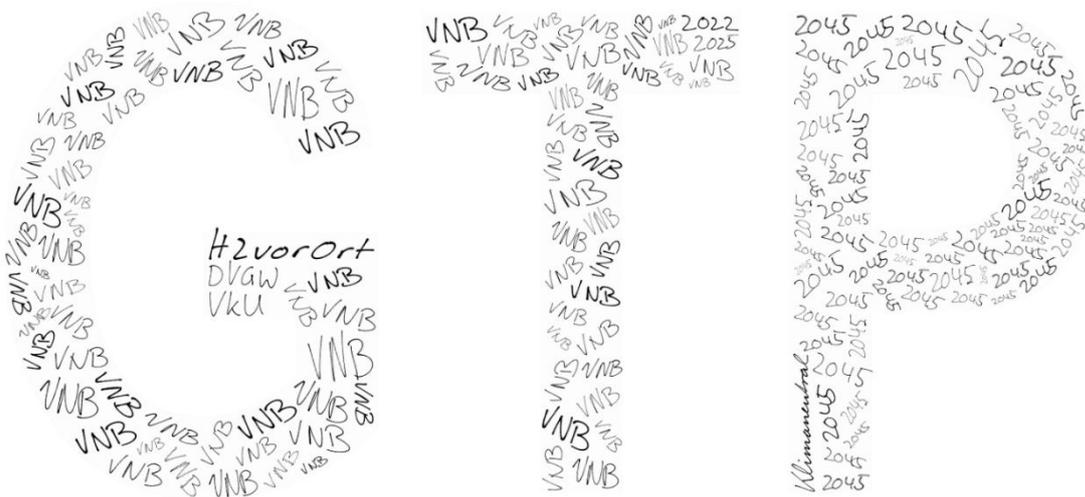




Gasnetzgebiets- transformationsplan



Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen

LEITFADEN 2025:

Vorbereitung Langfristprognose 2.0 und
Art. 56/57 der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie

Version 1.1, 24.07.2025

Datenrückmeldung
bis 30.9.2025 | 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

Mitglieder Arbeitsgruppe:

Sebastian Brix	Westnetz GmbH
Frank Dietzsch	DVGW e.V.
Udo Freitag	inetz GmbH
Philipp Glandorf	EWE NETZ GmbH
Thomas Götze	EWE NETZ GmbH
Oliver Koch	Hamburger Energienetze GmbH
Frank Köhler	Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
Markus König	Netze BW GmbH
Markus Kürner	Netze-Gesellschaft Südwest mbH
Jens Neske	SachsenNetze GmbH
Steffen Menz	RheinNetz GmbH
Benjamin Peschka	MVV Netze GmbH
Martin Rudolf	SWE Netz GmbH
Andreas Schick	Netze-Gesellschaft Südwest mbH
Michael Schneider	Energienetze Bayern GmbH & Co. KG
Peter Steinert	SachsenNetze GmbH
Annika Unland	Energienetze Bayern GmbH & Co. KG

Vorsitzende H2vorOrt

Florian Feller energie schwaben gmbh

Dr. Jürgen Gröner Westnetz gmbh (Stellvertreter)

TEIL A – EINLEITUNG UND HINTERGRÜNDE	6
1. Einleitung	6
2. Anwendungsbereich	7
3. Anforderungen der Gasbinnenmarktrichtlinie und regionale Abstimmung	8
3.1. Neue Planungsanforderungen durch die EU-Gasbinnenmarktrichtlinie	8
3.2. Transformation muss sich nach der Netztopologie richten	10
3.3. Das Konzept „Regionale Transformationsplanung“	12
3.4. Der GTP ist auf eine netzebenenübergreifende kohärente Transformation ausgerichtet	13
3.5. RTP & GTP: zeitliche Abfolge	15
3.6. Hinweise zur Berücksichtigung von Art. 56/57	16
4. Rahmenbedingungen für die Transformationsplanung	17
4.1. Marktliche Rahmenbedingungen	17
4.2. Technische Rahmenbedingungen	17
4.3. Klimapolitische Rahmenbedingungen	18
4.4. Weitere Rahmenbedingungen	18
4.5. Hinweis zum Risikomanagement in der Energiewende	18
TEIL B – DER GTP 2025	19
5. Überblick	19
5.1. Der GTP 2025	19
5.2. Zeitplan	21
5.3. Zielbild und anvisiertes Ergebnis (RTP, LFP 2.0)	21
5.4. Ergebnisdokumente und Templates	25
6. Projektcheckliste GTP-Erstellung 2025	27
6.1. Phase I – Basisprognose und Beginn Kundenanalyse (bis 30.6.2025)	27
6.2. Phase II – GTP-Entwurf und Rückmeldung (bis 30.9.2025)	28
6.3. Phase III – Regionale Abstimmung (bis 31.12.2025)	29
6.4. Phase IV – Abgabe LFP 2.0 (bis 28.2.2026) und Beginn Erarbeitung RTP	30
7. Bildung der Regionen	31
7.1. Gründe für die Regionsbildung	31
7.2. Rahmenparameter	31
7.3. Prozess	32
7.4. Rückmeldung: Regionen auf Ebene Amtlicher Gemeindegrenzen	33
8. Netztopologische Analyse	35
8.1. Umstellung/Neubau/Biomethan/Stilllegung	35
8.2. Unterteilung in Umstellzonen	36
8.3. Umstellzonen und Regionen	38
9. Kapazitäts- & Einspeiseanalyse	39
9.1. Abstimmung zur Einspeisung über den vorgelagerten Netzbetreiber	39
9.2. Abstimmung mit den nachgelagerten Netzbetreibern	39
9.3. Dezentrale Einspeisung	40

9.4. Erstellung einer Basisprognose	42
10. Kundenanalyse	44
10.1. Kundenanalyse (SLP)	44
10.2. Kundenanalyse (RLM)	48
11. Netzplanerische Umsetzungskonzepte	51
11.1. Umstellung auf H2	51
11.2. Umstellung auf Biomethan	51
11.3. Stilllegung	51
12. Prognose und Aggregation	52
12.1. Aggregation der Planungsinformationen und der Prognose nach Härtegraden	52
12.2. Aufschlüsselung der Prognose nach Sektoren	54
12.3. Rückmeldung: Aggregierte Zahlen zur Umstellungsplanung	55
12.4. Erstellung der Planung in Umstellzonen	58
13. Abstimmung in der Region	59
13.1. Zielbild	59
13.2. Empfehlung für Zeitrahmen	59
13.3. Beispiel	59
14. Erstellung LFP 2.0 & Entwurf RTP	61
14.1. Befüllung der LFP 2.0	61
14.2. Entwurf RTP	61
15. Berücksichtigung sonstiger Vorgaben & Angaben für Artikel 56/57	62
15.1. Berücksichtigung sonstiger Vorgaben	62
15.2. Angaben für Artikel 56/57	63
15.3. Anforderungen mit Umsetzung ab GTP 2026	64
16. Ausblick GTP 2026	64
TEIL C – BEISPIEL	65
17. Beispiel - Analyse und Planung	65
17.1. Ausgangslage	65
17.2. Abstimmung mit den vorgelagerten und nachgelagerten Netzbetreibern	66
17.3. Regionsbildung	67
17.4. Netztopologische Analyse und Einteilung in Umstellzonen	67
17.5. Einspeiseanalyse	69
17.6. Basisprognose	70
17.7. Kundenanalyse	75
18. GTP-Entwurf	77
18.1. Erstentwurf LFP 2.0	80
18.2. Erstentwurf RTP-Input	82
19. Beispiel – Datenbasis	83
19.1. Kundenstruktur 2024 und Entwicklung aus kommunaler Wärmeplanung	83
19.2. Versorgung 2024 und Entwicklung aus dezentraler Einspeisung	84
	4

TEIL D EINORDNUNG DER ANFORDERUNGEN VON ARTIKEL 56/57	85
20. Artikel 56 – Entwicklungsplan für Wasserstoffverteilnetze	85
21. Artikel 57 – Stilllegungspläne für Erdgasverteilernetzbetreiber	94
22. nachgelagerte Anforderungen aus dem EnWG	101
TEIL E ANHANG	102
23. Einteilung von Kunden in Sektoren mittels SLP-Verfahren	102
24. Ermittlung von SLP-Leistungswerten und Einteilung von Kunden nach Härtegraden mittels z.B. STANET	104
25. Mitgeltende Dokumente	105
25.1. DVGW-Regelwerk	105
25.2. Gesetze und Verordnungen	105
25.3. Andere technische Regeln oder sonstige Veröffentlichungen	106
25.4. Begleitdokumente	106
26. Begriffe und Abkürzungen	107
27. Versionsübersicht	111
27.1. Version 1.0 (Veröffentlichung)	111
27.2. Version 1.1 (Finalisierung Anforderungen LFP 2.0)	111

TEIL A – Einleitung und Hintergründe

1. Einleitung

Die Wasserstoffversorgung über das Verteilnetz ist ein relevanter Baustein der Klimastrategie der neuen Bundesregierung

Mit dem Koalitionsvertrag 2025 hat die Bundesregierung ihr klares Bekenntnis zum Klimaschutz und zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bis spätestens 2045 bekräftigt. Eine zentrale Rolle kommt dabei dem schnellen und pragmatischen Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoffwirtschaft zu. Um den Wasserstoff zuverlässig zum Kunden bringen zu können, sollen ein erweitertes Wasserstoffkernnetz sowie wasserstofftaugliche Verteilnetze in einer integrierten Infrastrukturplanung entwickelt und umgesetzt werden.

Wasserstoff gilt als Schlüsselement für die Dekarbonisierung in verschiedenen Sektoren – insbesondere in Industrie, Strom- und Wärmeversorgung und Mobilität. Als emissionsfreier Energieträger und vielseitig einsetzbare Speicheroption kann er entscheidend zur Stabilisierung eines auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems beitragen.

Vor diesem Hintergrund rückt die Transformation der bestehenden Gasverteilnetze verstärkt in den Fokus. Die vorhandene Infrastruktur bietet die Chance, künftig klimaneutrale Gase wie Wasserstoff zu transportieren – allerdings nur, wenn sie mit notwendigen technischen Anpassungen auf den Wasserstofftransport vorbereitet wird.

Der GTP 2025 bildet eine Brücke zwischen der bestehenden Branchenplanung und dem zukünftigen Rechtsrahmen

Im Rahmen der Initiative „H2vorOrt“ haben 48 Gasversorgungsunternehmen im DVGW in Zusammenarbeit mit dem VKU einen Transformationspfad (Gasnetzgebietstransformationsplan/GTP) für Verteilnetzbetreiber (VNB) entwickelt, um die regionale und sichere Versorgung mit klimaneutralen Gasen konkret auszugestalten. Die Teilnahme an der jährlichen Planungsphase des GTP wuchs in der Branche seit Beginn 2022 stetig an und umfasste 2024 mit 450.000 km Netzlänge rund 80% des deutschen Gasverteilnetzes.

Für 2025 findet nun eine Neuausrichtung des GTPs statt. Nachdem die Transformation der Gasverteilnetze zur Klimaneutralität in den letzten Jahren rechtlich nicht hinreichend gefasst war, liegen nun mit der Veröffentlichung der EU-Gasbinnenmarktlinie 2024/1788 Vorschriften hierzu vor (insbesondere Artikel 55 bis 57), die bis Mitte 2026 in deutsches Recht überführt werden müssen. Dementsprechend ist es sinnvoll, das Branchenplanungsinstrument GTP anhand dieser Vorschriften neu auszurichten. Dazu wird die in der Richtlinie geforderte stärkere Verzahnung mit der Fernleitungsebene bereits umgesetzt, indem die Rückmeldung zur Langfristprognose gemäß Kooperationsvereinbarung Gas im GTP vorbereitet wird. Zusätzlich wird das Konzept der Regionalen Transformationsplanung, das im Arbeitskreis (AK) Netztransformation der Koordinierungsstelle für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff mit den Verbänden BDEW, DVGW, FNB Gas, GEODE, VKU und der Initiative H2vorOrt erarbeitet wird, unterstützt. Weitere Details und Hintergründe hierzu finden Sie im folgenden Kapitel.

Der vorliegende Leitfaden ist die Grundlage für das nun vierte Planungsjahr des GTPs. Sein Ziel ist es, die Planung der VNB in Richtung des auf sie zukommenden Rechtsrahmens vorzubereiten. Hierbei wurde Wert darauf gelegt, dies mit Prozessen zu gestalten, die grundsätzlich von der Anforderungstiefe her von allen Verteilnetzbetreibern in Deutschland leistbar sind.

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 (Kundeninstallationen nach G 600 Technische Regeln für Gasinstallationen) sind nicht Gegenstand des GTPs. Dieser bezieht sich rein auf Assets im Eigentum der Verteilnetzbetreiber.

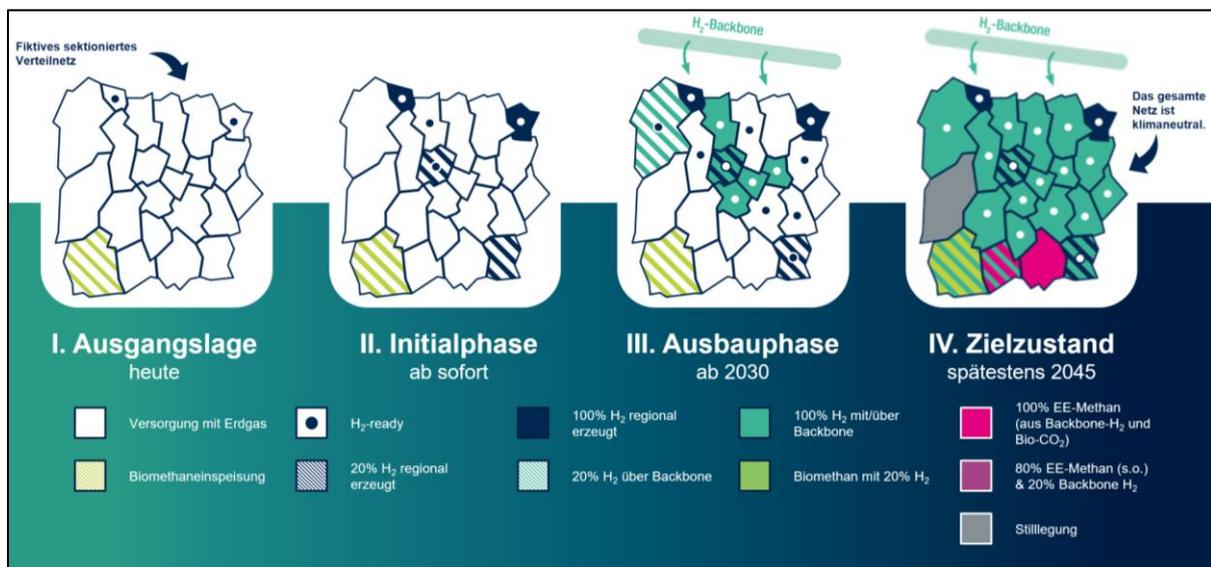
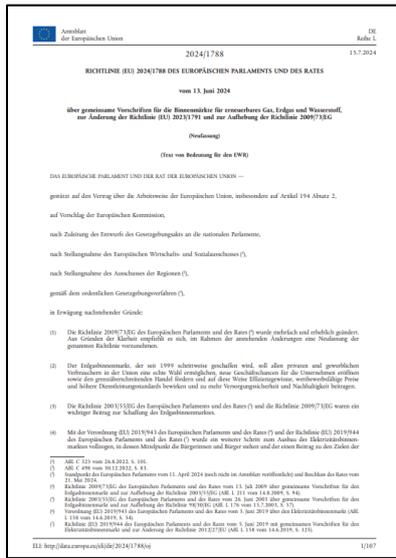


Abbildung 1: Der Weg in die Klimaneutralität vor Ort

3. Anforderungen der Gasbinnenmarktrichtlinie und regionale Abstimmung

3.1. Neue Planungsanforderungen durch die EU-Gasbinnenmarktrichtlinie



Durch die Verabschiedung der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie¹ (EU) 2024/1788 wurden europäische Richtlinien für die Planung von Wasserstoffverteilnetzen und für die Stilllegungsplanung von Erdgasnetzen geschaffen. Es ist davon auszugehen, dass die EU-Gasbinnenmarktrichtlinie spätestens bis Sommer 2026 in nationales Recht umgesetzt wird².

Abbildung 2: (EU) 2024/1788)

Von besonderer Bedeutung sind hierbei folgende Artikel des Kapitel VIII „Integrierte Netzplanung“ der Richtlinie:

- **Artikel 55 Netzausbau in Bezug auf Erdgas und Wasserstoff sowie Befugnis zum Erlass von Investitionsentscheidungen**
Hierin werden Aspekte des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff geregelt. Von besonderem Interesse sind die Schnittstellen zu den Verteilnetzbetreibern (Abs. 2 (f), (j)).
- **Artikel 56 Entwicklungsplan für Wasserstoffverteilernetze**
Hierin werden Entwicklungspläne für Wasserstoffverteilernetze und die Anforderungen an deren Erstellung geregelt.
- **Artikel 57 Stilllegungspläne für Erdgasverteilernetzbetreiber**
Hierin werden die Stilllegungspläne der Erdgasverteilernetze geregelt. Eine Stilllegung beinhaltet hierbei jedoch auch die Einstellung der Erdgasversorgung zur Aufnahme einer Wasserstoffversorgung mit derselben Leitung.

¹ [Richtlinie \(EU\) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie \(EU\) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG \(Neufassung\) \(Text von Bedeutung für den EWR\)](#)

² Die offizielle Umsetzungsfrist in nationales Recht ist der 5. August 2026.

Die Planungsvorschriften für Wasserstoff gelten dabei für alle Arten von Netzanschlussnehmern und nicht nur, um z.B. bestimmte Vorteile bei der Wärmeversorgung von Gebäuden wie in §71k GEG zu ermöglichen. Es ist zu erwarten³, dass die aktuellen Anforderungen von §71k GEG nicht bestehen bleiben, sondern durch die gezielte Umsetzung der Artikel 56 und 57 ersetzt werden.

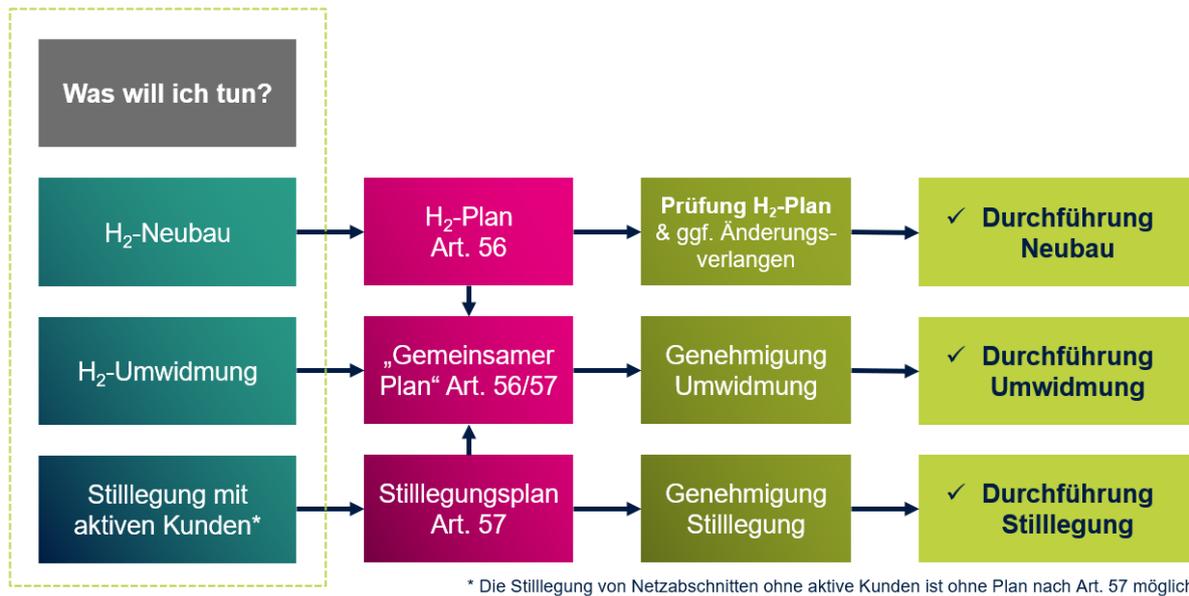


Abbildung 3: Durch Art. 56/57 geregelte Planungsvorgänge

Der GTP 2025 ist aufgrund der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie neu ausgerichtet.

Da nun konkrete EU-gesetzliche Anforderungen für die Wasserstoff- und Stilllegungsplanung der Verteilnetze vorliegen, ist es nur folgerichtig, dass sich der GTP auf diese ausrichtet, um die Verteilnetzbetreiber bestmöglich vorzubereiten.

Durch die Verknüpfung der Verteilnetzplanung mit dem Netzentwicklungsplan Gas- und Wasserstoff durch Art. 55 und die Annahme, dass die Planung zeitgleich mit dem Netzausbauplan der Stromverteilnetzbetreiber (§14d EnWG) erfolgt, ergibt sich ein indikativer Zeitplan:

³ Insofern, dass im Falle von konfliktärem nationalem und europäischem Recht eine Anpassung des nationalen Rechts wahrscheinlicher ist. Diese Einschätzung wird durch Aussagen aus dem Koalitionsvertrag wie „Wir werden das Heizungsgesetz abschaffen“ und „Die EU-Gasbinnenmarktrichtlinie werden wir zügig umsetzen“ zusätzlich gestützt.

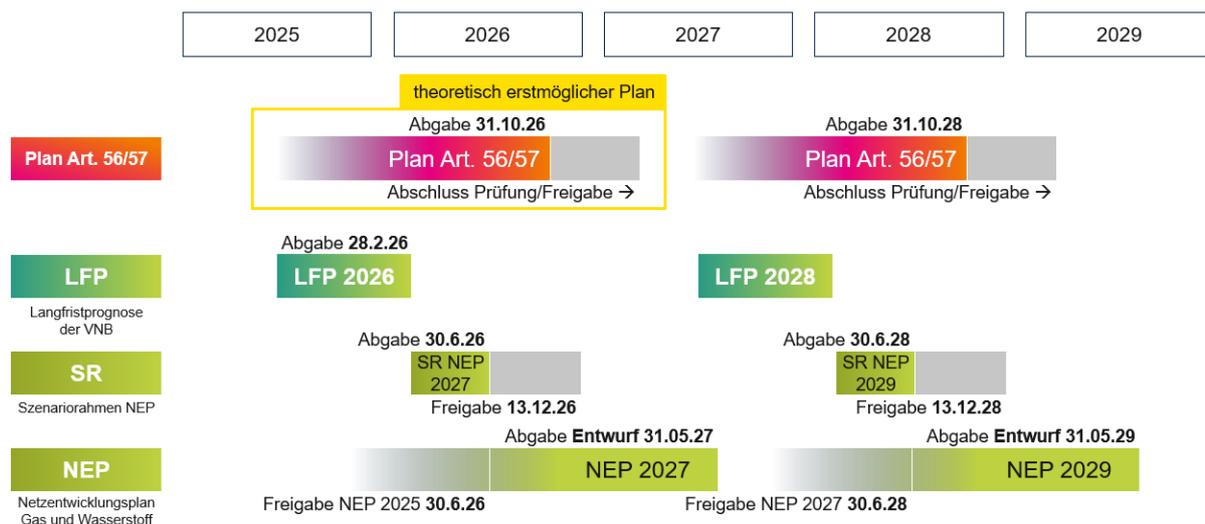


Abbildung 4: Voraussichtliche zeitliche Planungsabfolge - der erste Plan auf Basis Art. 56/57 wäre theoretisch in 2026 möglich⁴

Hieraus wird ersichtlich, dass es sinnvoll ist, eine auf die EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie ausgerichtete Planung bereits jetzt zu beginnen, um eine Berücksichtigung der individuellen VNB-Belange bereits im NEP 2027 und nicht erst im NEP 2029 zu ermöglichen und somit eine frühere Freigabe von Maßnahmen im Verteilnetz zu ermöglichen. Somit kann der Umsetzungszeitrahmen zur Erreichung der Klimaziele um zwei Jahre erweitert werden, was zudem durch eine frühere Umsetzung der Maßnahmen zu einer Reduktion des Gesamt-CO₂-Ausstoßes bis 2045 führt.

3.2. Transformation muss sich nach der Netztopologie richten

3.2.1. VERTEILNETZBETREIBER HABEN EINE BRÜCKENFUNKTION

Die Verteilnetzbetreiber verbinden Netze vorgelagerter Netzbetreiber mit Verbrauchern und Netzen nachgelagerter Netzbetreiber. Somit wirken insbesondere folgende Einflüsse auf ihre Netzplanung:

- **Die Pläne und Bedarfe der Kunden** – sowohl auf industrieller als auch auf nicht-industrieller Ebene
Wie entwickelt sich der Erdgasbedarf der Kunden? Wie hoch ist ihr Bedarf nach Wasserstoff? Was ist in der Kommunalen Wärmeplanung vorgesehen?
- **Die Versorgung durch den vorgelagerten Netzbetreiber** (FNB oder VNB)
Zu welchem Zeitpunkt bietet dieser ggf. eine Versorgung mit Wasserstoff an und wie sind diesbezüglichen Anforderungen des VNBs mit denen anderer VNB in Einklang zu bringen?
- **Die Pläne und Bedarfe nachgelagerter Netzbetreiber**
Auch diese sind in derselben Brückenfunktion, die sich letztlich entlang der Netzbetreiberkaskade fortsetzt.

⁴ Als Abgabezeitpunkt für den Plan nach Art. 56/57 wurde der 31.10. angenommen, da so ein Gleichlauf mit dem Netzausbauplan Strom der Stromverteilnetzbetreiber besteht.

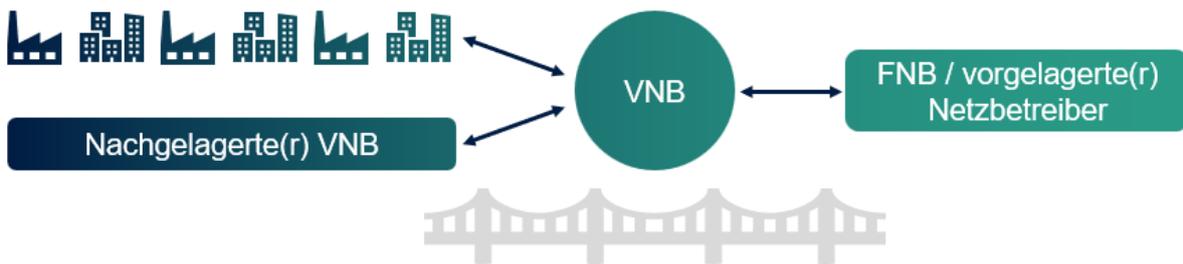


Abbildung 5: Verteilnetzbetreiber haben eine Brückenfunktion

Die Umstellung der Netze auf Wasserstoff oder ihre Stilllegung kann also nicht isoliert von diesen Einflüssen erfolgen und erfordert eine sinnvolle Zusammenarbeit zwischen FNBs, VNBs, den ortsansässigen großen Netzkunden und den Kommunen. Nur so kann sichergestellt werden, dass bei der Wasserstofftransformation die Versorgung durch den vorgelagerten Netzbetreiber und die Umstellung der Kundenanlagen möglichst optimal zusammenpassen.

3.2.2. NETZTOPOLOGIE IST WICHTIGER FÜR DIE PLANUNG ALS UNTERNEHMENSGRENZEN

Ebenso ist es sinnvoll, dass Verteilnetzbetreiber, die künftig vom selben (Leitungs-) Abschnitt des Wasserstoffkernnetzes oder dessen Weiterentwicklung versorgt werden, miteinander und mit heutigen und potenziell zukünftigen vorgelagerten Netzbetreibern eng zusammenarbeiten. So können sie sich besser über mögliche unterschiedliche zeitliche Bedürfnisse ihrer Netzkunden bezüglich des Wasserstoffeinsatzes abstimmen.

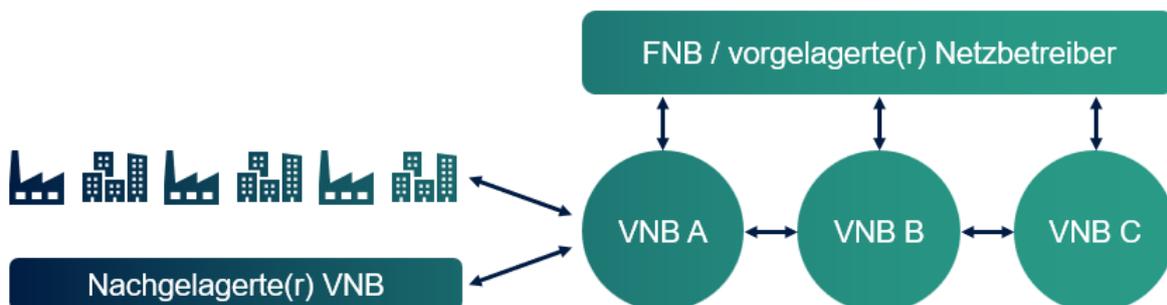


Abbildung 6: Beispiel - die Wasserstoffumstellung sollte regional koordiniert werden

Statt also nur nach Eigentumsverhältnissen zu planen, muss der Fokus auf der Umstellung zusammenhängender Netzregionen liegen und auch die FNB-Ebene miteinbeziehen. Ein VNB kann je nach der Topologie seines Netzgebietes somit auch in mehreren solchen Regionen liegen. Durch die Planung in Regionen müssen so nur die lokal notwendigen Einflüsse und Anforderungen berücksichtigt werden.

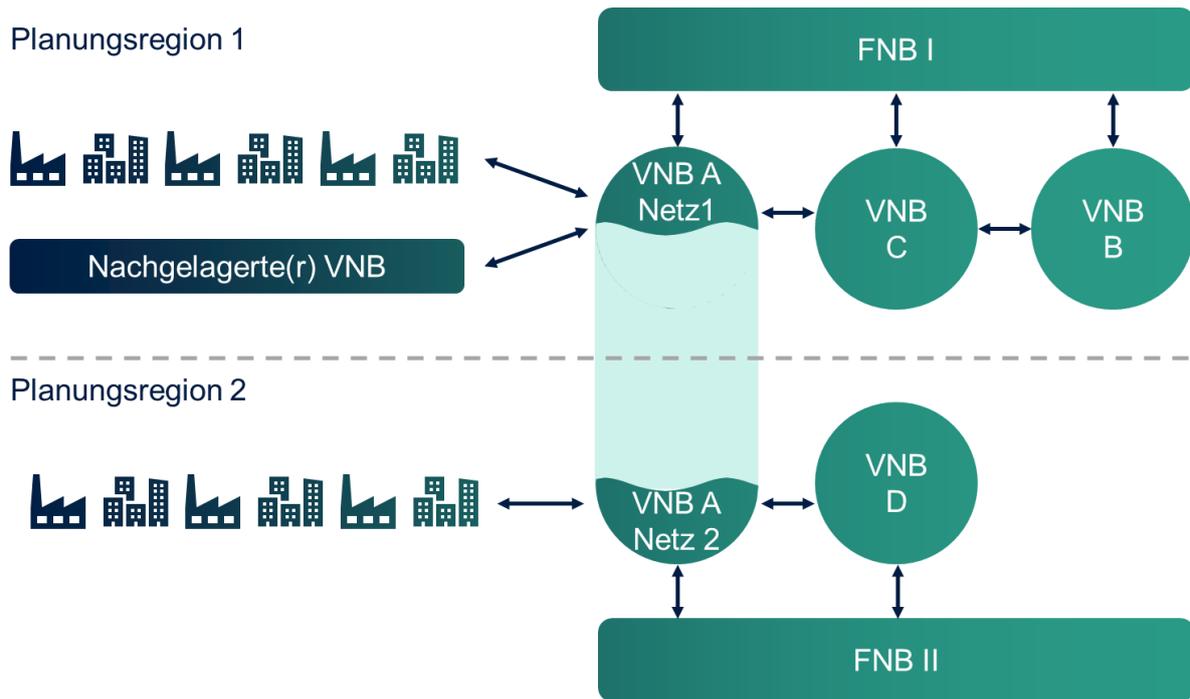


Abbildung 7: Beispiel - ein Unternehmen kann Teil mehrerer Planungsregionen sein

3.3. Das Konzept „Regionale Transformationsplanung“

Auf Basis dieser Erkenntnis wurde 2024 im Rahmen der Koordinierungsstelle zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff (Ko.NEP, siehe auch EnWG §15a) der „Arbeitskreis (AK) Netztransformation“ ins Leben gerufen. In diesem sind die Verbände BDEW, DVGW, FNB Gas, Geode und VKU sowie die Initiative H2vorOrt vertreten, sowie durch sie benannte Vertreter der Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber.

In diesem Gremium wird ein netzebenenübergreifendes Planungskonzept mit dem Namen „Regionaler Transformationsplan“ kurz „RTP“ entwickelt. Dies schließt sich an eine Formulierung aus Art. 56 (1), 57 (1) der EU-Gasrichtlinie an, in der die regionale Transformationsplanung als Option erwähnt wird. Der RTP hat folgende Eigenschaften:

1. Er plant die Transformation der Gasnetze zur Erreichung der Klimaneutralität in netztopologisch für die Transformation sinnvoll zugeschnittenen Regionen.
 - a. Pro Region wird ein RTP erstellt
 - b. Der Zuschnitt der jeweiligen Region wird gemeinschaftlich durch den/die FNB mit seinen/ihren direkt angeschlossenen VNB bestimmt⁵. Er ist durch netztopologisch bedingte Abhängigkeiten in der Transformation geprägt.

⁵ Die Verantwortung zur Abstimmung liegt hierbei gleichermaßen bei allen Akteuren. Falls ein dem VNB vorgelagerter Netzbetreiber noch nicht auf den VNB diesbezüglich zugekommen ist, obliegt es dem VNB mit seinen vorgelagerten Netzbetreibern in Abstimmung zu gehen und seine nachgelagerten Netzbetreiber sinnvoll einzubinden.

- c. Nachgelagerte Verteilnetzbetreiber werden durch ihre vorgelagerten Netzbetreiber entlang der Netzbetreiberkaskade in die Planung eingebunden.
2. Der RTP ist ein Plan der Verteilnetzbetreiber in Zusammenarbeit mit den in der Region tätigen Fernleitungsnetzbetreibern. **Er zielt auf Erfüllung der Anforderungen aus Art. 56 und 57 des EU-Gasbinnenmarktpakets und eine Prüfung / Genehmigung gemäß dieser Artikel ab** (vgl. TEIL D).
3. Durch die Zusammenarbeit mit der FNB-Ebene wird die geforderte Kohärenz zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff sichergestellt. Dies geschieht auch, indem die nächste Langfristprognose, die LFP 2.0, der VNBs für den Szenariorahmen des NEP passend zum RTP befüllt wird.
4. Um eine kohärente Planung über alle Netzebenen zu erreichen, soll der RTP analog zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff alle zwei Jahre erstellt werden⁶.

Ziel des RTPs ist es, die regionale Transformation soweit möglich optimal für Kunden und Netzbetreiber zu gestalten.

3.4. Der GTP ist auf eine netzebenenübergreifende kohärente Transformation ausgerichtet

Der GTP 2025 wurde so ausgerichtet, dass er die VNB auf die Umsetzung der Gasbinnenmarktrichtlinie in nationales Recht möglichst optimal vorbereitet.

Der GTP wurde in diesem Kontext neugestaltet:

1. **Der GTP geht den Schritt vom Planungsbericht zur Begleitung der Umsetzungsplanung**
Ein direktes Reporting an H2vorOrt samt Datenauswertung geschieht nur noch im eingeschränkten Umfang. Das allgemeine Planungsreporting geht in gegenwärtige und künftige Branchenprozesse ein (siehe 2. und 4.).
2. **Der GTP unterstützt dabei das Konzept der Regionalen Transformationsplanung**
Statt nur eines eigenständigen Dokuments wird er nun auch zur Eingangsgröße für die Regionale Transformationsplanung⁷. Die Festlegung der Regionen wird somit zu einer Aufgabe höchster Priorität, um eine zeitnahe Abstimmung zu ermöglichen.
3. **Unabhängig der konkreten Umsetzung von Art. 56/57 ist die regionale Abstimmung zwingend erforderlich**
Es ist möglich, dass der RTP nur optional in die nationale Umsetzung von Art. 56 / 57 einfließt. Unabhängig davon bleibt jedoch eine regionale Abstimmung elementar, um die

⁶ Die Anforderung aus Art. 56 (1) und Art. 57 (2) f) beträgt vier Jahre. Dies ist aus Sicht des AKs und der Verbände nicht zielführend.

⁷ Falls ein Netzbetreiber in mehrere Regionen tätig ist, ist der GTP nach Regionen gegliedert eine Eingangsgröße für sämtliche betroffene Regionen.

in diesen Artikeln geforderte Kompatibilität der Pläne mit dem NEP sicherzustellen. Daher ist sie ein sinnvoller Bestandteil des GTP-Prozesses.

4. **Der GTP-Prozess beinhaltet die methodische Vorbereitung und Erarbeitung der Langfristprognose**

Gleichzeitig wird mit der Planung die überarbeitete Langfristprognose („LFP 2.0“) der VNB für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff (NEP) vorbereitet⁸:

- **Die Regionale Abstimmung der LFP erhöht die Datenqualität**
Der Netzentwicklungsplan für Gas und Wasserstoff basiert laut Artikel 55 (2) f der EU-Gasbinnenmarktlinie auf einem Szenario, an dem auch die Gasverteilnetzbetreiber beteiligt sind. Eine transparente Darstellung der Verbrauchsprognosen für Gas und Wasserstoff durch die VNB im Rahmen der LFP ist die Grundlage dafür. Um die Prognosen verlässlicher zu machen, sollten sie regional abgestimmt werden, damit möglichst stimmige Ergebnisse entstehen.
- **Die regional abgestimmte LFP verbindet RTP und NEP**
Durch diese Abstimmung wird zudem gewährleistet, dass die Planwerte der LFP 2.0 zu den Planwerten des RTP (Art 56/57) passen. Somit wird der im Gesetz geforderte Einklang zwischen Plänen nach Art 56/57 und dem NEP erhöht.
- **Die Methodik des GTPs bildet dabei die Grundlage und verbindet beide Planungsinstrumente.**

5. **Der GTP bildet alle Transformationsoptionen ab**

Mit dem GTP, wie auch darauf basierend dem RTP, können alle Optionen der Gasnetztransformation und -entwicklung dargestellt werden (H₂-Transformation, H₂-Neubau, Biomethan, Stilllegung).

6. **Teile von Art. 56 / 57 werden erst im GTP 2026 umgesetzt**

Aufgrund der umfangreichen Anforderungen der Artikel 56 und 57 sowie der ausstehenden Umsetzung in nationales Recht wird der GTP zumindest für 2025 und 2026 weiterhin ein jährlicher Prozess sein, um der Branche die Erarbeitung der Anforderungen zu erleichtern. Einzelne Punkte werden erst im GTP 2026 adressiert (z.B. Konsultationen), um die Implementierung leistbar zu halten.

7. **Die Interpretation von Art. 56 / 57 ist umsetzungsorientiert**

Die Anforderungen aus Art. 56 und Art. 57 werden im Kontext des GTP 2025 in einer möglichst praktikablen und umsetzbaren Lesart interpretiert (vgl. Kapitel TEIL D). Es ist nicht auszuschließen, dass dieses Level an Anwendungsnähe bei der Umsetzung in nationales Recht so nicht vollumfänglich gelingt. Entsprechende Anpassungen an die Anforderungen der konkreten nationalen Umsetzung werden im GTP 2026 (oder nach Vorliegen dieser) adressiert.

⁸ Details zur LFP 2.0 finden Sie hier: <https://www.vku.de/themen/infrastruktur-und-dienstleistungen/artikel/inhaltliche-anpassungen-an-der-langfristprognose-der-gasnetzbetreiber-zahlen-auf-solide-netzentwicklungsplanung-ein/>

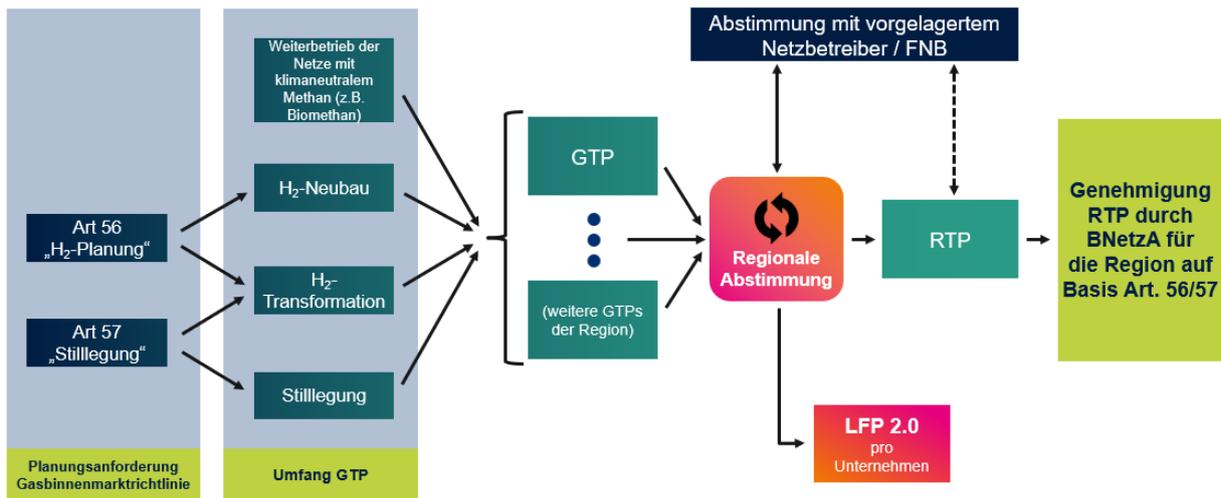


Abbildung 8: GTP-Prozess zur Planung nach Art. 56/57 mit RTP

3.5. RTP & GTP: zeitliche Abfolge

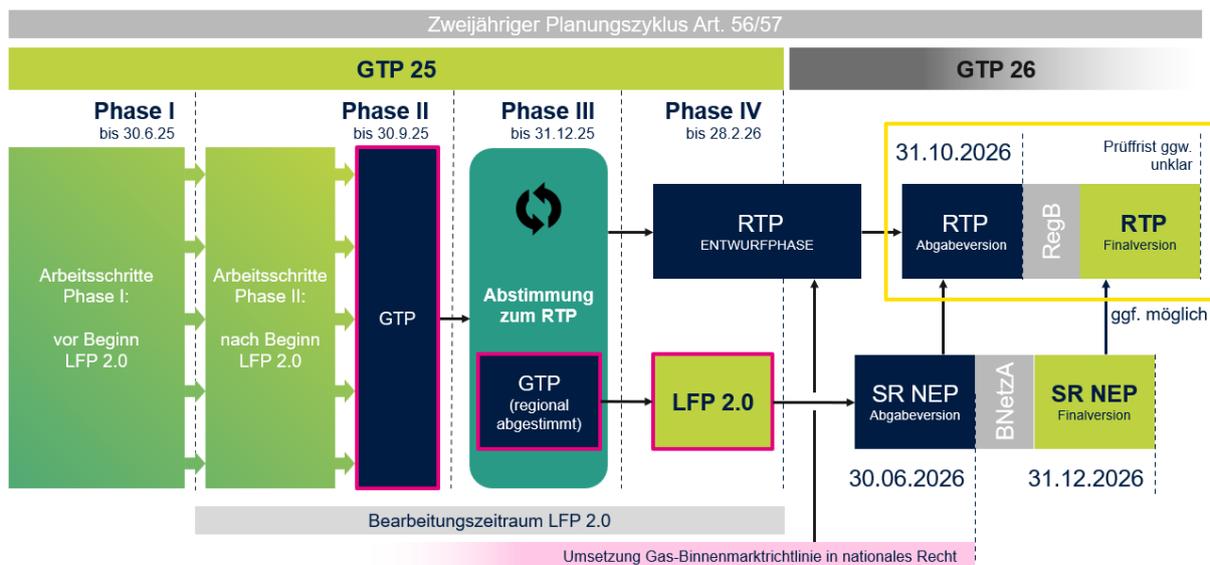


Abbildung 9: Branchenseitiges Zielbild der Zeitschiene für den GTP/RTP für 2025/2026

Die zeitliche Abfolge gemäß Abbildung 9 ergibt sich aus den Rahmenbedingungen und Anforderungen:

- Da die LFP 2.0 relevante Anforderungen an die VNB für die RLM-Analyse bereithält, ist es sinnvoll, erst nach deren Veröffentlichung am 1.7.2025 mit der RLM-Analyse zu beginnen. Um ein ausreichendes Zeitfenster für diesen Arbeitsschritt zu haben, wurde die Erarbeitungsphase für den unternehmensinternen, regional nicht abgestimmten GTP bis zum 30.9.25 erweitert. Anschließend kann die regionale Abstimmung vorgenommen werden.

- Um eine regionale Abstimmung gewährleisten zu können, muss die Regionsbildung spätestens zum Ende von Phase II (30.9.2025), besser zum Ende von Phase I (30.6.2025) abgeschlossen sein (vgl. Kapitel 7 Bildung der Regionen).
- Damit eine regional abgestimmte und mit dem RTP kohärente LFP 2.0 bis zum 28.02.26 abgegeben werden kann, ist es notwendig, dass die Abstimmung in der Region bis Jahresende 2025 abgeschlossen wird.
- Das voraussichtlich erstmögliche Abgabedatum für den RTP wäre ggf. der 31.10.2026, da dies auch die Abgabefrist für den Netzausbauplan Strom der Strom-VNB ist und so ein Planungsgleichlauf zwischen Strom und Gas gewährleistet wird.

3.6. Hinweise zur Berücksichtigung von Art. 56/57

Gegenwärtig steht die Umsetzung der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie in nationales Recht noch aus. Sie soll bis August 2026 erfolgen. Es ist jedoch sinnvoll, sie bereits vor der Umsetzung in den Planungen zu berücksichtigen. Dies erhöht die allgemeine Planungsqualität und kann ggf. eine Einreichung eines Plans gemäß Art. 56/57 bereits im Jahr 2026 ermöglichen. Die Berücksichtigung der Anforderungen nach Art. 56/57 in der Planung liegt in der Eigenverantwortung eines jeden Netzbetreibers. Da es sich um einen zumindest zweijährigen⁹ Planungsprozess handelt, behandelt der GTP 2025 nicht vollumfänglich alle Anforderungen (wie z.B. Konsultationen), sondern verortet einige im Jahr 2026. In TEIL D findet sich eine umsetzungsorientierte Einordnung der Anforderungen aus Artikel 56 und 57, anhand derer dieser Leitfaden vorgeht. Eventuelle weiterreichende oder abweichende Anforderungen aus der nationalen Umsetzung sollen nach deren Bekanntwerden – soweit zeitlich möglich – im Zuge des GTP 2026 behandelt werden.

⁹ Die Richtlinie selbst fordert einen zumindest 4-jährigen Zyklus. Es ist Konsens unter den Branchenverbänden, dass ein 2-jähriger, auf den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff abgestimmter Planungszyklus sinnvoll ist.

4. Rahmenbedingungen für die Transformationsplanung

4.1. 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 GTPs wird davon ausgegangen, dass H₂-Readiness-Maßnahmen auf Basis der in der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 verankerten Transformationseffizienz zeitnah in der Gasnetzregulierung anerkannt werden.¹⁰
- c) Leitend für die Transformationsplanung sind die Klimaziele, nicht heutige Thesen zur Mengenbereitstellung klimaneutraler Gase. Damit die entsprechenden Reduktionspotenziale umgesetzt werden können, sind die notwendigen Mengen an klimaneutralen Gasen bereitzustellen. Es ist Aufgabe der Politik, die notwendigen Rahmenbedingungen für einen erfolgreichen Hochlauf des Wasserstoffmarkts zu setzen.
- d) Für den Aufbau der notwendigen vorgelagerten Netzinfrastruktur auf Fernleitungsebene wurde mit dem Wasserstoff-Kernnetz ein wichtiger erster Schritt unternommen – die weitere bedarfsgerechte Ausgestaltung wird durch den NEP und die nun netzebenenübergreifende Koordination der Planungsinstrumente sichergestellt. Neben dem Transport über Fernleitungen kann eine signifikante Menge klimaneutraler Gase auch dezentral bereitgestellt werden.

4.2. Technische Rahmenbedingungen

- a) Abhängig von den Klimazielen auf Bundes- und ggf. Länderebene müssen die umzustellenden Abschnitte des Verteilnetzes rechtzeitig in der Lage sein, klimaneutrale Gase zu transportieren. Netze, die langfristig 100 Vol.-% H₂ transportieren sollen, müssen mit ausreichendem Vorlauf ertüchtigt werden, sodass diese zum Umstellungszeitpunkt vollständig H₂-ready sind.
- b) Die Vielfalt der klimaneutralen Gase (Wasserstoff, Biomethan, SNG, ...) sollte zielkompatibel optimal eingesetzt werden. Die gesicherte dezentrale Erzeugung ist miteinzubeziehen.
- c) Instandhaltungs- und Rehabilitationsmaßnahmen werden unabhängig von der zeitlichen Planung bereits im Rahmen der Verfügbarkeit und soweit regulatorisch abbildbar H₂-ready durchgeführt.

¹⁰ Vgl. auch Gutachten der Kanzlei Rosin Büdenbender „Rechtlicher Rahmen für eine Transformationsregulierung für Erdgasverteilernetzbetreiber“ (http://www.irn.de/daten/nur/2025-02-18_NuR_2025_Beilage_1.pdf) [abgerufen am 19.3.2025]

- d) 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 RLM-Kunden / neue Anwendungen anzuwenden bzw. Bestandskunden frühzeitig die Notwendigkeit der H₂-Readiness anzuzeigen.

4.3. Klimapolitische Rahmenbedingungen

Der GTP ist an den Deutschen Klimazielen ausgerichtet. Die umfangreichen Anforderungen aus Art. 56 / 57 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 werden im GTP vollumfänglich berücksichtigt.

4.4. Weitere Rahmenbedingungen

- a) Der GTP richtet sich an einem Mengengerüst aus, welches in verschiedenen zukünftigen Bedarfslagen die Aufrechterhaltung der derzeitigen Versorgungssicherheit sicherstellt.
- b) Die Planung nach Umstellzonen im GTP ist, nach Genehmigung der Planungen nach Art. 56/57, 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).

4.5. Hinweis zum Risikomanagement in der Energiewende

Die Autoren sind überzeugt, dass es wichtig ist, bei der Planung zur Erreichung der Klimaneutralität mögliche Umsetzungsrisiken von Anfang an mitzudenken. Großprojekte sind stets hochgradig risikobehaftet und Beispiele mit deutlicher Überschreitung des Zeit- und Finanzrahmens sind hinlänglich bekannt. Anzunehmen, dass dies für die Energiewende nicht zutrifft, wäre fahrlässig. Sämtliche Planungen zur Erreichung der Klimaneutralität sollten also so gestaltet sein, dass auch bei unvorhergesehenen Entwicklungen noch genügend Handlungsspielraum bleibt, um das Ziel der Klimaneutralität auf alternativen Wegen zu erreichen. Das bedeutet insbesondere: Auch in aktuell gasversorgten Gebieten, in denen im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung langfristig ein Verzicht auf das Gasnetz vorgesehen ist, kann es sinnvoll sein, potenzielle Bedarfe für alternative Energieversorgungen mitzudenken – insbesondere, um die bestehenden fossilen Rückfallebenen wie Erdgas und Erdöl perspektivisch zu ersetzen. Dies kann beispielsweise durch die vorsorgliche Herstellung der H₂-Readiness des Gasnetzes vor Ort geschehen. Eine derartige „Versicherung“ ist volkswirtschaftlich von überschaubaren Kosten¹¹ und reduziert das Risiko von lokal scheiternden Energiewendebestrebungen signifikant.

¹¹ Der DVGW hat für eine deutschlandweite Herstellung der H₂-Readiness die Kosten für außerplanmäßige Erneuerung auf 5,3 Mrd. € beziffert. Dies entspricht in etwa der Hälfte der jährlichen EEG-Einspeisevergütung. [<https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-netzentgelte>]

TEIL B – Der GTP 2025

5. Überblick

Der GTP 2025 begleitet die VNB in einer Übergangsphase von einem branchengetriebenen jährlichen Transformationsplan (dem GTP in den Jahren 2022 bis 2024) hin zu einer gesetzlich geregelten Transformationsplanung nach Art. 56/57 der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie.

5.1. Der GTP 2025

Gegenüber dem GTP 2024 haben sich wesentliche Inhalte des GTPs verändert. Dies zeigt sich auf allen Ebenen der Analysen und auch in der Ausgestaltung der Templates.

Was bleibt gleich?

Im GTP 2025 werden weiterhin die Kapazitätsbedarfe im Netz für CH₄ und Wasserstoff jahresscharf geplant.

Was ändert sich?

Da es sinnvoll ist, nicht mehrere parallele Planungssysteme bedienen zu müssen, ist der GTP nun darauf ausgerichtet,

- Die Datenbasis für die vertraglich verpflichtend durchzuführende **Langfristprognose** (LFP 2.0) gemäß Kooperationsvereinbarung Gas (KoV) zu erarbeiten¹² und
- als unternehmensindividuelle Eingangsgröße für die **Regionale Transformationsplanung (RTP)** zu dienen, in der die Anforderungen nach Art. 56/57 erfüllt werden sollen.
- Der Umfang der Rückmeldung an H2vorOrt wird deutlich reduziert, da die jahresscharfe Mengen- und Leistungsplanung nicht mehr separat an H2vorOrt gemeldet, sondern durch LFP und RTP abgedeckt wird.

Der Bearbeitungszeitraum für die LFP 2.0 beginnt offiziell Anfang Juli 2025. Die in diesem Dokument referenzierten Informationen zur LFP 2.0 basierten in Version 1.0 auf Arbeitsständen und wurden in Version 1.1 des Leitfadens auf die finalen Anforderungen der LFP 2.0 angepasst.

Weiterentwicklung der vier Analysepfade

Die aus den GTPs 2022 bis 2024 bekannten Analysen:

- Kapazitätsanalyse
- Einspeiseanalyse

¹² Die Rückmeldung der LFP erfolgt hierbei nicht an H2vorOrt sondern wie gewohnt entlang der Netzbetreiberkaskade.

- Kundenanalyse
- Technikanalyse

wurden für den GTP 2025 überarbeitet und neu geordnet.

Zur besseren Übersicht wurde die bisherige Kapazitätsanalyse in mehrere Teile zerlegt:

- Netztopologische Analyse
- Austausch zur Kapazitätsbereitstellung von H₂ durch den vorgelagerten Netzbetreiber/FNB sowie Erstellung einer internen „Basisprognose“ (entspricht der „reinen“ Kapazitätsanalyse)
- Netzplanung/Aggregation aller Komponenten

Die „reine“ Kapazitätsanalyse wurde wiederum mit der Einspeiseanalyse zusammengefasst. Die Kundenanalyse wird aus prozessualen Gründen in SLP- und RLM-Kunden getrennt. Übergeordnet steht die Bildung der Regionen für den RTP und somit ergibt sich folgendes Bild:

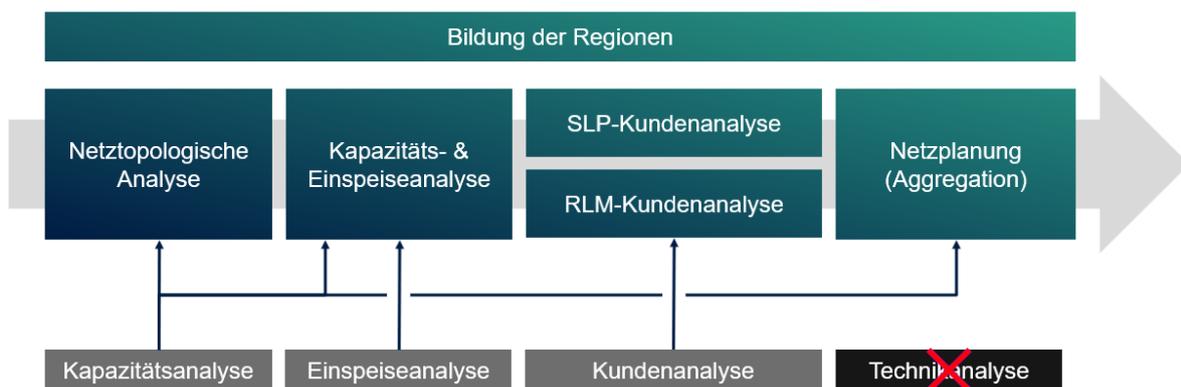


Abbildung 10: Weiterentwicklung der GTP-Analysen

Die Technikanalyse ist nicht mehr Bestandteil des GTPs 2025

Um eine Transformation des Netzes zu Wasserstoff durchzuführen, ist ein detailliertes Wissen über den Zustand des eigenen Netzes und der durchzuführenden Ertüchtigungsmaßnahmen notwendig. In den GTPs 2022 bis 2024 wurden die Netzkomponenten, Rohrmaterialien und netztechnischen Anlagen im Rahmen der Technikanalyse schrittweise beleuchtet. Viele GTP-Teilnehmer haben inzwischen einen klaren Blick auf die notwendigen Maßnahmen und teils auch die damit verbundenen Kosten, andere GTP-Teilnehmer sind gegenwärtig noch in der finalen Erarbeitung dieser Positionen. Sollten Sie den GTP 2025 erstmalig durchführen, empfehlen wir Ihnen, mit diesen Analysen auch als Grundlage für den GTP 2025 zeitnah zu beginnen.

Da eine weiterführende individuelle Unterstützung durch den GTP weder leistbar noch zielführend ist, ist die Technikanalyse ab 2025 nicht mehr Bestandteil des GTP. Wir empfehlen den Netzbetreibern das einschlägige Regelwerk und weiterführende Informationsangebote des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs (DVGWs) und die Fachexpertise seiner Institute.

5.2. Zeitplan

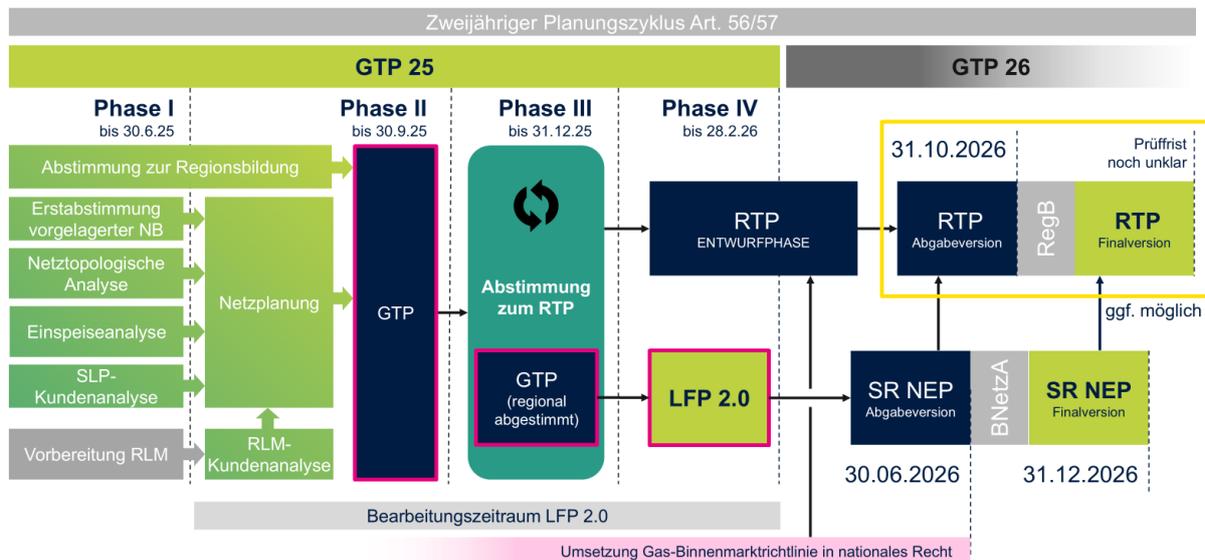


Abbildung 11: Branchenseitiges Zielbild der Zeitschiene für den GTP/RTP für 2025/2026 (Detaillierung von Abbildung 9 aus Kapitel 3.5)

Um Mehrfachanfragen und -meldungen zu vermeiden, wird die RLM-Analyse mit der Großkundenabfrage der Langfristprognose („LFP 2.0“) kombiniert. Dementsprechend ist der Start dieser auch erst mit Vorliegen der Anforderungen der Langfristprognose zum 1. Juli 2025 möglich (Phase I). Entsprechend wird der Schritt der Planung (Aggregation) ebenso bis zum 30.9.25 nach hinten verschoben (Phase II). Die Ergebnisse der Planung gehen bis Ende 2025 in die Abstimmung zum RTP (Phase III). Die auf der Abstimmung basierende angepasste Planung dient wiederum als Grundlage für die Meldung der Langfristprognose (Phase IV).

Hierdurch ergeben sich die in Abbildung 11 dargestellten vier Phasen des GTP 2025.

5.3. Zielbild und anvisiertes Ergebnis (RTP, LFP 2.0)

Der GTP 2025 zielt wie die bisherigen GTPs auf die Transformation der Verteilnetze zur Klimaneutralität ab. Dies erfolgt nun durch eine engere Verzahnung mit der Planung der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Artikel 56/57 des Gasbinnenmarktpakets und parallel über eine überarbeitete Form der Langfristprognose gemäß KoV, die in den Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans der Fernleitungsnetzbetreiber eingeht. Große Teile der Rückmeldung der bisherigen GTPs werden durch die Meldung im Rahmen der LFP 2.0 sowie die Abstimmung in der Region ersetzt.



Abbildung 12: Umfang des GTP 2025¹³

5.3.1. INPUT FÜR PLANUNG GEMÄß ART. 56/57 BZW. RTP

Dieser Teil des GTPs überführt die Planungskonzepte der vergangenen GTPs in eine Planungsform, die sich an den europäischen Vorgaben ausrichtet. Das Konzept der Umstellzonen aus dem GTP erlaubt es, Transformation und Stilllegung umsetzungsorientiert geographisch zu planen und trägt so der tatsächlichen Umstellung oft besser Rechnung als eine Betrachtung nur nach Netzkopplungspunkten bzw. Ausspeisezonen. Hinzu kommen nun Anforderungen gemäß Art. 56/57 – diese werden in TEIL D eingeordnet und in Kapitel 0 hinsichtlich der konkreten Umsetzung beleuchtet.

5.3.2. LANGFRISTPROGNOSE 2.0

Die Rahmenbedingungen und Anforderungen der LFP 2.0 wurden am 16.07.2025 per BDEW/VKU/GEODE-Verbändeanschreiben veröffentlicht.

1) Grundsätzliche Bestandteile der LFP 2.0

In der Langfristprognose werden folgende Aspekte abgefragt:

- Prognose H₂ in Leistung und Menge, Prognose CH₄ in Leistung und Menge
 - pro Ausspeisezone (ASZ)/Netzkopplungspunkt (NKP)
 - pro Jahr ab 2027 bis 2045 sowie für 2050
- Prognose der Einspeiseleistung und -mengen für

Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas
 Synthetisches Methan
 Wasserstoffbeimischung in das Methannetz
 Wasserstoff in ein bestehendes / zukünftiges H₂-Netz

 - pro Ausspeisezone (ASZ)/Netzkopplungspunkt (NKP)
 - pro Jahr ab 2027 bis 2045 sowie für 2050

¹³ Zu Umstellzonen siehe Kapitel 0

- Details zu Großkunden, d.h. RLM-Kunden > 20 MWh/h Leistung (als Nachfolger der „WEB“-Abfrage)

2) Aufschlüsselung der Prognosen

Zudem werden die Prognosen für H₂ und CH₄ pro ASZ/NKP weiter aufgeschlüsselt:

- Gesamtleistung und -mengen H₂ und CH₄ gemeinschaftlich nach Härtegraden H₂ (gesichert, HG I – III) und gesichert verbleibendem CH₄
- Gesamtleistung H₂ und CH₄ separat nach Sektoren sowie Gesamtmengen H₂ nach Sektoren

Ausspeisezone / Netzkopplungspunkt		
Bezeichnung	2027	...
Gesamtleistung Wasserstoff (H2) und Methan (CH4) pro Ausspeisezone/NKP	0 kWh/h	
davon H2-gesicherter Bedarf	0 kWh/h	
davon H2-HG 1	0 kWh/h	
davon H2-HG 2	0 kWh/h	
davon H2-HG 3	0 kWh/h	
davon CH4 (gesichert verbleibend)	0 kWh/h	
Gesamtleistung H2 pro Ausspeisezone/NKP (alle Härtegrade (H2-HG) inkl. H2-gesicherter Bedarf)	0 kWh/h	
davon Sektor 1 (Kraftwerke/Umwandlung)	0 kWh/h	
davon Sektor 2 (Industrie)	0 kWh/h	
davon Sektor 3 (Gewerbe/Handel/Dienstleistung)	0 kWh/h	
davon Sektor 4 (Haushalte)	0 kWh/h	
davon Sektor 5 (Verkehr)	0 kWh/h	
Kontrollzeile (muss die Summe aller H2-Sektoren ergeben)	0 kWh/h	
Gesamtleistung CH4 pro Ausspeisezone/NKP	0 kWh/h	
davon Sektor 1 (Kraftwerke/Umwandlung)	0 kWh/h	
davon Sektor 2 (Industrie)	0 kWh/h	
davon Sektor 3 (Gewerbe/Handel/Dienstleistung)	0 kWh/h	
davon Sektor 4 (Haushalte)	0 kWh/h	
davon Sektor 5 (Verkehr)	0 kWh/h	
Kontrollzeile (muss die Summe aller CH4-Sektoren ergeben)	0 kWh/h	
Gesamtmengen Wasserstoff und Methan pro Ausspeisezone/NKP	0 kWh	
davon H2-gesicherter Bedarf	0 kWh	
davon H2-HG 1	0 kWh	
davon H2-HG 2	0 kWh	
davon H2-HG 3	0 kWh	
davon CH4 (gesichert verbleibend)	0 kWh	
Gesamtmengen H2 pro Ausspeisezone/NKP (alle Härtegrade (H2-HG) inkl. H2-gesicherter Bedarf)	0 kWh	
davon Sektor 1 (Kraftwerke/Umwandlung)	0 kWh	
davon Sektor 2 (Industrie)	0 kWh	
davon Sektor 3 (Gewerbe/Handel/Dienstleistung)	0 kWh	
davon Sektor 4 (Haushalte)	0 kWh	
davon Sektor 5 (Verkehr)	0 kWh	
Kontrollzeile (muss die Summe aller H2-Sektoren ergeben)	0 kWh	

Abbildung 13: Auszug aus dem LFP 2.0 Template

Unter Härtegraden wird eine Einteilung der Bedarfe nach der Wahrscheinlichkeit ihrer Realisierung verstanden. Diese erfolgt anhand folgender Definition:

Härtegrade H ₂ in der LFP 2.0	Für Bestand und zukünftige Kunden	
	RLM & ggf. große SLP mit Prozessgas	SLP (Rest)
	Kraftwerke / Industrie / Mittelstand	GHD / Gebäude
HG 3 möglich	<p>... enthält die Bedarfe aller RLM-Kunden, bei denen eine Versorgung mit H₂ grundsätzlich möglich ist, d.h. die</p> <ul style="list-style-type: none"> a) zukünftig nicht durch Biomethan oder anderes klimaneutrales Methan versorgt werden sollen, b) Methan nicht stofflich einsetzen, c) gegenüber dem Netzbetreiber keinen Wegfall des Methanbedarfs aufgezeigt haben oder d) nicht in Härtegrad 1 oder 2 fallen 	<p>... enthält die Bedarfe von Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, in Gebieten, für die</p> <ul style="list-style-type: none"> a) im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung ein Prüfgebiet veröffentlicht wurde oder eine dezentrale Wärmeversorgung oder Wärmenetzgebiete geplant wurden und die vom Netzbetreiber nicht als gesichert angesehen werden oder in denen zumindest eine Teilverversorgung mit Wasserstoff für möglich gehalten wird oder b) keine kommunale Wärmeplanung vorliegt und für die der Netzbetreiber eine mit lit. a) vergleichbare Abschätzung vornehmen kann.
HG 2 Wahrscheinlich (>50%)	<p>... enthält die Bedarfe aller Kunden, für die eine abgeschlossene schriftliche Vereinbarung, insbesondere eine Absichtserklärung oder eine vom Kunden freigegebene Gesprächsdokumentation vorliegt, in der dieser gegenüber dem Netzbetreiber erklärt, dass er an der Lieferung von Wasserstoff interessiert ist, wenn perspektivisch</p> <ul style="list-style-type: none"> • die netzseitige Kapazität verfügbar ist und • ein H₂-Lieferant verfügbar ist, der H₂ zu einem marktgerechten Preis anbietet 	<p>... enthält die Bedarfe von Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, in Gebieten, für die RLM-Kunden des Härtegrads 2 existieren.</p>
HG 1 sehr wahrscheinlich (ca. 80%)	<p>... enthält die Bedarfe aller Kunden, für die</p> <ul style="list-style-type: none"> a) ein konkretes netzplanerisches Umsetzungskonzept erarbeitet wurde, das in der Netzbetreiberkaskade am jeweiligen Netzkopplungspunkt bzw. in der jeweiligen Auspeiszone einvernehmlich abgestimmt wurde, oder b) eine über Härtegrad 2 hinausgehende schriftliche Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Kunde mit finanzieller Komponente, z. B. Plankostenzuschuss, geschlossen wurde 	<p>... enthält die Bedarfe von Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, in Gebieten, für die</p> <ul style="list-style-type: none"> a) im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung Wasserstoffnetzgebiete veröffentlicht wurden oder in denen RLM-Kunden mit Härtegrad 1 existieren, oder b) keine kommunale Wärmeplanung vorliegt und für die der Netzbetreiber eine mit lit. a) vergleichbare Abschätzung vornehmen kann.
gesichert	<p>Ein gesicherter Wasserstoffbedarf von Kunden liegt vor, wenn eine konkrete Kapazitätsreservierung bzw. -buchung vorliegt oder ein Vertrag zur Festlegung der technischen Parameter zur Herstellung des Netzanschlusses, der Übernahme der damit verbundenen Kosten und Festlegung des Termins der technischen Inbetriebnahme oder eine substantielle Förderung mit öffentlichen Geldern (z. B. IPCEI-Projekte) existiert.</p>	

Abbildung 14: Härtegrade der H₂-Bedarfe in der LFP 2.0

Weitere Details hierzu und zur Aufschlüsselung nach Sektoren finden sich in Kapitel 12.1.

5.4. Ergebnisdokumente und Templates

Basierend auf dem Zeitplan ergeben sich folgende Ergebnisdokumente im Zeitverlauf:

- **Ende Phase II (30.9.25):**
GTP (LFP 2.0 + Erstentwurf für Art. 56/57 (Input RTP)) – unabgestimmt
- **Ende Phase III (31.12.25):**
GTP (LFP 2.0 + Erstentwurf für Art. 56/57 (RTP)) – regional abgestimmt

Die im GTP erarbeiteten Plandaten für den RTP (Art. 56/57) und die LFP 2.0 werden nicht an H2vorOrt zurückgemeldet, sondern dienen der Abstimmung in der Region, der regionalen Erstellung des RTP und der Meldung der LFP 2.0.

Dementsprechend findet im Jahr 2025 die zentrale Konsolidierung der Plandaten durch H2vorOrt nicht mehr statt. Andere Bestandteile der bisherigen Rückmeldung durch den VNB bleiben jedoch erhalten und werden um eine stark aggregierte Rückmeldung zur Netzplanung ergänzt.

Folgende Templates sind im Rahmen des GTP 2025 relevant:

5.4.1. TEMPLATE ZUR RÜCKMELDUNG DER LFP 2.0

Die Langfristprognose 2.0 wird, wie auch in den Vorjahren, jeweils an den vorgelagerten Netzbetreiber gemeldet und entlang der Netzbetreiberkaskade konsolidiert.

Das notwendige Template wurde am 16. Juli mit Verbändeanschriften zur LFP 2.0 zugänglich gemacht.

5.4.2. GTP-RTP-TEMPLATE FÜR DIE ABSTIMMUNG IN DER REGION

Es wird ein Template für die GTP-Planung bereitgestellt, das als Grundlage für die Abstimmung in der Region dienen kann (GTP-RTP-Template).

Zudem kann es für die Basisprognose verwendet werden. Die Basisprognose ist eine erste interne Prognose, die anschließend durch die Kundenanalysen und die Abstimmung in der Region angepasst wird (siehe Kapitel 9.4). Mit Veröffentlichung des Templates für die LFP 2.0 kann auch direkt mit diesem gearbeitet werden.

5.4.3. TEMPLATES ZUR RÜCKMELDUNG AN H2VORORT IM RAHMEN DES GTP

Folgende einzelne Informationen werden 2025 an H2vorOrt für den Bericht 2025 zurückgemeldet:

- **Rückmeldetemplate „Region“** (Rückmeldung nicht pro VNB sondern eine gemeinsame Rückmeldung für alle Unternehmen der Region) [neu, siehe Kapitel 7.4]:
In diesem Reporting wird die Region geographisch gefasst, indem abgefragt wird, welche Gemeinden zur Region gehören. Hierfür werden die innerhalb der Region liegenden Gemeinden mittels Angabe des Amtlichen Gemeindegeschlüssel (AGS) und des dort zuständigen Netzbetreibers aufgelistet. Zudem werden die in der Region beteiligten FNBs angegeben.
- **Rückmeldetemplate „VNB“** (Rückmeldung pro VNB):

- Einspeisebegehren 2024 [wie im GTP 2024, siehe Kapitel 9.3.4]
- Ergebnisse der Kommunengespräche [wie im GTP 2024, siehe Kapitel 10.1.4]
- Aggregierte Zahlen zur Umstellungsplanung des VNB [neu, siehe Kapitel 12.3]

Hinweis: Aufgrund des veränderten Zeitrahmens ist die **Rückmeldefrist für 2025** nicht der 30. Juni, sondern der **30. September 2025**.

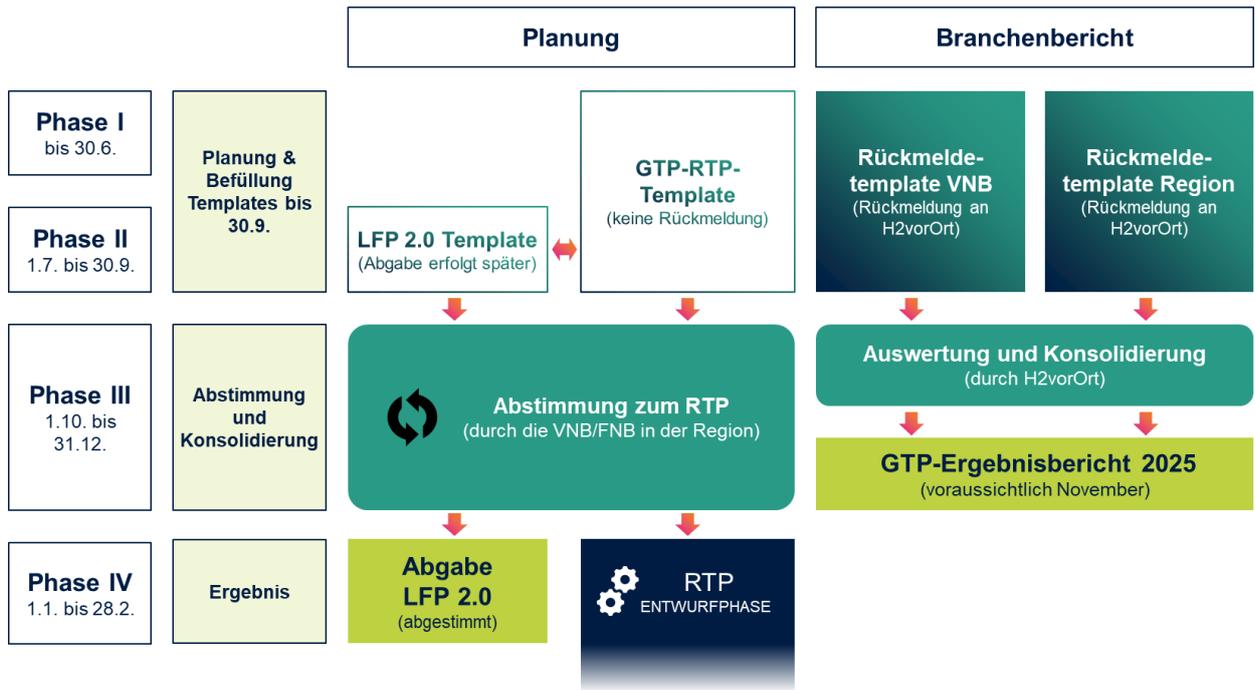


Abbildung 15: Übersicht über Templates und Rückmeldungen im GTP 2025

6. Projektcheckliste GTP-Erstellung 2025

Die Projektcheckliste ist zeitlich in Phasen unterteilt. Dabei gilt:

- ✓ Sollten Sie erst nach Ende einer Phase mit dem GTP beginnen, berücksichtigen Sie – bis auf Rückmeldungen deren Frist verstrichen ist – bitte alle Tätigkeiten vergangener Phasen.
- ✓ Die Nummerierung innerhalb der einzelnen Phasen dient primär der Übersichtlichkeit und einer logischen, aber nicht strikten Reihenfolge. In vielen Fällen sind die Aufgaben parallelisierbar.
- ✓ Teilnehmer vorheriger GTPs können an vielen Stellen auf bestehenden Ergebnissen aufbauen.

6.1. Phase I – Basisprognose und Beginn Kundenanalyse (bis 30.6.2025)

1. Erstabstimmung mit den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern und Regionsbildung
Sprechen Sie, falls noch nicht geschehen, zu Beginn mit Ihren vor- und nachgelagerten Netzbetreibern:
 - a. Erkundigen Sie sich nach den möglichen Zeitfenstern zur Bereitstellung von H₂ durch den vorgelagerten Netzbetreiber (siehe Kapitel 9.1).
 - b. Initiieren Sie, falls dies noch nicht durch einen anderen Netzbetreiber geschehen ist, den Prozess zur Regionsbildung (siehe Kapitel 7).
 - c. Führen Sie ein entsprechendes Gespräch auch mit ihren nachgelagerten Netzbetreibern durch (siehe Kapitel 9.2)
2. Führen Sie die netztopologische Analyse durch und unterteilen Sie Ihr Netzgebiet in Umstellzonen (siehe Kapitel 8).
3. Führen Sie die Einspeiseanalyse durch (siehe Kapitel 9.3).
4. Erstellen Sie eine Basisprognose (siehe Kapitel 9.4).
5. Terminieren Sie Gespräche mit allen RLM-Kunden ab einschließlich 20 MWh/h für Phase II, terminieren Sie soweit möglich auch Gespräche mit allen anderen größeren sowie mittleren RLM-Kunden (Zeitraum Juli, August und ggf. September; siehe Kapitel 0).
6. Beginnen Sie mit der SLP-Analyse: Überprüfen Sie, ob es in Ihren Konzessionskommunen eine abgeschlossene bzw. sich in Erstellung befindliche kommunale Wärmeplanung gibt. Falls Sie die Position der Kommunen zu einer zukünftigen Versorgung mit klimaneutralen Gasen nicht aus fortlaufenden Gesprächen kennen, initiieren Sie derartige Gespräche (siehe Kapitel 10.1).
7. Falls sie hinreichend konkrete Transformationsprojekte haben, stimmen Sie, sofern dies noch nicht geschehen ist, Ihre netzplanerischen Umsetzungskonzepte entlang der Netzbetreiberkaskade “aufwärts” ab (siehe Kapitel 11).

6.2. Phase II – GTP-Entwurf und Rückmeldung (bis 30.9.2025)

1. Führen Sie die RLM-Analyse durch. Führen Sie Gespräche mit allen Kunden ≥ 20 MWh/h und möglichst auch vielen weiteren. Für VNBs mit vielen RLM-Kunden kann eine schriftliche Erhebung bei den kleineren RLM-Kunden sinnvoll sein. Die Anforderungen aus der LFP 2.0 sind hierbei im vollen geforderten Maße zu bedienen (siehe Kapitel 0).
2. Setzen Sie die SLP-Analyse fort und schließen Sie sie ab. Passen Sie sie – wo sinnvoll – anhand der Erkenntnisse aus der RLM-Analyse an (siehe Kapitel 10.1.3).
3. Falls sich aus der RLM- und SLP-Kundenanalyse konkrete Transformationsvorhaben ergeben, erstellen Sie entsprechende netzplanerische Umsetzungskonzepte und stimmen Sie sie entlang der Netzbetreiberkaskade ab. Überprüfen Sie ebenso bestehende netzplanerische Umsetzungskonzepte auf Basis der RLM- und SLP-Analyse, passen Sie sie ggf. an und stimmen Sie relevante Änderungen ab (siehe Kapitel 11).
4. Schließen Sie die Regionsbildung mit ihren vor- und nachgelagerten bzw. benachbarten Netzbetreibern ab, so dass ab 01.10.2025 mit der regionalen Abstimmung begonnen werden kann. Bei Bedarf (z.B. durch Erkenntnisse aus der Abstimmung) können die Regionen auch später gezielt angepasst werden (siehe Kapitel 7).

GTP-Entwurf (unabgestimmt) (5. & 6.)

5. Erstentwurf LFP 2.0:
 - a. Passen Sie Ihre Basisprognose auf Ebene NKP/ASZ auf Basis der Ihnen aus den Kundenanalysen vorliegenden Informationen an. Für die H₂-Prognose sollte additiv nach Härtegrad H₂ vorgegangen werden (Gesamtleistung H₂ = gesichert + HG1 + HG2 + HG3, siehe b.). Behandeln Sie CH₄ entsprechend der LFP-Vorgaben.
 - b. Ordnen Sie Ihre Kunden den Härtegraden zu und aggregieren Sie sie entsprechend auf Ebene NKP/ASZ (siehe Kapitel 12.1). Richten sie die Einteilung insbesondere an Ihren netzplanerischen Umsetzungskonzepten aus.
 - c. Ordnen Sie ihre Kunden den Sektoren zu und aggregieren Sie sie entsprechend auf Ebene NKP/ASZ, bzw. unterteilen Sie Ihre Prognose pro NKP/ASZ in Sektoren (siehe Kapitel 12.2)
6. Erstentwurf RTP-Input:
 - a. Übertragen sie Ihre LFP 2.0-Planung auf Umstellzonen (siehe Kapitel 12.4)
 - b. Passen Sie hierbei Ihre Umstellzonen bei Bedarf auf Basis Ihrer netzplanerischen Umsetzungskonzepte an.

Rückmeldung für GTP-Branchenbericht (7. & 8.)

7. **Rückmeldung** „Rückmeldetemplate VNB“
 - a. Füllen Sie Ihre Kontaktdaten im Arbeitsblatt „1 Unternehmensdaten“ des Templates aus.

- b. Befüllen Sie das Arbeitsblatt „2 Einspeisebegehren“ mit den Daten für 2024 aus der Einspeiseanalyse (siehe Kapitel 9.3.4).
- c. Tragen Sie die aggregierten Ergebnisse Ihrer Kommunengespräche in das Arbeitsblatt „3 Kommunen“ ein (siehe Kapitel 10.1.4).
- d. Befüllen Sie das Arbeitsblatt „4 Umstellungsplanung“ auf Basis Ihres aktuellen Planungsstands (siehe Kapitel 12.3).
- e. Senden Sie das vollständig befüllte Template bis 30.9.2025 an gtp-h2vorort@dvgw.de, benenn Sie die Datei „VNB_XXX.xlsx“ wobei XXX für Ihren Firmennamen steht.

8. Rückmeldung „Rückmeldetemplate Region“

- a. Erstellen Sie pro Region, in der Sie tätig sind, eine Liste aller Gemeinden, welche dort in Ihrem Netzgebiet liegen. Befüllen Sie pro Region, in der Sie tätig sind, jeweils separat eine Kopie des „Rückmeldetemplate Region“. Geben Sie hierbei jeweils auch die amtlichen Gemeindeschlüssel der Gemeinden an (hier kann die Liste der Gemeindeschlüssel im Template helfen).
- b. Bestimmen Sie gemeinschaftlich pro Region ein für die Region rückmeldendes Unternehmen, das die einzelnen Templates der VNBs der Region zu einem Gesamttemplate für die Region konsolidiert und die in der Region tätigen FNBs ergänzt. Die Konsolidierung kann auch durch einen FNB geschehen.
- c. Das für die Region rückmeldende Unternehmen schickt das konsolidierte Template bis 30.9.2025 an gtp-h2vorort@dvgw.de. Benennen Sie die Datei „Region_XXX.xlsx“ wobei XXX für den Namen steht, den Sie Ihrer Region gegeben haben.

6.3. Phase III – Regionale Abstimmung (bis 31.12.2025)

1. Stimmen Sie sich mit den anderen Netzbetreibern Ihrer Region hinsichtlich Ihrer Transformationspläne ab (siehe Kapitel 13.1): Identifizieren Sie mögliche Planungskonflikte und lösen Sie diese gemeinschaftlich auf, stellen Sie ein möglichst kohärentes Bild in der Region und entlang der Netzbetreiberkaskaden her.

GTP-Entwurf (abgestimmt) (2. & 3.):

2. Passen Sie bei Bedarf Ihre Planung und Ihre netzplanerischen Umsetzungskonzepte entsprechend an.
3. Finalisieren Sie ihre Inhalte zur Meldung für die LFP 2.0 auf Basis der nun erfolgten Abstimmung.

6.4. Phase IV – Abgabe LFP 2.0 (bis 28.2.2026) und Beginn Erarbeitung RTP

1. Melden Sie Ihre LFP 2.0 rechtzeitig vor Fristende. Rechnen Sie hierbei bitte mit ein, dass bei vorgelagerten Netzbetreibern, sofern dies nicht schon vollumfänglich im Rahmen der regionalen Abstimmung passiert ist, jeweils Konsolidierungsaufwände anfallen und für diese Netzbetreiber die gleiche Frist gilt (siehe Kapitel 14.1).
2. Beginn des RTP-Entwurfs: Beginnen Sie basierend auf der Abstimmung mit der Ausgestaltung der für 2026 in der Region zur Genehmigung (Art. 56/57) angedachten RTP-Entwurfs auf Basis netzplanerischer Umsetzungskonzepte (siehe Kapitel 14.2). Hiermit kann bei zeitlicher Knappheit auch nach Abschluss der LFP 2.0 begonnen werden.

7. Bildung der Regionen

Die regionale Abstimmung ist ein wesentlicher und notwendiger Teil einer netzebenenübergreifend abgestimmten Planung. Die Bildung von Regionen sollte daher zeitnah und mit der notwendigen Priorität angegangen werden.

7.1. Gründe für die Regionsbildung

In der EU-Richtlinie ist die Planung in Regionen optional in Art. 56 / 57 angelegt. Da sich die Transformation nach netztopologischen Gegebenheiten richten sollte, ist es sinnvoll, hier bei Bedarf auch über die Unternehmensgrenzen hinweg und insbesondere entlang der Netzbetreiberkaskade zu planen. Das Ziel ist, die Planung an einer späteren operativen Umstellung auszurichten. Siehe auch Kapitel 3.2.

7.2. Rahmenparameter

Für die Bildung der Regionen können folgende Rahmenparameter herangezogen werden:

- Eine Regionsbildung soll idealerweise bis zum 30.6.25 erfolgen, aber spätere Korrekturen sind möglich. Spätestens zum 30.9.25 müssen diese für die regionale Abstimmung vorliegen.
- Regionen sind netztopologisch zu bilden.
- Der Zuschnitt der RTP-Regionen wird in Abstimmung zwischen VNB und FNB bzw. vorgelagertem Netzbetreiber bestimmt und nicht deutschlandweit vorgegeben. Die gesamte Netzbetreiberkaskade ist dabei zu berücksichtigen. Eine Region kann im einfachsten Fall das zusammenhängende Netzgebiet eines regionalen Verteilnetzbetreibers mit bestehender Netzbetreiberkaskade sein – vorausgesetzt, es bestehen keine weiteren netztopologischen Besonderheiten. Potenzielle zukünftige Wasserstoffnetzbetreiber, zu denen heute keine Leitungsverbindung besteht, sind, wo sinnvoll, miteinzubeziehen.
- Regionen sind die Basis für die spätere Genehmigung gem. Art. 56/57 via RTP
- Regionen bewegen sich im Spannungsbereich der möglichen H₂-Versorgung und der Anforderungen der Kunden, die möglichst optimal versorgt werden wollen
 - Regionen richten sich wesentlich nach der Bereitstellung von H₂ über die FNB-Ebene und dem Umstellungsprozess; hierfür kann die gegenwärtige Erdgasversorgung als Orientierung dienen.
 - Größere Regionen sind teils aus netztopologischen Gründen notwendig
 - Kleine Regionen können besser auf Kundenbedarfe eingehen (insb. wann die Umstellung stattfindet), da potenziell die Vielfalt der Anforderungen mit der Größe der Regionen wächst und zu Anforderungskonflikten führen kann (diese Aufzulösen ist ein zentraler Punkt der regionalen Planung);

- Abstimmungen in kleineren Regionen mit wenigen Beteiligten sind operativ leichter möglich.
- Im Falle von geloopten Leitungen, bei denen ein Strang auf H₂ umgestellt wird, ist es möglich, eher kleine und kundenorientierte Regionen (z.B. auf Basis Ausspeisezonen/NKPs) zu bilden.
- Bei Bedarf kann der Regionszuschnitt zu einem späteren Zeitpunkt angepasst werden, um neuen Erkenntnissen gerecht zu werden.

Ein Beispiel eines Anforderungskonflikts in einer Region findet sich in Abbildung 24 in Kapitel 13.3.

7.3. Prozess

Der Prozess der Regionsbildung im GTP (idealerweise bis 30.6.2025, spätestens bis 30.9.2025) sollte wie folgt aussehen:

1. Falls der VNB noch nicht diesbezüglich kontaktiert wurde, nimmt er selbst Kontakt mit seinen vorgelagerten Netzbetreibern bzgl. aller seiner netztopologisch trennbaren Netzgebiete auf – ggf. auch mit nahegelegenen zukünftigen H₂-FNBs.
2. Klärung, welche weiteren VNB netztopologisch ebenso für die Diskussion des Regionszuschnitts wichtigen Input haben:
 - „Parallele“ VNB, die am selben vorgelagerten Netzbetreiber angeschlossen sind
 - Komplexere Strukturen bei nachgelagerten VNBs, die mehrere Netzkopplungspunkte und ggf. mehrere vorgelagerte Netzbetreiber haben
3. Bildung einer Austauschrunde mit allen beteiligten FNBs und VNBs und gemeinschaftliche Erarbeitung und Abstimmung der Region(en)
4. Kleine Netzbetreiber ohne direkte Anbindung an einen FNB und ohne besondere netztopologische Komplexität werden bei der Regionsbildung über ihren vorgelagerten Netzbetreiber berücksichtigt und anschließend über ihre Zugehörigkeit zu einer Planungsregion informiert.¹⁴ Sie werden im Folgenden in den weiteren regionalen Planungsprozess durch ihren vorgelagerten Netzbetreiber eingebunden.

¹⁴ Hierbei handelt es sich insbesondere um z.B. kleine Verteilnetzbetreiber mit nur einem vorgelagerten Netzbetreiber und mit nur wenigen RLM-Kunden. Dies betrifft jedoch nur die Zuordnung zu einer netztopologischen Region. In der folgenden regionalen Abstimmung sind alle Netzbetreiber angemessen miteinzubeziehen.

7.4. Rückmeldung: Regionen auf Ebene Amtlicher Gemeindeschlüssel

Im GTP 2025 wird pro Region der Regionszuschnitt zurückgemeldet (Rückmeldetemplate Region). Dies geschieht in Form einer Excel-Datei, in der eine Zuordnung von Amtlichem Gemeindeschlüssel zu dem die Gemeinde versorgenden VNB und der Region getätigt wird. Ebenso werden die beteiligten FNB angegeben. Die Rückmeldung geschieht einmalig pro Region durch einen VNB oder FNB der diese Aufgabe für die gesamte Region übernimmt (siehe Kapitel 6.2, Nr. 8).



TEMPLATE: Die Regionszuschnitte werden über das „Rückmeldetemplate Region“ zurückgemeldet. Benennen Sie die Datei „Region_XXX.xlsx“ wobei XXX für den Namen steht, den Sie Ihrer Region gegeben haben.

Beispielmeldung (aus Platzgründen sehr klein gehalten):

Bezeichnung Region	Musterregion	
Einreichender Ansprechpartner		
Name, Vorname:	Mustermann, Mareike	
Unternehmen	Energieversorgung Musterstadt AG	
Telefonnummer:	0180 123456	
E-Mail-Adresse:	Muster@SW-Musterstadt.de	
Teilnehmende VNB		
Unternehmensname (rechtlich korrekt)	besteht mind. 1 NKP mit einem FNB?	AGS ausgefüllt?
1. Energieversorgung Musterstadt AG	ja	ja
2. Stadtwerke Nachbarstadt GmbH & Co. KG	ja	ja
3. Regio Regionalversorger GmbH	ja	ja
4. SW Kleinstadt GmbH	nein	ja
5.		

Teilnehmende FNB	
Unternehmensname	
1.	MusterFNB GmbH
2.	

Gemeindename	Amtlicher Gemeindeschlüssel (8-stellig)	VNB
Drei Gleichen	16067089	Energieversorgung Musterstadt AG
Dörpling	01051023	Energieversorgung Musterstadt AG
Göttin	01053035	Energieversorgung Musterstadt AG
Lederhose	16076042	Stadtwerke Nachbarstadt GmbH & Co. KG
Reddelich	13072083	Stadtwerke Nachbarstadt GmbH & Co. KG
Haselund	01054041	SW Kleinstadt GmbH
Brücken-Hackpüffel	15087101	Regio Regionalversorger GmbH
Großenbrode	01055017	Regio Regionalversorger GmbH
Biersdorf am See	07232015	Regio Regionalversorger GmbH
Fiefbergen	01057020	Regio Regionalversorger GmbH
Bollendorf	07232019	Regio Regionalversorger GmbH
Borgwedel	01059012	Regio Regionalversorger GmbH
Dingdorf	07232216	Regio Regionalversorger GmbH
Weinsheim	07232226	Regio Regionalversorger GmbH
Kuhs	13072061	Regio Regionalversorger GmbH
Güster	01053048	Regio Regionalversorger GmbH
Roggentin	13072087	Regio Regionalversorger GmbH
Klausdorf	13073044	Regio Regionalversorger GmbH
Firrel	03457009	Regio Regionalversorger GmbH
Havekost	01053052	Regio Regionalversorger GmbH
Hohenhorn	01053053	Regio Regionalversorger GmbH
Patzig	13073064	Regio Regionalversorger GmbH

Abbildung 16: Exemplarische Rückmeldung einer Musterregion über das „Rückmeldetemplate Region“

8. Netztopologische Analyse

Ziel der netztopologischen Analyse ist eine erste indikative Einteilung des Erdgasnetzes in Umstellzonen. Diese Einteilung soll zusammen mit den anderen Analysen des GTPs die Basis für eine indikative Transformationsreihenfolge (Teilnetze) bilden, indem pro Umstellzone entweder konkrete Umstellzeitpunkte zu klimaneutralen Gasen oder die Stilllegung von einzelnen Leitungen bis hin zu ganzen Teilnetzen geplant werden.

Während für die Langfristprognose 2.0 eine Planung auf Ebene Netzkopplungspunkt/Ausspeisezone ausreichend ist, ist davon auszugehen, dass für die Genehmigung einer Transformationsplanung nach Art. 56/57 die Planung auf Ebene Umstellzonen zielführender ist.

8.1. Umstellung/Neubau/Biomethan/Stilllegung

Im Rahmen des GTPs werden drei Pfade für die Entwicklung der (Umstellzonen für die) Gasverteilnetze betrachtet:

- Umstellung der Leitungen auf 100% H₂
- Langfristiger Betrieb mit 100% klimaneutralem Methan wie Biomethan / klimaneutralem Methan mit H₂-Beimischung
- Stilllegung¹⁵

Jede Umstellzone ist einem der drei Pfade zuzuordnen, wobei auch eine teilweise Stilllegung möglich ist. Der Neubau von Wasserstoffleitungen spielt ebenfalls eine Rolle in den Planungen gemäß Art. 56 und damit für den GTP 2025.

Für den RTP und dessen potenzielle Einreichung bei der BNetzA gilt¹⁶: Nach Art. 56 (1) sind separate Netzmodellierungen für Wasserstoff (H₂) und Methan (CH₄) erforderlich, die jeweils durch Netzkarten dargestellt werden müssen. Dies bedeutet nicht, dass sie diese Karten jetzt erstellen müssen. Sie sind jedoch bei Einreichung des RTP bei der BNetzA entsprechend mitzuliefern.

¹⁵ Klar ist, dass die Stilllegung aufgrund des aktuellen fehlenden Rechtsrahmens schwierig zu planen ist. Fristen die sich aus der Umsetzung von Art. 57 in nationales Recht ergeben, führen ggf. zu relevanten Anpassungen dieser Planungen.

¹⁶ Also konkrete Wasserstoffumstell- bzw. Neubauvorhaben (Art. 56) oder Stilllegungsvorhaben (Art. 57) die ein Netzbetreiber umsetzen möchte

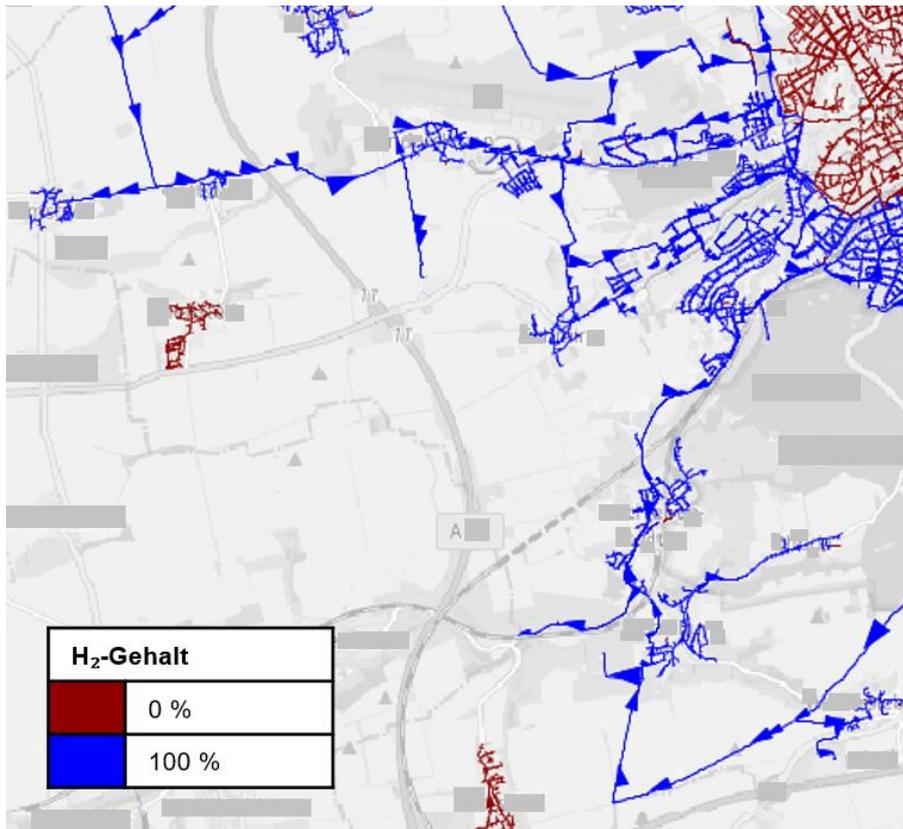


Abbildung 17: Beispiel für Netzkarte mit Modellierung H₂- und CH₄-Netz

8.2. Unterteilung in Umstellzonen

Auf Basis der Netzkopplungspunkte und der eigenen sowie vorgelagerten Netztopologie wird eine erste Untergliederung in Umstellzonen vorgenommen. Diese können mit den Ausspeisozonen 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 weiterentwickelt. Zudem sind technische Gesichtspunkte zu berücksichtigen. Ziel ist es, eine Unterteilung des eigenen Netzes in Umstellzonen zu erhalten, um eine Reihenfolge der Umstellung auf Wasserstoff bzw. weitere klimaneutrale Gase oder einzelner Stilllegungen räumlich festzulegen. Hierbei sollen sowohl Gegebenheiten und Anforderungen beim vorgelagerten Netzbetreiber als auch auf der Kundenseite so gut wie möglich abgebildet werden.

Wesentliche Führungsgröße für die zeitliche Einordnung der Umstellzonen sind die Entfernung und die zeitliche Anbindung – entweder zum Wasserstoff-Kernnetz oder dem späteren Wasserstoff-Fernleitungsnetz. Nicht auf Wasserstoff basierte Zielzustände wie eine Biomethanversorgung oder Stilllegung orientieren sich entsprechend an anderen relevanten Kriterien.



Abbildung 19: Exemplarische Unterteilung einer Umstellzone in Umstellbezirke

Hinweis: Konkrete netzplanerische Umsetzungskonzepte (siehe Kapitel 11) sollten, sofern sie mehr als Einzelkunden betreffen, in einer eigenen (oder bei größeren Konzepten gegebenenfalls mehreren) Umstellzone abgebildet werden.

8.3. Umstellzonen und Regionen

Die aus den vergangenen GTPs bekannte Aufteilung in Umstellzonen (innerhalb eines Jahres umstellbare netztopologisch trennbare Abschnitte) ist weiterhin aus operativen Gründen sinnvoll. Da Regionen auch nach netztopologischen Gesichtspunkten geschnitten werden ist klar, dass die Umstellzonen eines Netzbetreibers jeweils vollständig in einer Region liegen sollten – d.h., falls ein Netzbetreiber in mehreren Regionen tätig ist, liegt jede seiner Umstellzonen jeweils in nur genau einer Region.

9. Kapazitäts- & Einspeiseanalyse

Für eine belastbare Prognose der Einspeisemengen durch vorgelagerte Netzbetreiber ist ein kontinuierlicher Dialog zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern sinnvoll. Auch die Entwicklung der dezentralen Einspeisung spielt hierbei eine wesentliche Rolle.

9.1. Abstimmung zur Einspeisung über den vorgelagerten Netzbetreiber

Zeitnah, spätestens im Zuge der Abstimmung zu den Regionen, sollte mit dem vorgelagerten Netzbetreiber, insbesondere den FNB ein indikatives Zeitfenster für die mögliche Umstellung von FNB-Leitungen diskutiert werden:

- **„frühester Beginn und Flexibilitäten“:** Kann der vorgelagerte Netzbetreiber schon einen frühestmöglichen Zeitpunkt (jahresscharf) für die Bereitstellung von Wasserstoffkapazitäten an einem bestimmten Netzkopplungspunkt nennen? Wie sind seine zeitlichen Flexibilitäten (Zeitfenster)?
- **„bis wann sicher nicht und ggf. ab wann spätestens“:** Kann der vorgelagerte Netzbetreiber die vorherige Aussage nicht tätigen, so kann er zumindest gewisse Umstellzeitpunkte heute schon klar ausschließen¹⁷. Gegebenenfalls weiß er auch, bis wann die Bereitstellung von H₂ spätestens erfolgt (Bsp. „Definitiv nicht vor 2032, spätestens ab 2038.“).

Die individuelle Planung im GTP sollte sich im geplanten Bezug nach diesen Zeitfenstern richten, um konstruktiv auf eine gemeinschaftliche Regionalplanung hinzuarbeiten. Sollten sich Kundenbedarfe, die diesem Zeitfenster deutlich widersprechen, abzeichnen, so ist der Dialog mit dem vorgelagerten Netzbetreiber/FNB zeitnah zu führen und ggf. über eine Alternativversorgung von Einzelkunden nachzudenken. Der Dialog ist idealerweise kontinuierlich im Planungsprozess fortzusetzen. Eine finale Abstimmung von Bereitstellung durch den vorgelagerten Netzbetreiber und Kundenbedarfe erfolgt im Zuge der Abstimmung zur Regionalplanung nach Durchführung der RLM-Analyse.

Hinweis: Diese Informationen ermöglichen es, in der Kundenanalyse mit den Kunden bereits möglichst realistische Umstellzeitfenster zu definieren und spätere Abstimmungsschleifen zu minimieren.

9.2. Abstimmung mit den nachgelagerten Netzbetreibern

Analog zu 9.1 ist diese Abstimmung auch mit den nachgelagerten Netzbetreibern zu führen, um ihnen die entsprechenden Informationen für deren Planung bereitzustellen. Ggf. sind die vom eigenen vorgelagerten Netzbetreiber erhaltenen Informationen jedoch aufgrund der eigenen

¹⁷ Spätestens wenn diese Gespräche entlang der Netzbetreiberkaskade aufwärts geführt wurden.

Netzplanung zu modifizieren, bevor sie an die nachgelagerten Netzbetreiber kommuniziert werden.

9.3. Dezentrale Einspeisung

9.3.1. STATUS QUO

Erfassung der bestehenden Einspeisungen

Die Einspeisung von klimaneutralen Gasen hat gegebenenfalls einen Einfluss auf die Umstellungsbedingungen eines (lokalen) Teilnetzes. Daher ist eine Aufstellung der Netzeinspeisungen dezentral erzeugter Gase notwendig.

Interne Analyse

Auf Basis gegenwärtiger technologischer Entwicklungen ist es perspektivisch möglich, dass bestehende Biomethananlagen zukünftig, unter Nutzung beispielsweise der Pyrolyse oder Plasmalyse, auf eine Wasserstoffeinspeisung und somit auch in 100% H₂ Umstellzonen integrierbar sind. Alternativ kann bei hohem lokalem Biomethanaufkommen auch zusätzlich die Methanisierung von über das Kern-/Fernleitungsnetz bezogenem Wasserstoff helfen, um eine rein klimaneutrale CH₄-Versorgung in einer Umstellzone aufzubauen (z.B. unter Nutzung des klimaneutralen CO₂ aus den Biomethanaufbereitungsanlagen).

- Ausgehend von der bestehenden lokalen Einspeisung sind mögliche Sektionierungen und Umstellzonen zu vermerken, die frühzeitig in eine lokale klimaneutrale Versorgung überführt werden könnten (reine Umstellzone für Biomethan oder Wasserstoff).
- Ebenso sind Umstellzonen zu identifizieren, in denen bei einer bestehenden Biomethan- (oder SNG-) Einspeisung eine Umstellung der Zone auf H₂ geplant ist. Da eine Beimischung von Biomethan in ein 100% H₂-Netz zu einer nicht regelwerkskonformen Gasmischung führen würde, müssen im Rahmen der technischen Analyse perspektivische Lösungsansätze für diese Anwendungsfälle erarbeitet werden.

9.3.2. EINSPEISE-EIGNUNG FÜR DEZENTRALE WASSERSTOFFERZEUGUNG

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.

Es befindet sich derzeit das DVGW-Merkblatt G 294 zum Netzanschlussbegehren von Wasserstoffeinspeisungen in Erdgasnetze in der formellen Abstimmung der Fachgremien; mit einer Veröffentlichung ist in Kürze zu rechnen.

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

- Wann kommt die H₂-Versorgung über den vorgelagerten Netzbetreiber (vgl. 9.1) – d.h. wann ist die Transformation auf eine 100% H₂-Versorgung möglich?
- Oftmals werden aktuell bei dezentralen Erzeugungsprojekten sog. „Beimischlösungen“ umgesetzt. Hierbei wird dezentral erzeugter Wasserstoff in das „konventionelle“ Gasnetz zugemischt (i.d.R. bis 20 Vol.%).
- Wie ist die Schwankungsbreite der Beimischung? Wie hoch ist die Toleranz der Endkunden bzgl. der Schwankungsbreite?
 - Mengen/Leistungsbilanz am Einspeisepunkt: Wie verändert sich das Verhältnis zwischen Ein- und Ausspeisebedarf in unterschiedlichen Erzeugungs- und Lastszenarien in Bezug auf die Einspeiseleitung? Zum Beispiel: hohe Gasnetzlast im Winter bei typischem „Badewannen-Profil“, während im Sommer durch Photovoltaik eine hohe Wasserstofferzeugung erfolgt.
 - Einspeisung: Erfolgt die Einspeisung kontinuierlich oder fluktuierend? Nach welchem Betriebskonzept soll die Wasserstofferzeugungsanlage bewirtschaftet werden? Besteht vor Ort die Möglichkeit, einen Speicher – für Strom und/oder Wasserstoff – zu errichten, um eine möglichst kontinuierliche Einspeisung zu gewährleisten?
 - Was ist bzgl. H₂-Readiness für die Beimischung zu beachten? DVGW G 260 (A), DVGW G 407 (M), DVGW G 408 (M), TRGI; Sind H₂-sensible Abnehmer (BHKWs, Tankstellen, ...) in unmittelbarer Nähe am Netz angeschlossen und wie wird mit diesen sensiblen Kunden umgegangen?
- Gibt es lokale Optionen, die vor Ort einen (temporär) 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 die Nutzung von klimaneutralem CO₂ aus einer Biomethanaufbereitungsanlage?

9.3.3. BRENNWERTERMITTLUNG

Aufgrund unterschiedlicher Gaszusammensetzungen und Gasqualitäten bei der Einspeisung von Biomethan, SNG oder Wasserstoff kann sich auch die Vorgehensweise zur eichrechtskonformen Abrechnung des Energieverbrauchs ändern. Hierzu kann unter Umständen ein System zur Gasbeschaffenheitsverfolgung notwendig sein, wenn nach DVGW G 685-2 (A) Mischbrennwerte ermittelt werden müssen. Zusätzlich sind im Hinblick auf die im Netz angeschlossenen Kundenanlagen weitere gastechnische Kenngrößen (insbesondere die Schwankungsbreite der relativen Dichte) zu beachten (DVGW G 260 (A)). Voraussetzung hierfür ist, dass der Wasserstoff in einer gesicherten Qualität bereitgestellt und dies vom Eichamt akzeptiert wird.

9.3.4. RÜCKMELDUNG: EINSPEISEBEGEHREN 2024

Für diese netzplanungsrelevante Analyse sollen neben den bestehenden 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 geben. Die Abfrage der Netzanschlussbegehren im GTP 2025 erfolgt für das Kalenderjahr 2024 in den Leistungsklassen:

- < 1 MW
- 1 – 3 MW
- > 3 MW

Hinweis: Tauschen Sie sich mit dem lokalen Stromnetzbetreiber (auch 110kV) aus, um rechtzeitig über geplante Elektrolyseure informiert zu sein.



TEMPLATE: Die Einspeisebegehren werden über das „Rückmeldetemplate VNB“ zurückgemeldet (siehe Kapitel 6.2, Nr. 7).

Beispiel:

Anzahl der der Netzanschlussbegehren in 2024 für die Einspeisung					
Biomethan/EE-Methan			H2		
<1 MW	1-3 MW	>3 MW	< 1MW	1-3 MW	>3 MW
0	1	2	1	0	0

Abbildung 20: Beispielhafte Rückmeldung im „Rückmeldetemplate VNB“ im Arbeitsblatt „2. Einspeisebegehren“

9.4. Erstellung einer Basisprognose

Nach den vorhergehenden Schritten in diesem Kapitel ist es sinnvoll, eine Basisprognose für das eigene Netzgebiet zu erstellen – eine interne Erstprojektion, die dann durch die Kundenanalyse verfeinert wird.

9.4.1. BASISPROGNOSE AUF EBENE NETZKOPPLUNGSPUNKT/AUSPEISEZONE

Ein sinnvolles Vorgehen hierzu ist beispielsweise:

1. Für das Basisjahr 2025 pro Netzkopplungspunkt/Ausspeisezone:
 - a. Leistung: Wert aus der Internen Bestellung (Juli 2024)
 - b. Arbeit: Beispielsweise Durchschnittswerte der letzten 3 Jahre, ggf. modifiziert im Rahmen der gaswirtschaftlichen Sorgfaltspflicht

2. Für die Jahre 2026 bis 2045

Prognose der allgemeinen Leistungs-/Verbrauchsreduzierung, z.B. auf Basis der letzten 5 Jahre¹⁸

3. Definition der Übergangsphase CH₄ zu H₂

- a. Zeitpunkt/-fenster für H₂-Umstellung aus dem Gespräch mit dem vorgelagerten Netzbetreiber einen NKP zuordnen und einen ersten indikativen Transformationspfad abbilden
- b. Zeitpunkte der Beendigung der Versorgung mit Erdgas abbilden

4. Überprüfung, an welchen Standorten künftig eine Biomethanversorgung aufgebaut werden kann und wo perspektivisch Wasserstoff eingespeist werden soll (Einspeiseanalyse).

Ergebnis ist eine erste Indikative Umstellplanung auf Ebene der NKPs für Leistung und Menge für CH₄ und H₂ bis 2045.



TEMPLATE: Hierzu steht das GTP-RTP-Template zur Verfügung. Ab Veröffentlichung der LFP 2.0 kann die NKP-Planung auch direkt im LFP-Template erfolgen.

Hinweis:

- das GTP-RTP-Template ist nicht Teil der Rückmeldung an H2vorOrt sondern bei Bedarf ein Hilfsmittel für die interne Planung sowie den Austausch in der Region.
- das Template orientiert sich stark an den Templates der letzten GTPs, wurde im Umfang jedoch auf das notwendige reduziert. Es sollte intuitiv verständlich sein.

9.4.2. OPTIONAL: BASISPROGNOSE AUF EBENE UMSTELLZONE

Im Dialog innerhalb der diesen Leitfaden erarbeitenden Unternehmen stellte sich heraus, dass es einige Unternehmen bevorzugen, bereits in diesem Schritt die Planwerte zusätzlich auch auf Umstellzonen herunterzubrechen. Dies kann, wenn ein stärkerer Bottom-Up Ansatz gewählt wird, sinnvoll sein, insbesondere auch, wenn der VNB ein digitales Netzmodell in STANET oder einer ähnlichen Software hat und dies zur Ermittlung der Werte nutzen will.

Sollte bereits in diesem Schritt die Planung auf Ebene Umstellzone getätigt werden, so sind bei mehrseitiger Einspeisung Quereffekte an NKPs durch Umstellprozesse zu berücksichtigen (H₂ & CH₄): Eine Umstellzone kann im Zeitverlauf der Umstellung beispielsweise erst von einem NKP, dann progressiv von einem anderen NKP beliefert werden.



TEMPLATE: Für die optionale Basisprognose auf Ebene Umstellzone kann das GTP-RTP-Template genutzt werden.

¹⁸ Eine Abstimmung innerhalb der Region bzgl. der Verbrauchsreduktion ist hierbei anstrebenswert.

10. Kundenanalyse

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 in der Hochlaufphase entscheidend, 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 Vorteile plausibel und anwendungsgerecht aufzuzeigen.

Um die LFP 2.0 korrekt durchführen zu können und den Anforderungen aus Art. 56/57 besser zu genügen, muss die Kundenanalyse detaillierter als in den vergangenen Jahren erfolgen.

10.1. Kundenanalyse (SLP)

In der SLP-Kundenanalyse müssen, wie auch in der RLM-Analyse, die Kunden für die LFP 2.0 nach Sektoren und Härtegraden differenziert betrachtet werden.

SLP-Kunden werden grundsätzlich durch die Wärmeplanung gesteuert. Einzelne SLP-Großkunden (aus dem GHD-Segment, siehe Teil D, Kapitel 23 Einteilung von Kunden in Sektoren mittels SLP-Verfahren), die z.B. auch Prozessgas einsetzen, sind in der Analyse wie kleine RLM-Kunden zu behandeln. Hierbei können die Leistungswerte zu den vorliegenden Verbrauchsmengen anhand einer Lastprofilzuordnung rechnerisch ermittelt werden (siehe Teil D, Kapitel 0

Ermittlung von SLP-Leistungswerten und Einteilung von Kunden nach Härtegraden mittels z.B. STANET).

10.1.1. EMPFEHLUNG FÜR EINE ZEITLICHE ABFOLGE DER SLP-ANALYSE IM RAHMEN DER GTP-BEARBEITUNG

- **Bis 30.6. (Phase I):** Analyse der Konzessionskommunen bzgl. Kommunaler Wärmeplanung (vgl. 10.1.2)
- **Bis 30.9. (Phase II):**
 - Anpassung der Einordnung basierend auf der RLM-Analyse (wo bietet sich ein H₂-Einsatz im SLP-Bereich aufgrund von Ankerkunden mit H₂-Interesse an?)
 - Einordnung der SLP-Mengen in Härtegrade und Sektoren für LFP 2.0
 - Konsolidierung der Daten für LFP 2.0 und RTP (siehe Kapitel 12)
- **Ab 1.10. bis Ende 2025 (Phase III):** Abstimmung in der Region, ggf. Anpassung der Planung

10.1.2. BERÜCKSICHTIGUNG DER PLÄNE FÜR DIE WÄRME- UND KÄLTEVERSORGUNG (ART. 56 (2) B), ART. 57 (2) A)

In der SLP-Analyse – also primär die Heizgasversorgung für Gebäude und Gewerbe – ist die kommunale Wärmeplanung besonders zu berücksichtigen. Für die Planung der H₂-Transformation, einer klimaneutralen Methanversorgung oder möglicher Stilllegungen vor Ort ist jeweils zu prüfen, ob bereits eine kommunale Wärmeplanung existiert und falls sie vorliegt, wie sie zu berücksichtigen ist. Gespräche mit der Kommune sind – sofern sie nicht bereits erfolgt sind – in jedem Fall sinnvoll.

Hierbei gibt es zwei zentrale Leitfragen:

- Liegen für Teile des Netzgebiets bereits kommunale Wärmeplanungen vor?
- Wie gesichert ist die Umsetzung dieser Planung?

Hieraus ergeben sich folgende Fälle:

1. Kommunale Wärmeplanung liegt nicht vor

Falls gegenwärtig keine Kommunale Wärmeplanung vorliegt, ist es auch nicht möglich, diese in der Planung zu berücksichtigen. In diesem Fall ist eine Expertenschätzung auf Basis von Informationen aus Gesprächen mit der Kommune durchzuführen.

2. Kommunale Wärmeplanung liegt vor

Falls eine Kommunale Wärmeplanung vorliegt, gilt es abzuschätzen, zu welchem Grad diese (zunächst unverbindliche¹⁹) Planung mit Umsetzungsrisiken behaftet ist.

- a) **Geringe Risiken:** Beispielsweise im Falle eines integrierten Energieversorgers können die Risiken bei realistischen Ausbaupfaden und bereits entsprechend gefällten Investitionsentscheidungen eher gering sein. In diesem Fall kann die kommunale Wärmeplanung weitestgehend unverändert im GTP abgebildet werden.
- b) **Relevante Risiken:** Falls es relevante Umsetzungsrisiken oder berechtigte Zweifel an der Umsetzbarkeit der kommunalen Wärmeplanung gibt, ist es sinnvoll die Wärmeplanung in dem Umfang bzw. den Aspekten zu berücksichtigen, sodass deren Umsetzbarkeit gesichert erscheint. Im Übrigen ist in der Planung die Gewährleistung der Versorgungssicherheit abzubilden. Dabei sind klimaneutrale und perspektivisch klimaneutrale Lösungen zu bevorzugen. Diese Risikobewertung ist bei den Folgeplanungen zu wiederholen und ggf. anzupassen.
- c) **Geänderte Rahmenbedingungen:** In Fällen, in denen die Kommunale Wärmeplanung z.B. aufgrund einer Landesgesetzgebung schon länger vorliegt und sich relevante Rahmenparameter geändert haben (z.B. Verabschiedung Gebäudeenergiegesetz; Entscheidung für das Kernnetz), ist die Kommunale Wärmeplanung hinsichtlich dieser Aspekte zu bewerten und ggf. deren Berücksichtigung in der Planung mit Fokus auf eine resiliente lokale Energiewende entsprechend anzupassen.

[SLP] Berücksichtigung des Bedarfs der Sektoren, die nicht unter die Pläne für die Wärme- und Kälteversorgung fallen

(Art. 56 (2) b), Art. 57 (2) a))

Große SLP-Kunden mit Prozessgas ebenso wie SLP-Kunden aus dem Sektor Verkehr sind entsprechend separat zu bewerten.

10.1.3. EINFLUSS VON RLM-KUNDEN UND EINORDNUNG DER SLP-KUNDEN IN HÄRTEGRADE

Zudem ist der Einfluss der RLM-Kunden zu berücksichtigen. In vielen Fällen können RLM-Kunden, die Wasserstoff beziehen wollen, als Ankerkunden für ein Netzgebiet fungieren und die Umstellung des gesamten relevanten Netzabschnitts sinnvoll machen. Derartige Bewertungen sind insbesondere nach Gesprächen mit den relevanten RLM-Kunden im Netzabschnitt durchzuführen (vgl. 0).

Hierunter fällt auch die für die LFP 2.0 notwendige Einordnung von SLP-Kunden in Härtegrade. Da SLP-Kunden in der Planung nicht einzeln betrachtet werden, ist die Zuordnung von Härtegraden oft eher netztopologisch auf der Ebene Kommune oder Umstellzone sinnvoll. Anzumerken ist hierbei, dass die Angabe des Härtegrads in der LFP 2.0 jedoch auf Ebene Netzkopplungspunkt/Ausspeisezone (NKP/ASZ) geschieht.

¹⁹ Vgl. WPG §23 (4) „Der Wärmeplan hat keine rechtliche Außenwirkung und begründet keine einklagbaren Rechte oder Pflichten.“

Details zur Einteilung der SLP-Kunden in Härtegrade und Sektoren finden sich in Kapitel 12.1.2.

10.1.4. RÜCKMELDUNG ZU KOMMUNENGESPRÄCHEN

Wie im GTP 2023 und GTP 2024 wird auch dieses Jahr das Ergebnis der Gespräche mit den Kommunen zurückgemeldet

Die Rückmeldung besteht aus den folgenden Komponenten:

1. Wie viele Konzessionskommunen haben Sie und 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?
 - a. ... für Industrie und Gewerbe
 - b. ... für die Wärmeversorgung von Gebäuden



TEMPLATE: Die Ergebnisse der Kommunengespräche werden über das „Rückmeldetemplate VNB“ zurückgemeldet (siehe Kapitel 6.2, Nr. 7).

Beispiel:

0. Wieviele Konzessionsgemeinden haben Sie?	1. Mit wie vielen Kommunen haben Sie Gespräche zu Wasserstoff durchgeführt?	2. Wie viele Kommunen haben auf Basis eines Stadt-/Gemeindebeschlusses oder Landesgesetzes mit einer kommunalen Wärmeplanung begonnen?
Anzahl	Anzahl	Anzahl
50	45	45

3. Sehen die Kommunen (vgl. 1.) - beim Einsatz klimaneutraler Gase wie Wasserstoff - die Gasversorgung langfristig weiterhin als Baustein der sicheren energetischen Versorgung der Kommune?					
Für private Haushalte und öffentliche Einrichtungen			Für Gewerbe und Industrie		
Anzahl "Ja"	Anzahl "Möglich"	Anzahl "Nein"	Anzahl "Ja"	Anzahl "Möglich"	Anzahl "Nein"
15	15	15	15	15	15

Abbildung 21: Beispielhafte Rückmeldung im „Rückmeldetemplate VNB“ im Arbeitsblatt „3. Kommunen“

10.2. Kundenanalyse (RLM)

Die Abfrage der Großverbraucher für den Netzentwicklungsplan Gas- und Wasserstoff (sog. WEB-Abfrage) aus 2024 geht nun direkt in der LFP 2.0 auf. Die RLM-Kundenanalyse ist im GTP 2025 nun auch auf diesen Prozess ausgerichtet. Die LFP 2.0 erfolgt im Zeitraum vom 16.7.2025 bis 28.2.2026. Hierbei erfolgt die Rückmeldung für Kunden ab 20 MWh/h nach heutigem Entwurfsstand einzelkundenscharf, darunter integriert in die gemeldeten Gesamtbedarfe pro Netzkopplungspunkt/Ausspeisezone. Während die Gespräche selbst erst ab Anfang Juli mit allen Informationen geführt werden können, sollte die Terminfindung (auch aufgrund der Urlaubszeit im Sommer) idealerweise vorab und sehr zeitnah gestartet werden.

Hierdurch wird auch auf Ebene RLM der Anforderung aus Art. 56 (2) b) und Art. 57 (2) a), Bedarfe der Sektoren, die nicht unter die Pläne für die Wärme- und Kälteversorgung fallen, Rechnung getragen.

10.2.1. EMPFEHLUNG FÜR EINE ZEITLICHE ABFOLGE DER RLM-ANALYSE IM RAHMEN DER GTP-BEARBEITUNG

- **Bis 30.6. (Phase I):** Terminierung der Gespräche mit RLM-Kunden für den Zeitraum Juli, August und ggf. September
- **Bis 30.9. (Phase II):**
 - Durchführung der Gespräche und der Datenerhebung
 - Konsolidierung der Daten für LFP 2.0 und RTP (siehe Kapitel 120)
- **Ab 1.10. bis Ende 2025 (Phase III):** Abstimmung in der Region, ggf. Anpassung der Planung

10.2.2. ERHEBUNG DER BEDARFE AUS INDUSTRIE/GEWERBE & KRAFTWERKE (INKL. PROZESSGAS)

Hier ist der intensive Dialog mit den RLM-Kunden zu suchen und deren Entscheidungen, zu berücksichtigen. **Die Analyse erfolgt zumindest für Kunden > 20 MWh/h kundenscharf**, sollte jedoch generell so umfangreich wie möglich abgebildet werden. Hierbei kann, wo es sinnvoll erscheint, auch auf eine schriftliche Datenerhebung zurückgegriffen werden.

Im Wesentlichen ergeben sich folgende mögliche Szenarien:

1. Der Kunde möchte weiter Energie über das Gasnetz beziehen:

- a. **Biomethan:** Das betroffene Netzgebiet soll perspektivisch mit Biomethan/klimaneutralem Methan versorgt werden
- b. **Wasserstoff:** Das betroffene Netzgebiet soll mit H₂ versorgt werden und der Kunde hat Interesse oder schließt die Versorgung zumindest nicht aus (vgl. Härtegrade in 12.1.1)

- c. **Kundenanforderungen mit inkompatibler Versorgungslage (Planungskonflikt):** In Situationen, in denen ein Kunde Wasserstoff entweder früher als durch die vorgelagerte Versorgungsstruktur möglich beziehen möchte oder eine derartige Versorgung grundsätzlich gegenwärtig nicht vorgesehen ist. Ebenso kann ein Kunde länger als sonst regional vorgesehen CH₄ beziehen wollen. Das gegenwärtige netzplanerische Umsetzungskonzept sollte auf Basis derartiger Anforderungen, sofern sie mit der notwendigen Verbindlichkeit gemacht werden, überprüft werden, um zu sehen, inwiefern den Kundenwünschen entsprochen werden kann, ohne an anderer Seite signifikante Probleme zu erzeugen.
2. **Kunde ohne Interesse:** Der Kunde möchte perspektivisch keine gasförmigen Energieträger mehr über das Verteilnetz beziehen und kann
- Bereits ein Datum der Umstellung zumindest jahresscharf nennen
 - Noch keine zeitliche Angabe machen

Potenzielle zukünftige, jedoch heute nicht angeschlossene Kunden werden in der RLM-Analyse nur bei vorliegendem Netzanschlussbegehren oder einer hinreichend konkreten Projektierung berücksichtigt.

Modifizierende Umstände:

- Ist bei den Kunden ein relevanter Rückgang der Menge z.B. durch Teilelektrifizierung bekannt?
- Bei welchen Kunden ist bekannt, dass sie für einen relevanten Zeitraum sowohl H₂ als auch CH₄ benötigen würden?

Anforderungen aus der LFP 2.0

Zudem sind weitere, durch die LFP 2.0 geforderte Angaben in dem durch die LFP 2.0 vorgegebenen Umfang zu erfragen. Diese Anforderungen finden Sie im durch die Verbände veröffentlichten LFP 2.0 Template. Da die LFP 2.0 primär zur Mengen- und Leistungsprognose dient und weniger dem Umstellprozess selbst, sind durch den Netzbetreiber ggf. im Kontext der LFP 2.0 nicht angedachte, jedoch für die Transformationsplanung notwendige Informationen zusätzlich zu erheben.

Härtegrad und weiterführende Planung

Ist der Kunde bereit einen Letter-of-Intent zu unterschreiben (siehe Kapitel 12.1.1) oder ist der Bedarf sogar so konkret, dass die Erstellung eines netztechnischen Umsetzungskonzepts Sinn macht (siehe Kapitel 11)?

10.2.3. ERHEBUNG DER BEDARFE AUS DEN SEKTOREN GEBÄUDE UND VERKEHR

- RLM-Kunden, die den Gebäudesektor bedienen (wie z.B. große Wohnungsbaugesellschaften) sind entsprechend analog SLP zu behandeln.
- RLM-Kunden aus dem Bereich Verkehr sind entsprechend sinnvoll zuzuordnen (handelt es sich um Raumwärme, Stromerzeugung oder einen tatsächlichen Einsatz als Treibstoff?).

11. Netzplanerische Umsetzungskonzepte

11.1. Umstellung auf H₂

Um einzelne RLM-Kunden oder ganze Umstellzonen perspektivisch auf H₂ umzustellen, muss ein entsprechendes netzplanerisches Umsetzungskonzept erarbeitet werden und entlang der vorgelagerten Netzbetreiberkaskade abgestimmt werden. Ohne ein derartiges, abgestimmtes Konzept ist die Freigabe der Maßnahme im Rahmen eines Plans nach Art. 56 hochgradig unwahrscheinlich.

Derartige Konzepte können ganze Umstellzonen betreffen oder Ankerkunden oder eine ggf. zeitlich gestufte Kombination davon. Konzepte zur Umstellung von Ankerkunden sollten auf einem ausreichend klaren gemeinsamen Verständnis zwischen dem Netzbetreiber (VNB) und dem Ankerkunden basieren. Dazu sollten auch schriftliche Vereinbarungen vorliegen.

Hierzu muss keine technische Detailplanung auf Komponentenebene vorliegen, grundlegende absehbare technische Hindernisse sind jedoch im Rahmen des Konzepts zu behandeln.

Wird das Umsetzungskonzept in den RTP aufgenommen und von der BNetzA geprüft und freigegeben, so geschieht dies unter dem Verständnis, dass der VNB dieses auch umsetzt – es sei denn, es treten Gründe auf, die er nicht zu verantworten hat.

Im Rahmen eines netzplanerischen Umsetzungskonzepts werden in der Regel gerade bei der Umstellung von Umstellzonen auch Kunden niedrigerer Härtegrade beteiligt sein.

Beispiele:

- In einer Umstellzone existiert ein Ankerkunde mit klarem Wasserstoffbedarf. Im Umsetzungskonzept können jedoch z.B. ein nahegelegenes Wohngebiet (KWP-Prüfgebiet) und weitere RLM-Kunden mit weniger erhärteten Bedarfen aufgenommen werden.
- Eine Umstellzone wurde in der KWP als Wasserstoffnetzgebiet veröffentlicht.

11.2. Umstellung auf Biomethan

Biogaseinspeisungen sind nach aktueller Gesetzeslage verpflichtend zu realisieren. Sie sind jedoch im Kontext des RTP durch die BNetzA nicht zu genehmigen, da sie weder eine Planung nach Art. 56 noch nach Art. 57 benötigen und vom Netzbetreiber ohne Freigabe umgesetzt werden können.

11.3. Stilllegung

Eine konkrete Stilllegungsplanung über Art. 57 mit betroffenen aktiven Netzanschlussnehmern ist vor der Umsetzung der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie in nationales Recht zumindest ohne großzügigen zeitlichen Horizont aus Vorsicht nicht zu empfehlen, da u.a. Aspekte des Verbraucherschutzes zunächst konkretisiert werden müssen.

12. Prognose und Aggregation

In diesem Schritt werden die Informationen aus den vorherigen Schritten zusammengefasst.

12.1. Aggregation der Planungsinformationen und der Prognose nach Härtegraden

Ausgehend von der Basisprognose werden die Informationen aus der SLP- und RLM-Analyse verwendet, um auf Ebene Netzkopplungspunkt/Ausspeisezone eine Projektion für H₂ und CH₄ in jeweils 3 Härtegraden anzugeben. Diese Aufteilung ist neu in der LFP 2.0 und erhöht die prognostische Qualität.

12.1.1. AUFTEILUNG DER RLM-BEDARFE IN HÄRTEGRADE

Hinweis

Die im Folgenden zuvor in Version 1.0 des Leitfadens abgebildeten Härtegrade auf Basis des Arbeitsstands im April 2025 wurde in der vorliegenden Version 1.1 durch die endgültigen Härtegrade der LFP 2.0 ersetzt.

Die Quelldokumente dazu finden Sie hier: <https://www.vku.de/themen/infrastruktur-und-dienstleistungen/artikel/inhaltliche-anpassungen-an-der-langfristprognose-der-gasnetzbetreiber-zahlen-auf-solide-netzentwicklungsplanung-ein/>

Zunächst ist die Bedarfsreduktion durch Elektrifizierung o.ä. zu berücksichtigen:

Haben RLM-Kunden eine Reduktion oder einen Wegfall ihres Gasbedarfes durch eine alternative Energieversorgung angekündigt, so sind diese Minderungen am relevanten Netzkopplungspunkt gegenüber der Basisprognose zeitlich eingeordnet in Abzug zu bringen. Dies betrifft zunächst nur die Methanprognose, da kein H₂-Bedarf vorliegt. Dies beeinflusst jedoch auch Härtegrad 3 im Folgenden.

Anschließend beginnt die Aufteilung in Härtegrade für H₂:

Härtegrad 3 - möglich: enthält die Wasserstoffbedarfe aller RLM-Kunden, bei denen eine Versorgung mit H₂ grundsätzlich möglich ist, d.h. die

- a) zukünftig nicht durch Biomethan oder anderes klimaneutrales Methan versorgt werden sollen,
- b) Methan nicht stofflich einsetzen,
- c) gegenüber dem Netzbetreiber keinen Wegfall des Methanbedarfs aufgezeigt haben (siehe vorheriger Abschnitt) und
- d) nicht in Härtegrad 1 oder 2 fallen.

Härtegrad 2 – wahrscheinlich: enthält die Wasserstoffbedarfe aller Kunden, für die eine abgeschlossene schriftliche Vereinbarung, insbesondere eine Absichtserklärung oder eine vom Netzkunden freigegebene Gesprächsdokumentation vorliegt, in der dieser gegenüber dem Netzbetreiber erklärt, dass er an der Lieferung von H₂ interessiert ist, wenn perspektivisch

- a) die netzseitige Kapazität verfügbar ist und
- b) ein H₂-Lieferant verfügbar ist, der H₂ zu einem marktgerechten Preis anbietet.

Härtegrad 1 – sehr wahrscheinlich: enthält die Wasserstoffbedarfe aller Kunden, für die

- a) ein konkretes netzplanerisches Umsetzungskonzept erarbeitet wurde, das in der Netzbetreiberkaskade am jeweiligen Netzkopplungspunkt bzw. in der jeweiligen Ausspeisezone einvernehmlich abgestimmt wurde oder
- b) eine über Härtegrad 2 hinausgehende schriftliche Vereinbarung mit finanzieller Komponente, z.B. Plankostenzuschuss, geschlossen wurde.

gesichert: Ein gesicherter Wasserstoffbedarf von Kunden liegt vor, wenn eine konkrete Kapazitätsreservierung bzw. -buchung vorliegt oder ein Vertrag zur Festlegung der technischen Parameter zur Herstellung des Netzanschlusses, der Übernahme der damit verbundenen Kosten und Festlegung des Termins der technischen Inbetriebnahme oder eine substantielle Förderung mit öffentlichen Geldern (z. B. IPCEI-Projekte) existiert.

Härtegrade für CH₄: Im Zuge der LFP 2.0 gibt es keine separaten Härtegrade für den CH₄-Bezug.

12.1.2. AUFTEILUNG DER SLP-BEDARFE IN HÄRTEGRADE

Basierend auf der SLP- und RLM-Analyse ergibt sich die Einteilung der SLP-Bedarfe in Härtegrade:

Zunächst sind Bedarfsreduktionen durch andere Wärmelösungen zu berücksichtigen, sofern sie als sehr wahrscheinlich eingestuft werden:

Liegen kommunale Wärmepläne vor, die gemäß dem Vorgehen nach Kapitel 10.1.2 als gesichert angesehen werden und die eine Versorgung mit dezentraler Wärme oder Wärmenetzen vorsehen, so sind diese Bedarfe SLP-seitig zum relevanten Zeitpunkt in Abzug zu bringen. Im Falle von H₂-versorgten Wärmezentralen sind diese entsprechend in der Härtegradeinteilung für RLM-Kunden hinzuzurechnen.

Effizienzgewinne sind in der allgemeinen Basisprognose, siehe Kapitel 9.4, abzubilden.

Hinweis: In einem Gebiet, für das keine kommunale Wärmeplanung vorliegt, können Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, maximal dem gleichen Härtegrad zugeordnet werden, wie die RLM-Kunden dieses Gebiets.²⁰

²⁰ Interpretation des Hinweises zur Einteilung ohne KWP: Gibt es im konkreten Gebiet keine RLM-Kunden, so ist trotzdem eine Zuordnung zu Härtegrad 3 möglich. Für Härtegrad 2 bzw. 1 muss jeweils mindestens ein RLM-Kunde mit Härtegrad 2 bzw. 1 im Gebiet existieren.

Einteilung in Härtegrade für Menge/Leistung H₂:

Härtegrad 3 - möglich: enthält die Bedarfe von Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, in Gebieten, für die

- a) im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung ein Prüfgebiet veröffentlicht wurde oder eine dezentrale Wärmeversorgung oder Wärmenetzgebiete geplant wurden und die vom Netzbetreiber nicht als gesichert angesehen werden oder in denen zumindest eine Teilversorgung mit Wasserstoff für möglich gehalten wird oder
- b) keine kommunale Wärmeplanung vorliegt und für die der Netzbetreiber eine mit lit. a) vergleichbare Abschätzung vornehmen kann.

Härtegrad 2 - wahrscheinlich: enthält die Bedarfe von Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, in Gebieten, für die RLM-Kunden des Härtegrads 2 existieren.

Härtegrad 1 – sehr wahrscheinlich: enthält die Bedarfe von Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, in Gebieten, für die

- a) im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung Wasserstoffnetzgebiete veröffentlicht wurden oder in denen RLM-Kunden mit Härtegrad 1 existieren, oder
- b) keine kommunale Wärmeplanung vorliegt und für die der Netzbetreiber eine mit lit. a) vergleichbare Abschätzung vornehmen kann.

gesichert: Dies ist grundsätzlich erst nach der Freigabe/Bestätigung eines Plans nach Art. 56 / 57 bzw. eines Fahrplans gemäß GEG §71k durch die BNetzA möglich.

Härtegrade für CH₄: Siehe Hinweis in Abschnitt 12.1.1

12.1.3. HÄRTEGRADE UND RTP (ART. 56 / 57):

Die Einteilung in Härtegrade soll sich auch in der Transformationsplanung im RTP wiederfinden. Kunden aus Härtegrad 1 sind vollumfänglich im RTP abzubilden. Kunden aus Härtegrad 2 und 3 können zusammen mit weiteren Beweggründen (Klimaziele, Netztopologie, ...) ebenso RTP-relevante Transformationsentscheidungen verursachen. Hierbei ist auch die zeitliche Verortung von Relevanz. Führend sind hierbei jeweils die sich daraus ergebenden netzplanerischen Umsetzungskonzepte.

12.2. Aufschlüsselung der Prognose nach Sektoren

In der LFP 2.0 die Prognosen für Leistung und Menge H₂ sowie Leistung CH₄ nach Sektoren aufzuteilen.

Diese sind:

- Kraftwerke/Umwandlung
- Industrie

- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)
- Haushalte
- Verkehr²¹

Da eine solche Einteilung wahrscheinlich verlangt wird, gehen wir hier kurz auf die Methodik ein.

RLM: Im Falle von RLM-Kunden erfolgt die Zuordnung der RLM-Kunden direkt durch Kundenkenntnis des VNB.

SLP: Die Zuordnung von SLP-Kunden kann grundsätzlich auf zwei Wege erfolgen:

- **„Bottom-up“:** auf Basis einer Ortsnetz- oder Gesamtnetzmodellierung in STANET. Siehe hierzu **Teil D, Kapitel 23 Einteilung von Kunden in Sektoren mittels SLP-Verfahren**.
- **„Top-Down“:** Sollte ein solches Modell nicht bestehen, können die SLP-Bedarfe am Netzkoppelpunkt über EDM-Daten durch die Restlast (Gesamtlast minus RLM-Last) berechnet werden. Die Aufteilung zu den Sektoren GHD, Haushalte, Verkehr wird, falls keine präziseren Daten vorliegen, durch den VNB abgeschätzt.

Hinweis: Weitere Details zur Aufschlüsselung in Sektoren finden sich im LFP 2.0 Template (siehe Link in Infobox zu Beginn von Kapitel 12.1.1).

12.3. Rückmeldung: Aggregierte Zahlen zur Umstellungsplanung

Für den GTP-Ergebnisbericht werden 2025 Planwerte nur auf stark aggregierter Ebene erfasst. Zudem werden Gründe für Schwierigkeiten bei der Planung erfasst.

Hierbei sind folgende Fragen zu beantworten:

1. Wie viele Netzkunden haben Sie?
2. Wie hoch ist ihre gesamte ausgespeiste Gasmenge in kWh (2024)?
3. Welchen Rückgang gegenüber ihrer 2024 durchgeleiteten Gasmenge prognostizieren Sie durch Effizienz und den Wechsel von Einzelkunden ohne Stilllegung: bis 2035, 2040, 2045? [in % der Ausgespeisten Gasmenge 2024]
4. Welchen Anteil ihrer ausgespeisten Gasmenge planen Sie auf H2 umzustellen bis: 2035, 2040, 2045 [in % der Ausgespeisten Gasmenge 2024]²²

²¹ Der Sektor Verkehr umfasst den Treibstoff für den Transport von Personen und Gütern. Dies schließt den Straßenverkehr, Schienenverkehr, Luftverkehr sowie die Schifffahrt ein. Hinweis: der Betrieb von Tankstellen, Flughäfen und Logistikzentren wird dem GHD Sektor zugeordnet.

²² Angaben bitte kumulativ (auch bei 4. und 5.) – 2040 und 2045 sollen jeweils auch die zuvor liegenden Umstellungen beinhalten). Bsp. 5% bis 2035, zusätzlich 5% in 2036-2040, zusätzlich 5% in 2041-2045 → Rückmeldung 2035: 5%; 2040: 10%; 2045: 15%

5. Welchen Anteil Ihrer ausgespeisten Gasmenge planen Sie auf klimaneutralem Methan umzustellen bis: 2035, 2040, 2045 [in % der Ausgespeisten Gasmenge 2024]
6. Welchen Anteil Ihrer ausgespeisten Gasmenge planen Sie durch Stilllegung zu reduzieren bis: 2035, 2040, 2045 [in % der Ausgespeisten Gasmenge 2024]
7. Welche Unsicherheiten bei der Planung sind für Sie besonders problematisch?
 - a. Rechtliche Unsicherheit [ja/nein]
 - b. Unter der Annahme, dass GEG 71k/FAUNA bestehen bleibt: Schwer leistbare Anforderungen durch §71k/FAUNA [ja/nein]
 - c. Kein Vorliegen der KWP [ja/nein]
 - d. Unverbindlichkeit der KWP [ja/nein]
 - e. Unsicherheit bzgl. H₂-Markthochlauf/Preisen [ja/nein]
 - f. Sonstige:
8. §71k / Fauna
 - a. Sind sie gegenwärtig aktiv in der Erstellung eines Fahrplans nach §71k / Fauna? [ja/nein]
 - b. Wieviel % Ihrer Netzkunden betrifft dieser Fahrplan? [%]
 - c. Haben Sie Zweifel an der letztendlichen Leistbarkeit der Anforderungen durch Ihr Unternehmen? [ja/nein]

Hinweise:

- Die Antworten von 3. – 6. für 2045 sollten in aufsummiert 100% ergeben.
- In der Regel sollten die Werte für 3., 4. und 6. über die Jahre ansteigen oder gleichbleiben (kein Rückgang von Effizienz, H₂-Transformation oder Stilllegung).



TEMPLATE: Die Aggregierten Zahlen zur Umstellungsplanung werden über das „Rückmeldetemplate VNB“ zurückgemeldet (siehe Kapitel 6.2, Nr. 7). Benenn Sie die Datei „VNB_XXX.xlsx“ wobei XXX für Ihren Firmennamen steht.

Beispiel:

1. Wieviele Netzkunden haben Sie?	2. Wie hoch ist ihre gesamte ausgespeiste Gasmenge in kWh (2024)?	3. Welchen Rückgang gegenüber ihrer 2024 durchgeleiteten Gasmenge prognostizieren Sie durch Effizienz und den Wechsel von Einzelkunden (nicht aufgrund von geplanter Stilllegung) bis...		
		2035	2040 (inkl. 2035)	2045 (inkl. 35/40)
Anzahl	kWh	%	%	%
1.234	25.000.000	10%	15%	20%

3. Welchen Rückgang gegenüber ihrer 2024 durchgeleiteten Gasmenge prognostizieren Sie durch Effizienz und den Wechsel von Einzelkunden (nicht aufgrund von geplanter Stilllegung) bis...			4. Welchen Anteil Ihrer ausgespeisten Gasmenge planen Sie auf H2 umzustellen bis...			5. Welchen Anteil Ihrer ausgespeisten Gasmenge planen Sie auf klimaneutralem Methan umzustellen bis...			6. Welchen Anteil Ihrer ausgespeisten Gasmenge planen Sie durch Stilllegung zu reduzieren bis...		
2035	2040 (inkl. 2035)	2045 (inkl. 35/40)	2035	2040 (inkl. 2035)	2045 (inkl. 35/40)	2035	2040 (inkl. 2035)	2045 (inkl. 35/40)	2035	2040 (inkl. 2035)	2045 (inkl. 35/40)
%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
10%	15%	20%	35%	40%	55%	0%	10%	10%	0%	5%	15%

7. Welche Unsicherheiten bei der Planung sind für Sie besonders problematisch?						
Rechtliche Unsicherheit	Unter der Annahme, dass GEG 71k/FAUNA bestehen bleibt: Schwer leistbare Anforderungen durch §71k/FAUNA	Kein Vorliegen der KWP	Unverbindlichkeit der KWP	Unsicherheit bzgl. H2-Markthochlauf/Preisen	sonstige?	[Freitext]
Ja/Nein	Ja/Nein	Ja/Nein	Ja/Nein	Ja/Nein	Ja/Nein	
Ja	Ja	Nein	Ja	Ja	Nein	

8. §71k / Fauna		
Sind sie gegenwärtig aktiv in der Erstellung eines Fahrplans nach §71k / Fauna?	Wieviel % Ihrer SLP-Netzkunden betreffen diese Fahrpläne (0% falls "Nein" links)	Haben Sie Zweifel an der letztendlichen Leistbarkeit der FAUNA-Anforderungen durch Ihr Unternehmen?
Ja/Nein	%	Ja/Nein
Nein	0%	Ja

Abbildung 22: Beispielhafte Rückmeldung (3. – 6.) im „Rückmeldetemplate VNB“ im Arbeitsblatt „4. Umstellungsplanung“

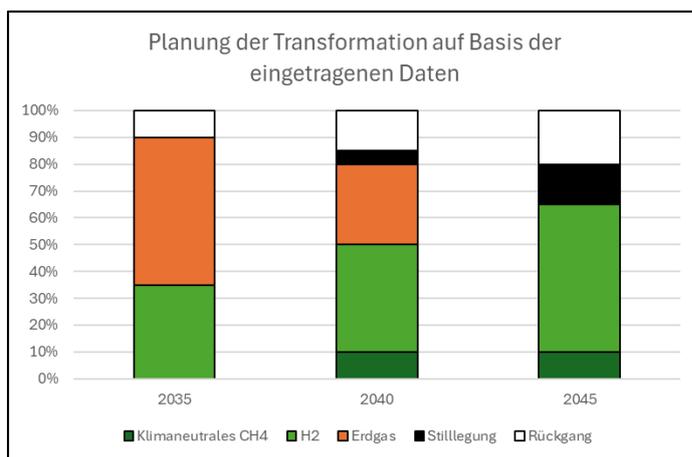


Abbildung 23: Grafische Darstellung obiger Daten aus dem Template zur persönlichen optischen Kontrolle (Teil des Templates, wird automatisch erzeugt)

12.4. Erstellung der Planung in Umstellzonen

Auf Basis der Härtegradzuordnung ist nun eine Prognose zu entwickeln, die den angestrebten Transformationspfad, wie er im Rahmen des RTP umzusetzen ist, auf der Ebene Umstellzonen für das gesamte Netzgebiet abbildet. Hierbei sind insbesondere auch bestehende **netzplanerische Umsetzungskonzepte** (siehe Kapitel 11) abzubilden und Umstellzonen bei Bedarf entsprechend anzupassen.

Hierzu sind Ankerkunden (z.B. RLM-Härtegrad 1) in Umstellzonen zu verorten und zu entscheiden, ob diese durch Stickleitungen oder im Rahmen einer allgemeinen Transformation der Umstellzone mit H₂ zu versorgen sind. Ebenso sind Wasserstoffgebiete der kommunalen Wärmeplanung zu berücksichtigen.

Es muss nun ein sinnvoller Zeitplan für die H₂-Transformation der einzelnen Umstellzonen und ggf. einzelner Kunden erstellt werden. Dieser Zeitplan richtet sich danach, wann der vorgelagerte Netzbetreiber Wasserstoff an Netzkopplungspunkten bereitstellen kann, wo sich Ankerkunden im Netz befinden und welche Gebiete möglicherweise durch die Wärmeplanung als Wasserstoffgebiete ausgewiesen wurden. Hierdurch können durch die Transformation ganzer Umstellzonen auch Kunden mit Härtegraden 2 oder 3 mitgeplant werden und ggf. auch Umstellzonen ohne Ankerkunden, die für eine Transformation netztopologisch günstig (z.B. auf dem Weg) liegen, in die Planung aufgenommen werden („Beifang“).



TEMPLATE: Für die Prognose auf Ebene Umstellzone kann das GTP-RTP-Template genutzt werden.

Hinweis:

- das GTP-RTP-Template ist nicht Teil der Rückmeldung an H2vorOrt sondern bei Bedarf ein Hilfsmittel für die interne Planung sowie den Austausch in der Region.
- das Template orientiert sich stark an den Templates der letzten GTPs, wurde im Umfang jedoch auf das notwendige reduziert. Es sollte intuitiv verständlich sein.

13. Abstimmung in der Region

13.1. Zielbild

Durch die Abstimmungen in der Regionalplanung gewinnen die Prognosen aus der SLP- und RLM-Kundenanalyse sowie der Einspeiseanalyse an Qualität. Das liegt daran, dass es in einer Region oft „parallele“ Stränge der Netzbetreiberkaskade gibt, die harmonisiert werden müssen, insbesondere deren Umstellzeitpunkte. In der Abstimmung werden nun H₂-Bedarfsentwicklungen in der Region vom Netzanschlussnehmer über den VNB bis zum FNB und sich daraus eventuell ergebende Planungskonflikte sichtbar gemacht. Diese Planungskonflikte gilt es im Folgenden so weit wie möglich aufzulösen, um so einen gemeinschaftlichen Transformationspfad für die Region zu schaffen.

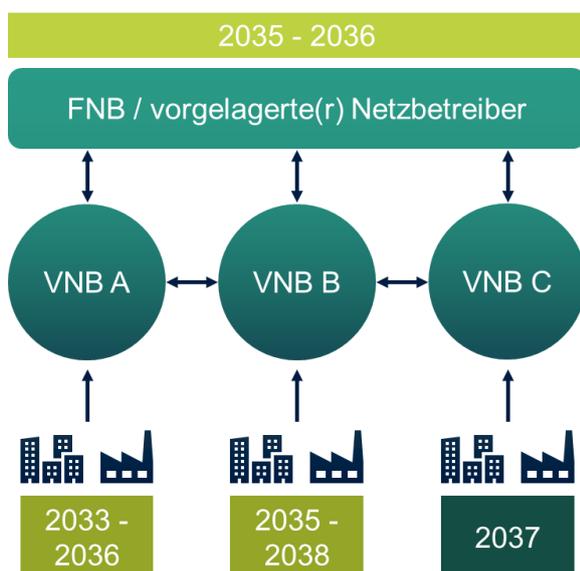
Sollten sich durch die Abstimmung Änderungen der individuellen Planung ergeben, sind diese sowohl auf der Ebene Netzkopplungspunkt / Ausspeisezone (LFP 2.0) als auch auf der Ebene Umstellzone in der Planung zu korrigieren. Netzplanerische Umsetzungskonzepte sind entsprechend anzupassen.

13.2. Empfehlung für Zeitrahmen

Wichtig: Es ist notwendig, dass die initiale Regionsbildung bis spätestens Ende September (Phase II), besser deutlich früher (idealerweise bis 30.6., Phase I) abgeschlossen ist.

Die Abstimmung in der Region sollte dann spätestens **Anfang Oktober** beginnen und soweit möglich **bis Ende 2025** (Phase III) zu einem ersten konsensualen Entwurf kommen, der einen Reifegrad besitzt, dass dessen Übernahme in die LFP 2.0 zu einer regional konsistenten Prognose führt. Die Nutzung des Zeitrahmens bis zur Abgabe der LFP 2.0 Ende Februar 2026 (Phase IV) sollte für die Abstimmung in der Region nur in Notfällen ausgeschöpft werden.

13.3. Beispiel



In Beispiel links ist ein potenzieller Planungskonflikt in einer Region dargestellt:

Während die Umstellplanung des FNB sowie die Kundenanforderungen von VNB A und VNB B eine Umstellung im Jahr 2035 oder 2036 ermöglichen würden, sieht VNB C seine Umstellung zunächst für 2037.

Abbildung 24: Schematische Darstellung einer Beispielregion mit individuellen Umstellzeitfenstern

Folgende Ansätze könnten zur Lösung des Problems führen:

1. VNB C klärt, inwiefern eine Umstellung im Jahr 2036 abbildbar wäre
2. Der FNB sowie VNB A prüfen, inwiefern 2037 für sie machbar wäre
3. Interimsversorgung für VNB C über andere Quellen

Hinweis: Es kann zu Konstellationen kommen, die nicht innerhalb der Phase III gelöst werden können. Umso wichtiger ist es, dass das Problem erkannt wurde und die Lösung aktiv angegangen wird, um möglichst zügig zu abgestimmten Umstellkonzepten zu kommen. Da in solchen Situationen in der Regel kein über die Netzbetreiberkaskade abgestimmtes netzplanerisches Umsetzungskonzept vorliegen sollte, ist die Wahrscheinlichkeit, dass hier eine Einreichung gemäß Art. 56/57 bereits im Jahr 2026 in Frage kommt, eher gering. Sollte dies dennoch angestrebt werden, muss das Thema mit der entsprechend notwendigen höchsten Priorität angegangen werden.

14. Erstellung LFP 2.0 & Entwurf RTP

14.1. Befüllung der LFP 2.0

Mit der nun abgestimmten regionalen Planung und der RLM-Kundenanalyse kann die LFP 2.0 befüllt werden. Hierbei sind die Anforderungen entsprechend der finalen LFP 2.0 Definition (veröffentlicht am 16.7.2025 via Verbändeanschreiben, siehe Infobox Kapitel 12.1.1) zu berücksichtigen. Bitte berücksichtigen Sie in Ihrer Zeitplanung Konsolidierungsaufwände eventueller Ihnen vorgelagerter VNBS. Gehen sie ebenso rechtzeitig auf ihre nachgelagerten Netzbetreiber zu, sofern dies nicht wünschenswerterweise eh bereits im Rahmen der regionalen Abstimmung erfolgt ist.

14.2. Entwurf RTP

Auf Basis des regional abgestimmten GTPs kann nun gemeinschaftlich ein Entwurf für die Regionale Transformationsplanung erstellt werden. Hierbei ist insbesondere auch auf die zusätzlichen Anforderungen (vgl. Kapitel **15 Berücksichtigung sonstiger Vorgaben & Angaben für Artikel 56/57**) einzugehen. Ziel sollte eine praxisnahe, überzeugende Umstellungsplanung in der Region sein, die durch die BNetzA grundsätzlich freigabefähig ist und deren Umstellzeitpunkte zur Bereitstellung von Wasserstoff durch das Kernnetz/Fernleitungsnetz passen. Konkrete durch die BNetzA freizugebende Umstellungen sollten auf **abgestimmten netzplanerischen Umsetzungskonzepten** (vgl. Kapitel 11) basieren, zumindest auf Ebene Umstellzone ausdetailliert und um relevante Erläuterungen angereichert sein. Der RTP-Entwurf enthält auf Basis von Umstellzonen die Umwidmung bestehender CH₄-Leitungen zu H₂, die Stilllegung bestehender CH₄-Leitungen und den Neubau von Leitungen, beispielsweise Stichleitungen zum H₂-Kernnetz. Dieser Entwurf dient als Grundlage für eine spätere Genehmigung nach Art. 56/57, muss jedoch ggf. auf Basis von Anforderungen, die sich durch die Umsetzung der Artikel 56 / 57 in nationales Recht ergeben, angepasst werden. Er ermöglicht so eine zeitnahe Erfüllung dieser Anforderungen und ggf. bereits eine Einreichung im Jahr 2026 in Kohärenz mit dem NEP 2027.

15. Berücksichtigung sonstiger Vorgaben & Angaben für Artikel 56/57

Neben der Prognose und den netzplanerischen Umsetzungskonzepten als Kern des RTP müssen weitere Anforderungen aus Artikel 56 und 57 erfüllt werden. Die Erfüllung dieser Anforderungen ist zu dokumentieren. Zusammen mit der Interpretation in TEIL D ergeben sich die folgenden Ansätze, die in der Ausarbeitung der Planung hilfreich sein können.

15.1. Berücksichtigung sonstiger Vorgaben

15.1.1. Einklang mit TYNDP, NEP, NECP & Fortschrittsberichten (ART. 56 (2) F), G), 57 (2) H), I))

Einklang mit dem NEP – dies ist einer der Kernpunkte der Abstimmung mit dem eigenen vorgelagerten Netzbetreiber und der Abstimmung in der Region. Ebenso ist die inhaltliche Kohärenz zwischen RTP und LFP 2.0 wichtig für diesen Einklang.

Der Einklang mit dem europäischen zehnjährigen Netzentwicklungsplan (TYNDP) gilt gemäß Art. 55 (i) auch für den NEP. Somit setzt sich der Einklang von TYNDP und NEP durch den Einklang von NEP und RTP in den RTP fort. Dasselbe gilt für den nach Art. 55 (h) auch für den NEP geltenden Einklang mit dem integrierten nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) und den Fortschrittsberichten (NECPR).

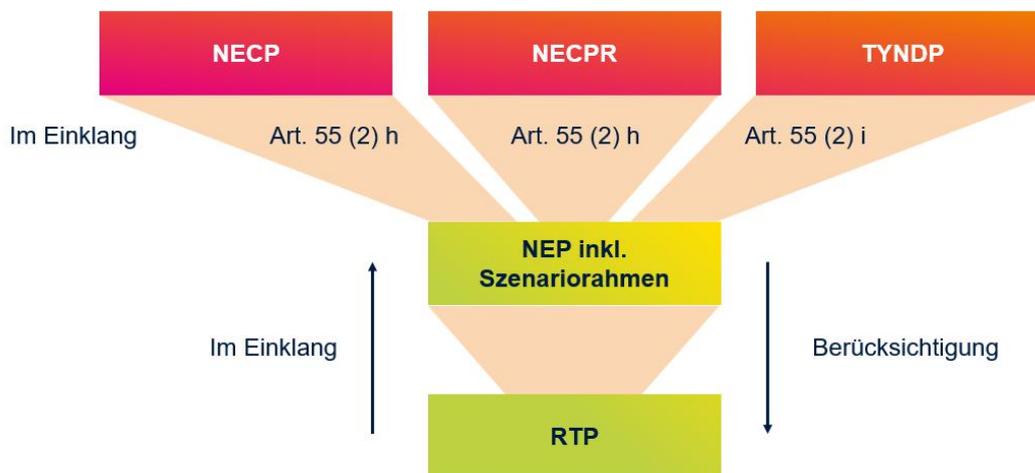


Abbildung 25: Der Einklang zwischen NEP und TYNDP, NECP, NECPR setzt sich in den RTP fort.

15.1.2. EINKLANG MIT DER LANGFRISTIGEN STRATEGIE GEMÄß EU 2018/1999 (ART. 57 (2) I))

Die nationale langfristige Strategie Deutschlands, die basierend auf (EU) 2018/1999 erstellt wurde, ist der Klimaschutzplan 2050. Die dort festgelegten CO₂-Reduktionswerte wurden nochmals durch das Bundesklimaschutzgesetz in Summe verschärft und partiell umverteilt (Vorziehen des Ziels der Klimaneutralität auf 2045).

Gemäß Art. 57 (1) sind Stilllegungspläne zu erarbeiten, „wenn eine Verringerung der Erdgasnachfrage, die die Stilllegung von Erdgasverteilernetzen oder Teilen solcher Netze erfordert, zu erwarten ist.“ Die Grundlage für eine Stilllegung ist beispielsweise dann gegeben, wenn ein Netzabschnitt nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben ist.

Sektorale Reduktionszwischenziele der CO₂-Emissionen können angesichts der Versorgungsverpflichtung und der gaswirtschaftlichen Sorgfaltspflicht des Netzbetreibers nicht als belastbare Prognosen herangezogen werden, da deren Erreichung nicht in der Entscheidungsgewalt des Netzbetreibers liegt, sondern der des einzelnen Energieentscheiders (d.h. Anschlussnehmers). Die Basis für die Stilllegung können also nicht 1:1 umgesetzte CO₂-Reduktionszwischenziele sein. So führt ein Umlegen der CO₂-Reduktionsziele für den Sektor Gebäude basierend auf aktuellen Zahlen des Umweltbundesamts²³ beispielsweise zu einer Reduktion von 102 Mio. t CO₂-Äquivalent im Jahr 2023 auf 66 Mio. t im Jahr 2030. Dies entspricht einem Rückgang von rund 35%. Eine zu solchen Ergebnissen führende Veränderung des lokalen Heizungsbestands ist basierend auf aktuellen Entwicklungen in den meisten Gasverteilnetzen gegenwärtig keine realistische Annahme. Gleichzeitig ist das Erreichen der gesetzlichen Klimaziele (d.h. Reduktionsziele für 2045) vollumfänglich im GTP abzubilden, der lokale Pfad dorthin ist individuell realistisch auf Basis der lokalen Gegebenheiten zu erstellen. Die Erreichung der Zwischenziele, so dies aus gegenwärtiger Position noch machbar ist, muss durch die Politik durch passende Rahmenbedingungen beim Endverbraucher angereizt werden.

15.1.3. ENERGIEEFFIZIENZ AN ERSTER STELLE (ART. 56 (2) B))

Bewertung wie die Maßgabe „Energieeffizienz an erster Stelle“ eingehalten wird: das in Art. 56 (2) b) genannte „zur Verfügung stehen“ der energieeffizienteren Alternativen muss in der Umsetzung gesichert sein. Ist die Umsetzung nicht gesichert, ist eine Versorgung mit Wasserstoff, zumindest als Rückfallebene, der bestehenden Versorgung mit Erdgas oder Öl vorzuziehen, da auch sie ein Pfad zur wirkungsvollen CO₂-Reduktion ist. Der Plan ist entsprechend auszugestalten, um die Wahrscheinlichkeit des Erreichens der Klimaziele zu erhöhen.

15.1.4. INFORMATIONSAUSTAUSCH ZWISCHEN WASSERSTOFFVERTEILNETZBETREIBERN (ART 56 (3) B))

Dies geschieht durch die regionale Abstimmung.

Hinweis: Weitere Detailangaben finden sich in **TEIL D Einordnung der Anforderungen von Artikel 56/57**

15.2. Angaben für Artikel 56/57

- 56 (2) a:
 - Kapazitätsbedarf: Dies wird durch die LFP 2.0 abgebildet
 - Potenzial zur Verringerung von THG-Emissionen (pro Jahr, Gesamt)
- 56 (2) b: wird im Rahmen der SLP-/RLM-Kundenanalyse geleistet; zudem siehe 15.1.3.

²³ [Treibhausgaserminderungsziele Deutschlands | Umweltbundesamt](#) (abgerufen am 19.3.2025)

- 56 (2) c: Anteil Umwidmung, kann Kapazitätsbedarf gedeckt werden? (Umwidmung H₂ in km; Neubau H₂ in km; Bestandsnetz (heute) in km; Deckung Kapazitätsbedarf durch Umwidmung allein möglich?)

15.3. Anforderungen mit Umsetzung ab GTP 2026

Gegebenenfalls vorbehaltlich der rechtzeitigen Umsetzung der Artikel 56/57 in nationales Recht:

- 56, 57 (2) d, e: Veröffentlichung und Konsultationen

16. Ausblick GTP 2026

Der GTP 2026 wird darauf ausgerichtet sein, die Verteilnetzbetreiber weiter im Übergang zu einer Planung nach Art. 56/57 zu unterstützen. Mit dem Regierungswechsel sind auf Basis des Koalitionsvertrags einige gesetzliche Änderungen für die Gasbranche zu erwarten. Zum Beispiel könnte die darin angekündigte Grüngasquote – je nachdem, wie sie genau ausgestaltet wird – einen spürbaren Einfluss auf die Entwicklung der Verteilnetze haben.

Wichtig ist es, auf diese Entwicklungen einzugehen, die Planungen sinnvoll weiterzuführen und offene Anforderungen zu berücksichtigen. Die Entscheidung, wann genau der Leitfaden für den GTP 2026 veröffentlicht wird, richtet sich nach der Entwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen.

TEIL C – Beispiel

17. Beispiel - Analyse und Planung

In diesem Beispiel werden die grundlegenden Schritte des GTP 2025 zur Vorbereitung auf die regionalen Abstimmung (Phase I & II) exemplarisch an einem fiktiven Netz durchgeführt.

17.1. Ausgangslage

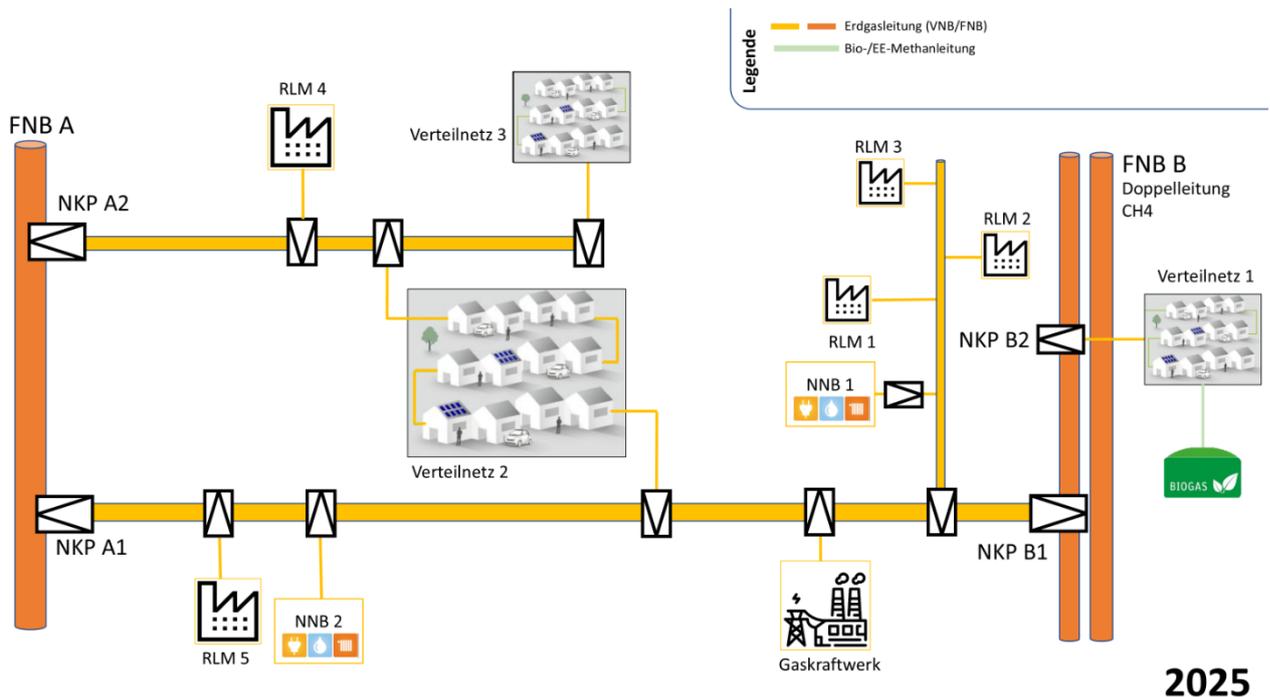


Abbildung 26: Beispiel-VNB-Netz mit zwei vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreibern

Der betrachtete Beispielverteilstrombetreiber bezieht Erdgas über die beiden vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreiber FNB A und FNB B.

Das Verteilnetz 1 wird direkt über FNB B sowie über eine Biogasanlage gespeist. Im restlichen regionalen Verteilnetz 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 Kapitel 19 zur Verfügung.

17.2. Abstimmung mit den vorgelagerten und nachgelagerten Netzbetreibern

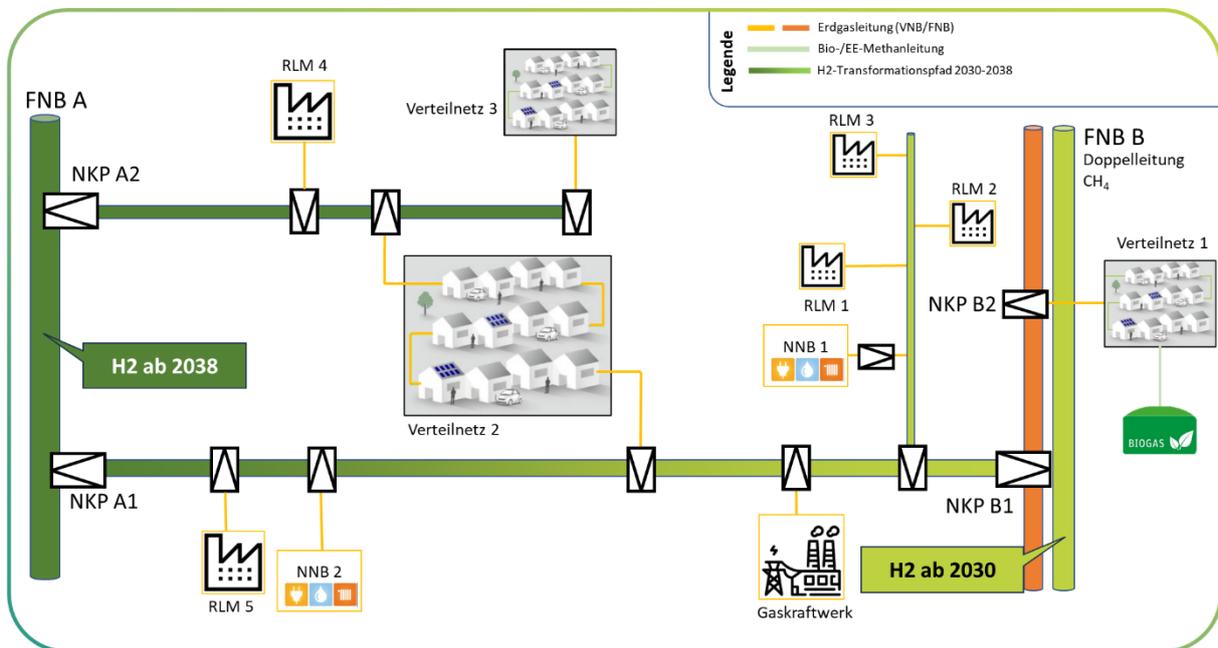


Abbildung 27: Bereitstellung von Wasserstoff durch die Fernleitungsnetzbetreiber

Abstimmung mit den vorgelagerten Netzbetreibern:

Im Gespräch mit FNB A und FNB B wird bekannt, dass FNB A eine Umstellung der Leitung in 2038 plant und FNB B, wie im Kernnetz veröffentlicht, 2030 einen seiner beiden Leitungsstränge auf H₂ umstellen möchte.

Hinweis: Die Leitung von FNB B ist geloopt, d.h. es gibt hier zwei parallele Leitungsstränge, 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.

Abstimmung mit den nachgelagerte Netzbetreibern:

Aus der Netztopologie ergibt sich, dass der nachgelagerte Netzbetreiber NNB1 vor dem nachgelagerten Netzbetreiber NNB2 umgestellt werden würde. Dies zu ändern würde relevante erdgasverstärkenden Maßnahmen²⁴ notwendig machen.

Glücklicherweise steht der nachgelagerte Netzbetreiber NNB1 einer frühen Umstellung positiv gegenüber, NNB2 hat keine Anmerkungen, die einer Umstellung 2038 im Wege stehen.

²⁴ Sogenannte erdgasverstärkende Maßnahmen sind Maßnahmen, die notwendig sind, um den Erdgasbetrieb in einem Teil eines Netzes aufrechtzuerhalten während ein anderer Teil auf Wasserstoff umgestellt oder stillgelegt wird.

17.3. Regionsbildung

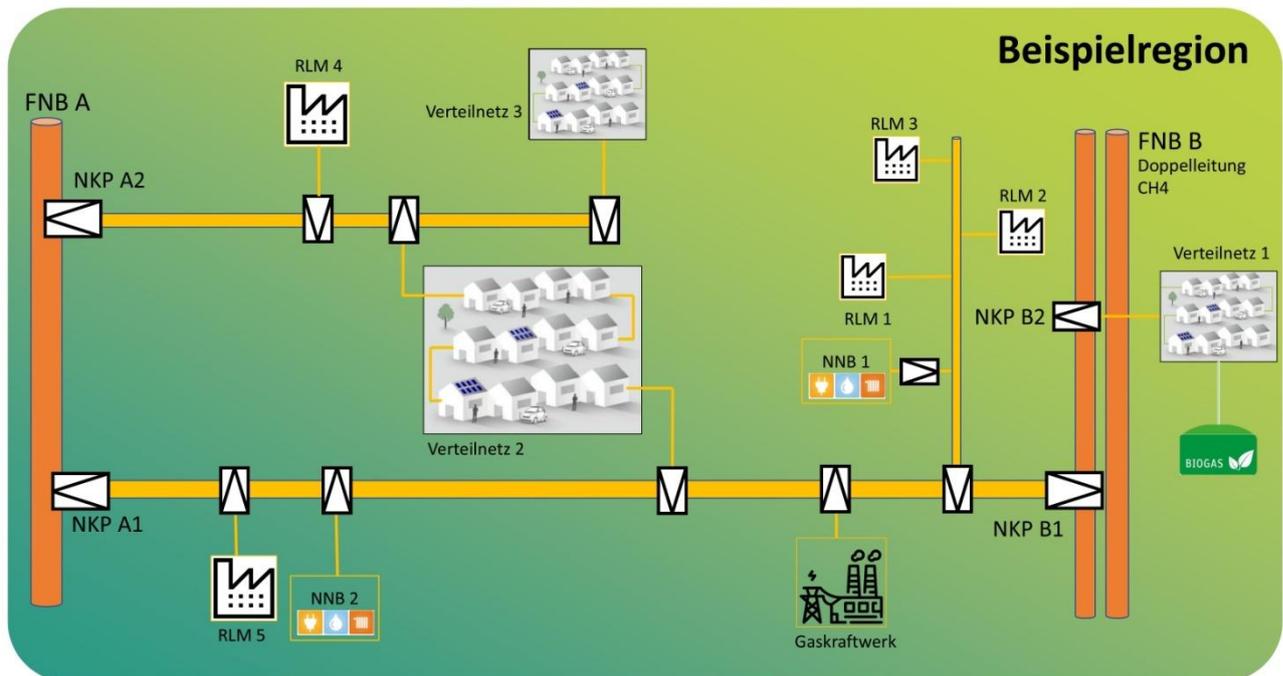


Abbildung 28: Das gesamte Netzgebiet des VNB liegt in einer Region

Die zweiseitige Einspeisung im Beispiel hat Vorteile für die Transformation, da dadurch schrittweise umgestellt werden kann. Dazu wird auf einer Seite zunehmend Wasserstoff und auf der anderen Seite abnehmend Methan in das Netz des Verteilnetzbetreibers eingespeist. Sie führt jedoch zu einem etwas erhöhten Abstimmungsbedarf, da beide FNB mit dem VNB in derselben Region liegen sollten.

Verteilnetz 1 kann relativ unabhängig aufgrund des Anschlusses an die Doppelleitung geplant werden. Es wird jedoch der Einfachheit halber keine separate Region mit nur FNB B und Verteilnetz 1 gebildet.

17.4. Netztopologische Analyse und Einteilung in Umstellzonen

Erste Kandidaten für Umstellzonen 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:

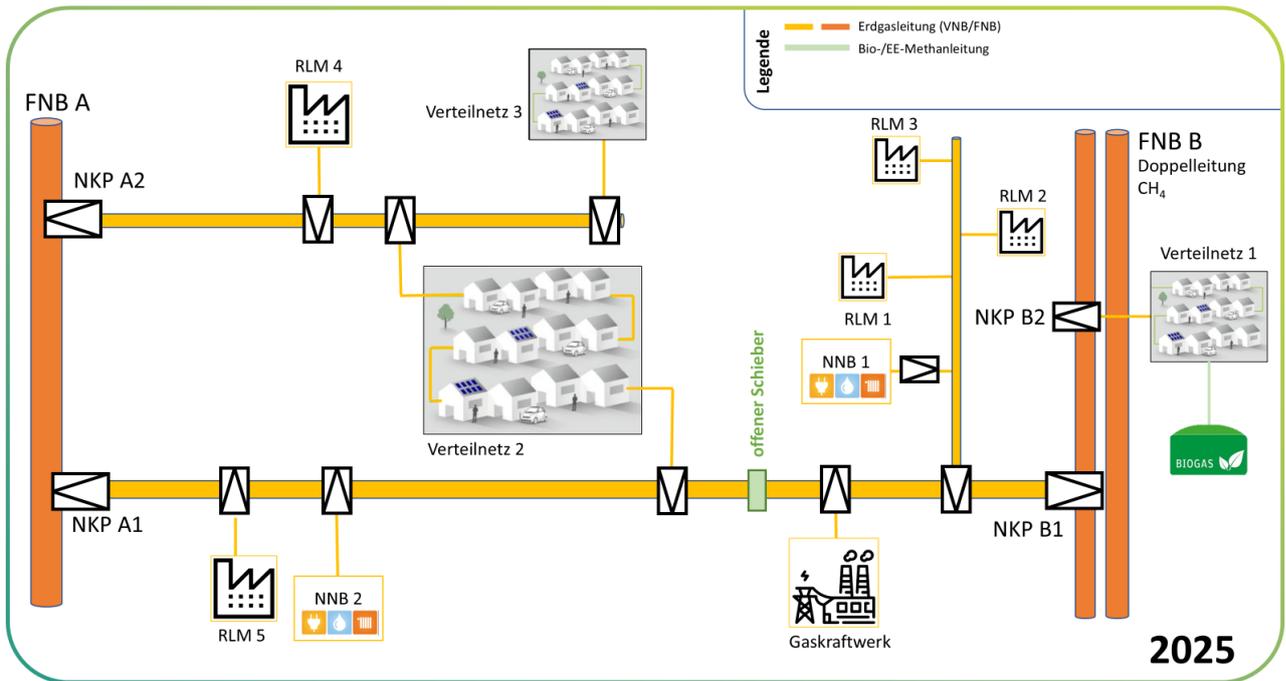


Abbildung 29: Sektionierung in zwei Netzteile

Auf Basis der Gespräche mit den vorgelagerten FNB A und B ergibt sich ein erstes Bild für die Umstellzonen:

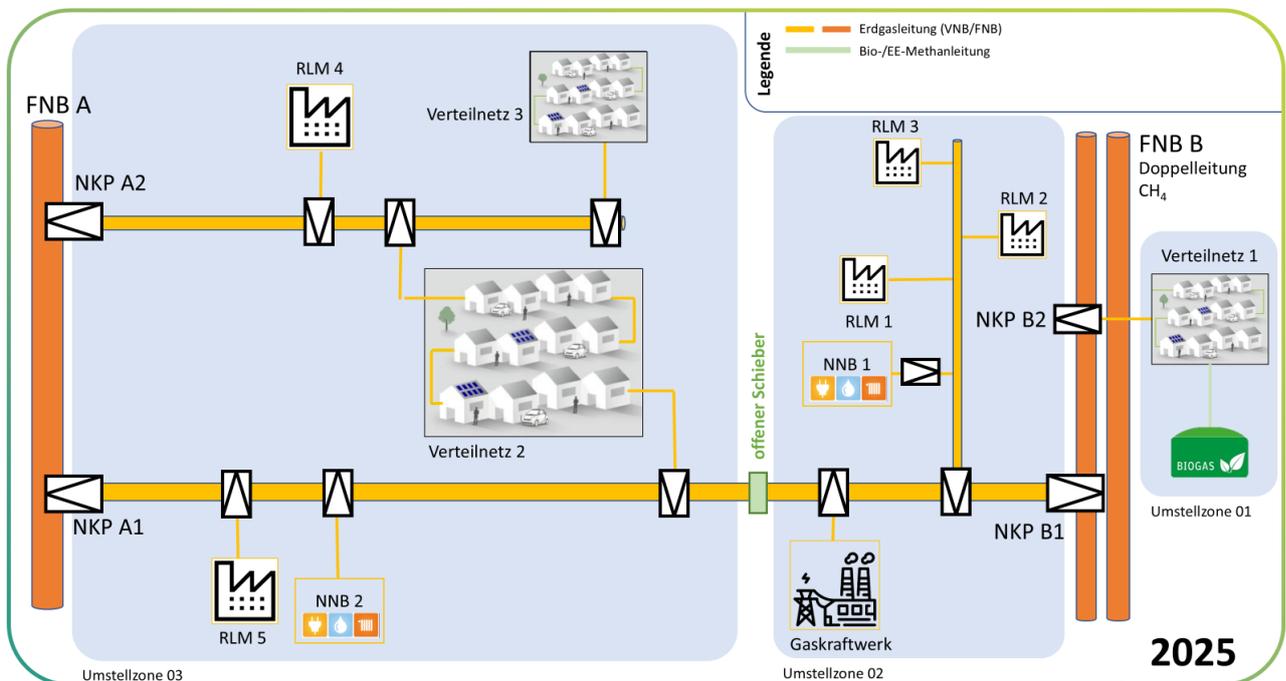


Abbildung 30: Erste grobe Einteilung in Umstellzonen

Es ist jedoch erkennbar, dass Umstellzone 3 im Vergleich zu den anderen Zonen relativ groß ist. Basierend auf den Empfehlungen aus Kapitel 8.2 erscheint es sinnvoll, statt einer einzigen großen Umstellzone mehrere kleinere Zonen mit maximal 10.000 Kunden zu schaffen. Angesichts der

Größe von Verteilnetz 2 bietet es sich an, dieses in zwei Umstellzonen mit jeweils etwa 10.000 Kunden aufzuteilen. Für Verteilnetz 3 und RLM 4 ergibt sich ebenfalls eine zusätzliche Unterteilung. Darüber hinaus sollte für den nachgelagerten Netzbetreiber 2 sowie RLM 5 aus denselben Gründen eine eigene Umstellzone geschaffen werden. Daraus ergibt sich folgende detailliertere Unterteilung bzw. Sektionierung:

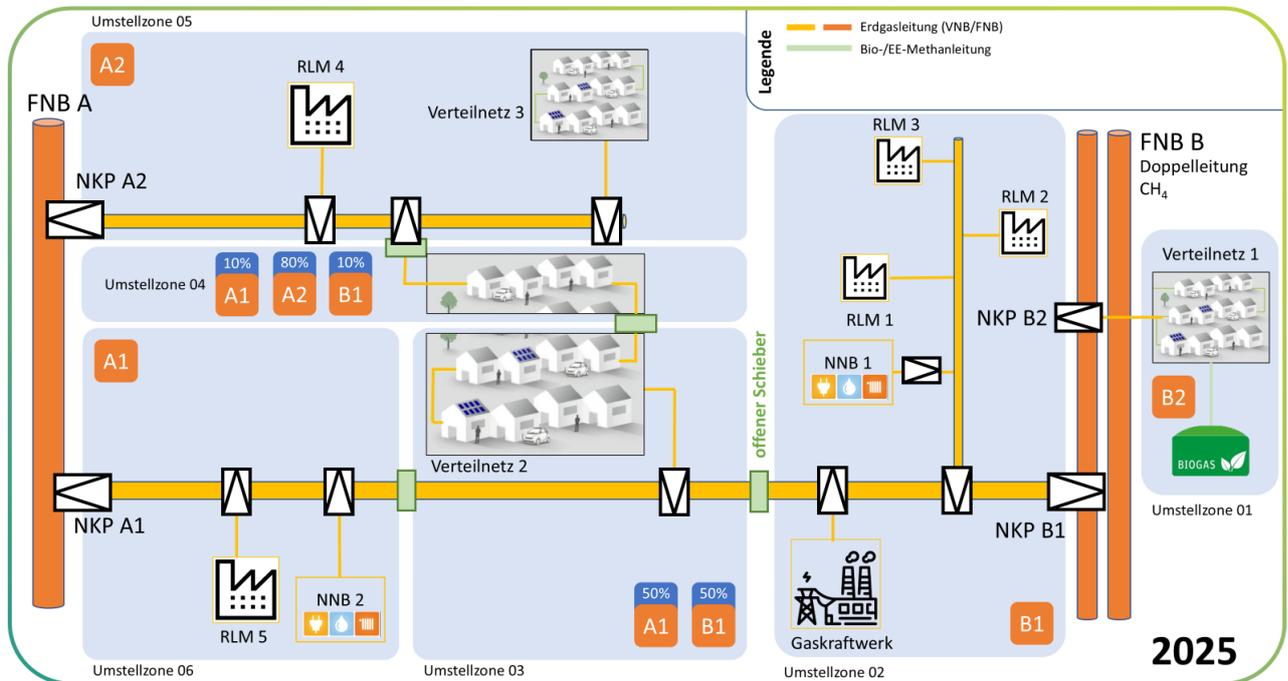


Abbildung 31: Finale Unterteilung in sechs Umstellzonen

17.5. Einspeiseanalyse

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

Zudem liegen folgende Einspeisebegehren aus dem Jahr 2024 vor, denen aus Netzbetreibersicht gegenwärtig nichts entgegensteht:

- 34 GWh p.a. / 4.000 kW Biomethan in Umstellzone 5 nahe NKP A2 ab 2026
- 20 GWh p.a. / 2.500 kW Wasserstoff (Elektrolyse) ab 2034 in Umstellzone 5 vor Verteilnetz 3, was zunächst zu einer Beimischung in Verteilnetz 3 führen soll.

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

Der Biomethananlagenbetreiber in Umstellzone 1 plant bei Umstellung auf H₂ eine Plasmalyseanlage zu errichten.

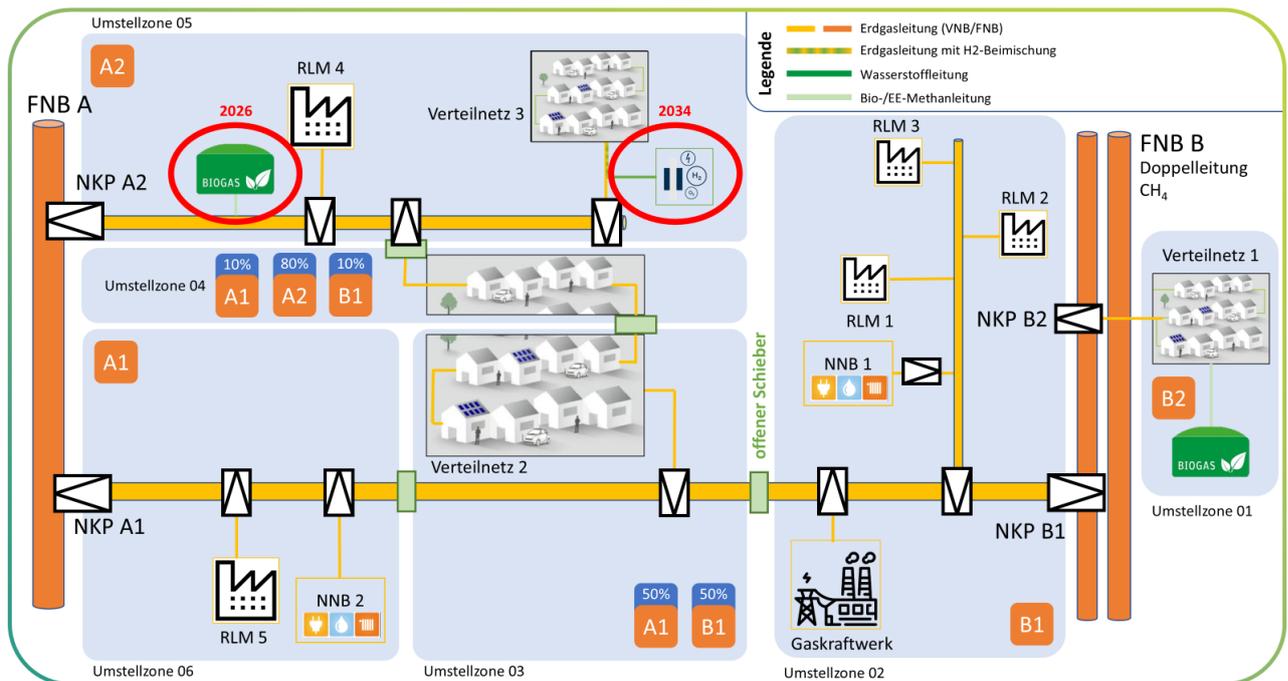


Abbildung 32: Einspeisebegehren

Gemäß Kapitel 9.3.4 meldet der Verteilnetzbetreiber folgende Einspeisebegehren an H2vorOrt zurück („Rückmeldetemplate VNB“):

Anzahl	Biomethan/EE-Methan			H2		
	< 1 MW	1-3 MW	> 3 MW	< 1 MW	1-3 MW	> 3 MW
	0	0	1	0	1	0

17.6. Basisprognose

Der VNB beginnt nun zunächst, seine Basisprognose zu erstellen. Basierend auf der Veränderung der letzten Jahre und allgemeiner Überlegungen nimmt der VNB eine Absenkung von Menge und Leistung von 2% pro Jahr bis zum Erreichen der Klimaneutralität im Gesamtnetz an und eine Reduktion von 1% danach.

Hinsichtlich der Umstellung stellt er zunächst folgende Hypothese auf:

- Einspeisung Biomethan Umstellzone 05: 2026
- Umstellung Umstellzone 01: 2031, Plasmalyse der Biomethanerzeugung
- Umstellung Umstellzone 02: 2033
- Beimischung Verteilnetz 3: 2034
- Umstellung Umstellzone 03: 2036
- Umstellung Umstellzone 04: 2037

- Umstellung Umstellzone 05 & 06: 2038, hierbei wird RLM 4 aufgrund von stofflicher Nutzung mit Bio- und EE-Methan versorgt.

Dies lässt sich wie folgt in der Abbildung des Netzes darstellen:

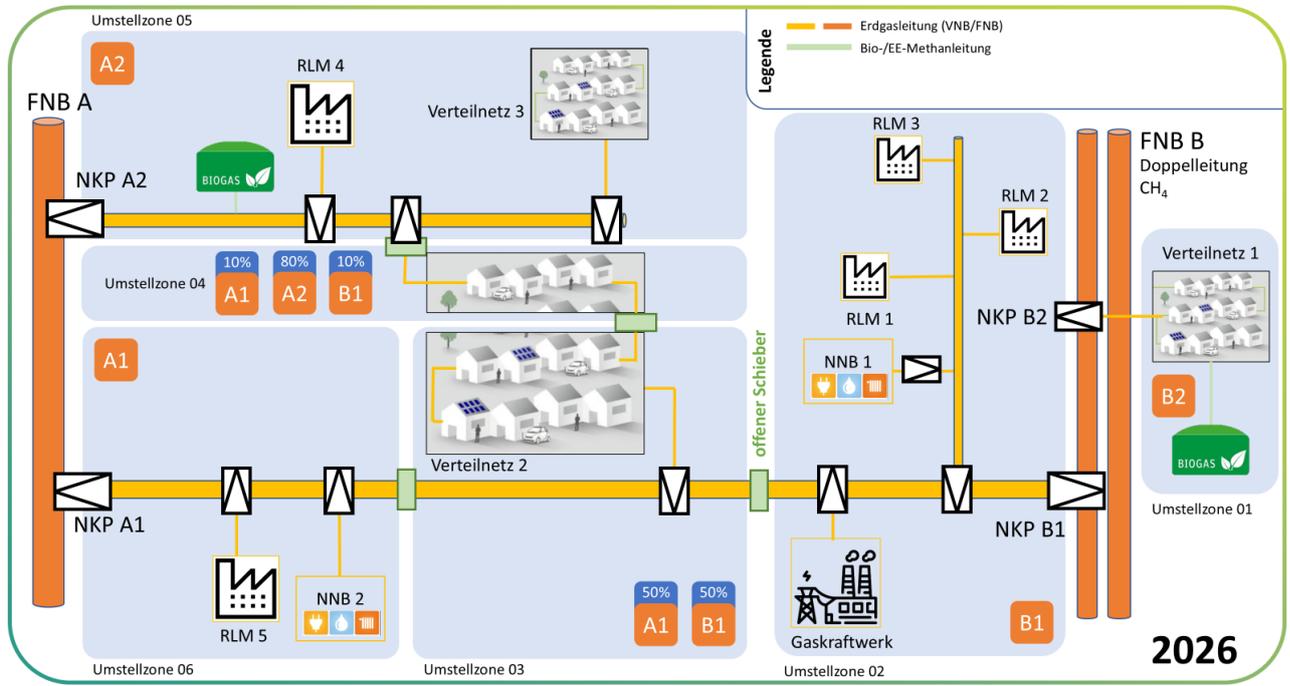


Abbildung 33: Basisprognose – 2026: Biomethananlage geht in Umstellzone 05 ans Netz

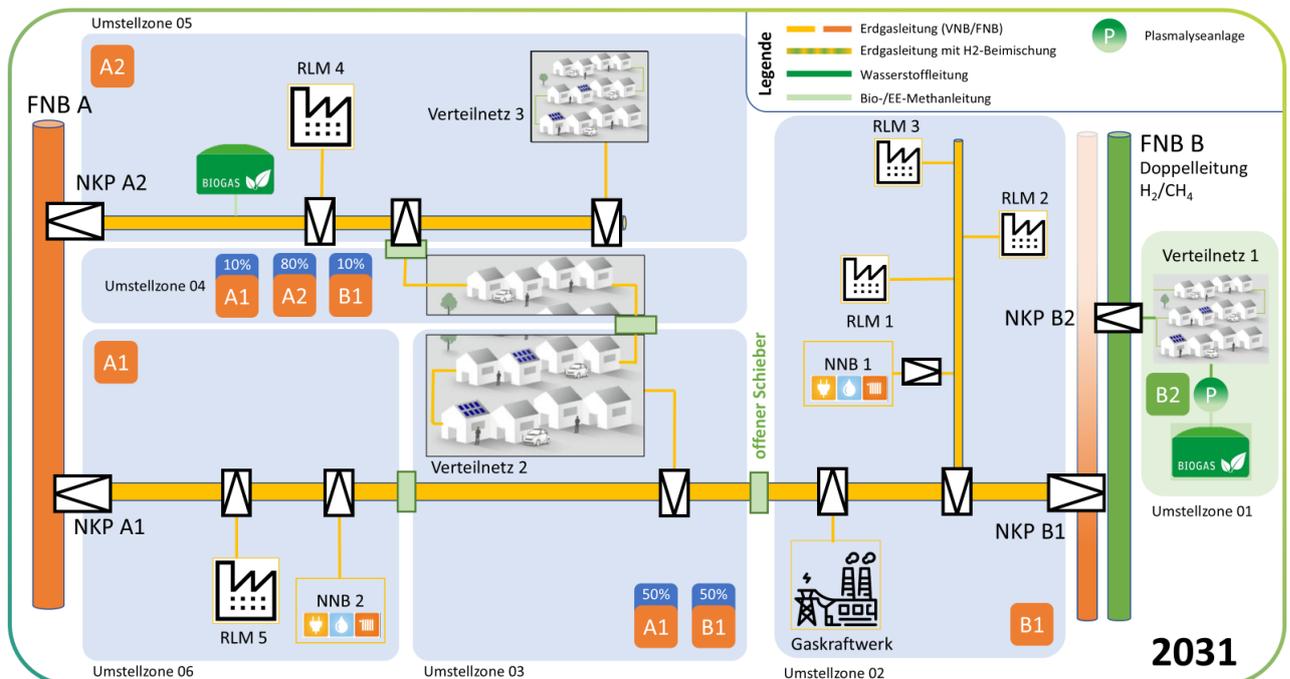


Abbildung 34: Basisprognose – 2031: FNB B stellt eine Leitung auf H2 um, Umstellzone 01 wird umgestellt, Biomethan dort wird pyrolysiert.

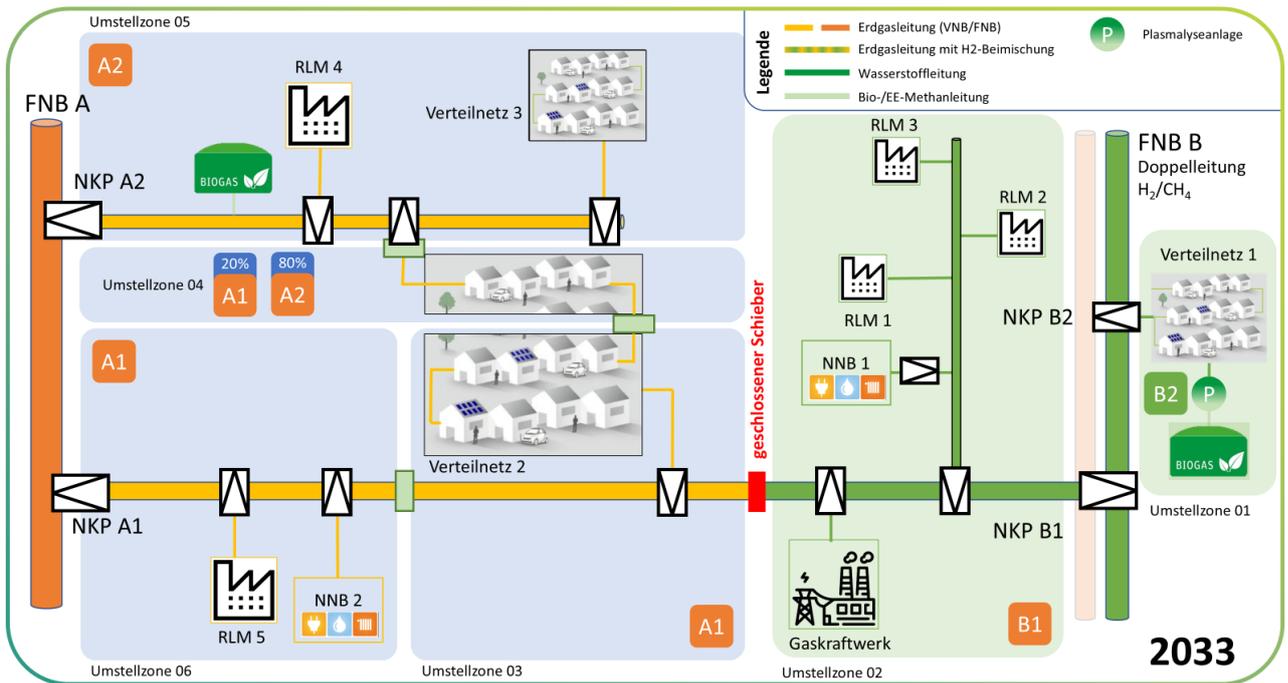


Abbildung 35: Basisprognose – 2033: Umstellzone 02 wird umgestellt, Versorgung der restlichen Umstellzonen mit Erdgas vollständig durch FNB A.

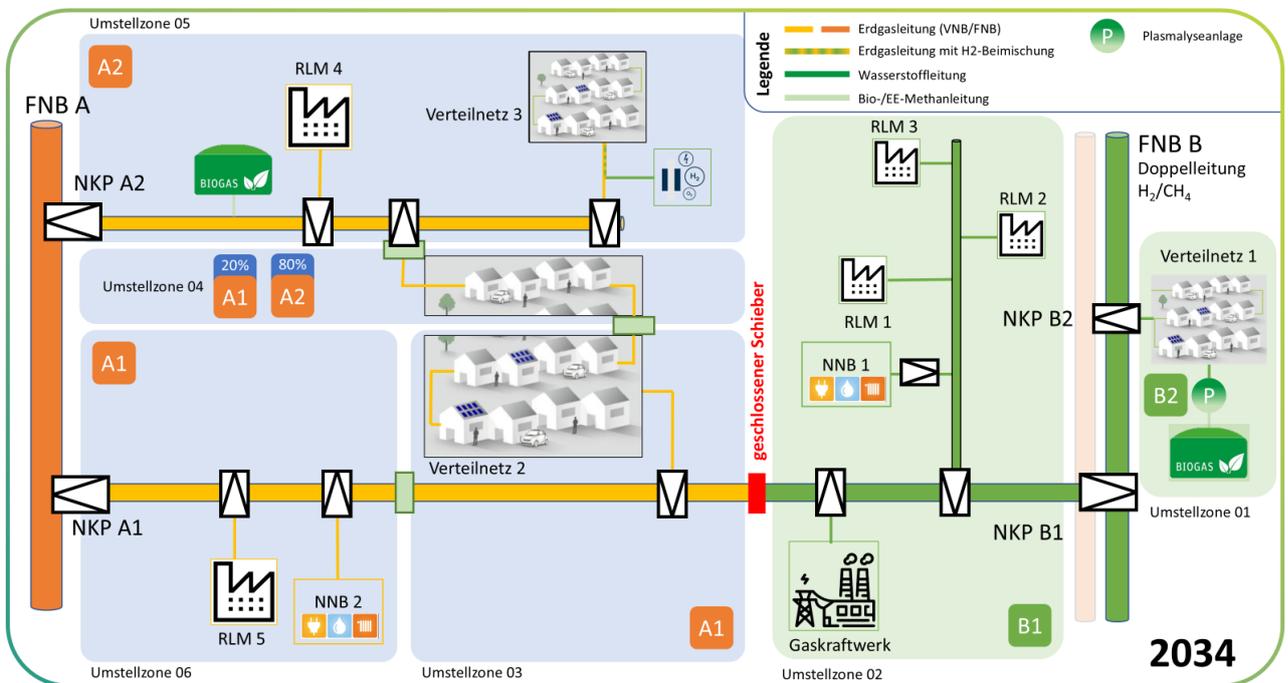


Abbildung 36: Basisprognose – 2034: Elektrolyseur geht in Umstellzone 05 ans Netz (Beimischung)

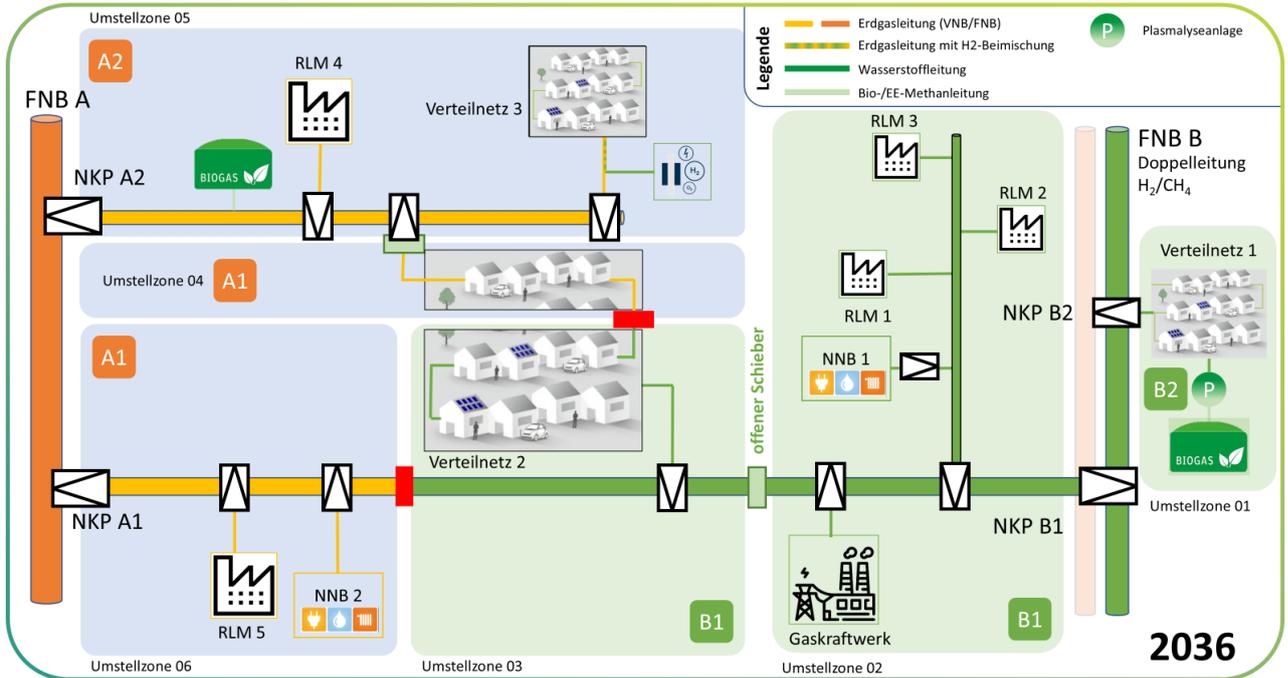


Abbildung 37: Basisprognose – 2036: Umstellzone 03 wird umgestellt

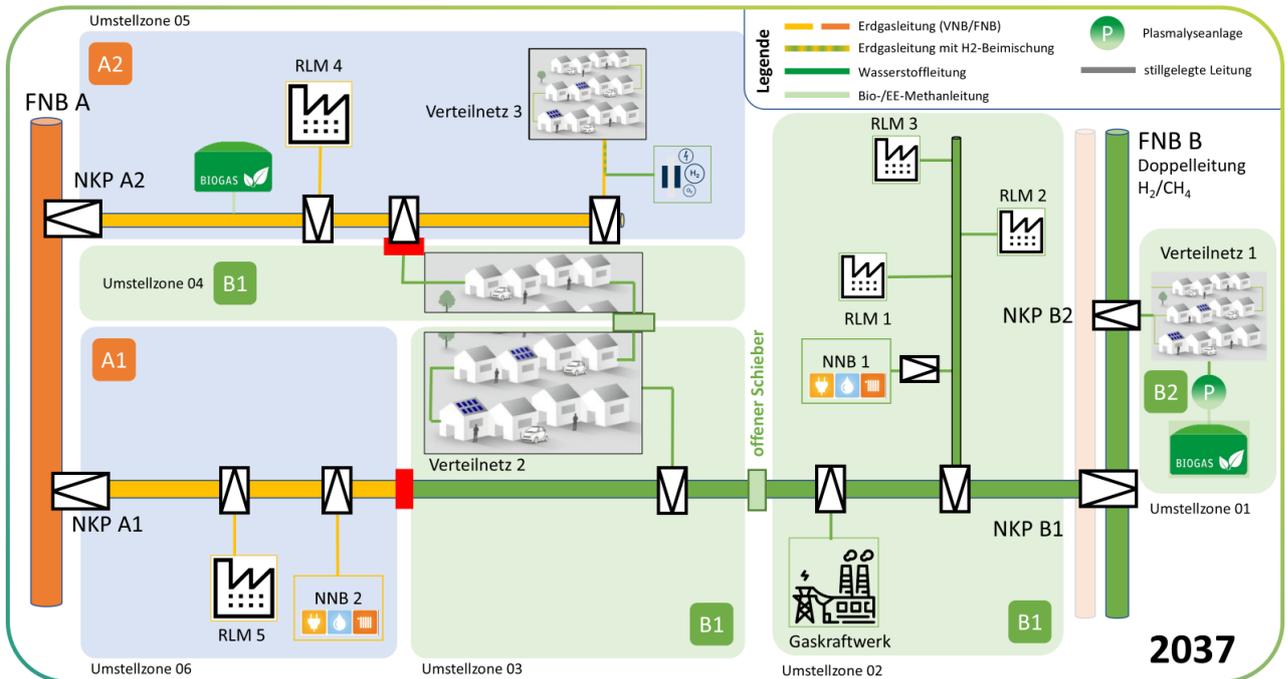


Abbildung 38: Basisprognose – 2037: Umstellzone 04 wird umgestellt

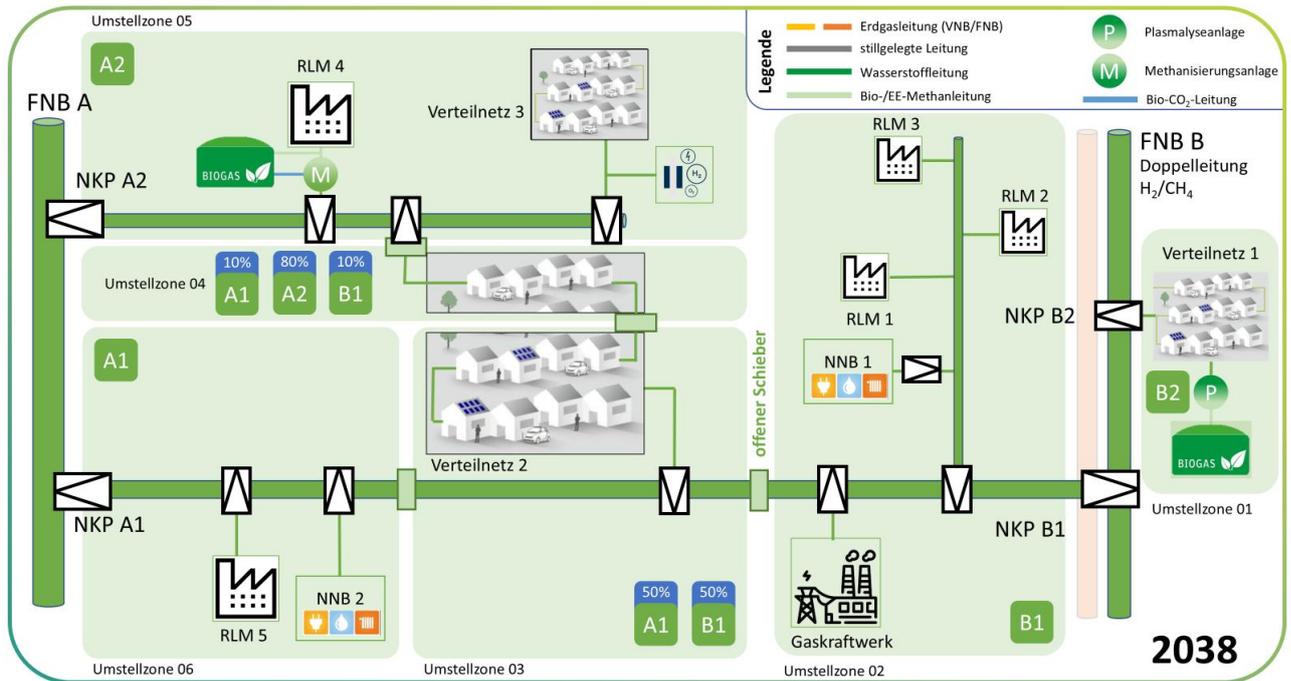


Abbildung 39: Basisprognose – 2038: Es werden die Umstellzonen 05 und 06 umgestellt, RLM4 wird mit klimaneutralem Methan versorgt. Das betrachtete Verteilnetz ist vollständig klimaneutral.

Mengenseitig ergibt sich folgende Entwicklung:

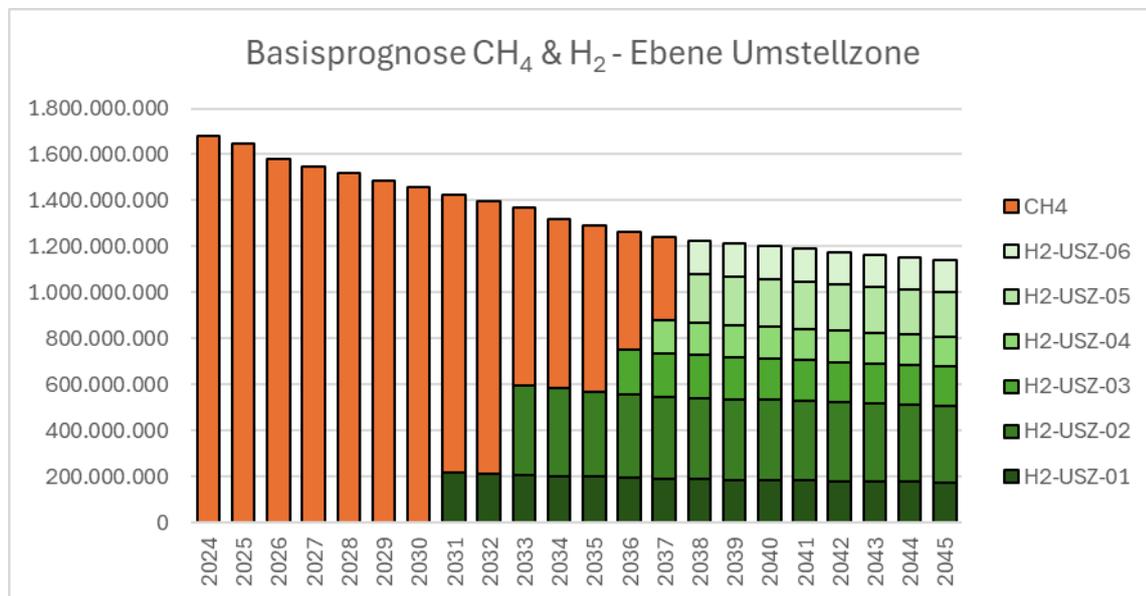


Abbildung 40: Entwicklung von Erdgas und Wasserstoff-Bezug über die vorgelagerten Netzbetreiber auf Ebene Umstellzone (kWh)

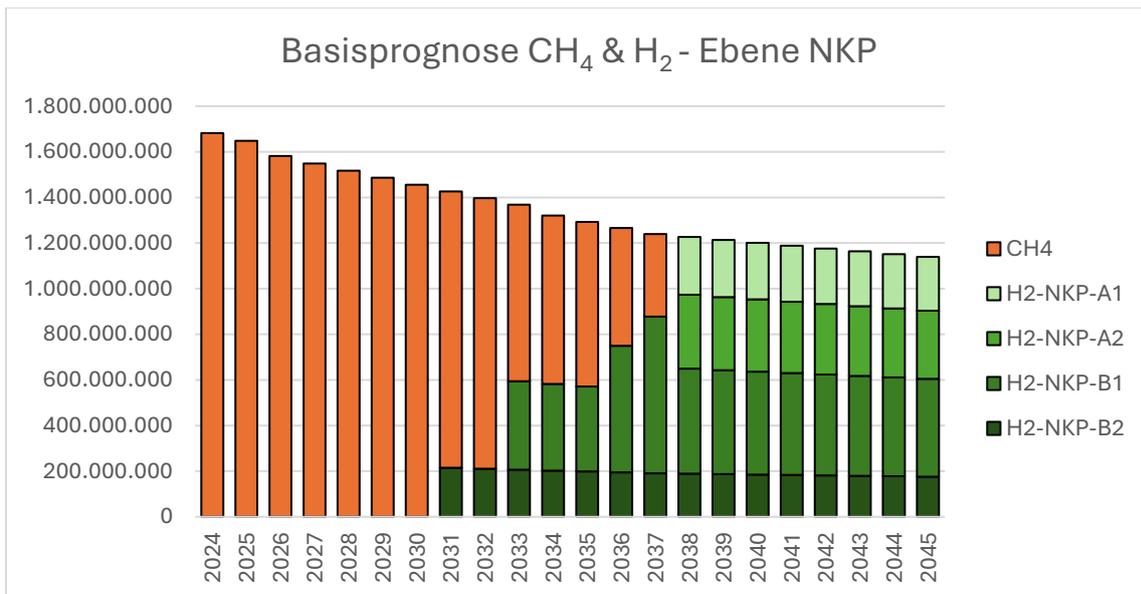


Abbildung 41: Entwicklung von Erdgas und Wasserstoff-Bezug über die vorgelagerten Netzbetreiber auf Ebene Netzkoppelpunkt (kWh)

Hierbei wird ersichtlich, dass insbesondere die Jahre 2036 und 2037 umstellbedingt eine temporär höhere Kapazität bei FNB B benötigen würden.

17.7. Kundenanalyse

SLP-Kundenanalyse

Jedes der drei Verteilnetze bildet eine Kommune ab. Die Kommunalmanager des Beispielverteilnetzbetreibers führen Gespräche mit den Kommunen der Verteilnetze 1 bis 3.

1. Die konzessionsgebende Kommune zu „Verteilnetz 2“ in Umstellzone 3 und 4 sieht den Einsatz von Wasserstoff im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung für Umstellzone 3 als Option für die Wärme und notwendig für die Industrie an. Zone 4 wurde in der kommunalen Wärmeplanung als Wärmenetzausbaugbiet definiert, das nicht mit Wasserstoff betrieben werden soll. Das Wärmenetz soll zwischen 2027 bis 2033 ausgebaut werden und die Umstellung aller Kunden bis Ende 2037 erfolgen (Reduktion von Menge/Leistung um 20% p.a. ab 2033).
In Umstellzone 4 gibt es keine Gewerbe-/Industriebedarfe, so dass somit ab 2034 eine progressive Stilllegung erfolgen wird (40% in 2034, 80% in 2036, 100% in 2037). Aufgrund der Industriebedarfe in Umstellzone 3 wird diese als Wasserstoffnetzausbaugbiet definiert, wodurch auch die häusliche Versorgung mit Wasserstoff ermöglicht wird.
2. Die Kommune zu „Verteilnetz 1“ geht fest von einer zukünftigen H₂-Nutzung in Gebäudewärme und Industrie/Gewerbe aus.
3. Die Kommune zu „Verteilnetz 3“ ebenso, geht im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung jedoch auch davon aus, dass ein heute gasversorgtes Gebiet mit 3.000 SLP-Kunden sowie 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.). Die restlichen 10.000 SLP-Kunden befinden sich laut KWP in einem Prüfgebiet, der Bürgermeister

äußerte jedoch im Gespräch, dass hier eine Wasserstoffversorgung momentan präferierte Option und somit sehr wahrscheinlich wäre. Der Einsatz für die lokale Industrie soll in jedem Fall ermöglicht werden. Die Kommune hat sich mit ihrem Elektrolyseur auch schon frühzeitig zu einer Zukunft mit H₂ bekannt.

Die Ergebnisse der Kommunengespräche werden über das „Rückmeldetemplate VNB“ zurückgemeldet.

Zusammenfassung der Kommunen-Interviews					
0. Wieviele Konzessionsgemeinden haben Sie?		1. Mit wie vielen Kommunen haben Sie Gespräche zu Wasserstoff durchgeführt?		2. Wie viele Kommunen haben auf Basis eines Stadt-/Gemeindebeschlusses oder Landesgesetzes mit einer kommunalen Wärmeplanung begonnen?	
Anzahl		Anzahl		Anzahl	
3		3		3	

3. Sehen die Kommunen (vgl. 1.) - beim Einsatz klimaneutraler Gase wie Wasserstoff - die Gasversorgung langfristig weiterhin als Baustein der sicheren energetischen Versorgung der Kommune?					
Für private Haushalte und öffentliche Einrichtungen			Für Gewerbe und Industrie		
Anzahl "Ja"	Anzahl "Möglich"	Anzahl "Nein"	Anzahl "Ja"	Anzahl "Möglich"	Anzahl "Nein"
2	1	0	3	0	0

Abbildung 42: "Rückmeldetemplate VNB" - Rückmeldung zu Kommunengesprächen

RLM-Kundenanalyse

Der Beispielverteilstrombetreiber beginnt mit der Terminierung der Gespräche mit seinen RLM-Kunden. Zwar überschreitet nur ein RLM-Kunde aus Verteilnetz 1, das Gaskraftwerk und RLM 4 die Leistungsschwelle von 20 MW, dennoch nimmt der Netzbetreiber frühzeitig auch Kontakt zu den RLM-Kunden 1-3 und 5 sowie 26 weiteren RLM-Kunden aus den Verteilnetzen 1-3 auf. Die übrigen 10 RLM-Anschlüsse in den Verteilnetzen gehören großen Wohnungsbaugesellschaften und werden daher analog zu SLP-Kunden behandelt.

Das Gaskraftwerk soll 2033 auf Wasserstoff umgestellt werden. Dementsprechend ist geplant, zeitnah ein netzplanerisches Umsetzungskonzept zu erstellen. Im Gespräch mit den RLM-Kunden in Umstellzone 02 stellt sich heraus, dass für einen der RLM-Kunden eine Umstellung frühestens ab 2034 machbar ist. In den folgenden Abstimmungen zeigt sich, dass eine Umstellung im Jahr 2034 auch für das Gaskraftwerk, die anderen RLM-Kunden in Umstellzone 02 und den nachgelagerten Netzbetreiber 1 möglich wäre. Mit den RLM-Kunden 1-3 können entsprechende Letter-of-Intents geschlossen werden. Das netzplanerische Umsetzungskonzept wird dementsprechend auf 2034 ausgerichtet.

RLM 4 nutzt das Erdgas stofflich und bleibt daher auf eine Methanversorgung angewiesen. Acht weitere RLM-Kunden in den Verteilnetzen planen, künftig keinen Wasserstoff zu nutzen und bevorzugen alternative Energieträger. Gleichzeitig haben jedoch benachbarte Betriebe ohne aktuellen Netzanschluss bereits Interesse an einem zukünftigen Wasserstoffbezug signalisiert.²⁵.

²⁵ Um das Beispiel nachvollziehbar zu halten, wird davon ausgegangen, dass sich mengen- und leistungsseitig die sich vom Netz trennenden und hinzukommenden RLM-Kunden ausgleichen.

18. GTP-Entwurf

Basierend auf den RLM- und SLP-Analysen ergeben sich zwei wesentliche Änderungen an der Basisprognose:

- Die Umstellung von Umstellzone 02 wird von 2033 auf 2034 verschoben.
- Umstellzone 04 wird nicht umgestellt, sondern stillgelegt.

Diese Änderungen werden in den folgenden Abbildungen grafisch dargestellt:

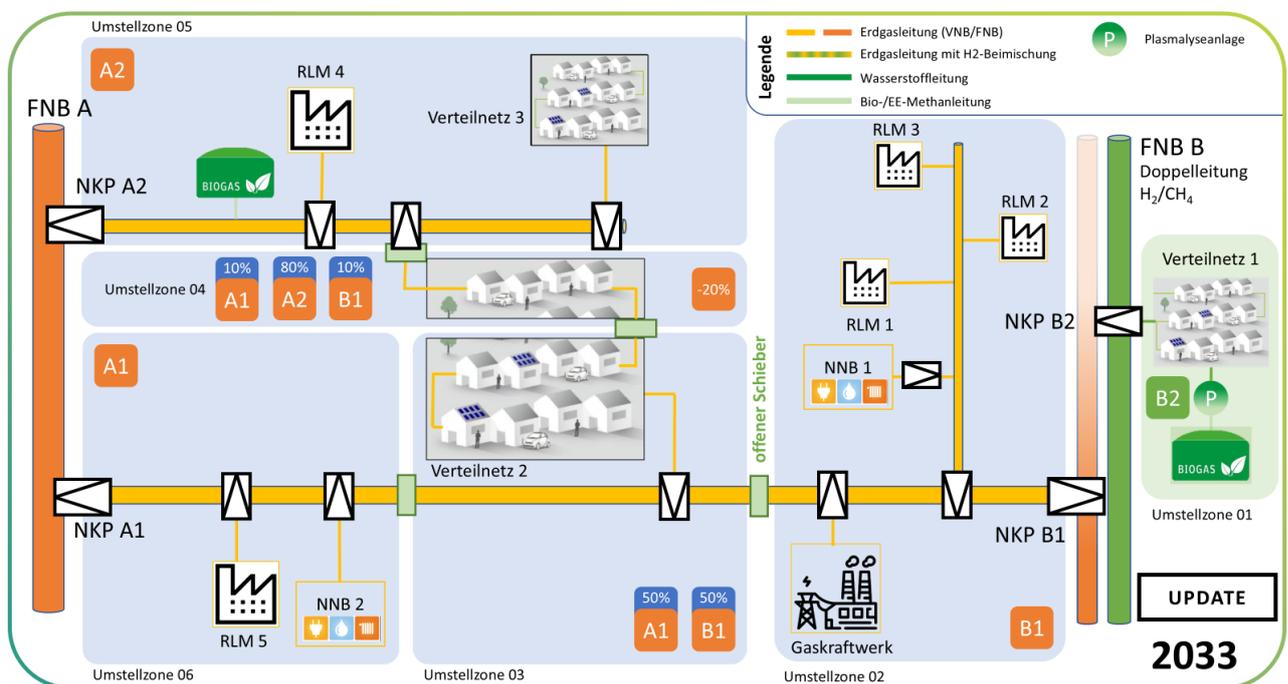


Abbildung 43: GTP-Entwurf – Erkenntnisse aus RLM-Analyse verschieben die Umstellung von USZ 02 auf 2034. 20% Verbrauchsreduktion in USZ 04 durch Umstellung auf Fernwärme

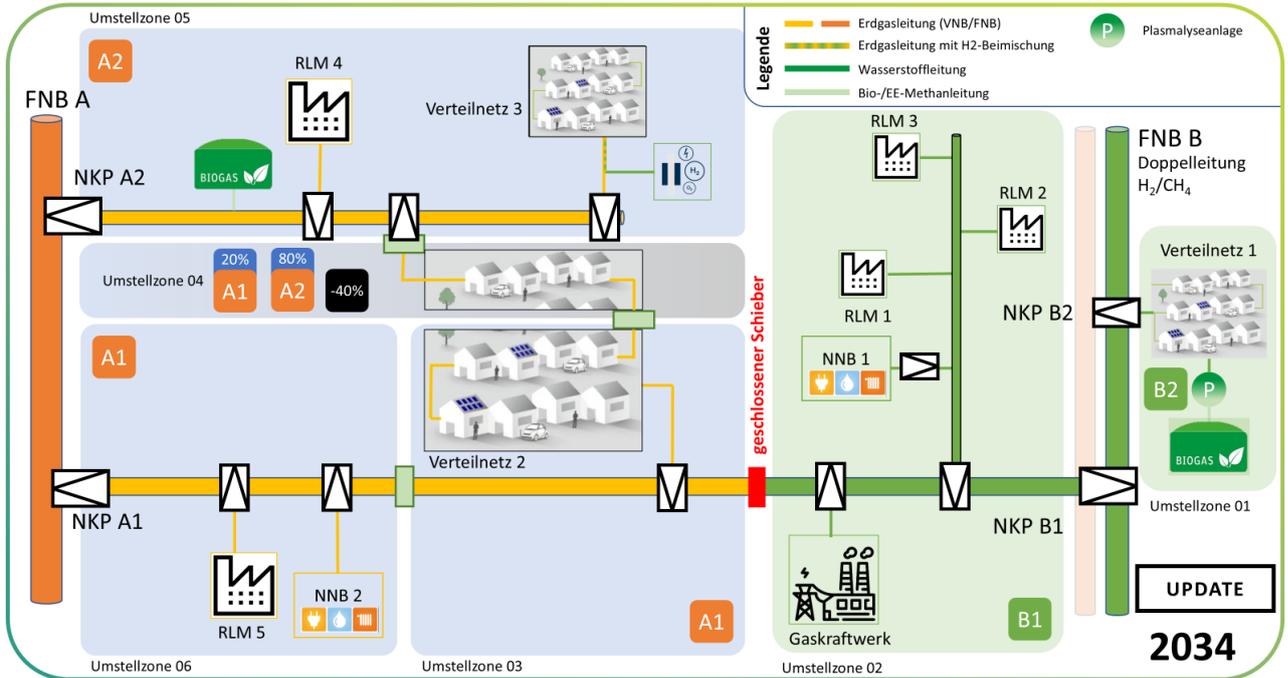


Abbildung 44: GTP-Entwurf – Erkenntnisse aus RLM-Analyse verschieben die Umstellung von USZ 02 auf 2034. Erkenntnisse aus der SLP-Analyse sehen 40% Stilllegung von USZ 04 im Jahr 2034.

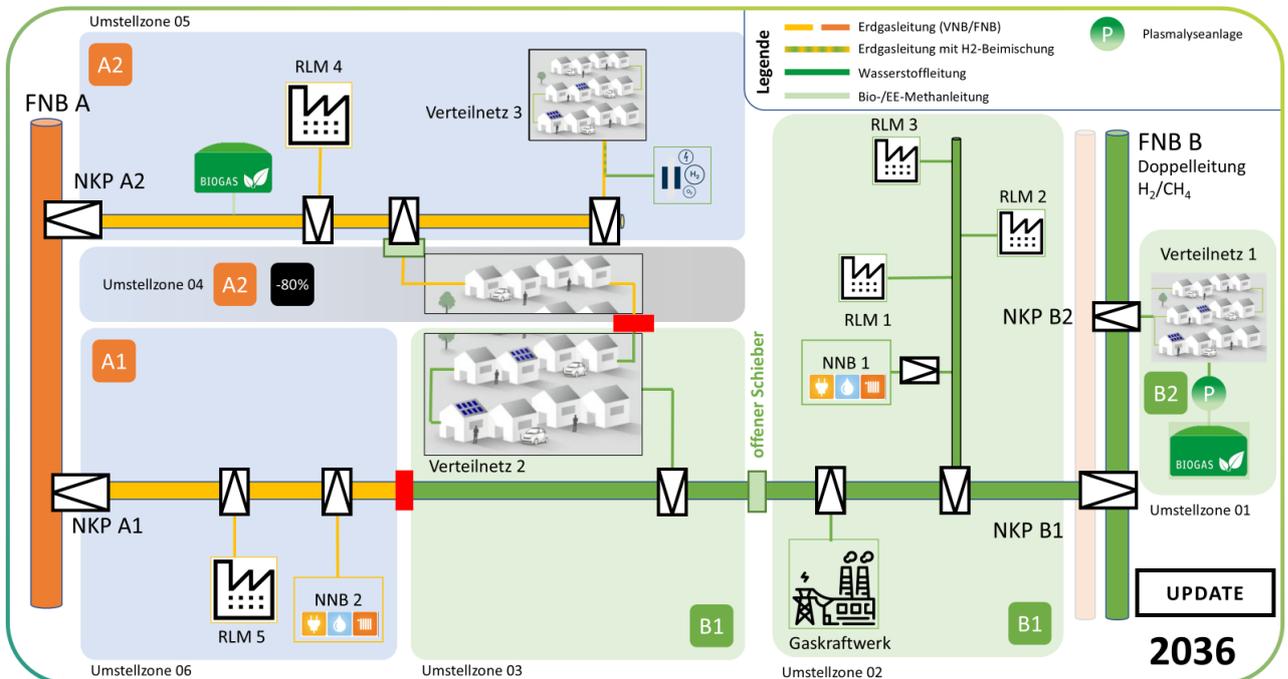


Abbildung 45: GTP-Entwurf – Stilllegung in USZ 04 wächst auf 80% an.

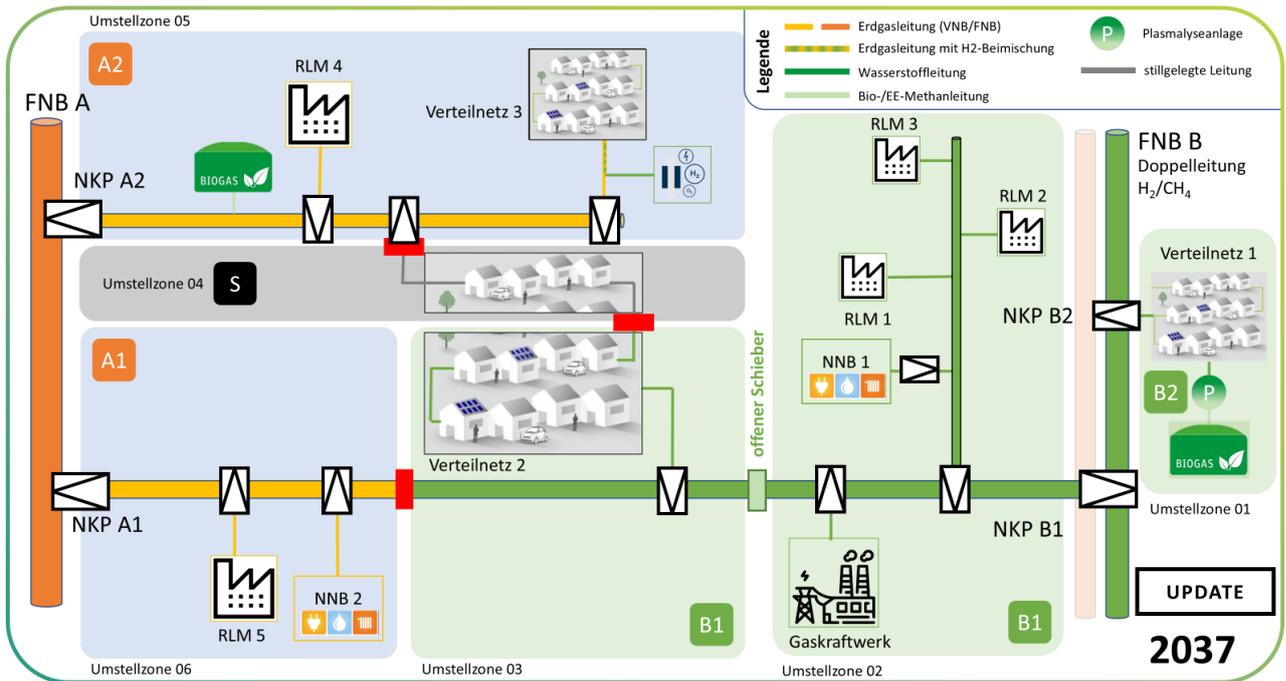


Abbildung 46: GTP-Entwurf – USZ 04 wird im Jahr 2037 vollständig stillgelegt.

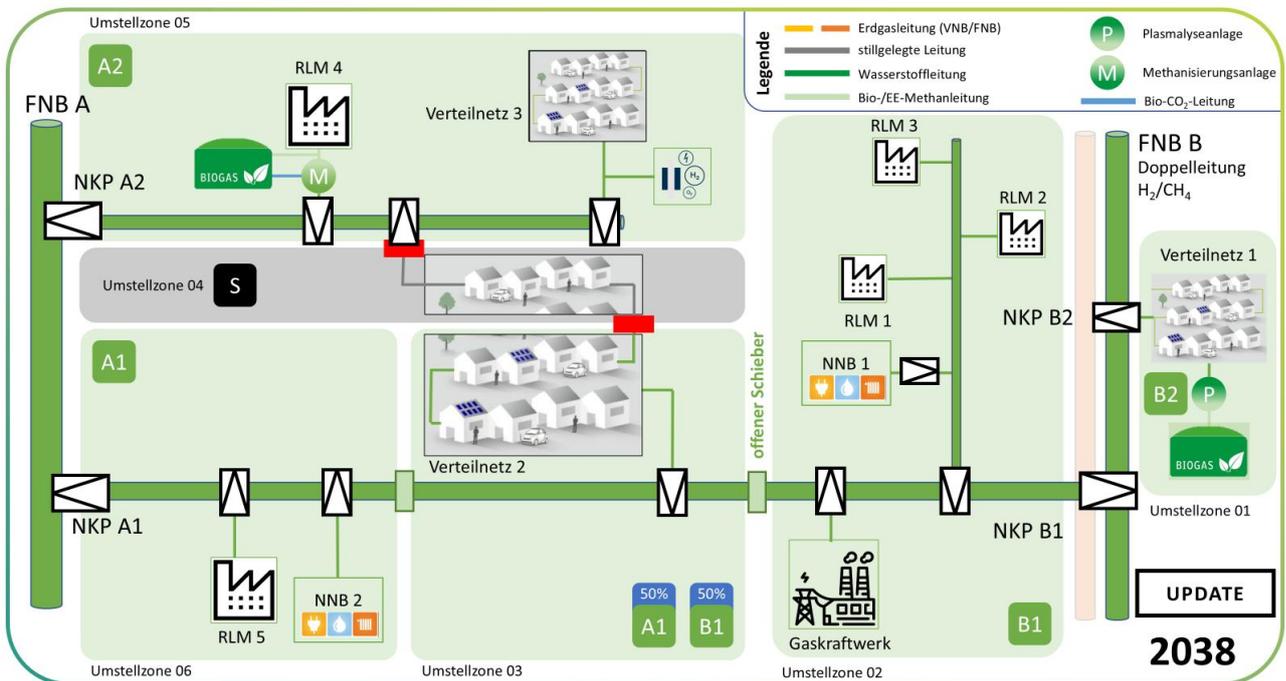


Abbildung 47: GTP-Entwurf – die Umstellung schreitet wie in der Basisprognose fort, das ganze Netz ist klimaneutral. USZ 04 ist stillgelegt.

Dies wirkt sich ebenso auf die Mengenentwicklung an den Netzkoppelpunkten aus:

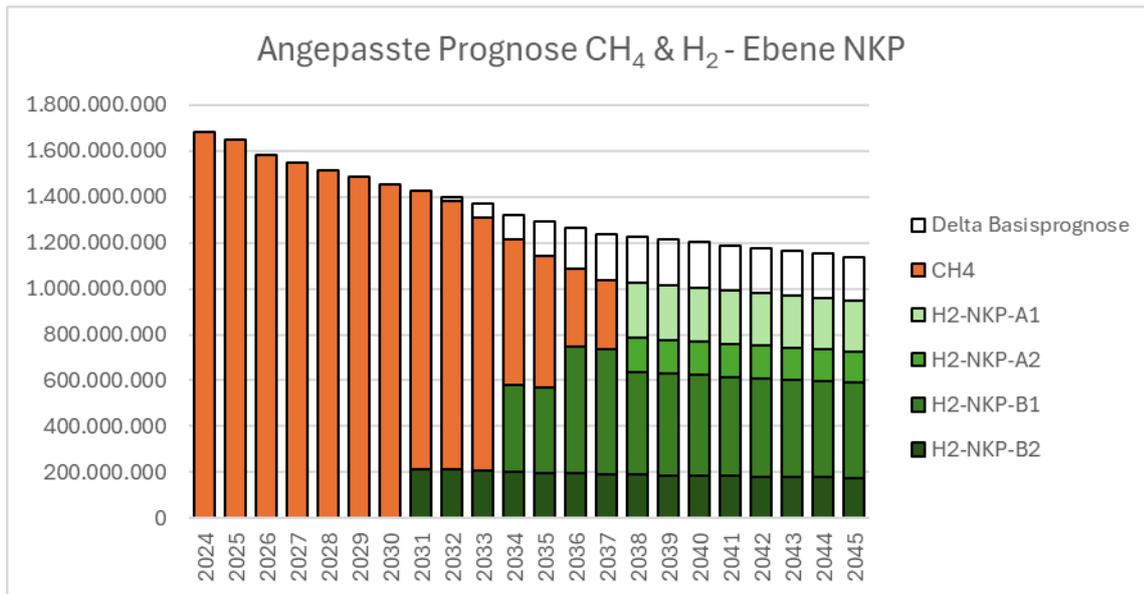
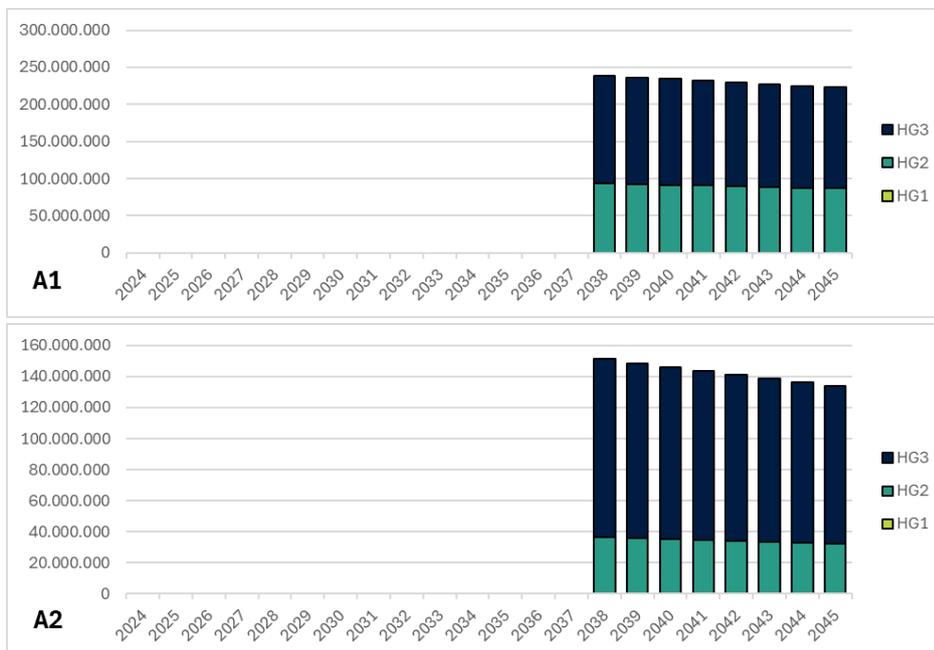


Abbildung 48: Angepasste Entwicklung von Erdgas und Wasserstoff-Bezug über die vorgelagerten Netzbetreiber auf Ebene Netzkopplungspunkt (kWh) mit Delta zur Basisprognose (vgl. auch 2033)

18.1. Erstentwurf LFP 2.0

Die Planwerte werden nun nach Härtegraden und Sektoren aufgeteilt – da die finalen Vorgaben der LFP 2.0 erst Anfang Juli offiziell erscheinen, hier nur eine kurze grafische Aufteilung der H₂-Mengen pro NKP auf Basis des aktuellen Arbeitsstands der Härtegradaufteilung der H₂-Mengen:



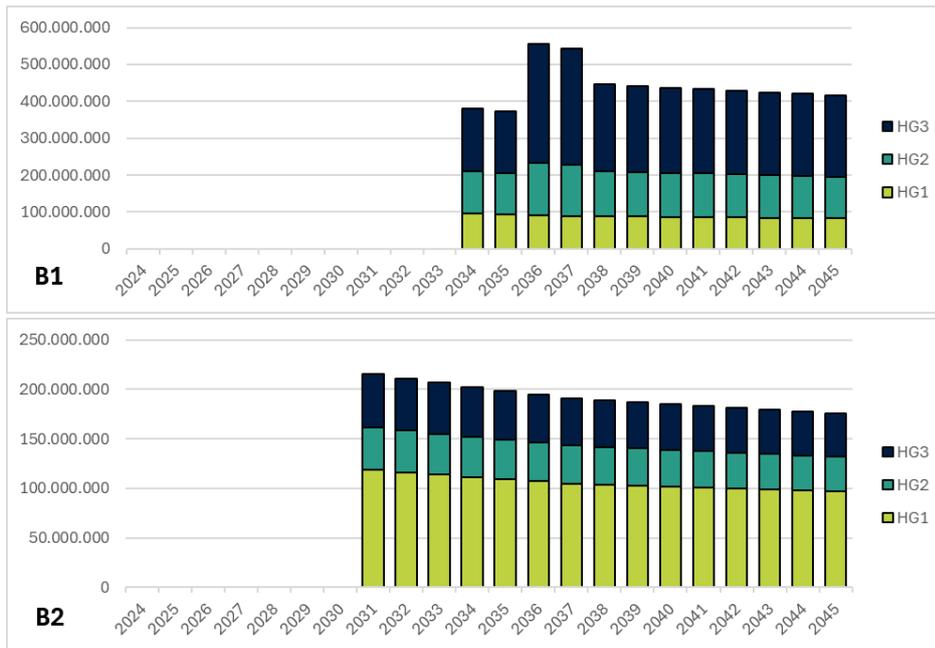


Abbildung 49: Aufteilung der H₂-Mengen pro Netzkopplungspunkt nach Härtegraden (vorläufig; vertikale Achse in kWh, abweichende Skalierung bei B1)

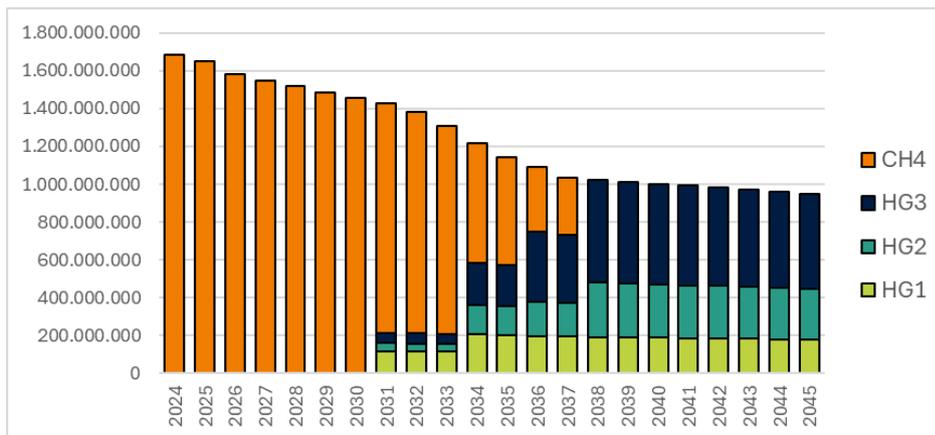


Abbildung 50: Aggregation CH₄ und Härtegrade H₂ über NKP A1, A2, B1, B2

Ebenso ist pro NKP/ASZ die Aufteilung nach Sektoren vorzunehmen. In der folgenden Grafik wurde über das gesamte Netzgebiet aggregiert und die sektorale Aufteilung der nachgelagerten Netzbetreiber noch nicht berücksichtigt:

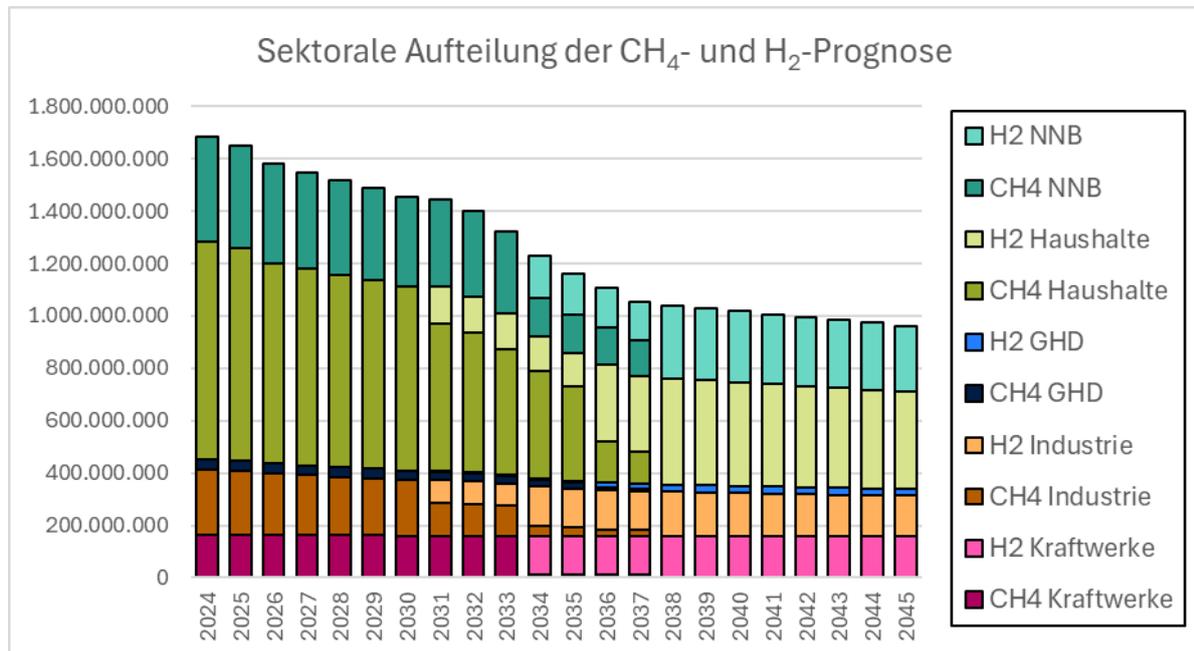


Abbildung 51: Aggregation sektorale Aufteilung der CH₄- H₂- Prognose über NKP A1, A2, B1, B2; nachgelagerte Netzbetreiber separat ausgewiesen

18.2. Erstentwurf RTP-Input

Die angepasste Planung wirkt sich wie folgt auf die Mengen pro Umstellzone aus:

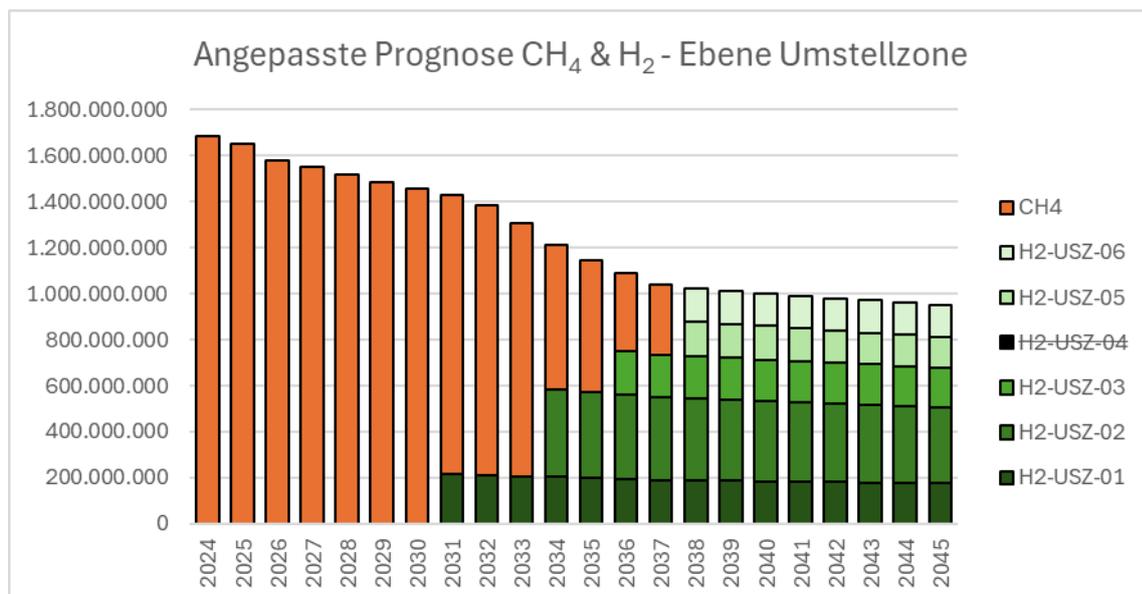


Abbildung 52: Angepasste Entwicklung von Erdgas und Wasserstoff-Bezug über die vorgelagerten Netzbetreiber auf Ebene Umstellzone (kWh) mit Delta zur Basisprognose

19. Beispiel – Datenbasis

19.1. Kundenstruktur 2024 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	-	200	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 2 (Umstellzone 04) ²⁶		Anzahl Kunden	Σ Arbeit [Mio. kWh/a]	Σ Leistung [kW]
bis 2032	SLP	10.000	200	110.000

²⁶ Basis 2024, ohne allgemeine Verbrauchsminderung (2% p.a.).

2033	SLP	8.000	160	88.000
2034	SLP	6.000	120	66.000
2035	SLP	4.000	80	44.000
2036	SLP	2.000	40	22.000

Auswirkungen Kommunale Wärmeplanung Verteilnetz 3 (Umstellzone 05) ²⁶		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

19.2. Versorgung 2024 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 2026	Biomethan	34	4.000
ab 2034	Elektrolyse	20	2.500

TEIL D Einordnung der Anforderungen von Artikel 56/57

Texte aus (EU) 2024/1788, abgerufen am 24.03.2025 via [Richtlinie \(EU\) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie \(EU\) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG \(Neufassung\) \(Text von Bedeutung für den EWR\)](#)

20. Artikel 56 – Entwicklungsplan für Wasserstoffverteilnetze

Interpretation Artikel 56 (1) und (2) b

(1) Die Wasserstoffverteilernetzbetreiber übermitteln der Regulierungsbehörde alle vier Jahre einen Plan über die Wasserstoffnetzinfrastruktur, die sie zu errichten beabsichtigen. Der Plan wird in enger Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern für Erdgas und Strom sowie — soweit vorhanden — mit den Betreibern von Fernwärme- und Fernkältenetzen ausgearbeitet, womit eine wirksame Integration der Energiesysteme gewährleistet ist und die Standpunkte der Netzbetreiber weitestgehend berücksichtigt werden. Die Mitgliedstaaten können Wasserstoffverteilernetzbetreibern gemäß diesem Artikel und Verteilernetzbetreibern gemäß Artikel 57, die in derselben Region tätig sind, gestatten, einen gemeinsamen Plan auszuarbeiten.

Mitgliedstaaten, in denen eine gemeinsame Planung erlaubt ist, stellen sicher, dass der Plan hinreichend transparent ist, damit die besonderen Bedürfnisse des Erdgassektors und die besonderen Bedürfnisse des Wasserstoffsektors, auf die sich der Plan bezieht, eindeutig ermittelt werden können. Für die jeweiligen Energieträger wird eine gesonderte Modellierung durchgeführt, einschließlich gesonderter Kapitel mit Karten des Erdgasnetzes und des Wasserstoffnetzes.

Mitgliedstaaten, in denen gesonderte Pläne für Erdgas und Wasserstoff ausgearbeitet werden, stellen sicher, dass die Verteilernetzbetreiber und die Wasserstoffverteilernetzbetreiber eng zusammenarbeiten, wenn Entscheidungen getroffen werden müssen, um die energieträgerübergreifende Systemeffizienz — etwa zu Umwidmungszwecken — sicherzustellen.

(2) Der Entwicklungsplan für Wasserstoffverteilernetze muss insbesondere

[...]

b) die gemäß Artikel 25 Absatz 6 der Richtlinie (EU) 2023/1791 erstellten Pläne für die Wärme- und Kälteversorgung und den Bedarf der Sektoren, die nicht unter die Pläne für die Wärme- und Kälteversorgung fallen, berücksichtigen sowie die Frage bewerten, wie der Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ im Einklang mit Artikel 27 der genannten Richtlinie eingehalten wird, wenn der Ausbau des Wasserstoffverteilernetzes in Sektoren, in denen energieeffizientere Alternativen zur Verfügung stehen, in Betracht gezogen wird;

Grundsätzlich gilt: Die Erreichung der Klimaziele und die Versorgungssicherheit der heutigen Gasnetzanschlussnehmer sind die Führungsgröße der VNB-Planung. Bis eine lokale Alternativversorgung absolut gesichert ist, muss der VNB die Versorgung unter Berücksichtigung der Erreichung der Klimaneutralität weiterplanen.

Die Zusammenarbeit von Wasserstoff- und Gasverteilnetzbetreibern in derselben Region wird durch den RTP abgebildet. Die Berücksichtigung der Kommunalen Wärmeplanung, der weiteren Sektoren sowie die Zusammenarbeit mit weiteren Netzbetreibern wird wie folgt abgebildet:

1. **Gebäude und Gewerbe (Heizgas):** Die Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern gemäß Art. 56 (1) wird durch die Koordination im Kontext der kommunalen Wärmeplanung durch die planungsverantwortliche Stelle gewährleistet. Die Kommunale Wärmeplanung wird wiederum im Rahmen der Aufrechterhaltung einer risikoresilienten, sicheren und klimaneutralen energetischen Versorgung in der Planung gemäß Art. 56 (2) b berücksichtigt.

→ die Kommunale Wärmeplanung wird in **10.1 Kundenanalyse (SLP)** behandelt

2. **Industrie/Gewerbe & Kraftwerke (Prozessgas):** Diese Zusammenarbeit wird bei Industrie-/Kraftwerksbedarfen im Dialog mit den relevanten Gas-RLM-Kunden sichergestellt. Heute nicht angeschlossene Kunde werden nur bei vorliegendem Netzanschlussbegehren berücksichtigt.

→ Die RLM-Kundenanalyse wird in **0**

3. **Kundenanalyse (RLM)** behandelt.

4. **Verkehr:** analog zu 2.. Ggf. Abstimmung mit Flughäfen und Häfen im Netzgebiet, mit Landesministerien zur H2-Mobilitätsstrategie und/oder mit weiteren relevanten Ankerkunden

→ Bewertung relevanter Bedarfe geschehen ebenso im Rahmen der RLM-Kundenanalyse

Bewertung der Frage nach der „**Energieeffizienz an erster Stelle**“:

- Konkret werden Effizienzpotenziale im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung sowie in den Kundengesprächen mit RLM-Kunden besprochen.
- Zudem ist es für VNBs nicht leistbar, jede theoretische Alternative wirtschaftlich und effizienzseitig zu bewerten. Zudem sind im Zuge großflächiger Energiewendemaßnahmen technische Effizienz, wirtschaftliche Effizienz (individuell und gesamtgesellschaftlich) und Risikoresilienz hinreichend abzuwägen.
- Andererseits sind in solchen Betrachtungen nur Alternativen relevant, die realistisch umgesetzt werden. Sofern diese Alternativen nicht im Handlungsspielraum des regulierten Netzbetreibers liegen, muss aus Gründen der Versorgungssicherheit für die Gasnetzanschlussnehmer, deren gesicherte Umsetzung belegt werden, um in der Planung Berücksichtigung zu finden.

→ Diese Aspekte werden in RLM- und SLP-Kundenanalyse abgedeckt

Interpretation Artikel 56 (2) a

(2) Der Entwicklungsplan für Wasserstoffverteilernetze muss insbesondere

a) Informationen über den zwischen den Nutzern von Wasserstoffverteilernetzen und deren Betreibern ausgehandelten Kapazitätsbedarf — sowohl in Bezug auf das Volumen als auch die Laufzeit — sowie über die Wasserstoffversorgung und den Kapazitätsbedarf — sowohl in Bezug auf das Volumen als auch die Laufzeit — bestehender und potenzieller künftiger schwer zu dekarbonisierender Endnutzer enthalten, wobei das Potenzial zur Verringerung der Treibhausgasemissionen und die Energie- und Kosteneffizienz im Vergleich zu anderen Alternativen sowie der Standort jener Endnutzer mit Blick auf eine gezielte Nutzung von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff in diesen Sektoren zu berücksichtigen ist;

Strukturiert aufbereitet steht in diesem Satz Folgendes (fett gedruckte Begriffe sind unter der angegebenen Nummer im Nachgang interpretiert):

Informationen über Kapazitätsbedarf (1): Volumen (These: nicht Nm³/h sondern kWh) und Laufzeit (These: Umstellzeitpunkt)

Für:

- Kunden mit bereits **ausgehandeltem (2)** H₂-Kapazitätsbedarf
- Bestehende **schwer zu dekarbonisierende (3)** Endnutzer (d.h. heute am Netz)
- potenzielle künftige **schwer zu dekarbonisierende (3)** Endnutzer (d.h. zukünftig am Netz)

Berücksichtige dabei:

- **Potenzial zur Verringerung der THG-Emissionen (4)**
- **Energie- und Kosteneffizienz (5)** im Vergleich zu anderen Alternativen
- **Eignung des Standorts (6)** für eine gezielte Nutzung von erneuerbarem und kohlenstoffarmen Wasserstoff

Interpretation:

(1) **Informationen über Kapazitätsbedarf:** Zielführend wäre die Meldung in kWh pro Jahr aggregiert auf Ebene Netzkopplungspunkt, zudem die separate Meldung von Einzelkunden ab 20 MWh/h (sie sollten jedoch in der Angabe pro NKP auch berücksichtigt sein). Dies wird im Zuge der LFP 2.0 geleistet.

(2) **Was bedeutet ausgehandelt?** Da eine Transformation gemäß Art. 56 durch die BNetzA im ersten Planungsdurchgang noch nicht genehmigt sein kann, kann es sich nicht um eine verbindliche Kapazitätsbestellung handeln, da diese durch den VNB noch nicht zugesagt werden kann. Es muss sich also um einen Letter of Intent o.ä. handeln (vgl. Härtegrade in der LFP 2.0). Eine verbindliche Buchung kann erst nach Genehmigung der Transformation durch die BNetzA erfolgen.

(3) **Was bedeutet schwer zu dekarbonisieren?**

- **Technisch schwer ohne Molekül-basierte Energieträger zu dekarbonisieren** (z.B. Hochtemperaturprozesse)
- **Rechtzeitig und wirtschaftlich schwer zu dekarbonisieren**
Hierunter fällt neben vielen Industrie- und Gewerbekunden auch der Wärmemarkt: Eine Sanierung des gesamten Gebäudebestands (Energieeffizienzklasse / Gebäudealter) und eine Vollverstromung oder flächendeckende Fernwärmelösung wird vielerorts nicht rechtzeitig im Hinblick auf die Klimaziele funktionieren. Die Gründe können vielzählig sein – von Handwerkerverfügbarkeit über Kosten für Hausbesitzer über Hindernisse beim dazu notwendigen Netzausbau.

- **Potenzielle künftige Nutzer:** hierbei kann vom Netzbetreiber nur die Berücksichtigung von Unternehmen mit gestelltem Netzanschlussbegehren oder sonstige bekannte Projekte und Anfragen verlangt werden. Hinzu kommt die per öffentlicher Ankündigung bekanntgemachte Erfassung der H₂ RLM-Bedarfe im Rahmen der LFP 2.0 durch proaktive Meldung der potenziellen zukünftigen Netzkunden beim Netzbetreiber. Eine seitens des Netzbetreibers initiierte Abfrage von heute nicht ans Netz angeschlossenen Kunden kann nicht verlangt werden.

(4) Potenzial zur Verringerung der THG-Emissionen: Dies entspricht den Emissionen der zu substituierenden Erdgasmenge in kWh * CO₂/kWh, basierend auf CO₂-Fußabdruck des Gases. Der CO₂-Fußabdruck des Gases wird durch die Händler verantwortet und liegt nicht im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers. Im Zuge dieses Nachweises kann auf den in der Emissionsberichterstattungsverordnung (EBeV) aufgeführten Wert von 0,0558 t CO₂/GJ für Erdgas abgestellt werden, was 0,20088 kg CO₂/kWh entspricht. Im Zuge der nationalen Umsetzung ist zu klären, inwiefern zudem Vorkettenemissionen zu berücksichtigen sind.

In 2045 ist durch die Klimagesetzgebung nur noch der Einsatz von klimaneutralen Gasen möglich. Das Potenzial zur Verringerung der jährlichen THG-Emissionen entspricht somit dem CO₂-Fußabdruck des heutigen Gasverbrauchs im Netz. Das Gesamtpotenzial nach Planeinreichung 2026 entspricht bei einem CO₂-Ausstoß pro kWh C , einem heutigen Erdgasverbrauch V_{2024} und einem Erdgasverbrauch von V_a im Jahre a :

$$\text{Gesamtreduktion} = C \cdot \sum_{a=2027}^{2045} (V_{2024} - V_a)$$

Eine entsprechende Berechnung ist durchzuführen, vgl. Kapitel 15.2.

- (5) Energie- und Kosteneffizienz:** analog 56 (2) b – dies gilt nur für Alternativen, die im Handlungsspielraum des regulierten Netzbetreibers liegen und die er dem Netzanschlussnehmer anbieten kann. Der Netzbetreiber ist nicht Energieentscheider, dies ist der Kunde. Falls eine Kunde eine klare und endgültige Entscheidung gegen die weitere gasförmige Energieversorgung trifft, wird dies berücksichtigt. Wenn eine alternative Energieversorgung mit besserer wirtschaftlicher Situation für den Kunden garantiert bereitgestellt wird, beeinflusst dies wiederum die Energieentscheidung des Kunden, nach der sich der Netzbetreiber richtet.
- (6) Eignung des Standorts:** mit Netzanschluss oder an erschlossener Straße; zudem H₂-Readiness (inklusive Vorkette) herstellbar

(2) Der Entwicklungsplan für Wasserstoffverteilternetze muss insbesondere

[...]

c) Informationen darüber enthalten, inwieweit für den Transport von Wasserstoff umgewidmete Erdgasrohrleitungen verwendet werden und inwieweit diese Umwidmung den nach Buchstabe a bestimmten Kapazitätsbedarf decken muss;

Hierbei ist der Anteil des geplanten Wasserstoffnetzes anzugeben, der durch Umwidmung von Bestandsleitungen entsteht (Umwidmung H₂ in km; Neubau H₂ in km; Bestandsnetz (heute) in km). Falls, bedingt durch die anderen Eigenschaften von Wasserstoff verglichen mit Erdgas oder einen erhöhten Kapazitätsbedarf bezweifelt wird, dass der notwendige Kapazitätsbedarf gedeckt werden kann, ist eine netzhydraulische Analyse durchzuführen. Kapazitätsbedingter Neubau ist entsprechend auszuweisen.

Interpretation Artikel 56 (2) d und e

(2) Der Entwicklungsplan für Wasserstoffverteilternetze muss insbesondere

[...]

d) auf einer Konsultation beruhen, die den einschlägigen Interessenträgern offen steht, damit sie frühzeitig und wirksam in den Planungsprozess, einschließlich der Bereitstellung und des Austauschs von Informationen, eingebunden werden können;

e) mit den Ergebnissen der Konsultation der Interessenträger auf der Website des Wasserstoffverteilternetzbetreibers veröffentlicht werden und der Regulierungsbehörde zusammen mit dem Ergebnis der Konsultation der Interessenträger übermittelt werden; diese Website wird regelmäßig aktualisiert, damit die einschlägigen Interessenträger ausreichend informiert werden und somit effektiv an der Konsultation teilnehmen können;

Da die Freigabe der Anforderungen auf Basis der Regionalen Transformationspläne geschehen soll, muss zum einen der jeweilige RTP regional in einem Entwurf erstellt sein. Zum anderen ist es für eine rechtlich sichere Konsultation notwendig, dass die Anforderungen der Ausgestaltung von Artikel 56 / 57 in nationalem Recht berücksichtigt wurden. Dementsprechend ist diese Konsultation nicht Gegenstand des GTP 2025.

(2) Der Entwicklungsplan für Wasserstoffverteilernetze muss insbesondere

[...]

f) mit dem integrierten nationalen Energie- und Klimaplan und dessen aktualisierten Fassungen sowie den integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsberichten, die gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegt werden, im Einklang stehen und das in Artikel 2 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2021/1119 festgelegte Ziel der Klimaneutralität unterstützen;

g) mit dem unionsweiten Netzentwicklungsplan für Wasserstoff gemäß Artikel 60 der Verordnung (EU) 2024/1789 und den gemäß Artikel 55 dieser Richtlinie erstellten nationalen zehnjährigen Netzentwicklungsplänen im Einklang stehen.

Zum Hintergrund:

Der Entwurf eines Nationale Energie- und Klimaplan musste gemäß EU (2018/1999) Art.9 (1) erstmalig zum 31. Dezember 2018 erstellt werden. Danach erneut alle 10 Jahre. Gemäß Art. 14 (2) ist erstmals zum 30.Juni 2024 und dann alle 10 Jahre eine aktualisierte Fassung dieses Plans der Kommission vorzulegen.

Parallel dazu ist erstmalig bis zum 15. März 2023 und danach alle 2 Jahre ein Fortschrittsbericht über die Durchführung des Plans an die Kommission zu übermitteln und gemäß Art.17 (7) der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden.

Aktualisierter integrierter nationaler Energie- und Klimaplan („NECP“, August 2024):
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240820-aktualisierung-necp.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Der zum 15. März zu übermittelnde Fortschrittsbericht („NECPR“) ist zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Leitfadens noch nicht öffentlich zugänglich.

Zum Umgang mit den Anforderungen aus Art. 56 (2) f, g siehe Kapitel 15.1.1.

Interpretation Artikel 56 (3)

(3) Die Wasserstoffverteilternetzbetreiber stellen den anderen Wasserstoffnetzbetreibern, einschließlich der Wasserstoffnetzbetreiber in den benachbarten Mitgliedstaaten, sofern eine direkte A zu diesen besteht, alle für die Erarbeitung des Plans erforderlichen Informationen zur Verfügung.

Dies ist die Zusammenarbeitspflicht in der netztopologischen Region und wird durch die regionale Abstimmung im Zuge des RTP gewährleistet.

Interpretation Artikel 56 (4), (5), (6), (7)

(4) Die Regulierungsbehörde bewertet, ob der Entwicklungsplan für das Wasserstoffverteilternetz im Einklang mit Absatz 1 dieses Artikels steht. Die Regulierungsbehörde prüft den Plan und kann nach Maßgabe der Bewertung Änderungen des Plans verlangen. Bei dieser Prüfung trägt sie der generellen energiewirtschaftlichen Notwendigkeit des Wasserstoffnetzes sowie dem gemäß Artikel 55 Absatz 2 Buchstabe f erarbeiteten gemeinsamen Szenariorahmen Rechnung. Die Regulierungsbehörde kann in Bezug auf übermittelte Pläne im Zusammenhang mit Wasserstoffnetzen, für die eine Ausnahme gemäß Artikel 51 oder Artikel 52 gilt, von einer Prüfung des Plans und dem Aussprechen von Änderungsempfehlungen absehen.

Diese Prüfung soll erst auf der Ebene RTP erfolgen. Sie erfolgt nicht für den GTP 2025, dieser ist ein vorbereitendes Instrument.

(5) Die Regulierungsbehörde berücksichtigt bei der Genehmigung besonderer Entgelte im Sinne des Artikels 5 der Verordnung (EU) 2024/1789 die Ergebnisse der Prüfung des Entwicklungsplans für das Wasserstoffverteilternetz.

Das Thema Finanzierung der Transformationskosten und Neubaukosten ist gegenwärtig in Klärung. Erste relevante Hinweise für den Lösungsraum gibt das Gutachten:

„Rechtlicher Rahmen für eine Transformationsregulierung für Erdgasverteiler-netzbetreiber“
(Kanzlei Rosin Büdenbender, http://www.irn.de/daten/nur/2025-02-18_NuR_2025_Beilage_1.pdf)

(6) Bis zum 31. Dezember 2032 können die Mitgliedstaaten — unbeschadet der Zuständigkeiten der Regulierungsbehörde in Bezug auf die Überwachung der Netzzugangsvorschriften — eine andere zuständige Behörde damit betrauen, den Entwicklungsplan für das Wasserstoffverteilernetz zu prüfen und Empfehlungen für Änderungen auszusprechen, die vom Wasserstoffverteilernetzbetreiber an dem Plan vorzunehmen sind, um die Kohärenz mit den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen und ihren aktualisierten Fassungen zu gewährleisten.

Hieraus ergibt sich keine geänderte Anforderung an die Verteilnetzbetreiber.

(7) Abweichend von den Absätzen 1 bis 5 dieses Artikels können die Mitgliedstaaten beschließen, die Anforderungen nach Artikel 55 ab dem 4. August 2024 auf Wasserstoffverteilernetzbetreiber anzuwenden.

Diese Option schätzen wir als sehr unwahrscheinlich ein.

21. Artikel 57 – Stilllegungspläne für Erdgasverteilernetzbetreiber

Interpretation Artikel 57 (1)

(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Verteilernetzbetreiber Pläne für die Netzstilllegung erarbeiten, wenn eine Verringerung der Erdgasnachfrage, die die Stilllegung von Erdgasverteilernetzen oder Teilen solcher Netze erfordert, zu erwarten ist. Diese Pläne werden in enger Zusammenarbeit mit den Wasserstoffverteilernetzbetreibern, den Betreibern von Stromverteilernetzen und den Betreibern von Fernwärme- und Fernkältenetzen ausgearbeitet, um eine wirksame Integration der Energiesysteme zu gewährleisten und der reduzierten Nutzung von Erdgas für die Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden, in denen energie- und kosteneffizientere Alternativen zur Verfügung stehen, Rechnung zu tragen. Die Mitgliedstaaten können Verteilernetzbetreibern gemäß diesem Artikel und Wasserstoffverteilernetzbetreibern gemäß Artikel 56, die in derselben Region tätig sind, gestatten, einen gemeinsamen Plan auszuarbeiten, falls Teile der Erdgasinfrastruktur umgewidmet werden sollen. Mitgliedstaaten, in denen ein gemeinsamer Plan zulässig ist, stellen sicher, dass der Plan hinreichend transparent ist, damit die besonderen Bedürfnisse des Erdgassektors und die besonderen Bedürfnisse des Wasserstoffsektors, auf die sich der Plan bezieht, eindeutig ermittelt werden können. Gegebenenfalls wird für die jeweiligen Energieträger eine gesonderte Modellierung durchgeführt, einschließlich gesonderter Kapitel mit Karten des Erdgasnetzes und des Wasserstoffnetzes.

Mitgliedstaaten, in denen gesonderte Pläne für Erdgas und Wasserstoff ausgearbeitet werden, stellen sicher, dass die Verteilernetzbetreiber und die Wasserstoffverteilernetzbetreiber eng zusammenarbeiten, wenn Entscheidungen getroffen werden müssen, um die energieträgerübergreifende Systemeffizienz — etwa zu Umwidmungszwecken — sicherzustellen.

Was bedeutet „Stilllegung“ für Erdgas, Wasserstoff und Biomethan?

Aus dem Kontext erschließt sich, dass „Stilllegung“ im Sinne dieses Artikels konkret Beendigung der Methanversorgung bedeutet. Dies kann einerseits die Stilllegung („im klassischen Sinne“) der Leitung sein, jedoch auch die Beendigung der Methanversorgung um die Leitung mit Wasserstoff weiterzubetreiben („Umstellung“). Die Stilllegungsplanung zielt auf eine Beendigung der Erdgasversorgung ab. Für den Weiterbetrieb der Leitung mit klimaneutralem Methan wie Biomethan ist eine Stilllegungsplanung nach diesem Artikel nicht notwendig.

Eine gemeinsame Planung nach Art. 56 und 57 ist sinnvoll:

Es wird davon ausgegangen, dass in der deutschen Umsetzung der Artikel die gemeinsame Planung nach Artikel 56 und 57 ermöglicht wird. Dies sollte gemeinschaftlich in netztopologisch sinnvollen Regionen durch den Regionalen Transformationsplan umgesetzt werden.

Stilllegungsplanung nach Art. 57 ist nur bei vorhandenen Kunden notwendig

Zudem ist davon auszugehen, dass Stilllegungspläne gemäß Art. 57 nur dann notwendig sind, wenn im entsprechenden Netz Netzabschnitte stillgelegt werden sollen, über die noch Kunden versorgt werden. D.h. Netzabschnitte ohne angeschlossene versorgte Kunden und ohne Transportfunktion können ohne einen solchen Plan stillgelegt werden.

Interpretation Artikel 57 (2) a

(2) Der Entwicklungsplan für Wasserstoffverteilernetze muss insbesondere

a) die Pläne sind auf die gemäß Artikel 25 Absatz 6 der Richtlinie (EU) 2023/1791 entwickelten Pläne für die Wärme- und Kälteversorgung gestützt und tragen dem Bedarf von Sektoren Rechnung, die nicht unter die Pläne für die Wärme- und Kälteversorgung fallen;

Analog Art. 57 2 (a)

Versorgungssicherheit der Gasnetzanschlussnehmer ist die Führungsgröße der VNB-Planung. Der einer Stilllegung zugrunde zulegende Rückgang der Erdgasnachfrage muss sicher feststehen und kann sich nicht auf unverbindliche Pläne oder Projektionen beziehen. Bis eine lokale Alternativversorgung absolut gesichert ist, muss der VNB die Versorgung weiterplanen.

1. **Gebäude und Gewerbe (Heizgas):** Die Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern gemäß Art. 56 (1) wird durch die Koordination im Kontext der kommunalen Wärmeplanung durch die planungsverantwortliche Stelle gewährleistet. Die Kommunale Wärmeplanung wird wiederum im Rahmen der Aufrechterhaltung einer risikoresilienten, sicheren und klimaneutralen energetischen Versorgung in der Planung gemäß Art. 56 (2) b berücksichtigt.

→ die Kommunale Wärmeplanung wird in **10.1 Kundenanalyse (SLP)** behandelt

2. **Industrie/Gewerbe & Kraftwerke (Prozessgas):** Diese Zusammenarbeit wird bei Industrie-/Kraftwerksbedarfen im Dialog mit den relevanten Gas-RLM-Kunden sichergestellt. Heute nicht angeschlossene Kunden werden nur bei vorliegendem Netzanschlussbegehren berücksichtigt.

→ Die RLM-Kundenanalyse wird in **0**

3. **Kundenanalyse** (RLM) behandelt.

4. **Verkehr**: analog zu 2.. Ggf. Abstimmung mit Flughäfen und Häfen im Netzgebiet, mit Landesministerien zur H₂-Mobilitätsstrategie und/oder mit weiteren relevanten Ankerkunden

Interpretation Artikel 57 (2) b, c, d, e

(2) Der Entwicklungsplan für Wasserstoffverteilernetze muss insbesondere

[...]

b) die Pläne sind zum einen auf angemessene Annahmen bezüglich der Entwicklung der Erdgaserzeugung und -einspeisung und der Versorgung mit Erdgas, einschließlich Biomethan, gestützt und zum anderen auf den Verbrauch von Erdgas in allen Sektoren auf der Ebene der Verteilung;

Dies wird im Rahmen der Kapazitäts- und Einspeiseanalyse (Kapitel 9) und der LFP 2.0 geleistet. Die Zuordnung zu Sektoren geschieht im Zuge der sektoralen Zuordnung der LFP. Angemessene Annahmen zu Treffen ist Aufgabe des VNB im Rahmen seiner netzbetreiberischen Sorgfaltspflicht.

c) die Verteilernetzbetreiber ermitteln die erforderlichen Infrastrukturanpassungen, wobei nachfrageseitige Lösungen, die keine neuen Infrastrukturinvestitionen erfordern, Vorrang erhalten; zudem wird in den Plänen die Infrastruktur aufgeführt, die stillgelegt werden soll, auch im Hinblick darauf, Transparenz in Bezug auf die mögliche Umwidmung solcher Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff zu schaffen;

Durch die integrierte Planung mit Art. 56 ist der Transparenzanforderung genüge getan.

d) die Verteilernetzbetreiber führen zur Erarbeitung des Plans eine Konsultation durch, die den einschlägigen Interessenträgern offen steht, damit sie frühzeitig und wirksam in den Planungsprozess, einschließlich der Bereitstellung und des Austauschs von Informationen, eingebunden werden können; die Ergebnisse der Konsultation und der Stilllegungsplan werden der zuständigen nationalen Behörde übermittelt;

e) die Pläne und die Ergebnisse der Konsultation der Interessenträger werden auf den Websites der Verteilernetzbetreiber veröffentlicht; diese Websites werden regelmäßig aktualisiert, um sicherzustellen, dass die einschlägigen Interessenträger ausreichend informiert werden und somit effektiv an der Konsultation teilnehmen können;

Eine Konsultation ist nur notwendig, wenn ein Stilllegungsplan im Sinne dieses Artikels erstellt werden soll. Die ist nur für Netzabschnitte notwendig, über die noch Kunden versorgt werden. D.h. Netzabschnitte ohne angeschlossene versorgte Kunden und ohne Transportfunktion können ohne einen solchen Plan und somit auch ohne Konsultation stillgelegt werden.

Da die Inhalte der konkreten Umsetzung in nationales Recht gegenwärtig noch nicht vorliegen, erfolgt diese Konsultation nicht für den GTP 2025.

Interpretation Artikel 57 (2) f

(2) Der Entwicklungsplan für Wasserstoffverteilernetze muss insbesondere

[...]

f) die Pläne werden mindestens alle vier Jahre auf der Grundlage der jüngsten Projektionen für die Erdgasnachfrage und -versorgung in der betreffenden Region aktualisiert und erstrecken sich auf einen Zeitraum von zehn Jahren;

Ein zweijähriger Planungszyklus ist im Interesse der VNB

Um mit den Netzentwicklungsplan für Gas und Wasserstoff im Einklang zu stehen und Bedarfe der Verteilnetzebene an Netzentwicklung nicht nur alle 4 Jahre einbringen zu können, halten wir es für hochgradig sinnvoll, dass in der nationalen Umsetzung eine synchronisierte zweijährige Planung verabschiedet wird²⁷. Da der GTP die Implementierung der Umsetzung vorbereitet, ist er gegenwärtig weiterhin ein jährliches Instrument.

²⁷ Entsprechende Gespräche durch den AK Netztransformation der Ko.NEP und die Verbände laufen gegenwärtig mit dem BMWK.

Interpretation Artikel 57 (2) g, h, i

(2) Der Entwicklungsplan für Wasserstoffverteilernetze muss insbesondere

[...]

g) Verteilernetzbetreiber, die in demselben regionalen Gebiet tätig sind, können sich dafür entscheiden, einen einzigen gemeinsamen Stilllegungsplan zu erstellen;

h) die Pläne stehen im Einklang mit dem unionsweiten Netzentwicklungsplan für Erdgas gemäß Artikel 32 der Verordnung (EU) 2024/1789 und den gemäß Artikel 55 dieser Richtlinie erstellten nationalen zehnjährigen Netzentwicklungsplänen;

i) die Pläne stehen im Einklang mit dem integrierten nationalen Energie- und Klimaplan des betreffenden Mitgliedstaats, dem integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsbericht sowie der gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten langfristigen Strategie und unterstützen das in Artikel 2 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2021/1119 festgelegte Ziel der Klimaneutralität.

Die gemeinschaftliche Erstellung aus g) entspricht genau dem Gedanken des RTP. Zum Umgang mit den Anforderungen zum unionsweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP), dem integrierten nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) und den Fortschrittsberichten (NECPR) siehe analog die Interpretation zu Artikel 56 (2) f und g sowie Kapitel 15.1.1.

Die langfristige Strategie in (EU) 2018/1999 ist konkret der Klimaschutzplan 2050 [[Klimaschutzplan 2050](#)]. Zum Umgang damit siehe Kapitel 15.1.2.

Interpretation Artikel 57 (3), (4), (5), (6)

(3) Die zuständigen nationalen Behörden bewerten, ob die Stilllegungspläne für das Verteilernetz den in Absatz 2 festgelegten Grundsätzen genügen. Sie genehmigen den Stilllegungsplan des Verteilernetzes oder lehnen ihn ab und können Änderungen dieses Plans verlangen.

Die Genehmigung der Pläne soll auf Ebene RTP geschehen (vgl. 2 g)). Die systemische Kohärenz des RTP mit dem NEP erhöht die Wahrscheinlichkeit der Genehmigung dieser Pläne auf Basis eines genehmigten NEP / Szenariorahmens.

(4) Durch die Ausarbeitung der Stilllegungspläne für Verteilernetze wird der Schutz der Endkunden gemäß Artikel 13 erleichtert und ihren Rechten gemäß Artikel 38 Absatz 6 Rechnung getragen.

Artikel 13

Verbraucherrechte und Verbraucherschutz im Zusammenhang mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Nutzung von Erdgas

Wenn es gemäß Artikel 38 Absatz 6 erlaubt ist, Netznutzern den Netzanschluss zu trennen, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass

a) die betroffenen Netznutzer und andere einschlägige Interessenträger, insbesondere Verbraucherverbände, konsultiert wurden;

b) Netznutzer, Endkunden und einschlägige Interessenträger rechtzeitig über den geplanten Termin, das Verfahren für die Trennung des Netzanschlusses, die geplanten Schritte und den entsprechenden Zeitplan informiert werden;

[...]

d) die besonderen Bedürfnisse von schutzbedürftigen Kunden gemäß Artikel 26 oder von Energiearmut betroffenen Kunden bei der Planung und Durchführung des schrittweisen Ausstiegs aus der Nutzung von Erdgas entsprechend berücksichtigt werden und, sofern einschlägig, unter Berücksichtigung der in Artikel 27 genannten Leitlinien angemessene Maßnahmen ergriffen werden, um nachteilige Auswirkungen des schrittweisen Ausstiegs aus der Nutzung von Erdgas zu beseitigen; diese Maßnahmen können die Verwendung von öffentlicher Finanzierung und auf Unionsebene eingerichteter Finanzierungsfazilitäten umfassen;

[...]

In Artikel 13 ist besonders hervorzuheben:

(a, b):, Kunden sowie einschlägige Interessensvertreter wie Verbraucherverbände müssen konsultiert werden. Netznutzer, Endkunden und einschlägige Interessenträger müssen rechtzeitig über den geplanten Termin, das Verfahren für die Trennung des Netzanschlusses, die geplanten Schritte und den entsprechenden Zeitplan informiert werden. Hierbei ist gegenwärtig noch nicht festgelegt, welche Fristen als „rechtzeitig“ gelten. Bei einer Trennung ohne Folgeversorgung mit H₂ ist von einer endkundenfreundlichen, deutlich mehrjährigen Frist auszugehen.

(d): Noch nicht konkret ausgestaltet sind die Maßnahmen, die gemäß Art. 26 durch Deutschland zu ergreifen sind. Selbiges gilt für die Leitlinien zum Schutz besonderer Kunden, die gemäß Art. 27 durch die Kommission bereitgestellt werden. Beide sind, sofern sie das Handeln des Netzbetreibers betreffen durch ihn zu berücksichtigen.

Artikel 38

Verweigerung des Zugangs und des Anschlusses

[...]

(4) Abweichend von den Absätzen 1, 2 und 3 dieses Artikels stellt ein Mitgliedstaat sicher, dass es Fernleitungsnetz- und Verteilernetzbetreibern erlaubt ist, Nutzern von Erdgasnetzen den Zugang zum Netz oder den Anschluss an das Netz zu verweigern oder diesen Nutzern den Netzanschluss zu trennen, insbesondere um die Einhaltung der Umsetzung des Ziels der Klimaneutralität gemäß Artikel 2 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2021/1119 sicherzustellen, sofern

a) im gemäß Artikel 55 erstellten Netzentwicklungsplan die Stilllegung des Fernleitungsnetzes oder relevanter Teile davon vorgesehen ist;

b) die zuständige nationale Behörde den Plan für die Netzstilllegung gemäß Artikel 57 Absatz 3 gebilligt hat;

c) der betreffende Verteilernetzbetreiber, der gemäß Artikel 57 Absatz 5 von der Vorlage eines Netzstilllegungsplans befreit ist, die zuständige nationale Behörde über die Stilllegung des Verteilernetzes oder von Teilen dieses Netzes unterrichtet hat.

[...]

(6) Jede Verweigerung des Netzzugangs oder des Anschlusses an das Netz und jede Trennung des Netzanschlusses gemäß diesem Artikel ist ordnungsgemäß zu begründen.

Rechte der Endkunden gemäß Artikel 38 (6):

Die Erlaubnis der Durchführung der Trennung von Netzanschlussnehmern oder der Verweigerung des Anschlusses im Zuge der Stilllegung basiert auf Artikel 38 (4). Artikel 38 (6) sagt aus, dass eine solche Trennung oder Verweigerung ordnungsgemäß zu begründen ist.

(5) Die Mitgliedstaaten können beschließen, die in den Absätzen 1 bis 4 genannten Verpflichtungen nicht auf Verteilernetzbetreiber anzuwenden, die zum 4. August 2024 weniger als 45 000 angeschlossene Kunden versorgen. Sind Verteilernetzbetreiber von der Vorlage eines Stilllegungsplans für das Verteilernetz befreit, so unterrichten sie die Regulierungsbehörde über die Stilllegung der Verteilernetze oder von Teilen dieser Netze.

Da die de-minimis-Regel in der nationalen Umsetzung optional ist, ist es sinnvoll im Rahmen des GTP 2025 davon auszugehen, dass sie nicht umgesetzt wird, um in jedem Falle vorbereitet zu sein. Zudem gibt es die Option der de-minimis-Regel auch nur im Rahmen der Stilllegungsplanung –

die Wasserstoffplanung nach Art. 56 sieht eine solche Regel nicht vor und muss, so man eine Wasserstofftransformation durchführen will, in jedem Fall erfolgen.

Die Mitwirkung bei der RTP-Planung ist unabhängig einer de-minimis-Regel notwendig, um eine kohärente Regionalplanung durchzuführen. Es liegt im Eigeninteresse eines jeden VNB eine solche Planung durchzuführen, unabhängig davon, ob eine Genehmigung durch die BNetzA notwendig sein wird.

(6) Für den Fall, dass Teile des Erdgasverteilernetzes vor dem ursprünglich geplanten Lebenszyklus stillgelegt werden müssen, legt die Regulierungsbehörde Leitlinien für einen strukturellen Ansatz bezüglich der Abschreibung solcher Anlagen und der Festlegung der Entgelte gemäß Artikel 78 Absatz 7 fest. Bei der Ausarbeitung solcher Leitlinien konsultieren die Regulierungsbehörden die einschlägigen Interessenträger, insbesondere die Verteilernetzbetreiber und die Verbraucherverbände.

Hieraus entstehen zunächst keine zusätzlichen Anforderungen an den VNB.

22. nachgelagerte Anforderungen aus dem EnWG

Da die Planung nach Art. 56/57 kohärent mit dem Netzentwicklungsplan für Gas und Wasserstoff zu erfolgen haben, setzten sich Anforderungen, die an die Erstellung des NEP gerichtet sind in die Verteilnetzplanung fort.

Diese ist zusätzlich zu den in Art. 56 und 57 bereits genannten Anforderungen insbesondere die angemessene Berücksichtigung der Systementwicklungsstrategie (EnWG §15b (3)) im Szenariorahmen. Dies wird ebenso durch den Abstimmungsprozess von FNB und VNB gemäß **Abbildung 11: Branchenseitiges Zielbild der Zeitschiene für den GTP/RTP für 2025/2026** sichergestellt.

TEIL E Anhang

23. Einteilung von Kunden in Sektoren mittels SLP-Verfahren

Möglichkeit zur Einordnung von SLP-Anschlussnehmern in Sektoren (für LFP 2.0)

In der kommenden LFP 2.0 ist bei der Angabe zum H₂-Leistungs- und Mengenbedarf eine zusätzliche Aufteilung in Sektoren notwendig (siehe Kapitel 12.2).

Diese Sektoren unterscheiden sich wie folgt:

- | | |
|--|-------------|
| 1. Kraftwerke/Umwandlung | = RLM |
| 2. Industrie ohne Kraftwerke/Umwandlung | = RLM |
| 3. GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) | = SLP + RLM |
| 4. Haushalte ²⁸ | = SLP + RLM |
| 5. Verkehr (Tankstellen für Schifffahrt, Flugzeuge und Kraftfahrzeuge) | = SLP + RLM |

Die Aufteilung von Leistung [kWh/h bzw. kW] und Energie [kWh/a] von RLM-Anschlussnehmern in Sektoren ist aufgrund der gegebenen registrierten Leistungsmessung (RLM) verhältnismäßig leicht machbar. Nach Einordnung des H₂-Bedarfes des RLM-Anschlussnehmers in den entsprechenden Härtegrad I-III, kann die H₂-Leistung und Energie, insofern Sie nicht dem VNB gemeldet wurde, anhand von Messwerten prognostiziert werden. Für die Prognose bieten sich verschiedene Rohrnetzrechnungsprogramme (z.B. STANET^{®29}) an.

Die Aufteilung von H₂-Bedarfen bei SLP-Anschlussnehmern aus den Sektoren 3 bis 5 gestaltet sich i.d.R. herausfordernder. Dies liegt vor allem darin begründet, dass eine konkrete Zuordnung des Anschlussnehmers in den passenden Sektor 3 bis 5 nicht immer deutlich ist (aufgrund Vielzahl der Kunden).

Um dennoch eine plausible Aufteilung vornehmen zu können, kann man die Standardlastprofile - SLP (TUM-Profile oder SigLinDe FfE-Profile)^[41] heranziehen. Im Regelfall ist jedem SLP-Anschlussnehmer einem bestimmten Lastprofil (siehe § 24 Abs. 3 Gas- NZV) zugeordnet.

²⁸ In der Regel SLP. RLM kann in Ausnahmefällen (große Wohnungsbaugesellschaften) vorliegen.

Diese Sektoren können wie folgt zugeordnet werden:

SLP-Kategorie	SLP-Bezeichnung	Mögliche Sektorzuordnung für LFP 2.0
DE_GKO	Gebietskörpersch., Kreditinst. u. Versich., Org. o. Erwerbszw. & öff. Einr.	3
DE_GHA	Einzelhandel, Großhandel	3
DE_GMK	Metall, Kfz	3
DE_GBD	sonst. betr. Dienstleistungen	3
DE_GGA	Beherbergung	3
DE_GBH	Gaststätten	3 oder 5
DE_GBA	Bäckereien	3
DE_GWA	Wäschereien	3 oder 5
DE_GGB	Gartenbau	3
DE_GPD	Papier und Druck	3
DE_GMF	haushaltsähnliche Gewerbebetriebe	3
DE_GHD	Summenlastprofil Gewerbe, Handel, Dienstleistung	3
DE_HEF	Haushalt < 50.000 kWh/a, deutschlandweit	4
DE_HMF	Haushalt >= 50.000 kWh/a, deutschlandweit	4

Hinweis: Bei den Bezeichnungen handelt es sich um eine exemplarische Nutzung, nicht um die ausschließliche Anwendung des Profils. So fallen unter „Wäschereien“ z.B. Erdgastankstellen und unter „Gaststätten“ auch Flugplätze (vgl. BDEW/VKU/Geode-Leitfaden (siehe Fußnote)).

24. Ermittlung von SLP-Leistungswerten und Einteilung von Kunden nach Härtegraden mittels z.B. STANET

Die SLP-Anschlussnehmer sind ebenfalls einem Härtegrad zu zuordnen (siehe Kapitel 12.1.2). Um die große Menge an SLP-Anschlussnehmer auswertbar zu gestalten, sollte hier auf eine Liste der letzten Jahresverbrauchsabrechnung (JVA) zurückgegriffen werden. In dieser wird jedem SLP-Anschlussnehmer ein Lastprofil, Marktlokation und der gezählte Jahresverbrauch [kWh/a] zu geordnet.

Nun können allen relevanten SLP-Anschlussnehmern ein Härtegrad und ein Sektor zugewiesen werden.

Aufgrund der hohen Menge an Zuordnungen im SLP-Bereich bietet sich hier die Nutzung eines Programmes wie z.B. STANET an²⁹.

In der Regel sind in STANET die Verbrauchsdaten aus der JVA mit den Sachdaten der Netztopologie verknüpft. Damit ergeben sich für die SLP-Kundenanalyse folgende Vorteile:

- a) Der Vielzahl an SLP-Anschlussnehmer können Sektoren und Härtegrade zugeordnet werden.
- b) Es können bei der kommenden LFP 2.0 für SLP-Anschlussnehmer (Erdgas und H2) Leistungs- und Energiewerte ermittelt werden.
- c) Alle Gas-Verbraucher (SLP und RLM) können in einem System berechnet und dokumentiert werden.
- d) Wenn die Nutzung eines Standardlastprofils für eine künftige H2-Nutzung von bestimmten Verbrauchern nicht geeignet ist, bietet STANET den Import bzw. die Erstellung individueller Lastprofile an.

Hinweis: Es ist seitens des Softwareherstellers von STANET, Fischer-Uhrig Engineering GmbH, die Erarbeitung von Lehrvideos geplant, in denen die zuvor genannten Arbeitsschritte der Zuordnung und Berechnung im Detail erklärt werden. Die Veröffentlichung ist im Lauf des Jahres 2025 geplant.

²⁹ Bei der Nennung der Software STANET handelt es sich ausdrücklich nicht um Werbung oder eine Empfehlung zugunsten dieses Produkts oder seines Herstellers. Die Software wird lediglich exemplarisch verwendet, um die beschriebenen fachlichen Möglichkeiten darzustellen. Eine Bevorzugung gegenüber anderen Softwarelösungen mit ähnlichem Funktionsumfang ist damit nicht beabsichtigt.

25. 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).

25.1. 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](#)

[Entwurf G 294 \(M\), Einspeisebegehren für Wasserstoff in Gasversorgungsnetze](#)

[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 600 \(A\), Technische Regel für Gasinstallationen – DVGW-TRGI](#)

[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](#)

25.2. Gesetze und Verordnungen

[Bundesklimaschutzgesetz \(KSG\)](#)

[Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung \(Energiewirtschaftsgesetz - EnWG\)](#)

[Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden* \(Gebäudeenergiegesetz - GEG\)](#)

[Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen \(Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV\)](#)

Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz - WPG)

Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff

Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff

25.3. Andere technische Regeln oder sonstige Veröffentlichungen

[Kooperationsvereinbarung Gas \(KoV\)](#)

[Genehmigung eines Wasserstoffkernnetzes](#)

[BDEW/VKU/GEODE-Verbändeanschriften und Template zur LFP 2.0](#)

25.4. Begleitdokumente

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

- **Rückmeldetemplate VNB**
- **Rückmeldetemplate Region**
- **GTP-RTP-Template**
- **Dokumente zum GTP 2022, 2023 und 2024** (nicht mehr aktuell)

26. Begriffe und Abkürzungen

2. Gasfamilie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260

Die 2. Gasfamilie umfasst methanreiche Gase. Die Unter- und Obergrenzen der brenntechnischen Kenndaten sind im DVGW-Arbeitsblatt G 260 definiert. (Anmerkung: Somit fallen Beimischungen von Wasserstoff in diese Gasfamilie.)

5. Gasfamilie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260

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. %.

Ausspeisezone

In der internen Bestellung und der Langfristprognose können mehrere Netzkoppelpunkte zu einer Ausspeisezone verbunden werden

FAUNA

„Festlegung vom Format der Fahrpläne für die Umstellung der Netzinfrastruktur auf die vollständige Versorgung der Anschlussnehmer mit Wasserstoff gemäß § 71k Gebäudeenergiegesetz“ der BNetzA vom 17.12.2024

FNB GAS

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., ein Zusammenschluss der überregionalen Gastransportunternehmen in Deutschland.

GEG

Gebäudeenergiegesetz

GTP

Gasnetzgebietstransformationsplan

H₂-ready, H₂-Readiness

für den Betrieb mit bzw. die Anwendung von reinem Wasserstoff (5. Gasfamilie) vorbereitet

ANMERKUNG ZUM BEGRIFF: Die DVGW-Information GAS Nr. 29 erläutert den Begriff in unterschiedlichen Ebenen.

Klimaneutrale Gase

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

Komponente

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

Ko.NEP

entstand aus der Anforderung des aktuellen EnWG als „Kordinierungsstelle zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff“

KoV

Kooperationsvereinbarung Gas

KWP

Kommunale Wärmeplanung im Rahmen der Umsetzung des Wärmeplanungsgesetzes (WPG)

LFP 2.0

Die Langfristprognose wird im Rahmen der KoV XIV.2 inhaltlich neu strukturiert und Anfang Juli 2025 per Verbändeanschriften veröffentlicht. Abgabefrist ist Ende Februar 2026.

NEP

Netzentwicklungsplan wird lt. EnWG das nächste Mal 2027 für Erdgas und für Wasserstoff durch die FNB erstellt

NECP

Der National Energy and Climate Plan, auf Deutsch: Nationaler Energie- und Klimaplan, basiert auf EU (2018/1999). Er ist ein Planungsinstrument der EU und definiert nationale Energie- und Klimaziele.

NECPR

National Energy and Climate Progress Reporting, auf Deutsch: Fortschrittsbericht zum Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP). Er wird ebenso in EU (2018/1999) definiert.

NgNB

nachgelagerter Netzbetreiber

RTP

Regionale Transformationsplanung – ein durch den AK Netztransformation in der Ko.NEP durch Verbände und Unternehmensvertreter erarbeitetes Konzept zur Umsetzung von Art. 56/57 der Gasbinnenmarkttrichtlinie EU (2024/1788).

Teilnetz

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

SNG: Synthetic Natural Gas (Synthetisches Erdgas)

TYNDP:

Ten Year Network Development Plan, wird vom Verband der europäischen Ferngasnetzbetreiber ENTSOG erarbeitet.

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 Loopeleitungen) 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.

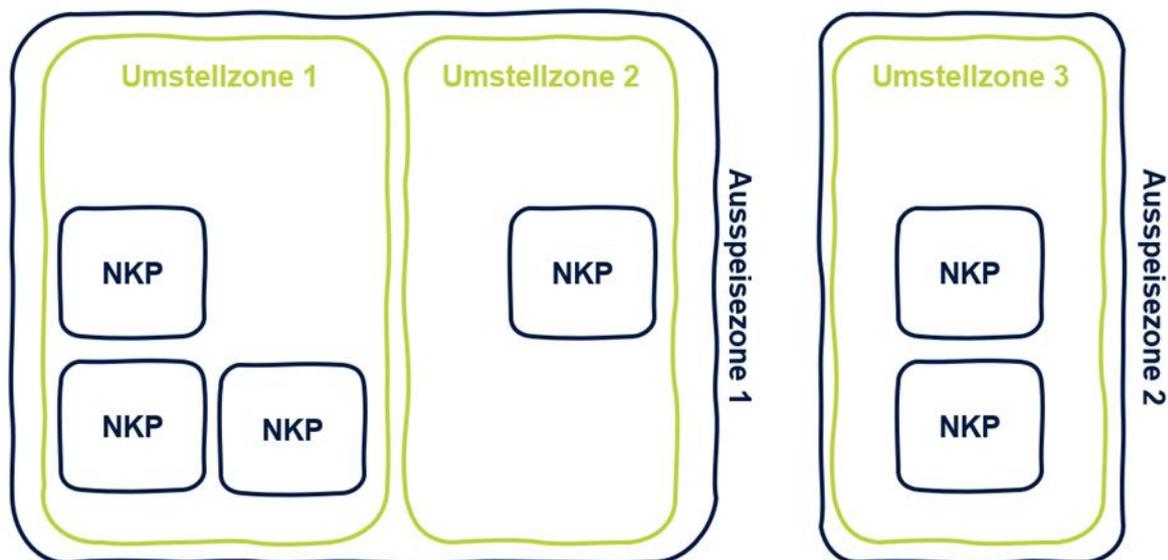


Abbildung 53: beispielhafte Umstellzonen

Eine Ausspeisezone kann aus einer oder mehreren Umstellzonen bestehen. Eine Umstellzone beinhaltet einen oder mehrere Netzkopplungspunkte (NKP) zum vorgelagerten Netzbetreiber/Wasserstoffquelle oder ist mit Umstellzonen netztopologisch verbunden, für die dieses gilt.

Umstellbezirke

Umstellbezirke sind als „operative Einheit“ kleinere Sektionen einer Umstellzone und sollen maximal so groß gewählt werden, dass sie innerhalb einer für Gasverbraucher „erträglichen“ Zeitspanne umstellbar sind.³⁰

VgNB

vorgelagerter Netzbetreiber

Wasserstofffernleitungsnetz

Durch Fernleitungsnetzbetreiber betriebene Wasserstofffernleitungen, die entweder Teil des Wasserstoff-Kernnetzes sind oder auf Basis des Netzentwicklungsplans ausgebaut werden.

³⁰ Hierbei können Erfahrungen aus der L-/H-Gas-Umstellung hilfreich sein. Vgl. auch DVGW G 680.

27. Versionsübersicht

27.1. Version 1.0 (Veröffentlichung)

Dies ist die ursprüngliche, am 13.05.2025 veröffentlichte Version des Leitfadens.

27.2. Version 1.1 (Finalisierung Anforderungen LFP 2.0)

In der am 24.07.2025 veröffentlichten Version 1.1 wurden die am 16. Juli per BDEW/VKU/GEODE-Verbändeanschriften veröffentlichten finalen Anforderungen an die Langfristprognose 2.0 eingearbeitet und die zuvor verwendeten Arbeitsstände ersetzt.

Das Verbändeanschriften sowie das Template für die LFP-Rückmeldung sowie weitere Informationen finden Sie hier: <https://www.vku.de/themen/infrastruktur-und-dienstleistungen/artikel/inhaltliche-anpassungen-an-der-langfristprognose-der-gasnetzbetreiber-zahlen-auf-solide-netzentwicklungsplanung-ein/>

Hinweis:

- Die Frist zur Abgabe der LFP 2.0 wurde vom 28.02.2026 auf den 01.03.2026 verschoben. Entsprechend ist jede Erwähnung des 28.02.2026 im GTP-Leitfaden als 01.03.2026 zu verstehen.
- Bei eventuell möglichen Differenzen / Unklarheiten zwischen diesem Dokument und den offiziellen LFP 2.0 Dokumenten, gelten die Informationen aus den LFP 2.0 Dokumenten.

Durch die Aktualisierung kam es zu mehreren kleineren Textanpassungen. Textpassagen mit wesentlichen inhaltlichen Änderungen sind:

- 5.3.2 Langfristprognose 2.0
- 12.1 Aggregation der Planungsinformationen und der Prognose nach Härtegraden
- 12.2 Aufschlüsselung der Prognose nach Sektoren