamilie) mit einem Wasserstoffgehalt von xy Vol.% vorbereitet.

2. Gasfamilie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G260 „Gasbeschaffheiten“: Die 2. Gasfamilie umfasst methanreiche Gase. Die Unter- und Obergrenzen der brenntechnischen Kenndaten sind im DVGW-Arbeitsblatt G260 definiert. (Anmerkung: Somit fallen Beimischungen von Wasserstoff in diese Gasfamilie.)

5. Gasfamilie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G260 „Gasbeschaffheiten“: Die 5. Gasfamilie umfasst Wasserstoff in zwei verschiedenen Reinheitsstufen. Die erste Gruppe umfasst Wasserstoff mit einem Anteil ≥ 98 Vol. %, die zweite Gruppe Wasserstoff mit einem Anteil $\geq 99,97$ Vol. %.

Klimaneutrale Gase: hierbei sind klimaneutraler Wasserstoff sowie klimaneutrales Methan (Biomethan, klimaneutrales SNG, ...) und deren Gemische, so sie nach DVGW Regelwerk für die Versorgung geeignet sind, gemeint.

NgNB, VgNB: Nachgelagerter Netzbetreiber, vorgelagerter Netzbetreiber

NUTS (*französisch: Nomenclature des unités territoriales statistiques*): bezeichnet eine hierarchische Systematik zur eindeutigen Identifizierung und Klassifizierung der räumlichen Bezugseinheiten der amtlichen Statistik in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union. NUTS-3 referenziert hierbei die 401 Landkreise/Kreise und kreisfreie Städte bzw. in Baden-Württemberg Stadtkreise. (*Anmerkung: im Excel-Rückmeldeformular ist eine Zuordnung der Gemeinden zum NUTS-3 Schlüssel enthalten. Sie dient ausschließlich der Auswertbarkeit der Daten.*)

Teilnetz: Ein Teilnetz eines Verteilnetzbetreibers (VNB) ist ein netzhydraulisch eigenständiges Gasnetz.

Umstellzonen: Umstellzonen sind logische und (perspektivisch) netzhydraulisch getrennte Untergliederungen des Netzes hinsichtlich der Umstellung auf Wasserstoff oder andere klimaneutrale Gase. Sie haben die Eigenschaft, dass sie aus netztopologischen Gründen mit demselben Gas bzw. Gasmisch versorgt werden müssen. Sie können deckungsgleich mit den Ausspeisezonen bzw. Netzkopplungspunkten aus der internen Bestellung sein. Ausspeisezonen, die mehrere unterschiedliche Leitungen des vorgelagerten Netzbetreibers (oder Loopleitungen) umfassen, können ggf. in mehrere Umstellzonen aufgeteilt werden. Umstellzonen sind als „strategische Einheit“ im Rahmen einer schrittweisen Umstellungsreihenfolge zu verstehen. Sie können in mehrere Umstellbezirke unterteilt werden, die sich z.B. aufgrund verschiedener Randbedingungen, wie der Kundenstruktur, der Netztopologie, der Versorgungssituation oder anderer Aspekte nacheinander umstellen lassen. Bei dieser Einteilung sind versorgungs-, ablauftechnische sowie jahreszeitliche Gegebenheiten zu berücksichtigen.

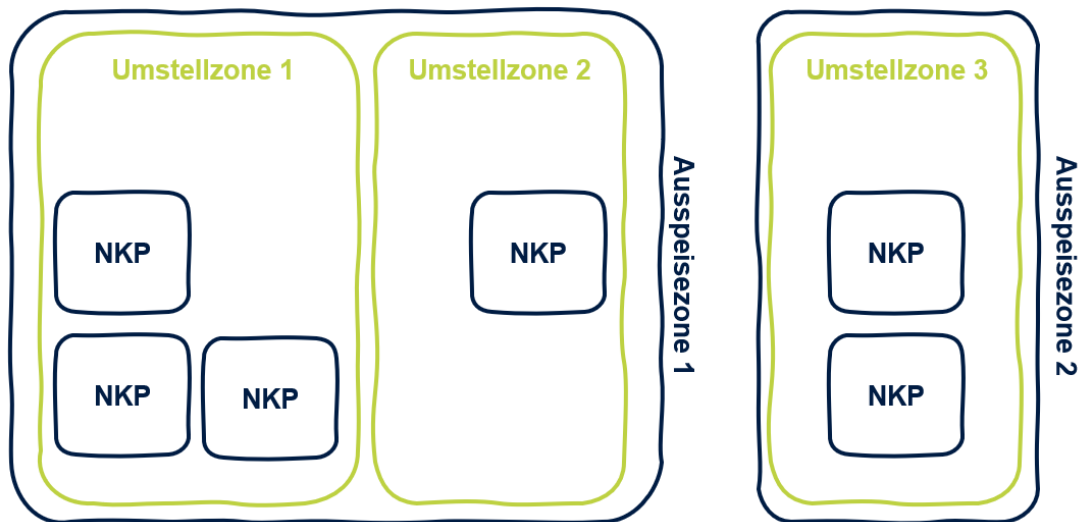


Abbildung 2: Umstellzonen

Eine Ausspeisezone kann aus einer oder mehreren Umstellzonen bestehen. Eine Umstellzone beinhaltet einen oder mehrere Netzkopplungspunkte (NKP) zum vorgelagerten Netzbetreiber/Wasserstoffquelle

Umstellbezirke als „operative Einheit“ sind kleinere Sektionen einer Umstellzone und sollen maximal so groß gewählt werden, dass sie innerhalb einer für Gasverbraucher „erträglichen“ Zeitspanne umstellbar sind.²

Komponente: Eine Komponente in der Logik der Technikanalyse fasst herstellerübergreifend verschiedene Produkte oder Produktreihen mit derselben Funktion zusammen.

Produkt: Ein Produkt ist eine herstellerspezifische Komponente.

² Hierbei können Erfahrungen aus der L-/H-Gas-Umstellung hilfreich sein. Vgl. auch DVGW G 680.

5 Rahmenbedingungen für die Transformationsplanung

5.1 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 H₂vorOrt nach einem Grüngasziel – 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 Mengenerstellung 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.

5.2 Technische Rahmenbedingungen

- a) Das gesamte Verteilnetz soll spätestens 2040 in der Lage sein, klimaneutrale Gase zu transportieren. Netze, die langfristig 100 Vol-% 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.-% / 100 % 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).

5.3 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 % weniger CO₂ ggü. 1990 bis zum Jahr 2030
 - 88 % weniger CO₂ ggü. 1990 bis zum Jahr 2040
 - Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045

5.4 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

6 Projektcheckliste GTP-Erstellung

Rückmeldefrist: 30.6.2023

Rückmeldevorlage: Rueckmeldung_GTP_2023_Netzbetreibernummer.xlsx

Rückmeldung an: GTP-H2vorOrt@dvgw.de

1. Vorbereitung:

- a. Bitte vergewissern Sie sich, dass sie die aktuelle Version der Rückmeldevorlage von der Website verwenden.
- b. Sehen Sie sich das Video zur korrekten Befüllung der Rückmeldevorlage an und lesen Sie sich Kapitel 11 durch.
- c. Ermitteln Sie Ihre Netzbetreibernummer in folgender Marktpartnerübersicht: <https://codevergabe.dvgw-sc.de/MarketParticipants> und dokumentieren Sie Ihren vollständigen Unternehmensnamen, Ihre 13-stellige Netzbetreibernummer und die Kontaktdaten eines Mitarbeitenden, der für Rückfragen im Zuge der GTP-Konsolidierung zur Verfügung steht (Reiter[1])

2. Umstellzonen, Einspeise- und Kundenanalyse

- a. Erstellen / Aktualisieren Sie Ihre Aufteilung in Umstellzonen auf Basis der Kapazitätsanalyse (9.1.1) und Einspeiseanalyse (8.1).
- b. Informieren Sie Ihre vorgelagerten und nachgelagerten Netzbetreiber über die Erstellung des GTP und stimmen Sie sich ab, wie sie sich gegenseitig bei den Planungen unterstützen können. Initiieren/Führen Sie den regelmäßigen Dialog mit Ihnen fort und führen Sie Gespräche mit Ihren größten RLM-Kunden (vgl. 10.1) und Kommunen (vgl. 10.2). Befüllen Sie die Rückmeldevorlage zu RLM-Kunden und Kommunen (Reiter [8],[9]) gemäß 12.3. Analysieren Sie eventuelle Auswirkungen auf die Umstellzonen.
- c. Passen Sie basierend darauf ggf. die Umstellzonen an. Bleiben Sie zu Änderungen im regelmäßigen Austausch (vgl. 9.1.3).
- d. Dokumentieren Sie, an welchen Netzstellen ggf. eine Sektionierung notwendig ist, um die Umstellzonen so abzubilden (vgl. 11.4).
- e. Führen Sie bei Bedarf an relevanten Stellen eine netzhydraulische Analyse gemäß 11.5 durch.
- f. Dokumentieren Sie Ihre Umstellzonen in der Rückmeldevorlage (Befüllung Reiter [1] - [3]) gemäß 12.1.

3. Mengenentwicklung und Netzanschlussbegehren

- a. Führen Sie die Zielwertbetrachtung gemäß 9.1.2 durch, beziehen Sie die Betrachtungen ihrer vorgelagerten Netzbetreiber mit ein und dokumentieren Sie die Ergebnisse in der Rückmeldevorlage (Reiter [4],[5],[7]) gemäß 12.2. Diskutieren Sie dies mit ihrem vorgelagerten Netzbetreiber.

- b. Dokumentieren Sie die Anzahl Ihrer Netzanschlussbegehren zur Biomethan / H₂-Einspeisung in 2022 (Reiter [6], gemäß 8.1).
4. H₂-Readiness
- a. Führen Sie die H₂-Readiness-Analyse Ihrer Leitungsmaterialien gemäß 11.3.1 durch und aktualisieren Sie die Gas-Wasser-Statistik gemäß G 410.
 - b. Erfassen Sie die Armaturen in Ihrem Netz gemäß 11.3.2 und 0. Dokumentieren Sie dies in der Rückmeldevorlage (Reiter [10]) gemäß 12.4.
 - c. Beantworten Sie die Fragen zur Beschaffung von H₂-ready-Komponenten (Reiter [11]) gemäß 12.4.
5. Benennen Sie das Rückmeldeformular korrekt mit Ihrer 13-stelligen Netzbetreibernummer (z.B. Rueckmeldung_GTP_2023_9870105555555.xlsx) und senden Sie das Rückmeldeformular an: GTP-H2vorOrt@dvgw.de

7 Übersicht über die Analysepfade der Einzelplanungen

7.1 Die vier Analysepfade

Nach der Darstellung der Rahmenbedingungen in Kapitel 5 stellen die nachfolgenden vier Kapitel den Kern des "GTP-Leitfadens 2023" dar. Dieser umfasst insgesamt vier Analysepfade, die vom VNB für die Erstellung des GTP zu durchlaufen und zu erarbeiten sind:

- Einspeiseanalyse (Kapitel 8)
- Kapazitätsanalyse (Kapitel 9)
- Kundenanalyse (Kapitel 10)
- Technische Analyse (Kapitel 11)

Mit der **Einspeiseanalyse** betrachtet der VNB die (gesicherte) dezentrale Einspeisung von klimaneutralen Gasen in sein bestehendes Gasnetz sowie auch die Einspeisebegehren. Sollte beispielsweise der VNB im Status quo nur über Erdgaseinspeisungen in sein Gasnetz verfügen, ist seine Analyse abgeschlossen, da er nur Gas über vorgelagerte Netzbetreiber bezieht. In allen anderen Fällen sind weitergehende Analysen erforderlich hinsichtlich der zukünftigen Nutzung im Rahmen der Netztransformation.

Ziel der **Kapazitätsanalyse** ist eine Aufteilung des Gasnetzes in Umstellzonen, die zusammen mit den anderen Analysen eine indikative Umstellungsreihenfolge für den Transformationspfad des VNB ergibt. Hierzu wird eine Bottom-Up-Bewertung der Umstellzonen mit einer Top-Down-Validierung durch Gespräche mit dem vorgelagerten Netzbetreiber / Fernleitungsnetzbetreiber zusammengeführt. Beide Prozesse bedingen einander und werden praktisch iterativ ablaufen.

Der VNB formuliert als ein Ergebnis seine Anforderungen an den H₂-Backbone der Fernleitungsnetzbetreiber (unmittelbar bzw. mittelbar gegenüber seinem vorgelagerten VNB). Konkret meldet der VNB, wieviel Kapazität er an welchem Netzkopplungspunkt bzw. Ausspeisezone zu welchem Zeitpunkt benötigt.

Die **Kundenanalyse** beschäftigt sich mit den wesentlichen Abnehmern im Netzgebiet und untersucht, ob und wann eine Umstellung auf Wasserstoff kundenseitig möglich ist. Zu den größten Abnehmern zählen einerseits die Industriekunden und Kraftwerke (RLM-Kunden) andererseits die Kommunen im Kontext der kommunalen Wärmeplanung. Das Ergebnis der Kundenanalyse kann Einfluss auf die Ausgestaltung und Priorisierung der Umstellzonen aus der Kapazitätsanalyse haben.

Die **technische Analyse** umfasst die Analyse der Netzkomponenten, die Prüfung einer Sektionierung der Umstellzonen in Teilnetze und die netzhydraulische Analyse. Der Abschluss der Planung der H₂-Readiness sollte bis 2025 erfolgen, so das Commitment und die Empfehlung von H₂vorOrt.

Die vier Analysepfade sind folglich nicht bereits jetzt vollumfänglich vom VNB durchzuführen. Im Rahmen einer pragmatischen und realistischen Herangehensweise sind die einzelnen Analysepfade entlang einer sogenannten Härtegradentwicklung auf die Jahre 2023 bis 2025 aufgeteilt. Eine Übersicht ist in Abschnitt 7.2 enthalten. Diese bietet dem VNB eine Orientierung und Einordnung - "schneller" ist erlaubt, "langsamer" wäre kritisch, um den Transformationspfad umsetzbar hin zu den gesetzten Klimazielen zu halten und eine Konsolidierung zu einem deutschlandweiten Gesamt-GTP zu ermöglichen.

Als Gesamtergebnis erhält der VNB seinen GTP für die vollumfängliche Transformation seines Gasnetzes hin zur Klimaneutralität für alle Netzkunden in den festgelegten Umstellzonen. Mit der Integration der Einzel-GTPs zu einem deutschlandweiten GTP der VNBs erhält der VNB zudem eine Einordnung seines GTPs in den Gesamtkontext und damit letztlich eine zusätzliche starke "Stimme" auf seinem Weg in die Dekarbonisierung bis spätestens 2045.

7.2 Härtegradentwicklung der Einzelplanungen



Abbildung 3: Härtegradentwicklung des GTP

Der GTP soll sich mit anwachsendem Umfang und anwachsender Genauigkeit über die nächsten Jahre zu einem belastbaren Plan entwickeln. Dieser soll spätestens bis 2025 vorliegen. In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** sehen Sie eine indikative Entwicklung der Härtegrade des GTP, die diese Entwicklung vorzeichnen. Sie wird im Rahmen der Aktualisierung des Leitfadens zur jährlichen GTP-Erstellung überprüft und ggf. angepasst. Hierbei wird jedes Jahr eine relevante Erhöhung des Härtegrads angestrebt.

8 Einspeiseanalyse

Aufbauend auf der Einspeiseanalyse im GTP 2022 schaut der VNB neben den gesicherten Einspeisemengen von klimaneutralen Gasen auch auf die Netzanschlussbegehren für die Einspeisung in sein bestehendes Gasnetz.

Falls es bei einem VNB keine dezentrale Einspeisung oder Netzanschlussbegehren zur dezentralen Einspeisung von klimaneutralen Gasen gibt, kann das Kapitel 88 übersprungen werden.

8.1 Status Quo

Die Einspeisung von spezifischen klimaneutralen Gasen hat gegebenenfalls einen Einfluss auf die Umstellungsbedingungen eines (lokalen) Teilnetzes. Daher ist eine Aufstellung der Netzeinspeisungen dezentral erzeugter Gase notwendig. Für diese netzplanungsrelevante Analyse sollen neben den vertraglich gesicherten Einspeisungen auch aktuelle Netzanschlussbegehren berücksichtigt werden.

Als Netzanschlussbegehren im Sinne der Einspeiseanalyse sind diejenigen Vorgänge zu berücksichtigen, bei denen der Netzbetreiber nach GasNZV §33 Abs. 4 – 6 verpflichtet ist, dem Einspeiser auf dessen Antrag eine verbindliche Rückmeldung zu geben³. Die Abfrage der Netzanschlussbegehren im GTP 2023 erfolgt für das Kalenderjahr 2022 in den Leistungsklassen:

- < 1 MW
- 1 – 3 MW
- > 3 MW

Auf dieser Basis sind Umstellzonen zu identifizieren, in denen bei einer bestehenden Biomethan- (oder SNG-) Einspeisung eine Umstellung auf H₂ separat überprüft werden muss. Im Rahmen der technischen Analyse sind perspektivische Lösungsansätze für diese Anwendungsfälle zu erarbeiten.

Ebenso sind mögliche Sektionierungen und Umstellzonen zu vermerken, die aufgrund der bestehenden lokalen Einspeisung frühzeitig in eine lokale klimaneutrale Versorgung überführt werden könnten (reine Umstellzone für Biomethan oder Wasserstoff).

Auf Basis gegenwärtiger technologischer Entwicklungen ist es perspektivisch möglich, dass bestehende Biomethananlagen zukünftig unter Nutzung beispielsweise der Pyrolyse oder Plasmapolymerisation auf eine Wasserstoffeinspeisung bei gleichzeitiger Erzeugung von Negativemissionen umrüstbar und somit auch in 100% H₂ Umstellzonen integrierbar sind. Alternativ kann bei hohem lokalem Biomethanaufkommen auch zusätzlich Backbone-H₂ mittels Methanisierung helfen, um eine reine klimaneutrale CH₄-Versorgung in einer Umstellzone aufzubauen (z.B. unter Nutzung des klimaneutralen CO₂ aus den Biomethanaufbereitungsanlagen).

³ Relevant für die zeitliche Verortung ist der zur verpflichtenden Rückmeldung führende Antrag.

8.2 Einspeise-Eignung für dezentrale Wasserstoffherzeugung

Durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung basierend auf Wind und PV ist in den nächsten Jahren davon auszugehen, dass regional bzw. dezentral immer größere Mengen Wasserstoff mittels dezentraler Elektrolyse erzeugt werden. Für den VNB ist es daher essenziell, sich mit der Eignung des bestehenden Gasverteilnetzes für eine dezentrale Einspeisung von Wasserstoff zu beschäftigen.

Um eine plausible Bewertung vornehmen zu können, welche Anschlusspunkte im Netz, insbesondere für eine Wasserstoffeinspeisung, geeignet sind, ist ein detailliertes Wissen über das jeweilige Netz notwendig. Der Aufbau dieses Wissens sollte zeitnah erfolgen.

Parallel wird hierzu gegenwärtig das DVGW-Regelwerk in Form eines Merkblattes zum Netzanschlussbegehren für Wasserstoff erarbeitet.

Für die Analyse der Wasserstoff-Einspeisungseignung können folgende Stichpunkte als Hilfestellung dienen:

- Mengen/Leistungsbilanz: Wie gestaltet sich die Leistungsbilanz zwischen Ein- zu Ausspeisebedarf in verschiedenen Erzeugungs- und Lastszenarien? Bspw. im Winter Höchstlast im Gasnetz („Badewannen-Profil“), aber im Sommer hohe H₂-Erzeugungsleistung (Stromversorgung durch PV).
- Einspeisung: Ist die Einspeisung kontinuierlich oder fluktuierend (welches Prinzip der Bewirtschaftung ist für die H₂-Erzeugungsanlage vorgesehen)? Wird evtl. ein Rückspeiseverdichter in das Hochdrucknetz benötigt? Gibt es die Möglichkeit vor Ort einen Speicher (Strom und/oder H₂) zu errichten, um möglichst kontinuierlich einzuspeisen?
- Was ist bzgl. H₂-Readiness für die Beimischung zu beachten? G260, G408, TRGI; Sind H₂-sensible Abnehmer (BHKWs, Tankstellen, ...) in unmittelbarer Nähe am Netz angeschlossen und wie wird mit diesen sensiblen Kunden umgegangen? Welche Schwankungsbreite darf die Gasbeschaffenheit aufweisen?
- Oftmals werden aktuell bei dezentralen Erzeugungsprojekten sog. „Beimischlösungen“ umgesetzt werden. Hierbei wird dezentral erzeugter Wasserstoff in das „konventionelle“ Gasnetz zugemischt (i.d.R. bis 20 Vol%). Dadurch kann bis zur Verfügbarkeit eines überlagerten Backbones die Versorgungssicherheit der Netzkunden sichergestellt werden.
- Gibt es lokale Optionen, die vor Ort (temporär) einen anderen Einsatz von H₂ als die Beimischung ermöglichen?
 - Gibt es evtl. zukünftig die Möglichkeit direkt in ein reines H₂-Netz einzuspeisen? Gibt es einen Industriekunden oder ein H₂-Industriernetz vor Ort?
 - Gibt es evtl. vor Ort die Möglichkeit der Methanisierung (z.B. durch Nutzung von klimaneutralem CO₂ aus einer Biomethanaufbereitungsanlage)?
- Wann kommt die H₂-Backboneversorgung (vgl. Kapazitätsanalyse) – d.h. wann ist die Transformation auf eine 100% H₂-Versorgung möglich?

8.3 Brennwertnachverfolgung

Aufgrund unterschiedlicher Gaszusammensetzungen und Gasqualitäten bei der Einspeisung von Biomethan, SNG oder Wasserstoff kann sich auch die Vorgehensweise zur eichkonformen Abrechnung des Energieverbrauchs ändern. Hierzu kann unter Umständen ein System zur Gasbeschaffenheitsverfolgung notwendig sein, wenn nach G685-2 Mischbrennwerte ermittelt werden müssen. Zusätzlich sind im Hinblick auf die im Netz angeschlossenen Kundenanlagen weitere gastechnische Kenngrößen (insbesondere die Schwankungsbreite des Wobbe-Index) zu beachten (G260).

9 Kapazitätsanalyse

Ziel der Kapazitätsanalyse ist eine kapazitätsbasierte Einordnung des Netzes in Umstellzonen. Diese Einordnung soll zusammen mit den anderen Analysen des GTP die Basis für eine indikative Umstellungsreihenfolge (Teilnetze) mit konkreten Umstellungszeitpunkten bilden. Sollten neben der Versorgung mit 100 Vol.-% H₂ auch Lösungen mit Beimischung angedacht sein, sind diese jeweils pro Umstellzone entsprechend zu berücksichtigen, indem die entsprechenden Mengen parallel geplant werden. Hierbei ist darauf zu achten, dass eine 20 Vol.-% Beimischung nicht einem energetischen Verhältnis von 20% entspricht, sondern ca. 7% (vgl. 14.1).

Hierzu wird eine Bottom-Up-Bewertung der Umstellzonen mit einer Top-Down-Validierung durch Gespräche mit dem vorgelagerten Netzbetreiber / FNB zusammengeführt. Beide Prozesse bedingen einander und werden iterativ ablaufen.

9.1 Bottom-Up-Bewertung

9.1.1 Ausgangspunkt: Leistungs- und Mengenermittlung sowie Netztopologie

Der VNB ermittelt im ersten Schritt die an dem/den Netzkopplungspunkt(en) zum vorgelagerten Netzbetreiber notwendige Arbeit (kWh/a) und Leistung (kWh/h) für sein Gesamtnetz (Leistung und Arbeit sind aus den Messrichtungen an den Netzkopplungspunkten bekannt. Diese bilden die Basis für die durch klimaneutrale Gase zu ersetzenden Mengen (abzüglich evtl. dezentral erzeugter Mengen).

Auf Basis der Netzkopplungspunkte und der eigenen sowie vorgelagerten Netztopologie wird eine erste Untergliederung in Umstellzonen vorgenommen. Diese können mit den Ausspeisezonen aus der internen Bestellung identisch sein. Diese erste Hypothese von Umstellzonen wird im Folgenden zum einen durch Gespräche mit dem vorgelagerten Netzbetreiber, zum anderen durch die Kundenanalyse und technische Analyse weiterentwickelt. Ziel ist es, eine Sektionierung des eigenen Netzes zu erhalten, um eine Reihenfolge der Umstellung auf Wasserstoff bzw. weitere klimaneutrale Gase räumlich festzulegen. Hierbei sollen sowohl Gegebenheiten und Anforderungen beim vorgelagerten Netzbetreiber als auch auf der Kundenseite so gut wie möglich abgebildet werden.

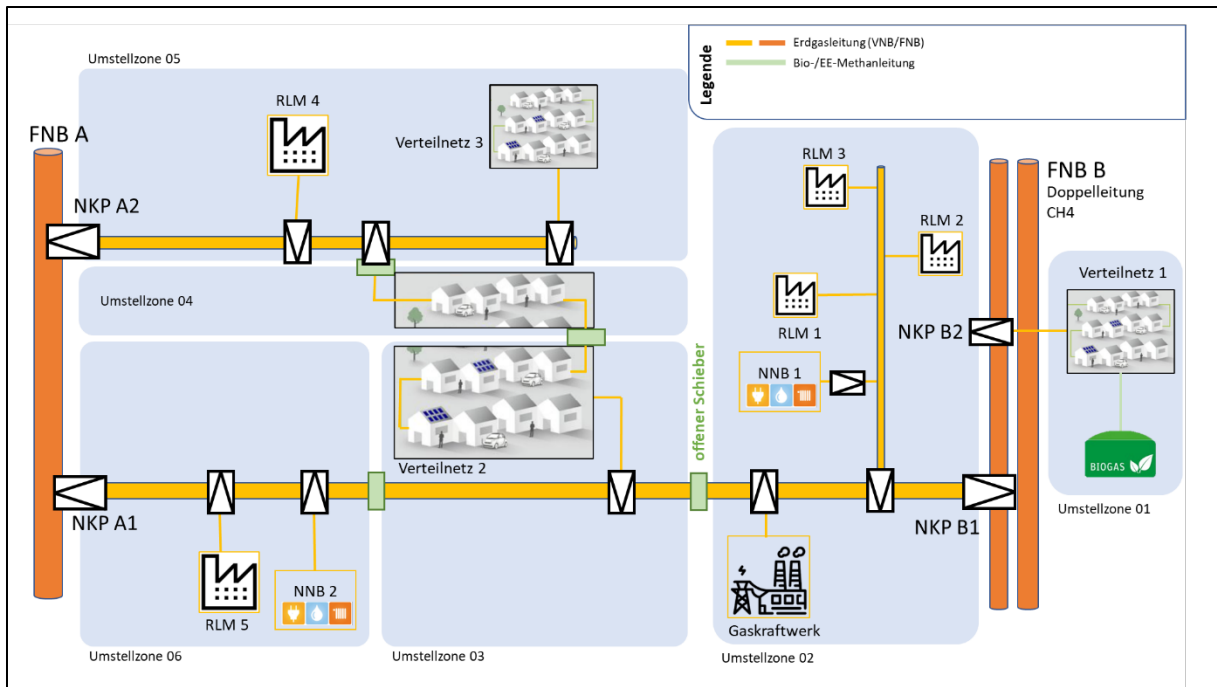


Abbildung 4: Exemplarische Einteilung in Umstellzonen (siehe Beispiel – Kap. 13)

Hinweise:

- Sollten Sie keine detaillierte Messung an Ihren NKPs vorliegen haben, ist eine abschätzende Berechnung, die zumindest auf Ebene der Umstellzonen planungsrelevante Werte liefert, ausreichend.

Die Ausgestaltung der Umstellzonen wird immer anhand der individuellen Gegebenheiten und Bewertungen des jeweiligen Netzbetreibers vor Ort erfolgen und kann sich somit von Unternehmen zu Unternehmen relevant unterscheiden. Aus den Erfahrungen des GTP 2022 lassen sich folgende Empfehlungen ableiten:

- Die Auflösung der Umstellzonen wird sich iterativ weiterentwickeln – von einer groben Einschätzung hin zu einer konsistenten Planung mit Basis für eine operative Umstellung. Für die interne Planung ist es hilfreich, Umstellzonen konzeptionell weiter zu sektionieren und in Umstellbezirke einzuteilen, die innerhalb des Umstellungszeitraums konkret Schritt für Schritt umgestellt werden können. Rückgemeldet werden weiterhin nur die Umstellzonen.
- Idealerweise sollten Umstellzonen perspektivisch eine Größe haben, dass sie innerhalb eines Jahres umstellbar sind. Erfahrungen aus der Stadtgas- und L-/H-Gas-Umstellung zeigen, dass die Anzahl in einem Jahr umstellbarer Kunden bei ca. 10.000 Kunden liegen kann (Orientierungswert).
- Die Abstimmung mit den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern zur Versorgung im Umstellungsprozess sollte ausgeweitet werden. Je nachdem, wie eine Umstellzone operativ umgestellt werden soll, wird ein Konzept für die temporäre gleichzeitige Versorgung der Umstellzone mit Erdgas und Wasserstoff benötigt.

9.1.2 Entwicklung über die Jahre: Zielwertbetrachtung

Zusammen mit den Erkenntnissen aus den anderen Analysen können nun indikative Umstellungszeitpunkte ermittelt werden. Dabei sind die übergeordneten Dekarbonisierungsziele (vgl. 5.3) und unternehmensstrategische Klimaziele des VNBs zu berücksichtigen.

Ziel ist es, eine jahresscharfe Reihenfolge der Umstellzonen basierend auf dem aktuellen Wissensstand des Verteilnetzbetreibers (u.a. durch Dialog mit Kunden und vorgelagerten Netzbetreibern) zu erhalten.

Dies wird nun in Form einer Mengen- und Leistungsprognose pro Umstellzone für die Jahre 2023 bis 2033, sowie 2035, 2040, 2045 (Reiter [4] des Rückmeldeformulars) abgebildet. Hierbei ist pro Umstellzone und dort pro vorgelagertem Netzbetreiber eine Zeitreihe für H₂ und CH₄ anzugeben. Es ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der deutschen Klimaziele fossiles CH₄ nach 2045 nicht mehr angesetzt werden darf (eine Meldung des Bezugs von CH₄ im Jahr 2045 wird dementsprechend als Bezug von klimaneutralem Methan über den vorgelagerten Netzbetreiber gewertet und ist mit diesem abzustimmen; ohne entsprechenden Kommentar wird von einer linear anwachsenden Substitution des Erdgases mit klimaneutralem Methan ab 2035 ausgegangen).

Eine gleichzeitige Meldung von CH₄ und H₂ in einer Umstellzone wird hierbei stets als Beimischung gewertet. Für den Fall, dass eine Umstellzone eine Größe besitzt, die nicht innerhalb eines Jahres umstellbar ist oder falls aus anderen Gründen eine zeitliche Koexistenz von 100% H₂-Netzabschnitten und Erdgasnetzabschnitten innerhalb einer Umstellzone abgebildet werden soll, so sind für dasselbe Gebiet zwei Umstellzonen auszuweisen (in Reiter [4], Definition via Reiter [2],[3]) – eine für Erdgas und Beimischung (also Zeilen für CH₄ und H₂), eine zweite für 100% H₂ (nur Zeile H₂). Bei beiden sind in der Rückmeldung die Prognose für alle vorgelagerten Netzbetreiber entsprechend auszufüllen.

Diese wird in den Folgejahren weiterentwickelt werden. Ggf. sind Aspekte aus der technischen Analyse (Sektionierung) zu berücksichtigen (siehe auch Beispiel in Kapitel 13).

Hinweis:

- Da der H₂-Backbone der FNB (siehe insb. 9.1.3) ein anforderungsgetriebenes Dokument ist, wird er sich auf Basis der GTP-Meldungen weiterentwickeln. D.h. die durch den GTP aufgezeigten Bedarfe können zu einer Veränderung der Planung des Angebots führen. Die hohe Wahrscheinlichkeit, dass sich die hier aufgestellte Zielwertbetrachtung in den Folgejahren ggf. auch deutlich ändern wird, sollte nicht davon abhalten, sie zu erstellen. Es handelt sich um einen iterativen Prozess, der sich progressiv über die GTP-Iterationen einem deutschlandweiten, kohärenten Zielbild nähert:
 - So können sich die FNB-seitige Umstellungen von Leitungen durch die gesammelten GTP-Anfragen potenziell auch zeitlich oder im Umfang verändern. Analog gilt dies für vorgelagerte VNBs.
 - Dies wiederum hat Einfluss auf die interne Zielwertbetrachtung des GTP-Erstellers.
- Wenn es keine detaillierte Analyse zur Anwendung der Klimaziele im jeweiligen Unternehmen gibt, sind vereinfacht die Klimaziele aus 4.3 c) direkt auf die Gasmengen umzulegen.
- In (Umstell-)Zonen mit perspektivisch nicht-gasförmiger Versorgung sind die Mengen in den relevanten Jahren entsprechend zu reduzieren.
- Ggf. sind Menge/Leistung auf Basis der Langfristprognose (nach KOV) unter Berücksichtigung von Prämisse 4 anzupassen.

9.1.3 Kaskadierung von Ergebnissen von nachgelagerten Netzbetreibern

GTP-Planungen sollen von allen Verteilnetzbetreibern erstellt werden. Hierbei ist es insbesondere wichtig, dass die nachgelagerten Netzbetreiber frühzeitig auch die kontinuierliche Abstimmung mit dem jeweils vorgelagerten VNB suchen. Daher sollte ein vorgelagerter VNB zu Beginn des GTP-Prozesses in 2023 alle nachgelagerten VNB über die Erstellung seines GTP informieren.

Die Ergebnisse der jeweils nachgelagerten GTP sollen in den GTP des vorgelagerten Netzbetreibers einfließen (insb.9.1.2).

Umgekehrt sollen auch die Dekarbonisierungsoptionen für den nachgelagerten Netzbetreiber auf der Bereitstellung von dekarbonisiertem Gas durch den vorgelagerten Netzbetreiber basieren (vgl.9.1.3). Dies erfolgt analog der Meldekaskade der internen Bestellung aus der Kooperationsvereinbarung Gas auf Ebene der VNB..

Im Rückmeldeformular zum GTP ist daher im Reiter [7] für jeden nachgelagerten Netzbetreiber eine der 3 Optionen für die Erstellung des eigenen GTP anzugeben:

- „kohärent“:
 - GTP existiert bei nachgelagertem VNB
 - gleiche Annahmen zu Brennstoff, Menge und Zeitpunkt des nachgelagerten VNB bei beiden
- „nicht kohärent“:
 - GTP existiert bei nachgelagertem VNB
 - Es gibt unterschiedliche Annahmen zu Brennstoff, Menge und Zeitpunkt des nachgelagerten VNB (dies ist auch zu wählen, falls eine Abstimmung nicht möglich war)
- „Kein GTP“: der nachgelagerte VNB erstellt keinen GTP.

9.2 Top-Down-Validierung

9.2.1 Dialog aufnehmen und Informationen einholen

In diesem Schritt ermittelt der VNB im Rahmen seiner netzbetreiberübergreifenden Zusammenarbeit mit dem vorgelagerten Netzbetreiber, an welchen Leitungsabschnitten bzw. Netzkopplungspunkten zu welchem Zeitpunkt und in welcher Kapazitäts- und Mengengrößenordnung der vorgelagerte Netzbetreiber eine zukünftige Wasserstoffversorgung (im Falle eines FNB über den H₂-Backbone) plant. Zudem ist zu klären, welche grundsätzlichen technischen Rahmenbedingungen bestehen, d.h. wie groß der grundsätzlich mögliche Handlungsspielraum ist (auf Basis z. B. der Netztopologie des FNB). Hierbei ist auch eine zeitliche Abschätzung seitens des vorgelagerten Netzbetreibers abzuholen. Diese Informationen werden im Rahmen der Bottom-up-Planung berücksichtigt.

Im Rahmen dieser Abstimmung ist auch zu klären, inwiefern seitens des vorgelagerten Netzbetreibers eine Beimischung als Übergangslösung möglich wäre bzw. vorgesehen ist.

9.2.2 Iterative Feedbackschleife

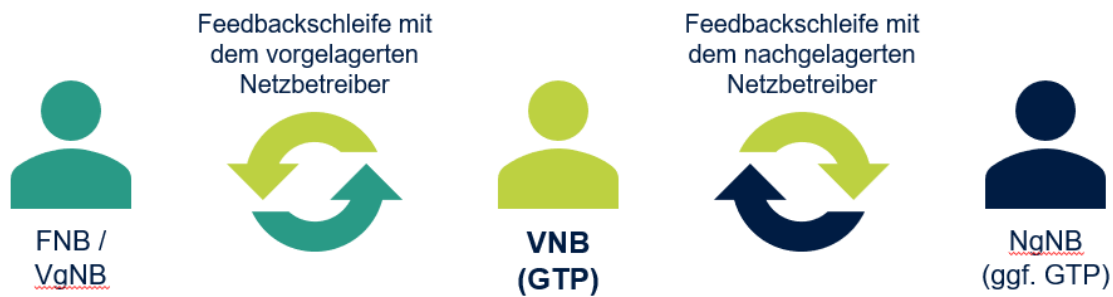


Abbildung 5: Abstimmungen mit den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern

Sobald eine indikative Umstellplanung aus 9.1 vorliegt, oder falls sich Konflikte zur Zeitplanung bei Schritt 3 (Zielwertbetrachtung) ergeben, ist eine Rücksprache mit dem vorgelagerten Netzbetreiber zur Lösungsfindung notwendig. Ziel muss die Zusammenführung der Planungen des vorgelagerten Netzbetreibers (z.B. „visionäres Wasserstoffnetz“) mit den Planungen des VNB sein. Ggf. müssen im Rahmen dieses Schrittes Hürden für die Umsetzung des H₂-Netzes auf Ebene des VNB herausgearbeitet werden („wir benötigen 2028 Wasserstoff, er kommt jedoch erst 2032“).

Die Ermittlung der Bedarfe im Rahmen des GTP müssen mit den entsprechenden Prozessen auf FNB-Seite koordiniert werden (gegenwärtig z.B. Grüngasabfrage). Entsprechende Anfragen sollten kohärent zum GTP beantwortet werden, jedoch wird im Dialog mit den FNB angestrebt, Mehrfachabfragen zu vermeiden.

Wichtig: Es ist davon auszugehen, dass eine verbindliche Zusage des FNB ggf. auch im Jahr 2023 nicht erreicht werden kann und die Rückmeldung sich auf unverbindliche Szenarien, größere Zeiträume und ungefähre Größenordnungen bei Kapazität und Menge beziehen wird. In diesem Fall sind durch den VNB Annahmen zu treffen und diese dem FNB zu kommunizieren. Umso wichtiger ist es, dass der VNB auf Basis seines bestehenden Gasnetzes und seiner Netzkunden aussagefähig gegenüber dem FNB wird, wo – sei es an bestehenden Netzkopplungspunkten oder ggf. neuen Netzkopplungspunkten –, wann und wieviel Kapazität bzw. Menge er benötigt. Der GTP 2023 führt den im GTP 2022 begonnenen Austauschprozess fort. Auch in 2024 werden Sie die Möglichkeit haben, Ihre Annahmen zu aktualisieren und abzuändern. Im Rahmen des GTP 2023 ist es insbesondere auch wichtig, darauf hinzuwirken, dass die GTP-Erstellung auch bei nachgelagerten Netzbetreibern begonnen wird. Es ist hierzu empfehlenswert, die eigenen Annahmen mit den nachgelagerten Netzbetreibern zu diskutieren und bei Bedarf kleineren Netzbetreibern auch soweit möglich eine Hilfestellung zu geben. Denn: die eigene Netzplanung kann perspektivisch nur finalisiert werden, wenn alle nachgelagerten Netzbetreiber eingebunden sind und ihren eigenen GTP haben.

10 Kundenanalyse

Hinweis: Falls Sie den GTP in 2023 erstmalig durchführen, ist es empfehlenswert, die interne Kundenanalyse aus dem GTP 2022 ebenso durchzuführen, um Hinweise für die Strukturierung Ihrer Umstellzonen zu erhalten (dort Kapitel 7.1.2).

Die Kundenanalyse beschäftigt sich mit den wesentlichen Abnehmern im Netzgebiet und untersucht, ob und wann eine Umstellung auf Wasserstoff kundenseitig möglich ist. Zu den größten Abnehmern zählen einerseits die Industriekunden und Kraftwerke (RLM-Kunden) sowie die Kommunen im Kontext der kommunalen Wärmeplanung. Gerade die RLM-Kunden als Ankerkunden sind entscheidend in der Hochlaufphase, um eine Umstellung des Gesamtnetzes wirtschaftlich zu ermöglichen. Auch die Kommunen sind im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung verantwortlich, eine klimaneutrale Transformation der Wärmeerzeugung in Ihren Gebieten herbeizuführen. Hierdurch ergibt sich die Aufgabe des lokalen Netzbetreibers, den Kommunen die Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff und die damit verbundenen Vorteilen plausibel und anwendungsgerecht aufzuzeigen.

Um den Kundendialog zu unterstützen, stellt H2vorOrt sowohl für die RLM-Kunden als auch die Kommunen einen Leitfadens und Fragebögen zur Verfügung. Die Nutzung dieser Leitfäden wird empfohlen, da die weiteren Abschnitte darauf aufbauen. Der Dialog mit RLM-Kunden und Kommunen ist als fortlaufender Dialog zu betrachten, indem die Umstellung auf Wasserstoff mit einem zunehmenden Härtegrad geplant wird.

10.1 RLM-Kunden sind wichtige Anker für die Netztransformation

Im GTP 2022 erfolgte die Kundenanalyse der RLM-Kunden auf Basis der RLM-Absatzdaten sowie als Einschätzung der zukünftigen Wasserstoffbedarfe indirekt durch Branchenzuordnung.

Im GTP 2023 ist es das Ziel, kundenindividuell auf Basis des entwickelten Leitfadens RLM-Netzkundenkommunikation (unter <https://www.h2vorort.de/publikationen/gtp>) die Kundenanalyse durchzuführen.

Es sollen mindestens die „Top10“ –Kunden jedes VNB befragt werden.

Der Fragenkatalog des Leitfadens RLM-Netzkundenkommunikation zielt auf folgende Schwerpunkte ab:

- Ab wann benötigt der Kunde Wasserstoff?
- Ist das früher als gegenwärtig vom VNB geplant? Wenn ja, aus welchen Gründen?
- Beabsichtigt der Kunde bei Nichtverfügbarkeit von H₂ den Wechsel des Energieträgers bzw. die Stilllegung der Produktion
- Gibt es (technische) Gründe, welche den Einsatz von H₂ beim Kunden ausschließen
- Welche Informationen fehlen den Kunden

Aus dem Fragenkatalog werden innerhalb dieses GTPs ausgesuchte Fragen abgefragt. Über das Rückmeldeformular sind folgende Fragen zu beantworten:

1. Bei wie vielen RLM-Kunden haben Sie eine Kundenanalyse durchgeführt? (Anzahl absolut/relativ zur Gesamt-Jahresarbeit)
2. Sehen die RLM-Kunden grundsätzlich die Einsatzmöglichkeit für H₂? (1.2)
3. Wo sehen die RLM-Kunden grundsätzlich die Einsatzmöglichkeit von Wasserstoff?? (1.2)
4. Ab wann sehen die RLM-Kunden die Einsatzmöglichkeit von Wasserstoff? (1.3)

5. Welche Anreize und Treiber sind für die RLM-Kunden anschlaggebend, die H₂-Nutzung zu starten? (2.1)

Eine Rückmeldung Ihrer Erfahrungen mit dem RLM-Fragebogen bzw. Anfragen zur Unterstützung kann an Netzkundenkommunikation@h2vorort.de gestellt werden.

10.2 Kommunen übernehmen eine Schlüsselrolle für die Gestaltung der Energiewende vor Ort

Neben den RLM-Kunden sind gleichermaßen die Kommunen wichtige Ansprechpartner der VNBs, deren Planung zur Klimaneutralität aktiv unterstützt und mit dem Wissen über die lokale Infrastruktur begleitet werden soll. Durch die kommunale Wärmeplanung haben die Kommunen einen entscheidenden Einfluss auf die zukünftige Heiztechnologie der SLP-Kunden. Das Dialogziel ist es, die kommunale Wärmeplanung mit den Planungen des lokalen Netzbetreibers abzustimmen und mit dessen GTP zu verknüpfen.

Eine Hilfestellung für den Dialog mit der Kommune bildet der „Leitfaden Kommunikation mit Kommunen“, der voraussichtlich im April 2023 auf der H2vorOrt-Website veröffentlicht wird (<https://www.h2vorort.de/publikationen/gtp>).

Der Dialog im Sinne des Leitfadens kann in die regulären Besuche des Konzessionsmanagements eingebettet werden, um den Arbeitsaufwand auf VNB-Seite zu begrenzen. Die Verwendung dieses Leitfadens ist im Rahmen des GTP optional.

Eine Zusammenfassung der Gespräche mit den Kommunen ist in das Rückmeldeformular (vgl. Abschnitt 12.3) einzutragen. Darin sollen folgende Fragen beantwortet werden:

1. Mit wie vielen Kommunen haben Sie den Dialog zum Thema Wasserstoff und andere klimaneutrale Gase aufgenommen?
2. Wie viele Kommunen haben auf Basis eines Stadt-/Gemeindebeschlusses oder Landesgesetzes mit einer kommunalen Wärmeplanung begonnen?
3. Sehen die Kommunen - beim Einsatz klimaneutraler Gase wie Wasserstoff - die Gasversorgung langfristig weiterhin als Baustein der sicheren energetischen Versorgung Ihrer Kommune?

11 Technische Analyse

11.1 Vorbereitung Umstellungsprozess im Verteilnetz

Beschäftigen Sie sich zeitnah mit den vorbereitenden Umstellprozessen und Maßnahmen gemäß DVGW-Regelwerk.

Sofern die Anforderungen von der Gasbeschaffenheit abhängen, werden die betroffenen DVGW-Regelwerksdokumente in den zuständigen Technischen Komitees und Projektkreisen des DVGW auf die Anwendung wasserstoffhaltiger methanreicher Gase (2. Gasfamilie) und reinen Wasserstoffs (5. Gasfamilie) angepasst oder neu erarbeitet. Den Stand der Regelwerksüberarbeitung zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Leitfadens finden Sie im Anhang.

Für neu zu errichtende Gasnetze sollte der zukünftige Betrieb mit Wasserstoff der 5. Gasfamilie nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 bei der Auslegung / Errichtung berücksichtigt und nach DVGW-Regelwerk geplant und gebaut werden.

Nachfolgend werden **die vorbereitenden Maßnahmen zur Umstellung des bestehenden Gasnetzes** auf Wasserstoff in vereinfachter Form dargestellt.

Zur Prüfung und zum Nachweis der H₂-Readiness von bestehenden Gasnetzen spielt die Bestandsdokumentation eine wichtige Rolle.

Um die H₂-Readiness des Rohrleitungsabschnittes und der Anlagen inkl. der verbauten Werkstoffe, Komponenten, Baugruppen und Geräte zu überprüfen und nachzuweisen, wird die vorhandene Dokumentation geprüft und zusammengestellt. Die Informationen liegen, soweit vorhanden, in den Bauakten, Rohrbüchern, Betriebsmittelinformationssystemen, etc. vor.

Hierbei gibt es drei Fälle:

- Bestenfalls liegen dem Gasverteilnetzbetreiber bereits Herstellererklärungen vor. Herstellererklärungen entbinden den Netzbetreiber nicht von seiner Verantwortung zur richtigen und technisch sicheren Auslegung und Betrieb eines Rohrleitungsabschnittes oder einer Anlage.
- 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.
- Können keine Informationen über die H₂-Readiness erhoben werden, kann diese durch Gefährdungsbeurteilungen, betriebliche Erprobungen oder das Technische Regelwerk, insbesondere nach den Vorgaben und Handlungsempfehlungen nach G407, G408, G409 und G221 und/oder Normenbezug nachgewiesen werden.

In jedem Fall sind weitere Prüfungen des Netzbetreibers zum Nachweis der H₂-Readiness eines Rohrleitungsabschnittes oder Anlage erforderlich. Hierbei prüft der Betreiber, ob die Komponenten, Geräte, Baugruppen, Rohrleitungen und Anlagen des umzustellenden Netzabschnitts die Anforderungen der Integrität, der bestimmungsgemäßen Funktionen und technischen Sicherheiten sowie die Konformität mit den relevanten Richtlinien und Anforderungen erfüllt, bspw.:

- werden erforderliche Mindestdrücke im Netz(-abschnitt) eingehalten (netzhydraulische Analyse)?
- werden maximale Anströmungsgeschwindigkeiten für Filter eingehalten, um den sicheren Betrieb und die volle Funktionalität des Bauteils zu gewährleisten?
- beim Explosionsschutz sind Überprüfungen der Ex-Zonen erforderlich
- usw.

Die Prüfungen der H₂-Readiness sind die Voraussetzung für die Identifikation erforderlicher Erneuerungs- und Umstellmaßnahmen für das bestehende Gasnetz. Anschließend kann der Umstellungsprozess gemäß der DVGW-Merkblätter G407, G408, G409, G221 erfolgen. Für die Umstellung der Endanwendungen ist zudem das DVGW-Merkblatt G655 zu beachten.

In Abhängigkeit der geplanten Wasserstoffanteile müssen die folgenden beiden Punkte unterschieden werden:

1. Umstellung auf wasserstoffhaltige Gase (2. Gasfamilie) bis 20 Vol.-% H₂: i.d.R. keine wesentliche Änderung; die Abnahme erfolgt dann in Netzbetreiberverantwortung. Wenn Unsicherheiten bei der Nachweisführung und Abnahme bestehen, sollte ein Sachverständiger hinzugezogen werden.
2. Umstellung auf reinen Wasserstoff (5. Gasfamilie) sowie auf wasserstoffhaltige Gase (2. Gasfamilie) über 20 Vol.-% H₂: es handelt sich um eine wesentliche Änderung. Eine Abnahme ist dann gemäß Regelwerk durch einen Sachverständigen erforderlich.

Hinweis: Grundsätzlich können die Gasverteilnetzbetreiber auch ohne vorliegende Herstellererklärungen/-dokumentationen und auch ohne die H₂-Datenbank „verifHy“ den Nachweis der H₂-Readiness erbringen. Aber: je weniger Dokumentation vorhanden ist, desto höher ist der praktische Nachweisbedarf und Aufwand.

11.2 DVGW-Datenbank „verifHy“ zur H₂-Readiness

Durch das DBI-Forschungsprojekt „H₂-Kompendium VNB“ gibt es erste Indikationen zur Wasserstoffverträglichkeit von Materialien, Komponenten und Produkten. Diese werden in den Kompendien standardisiert als Steckbriefe dargestellt. Da nicht alle im deutschen Gasverteilnetz eingesetzten Komponenten im Rahmen der Erstellung des „H₂-Kompendiums VNB“ abgebildet werden konnten, arbeitet der DVGW an dem Aufbau einer webbasierten Datenbank, mit dem Ziel Informationen zur Bewertung der H₂-Readiness für die gesamte Branche zu erfassen. Die Datenbank soll Gasnetzbetreiber unterstützen, ihre Netze fortlaufend auf Erdgas-Wasserstoff-Gemische bzw. reinen Wasserstoff umzustellen und Investitionen bzw. Erneuerungsmaßnahmen z.B. im Rahmen von Zielnetzplanungen jeweils nach dem neusten Wissensstand zu planen.

Die DVGW-Datenbank „verifHy“ ist als lebendes System zu verstehen, welches ständig durch die im Markt agierenden Produkthersteller und auch durch die DVGW-Institute erweitert sowie aktualisiert wird. Netzbetreiber können über eine Weboberfläche oder ein standardisiertes Austauschformat (CSV) Informationen zur H₂-Readiness von Produkten und Komponenten abfragen. Auf Grundlage dessen wird den Datenbank-Nutzer und -Nutzerinnen die Möglichkeit gegeben unter Angabe von Produktspezifikationen (Hersteller, Typenbezeichnung etc.) eine Bewertung der H₂-Readiness durchzuführen. Dies geschieht idealerweise auf Basis einer produktspezifischen Bewertung. Sofern in der Datenbank (noch) keine produktspezifische Bewertung vorliegt, kann die Bewertung der Wasserstoffeignung nur auf Komponentenebene erfolgen. In diesem Fall kann dann eine orientierende Bewertung einzelner Komponenten und Materialien hinsichtlich der Wasserstoffeignung auf Grundlage bestehender Literatur erfolgen, deren Aussage jedoch weniger belastbar ist. Weiterhin können die Informationen aus der Datenbank exportiert werden, damit die Netzbetreiber die Ergebnisse wieder zurück in ihre jeweiligen Systeme integrieren können (bidirektionaler Austausch). Das Austauschformat zur Abfrage sieht folgende Attribute vor:

Feldbezeichnung	Bemerkung
Komponente ID	ID der Komponente entsprechend der Stammdatenliste, exportierbar über die Weboberfläche der H ₂ -Datenbank
ID	ID des Netzbetreibers
Produkt Name	Name des Produkts. Sofern nur die Komponente angefragt werden soll, ist dieses Feld leer zu lassen
Hersteller ID	ID des Herstellers. Unterstützt die Produktsuche (Siehe Abschnitt „Mögliche Auswertungsergebnisse“ ID 4 & 5). Insofern nur die Komponente angefragt werden soll, ist dieses Feld leer zu lassen.
Werkstoff	Werkstoffnummer des gasführenden Materials
Nennweite	Nennweite der Komponente / des Produktes. Bspw. entsprechend DN 100, DN 80 oder d 63
Baujahr	Baujahr der Komponente / des Produkts
Artikelnummer	Artikelnummer des Produkts. Insofern nur die Komponente angefragt werden soll, ist dieses Feld leer zu lassen
Auslegungsdruck	Auslegungsdruck der Komponente / des Produkts
Anzahl / Länge	Anzahl der im Netz verbauten Produkte / Komponenten (bspw. Gasdruckzähler) oder Länge des im Netz verbauten Produkts / der im Netz verbauten Komponente (bspw. Rohrleitung) in Metern

Tabelle 1: Spezifikationen zur Bewertung der H₂-Readiness

Neben der Möglichkeit, automatisierte Abfragen auf der Datenbank laufen zu lassen, dient die Datenbank auch als Nachschlagewerk für fachliche Informationen.

Die Befüllung der Datenbank erfolgt in zwei Bereichen:

- Der DVGW stellt alle verfügbaren Informationen über die H₂-Readiness der Komponenten und Produkte bereit. Die Erkenntnisse aus den DBI-Kompendien (FNB, VNB, Speicher) werden zur initialen Befüllung der Datenbank herangezogen. Es ist dabei zu beachten, dass für die Beurteilung im Rahmen des Neuerwerbs von Produkten (Neubau) Informationen mit hoher Verbindlichkeit (z.B. Prüfberichte für konkrete Produkte) erwartet werden. Im Bestand ist diese Verbindlichkeit nicht erreichbar, da Informationen zum Zustand der in Betrieb befindlichen Bauteile weder erhoben noch im Rahmen einer Bewertung verarbeitet werden können.
- Neben der Abfrage kommt dem Netzbetreiber zusätzlich die Rolle zu, nicht in der Datenbank erfasste Produkte über die Schnittstelle an die H₂-Datenbank zu melden. Die fehlenden Werte müssen dann mit verfügbaren Daten sowohl von Hersteller- als auch von Institutsseite angereichert werden. Ziel ist ein progressives Anwachsen des Datenbestands, um eine möglichst hohe Abdeckung der verbauten Netzkomponenten zu erreichen. Wenn im Zuge einer Anfrage ein Produkt gemeldet wird, das noch nicht in der Datenbank vorhanden ist, so wird es durch den DVGW erfasst und anschließend der Dialog mit dem Hersteller initiiert. Durch die Anfragen von Netzbetreibern erhöht sich so der Detaillierungsgrad der Datenbank über weitere Komponenten und Produkte im Laufe des Nutzungszeitraumes der Datenbankanwendung.

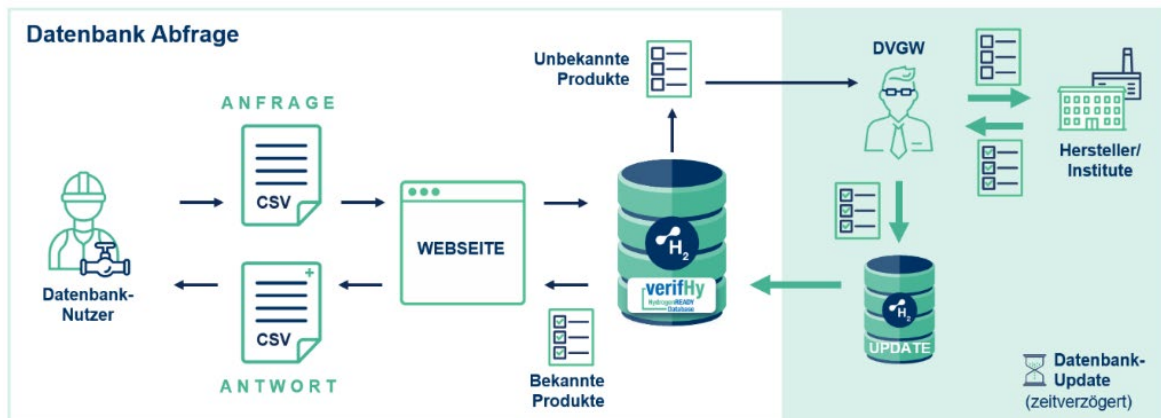


Abbildung 6: Abfrageprozesse der verifyHy-Datenbank

Für eine detaillierte Beschreibung der Leistungen, Lizenzierungen, Pflege und Nutzung von verifyHy sei auf den technischen Leitfaden verwiesen, der unter www.verify.de/leitfaden/ verfügbar ist und laufend aktualisiert wird.

VerifyHy ist seit dem 1.1.2023 technisch verfügbar. Gegenwärtig sind die Informationen der DBI-Kompendien in der Datenbank hinterlegt. Produktdaten werden ab sofort durch Hersteller eingepflegt und durch das DBI qualitätsgesichert.

11.3 Analyse Netzkomponenten (Ziel: „Komplettbewertung“)

In den Gasverteilnetzen gibt es eine Vielzahl von unterschiedlich eingesetzten Netzkomponenten, wie z.B. Rohrleitungen, Armaturen, gastechnische Anlagen (beispielsweise Gas-Druckregel und Messanlagen) und Netzanschlüsse. Der Fokus liegt dieses Jahr auf der Erfassung der verbauten Armaturen und Einbauten der Versorgungsleitungen und Netzanschlussleitungen.

Wie bereits im GTP 2022 sollen zusätzlich die Rohrleitungsmaterialien und die Anzahl der gastechnischen Anlagen über die Gas-Wasser-Statistik des DVGW gemäß G 410 aktualisiert werden. Die Abfrage weiterer Komponenten mit dem Fokus auf gastechnische Anlagen erfolgt im GTP 2024.

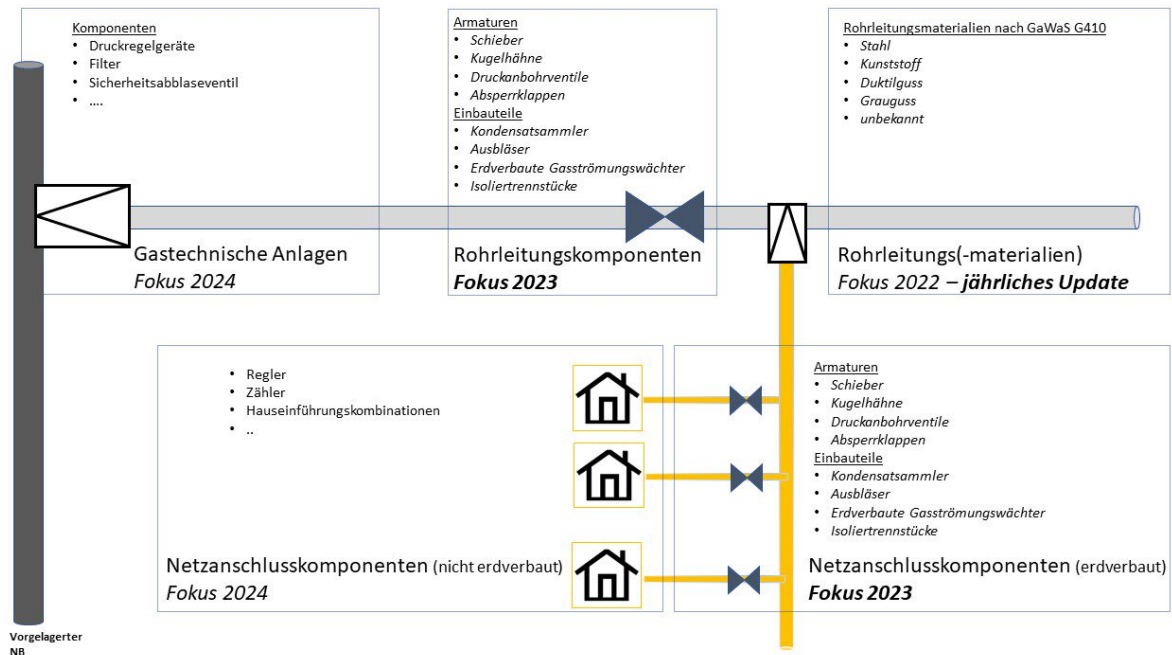


Abbildung 7: Fokusjahre der Erfassung technischer Netzkomponenten im GTP

Bereiten Sie sich auf die Erfassung und Prüfung der Komponenten vor. Dies bedeutet insbesondere nicht-digitalisierte Informationen (soweit vorhanden) aus Bauakten, Rohrbücher, etc in Betriebssysteme zu überführen. Die Informationen sollen so erfasst werden, dass eine Prüfung der H₂-Readiness vorgenommen werden kann, bspw. mit der verifHy-Datenbank. Dies umfasst insbesondere die Spezifikationen nach Tabelle 1 (Datenbank).

Die Erfassung und Bewertung der Komponenten und Materialien ist als ganzjähriger, fortlaufender Prozess zu verstehen. Folglich auch außerhalb des jährlichen Erarbeitungs- und Rückmeldezeitraums des GTP. Ziel ist eine Komplettbewertung und daraus abgeleitet eine investitionsfähige Planung bis spätestens 2025.

Hinweis: wenn Sie bei Leitungsabschnitten Nachforschungen anstellen, um das Material zu eruieren oder aktuelle Baustellen haben, wird empfohlen, direkt alle Bauteile zu erfassen. So können ggf. weitere Dokumentationslücken (vgl. auch G402) geschlossen werden.

11.3.1 Teilschritt 1: Analyse der Rohrleitungen

Aktualisieren Sie, wie bereits im GTP 2022, die Gas-Wasser-Statistik des DVGW gemäß G410.

Diese Daten sollten mit dem aktuellen Stand des Betriebsmittelinformationssystems auf Richtigkeit und Vollständigkeit abgeglichen werden

Hinweise:

- Bitte prüfen Sie insbesondere den gemeldeten Umfang an Gussleitungen auf Richtigkeit. Versuchen Sie, den Anteil am Werkstoff „unbekannt“ aktiv zu reduzieren.
- Die grundsätzliche Eignung der Rohrleitungsmaterialien zur H₂-Readiness ist bei der Bestimmung von Umstellzonen zu berücksichtigen. Dies kann insbesondere bei größeren Gussarealen relevant sein (Ertüchtigung vs. Versorgung mit klimaneutralem Methan).
- Die H₂-Readiness von Rohrleitungsmaterialien kann auch über die verifHy-Datenbank geprüft werden.

11.3.2 Teilschritt 2: Analyse weiterer Rohrleitungskomponenten

Anhand der Dokumentations- und Betriebsmittelinformationssysteme werden die verbauten Armaturen und Einbauteile der Versorgungsleitungen erfasst. An H₂vorOrt werden ausschließlich die Anzahl der Komponenten geclustert nach den folgenden Komponentengruppen zurückgemeldet:

- Armaturen
 - Schieber
 - Kugelhähne
 - Druckanbohrventile
 - Absperrklappen
- Einbauteile
 - Kondensatsammler
 - Ausbläser
 - Erdverbaute Gasströmungswächter
 - Isoliertrennstücke

Die Bewertung der H₂-Readiness wird vom jeweiligen Netzbetreiber eigenständig vorgenommen, wie in Kapitel 11.1 beschrieben.

11.3.3 Teilschritt 3: Analyse Netzanschlusskomponenten (nicht TRGI)

Anhand der Dokumentations- und Betriebsmittelinformationssysteme werden die verbauten Armaturen und Einbauteile der Netzanschlussleitungen erfasst. An H2vorOrt werden ausschließlich die Anzahl der Komponenten geclustert nach den folgenden Komponentengruppen zurückgemeldet:

- Armaturen
 - Schieber
 - Kugelhähne
 - Druckanbohrventile
 - Absperrklappen

- Einbauteile
 - Kondensatsammler
 - Ausbläser
 - Erdverbaute Gasströmungswächter
 - Isoliertrennstücke

Die Bewertung der H₂-Readiness wird vom jeweiligen Netzbetreiber eigenständig vorgenommen, wie in Kapitel 11.1 beschrieben.

Weitere Netzanschlusskomponenten werden 2024 behandelt. Es wird empfohlen sich zeitnah und fortlaufend mit diesen Komponenten zu beschäftigen, um 2024 aussagefähig zu sein und um das Ziel der Komplettbewertung bis 2025 erreichen zu können.

11.3.4 Teilschritt 4: Analyse gastechnische Anlagen

Aktualisieren Sie, wie bereits im GTP 2022, die Gas-Wasser-Statistik des DVGW gemäß G410 bezüglich der Gastechischen Anlagen.

Die Komponenten der gastechnischen Anlagen werden im GTP 2024 detaillierter behandelt. Es wird empfohlen sich zeitnah und fortlaufend mit diesen Komponenten zu beschäftigen, um 2024 aussagefähig zu sein und um das Ziel der Komplettbewertung bis 2025 erreichen zu können.

11.4 Prüfung einer Sektionierung der Umstellzonen in Teilnetze

Dieser Abschnitt entspricht vollständig dem Text aus dem GTP-Leitfaden 2022. (Text siehe Anlage 14.3.2)

11.5 Netzhydraulische Analyse

Dieser Abschnitt entspricht vollständig dem Text aus dem GTP-Leitfaden 2022. (Text siehe Anlage 14.3.3.)

11.6 Ausrichtung des Beschaffungsprozesses auf H₂-ready-Komponenten und -Materialien

Im Falle von Netzerweiterungen und Erneuerungen wird empfohlen ausschließlich Gasnetzkomponenten – und Materialien zu verbauen, die für den Einsatz hin für reinen Wasserstoff (5.Gasfamilie gemäß G260) geeignet sind, um flächendeckend und kontinuierlich die H₂-Readiness Ihres Gasverteilnetzes zeitnah herzustellen.

Der Beschaffungsprozess und die technischen Spezifikationen müssen dahingehend in Ihren Unternehmen angepasst werden.

Bitte beantworten Sie in diesem Kontext im Rückmeldeformular die nachfolgenden Fragen (gilt für Umstellzonen, die langfristig mit reinem Wasserstoff geplant und betrieben werden):

- Werden in Ihrem Unternehmen bei entsprechender Marktverfügbarkeit bereits H₂-ready-Komponenten (100%) ausgeschrieben?
 - Ja, wird bereits vollständig ausgeschrieben
 - Ja, wird bereits teilweise ausgeschrieben
 - Ist in Planung/Vorbereitung
 - Nein, es erfolgt keine Ausschreibung

- Falls Sie eine andere Antwort als „Ja, wird bereits vollständig ausgeschrieben“ gegeben haben, bis wann planen Sie die vollständige Ausschreibung umzusetzen?
 - 2023
 - 2024
 - 2025
 - später/unklar

12 Rückmeldung zur Konsolidierung in Gesamt-GTP

Rückmeldefrist: 30.6.2023

Rückmeldevorlage: Rueckmeldung_GTP_2023_Netzbetreibernummer.xlsx

Rückmeldung an: GTP-H2vorOrt@dvgw.de

Bitte passen Sie den Dateinamen der Rückmeldevorlage entsprechend Ihrer Netzbetreibernummer an (z.B. Rueckmeldung_GTP_2023_987010555555.xlsx)

12.1 Umstellzonen

Bitte dokumentieren Sie in Ihrer Rückmeldung Ihre Umstellzonen. Dies geschieht sowohl auf Basis der NKP als auch der versorgten Gemeinden über den Amtlichen Gemeindeschlüssel.

Rückmeldung über die Excelvorlage ([Nr] = Reiter in der Vorlage):

- [1] „Unternehmensdaten“ (vollständiger Netzbetreibername, 13-stellige Netzbetreibernummer, Adresse, Ansprechpartner)
- [2] Zuordnung „NKP zu Umstellzone“: **EIC-Code**, NKP-Namen, Nummer Umstellzone (13-Netzbetreibernummer + Bindestrich + hochlaufende Nummer (beginnend mit 01, Bsp.:“ 987010555555-01“))
- [3] Zuordnung „AGS zu Umstellzone“: **Amtlicher Gemeindeschlüssel**, Nummer Umstellzone

Hinweis:

- Es wird jeweils einem oder mehreren NKPs bzw. Gemeindeschlüsseln eine Umstellzone zugewiesen.
- Die 13-stellige Netzbetreibernummer finden Sie unter <https://codevergabe.dvgw-sc.de/MarketParticipants>
- Bitte passen Sie den Dateinamen der Rückmeldevorlage entsprechend Ihrer Netzbetreibernummer an (z.B. Rueckmeldung_GTP_2023_987010555555.xlsx)
-

12.2 Kapazitätsanalyse und Einspeiseanalyse

Die Methodik der Abfrage der H₂-Bedarfe soll, wie heute bei der Kapazitätsmeldung von Erdgas, der Logik der internen Bestellung folgen. Hierbei wird entsprechend der Meldekette der internen Bestellung nach oben konsolidiert. Hierbei ist es jedoch wichtig, dass beide Seiten zur Abstimmung aktiv aufeinander zugehen und keiner in einer Warteposition verharrt.

Ziel der Rückmeldung an und anschließende Konsolidierung durch H2vorOrt in den gesamten GTP ist die Darstellung der Wasserstoffbedarfe oder Bedarfe an klimaneutralen Gasen in den jeweiligen Umstellzonen. Abgefragt werden sollen die Bedarfe im Zeitraum von 2022 – 2033 pro Jahr sowie die Jahre 2035, 2040 und 2045. Die Auswertung der Rückmeldungen dient der Identifikation von Umstellzonen, die vorrangig bzw. frühzeitig auf 100 % Wasserstoff umgestellt werden können bzw. Netzgebiete, in denen (bis zu 20 Vol.-%) Wasserstoff der Methanversorgung beigemischt wird.

Anlehnend an der Systematik aus der WEB-Abfrage („Grüngasabfrage“) des FNB Gas sollen folgende Informationen über die Exceldatei rückgemeldet werden:

[4] „Einspeisung vorgelagert“: Hier wird erfasst welche Menge zu welcher Zeit mit welchem Gas durch den vorgelagerten Netzbetreiber pro Umstellzone bereitgestellt wird.

- Nummer Umstellzone
 - Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber (vgl. <https://codevergabe.dvgw-sc.de/MarketParticipants>) Vollständiger Name vorgelagerter Netzbetreiber (entsprechend <https://codevergabe.dvgw-sc.de/MarketParticipants>)
 - Arbeit (2022, Prognosen: 2023-2033, 2035, 2040, 2045)
 - CH₄ und
 - H₂
- Hinweis:
- **Wichtig: Bitte füllen Sie Zeilen jeweils vollständig aus! D.h. in jeder Zeile muss jede Spalte ausgefüllt sein (Nummer Umstellzone, etc.)**
 - Bitte für jede Umstellzone die Prognosen jeweils für CH₄ und H₂ angeben. D.h. jede Umstellzone belegt zwei Zeilen. Für Leereinträge (z.B. im Jahr 2023 keine prognostizierte Arbeit und Leistung für H₂) stets eine „0“ eintragen.
 - Eine Meldung des Bezugs von CH₄ im Jahr 2045 wird gemäß den Planungsprämissen als Bezug von klimaneutralem Methan über die Fernleitungsnetzbetreiber gewertet. Dies ist mit dem vorgelagerten Netzbetreiber abzustimmen. Ohne anderslautenden Kommentar wird von einer linear anwachsenden Substitution des Erdgases mit klimaneutralem Methan ab 2035 ausgegangen.
 - Falls in einer Umstellzone Netzkopplungspunkte von mehreren vorgelagerten Netzbetreibern liegen, so ist die Umstellzone hier unterteilt nach Netzbetreiber in mehreren Zeilen darzustellen (vorgelagerter Netzbetreiber 1: CH₄, H₂; vorgelagerter Netzbetreiber 2: CH₄, H₂; ...)

[5] „Einspeisung dezentral“: Hier wird erfasst, welche Menge an Methan (Biomethan oder klimaneutrales Methan anderen Ursprungs („EE-CH₄“)) oder Wasserstoff dezentral eingespeist wird.

- Nummer Umstellzone
- Marktlokation (optional)
- Gastyp [H₂, CH₄, Bio-/EE-CH₄]
- Arbeit (kWh) und Leistung (kW) (2022, 2023-2033, 2035, 2040, 2045)

[6] „Einspeisebegehren“: Anzahl der der Netzanschlussbegehren im Kalenderjahr 2022⁴ für die Einspeisung jeweils für Biomethan/EE-Methan und H₂ wie folgt erfasst:

- < 1 MW
- 1 – 3 MW
- > 3 MW

[7] Nachgelagerter Netzbetreiber: Gibt es nachgelagerte Netzbetreiber, so ist darzustellen, inwiefern die GTP-Planungen existieren und zusammenpassen. Dies ist im entsprechenden Reiter der Excel-Rückmeldungsvorlage zu verzeichnen:

- Nummer der eigenen Umstellzone
- 13-stellige Netzbetreibernummer des nachgelagerten Netzbetreibers (vgl. <https://codevergabe.dvgw-sc.de/MarketParticipants>)
- Vollständiger Name des nachgelagerten Netzbetreibers (vgl. <https://codevergabe.dvgw-sc.de/MarketParticipants>)

⁴ Relevant für die zeitliche Verortung ist der zur verpflichtenden Rückmeldung führende Antrag.

- Konsolidierungsstand GTP:
 - kohärent
 - nicht kohärent (eigene Zahl eingetragen)
 - kein GTP vorhanden
- Gastyp [CH₄, H₂] – analog zu [4] jeweils eine Zeile
- Arbeit(kWh) und Leistung (kW) (2022, 2023-2033, 2035, 2040, 2045) für Methan und H₂

Hinweis:

- **Wichtig: Bitte füllen Sie Zeilen jeweils vollständig aus! D.h. in jeder Zeile muss jede Spalte ausgefüllt sein (Nummer Umstellzone, etc.)**
- VNBs sollten in Ihren Angaben auch kompatible Annahmen für nachgelagerte Netzbetreiber treffen, die keinen eigenen GTP erstellen.⁵
- Hinweis: Unternehmen, die keinen GTP erstellen werden nicht explizit im Gesamt-GTP namentlich benannt/hervorgehoben!
- Eine Meldung der Versorgung mit CH₄ im Jahr 2045 wird gemäß den Planungsprämissen als Versorgung von klimaneutralem Methan gewertet. Es wird von einer linear anwachsenden Substitution des Erdgases mit klimaneutralem Methan ab 2035 ausgegangen.

12.3 Kundenanalyse

Im Ergebnisbericht 2023 des GTP wird der Dialogfortschritt der Netzbetreiber mit seinen RLM-Kunden und Kommunen dargestellt.

Rückmeldung über die Excelvorlage:

[8] „RLM-Kunden“

Es wird die Anzahl der durchgeführten Gespräche mit RLM-Kunden dokumentiert:

- Anzahl Interviews
- Deren Anteil an der Gesamtjahresarbeit des Netzbetreibers

aufgeteilt nach Größenklassen:

- RLM-Arbeit ≥ 100 Mio. kWh
- RLM-Arbeit ≥ 50 Mio. kWh
- RLM-Arbeit ≥ 10 Mio. kWh
- RLM-Arbeit < 10 Mio. kWh

Zudem werden spezifische Fragen an Netzkunden, die beispielsweise unter Zuhilfenahme des Fragenkatalogs des Leitfadens RLM-Netzkundenkommunikation erhoben werden können, ausgewertet. Dies erfolgt ebenso aufgeteilt nach obigen Größenklassen:

- „Sehen die RLM-Kunden grundsätzlich die Einsatzmöglichkeit für H₂?“ Hier wird ein Kunde gezählt, wenn er bei der folgenden Frage („Wo sehen die RLM-Kunden grundsätzlich die Einsatzmöglichkeit von Wasserstoff?“) mindestens einmal mit „Ja“ geantwortet hat“

⁵ Die heute bezogenen Gasmengen der nachgelagerten Netzbetreiber sind aus der internen Bestellung bekannt. Liegt kein GTP vor, so ist von einer zum eigenen Netzabschnitt passenden Transformation auszugehen mit einer analogen Mengenentwicklung.

- „Wo sehen die RLM-Kunden grundsätzlich die Einsatzmöglichkeit von Wasserstoff?“
 - Gebäudewärme
 - Prozesswärme
 - Materialverarbeitung
 - Stromerzeugung
 - Stoffliche Nutzung
 - Mobilität
- „Ab wann sehen die RLM-Kunden die Einsatzmöglichkeit von Wasserstoff?“
 - vor 2030
 - 2030-39
 - ab 2040
- „Welche Anreize und Treiber sind für die RLM-Kunden anschlussgebend, die H₂-Nutzung zu starten?“
 - EU-ETS Emissionshandel
 - Taxonomie-Verordnung
 - Unternehmensinterne Vorschriften
 - Versorgungssicherheit und Planbarkeit
 - Marktanreize für grüne Produkte
 - Sonstiges

[9] „Kommunen“

Es wird die Anzahl der durchgeführten Gespräche mit Kommunen dokumentiert:

- Anzahl Interviews
- Deren Anteil an der Anzahl der Konzessionsgemeinden des Netzbetreibers

Zudem werden spezifische Fragen an die Kommunen ausgewertet:

- Wie viele Kommunen haben auf Basis eines Stadt-/Gemeindebeschlusses oder Landesgesetzes mit einer kommunalen Wärmeplanung begonnen?
- Sehen die Kommunen - beim Einsatz klimaneutraler Gase wie Wasserstoff - die Gasversorgung langfristig weiterhin als Baustein der sicheren energetischen Versorgung der Kommune?

12.4 Technische Analyse

Aktualisieren Sie, wie bereits im GTP 2022, die Gas-Wasser-Statistik des DVGW gemäß G410.

Die Daten werden **nicht** über das Rückmeldeformular gemeldet, sondern von H2vorOrt separat über den DVGW bezogen.



Bitte erfassen Sie die Anzahl Ihrer verbauten Armaturen und Einbauteile getrennt nach Rohrleitungen und Netzanschlussleitungen und melden Sie diese wie folgt über die Excelvorlage:

[10] „Technische Analyse“

Für Rohrleitungskomponenten und Netzanschlusskomponenten je:

- Armaturen
 - Schieber
 - Kugelhähne
 - Druckanbohrventile
 - Absperrklappen

- Einbauteile
 - Kondensatsammler
 - Ausbläser
 - Erdverbaute Gasströmungswächter
 - Isoliertrennstücke

✉ Bitte beantworten Sie zusätzlich im Rückmeldeformular die nachfolgenden Fragen zum Beschaffungsprozess auf H₂-ready-Komponenten und -Materialien (gilt für Umstellzonen die langfristig mit reinem Wasserstoff geplant und betrieben werden):

[11] „Beschaffung“

Werden in Ihrem Unternehmen bei entsprechender Marktverfügbarkeit bereits H₂-ready-Komponenten (100%) ausgeschrieben?

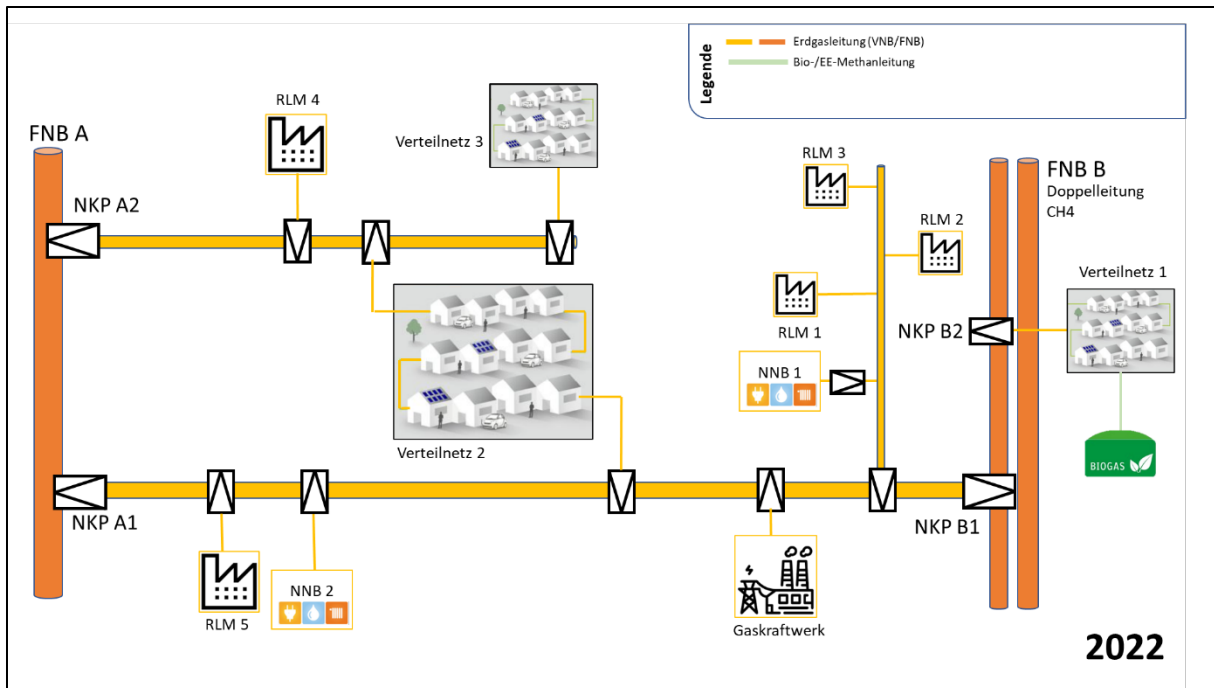
- Ja, wird bereits vollständig ausgeschrieben
- Ja, wird bereits teilweise ausgeschrieben
- Ist in Planung/Vorbereitung
- Nein, es erfolgt keine Ausschreibung

Falls Sie eine andere Antwort als „Ja, wird bereits vollständig ausgeschrieben“ gegeben haben, bis wann planen Sie die vollständige Ausschreibung umzusetzen?

- 2023
- 2024
- 2025
- später/unklar

13 Beispielanalyse

Beispieldaten finden Sie anbei in der Datei „GTP_2023_Beispiel_Kap-13.xlsx“.



Der betrachtete Beispielveilnetzbetreiber bezieht Erdgas über die beiden vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreiber FNB A und FNB B. Drei Hochdruckleitungen versorgen fünf RLM-Kunden, zwei nachgelagerte Netzbetreiber, ein Gaskraftwerk sowie zwei Verteilnetze. Das Verteilnetz 1 wird direkt über FNB B sowie über eine Biogasanlage gespeist.

Im regionalen Netz befinden sich sechs RLM-Kunden, davon ein Gaskraftwerk, sowie zwei nachgelagerte Netzbetreiber NNB1 und NNB2. In Verteilnetz 3 befinden sich 12 weitere RLM-Kunden und 13.000 SLP-Kunden. In Verteilnetz 2 befinden sich 16 RLM-Kunden sowie 20.000 SLP-Kunden. In Verteilnetz 1 befinden sich neun RLM-Kunden sowie 8.000 SLP-Kunden. Die nachgelagerten Netzbetreiber 1 und 2 haben 7.000 bzw. 9.000 SLP-Kunden.

Eine detaillierte Aufstellung der Datenbasis hinsichtlich Abnehmer und Erzeugung für das Beispiel steht in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zur Verfügung.

Im Folgenden wird stets auch gezeigt, wie die Rückmeldung im Excelformular auf Basis des Beispiels aussehen würde.

Zu Beginn kann direkt die Rückmeldung für Reiter „1 Unternehmensdaten“ befüllt werden:

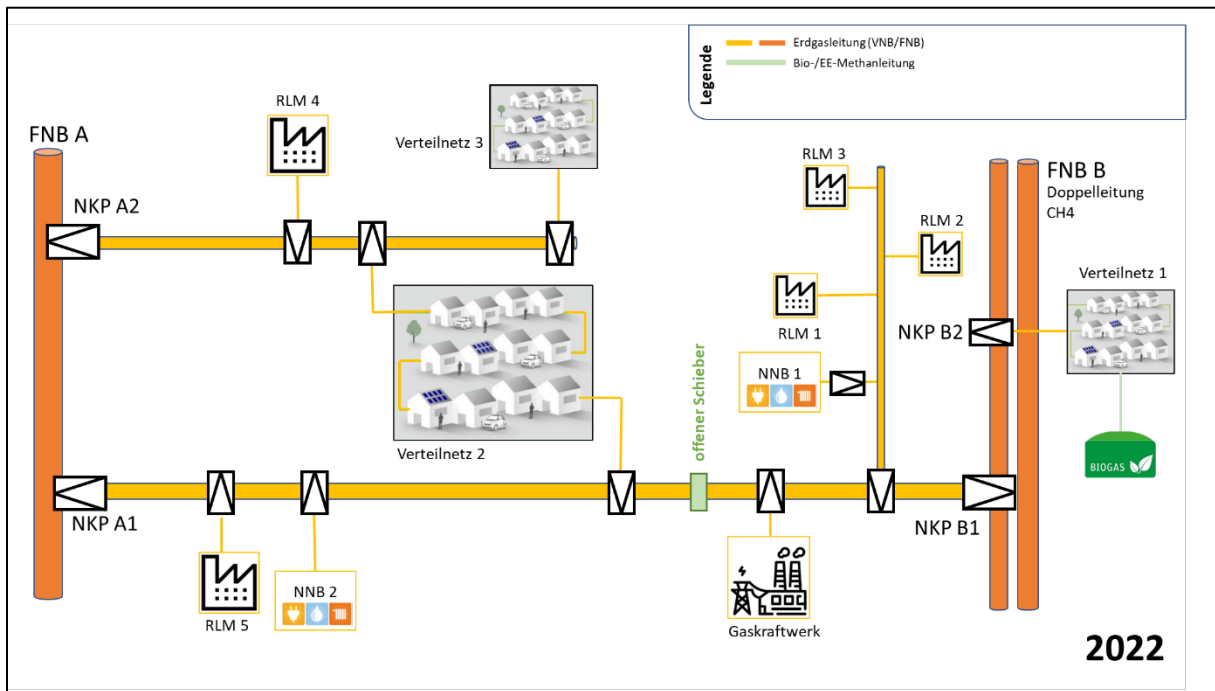
Netzbetreibername	Netzgesellschaft Musterstadt GmbH
Netzbetreibernummer (13-stellig)	9870105555555
Straße & Hausnummer	Musterstraße 1
PLZ	55555
Ort	Musterstadt
Ansprechpartner	
Name, Vorname:	Musterperson, Mareike
Telefonnummer:	055 / 555 555 55
E-Mail-Adresse:	M.Musterperson@NGMusterstadt.de

13.1 Kapazitätsanalyse I - Leistungs- und Mengenermittlung sowie Netztopologie

Bei den Netzkopplungspunkten ergibt sich folgendes aus der internen Bestellung (vgl. 9.1.1):

NKP	A1	A2	B1	B2
Arbeit	271 GWh	557 GWh	606 GWh	248 GWh
Leistung	134 MW	310 MW	326 MW	130 MW

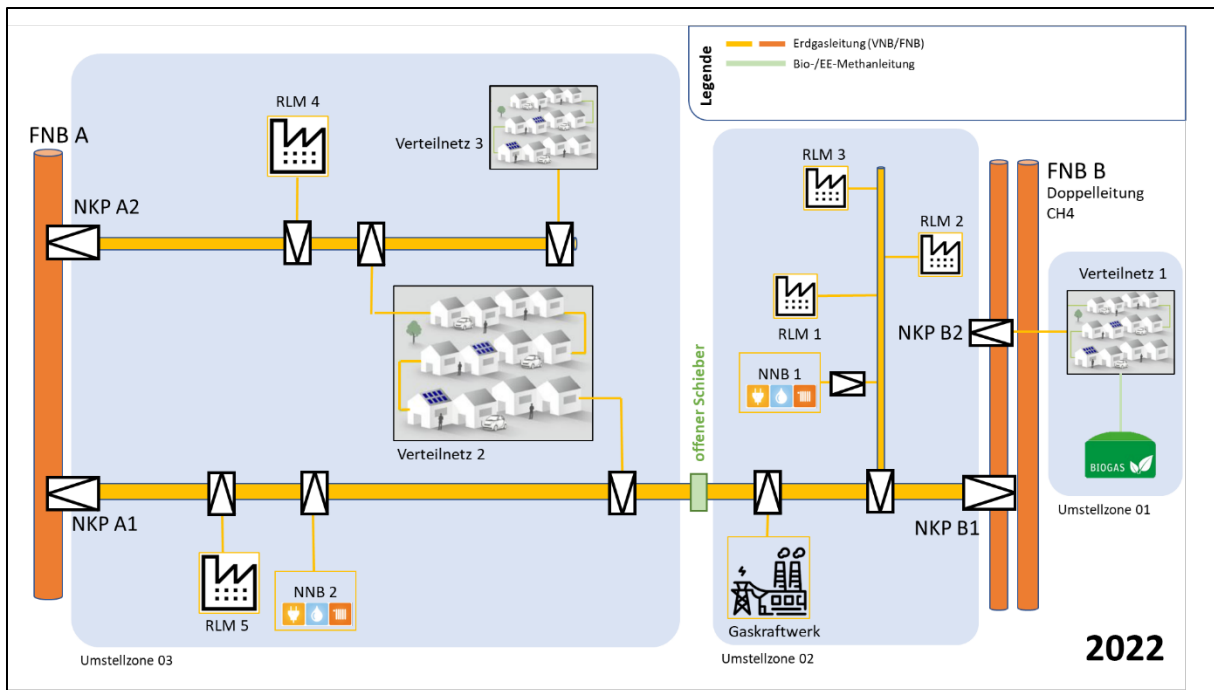
Erste Kandidaten für Umstellungszonen ergeben sich aus den beiden Fernleitungen. Hierbei ist die Vermaschung von Leitung B mit Leitung A über NKP B1 ein zu lösendes Thema. Eine Prüfung ergibt, dass eine Sektionierung hier technisch und versorgungsseitig möglich ist:



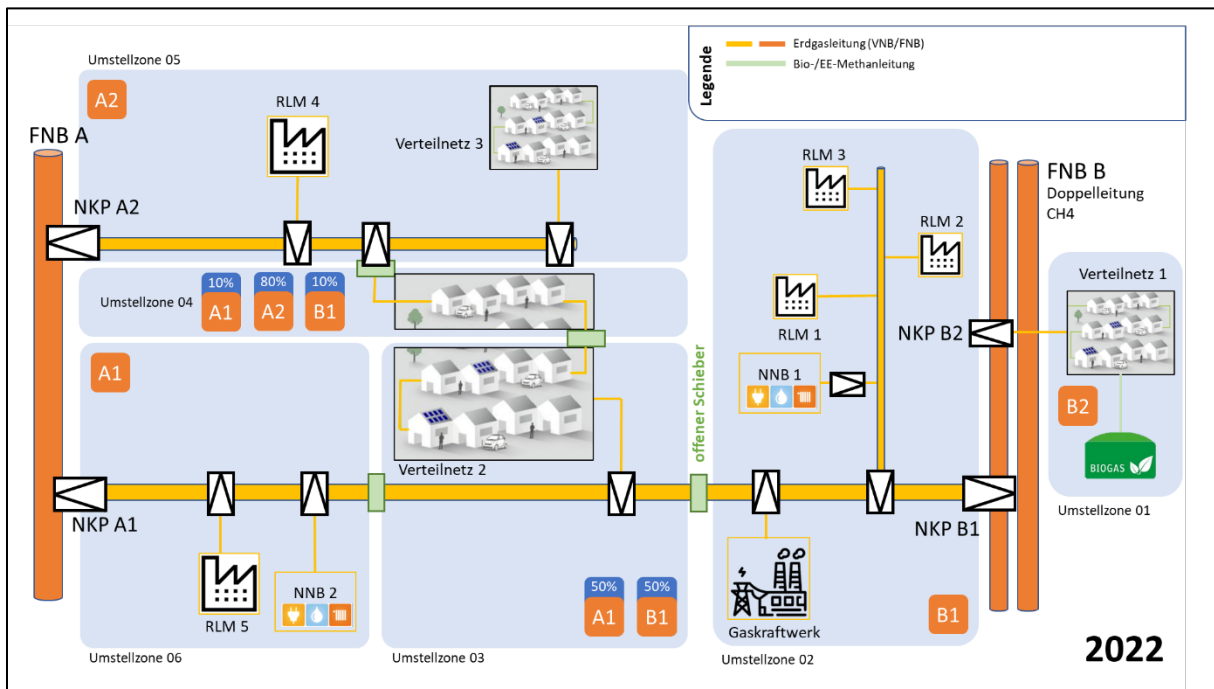
Hinweis: Die Leitung FNB B ist geloopt, d.h. es gibt hier zwei parallele Leitungstränge, die im Ausgangszustand beide Erdgas transportieren. Dies ermöglicht eine graduelle Umstellung, da entsprechend zunächst eine der beiden Leitungen auf H₂ umgestellt und die andere weiterhin mit Erdgas versorgt wird. Dies ist bei der Leitung von FNB A entsprechend nicht möglich.

In einem Erstgespräch mit den beliefernden FNBs (vgl. 9.2.1) ergab sich, dass eine Belieferung mit H₂ über die Fernleitung B vermutlich zuerst beginnt. FNB B wird ab 2028 in einer der Doppelleitungen Wasserstoff transportieren, hingegen sieht FNB A den Wasserstofftransport in seinen Planungen im Jahr 2035 vor.

Auf Basis dieser Informationen ergibt sich ein erstes Bild für die Umstellzonen:



Hierbei ist jedoch ersichtlich, dass Umstellzone 3 vergleichsweise groß ist. Basierend auf den Empfehlungen aus Kapitel 9.1.1 ist es sinnvoll, statt dieser einen Umstellzone mehrere Umstellzonen mit max. 10.000 Kunden zu erstellen. Bei der Größe von Verteilnetz 2, bietet es sich an, es in zwei Umstellzonen à ca. 10.000 Kunden aufzuteilen. Für Verteilnetz 3 und RLM 4 ergibt sich eine weitere Unterteilung. Zudem sollte für den nachgelagerten Netzbetreiber 2 samt RLM 5 aus denselben Gründen eine eigene Umstellzone erstellt werden. Es ergibt sich folgende granularere Unterteilung/Sektionierung:



Hierbei stellt sich der anteilige Bezug von Erdgas über die Netzkopplungspunkte in den Umstellzonen wie in der Grafik abgebildet dar.

Gespräche mit den nachgelagerten Netzbetreibern NNB1 und NNB2 wurden ebenso geführt. NNB1 erstellt 2023 selbst einen GTP, die Kohärenz der Planungen wird durch einen regelmäßigen Austausch zwischen beiden Netzbetreibern sichergestellt. NNB2 erstellt in 2023 keinen GTP, nimmt sich dies jedoch für 2024 vor.

Rückmeldung Reiter „2 NKP zu Umstellzone“:

EIC-Code	NKP-Namen	Nummer Umstellzone (Netzbetreibernummer-XX)
25Z123456789004D	NKP B2	9870105555555-01
25Z123456789003C	NKP B1	9870105555555-02
25Z123456789001A	NKP A1	9870105555555-03
25Z123456789003C	NKP B1	9870105555555-03
25Z123456789001A	NKP A1	9870105555555-04
25Z123456789002B	NKP A2	9870105555555-04
25Z123456789003C	NKP B1	9870105555555-04
25Z123456789002B	NKP A2	9870105555555-05
25Z123456789001A	NKP A1	9870105555555-06

Zusammen mit den zugehörigen Amtlichen Gemeindegrenzen ergibt sich die

Rückmeldung Reiter „3 AGS zu Umstellzone“:

Amtlicher Gemeindegrenzen (8-stellig)	Nummer Umstellzone (Netzbetreibernummer-XX)	Kommentar	NUTS-3
09777111	9870105555555-01	Gemeinde 1 Verteilnetz 1	DE27B
09777112	9870105555555-01	Gemeinde 2 Verteilnetz 1	DE27B
09776113	9870105555555-02	Gemeinde 3 (NBB1 & Gaskraftwerk)	DE27A
09776114	9870105555555-02	Gemeinde 4 (NBB1 & RLM)	DE27A
09776115	9870105555555-03	Gemeinde 5 (Verteilnetz 2: Sektion 1)	DE27A
09776115	9870105555555-04	Gemeinde 5 (Verteilnetz 2: Sektion 2)	DE27A
09776116	9870105555555-05	Gemeinde 6 (Verteilnetz 3)	DE27A
09776117	9870105555555-05	Gemeinde 7 (RLM 4)	DE27A
09776118	9870105555555-06	Gemeinde 8 (NBB 2 & RLM 5)	DE27A

Für Reiter „7 Nachgelagerte Netzbetreiber“ für 2022:

Kap. 8.1.3				
13 stellige Netzbetreibernummer nachgelagerter Netzbetreiber				
Nr Umstellzone	13 stellige Netzbetreibernummer nachgelagerter Netzbetreiber	Name nachgelagerter Netzbetreiber	Konsolidierungsstand	Gastyp
9870105555555-02	9870106666666	NgNB 1	kohärent	CH4
9870105555555-02	9870106666666	NgNB 1	kohärent	H2
9870105555555-06	9870107777777	NgNB 2	kein GTP	CH4
9870105555555-06	9870107777777	NgNB 2	kein GTP	H2

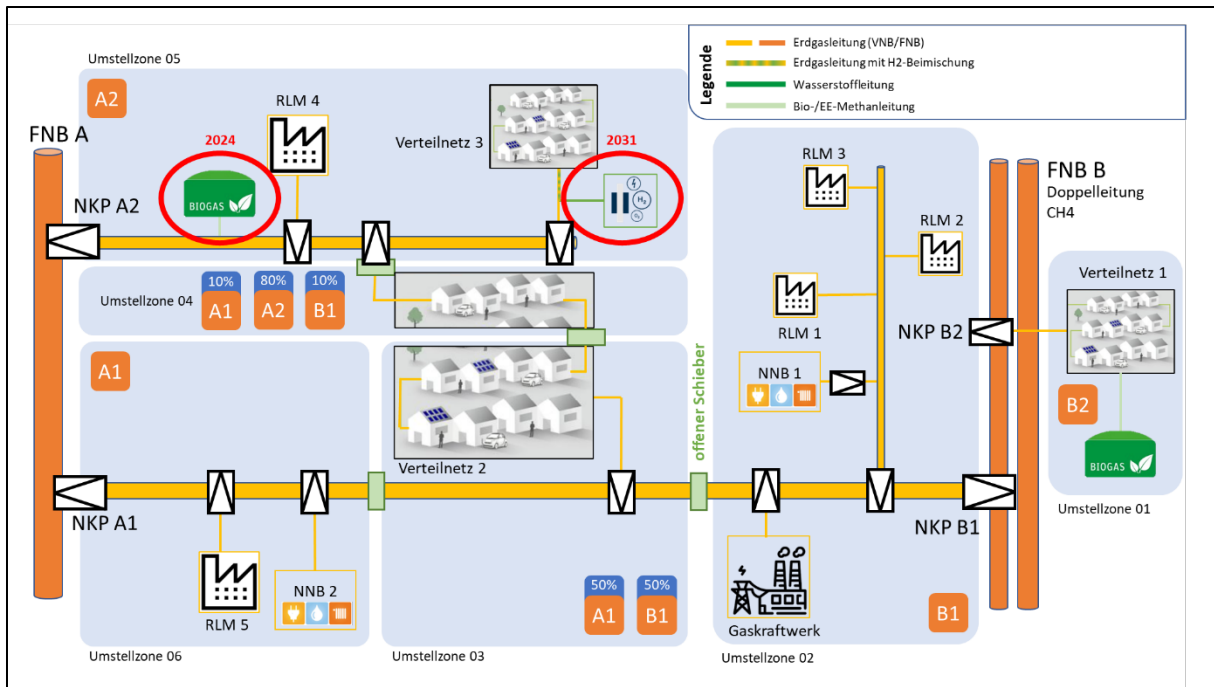
13.2 Einspeiseanalyse

In Umstellzone 1 gibt es eine Biomethananlage mit 20 GWh p.a., die in das Verteilnetz 1 einspeist.

Zudem liegen folgende Einspeisebegehren vor, denen aus Netzbetreibersicht gegenwärtig nichts entgegensteht:

- 34 GWh p.a. / 4.000 kW Biomethan in Umstellzone 5 nahe NKP A2 ab 2024
- 20 GWh p.a. / 2.500 kW Wasserstoff (Elektrolyse) ab 2031 in Umstellzone 5 vor Verteilnetz 1, was zu einer Beimischung in Verteilnetz 1 führen soll.

Es wurden keine Einspeisebegehren gemeldet, die netztechnisch nicht umgesetzt werden können.



Rückmeldung Reiter „6 Einspeisebegehren“:

Kap. 7.1	Anzahl der der Netzanschlussbegehren in 2022 für die Einspeisung					
	Biomethan/EE-Methan			H2		
Anzahl	<1 MW	1-3 MW	>3 MW	< 1MW	1-3 MW	>3 MW
	0	0	1	0	1	0

13.3 Kundenanalyse

Der Verteilnetzbetreiber startet den Dialog mit den RLM-Kunden 1 bis 5, dem Gaskraftwerk und sechs weiteren RLM-Kunden aus den Verteilnetzen. RLM 4 nutzt das bezogene Erdgas stofflich und ist weiterhin auf eine Methanversorgung angewiesen. Zwei der weiteren RLM-Kunden wollen in Zukunft kein H2 beziehen, sondern setzen auf andere Energieträger. Gleichzeitig haben jedoch Betriebe in Netznähe ohne aktuellen Netzzugang einen zukünftigen Bedarf an H₂ kommuniziert⁶.

Rückmeldung Reiter „8 RLM-Kunden“ (die vollständige Befüllung kann der beiliegenden Exceldatei entnommen werden):

Kap. 9.1 Abfrage der Anzahl der RLM-Kunden nach Kapitel 9 des Leitfadens			
Zusammenfassung der RLM-Interviews	Anzahl Interviews	% der Gesamt-Jahresarbeit	Sehen die RLM-Kunden grundsätzlich die Einsatzmöglichkeit für H2?
Korrespondierende Frage im Fragenkatalog RLM-Kundenkommunikation	Einheit		Anzahl Kunden mit mindestens einem "Ja" in 1.2
	[Anzahl]	[Prozent]	1.2 [Anzahl]
RLM-Arbeit ≥ 100 Mio. kWh	1	9%	1
RLM-Arbeit ≥ 50 Mio. kWh	3	10%	2
RLM-Arbeit ≥ 10 Mio. kWh	8	6%	6
RLM-Arbeit < 10 Mio. kWh	0	0%	0

Zusätzlich werden Gespräche mit den Kommunen der Verteilnetze 1 bis 3 geführt. Hierbei sieht die Kommune in Umstellzone 4 (in Verteilnetz 2) den Einsatz von Wasserstoff im Rahmen der

⁶ Um das Beispiel nachvollziehbar zu halten, wird davon ausgegangen, dass sich mengen- und leistungsseitig die sich vom Netz trennenden und hinzukommenden RLM-Kunden ausgleichen.

kommunalen Wärmeplanung als Option, die anderen Kommunen gehen fest von einer zukünftigen H₂-Nutzung aus. Verteilnetz 3 geht im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung davon aus, dass ein heute Gasversorgtes Gebiet mit 3.000 SLP-Kunden vergleichsweise jungem Gebäudebestand nicht auf H₂ sondern auf Wärmepumpen umgestellt wird. Die entsprechenden Ertüchtigungsmaßnahmen des lokalen Stromnetzes sind bis 2030 abgeschlossen. In den Jahren 2032 bis 2035 werden je 750 Abnehmer umgestellt (Reduktion von 15.000.000 kWh / 7.500 kW p.a.).

Rückmeldung Reiter „9 Kommunen“:

Kap. 9.2 Zusammenfassung der Kommunen-Interviews						
1. Mit wie vielen Kommunen haben Sie den Dialog zum Thema Wasserstoff und andere klimaneutrale Gase aufgenommen?		2. Wie viele Kommunen haben auf Basis eines Stadt-/Gemeindebeschlusses oder Landesgesetzes mit einer kommunalen Wärmeplanung begonnen?		3. Sehen die Kommunen - beim Einsatz klimaneutraler Gase wie Wasserstoff - die Gasversorgung langfristig weiterhin als Baustein der sicheren energetischen Versorgung der Kommune?		
Anzahl	Relativ zur Anzahl aller Konzessionsgemeinden	Anzahl	Relativ zur Anzahl aller Konzessionsgemeinden	Anzahl "Ja"	Anzahl "Möglich"	Anzahl "Nein"
5	63%	1	17%	4	1	0

13.4 Kapazitätsanalyse II - Zielwertbetrachtung

Aus Liefersituation und Kundenanforderungen ergeben sich folgende betrachtenswerte Jahre:

- Einspeisung Biomethan Umstellzone 05: 2024
- Umstellung Umstellzone 01: 2028
- Umstellung Umstellzone 02: 2029
- Beimischung Verteilnetz 3: 2031
- Umstellung Umstellzone 03: 2033
- Umstellung Umstellzone 04: 2034
- Umstellung Umstellzone 05: 2035
- Umstellung Umstellzone 06: 2035

Der Rückgang an SLP-Kunden in Verteilnetz 3 (2032 – 2035) wird im Abschnitt zu 2035 dargestellt.

Zu Beginn ergibt sich in der Rückmeldung für Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ für 2022:

Kap. 8.1.2				2022	
Nr Umstellzone	Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber	Name vorgelagerter Netzbetreiber	Gastyp	2022 (kVh)	2022 (kW)
987010555555-01	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	248.000.000	130.000
987010555555-01	Netzbetreibernummer	FNB B	H2	0	0
987010555555-02	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	465.000.000	252.000
987010555555-02	Netzbetreibernummer	FNB B	H2	0	0
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	121.250.000	63.000
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB B	H2	0	0
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	121.250.000	63.000
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB A	H2	0	0
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	20.000.000	11.000
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB B	H2	0	0
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	180.000.000	99.000
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB A	H2	0	0
987010555555-05	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	334.000.000	189.000
987010555555-05	Netzbetreibernummer	FNB A	H2	0	0
987010555555-06	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	192.500.000	93.000
987010555555-06	Netzbetreibernummer	FNB A	H2	0	0

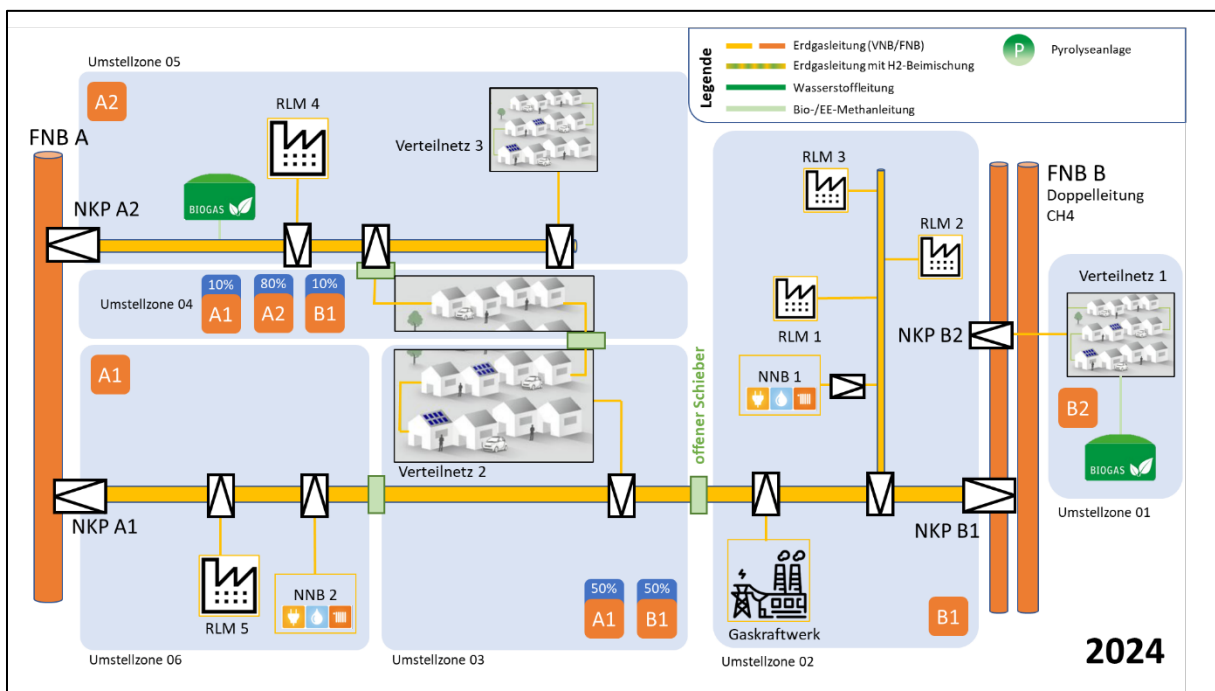
Für Reiter „5 Einspeisung dezentral“ für 2022:

Kap. 7.1				2022	
Nr Umstellzone	interne Bezeichnung (Name)	Marktlokation (optionale Angabe)	Gastyp	2022 (kWh)	2022 (kW)
987010555555-01	Biomethan B2	12345678901	Bio-/EE-CH4	20.000.000	3.000
987010555555-01	Biomethan B2 Pyrolyse	12345678901	H2	0	0
987010555555-05	Biomethan A2	12345678902	Bio-/EE-CH4	0	0
987010555555-05	PtX A2	12345678903	H2	0	0

Für Reiter „7 Nachgelagerte Netzbetreiber“ für 2022:

Kap. 8.1.3					2022	
Nr Umstellzone	13 stellige Netzbetreibernummer nachgelagerter Netzbetreiber	Name nachgelagerter Netzbetreiber	Konsolidierungsstand	Gastyp	2022 (kWh)	2022 (kW)
987010555555-02	987010666666	NgNB 1	kohärent	CH4	220.000.000	115.000
987010555555-02	987010666666	NgNB 1	kohärent	H2	0	0
987010555555-06	987010777777	NgNB 2	kein GTP	CH4	180.000.000	90.000
987010555555-06	987010777777	NgNB 2	kein GTP	H2	0	0

2024 – Beginn Biomethaneinspeisung Umstellzone 05



Die Biogasanlage nahe NKP A2 wurde realisiert, folglich kann der Bezug an NKP A2 entsprechend reduziert werden.

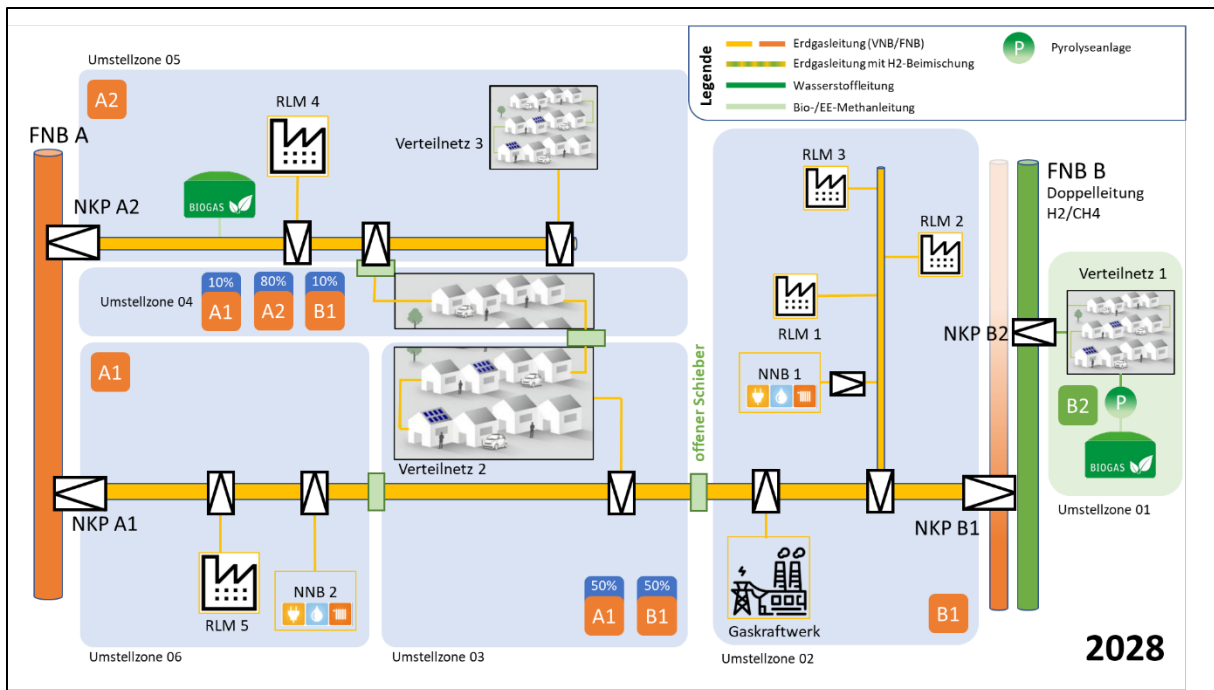
Somit ergibt sich in der Rückmeldung für Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ für 2024:

Kap. 8.1.2				2023		2024	
Nr Umstellzone	Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber	Name vorgelagerter Netzbetreiber	Gastyp	2023 (kWh)	2023 (kW)	2024 (kWh)	2024 (kW)
987010555555-05	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	334.000.000	189.000	300.000.000	185.000
987010555555-05	Netzbetreibernummer	FNB A	H2	0	0	0	0

Für Reiter „5 Einspeisung dezentral“ für 2024:

Kap. 7.1				2023		2024	
Nr Umstellzone	interne Bezeichnung (Name)	Marktlokation (optionale Angabe)	Gastyp	2023 (kWh)	2023 (kW)	2024 (kWh)	2024 (kW)
987010555555-05	Biomethan A2	12345678902	Bio-/EE-CH4	0	0	34.000.000	4.000

2028 – Umstellung Umstellzone 01 auf 100% H₂



Durch die Umstellung von Umstellzone 1 auf Wasserstoff muss eine Lösung für die Biogaseinspeisung gefunden werden. Verteilnetz 1 soll mit 100% H₂ versorgt werden, daher ist es zielführend, aus dem Biomethan Wasserstoff zu gewinnen. Dies kann beispielsweise durch Dampfreaktion (CO₂-neutral) oder Pyrolyse (CO₂-Negativemissionen) geschehen. In diesem Fall wird die Chance ergriffen, mittels Pyrolyse Negativemissionen zu erzeugen, die zusätzlich vermarktbar sind.

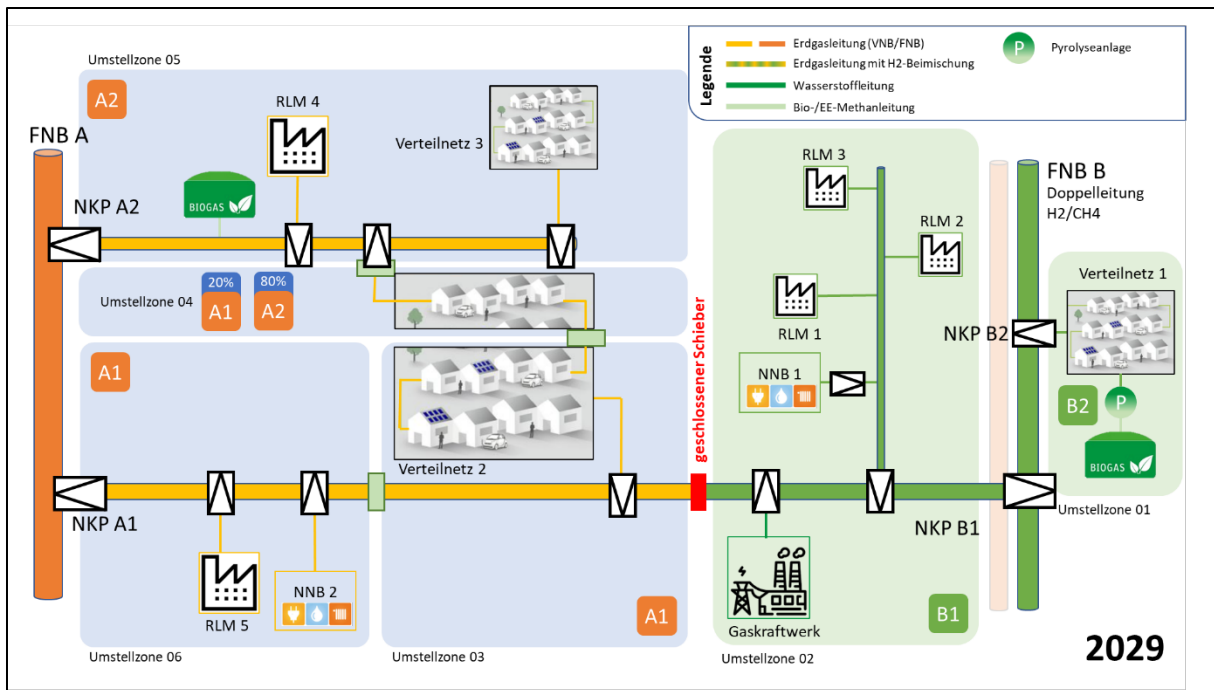
Es ergibt sich in der Rückmeldung für Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ für 2028:

Kap. 8.1.2				2027		2028	
Nr Umstellzone	Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber	Name vorgelagerter Netzbetreiber	Gastyp	2027 (kWh)	2027 (kW)	2028 (kWh)	2028 (kW)
987010555555-01	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	248.000.000	130.000	0	0
987010555555-01	Netzbetreibernummer	FNB B	H2	0	0	248.000.000	130.000

Für Reiter „5 Einspeisung dezentral“ für 2028:

Kap. 7.1				2027		2028	
Nr Umstellzone	interne Bezeichnung (Name)	Marktllokation (optionale Angabe)	Gastyp	2027 (kWh)	2027 (kW)	2028 (kWh)	2028 (kW)
987010555555-01	Biomethan B2	12345678901	Bio-/EE-CH4	20.000.000	3.000	0	0
987010555555-01	Biomethan B2 Pyrolyse	12345678901	H2	0	0	20.000.000	3.000

2029 – Umstellung Umstellzone 02 auf 100% H₂



Durch die Sektionierung zwischen Umstellzonen 02 und 03 kann Umstellzone 02 in 2029 auf 100% H₂ umgestellt werden. Hierdurch verändert sich auch der Bezug an den Netzkopplungspunkten, da Umstellzone 03 (nun komplett via A1) und 04 (nun 20% A1, 80% A2) kein Erdgas mehr über NKP B1 beziehen.

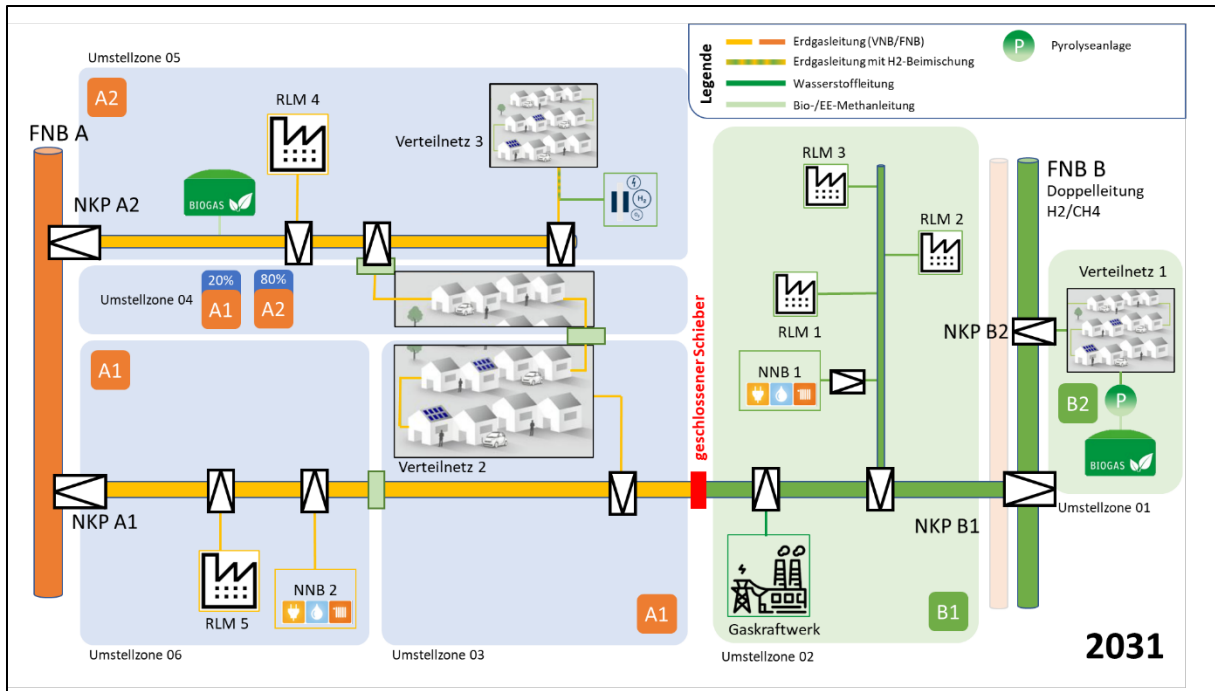
Es ergibt sich in der Rückmeldung für Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ für 2029:

Kap. 8.1.2				2028		2029	
Nr Umstellzone	Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber	Name vorgelagerter Netzbetreiber	Gastyp	2028 (kWh)	2028 (kW)	2029 (kWh)	2029 (kW)
987010555555-02	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	465.000.000	252.000	0	0
987010555555-02	Netzbetreibernummer	FNB B	H2	0	0	465.000.000	252.000
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	121.250.000	63.000	0	0
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB B	H2	0	0	0	0
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	121.250.000	63.000	242.500.000	126.000
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB A	H2	0	0	0	0
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	20.000.000	11.000	0	0
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB B	H2	0	0	0	0
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	180.000.000	99.000	200.000.000	110.000
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB A	H2	0	0	0	0

Für Reiter „7 Nachgelagerte Netzbetreiber“ für 2029:

Kap. 8.1.3					2028		2029	
Nr Umstellzone	13 stellige Netzbetreibernummer nachgelagerter Netzbetreiber	Name nachgelagerter Netzbetreiber	Konsolidierungsstand	Gastyp	2028 (kWh)	2028 (kW)	2029 (kWh)	2029 (kW)
987010555555-02	987010666666	NgNB 1	kohärent	CH4	220.000.000	115.000	0	0
987010555555-02	987010666666	NgNB 1	kohärent	H2	0	0	220.000.000	115.000

2031 – Beginn Einspeisung Elektrolyse in Umstellzone 05



Verteilnetz 3 wird ab sofort mit einer Wasserstoffbeimischung von 20 Vol.-% über die Elektrolyse beliefert. Ein Rückspeisung in die Hochdruckleitung erfolgt nicht.

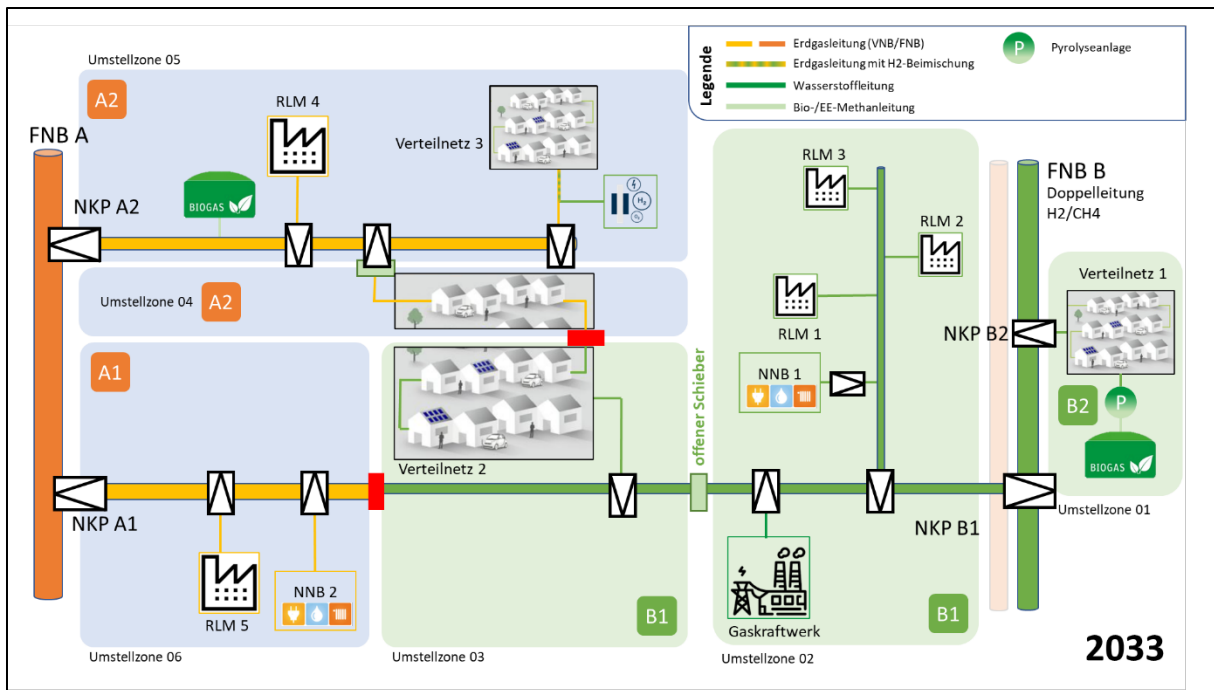
Es ergibt sich in der Rückmeldung für Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ für 2031:

Kap. 8.1.2				2030		2031	
Nr Umstellzone	Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber	Name vorgelagerter Netzbetreiber	Gastyp	2030 (kWh)	2030 (kW)	2031 (kWh)	2031 (kW)
987010555555-05	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	300.000.000	185.000	280.000.000	182.500
987010555555-05	Netzbetreibernummer	FNB A	H2	0	0	0	0

Für Reiter „5 Einspeisung dezentral“ für 2031:

Kap. 7.1				2030		2031	
Nr Umstellzone	interne Bezeichnung (Name)	Marktlotation (optionale Angabe)	Gastyp	2030 (kWh)	2030 (kW)	2031 (kWh)	2031 (kW)
987010555555-05	PtX A2	12345678903	H2	0	0	20.000.000	2.500

2033 – Umstellung Umstellzone 03 auf 100% H₂

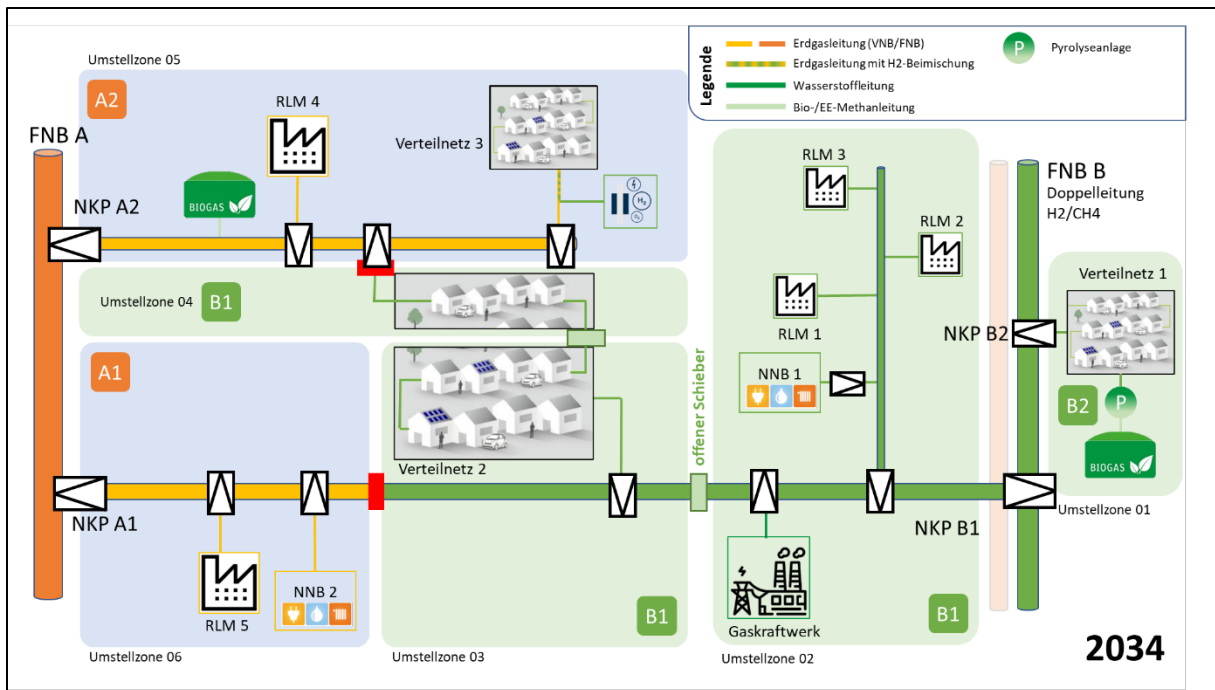


In 2033 wird nun Umstellzone 3 und damit die erste Sektion von Verteilnetz 2 auf 100% H₂ umgestellt. Hierdurch ändert sich wiederum der Bezug über die Netzkopplungspunkte. Umstellzone 03 wird nun durch NKP B1 versorgt, Umstellzone 04 vollständig durch NKP A2.

Es ergibt sich in der Rückmeldung für Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ für 2033:

Kap. 8.1.2				2032		2033	
Nr Umstellzone	Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber	Name vorgelagerter Netzbetreiber	Gastyp	2032 (kWh)	2032 (kW)	2033 (kWh)	2033 (kW)
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	0	0	0	0
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB B	H2	0	0	242.500.000	126.000
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	242.500.000	126.000	0	0
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB A	H2	0	0	0	0

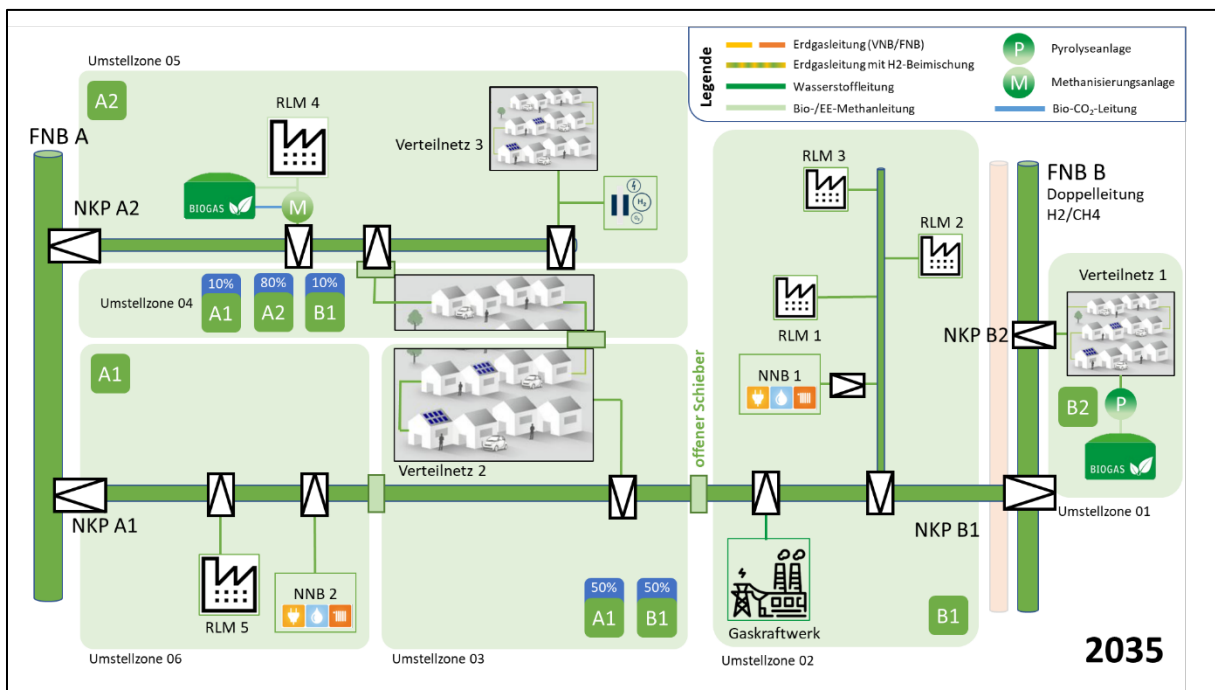
2034 – Umstellung Umstellzone 04 auf 100% H₂



In 2034 wird nun Umstellzone 4 und damit die zweite Sektion von Verteilnetz 2 auf 100% H₂ umgestellt. Hierdurch ändert sich erneut der Bezug über die Netzkopplungspunkte, da nun auch Umstellzone 04 vollständig durch NKP B1 versorgt wird. Dass die Versorgung so möglich ist, wurde vorab durch eine netzhidrulische Analyse und Rücksprachen mit FNB B geklärt.

Da das Rückmeldeformular des GTP 2023 für 2034 keine Rückmeldung vorsieht, werden die Änderungen kumuliert für 2035 gemeldet (siehe unten).

2035 – Umstellung Umstellzone 05 und 06 auf 100% H₂



FNB A liefert nun auch 100% H₂, wodurch die Umstellzonen 05 und 06 umgestellt werden können. Der Kunde RLM 4, der Methan stofflich nutzt, wird weiterhin mit Methan versorgt: Die Biomethananlage speist nun direkt in seine Versorgungsleitung ein. Zudem wird das in der Biomethanaufbereitungsanlage entstehende klimaneutrale CO₂ verwendet, um Wasserstoff aus der Hauptleitung zu methanisieren und somit die verfügbare Leistung zu erhöhen. Verteilnetz 3 wird nun auch mit 100% H₂ versorgt. Gleichzeitig wird die Umrüstung der 3.000 Gebäude auf Wärmepumpen (2032-2035, -15 Mio kWh / -7.500 kW p.a.) in Verteilnetz 3 in diesem Jahr abgeschlossen.

Mit Abschluss der Umstellung kann die Sektionierung zwischen den Umstellzonen 04 und 05 sowie 03 und 06 wieder aufgehoben werden. Hierdurch stellt sich hinsichtlich der Netzkopplungspunkte eine Bezugssituation ein, die der Ausgangssituation ähnlich ist.

Es ergibt sich in der Rückmeldung für Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ für 2035:

Kap. 8.1.2				2031		2032		2033		2035	
Nr Umstellzone	Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber	Name vorgelagerter Netzbetreiber	Gastyp	2031 (kWh)	2031 (kW)	2032 (kWh)	2032 (kW)	2033 (kWh)	2033 (kW)	2035 (kWh)	2035 (kW)
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	0	0	0	0	0	0	0	0
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB B	H2	0	0	0	0	242.500.000	126.000	121.250.000	63.000
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	242.500.000	126.000	242.500.000	126.000	0	0	0	0
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB A	H2	0	0	0	0	0	0	121.250.000	63.000
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	0	0	0	0	0	0	0	0
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB B	H2	0	0	0	0	0	0	20.000	11.000
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	200.000.000	110.000	200.000.000	110.000	200.000.000	110.000	0	0
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB A	H2	0	0	0	0	0	0	180.000.000	99.000
987010555555-05	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	280.000.000	182.500	265.000.000	175.000	250.000.000	167.500	0	0
987010555555-05	Netzbetreibernummer	FNB A	H2	0	0	0	0	0	0	220.000.000	152.500
987010555555-06	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	192.500.000	93.000	192.500.000	93.000	192.500.000	93.000	0	0
987010555555-06	Netzbetreibernummer	FNB A	H2	0	0	0	0	0	0	192.500.000	93.000

Für Reiter „5 Einspeisung dezentral“ ergeben sich für 2035 keine Änderungen, da es sich bei den über die Methanisierungsanlage eingespeisten Mengen um Energiemengen von NKP A2 handelt und diese somit entsprechend in Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ mitabgebildet sind.

Für Reiter „7 Nachgelagerte Netzbetreiber“ für 2035:

Kap. 8.1.3					2033		2035	
Nr Umstellzone	13 stellige Netzbetreibernummer nachgelagerter Netzbetreiber	Name nachgelagerter Netzbetreiber	Konsolidierungsstand	Gastyp	2033 (kWh)	2033 (kW)	2035 (kWh)	2035 (kW)
987010555555-02	987010666666	NgNB 1	kohärent	CH4	0	0	0	0
987010555555-02	987010666666	NgNB 1	kohärent	H2	220.000.000	115.000	220.000.000	115.000
987010555555-06	987010777777	NgNB 2	kein GTP	CH4	180.000.000	90.000	0	0
987010555555-06	987010777777	NgNB 2	kein GTP	H2	0	0	180.000.000	90.000

Sie finden die vollständigen korrespondierenden Werte in der beiliegenden Beispielrückmeldung „GTP_2023_Beispiel_Kap-13.xlsx“.

13.5 Technische Analyse

Die technische Analyse erfolgt begleitend zu den obigen Schritten.

13.5.1 Analyse Netzkomponenten (Ziel „Komplettbewertung“)

Rohrnetzmaterialien

Bei der Analyse des Rohrleitungsnetzes und der Netzanschlussleitungen hinsichtlich Werkstoffe, Durchmesser, Druckstufen, Baujahre und Wandstärken und dem Abgleich im Portal für die Statistik gemäß G410 (nicht über das Excel-Rückmeldeformular) ergibt sich folgendes aggregiertes Bild:

Bestandsdaten für Netzanschlüsse (≤5 bar)

MOP			Durchmesser			Werkstoff ^a		Baujahr	
	Stück	Länge [km]	DN	Außendurchmesser dn (Kunststoffe)	Länge [km]		Länge [km]		Länge [km]
≤0,1 bar	7.950	109	≤DN 25	≤DN 32	109	PVC		Vor 1920	
>0,1 bar -1 bar	12.824	176	>DN25 -DN50	>DN32 -DN63	114	PE sonstige (z.B. PE50, PE63)		1920-1929	
>1 bar -5 bar	4	1	>DN50	>DN63	63	PE80		1930-1939	
			Unbekannt	Unbekannt		PE100 (auch PE RC)	95	1940-1949	
						PE-X	156	1950-1959	
						Andere Kunststoffe		1960-1969	14
						Stahl	35	1970-1979	16
						Duktilguss (GGG)		1980-1989	78
						Unbekannt		1990-1999	63
								2000-2009	65
								2010-2019	48
								2020-2029	2
								unbekannt	
Summe		286			286		286		286

^a Andere Werkstoffe sind sinngemäß zuzuordnen

MOP		Durchmesser			Werkstoff ^a		Baujahr	
	Länge [km]	DN	Außendurchmesser dn (Kunststoffe)	Länge [km]		Länge [km]		Länge [km]
≤0,1 bar	342	≤100	≤110	329	PVC		Vor 1920	
>0,1 - 1 bar	985	>100-200	>110-225	614	PE sonstige (z.B. PE50, PE63)		1920-1929	
>1 - 5 bar	63	>200-350	>225-355	521	PE80		1930-1939	
>5 - 16 bar	134	>350-500	>355-500	44	PE100 (auch PE RC)	1245	1940-1949	
		>500-700		16	PE-X		1950-1959	78
					Andere Kunststoffe		1960-1969	144
					St (PE mit KKS)	60	1970-1979	87
		>700-1000			St (PE ohne KKS)	195	1980-1989	407
					St (bitumiert mit KKS)		1990-1999	265
					St (bitumiert ohne KKS)		2000-2009	283
					Duktilguss (GGG)		2010-2019	238
					Grauguss (GG) behandelt/saniert	23	2020-2029	21
					Grauguss (GG) unbehandelt		unbekannt	1
					Unbekannt	1		
Summe	1.524			1.524		1.524		1.524

^a Andere Werkstoffe sind sinngemäß zuzuordnen

Bestandsdaten für Gasleitungen <16 bar ohne Netzanschlüsse von Verteilnetzbetreibern

MOP		Durchmesser			Werkstoff ^a		Baujahr	
	Länge [km]	DN	Außendurchmesser dn (Kunststoffe)	Länge [km]		Länge [km]		Länge [km]
>16-25 bar	72	Unbekannt			Andere Kunststoffe (z.B. Aramid)		Vor 1920	
>25-35 bar		≤100			St (PE mit KKS)	72	1920-1929	
>35-45 bar		>100-200			St (PE ohne KKS)		1930-1939	
>45-55 bar		>200-350			St (bitumiert mit KKS)		1940-1949	
>55-65 bar		>350-500		72	St (bitumiert ohne KKS)		1950-1959	
>65-75 bar		>500-700			Unbekannt		1960-1969	
>75-85 bar		>700-1000					1970-1979	72
>85-95 bar		>1000					1980-1989	
>95-100 bar							1990-1999	
							2000-2009	
>100 bar							2010-2019	
							2020-2029	
							unbekannt	
Summe	72			72		72		72

^a Andere Werkstoffe sind sinngemäß zuzuordnen

Bestandsdaten für Gasleitungen >16 bar ohne Netzanschlüsse von Verteilnetzbetreibern

Analyse Rohrleitungskomponenten und Netzanschlusskomponenten (nicht TRGI)

Der Gasverteilnetzbetreiber ermittelt mit Hilfe der Betriebsmittelinformationssysteme die Anzahl der Armaturen und Einbauteile getrennt nach Rohrleitungen und Netzanschlussleitungen.

Rückmeldung Reiter „10 Technische Analyse“ (die vollständige Befüllung kann der beiliegenden Excel-datei entnommen werden):

Kap. 10.3 Technische Analyse - Komponenten							
Rohrleitungskomponenten Hauptleitung							
Armaturen				Einbauteile			
	Schieber	Kugelhähne	Druckanbohrventile	Absperrklappen	Kondensatsammler	Ausbläser	Isolierte
Anzahl	2.651	1.887	862	9	413	4.907	

13.5.2 Netzhydraulische Analyse

Eine netzhydraulische Analyse der Hochdrucknetze sowie der Verteilnetze 2 und 3 hat ergeben, dass der minimal erforderliche Mindestdruck gemäß den unternehmensinternen Richtlinien/Planungsprämissen bei 100% Wasserstoff eingehalten wurde.

Folglich lässt sich auch im Verteilnetz 3 im Jahr 2031 eine Wasserstoffbeimischung per Elektrolyse aus netzhydraulischer Sicht realisieren.

Ausgenommen ist das Verteilnetz 1, da der zulässige Mindestdruck von 150 mbar unterschritten wurde.

Eine nachfolgende Maßnahmenanalyse hat ergeben, dass eine Betriebsdruckerhöhung den Soll-Zustand bei 100% Wasserstoff mit geringem technischem Aufwand wiederherstellen kann, so dass die Umstellung auf 100% Wasserstoff über den NKP B2 und die Pyrolyse-Anlage erfolgen kann.

13.5.3 Ausrichtung des Beschaffungsprozesses auf H2-ready-Komponenten und -Materialien

Der Verteilnetzbetreiber hat bereits seit zwei Jahren seinen Beschaffungsprozess entsprechend H2-ready angepasst.

Rückmeldung Reiter „11 Beschaffung“

Kap. 10.6 Technische Analyse - Beschaffung	
Werden in Ihrem Unternehmen bei entsprechender Marktverfügbarkeit bereits H ₂ -ready-Komponenten (100%) ausgeschrieben?	Falls Sie noch nicht vollständig H ₂ -ready-Komponenten (100%) ausschreiben - bis wann planen Sie dies umzusetzen?
Dropdown-Auswahl	Dropdown-Auswahl
Ja, wird bereits vollständig ausgeschrieben	Wir schreiben bereits vollständig aus

13.6 Datenbasis

13.6.1 Kundenstruktur 2022 und Entwicklung aus kommunaler Wärmeplanung

Name	Kundenart	Anzahl Kunden	RLM-Größenklasse [Mio. kWh/a]	Σ Arbeit [Mio. kWh/a]	Σ Leistung [kW]
Umstellzone 01		8.009		268	133.000
Verteilnetz 1	SLP	8.000	-	160	91.000
	RLM	4	2,0	8	3.000
	RLM	4	11,5	46	11.000
	RLM	1	54,0	54	28.000
Umstellzone 02		7.014		465	252.000
NNB 1	SLP + RLM	7.010	-	220	115.000
RLM 1	RLM	1	70,0	70	16.000
RLM 2 + 3	RLM	2	12,5	25	6.000
Gaskraftwerk	RLM	1	150,0	150	115.000
Umstellzone 03		10.016		242,5	126.000
Verteilnetz 2	SLP	10.000	-	220	110.000
	RLM	1	12,5	12,5	3.000
	RLM	15	2,0	30	13.000
Umstellzone 04		10.000		200	110.000
Verteilnetz 2	SLP	10.000	-	200	110.000
Umstellzone 05		13.013		334	189.000
Verteilnetz 3	SLP	13.000	-	260	147.000
	RLM	12	2,0	24	10.000
RLM 4	RLM	1	50,0	50	32.000
Umstellzone 06		9.009		192,5	93.000
NNB 2	SLP+RLM	9.008	-	180	90.000
RLM 5	RLM	1	12,5	12,5	3.000

Auswirkungen Kommunale Wärmeplanung Verteilnetz 3 (Umstellzone 05)		Anzahl Kunden	Σ Arbeit [Mio. kWh/a]	Σ Leistung [kW]
bis 2031	SLP	13.000	260	147.000
2032	SLP	12.250	245	139.500
2033	SLP	11.500	230	132.000
2034	SLP	10.750	215	124.500
2035	SLP	10.000	200	117.000

13.6.2 Versorgung 2022 und Entwicklung aus dezentraler Einspeisung

Name	Versorgung	Σ Arbeit [Mio. kWh/a]	Σ Leistung [kW]
Umstellzone 01		268	133.000
	NKP B2	248	130.000
	Biomethan	20	3.000
Umstellzone 02		465	252.000
	NKP B1	465	252.000
Umstellzone 03		242,5	126.000
	NKP A1	121,25	63.000
	NKP B1	121,25	63.000
Umstellzone 04		200	110.000
	NKP A1	20	11.000
	NKP A2	160	88.000
	NKP B1	20	11.000
Umstellzone 05		334	189.000
	NKP A2	334	189.000
Umstellzone 06		192,5	93.000
	NKP A1	192,5	93.000

Dezentrale Einspeisung in Umstellzone 05 (reduziert NKP A2)			
ab 2024	Biomethan	34	4.000
ab 2031	Elektrolyse	20	2.500

14 Anhänge

14.1 Anhang Kapazitätsanalyse

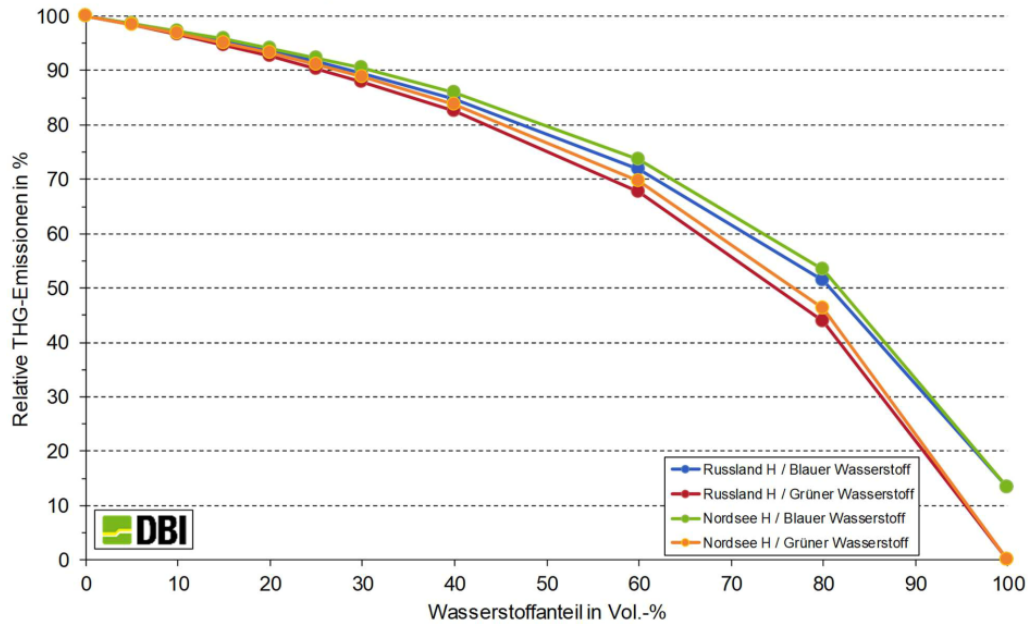


Abbildung 8: Veränderungen der THG-Emissionen durch Wasserstoff im Erdgas (Quelle: Kompendium Wasserstoff in Gasverteilnetzen, DBI)

14.2 Anhang Kundenanalyse

14.2.1 Beschreibung der „Treiber und Anreize“ für die Nutzung klimaneutraler Gase auf Netzkundenseite

Im Rückmeldeformular zum GTP werden im Reitern 8 RLM-Kunden verschiedene Treiber und Anreize zur frühzeitigen Umstellung von RLM-Netzkunden verwendet. Diese lassen sich wie folgt beschreiben:

EU ETS Emissionshandels-Berechtigungen

Der Treiber für die Umstellung des RLM-kunden liegt in dessen Teilnahme am EU ETS Emissionshandel. Dieser ermöglicht den Zu- und Verkauf von Zertifikaten zur Berechtigung bestimmter Emissionsmengen. Das System ist anlagenbasiert und jede Anlage wird einzeln erfasst. Eine Obergrenze an freien Zulagen legt fest, wie viele Emissionen von den emissionshandelspflichtigen Anlagen insgesamt ausgestoßen werden dürfen. Im Rahmen des „Fit-for-55“-Pakets wurde eine weitere Absenkung der jährlichen freien Zuteilung vorgeschlagen. Die Verknappung der Zertifikate setzt Kostenanreize zur Reduzierung der Emissionen, wobei die Nutzung von Wasserstoff eine Möglichkeit zur Verringerung der Emissionen im Produktionsprozess darstellt. So können Kosten für Emissionszertifikate durch die H₂-Nutzung reduziert werden. Zudem können überschüssige Zertifikate über den Emissionshandel gewinnbringend veräußert werden. Die Nutzung von H₂ kann zudem als Maßnahme dienen, die Risiken weiterer Emissionsverschärfungen in der Zukunft zu minimieren. Siehe auch 14.2.2.4.

EU-Taxonomie-Verordnung

Der Anreiz für den RLM-Kunden liegt in der Erfüllung der Anforderungen der EU-Taxonomie-Verordnung. Der im Jahr 2019 vorgestellte Green Deal der Europäischen Union und die resultierenden Inhalte für Nachhaltigkeit bei Investitionen zielen auf die Wettbewerbsgleichheit und Rechtssicherheit für in der EU tätigen Unternehmen ab. Die Verordnung enthält Kriterien zur ökologischen Einstufung der Wirtschaftstätigkeit und ermittelt den Grad der ökologischen Nachhaltigkeit einer Investition. Die Nachhaltigkeit der Geschäftstätigkeit eines Unternehmens muss ab 2021 jährlich berichtet werden, einen Beitrag für die seitens EU gesetzten Umweltziele leisten sowie die gesetzten Sicherheitsstandards erfüllen. Die Nutzung von Wasserstoff kann ein Element zur Erreichung dieser Kriterien sein, um die ökologische Nachhaltigkeit eigener Investition nachzuweisen. Dies betrifft häufig die gasbasierte Stromerzeugung. Siehe auch 14.2.2.3.

Emissionsneutrale Produkte

Klimaneutralität ist nicht nur eine politische Vorgabe, sondern auch ein für Verbraucher relevante Aspekt bei ihrer Kaufentscheidung. Vor diesem Hintergrund können Kunden Initiative ergreifen, um bereits heute ein Standbein in den zukünftig klimaneutralen Absatzmarkt zu bekommen. Die anfallenden Mehrkosten sollen durch zukünftige Mehrgewinne oder eine aktuelle schon vorhandene gesteigerte Zahlungsbereitschaft der Kunden aufgefangen werden. Bereits heute wählen viele Verbraucher anhand des Produktmerkmals „klimaneutral“ aus. Die Nachfrage nach Nachhaltigkeit wächst stetig. Gleichzeitig wird das Thema politisch vorangebracht, sodass in Zukunft nachhaltige Produkte der Standard sind. Wettbewerber, die weiterhin emissionsbehaftete Produkte anbieten, sollten entweder durch Kaufentscheidungen oder durch politischen Druck zu Prozessänderungen bewegt oder aus dem Markt gedrängt werden. Es gilt gemeinsam zu untersuchen wie technologieoffen eine Dekarbonisierung der Produktion erfolgen könnte. Wasserstoff kann dazu beitragen, indem fossile Energieträger substituiert werden. Für viele Netzkunden kann dies aufgrund geringer Prozess-Umstellung eine Option darstellen.

Marktbasierter Dekarbonisierungsdruck

In Industriezweigen, die nicht direkt für Endverbraucher produzieren, können Dekarbonisierungsziele von Kunden dazu führen, dass deren Ausschreibungen Anforderungen an die Klimawirkung der Produktionsprozesse bis hin zur Forderung einer vollständig klimaneutralen Produktion führen. Hier kann der Einsatz von H₂ ein fundamentaler Wettbewerbsvorteil sein. (Beispielsweise trifft die häufig auf sog. Zulieferer zu.)

Versorgungssicherheit und Planbarkeit

Wasserstoff kann ein wichtiger Aspekt der Versorgungssicherheit bilden, wenn Netzkunden sich unabhängiger von einzelnen Energieträgern aufstellen und auf eine Diversifizierung von Energiebezugsquellen setzen. Eine langfristige Planung der Energieverfügbarkeitssicherung kann ebenfalls Kostenaspekte beinhalten, um auf Preisschwankungen unterschiedlicher Energieträger reagieren zu können. Die Nutzung von Wasserstoff kann als Option zur langfristigen Planung der Energieverfügbarkeit eines Netzkunden betrachtet werden.

Interne Unternehmensvorgaben

Insbesondere bei international tätigen Unternehmen mit ausländischen Investoren können zusätzliche Anforderungen gestellt werden, die über die nationale Gesetzgebung hinausgehen. Hierbei spielt vor allem die Unternehmens-Verflechtung und der Grad der geltenden Unternehmensvorgaben über alle Niederlassungen eines Unternehmensverbunds eine wichtige Rolle. In zusammenhängenden Unternehmensteilen mit Konzernzugehörigkeiten können diese spezifische Vorgabe zu zusätzlichem Handlungsdruck auf Netzkundenseite führen. Mögliche Inhalte sind die Erreichung von spezifischen Kennzahlen und Dekarbonisierungszielen sowie die Einhaltung intern vorgegebener Zeitpläne innerhalb eines Unternehmensverbundes.

Nachhaltige Wirtschaftstätigkeit

Unabhängig von intern vorgegebenen Unternehmenskennzahlen kann die freiwillige Orientierung der Wirtschaftstätigkeit auf Nachhaltigkeitsfaktoren ebenso ausschlaggebend für die Erwägung einer H₂-Nutzung sein. Die Steigerung von Transparenz im Herstellungsprozess, Veröffentlichungen von eigenen Emissionsbilanzen und der Orientierung an selbst gesetzten Klimapfaden im wirtschaftlichen Handeln kann die bewusste Energieträgerauswahl aufnehmen.

14.2.2 Der übergeordnete europarechtliche Rahmen

14.2.2.1 Vorgaben für KWK

Die Dekarbonisierung der KWK ist wie alle anderen Sektoren der europäischen Klimaziele 2030 und 2050 berührt. Das bedeutet, dass für alle Anlagen ein Pfad zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes erarbeitet werden muss. Je nach Größe der Anlagen fallen sie entweder unter den ETS-Emissionshandel oder in den Non-ETS-Sektor. Nachdem die Ziele für 2030 von -40 % auf mindestens -55 % angepasst wurden, werden auch die Reduktionspfade für ETS und Non-ETS verstärkt.

14.2.2.2 Aktuell relevante Gesetzgebungsverfahren

Momentan befinden sich alle relevanten europäischen Gesetze in Überarbeitung durch das sog. „Fit for 55“-Paket. Viele davon betreffen Industriekunden und die Gaskraftwerke/Gas-KWK. Besonders wichtig sind dabei die Regeln für den Emissionshandel (ETS), Erneuerbare Direktive, Energieeffizienz-Direktive, Gebäuderichtlinie, und die nachhaltige Finanzierung (Taxonomie) und die Beihilferegeln.

Durch die zukünftige *Erneuerbare Direktive* wird vorgegeben, dass 2030 die Gebäude mit 49 % erneuerbarer Energie versorgt werden müssen, was dazu führt, dass auch die Wärmeversorgung aus Fern- und Nahwärmenetzen diesem Ziel folgen muss.

Dies wird durch die *Energieeffizienz-Direktive* noch verstärkt, die konkrete Vorgaben macht, wie die Fernwärme dekarbonisiert werden muss (Art. 24), die im Jahr 2035 mindestens 50% erneuerbare Primärenergie oder Abwärme vorschreibt, aber mindestens 20 % Erneuerbare Energien.

Seit Dezember 2021 gibt es einen Entwurf für die *Gebäuderichtlinie*, die ab 2030 nur noch den Bau von Null-Energie-Gebäuden zulässt, die ihre Energie ausschließlich eigenständig oder aus einer nahen Energie-Community beziehen dürfen. Eine Fernwärmeversorgung ist nur zulässig, wenn diese komplett aus Erneuerbaren Energiequellen gespeist wird.

Diese 3 Gesetze sind seit Monaten im Gesetzgebungsprozess mit unterschiedlichen Vorstellungen zwischen europäischem Rat und Parlament. Im Laufe von 2023 werden alle 3 Gesetze verabschiedet werden und auch in Kraft treten. Das Parlament hat in allen 3 Fällen die Vorschläge der Kommission verschärft.

14.2.2.3 Weiteres zur Taxonomie

Zusätzlich sind die Regeln der Gesetze zur nachhaltigen Berichterstattung und der Beihilfe zu beachten. Eine steigende Anzahl an Unternehmen wird zukünftig verpflichtet, ihre Berichterstattung um CAPEX und OPEX in nachhaltige Produkte und Aktivitäten, die in der Taxonomie definiert sind, zu erweitern.

Der Vorschlag für das Klassifizierungssystem wurde von einer Expertengruppe im Auftrag der EU-KOM erarbeitet und konsultiert. 70 Prozesse wurden als relevant ausgewählt.



 Forstwirtschaft: Aufforstung, Waldmanagement	 Wasser: Gewinnung/Aufbereitung
 Landwirtschaft: Viehhaltung, Gülle-Management	 Abwasser: Reinigung, Klärschlamm, Klärgas
 Industrieproduktion: Stahl, Zement, H2, Kunststoffe	 Müll: Deponiegas, CCS/CCU, CO2-Netze
 Strom: Erzeugung, Netze, Wärmepumpen	 Verkehr: Züge, ÖPNV, Tankstellen, Autos,
 Wärme/Dampf/Kälte: Erzeugung, Netze	 Information/Kommunikation: Serverfarmen
 Gas: Netze, Biogas, H2-Speicherung	 Bau-/Wohnungswirtschaft: Renovierungen, Neubau

Abbildung 9: Stand Februar 2022, Quelle: Taxonomy Report: Technical Annex

Um zukünftig taxonomiekonforme Investitionen zu tätigen oder Produkte als taxonomiekonform zu deklarieren, müssen die betroffenen Unternehmen bzw. KWK-Anlagen festgelegte CO₂-Grenzwerte einhalten. Nach aktuellem Stand gelten z. B. neue KWK-Anlagen, die mit Erdgas betrieben werden, nur als taxonomiekonform, sofern sie verschiedene strenge Regeln einhalten und bis 2035 auf erneuerbare oder CO₂-arme Brennstoffe umgestellt sind.

Auch Zuschüsse der KfW oder Bafa dürfen zukünftig aufgrund der neuen Beihilferegeln – gültig ab 1.1.2023 – nur noch an Gas-KWK vergeben werden, wenn ein klarer Pfad in die Dekarbonisierung der einzelnen Anlage vorgesehen ist. In Anlehnung an die Taxonomie wäre dies durch den Einsatz von 100 % erneuerbare und klimaneutrale Gase bereits 2035 gegeben. Die Erfüllung dieser Anforderung auch bilanziell darzustellen, sollte in der nationalen Ausgestaltung der nachgelagerten Regeln berücksichtigt werden. Ungeachtet dessen muss jede Neuanlage aber auch jeder Umbau für den Betrieb mit Wasserstoff ausgelegt sein.

Bestimmte Industriezweige werden zukünftig verstärkt darauf achten, dass sämtliche Produkte und Prozesse in der Lieferkette taxonomiekonform gestaltet werden, da der Markt, die Banken und die Eigentümer dies fordern werden.

14.2.2.4 Weiteres zum ETS

Als einer der wenigen Gesetze ist stehen die Regeln für den ETS mittlerweile fest, da die Trilogie abgeschlossen sind. Für Industriekunden sind besonders die Reduktion des CO₂-Pfades ausschlaggebend, da zum einen mehr Zertifikate aus dem Markt genommen werden und die CO₂-Preise voraussichtlich weiter steigen werden (aktuell bei 30 €/t). In Deutschland gibt es ca. 1900 Anlagen im Emissionshandel. Auf der Liste stehen Kraftwerke und KWK-Anlagen sowohl in Industrieunternehmen als auch aus dem Energiesektor, wie auch weitere Kundenanlagen z.B. zur Produktion von Zement- und Zementklinker, Stahl, Aluminium, Ziegel, Eisenmetalle, Chemie, Papier, Glas, Gips, Kalk, Zellstoff. Durch die neuen Regeln wird der Reduktionspfad der Industrie noch einmal wesentlich beschleunigt. Bis 2030 sollen die Emissionen in Relation zu 2005 um 62% sinken. In dem in einem 2-stufigen Prozess erst 90 Millionen EUAs in 2024 und 27 Millionen EUAs in 2026 rausgenommen werden. Zusätzlich sinkt der Linear Reduction Factor (LRF) von 4.3% in 2024 auf 4,4% in 2028. Außerdem werden die freien Allokationsmengen stark reduziert.

14.2.3 Weitere Hinweise

Hinweise zu wasserstoffaffinen Industriezweigen sowie wasserstoffsensiblen Verbrennungsprozessen sind im Anhang des GTP-Leitfadens 2022 enthalten.

14.3 Anhang Technikanalyse

14.3.1 Status H₂-Readiness DVGW-Regelwerk (Stand 12/2022)

Veröffentlicht

Kurzbezeichnung	Beschreibung	H2-Relevanz
DVGW-Information Gas Nr. 25	Odorierung Wasserstoff	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
DVGW-Information GAS Nr. 19	Flanschverbindungen in Gasanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
DVGW-Information Gas/Wasser Nr. 27	Korrosionsschutz - Überblick Merkmale und Prüfmethode von Werks- und Nachumhüllungen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 100 (A)	Qualifikationsanforderungen an Sachverständige für Energieanlagen zur leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas und Wasserstoff	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 220 (A)	Anlagentechnik Power-to-Gas-Anlagen	5. Gasfamilie - H2-ready
G 221 (M) H ₂ -Leitfaden Gasinfrastruktur	Anwendung des DVGW-Regelwerks auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit wasserstoffreichen Gasen und Wasserstoff	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 260 (A)	Gasbeschaffenheit	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 265-3 (M)	Anlagen für die Einspeisung von Wasserstoff in Gasversorgungsnetze - Planung, Fertigung, Errichtung Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb	5. Gasfamilie - H2-ready
G 292-2 (A)	Überwachung und Steuerung von Anlagen zur Einspeisung von Wasserstoff	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 407 (M)	Umstellung von Gasleitungen aus Stahlrohren für die Verteilung von wasserstoffhaltigen, methanreichen Gasen und H ₂ bis 16 bar Betriebsdruck	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 408 (M)	Umstellung von Gasleitungen aus Kunststoffrohren für die Verteilung von wasserstoffhaltigen, methanreichen Gasen und H ₂ bis 16 bar Betriebsdruck	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 409 (M)	Umstellung von Gasleitungen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 440 (M)	Explosionsschutzdokument für Anlagen zur leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 453 (A)	Maßnahmen bei unvollständiger technischer Abnahmedokumentation von Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck größer als 5 bar	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 463 (A)	Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck größer als 16 bar - Errichtung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 466-1 (A)	Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck größer als 16 bar - Betrieb	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 468-2 (M)	Gasspürer; Schulungsplan	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 474 (M)	Maßnahmen für den sicheren Betrieb von Gasrohrleitungen in den Einflusszonen bergbaulicher Tätigkeit	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 491 (A)	Gas-Druckregelanlagen für Eingangsdrücke bis einschließlich 100 bar	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 493-2 (A)	Qualifikationskriterien für Unternehmen zur Instandhaltung von Gasanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 496 (A)	Rohrleitungen in Verdichter- und Expansionsanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 498 (A)	Druckbehälter in Rohrleitungen und Anlagen zur leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 622 (A)	Typprüfung von Gasgeräten am Aufstellungsort	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 648 (A)	Anforderungen an DVGW-TRGI- Sachverständige	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 648 (A)	Anforderungen an DVGW-TRGI-Sachverständige	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 655 (M)	Leitfaden - H ₂ Readiness Gasanwendung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 685-6 (A)	Kompressibilitätszahl (K-Zahl)	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 685-7 (A)	Gasabrechnung - Differenzwertbildung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
GW 1200 (A)	Grundsätze und Organisation des Entstörungsmanagements für Gas- und Wassernetzbetreiber	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready

Überarbeitung ausstehend

Kurzbezeichnung	Beschreibung	H2-Relevanz
DVGW-Information GAS Nr. 26	Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen – Errichtung und Betrieb	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
DVGW-Information GAS Nr. 27	Technischer Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen – Errichtung, Inbetriebnahme und Betrieb	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 213 (A)	Anlage zur Herstellung von Brenngasmischanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 271 (M)	Netzcluster Erneuerbare Gase	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 280 (A)	Gasodorierung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 402 (A)	Netz- und Schadensstatistik - Erfassung und Auswertung von Daten zum Aufbau von	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 403 (M)	Entscheidungshilfen für die Rehabilitation von Gasverteilungsnetzen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 405 (M)	Umstellung von Gasarmaturen mit einem Betriebsdruck > 16 bar auf den Betrieb mit wasserstoffhaltigen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 414 (A)	Freiverlegte Gasleitungen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 457 (A)	Nachträgliche Druckerhöhung von Gasleitungen aus Polyethylen (PE 63, PE 80, PE 100)	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 462 (A)	Gasleitungen aus Stahlrohren bis 16 bar Betriebsdruck - Errichtung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 465-1 (A)	Überprüfung von Gasrohrnetzen mit einem Betriebsdruck bis 16 bar	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 465-3 (M)	Leckstellen an Gasleitungen in Gasrohrnetzen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 465-4 (M)	Gasspür- und -Gaskonzentrationsmessgeräte für die Überprüfung der Gasanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 466-3 (A)	Gasrohrnetze aus PVC - Instandhaltung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 468-1 (A)	Qualifikationskriterien für Gasrohrnetz-Überprüfungsunternehmen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 469 (A)	Druckprüfverfahren Gastransport/Gasverteilung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 472 (A)	Gasleitungen aus Polyethylenrohren bis 10 bar, Betriebsdruck - Errichtung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 685-1 (A)	Grundlagen der Energieermittlung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 685-3 (A)	Volumen im Normzustand	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 685-4 (A)	Zählerstandbasierte Energieermittlung (ZBE)	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 685-5 (A)	Lastgangbasierte Energieermittlung (LBE)	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 730 (M)	H ₂ -Füllanlagen; Erlangung der Betriebserlaubnis	5. Gasfamilie - H2-ready
G 732 (A)	H ₂ -Füllanlagen; Betrieb und Instandhaltung	5. Gasfamilie - H2-ready
G 733 (M)	H ₂ -Füllanlagen; Dokumentation	5. Gasfamilie - H2-ready
G 737 (M)	H ₂ -Füllanlagen; Brandschutz und Verhalten im Schadensfall, Arbeitshilfe für Betreiber, Planer und Einsatz	5. Gasfamilie - H2-ready
GW 315 (A)	Maßnahmen zum Schutz von Versorgungsanlagen bei Bauarbeiten	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready

In Überarbeitung

Kurzbezeichnung	Beschreibung	H2-Relevanz
DVGW-Information GAS Nr. 29	Definition der H2-Readiness für Gasinfrastruktur und Gasanwendungen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-1 (A)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 1: Allgemeine Anforderungen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-11 (M)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 11: Spezifische Anforderungen an Sachkundige für Biogas-Aufbereitungs- und Einspeiseanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-12 (M)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 12: Spezifische Anforderungen an Sachkundige für Wasserstoffherstellungs- und Einspeiseanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-2 (A)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 2: Spezifische Anforderungen an Sachkundige für Gas-Druckregel- und Messanlagen = Qualifizierungsplan	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-3 (M)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 3: Spezifische Anforderungen an Sachkundige für Gasmessanlagen nach DVGW G 492 (A) = Qualifizierungsplan	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-4 (A)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 4: Spezifische Anforderungen an Sachkundige für die Gasabrechnung gemäß DVGW G 685 Teil 1 - 7 (A) = Qualifizierungsplan	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-5 (A)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 5: Spezifische Anforderungen an Sachkundige für Durchleitungsdruckbehälter = Qualifizierungsplan	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-6 (M)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 6: Spezifische Anforderungen an Sachkundige für Gasleitungen bis 5 bar = Qualifizierungsplan	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-7 (M)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 7: Spezifische Anforderungen an Sachkundige für Gasleitungen von mehr als 5 bar – Qualifizierungsplan	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-8 (M)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Verdichteranlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-9 (A)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Odorierung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 1030 (A)	Anforderungen an die Qualifikation und die Organisation von Betreibern von Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung, Aufbereitung, Konditionierung oder Einspeisung von Biogas	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 269 (M)	Messung der Beschaffenheit regenerativ erzeugter Gase	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 404 (M)	Maßnahmen zur technischen Reduzierung von Methanemissionen in der Gasinfrastruktur	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 406 (M)	Anforderungen an Gasarmaturen in H2-Anwendungen mit Betriebsdrücken bis 100 bar	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 410 (A)	Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 452-1 (A)	Anbohren und Absperrn	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 458 (A)	Nachträgliche Druckerhöhung von Rohrleitungen aus Stahl	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 459-2 (A)	Gas-Druckregelungen in Netzanschlüssen; Funktionale Anforderungen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 464 (M)	Bruchmechanisches Bewertungskonzept für Gasleitungen aus Stahl mit einem Auslegungsdruck von mehr als 16 bar für den Transport von Wasserstoff	5. Gasfamilie - H2-ready
G 465-2 (A)	Gasleitungen für einen Auslegungsdruck bis einschließlich 16 bar; Instandsetzung; In- und Außerbetriebnahme	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 492-2 (A)	Gasbeschaffenheitsmessanlagen für einen Betriebsdruck bis einschließlich 100 bar; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme, Betrieb und Instandhaltung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 493-1 (A)	Qualitätskriterien für Planer und Hersteller von Gasanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 495 (A)	Gasanlagen - Betrieb und Instandhaltung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 685-2 (A)	Gasabrechnung - Brennwert	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 731 (A)	Wasserstofffüllanlagen Planung, Bau, Prüfung und Inbetriebnahme	5. Gasfamilie - H2-ready
GW 129 (A)	Sicheres Arbeiten im Bereich von Netzanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
GW 335 (A)	Bauteile für Kunststoff-Rohrleitungssysteme in der Gas- und Wasserversorgung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
GW 350 (A)	Schweißverbindungen an Rohrleitungen aus Stahl in der Gas- und Wasserversorgung; Herstellung, Prüfung und Bewertung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready

Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar

Kurzbezeichnung	Beschreibung
AfK-Empfehlung Nr. 6	Kathodischer Korrosionsschutz von Stahlrohrleitungen und Behältern - Schutz gegen elektrischen Schlag
AfK-Empfehlung Nr. 8	Kathodischer Korrosionsschutz für Stahlrohre von Hochspannungskabeln
DVGW-Information Gas Nr. 14	Leitfaden für Qualitätskontrollen des Wareneingangs von Balgengaszählern
DVGW-Information Gas Nr. 15	Leitfaden für die Erstellung der Dokumentation von Gas-Druckregel- und Messanlagen
DVGW-Information Gas Nr. 17	Blitzschutz an Gas-Druckregel- und Messanlagen - Leitfaden zur Umsetzung der Anforderungen der DIN EN 62305
DVGW-Information GAS Nr. 18	Prozessdatenaustausch zwischen Leitzentralen der Gaswirtschaft auf Basis von TASE.2
DVGW-Information GAS Nr. 23	Digitale Schnittstelle für Primärgeräte mit Zählerstandübertragung
DVGW-Information Gas Nr. 24	Odoriermittelmessgeräte ohne gaschromatographische Trennung des Analyten in seine Einzelkomponenten für die betriebliche Messung
DVGW-Information Gas Nr. 28	Gasverfügbarkeit bei Großstörungen im Stromnetz
DVGW-Information Gas Nr. 6	Dispatching im Gasversorgungsnetz
DVGW-Information Gas/Wasser Nr. 20	Umsetzung der Homogenbereiche im Erdbau für die Vergabe und Abwicklung von Bauaufträgen im Leitungstiefbau - Anwendungsbeispiel
DVGW-Information Gas/Wasser Nr. 26	Einsatz von Vermessungs-Apps in Versorgungsunternehmen
DVGW-Information Gas/Wasser Nr. 27	Korrosionsschutz – Überblick Merkmale und Prüfmethoden von Werks- und Nachumhüllungen
DVGW-Information Wasser Nr. 104	Sanierungs- und Rückbauverfahren - Methoden und praktische Beispiele zum DVGW Arbeitsblatt W 135
G 1000 (A)	Anforderungen an die Qualifikation und die Organisation von Unternehmen für den Betrieb von Anlagen zur leitungsgebundenen Versorgung
G 1001 (M)	Sicherheit in der Gasversorgung: Risikomanagement von gastechnischen Infrastrukturen im Normalbetrieb
G 1002 (M)	Sicherheit in der Gasversorgung - Organisation und Management im Krisenfall
G 1003 (M)	Hinweise zur Aufrechterhaltung der Gasversorgung bei Ausfall der regulären Kommunikation
G 1010 (A)	Anforderungen an die Qualifikation und die Organisation von Betreibern von Erdgasanlagen auf Werksgelände
G 1020 (A)	Qualitätssicherung für Planung, Erstellung, Änderung, Instandhaltung und Betrieb von Gasinstalltionen
G 102-1 (A)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 1: Allgemeine Anforderungen
G 102-10 (M)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur - Teil 10: Sachkundige für Gasfüllanlagen
G 105 (M)	Schulungsplan für die theoretische Aus- und Weiterbildung für Sachkundige für Gasfüllanlagen
G 106 (M)	Qualifikationsanforderungen an Fachkräfte für den Gasgerä-teumbau im Rahmen einer Änderung der Gasbeschaffenheit; Schulungsplan
G 107 (M)	Qualifikationsanforderungen an Fachkräfte für die Qualitätssicherung im Rahmen einer Änderung der Gasbeschaffenheit; Schulungsplan
G 2000 (A)	Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetz
G 265-1 (A)	Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze - Teil 1: Fermentativ erzeugte Gase; Planung, Fertigung, Errichtung,
G 265-2 (A)	Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze - Teil 2: Fermentativ erzeugte Gase - Betrieb und Instandhaltung
G 400 (M)	Definitionen für Gastransport/Gasverteilung
G 402 (A)	Netz- und Schadensstatistik - Erfassung und Auswertung von Daten zum Aufbau von Instandhaltungsstrategien für Gasverteilungsnetze
G 403 (M)	Entscheidungshilfen für die Rehabilitation von Gasverteilungsnetzen
G 411 (M)	Ereignisuntersuchung
G 451 (M)	Bodenschutz bei Planung und Errichtung von Rohrfernleitungen
G 454 (A)	Maßnahmen zur Vervollständigung der technischen Abnahmedokumentation von Gas-Druckregel- und Messanlagen
G 456 (M)	Reduzierte Rohrdeckung
G 479 (A)	Gasanlagen in hochwassergefährdeten Gebieten
G 479 (A)	Gasanlagen in Hochwassergefährdungsbereichen
G 485 (A)	Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte (DSFG)
G 494 (M) - 1. Beiblatt	Schallschutzmaßnahmen an Geräten und Anlagen zur Gas-Druckregelung und Gasmessung
G 497 (A)	Verdichteranlagen
G 5484 (VP)	OMS Konformitätsprüfung für unidirektionale Zähler
G 616 (A)	Ermittlung von Zeta-Werten für Formteile und Verbindungsstücke in Rohrleitungen der Gas-Inneninstallation
G 625 (A)	Messtechnischer Nachweis ausreichender Verbrennungsluftversorgung (Messung des notwendigen Förderdruckes für die
G 635 (A)	Gasgeräte für den Anschluss an ein Luft-Abgas-System für Überdruckbetrieb (standardisiertes Verfahren)
G 637-1 (A)	Anschluss von Gasfeuerstätten mit mechanischer Abgasabführung ohne Strömungssicherung an Hausschornsteine - Gasgeräte der Art D3.1
G 640-1 (A)	Aufstellung von anschlussfertigen BHKW
G 640-2 (A)	Aufstellung von Brennstoffzellen
G 641 (M)	Aufstellung von Gasgeräten im Freien
G 670 (M)	Leitfaden für Qualitätskontrollen des Wareneingangs von Gaszählern für Haushalt und Leichtindustrie
G 676 (A)	Qualifikationskriterien für Gasgeräte-Wartungsunternehmen
G 680 (A)	Umstellung und Anpassung von Gasgeräten
G 682 (A)	Qualifikationskriterien für Anpassungs- und Umstellungsunternehmen - Anforderungen und Prüfung
G 687 (A)	Zusammenführung von G 687 (A), G 689 (A) und G 692 (M)
G 694 (M)	Überarbeitung G 694 (M)
G 694 (M)	Kommunikationsadapter zur Anbindung von Messeinrichtungen an die LMN-Schnittstellen des Smart Meter Gateways
G 697 (M)	Anforderungen an die RLM Gasmessung zur Anbindung an das Smart Meter Gateway
G 711 (A)	CNG - Tankstellen
G 712 (A)	CNG-Tankstellen Betrieb und Instandhaltung
G 800-1 (M)	Technischer Ratgeber Gas Effizienz (DVGW-TRGE) Teil 1 - Wärmeversorgung in Gebäuden
G 800-2 (M)	Technischer Ratgeber Gas Effizienz (DVGW-TRGE) Teil 2 - Thermoprozesse
GW 125-B1 (M)	1. Beiblatt zu GW 125 Bäume, unterirdische Leitungen und Kanäle: Beurteilungskriterien für Baumwurzel-Gasrohrleitungs-Interaktionen
GW 130 (M)	Qualitätssicherung in der Netzdokumentation
GW 22-1 (A) - AfK Nr. 3-1	Maßnahmen beim Bau und Betrieb von Rohrleitungen im Einflussbereich von Hochspannungsanlagen
GW 22-2 (M) - AfK Nr. 3-2	Ermittlung der Hochspannungsbeeinflussung durch Messung und Berechnung
GW 22-3 (M) - AfK Nr. 3-3	Konstruktive Maßnahmen zur Reduzierung der abgreifbaren Beeinflussungswchselspannung auf Rohrleitungen
GW 22-4 (M) - AfK Nr. 3-4	Reduktionsleiter
GW 22-5 (M) - AfK Nr. 3-5	Gefährdungspotentiale und Maßnahmenkonzepte bei Arbeiten an relevant hochspannungsbeeinflussten Rohrleitungen
GW 27 (A)	Verfahren zum Nachweis der Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzes an erdverlegten Rohrleitungen - Textgleich mit der AfK-
GW 302-1 (A)	Grabenloser Bau von Gas- und Wasserleitungen - Teil 1: Unternehmen und Verfahrenstechnik
GW 32 (M)	Nachumhüllungen - Bewertung der Eignung und Verwendbarkeit der Nachumhüllungsmaterialien nach DIN EN ISO 21809-3

14.3.2 GTP 2022: Prüfung einer Sektionierung der Umstellzonen in Teilnetze

Abhängig von der

- a) Kapazitätsanalyse,
- b) Kundenanalyse,
- c) Zielwertbetrachtung,
- d) Einspeiseanalyse und
- e) Netztopologie

kann eine Sektionierung (netztopologische Trennung) von Netzen in zwei oder mehrere separate Umstellzonen notwendig werden⁷. Bei einer solchen Sektionierung ist folgendes zu klären:

- Wie lange bleiben die Teilnetze getrennt? Trennung u. U über längeren Zeitraum. Muss in den Planungen berücksichtigt werden
- Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bei Abtrennung von Netzabschnitten (ggf. Ersatzversorgung/Stabilisierung Flüssiggas-Luft Mischanlage)

Pro Teilnetz ist der rohrleitungsseitige Ertüchtigungsbedarf auszuweisen. Basierend hierauf:

- Cluster von nicht H₂-geeigneten Rohrleitungsbeständen sind auf netzhydraulische Separierbarkeit zu prüfen (ggf. klimaneutrale Methanversorgung).
- Die notwendigen Ertüchtigungen und deren Verortung im Investitionsplan können eine Rückwirkung auf die Umstellreihenfolge der Umstellzonen haben (vgl. Zielwertbetrachtung 9.1.2).
- Der Bau von neuen, strategischen Zuführungsleitungen ist ggf. zu prüfen. Hierbei können ggf. auch Großkunden vorgezogen werden.

Eine Sektionierung ist beispielsweise dann hilfreich, wenn die Kopplungspunkte zu(m) vorgelagerten Netzbetreiber(n) in einer Umstellzone an zwei oder mehreren unterschiedlichen Leitungen liegen und die Leitungen zeitlich versetzt umgestellt werden.

14.3.3 GTP 2022: Netzhydraulische Analyse

Allgemein

Die konkrete Analyse richtet sich nach dem geplanten Mischungsverhältnis bei der Einspeisung bspw. 20 Vol.-%, oder 100 Vol.-% und dem Umstellungszeitpunkt (prognostizierte Zielnetzkapazität). Jedes (Teil-) Netz ist vor einer Umstellung einer netzhydraulischen Analyse zu unterziehen.

Hierbei ist zunächst der Fokus auf Netzabschnitte zu setzen, die in der Kapazitäts-/ Kundenanalyse als besonders relevant identifiziert wurden oder die technisch besonders sensibel sind (z.B. Niederdrucknetze)

Grundlagen

Aufgrund der abweichenden physikalischen Eigenschaften und brenntechnischen Kenndaten des Wasserstoffs gegenüber Erdgas, wie bspw. des Brennwertes, der relativen Dichte, des Wobbe-Index, etc. verändern sich mit zunehmendem Wasserstoffanteil die hydraulischen Bedingungen.

⁷ Hinweis: hiermit ist nicht eine Sektionierung im Sinne der Marktraumumstellung (Straßenzüge etc.) gemeint.

Der Brennwert des Wasserstoffs beträgt ca. 1/3 des Erdgases (abhängig von der Art des Referenz-Erdgases), bedeutet im Umkehrschluss, dass sich bei gleichbleibendem chemisch gebundenem Energietransport der Volumenstrom bei reinem Wasserstoff im selben Verhältnis erhöht.

Bei gleichbleibendem Leitungsdurchmesser wird sich auch die Strömungsgeschwindigkeit im selben Verhältnis erhöhen, es ergibt sich jedoch kaum eine Auswirkung auf die Transportfähigkeit. Regelwerksseitige Rahmenbedingungen zu Strömungsgeschwindigkeiten von H₂ werden gegenwärtig im DVGW geklärt.

Relevant für die Gasversorgung ist der Betriebsdruck bzw. der sich einstellende Druckverlust im Auslegungsfall. Dieser steigt zunächst proportional mit dem Wasserstoffanteil an, erreicht das Maximum bei einer Beimischung von ca. 80 Vol.-% H₂ und sinkt bis 100 Vol.-% H₂ wieder etwas ab, so dass sich je nach Referenz-Erdgas im Falle von reinem Wasserstoff ein ca. 20–30 % höherer Druckverlust einstellt, der zu einer Unterschreitung des festgelegten minimalen Betriebsdruckes führen kann.

Eine gesonderte Betrachtung ist in den Niederdrucknetzen durchzuführen. Eine Zumischung von Wasserstoff führt auch zu einer Dichteänderung und einem veränderten Druckgewinnverhalten. Während der Druckgewinn für Erdgas H bei ca. 4,5 mbar/100 m Höhendifferenz liegt, steigt der Druckgewinn bei reinem Wasserstoff auf ca. 11 mbar/100m an. Das heißt, topographische Differenzen können zu Druckgewinnen führen (Auftrieb des Gases). Aufgrund der in Niederdrucknetzen besonders geringen Druckdifferenz zwischen Einspeisedruck und maximalem Betriebsdruck kann es bei entsprechenden Höhendifferenzen zur Überschreitung des maximalen Betriebsdruckes (Abk. MOP) kommen.

Vorgehen

Ein Wasserstoff-rechenfähiges, hydraulisches Gasnetzmodell ist zu erstellen. Eine Anleitung für die Versionen 10.1 und 10.2 des Simulationstools Stanet findet sich im Anhang des GTP Leitfadens 2022.

Jedes Netz bzw. umzustellendes Teilnetz ist für das geplante Mischungsverhältnis für den Auslegungsfall und/oder der Zielnetzkapazitäten zu berechnen. Die sich einstellenden Betriebsdrücke sind mit den Vorgaben der internen Richtlinien für zulässige minimale Betriebsdrücke (für Niederdrucknetze noch zusätzlich der maximal zulässige Betriebsdruck) abzugleichen, um die netzhydraulische Eignung zu bewerten und Schwachstellen zu identifizieren.

Tabelle: Beispielanalyse für 100 Vol.-% Wasserstoff

Netz	DP [mbar]	OP _{min} zulässig (interne Vorgaben) [mbar]	OP _{min} errechnet Erdgas [mbar]	OP _{min} errechnet 100% H ₂ [mbar]	MOP zulässig [mbar]	MOP errechnet Erdgas [mbar]	MOP errechnet 100% H ₂ [mbar]	Netz- hydraulische Eignung
Hochdrucknetz 1	25.000	15.000	18.100	16.000	nur für ND- Netze relevant	nur für ND- Netze relevant	nur für ND- Netze relevant	Ja
Hochdrucknetz 2	16.000	5.000	6.960	6.850	nur für ND- Netze relevant	nur für ND- Netze relevant	nur für ND- Netze relevant	Ja
Hochdrucknetz 3	5.000	1.500	1.800	1.580	nur für ND- Netze relevant	nur für ND- Netze relevant	nur für ND- Netze relevant	Ja
Verteilnetz 1	5.000	150	220	210	nur für ND- Netze relevant	nur für ND- Netze relevant	nur für ND- Netze relevant	Ja
Verteilnetz 2	5.000	30	37	35	50	45	48	Ja
Verteilnetz 3	5.000	30	34	28	50	45	57	Nein

(Abkürzungen: DP=design pressure=Auslegungsdruck; OP=operating pressure=Betriebsdruck; MOP=maximum operating pressure = max. Betriebsdruck; ND=Niederdruck)

Im Rahmen einer Maßnahmenanalyse kann für das Verteilnetz 3 die Wiederherstellung des Soll-Zustandes geplant werden. Oftmals sind die Maßnahmen mit geringem technischem Aufwand verbunden, bspw. Sektio-
nierungen von Netzen, Ringschlüsse, Betriebsdruckerhöhungen oder Höherdimensionierungen von Leitun-
gen.