

Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Entwurf

Kurzfassung



Fernleitungsnetzbetreiber

- bayernets GmbH**
Poccistraße 7, 80336 München
www.bayernets.de
- Ferngas Netzgesellschaft mbH**
Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig
www.ferngas.de
- Fluxys Deutschland GmbH**
Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf
www.fluxys.com
- Fluxys TENP GmbH**
Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf
www.fluxys.com
- GASCADE Gastransport GmbH**
Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel
www.gascade.de
- Gastransport Nord GmbH**
Cloppenburg Straße 363, 26133 Oldenburg (Oldb)
www.gtg-nord.de
- Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**
Pasteurallee 1, 30655 Hannover
www.gasunie.de
- GRTgaz Deutschland GmbH**
Zimmerstraße 56, 10117 Berlin
www.grtgaz-deutschland.de
- Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**
Hutropstraße 60, 45138 Essen
www.lbtg.de
- NEL Gastransport GmbH**
Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel
www.nel-gastransport.de
- Nowega GmbH**
Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster
www.nowega.de
- ONTRAS Gastransport GmbH**
Maximilianallee 4, 04129 Leipzig
www.ontras.com
- OPAL Gastransport GmbH & Co. KG**
Emmerichstraße 11, 34119 Kassel
www.opal-gastransport.de
- Open Grid Europe GmbH**
Kallenbergstraße 5, 45141 Essen
www.oge.net
- terranets bw GmbH**
Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart
www.terranets-bw.de
- Thyssengas GmbH**
Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund
www.thyssengas.com



Entwurf

Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Ansprechpartner:
Nils von Ohlen, Vereinigung der
Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.
Georgenstraße 23, 10117 Berlin
www.fnb-gas.de

Umsetzung:
CB.e AG, Agentur für Kommunikation

Legal Disclaimer

Bei dem vorliegenden Dokument handelt es sich um eine Kurzfassung, die verbindliche Fassung ist ausschließlich das Entwurfsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben dieses Dokument ausschließlich in Erfüllung ihrer Pflichten nach § 15a EnWG erstellt. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen keinerlei Gewähr für die Aktualität, Vollständigkeit oder Qualität der von Dritten bereitgestellten Inhalte und Informationen sowie eigener Aussagen zu zukünftigen Entwicklungen und Prognosen, welche naturgegeben mit Unsicherheiten behaftet sind. Haftungsansprüche gegen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber für Schäden, welche mittelbar oder unmittelbar durch die Nutzung der dargebotenen Informationen verursacht wurden, sind ausgeschlossen.

Impressum	2
Inhaltsverzeichnis	3
Vorwort	4
Executive Summary	5
1 Einführung	7
2 Bestätigter Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030	8
3 Modellierung der Fernleitungsnetze	8
4 Das heutige Fernleitungsnetz	10
5 Entwicklung der L-Gas-Versorgung	10
6 Entwicklung der H-Gas-Versorgung	11
7 Ergebnisse der Modellierung	13
8 Grüngasvariante	15
9 Netzausbaumaßnahmen	17
10 Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne	21

Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

mit dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 legen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber ihren Plan zum Netzausbau vor, der wesentliche Positionen auf dem Weg zu einer auch in Zukunft sicheren, umweltverträglichen und wirtschaftlichen Gasversorgung beschreibt. Bei dem vorliegenden Dokument handelt es sich um die Kurzfassung, die verbindliche Fassung ist ausschließlich der Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030.

Auf der Basis des mit den Marktpartnern intensiv diskutierten und von der BNetzA bestätigten Szenario-rahmens haben die Fernleitungsnetzbetreiber Netzausbaumaßnahmen für eine effiziente und kostenoptimale Transportinfrastruktur ermittelt, die auch in Zukunft die Grundlage für eine sichere Versorgung mit H-Gas und L-Gas darstellt. Nach wie vor hat die L-H-Gas-Umstellung einen starken Einfluss auf die Entwicklung des Fernleitungsnetzes in den kommenden Jahren. Inwieweit sich substantielle Änderungen an der L-H-Gas-Umstellungsplanung ergeben, wird im Wesentlichen von der Dauer der aktuell vorherrschenden COVID-19-bedingten Einschränkungen abhängen. Hierzu befinden sich die Fernleitungsnetzbetreiber in einem engen Austausch mit den jeweils betroffenen Verteilernetzbetreibern, der BNetzA und dem BMWi. Die bevorstehende Marktgebietszusammenlegung in 2021 und die zunehmende Bedeutung von Grünen Gasen und Wasserstoff bilden weitere wesentliche Bestandteile des vorliegenden Netzentwicklungsplans.

Die durch die Politik aktuell gesteckten Klimaschutzziele von einer 80–95%-igen Reduktion der Treibhausgas-emissionen bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu 1990 sind bereits ambitioniert. Diese werden jedoch voraussichtlich zeitnah durch die neuen Ziele der EU-Kommission ersetzt. Die EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen hat verkündet, dass Europa bis 2050 der erste klimaneutrale Kontinent werden soll. Solch ambitionierte Ziele können nach Ansicht der Fernleitungsnetzbetreiber nur unter Einbeziehung, Abstimmung und Optimierung aller vorhandenen Infrastrukturen gelingen. Es werden auf diesem Weg jedoch auch neue Logistikketten und damit Transportinfrastrukturen entstehen. Eine dieser Herausforderungen wird die Errichtung und der Betrieb eines deutschlandweiten Wasserstoffnetzes sein, da sich bereits heute entsprechende konkrete Bedarfe in Industrie, Verkehr und Wärmemarkt abzeichnen.

Das Bundeskabinett hat am 10. Juni 2020 die nationale Wasserstoffstrategie beschlossen [BMWi 2020]. Demnach soll Wasserstoff ein zentraler Bestandteil der deutschen Dekarbonisierungsstrategie werden. Die bestehende Gasinfrastruktur ist von vornherein Teil der nationalen Wasserstoffstrategie, denn sie kann auch für Wasserstoff genutzt werden, zudem können zukünftig Netze zum ausschließlichen Transport von Wasserstoff entstehen. Die Fernleitungsnetzbetreiber unterstützen die Bundesregierung beim Aufbau einer nationalen Wasserstoffwirtschaft. Hierzu haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein visionäres Wasserstoffnetz entworfen und im Februar dieses Jahres eine entsprechende Karte veröffentlicht. Die darin skizzierten Leitungen basieren zu 90 % auf dem bestehenden Fernleitungsnetz und erreichen wesentliche Schwerpunkte für Wasserstoffbedarfe in den kommenden Jahren.

Die Fernleitungsnetzbetreiber begrüßen ausdrücklich die Berücksichtigung von Grünen Gasen im Netzentwicklungsplan. Somit können auf der Basis der im vergangenen Jahr durchgeführten Marktpartnerabfrage erste mögliche Regionen von wasserstoffbasierten Gasversorgungssystemen bis 2030 aufgezeigt werden. Des Weiteren haben die Netzbetreiber dem Thema Grüne Gase ein eigenes Kapitel gewidmet und geben einen Ausblick auf die zukünftige Weiterentwicklung der Gastransportinfrastruktur. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass für die Genehmigung und Umsetzung der identifizierten Maßnahmen eine Anpassung der rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen notwendig ist.

Die vorliegende Fassung greift Hinweise und Anregungen auf, die im Rahmen der vom 04. Mai 2020 bis zum 29. Mai 2020 von den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführten öffentlichen Konsultation geäußert wurden.

Die Datenbank der Fernleitungsnetzbetreiber wurde aktualisiert und steht der Öffentlichkeit für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 unter www.nep-gas-datenbank.de zur Verfügung.

Wir bedanken uns bei der Prognos AG für ihre Mitarbeit.

Mit freundlichen Grüßen

Ihre Fernleitungsnetzbetreiber

Executive Summary

In dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 stellen die Fernleitungsnetzbetreiber die Ergebnisse der Netzentwicklungsplanung einschließlich der im Rahmen der öffentlichen Konsultation erhaltenen Informationen vor und erfüllen damit die Vorgaben aus Energiewirtschaftsgesetz und Gasnetzzugangsverordnung. Dieser Netzentwicklungsplan Gas basiert auf dem von den Fernleitungsnetzbetreibern erarbeiteten und von der BNetzA am 05. Dezember 2019 bestätigten Szenariorahmen.

Im Szenariorahmen wurden zwei Szenarien zur Entwicklung des Gasbedarfs in Deutschland bis zum Jahr 2030 dargestellt. Für den Gasendenergiebedarf wurde das Szenario der dena-Leitstudie „Technologiemix-szenario –95 % (dena-TM95)“ und das „EUCO30“-Szenario der Europäischen Kommission verwendet. Diese Szenarien berücksichtigen die aktuellen europäischen Klimaschutzziele.

In der Bestätigung des Szenariorahmens werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, zwei Modellierungsvarianten (Basisvariante und Grüngasvariante) zu berechnen und eine Auslegungsvariante für Baden-Württemberg zu betrachten. Die Ergebnisse der Modellierung sind in den Kapiteln 7 und 8 dargestellt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Planungen für ein Wasserstoffnetz auf Basis der durchgeführten Marktpartnerabfrage bis zum Jahr 2030 konkretisiert. Diese Planungen sind ein erster Schritt hin zu einem nationalen und perspektivisch europäischen Wasserstoffnetz. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Umsetzung dieser Maßnahmen unter den Vorbehalt einer Änderung der bestehenden gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen gestellt.

Im Ergebnis bestätigen sich die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028. Der Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber basiert auf der Grüngasvariante. In der Betrachtung des 10-Jahres-Zeitraums sind folgende Ausbaumaßnahmen erforderlich:

Tabelle 1: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber bis Ende 2030

Netzausbauvorschlag	2030		
	Erdgas	Grüne Gase	Summe
Verdichterleistung in MW	405	0	405
Leitungen in km	1.594	1.294	2.888
– davon Neubau	1.594	151	1.746
– davon Umstellung	0	1.142	1.142
Investitionen* in Mrd. Euro	7,8	0,7	8,5

* inkl. GDRM-Anlagen, Armaturenstationen und sonstige Anlagen

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die im Vergleich zum vorherigen Netzentwicklungsplan Gas zusätzlichen Maßnahmen stehen größtenteils im Zusammenhang mit der Versorgung von Baden-Württemberg, der Anbindung der LNG-Anlagen, den erforderlichen Ausbaumaßnahmen für Grüne Gase und der Versorgungssicherheit der Niederlande.

Erstmalig werden im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 die möglichen Kosten für die marktbasieren Instrumente im Rahmen der zukünftigen Marktgebietszusammenlegung den Kosten eines potenziellen Netzausbaus gegenübergestellt.

Für die Engpassanalyse im deutschlandweiten Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) werden über 51.000 einzelne Lastfälle pro Berechnungsjahr herangezogen. In den betrachteten Szenarien mit unterschiedlichen Ausprägungen prognostizierter Marktverschiebungen kommt es zu signifikanten Variationen der verschiedenen Quellen Russland, Norwegen und LNG.

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der Kosten für den Einsatz marktbasierter Instrumente.

Tabelle 2: Kosten für den Einsatz marktbasierter Instrumente pro Jahr

	2021/2022	2023/2024	2025/2026	2030/2031
	Mio. Euro			
Maximales Szenario	2,9	23,9	27,6	68,3
Mittelwert Szenarien	0,6	6,2	5,8	23,2
Minimales Szenario	0,1	1,1	1,1	7,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die insgesamt vergleichsweise geringen Kosten für den Einsatz marktbasierter Instrumente im Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 bieten aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber keine ausreichende Begründung für einen alternativen Netzausbau.

Im Sinne eines bedarfsgerechten Netzausbaus sollen für eine Bewertung möglicher baulicher Maßnahmen für den Zeitraum nach dem Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 alternativ zum Einsatz marktbasierter Instrumente die Erkenntnisse des tatsächlichen Einsatzes und deren Bewertung zu einem späteren Zeitpunkt mit einbezogen werden.

Die L-H-Gas-Umstellungsplanung ist bis zum Jahr 2026 sehr weit fortgeschritten und zu einem großen Teil bereits finalisiert. Zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich aufgrund der durch COVID-19-bedingten Einschränkungen in Deutschland und den hieraus resultierenden Verzögerungen jedoch noch Änderungen an der Umstellungsplanung bis zum Jahr 2026 ergeben werden. Hierzu befinden sich die Fernleitungsnetzbetreiber in einem engen Austausch mit den jeweils betroffenen Verteilernetzbetreibern, der BNetzA und dem BMWi. Unter der Annahme, dass sich die aktuelle COVID-19-Situation nicht verschärft, können die für das Jahr 2020 geplanten Umstellungen deutschlandweit nahezu vollständig abgewickelt werden.

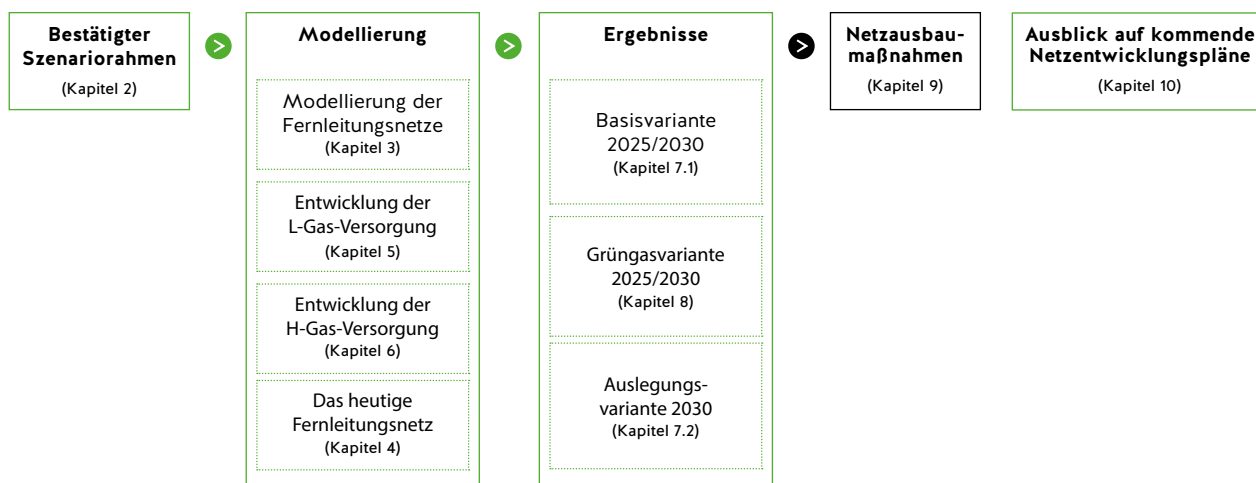
1 Einführung

Nach § 15a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in jedem geraden Kalenderjahr einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan zu erstellen und der Bundesnetzagentur (BNetzA) als zuständiger Regulierungsbehörde vorzulegen.

Das Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 wurde am 04. Mai 2020 auf der FNB Gas-Internetseite (www.fnb-gas.de) veröffentlicht. Der Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 wurde vom 04. Mai 2020 bis zum 29. Mai 2020 konsultiert. Im Rahmen der Überarbeitung haben die Fernleitungsnetzbetreiber das Kapitel „Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung“ im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ergänzt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen der Öffentlichkeit unter www.nep-gas-datenbank.de eine Datenbank mit Eingangsgrößen der Modellierung, Maßnahmen und weiteren Details zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zur Verfügung. Die nachfolgende Darstellung zeigt die grundsätzliche Struktur des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 im Überblick.

Abbildung 1: Struktur des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 im Überblick



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

2 Bestätigter Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Der bestätigte Szenariorahmen bildet mit seinen Ergebnissen und Festlegungen eine wesentliche Grundlage für die durchgeführten Modellierungen. Die BNetzA hat am 05. Dezember 2019 den von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten Entwurf des Szenariorahmens [FNB Gas 2019a] mit Änderungen bestätigt. Detaillierte Informationen hierzu sind unter www.fnb-gas.de abrufbar.

Im Szenariorahmen wurden zwei Szenarien zur Entwicklung des Gasbedarfs in Deutschland bis zum Jahr 2030 dargestellt, die die energie- und klimapolitischen Ziele erfüllen. Unter Gasbedarf wird der Bedarf an Erdgas, Biomethan sowie Grünen Gasen verstanden. Das Szenario I (basierend auf dena-TM95) beinhaltet eine breite Variation von Technologien und Energieträgern. Mit der Betrachtung des Szenarios II (basierend auf EUCO30) bleibt die Konsistenz zum letzten Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 erhalten. Der Gasbedarf im Umwandlungssektor (Kraftwerke inklusive Eigenbedarf) basiert auf der Kraftwerksliste der BNetzA. Die Zukunftsentwicklung wurde unter Anwendung des Prognos-Strommarktmodells ermittelt. In beiden Szenarien wurde der Kohleausstiegspfad, wie von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ („Kohlekommission“) empfohlen [BMW 2019], abgebildet. Auch die aktuell bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38 und 39 GasNZV wurden berücksichtigt. In Summe werden steigende Kapazitäten der gasbasierten Stromerzeugung erwartet.

Neben der Gasbedarfsentwicklung wurde auch die Gasaukommenseite betrachtet. In diese Analyse wurden die aktuelle BVEG-Gasförderprognose sowie das Aufkommen der Grünen Gase einbezogen.

3 Modellierung der Fernleitungsnetze

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen gemeinsam entwickelte Methodik zur deutschlandweiten Modellierung der Fernleitungsnetze im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 weiterentwickelt.

Grundsätzliche Vorgehensweise und Eingangsgrößen für die Netzmodellierung

Ausgangspunkt ist die Ermittlung der relevanten Eingangsgrößen für die Netzmodellierung. Danach erfolgen im Rahmen der Analyse der L-Gas-Versorgung die Ermittlung der Umstellungsbereiche sowie die Erstellung der L-Gas-Leistungs- und -Mengenbilanz. Ebenso wird die H-Gas-Leistungsbilanz erstellt und als Ergebnis der zusätzliche H-Gas-Leistungsbedarf ermittelt. Anschließend wird auf Basis der Ergebnisse der H-Gas-Quellenverteilung der benötigte H-Gas-Zusatzbedarf auf die Regionen und anhand von Kriterien auf Grenzübergangspunkte aufgeteilt. Auf Basis dieser Werte erfolgt dann die Netzmodellierung der Fernleitungsnetzbetreiber.

Die Eingangsgrößen für die Netzmodellierung umfassen Basisdaten aus unterschiedlichen Datenquellen. Eine wichtige Rolle spielen die bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38 und 39 GasNZV sowie die Marktpartnerabfrage für Grüngasprojekte. Weitere wichtige Eingangsgrößen sind die Kapazitätsbedarfe der Verteilernetzbetreiber, Kraftwerke/Industrie, Speicher, das Aufkommen von Biomethan, Wasserstoff und synthetischem Methan, die Kapazitäten an deutschen Grenzübergangspunkten/LNG-Anlagen und die H-Gas-Quellenverteilung.

Modellierungsvarianten

In der Bestätigung des Szenariorahmens werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, zwei Modellierungsvarianten (Basisvariante und Grüngasvariante) zu berechnen und eine Auslegungsvariante für Baden-Württemberg zu betrachten (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3: Modellierungsvarianten des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030

Modellierungs- variante	Basisvariante 2025/2030	Grüngasvariante 2025/2030	Auslegungsvariante für Baden-Württemberg 2030	L-Gas-Bilanz 2030	H-Gas-Bilanz 2030
Bezeichnung	B.2025/B.2030	G.2025/G.2030	A.2030	L.2030	H.2030
Berechnung	vollständig 2025/2030	vollständig 2025/2030	2030	Bilanzanalyse	
Stichtag/Zeitraum	31. Dezember 2025/31. Dezember 2030		31. Dezember 2030	01. Oktober 2030	
Verteilernetz- betreiber	Startwert: Interne Bestellungen 2020, Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2025, danach konstante Fortschreibung		wie Basisvariante, abweichend Verwendung der 10-Jahres- Prognose der VNB und Wegfall von 1,2 GWh/h Speicherleistung für Baden-Württemberg für 2030		
L-H-Gas-Umstellung	Modellierung der Umstellungsbereiche einschließlich Umstellungen bis 2031 zur Ermittlung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen bis zum 31. Dezember 2030				
Gaskraftwerke	Bestand gemäß NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2020 – NEP Entwurf“, heute unter- brechbar direkt angeschlossene systemrelevante Kraftwerke entsprechend Kapitel 3.2.2, Neubau entsprechend Kapitel 3.2.2 100 % fDZK				
Industrie	konstanter Kapazitätsbedarf, Berücksichtigung des verbindlichen Zusatzbedarfs, Ansatz von FZK				
Untergrundspeicher	Bestand gemäß NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2020 – NEP Entwurf“, Neubau entsprechend Kapitel 3.2.4: 100 % TaK				
Biomethan	gemäß NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2020 – NEP Entwurf“				
Wasserstoff und synthetisches Methan	Berücksichtigung von Marktabfragen zu Wasserstoff und synthetischem Methan und NEP Strom 2019–2030, siehe auch Kapitel 8				
LNG-Anlagen	Neubau entsprechend NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2020 – NEP Entwurf“, siehe auch Kapitel 3.2.6				
GÜP/VIP	Bestand gemäß NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2020 – NEP Entwurf“, Ausbaubedarf entsprechend Kapitel 6 unter Berücksichtigung des TYNDP				
H-Gas-Quellen	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung gemäß Kapitel 6.2				
MBI-Einsatz	Planerischer Einsatz kommerzieller Instrumente, siehe auch Kapitel 3.4				
MÜP	Entfall der MÜP wegen Marktgebietszusammenlegung				

Hinweis: Verweise in der Tabelle beziehen sich auf das Dokument des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Marktgebietszusammenlegung

Die beiden deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL sind gemäß GasNZV bis spätestens 01. April 2022 zu einem Marktgebiet zusammenzulegen. Die Fernleitungsnetzbetreiber planen die Zusammenlegung zum 01. Oktober 2021. Um die Auswirkungen der Marktgebietszusammenlegung zu ermitteln, erfolgen erstmals im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zusätzliche Iterationsschritte mit dem NewCap-Modell.

Es wird in Erfüllung der gesetzlichen Vorgabe angestrebt, die in den beiden getrennten Marktgebieten vorhandenen Kapazitäten in Höhe und Qualität möglichst weitgehend in Kapazitäten in einem deutschlandweiten Marktgebiet zu überführen. Dieses Ziel stellt eine große Herausforderung dar, denn die vorhandenen Austauschleistungen zwischen NCG und GASPOOL reichen allein nicht aus, um die freie Zuordenbarkeit des bisherigen Kapazitätsangebots zu gewährleisten. Neben Investitionsmaßnahmen ist auch der Einsatz marktbasierter Instrumente eine Option zum Erhalt des bisherigen Kapazitätsgerüsts. Nennenswerte bauliche Maßnahmen sind bis zur Umsetzung der Marktgebietszusammenlegung nicht realisierbar.

Um das Ziel einer sowohl sicheren als auch kosteneffizienten Energieversorgung zu gewährleisten, sind die Kosten für einen möglichen Netzausbau (unter Berücksichtigung der Abschreibungszeiträume) mit den Kosten für den Einsatz marktbasierter Instrumente zu vergleichen.

Für die Engpassanalyse im deutschlandweiten Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) werden über 51.000 einzelne Lastfälle pro Berechnungsjahr herangezogen. In den betrachteten Szenarien mit unterschiedlichen Ausprägungen prognostizierter Marktverschiebungen kommt es zu signifikanten Variationen der verschiedenen Quellen Russland, Norwegen und LNG. Die ermittelten Kosten für den Einsatz marktbasierter Instrumente sind in Kapitel 7 zu finden.

4 Das heutige Fernleitungsnetz

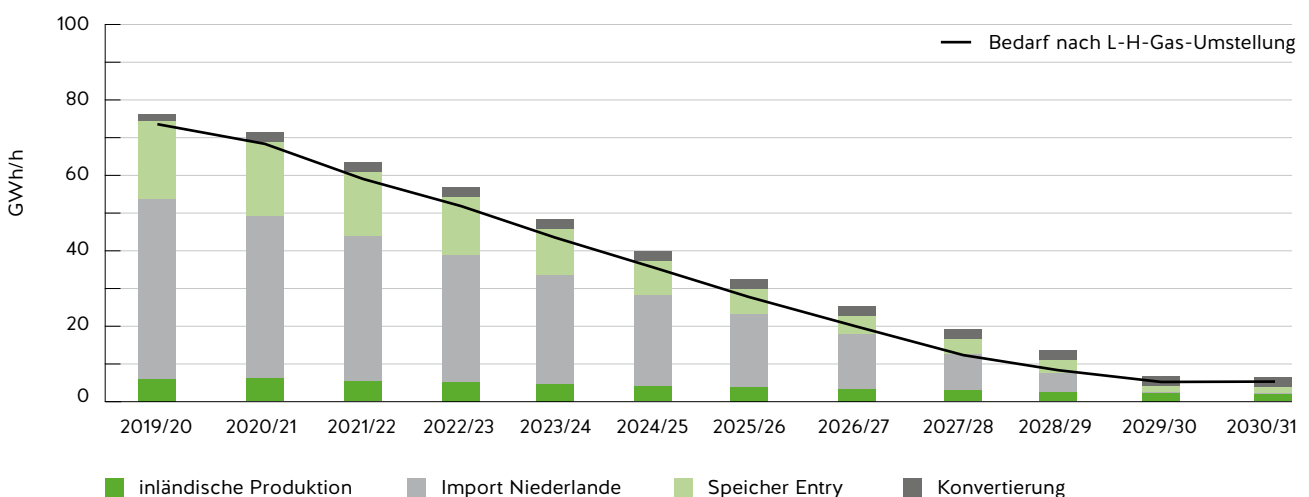
In diesem Kapitel wird das aktuelle Fernleitungsnetz dargestellt. Daneben wird der Umsetzungsstand aktueller NEP-Maßnahmen betrachtet (Stand 01. März 2020), denn entsprechend § 15a Abs. 2 EnWG muss der aktuelle Netzentwicklungsplan Gas den Stand der Umsetzung des vorhergehenden Netzentwicklungsplans Gas enthalten. Im Zuge dieser Aktualisierung zum Umsetzungsstand wurden insgesamt 127 Maßnahmen betrachtet. Hiervon haben im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 insgesamt 61 Maßnahmen die Voraussetzung für die Aufnahme in das Startnetz erfüllt. Gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019 wurden 23 Maßnahmen in Betrieb genommen und 31 Maßnahmen befinden sich aktuell im Bau. Aufgrund zwischenzeitlich vorliegender Erkenntnisse der Planung erfolgte bei elf Maßnahmen eine geplante Änderung des Inbetriebnahmedatums. Bei acht Maßnahmen wurden eingetretene und absehbare Verzögerungen ausgewiesen.

5 Entwicklung der L-Gas-Versorgung

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Erdgas (L-Gas) versorgt. L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen und der niederländischen Produktion. Der Rückgang der deutschen Produktion und die stark rückläufigen Lieferungen aus den Niederlanden führen zu einer reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit im deutschen Markt, sowohl in Bezug auf die nutzbaren Jahresmengen als auch auf die Einspeiseleistungen. Hierzu befinden sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in einem regelmäßigen Austausch mit allen Beteiligten, insbesondere mit dem niederländischen Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie Transport Services B. V. (GTS), um die Planungsannahmen für zukünftige L-Gas-Importe zu harmonisieren und zu aktualisieren.

Die deutschlandweite L-Gas-Leistungsbilanz wurde aktualisiert (vgl. Abbildung 2). Die Bilanz verdeutlicht die hohe Relevanz der L-H-Gas-Umstellungsplanung.

Abbildung 2: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Seit Beginn der L-H-Gas-Umstellung im Jahr 2015 wurden 22 Bereiche mit insgesamt rund 600.000 Geräten von L-Gas auf H-Gas umgestellt (Stand Oktober 2019). Dies entspricht einer jährlichen Verbrauchsmenge von rund 40 TWh und einer Leistung von rund 8,6 GWh/h.

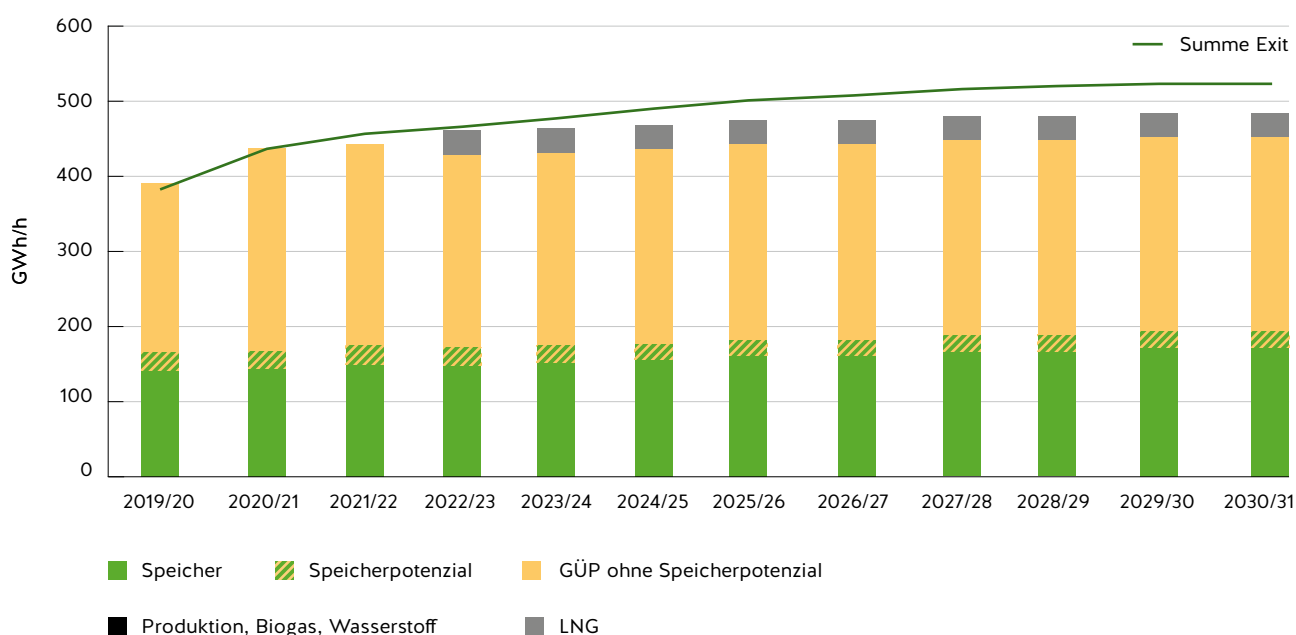
Die weitere Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 berücksichtigt vorliegende Detailplanungen der Verteilernetzbetreiber. Sie wurde vollständig und jahresscharf konkretisiert. Im Ergebnis sind für die kommenden Jahre Umstellungen von jährlich mehr als einer halben Mio. Geräte geplant. Das L-Gas-Versorgungsgebiet wird bis zum Jahr 2030 stark reduziert und konzentriert sich dann auf Gebiete in räumlicher Nähe der deutschen Produktion. Eine Übersicht zur Umstellungsplanung ist dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zu entnehmen. Weitere Details sind in der [NEP-Gas-Datenbank](#) veröffentlicht.

Zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich aufgrund der durch COVID-19-bedingten Einschränkungen in Deutschland und den hieraus resultierenden Verzögerungen in der Umsetzung der Maßnahmen noch Änderungen an der L-H-Gas-Umstellungsplanung ergeben werden. Unter der Annahme, dass sich die aktuelle COVID-19-Situation nicht verschärft, können die für das Jahr 2020 geplanten Umstellungen deutschlandweit nahezu vollständig abgewickelt werden.

6 Entwicklung der H-Gas-Versorgung

Die deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz wurde aktualisiert. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung in den kommenden Jahren.

Abbildung 3: Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz



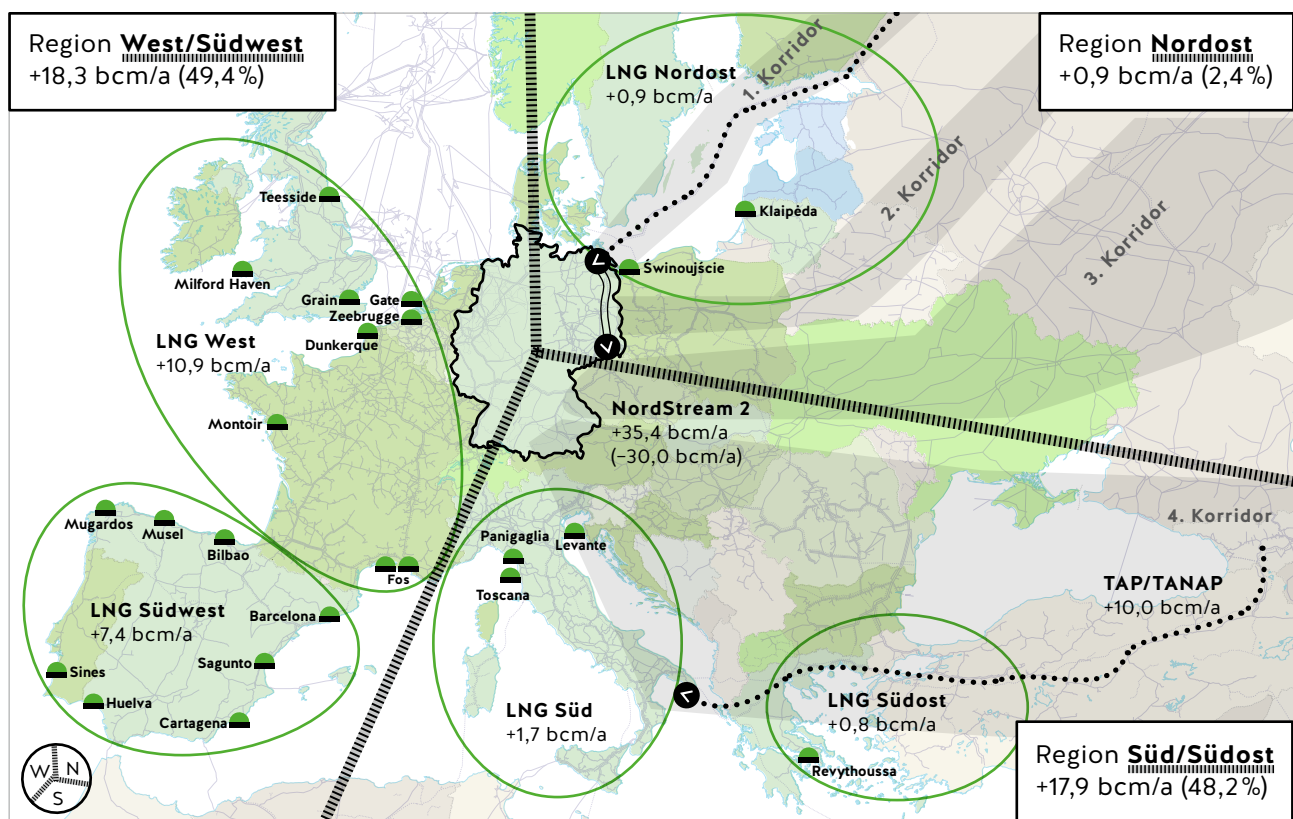
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der H-Gas-Bedarf steigt im Betrachtungszeitraum von rund 382 GW im Jahr 2019/2020 auf rund 522 GW im Jahr 2030/2031. Im Wesentlichen ursächlich hierfür sind die L-H-Gas-Umstellung, neue Kraftwerke, die Buchungen aus der Jahresauktion 2017 im Kontext von „more capacity“ und der aus Versorgungssicherheitsgründen von der GTS analysierte erhöhte Bedarf der Niederlande.

Aufgrund der rückläufigen europäischen Eigenproduktion wird der H-Gas-Importbedarf in Europa in den nächsten Jahren zunehmen. Die deutsche Fernleitungsinfrastruktur ist traditionell stark durch grenzüberschreitende Erdgasströme zur Versorgung der angrenzenden west- und südeuropäischen Nachbarstaaten geprägt. Dementsprechend ist zu erwarten, dass die Anforderung im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Erdgas Austausch zukünftig weiter steigen wird.

Für die Deckung des deutschen H-Gas-Zusatzbedarfs wurde angenommen, dass diese ungefähr zur Hälfte aus den Regionen West/Südwest und Süd/Südost erfolgt.

Abbildung 4: Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7 Ergebnisse der Modellierung

Ergebnisse Basisvariante

Die Modellierung der Basisvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 4: Ergebnisse Basisvariante

	Bis Ende 2025	Bis Ende 2030
Modellierungsergebnis		
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	205 MW	205 MW
Leitungsbau	741 km	743 km
Kosten	3,3 Mrd. Euro	3,3 Mrd. Euro
Startnetzmaßnahmen		
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	200 MW	
Leitungsbau	851 km	
Kosten	4,5 Mrd. Euro	
Gesamtergebnis		
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	405 MW	405 MW
Leitungsbau	1.592 km	1.594 km
Kosten*	7,7 Mrd. Euro	7,8 Mrd. Euro

* inkl. GDRM-Anlagen, Armaturenstationen und sonstige Anlagen

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die im Vergleich zum vorherigen Netzentwicklungsplan Gas zusätzlichen Maßnahmen stehen größtenteils im Zusammenhang mit der Versorgung von Baden-Württemberg, der Anbindung der LNG-Anlagen und der Versorgungssicherheit der Niederlande.

Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der [NEP-Gas-Datenbank](#) aufgeführt und werden im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 umfassend dargestellt. Es erfolgt zudem eine Benennung der Netzausbaumaßnahmen, die zur Deckung des Kapazitätsbedarfs für geplante Gaskraftwerke und LNG-Anlagen beitragen.

Ergebnisse der Modellierungen zur Marktgebietszusammenlegung

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der Kosten für die ermittelten marktbasierten Instrumente.

Tabelle 5: Kosten für marktbasierte Instrumente pro Jahr

	2021/2022	2023/2024	2025/2026	2030/2031
	Mio. Euro			
Maximales Szenario	2,9	23,9	27,6	68,3
Mittelwert Szenarien	0,6	6,2	5,8	23,2
Minimales Szenario	0,1	1,1	1,1	7,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die insgesamt vergleichsweise geringen Kosten für marktbasierte Instrumente im Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 bieten aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber keine ausreichende Begründung für einen alternativen Netzausbau.

Im Sinne eines bedarfsgerechten Netzausbaus sollen für eine Bewertung möglicher baulicher Maßnahmen für den Zeitraum nach dem Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 alternativ zum Einsatz marktbasierter Instrumente die Erkenntnisse des tatsächlichen Einsatzes und deren Bewertung zu einem späteren Zeitpunkt mit einbezogen werden.

Modellierungsergebnisse Auslegungsvariante für Baden-Württemberg

Die Auslegungsvariante für Baden-Württemberg untersucht aufbauend auf der Basisvariante eine erhöhte Bedarfsentwicklung in Baden-Württemberg für das Modellierungsjahr 2030/2031. In der **NEP-Gas-Datenbank** (Zyklus „2020 – NEP Entwurf“) wird der von der BNetzA für die Auslegungsvariante für Baden-Württemberg bestätigte Bedarf für terranets von rund 35,6 GWh/h im Jahr 2030 ausgewiesen. Dies bedeutet eine Kapazitätserhöhung im Vergleich zur Basisvariante von rund 2,2 GWh/h. Diese Erhöhung ist auf eine vollständige Berücksichtigung der Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber bis zum Jahr 2030 und auf eine Berücksichtigung wegfallender Speicherleistung zurückzuführen.

Zur Feststellung des erforderlichen Netzausbaus für den zusätzlichen Kapazitätsbedarf von 2,2 GWh/h gegenüber der Basisvariante wurden vier verschiedene Versorgungsvarianten betrachtet. Die folgende Tabelle zeigt die im Vergleich zur Basisvariante notwendigen zusätzlichen Investitionen in den betrachteten Versorgungsvarianten.

Tabelle 6: Ergebnisse der Versorgungsvarianten für das Jahr 2030

	2030			
	V1 Nord	V2 Nord + Ost	V3 Nord + West	V4 West + Ost
Maßnahmen im Netzgebiet der terranets				
– Zusätzliche Verdichterleistung gegenüber Basisvariante in MW	7	7	11	11
– Zusätzlicher Leitungsbau gegenüber Basisvariante in km	7	7	7	7
Kostenschätzung der terranets zusätzlich zur Basisvariante in Mio. Euro	64	64	90	84
Kostenschätzung im Netz vorgelagerter FNB zusätzlich zur Basisvariante in Mio. Euro	–	50	100	140
Geschätzte zusätzliche Gesamtkosten im Vergleich zur Basisvariante in Mio. Euro	64	114	190	224

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Entsprechend dem Vergleich ist die Versorgungsvariante 1 in der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg die kostengünstigste Alternative. Die Ergebnisse der Versorgungsvariante 1 sind in der **NEP-Gas-Datenbank** dargestellt.

8 Grüngasvariante

Grundsätzliche Vorgehensweise

Basis der Grüngasvariante sind die Ergebnisse der Marktpartnerabfrage. Im Rahmen der Marktpartnerabfrage für Grüne Gase wurden den Fernleitungsnetzbetreibern bis zum 12. Juli 2019 insgesamt 31 Grüngasprojekte gemeldet. Einige Projektträger wünschten eine Anonymisierung der gemeldeten Daten. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben ausschließlich die Grüngasprojekte in die Modellierung einbezogen, welche an das FNB-Netz angeschlossen werden sollen.

Die Grüngasvariante besteht aus zwei Modellierungen:

- **Erdgasmodellierung:** Überprüfung, welche Leitungen des bestehenden Fernleitungsnetzes von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können. Zusätzlich wird die Beimischung von Wasserstoff oder synthetischem Methan in das bestehende Erdgasnetz modelliert.
- **Wasserstoffmodellierung:** Wasserstofftransport in einem separaten Wasserstoffnetz (umgestellte¹ oder neue Netzausbaumaßnahmen).

Die Wahl der Modellierung ist projektspezifisch davon abhängig, ob für den Transport umgestellte Wasserstoffleitungen zur Verfügung stehen bzw. ein Neubau von Wasserstoffleitungen sinnvoll erscheint. Falls dies nicht möglich ist, erfolgt eine Beimischung von Wasserstoff oder synthetischem Methan in das Erdgasnetz.

Ausgangsbasis für die Grüngasvariante sind zum einen die Ergebnisse der Marktpartnerabfrage und zum anderen das potenzielle Wasserstoffnetz. Das potenzielle Wasserstoffnetz beruht auf den Überlegungen zum visionären Wasserstoffnetz, das die Fernleitungsnetzbetreiber am 28. Januar 2020 veröffentlicht haben (vgl. Kapitel 10). In einem ersten Analyseschritt wurden Leitungen des visionären Wasserstoffnetzes ausgewählt, über welche die Projekte der Marktpartnerabfrage für die Jahre 2025 bzw. 2030 erreicht werden könnten.

Zusammengefasst stellt sich die Vorgehensweise wie folgt dar:

1. Ermittlung eines potenziellen Wasserstoffnetzes (Basis: Grüngasprojekte und visionäres Wasserstoffnetz)
2. Ermittlung von Leitungen, die von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können (Erdgasmodellierung)
3. Modellierung des Wasserstofftransports in einem separaten Wasserstoffnetz aus den identifizierten, umgestellten Erdgasleitungen und von erforderlichen Neubauleitungen (Wasserstoffmodellierung)

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für die Modellierung der Grüngasvariante eine maximale Beimischungskonzentration in Höhe von 2 % zugrunde gelegt. Die Festlegung erfolgte auf Basis der Einschätzung durch die Fernleitungsnetzbetreiber, dass sich bis zu dieser Grenzkonzentration eine weitestgehende Verträglichkeit des Methan-Wasserstoff-Gemisches bei den Verbrauchern ergibt, ohne einen wesentlichen Investitionsbedarf sowohl in die Netzinfrastruktur als auch auf Verbraucherseite hervorzurufen. Die Fernleitungsnetzbetreiber schließen nicht aus, dass zukünftig auch höhere Beimischungskonzentrationen möglich werden.

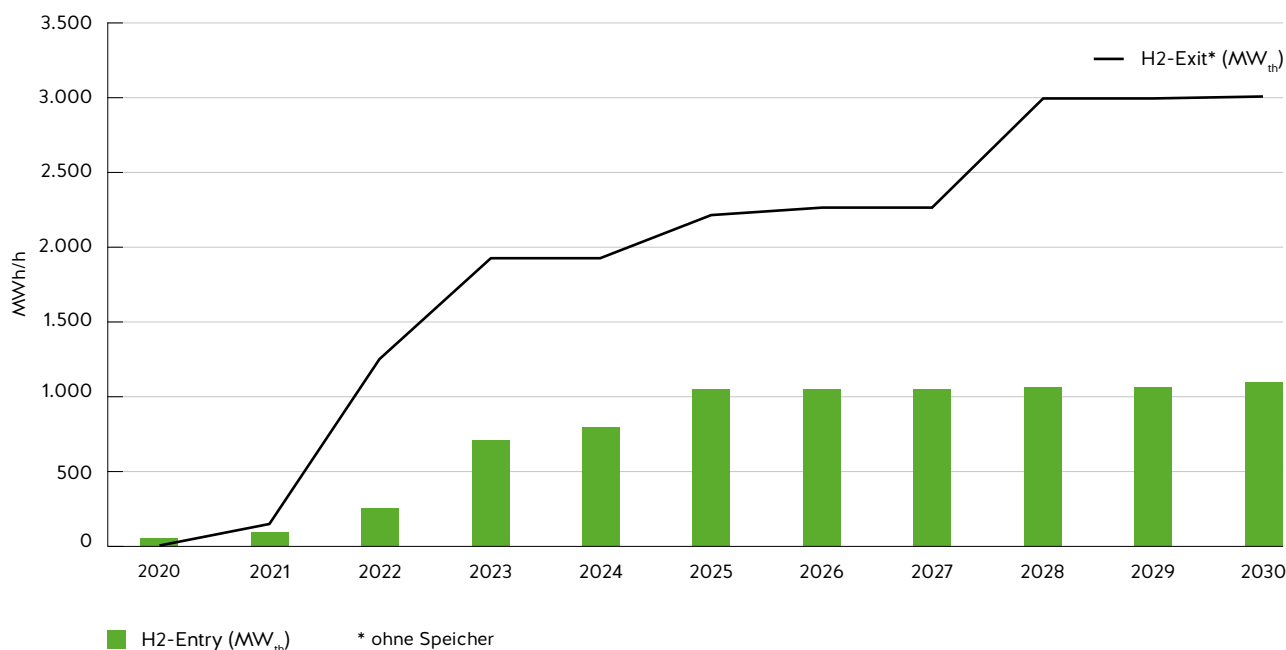
Wasserstoffeinspeisebegehren zur Beimischung unterliegen grundsätzlich der Prüfung der Kompatibilität des Mischgases mit den Gasbeschaffenheitsanforderungen gemäß den aktuell gültigen Regelwerken und der Interoperabilität mit im Netz direkt und indirekt betroffener Gasinfrastruktur.

Eingangsgrößen für die Modellierungen

Entsprechend den im Szenariorahmen beschriebenen Kriterien fanden 21 Grüngasprojekte der Marktpartnerabfrage Berücksichtigung in der Wasserstoffmodellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. Aus der Marktpartnerabfrage wurde die in Abbildung 4 dargestellte deutschlandweite kapazitive Wasserstoffbilanz erstellt.

¹ Bei umgestellten Leitungen handelt es sich um heute im Fernleitungsnetz genutzte Gasleitungen, welche in Zukunft Wasserstoff statt Methan transportieren.

Abbildung 5: Deutschlandweite kapazitive Wasserstoffbilanz der Marktpartnerabfrage



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Insgesamt ergibt sich bilanziell eine Unterdeckung, das heißt es liegt ein höherer Wasserstoffbedarf vor als durch vorhandene Wasserstoffquellen gedeckt werden kann. Für die Modellierungsjahre 2025 und 2030 beträgt die Unterdeckung 1.166 MW_{th} bzw. 1.906 MW_{th}. Dieser ermittelte Zusatzbedarf ist durch weitere Wasserstoffquellen zu decken.

Berücksichtigung des NEP Strom

Zur Deckung des sich aus der Marktpartnerabfrage ergebenden Wasserstoffbedarfs müssen über die Elektrolyseleistungen der konkret gemeldeten Grüngasprojekte hinausgehende Power-to-Gas-Anlagenleistungen aus dem NEP Strom berücksichtigt werden.

Die Elektrolyseleistungen aus dem NEP Strom ergeben deutschlandweit insgesamt 400 MW_{el} bzw. 1.600 MW_{el} für die Modellierungsjahre 2025 und 2030. Dies entspricht einer thermischen Leistung von 300 MW_{th} im Jahr 2025 und 1.200 MW_{th} im Jahr 2030.

Regionale Betrachtung der Wasserstoffmodellierung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für die Grüngasprojekte eine regionale Betrachtung durchgeführt und Projektmeldungen in räumlicher Nähe zusammengefasst.

Die Mehrheit der im Rahmen der Marktpartnerabfrage gemeldeten Grüngasprojekte befindet sich in Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen. Daher haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine gemeinsame Betrachtung dieser Projekte im Bilanzraum „West“ vorgenommen. In dieser Region ergeben sich bilanziell für die Modellierungsjahre 2025 und 2030 Unterdeckungen, die durch zusätzliche Wasserstoffquellen zu decken sind.

Zunächst wird die Elektrolyseleistung aus dem NEP Strom für die Unterdeckung in der Region West berücksichtigt. Da aber allein die Elektrolyseleistung aus der Marktpartnerabfrage und dem NEP Strom nicht ausreicht, um den Wasserstoffbedarf zu decken, haben die Fernleitungsnetzbetreiber weitere potenzielle Wasserstoffquellen einbezogen. Diese sind neben dem Import von dekarbonisiertem Wasserstoff aus den Niederlanden, die inländische Produktion von „grünem“ Wasserstoff mit Elektrizität aus Onshore-Windparks, deren EEG-Förderung ausgelaufen ist, und zusätzliche Leistung aus Speichern.

Ergebnisse der Grüngasvariante

Die zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen der Erdgas- und Wasserstoffmodellierung für die Jahre 2025 und 2030 gegenüber der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 werden in der Tabelle 7 zusammengefasst.

Tabelle 7: Ergebnisse der Grüngasvariante

	Bis Ende 2025	Bis Ende 2030
Modellierungsergebnis zusätzlich zur Basisvariante		
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	0 MW	0 MW
Leitungen	471 km	1.294 km
– davon umgestellte Leitungen	389 km	1.142 km
– davon neue Wasserstoffleitungen	63 km	94 km
– davon neue H-Gas-Leitungen	19 km	57 km
Zusätzliche Kosten im Vergleich zur Basisvariante		
Umstellung von Erdgasleitungen	82 Mio. Euro	310 Mio. Euro
Neubaumaßnahmen Wasserstoffmodellierung	128 Mio. Euro	220 Mio. Euro
Neubaumaßnahmen Erdgasmodellierung	84 Mio. Euro	132 Mio. Euro
Zusätzliche Gesamtkosten	294 Mio. Euro	662 Mio. Euro

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Mit den Ergebnissen der Basisvariante ergeben sich bis zum Jahr 2025 Gesamtkosten für die Grüngasvariante in Höhe von rund 8,0 Mrd. Euro und bis zum Jahr 2030 rund 8,5 Mrd. Euro. Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der [NEP-Gas-Datenbank](#) im Zyklus „2020 – NEP Entwurf“ aufgeführt.

9 Netzausbaumaßnahmen

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen in Umsetzung der Anforderungen des § 15a Abs. 1 EnWG die Netzausbaumaßnahmen der Grüngasvariante vor. Davon abweichend sollen vier Maßnahmen in der Dimensionierung der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg in dem Netzausbauvorschlag berücksichtigt werden. Eine Auflistung der Maßnahmen findet sich in Anlage 1 des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030. Sämtliche Details zu den Netzausbaumaßnahmen und den Startnetzmaßnahmen sind in der [NEP-Gas-Datenbank](#) im Zyklus „2020 – NEP Entwurf“ enthalten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Rechtsauffassung der BNetzA zur Kenntnis genommen, wonach der Aufbau einer reinen Wasserstoffinfrastruktur derzeit nicht vom Rechtsrahmen des § 15a Abs. 1 Satz 2 EnWG umfasst sei und damit nicht Gegenstand des verbindlichen Teils des Netzentwicklungsplans Gas werden könne.

Die BNetzA erwartet allerdings, wie auch die Fernleitungsnetzbetreiber, dass die laufende Diskussion über die zukünftige Rolle und Integration Grüner Gase zu einer entsprechenden Entwicklung und Präzisierung des Rechtsrahmens führen wird.

Daher schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber zur Aufnahme in den verbindlichen Teil des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 die in der Grüngasvariante dargestellten Maßnahmen zur Umstellung von Erdgasleitungen auf einen Wasserstofftransport sowie zum Neubau von reiner Wasserstoffinfrastruktur mit der folgenden Maßgabe vor. Die Umsetzung dieser Maßnahmen steht unter dem Vorbehalt einer Änderung der bestehenden gesetzlichen und untergesetzlichen Regelungen dahingehend, dass der derzeit für den Bau, den Betrieb, den Zugang sowie die Nutzung von (Erd-)Gasversorgungsnetzen geltende Rechtsrahmen auf den Bau, den Betrieb, den Zugang sowie die Nutzung von reinen Wasserstoffnetzen ausgedehnt wird.

Die Umsetzung der sich aus den Projektvorhaben ergebenden Netzausbaumaßnahmen steht neben dem Vorbehalt der erforderlichen Ausdehnung des geltenden Rechtsrahmens für den Bau, den Betrieb, den Zugang sowie die Nutzung von reinen Wasserstoffnetzen unter dem Vorbehalt des Abschlusses eines Realisierungsfahrplanes zwischen dem Projektvorhabenträger und dem jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an § 39 GasNZV.

Die Maßnahme „Leitung Elbe Süd-Achim“ ist in der Basisvariante (ID 636-01) mit einem kleineren Leitungsdurchmesser dimensioniert als in der Grüngasvariante (ID 767-01). Sollten die Maßnahmen zur Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur zum Zeitpunkt der Entscheidung der BNetzA über den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 noch nicht bestätigungsfähig sein, wäre die Maßnahme mit der ID 636-01 für die Deckung des Bedarfs der Basisvariante erforderlich.

Für alle Neubaumaßnahmen zur Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur (ID 730-01 bis ID 743-01) stehen Fernleitungsnetzbetreiber für die Umsetzung zur Verfügung. Die Entscheidung, welches Unternehmen die jeweilige Maßnahme durchführen wird, kann vor dem Hintergrund der erforderlichen Änderung der bestehenden rechtlichen und regulatorischen Regelungen zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen.

Die Iteration mit dem NewCap-Modell hat ergeben, dass die marktbasierenden Instrumente vorteilhaft gegenüber einem alternativen Netzausbau sind. Daher schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber keine weiteren Netzausbaumaßnahmen gegenüber dem Konsultationsdokument vor.

Der Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber beinhaltet weiterhin ein Investitionsvolumen von rund 8,0 Mrd. Euro für die Anforderungen des Jahres 2025 und insgesamt rund 8,5 Mrd. Euro für die Anforderungen des Jahres 2030.

Im Detail setzen sich die Kosten für den Ausbau der Transportinfrastruktur wie folgt zusammen:

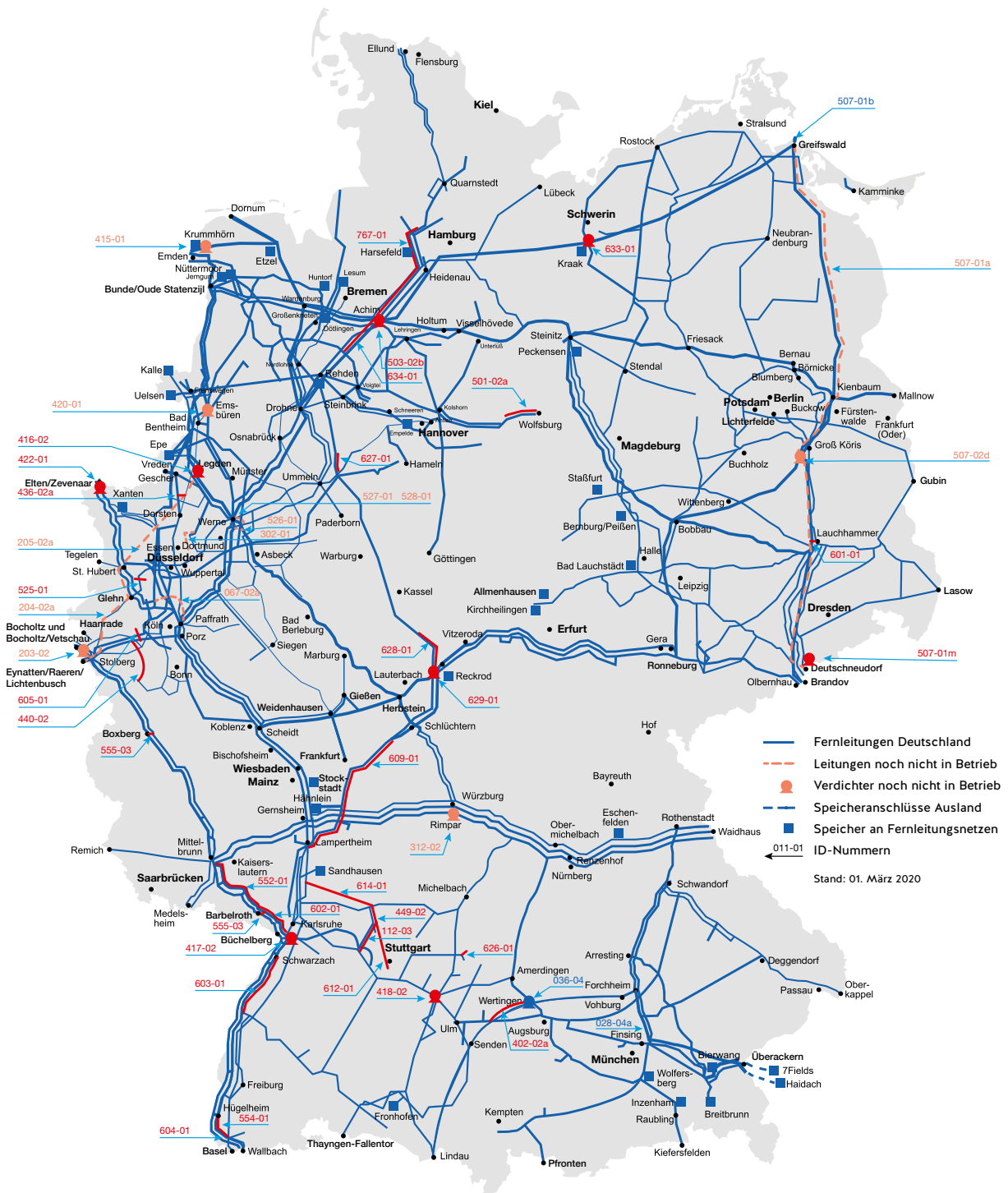
Tabelle 8: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber

Netzausbauvorschlag	2025			2030		
	Erdgas	Grüne Gase	Summe	Erdgas	Grüne Gase	Summe
Verdichterleistung in MW	405	0	405	405	0	405
Leitungen in km	1.592	471	2.064	1.594	1.294	2.888
– davon Neubau	1.592	82	1.674	1.594	151	1.746
– davon Umstellung	0	389	389	0	1.142	1.142
Investitionen* in Mrd. Euro	7,7	0,3	8,0	7,8	0,7	8,5

* inkl. GDRM-Anlagen, Armaturenstationen und sonstige Anlagen

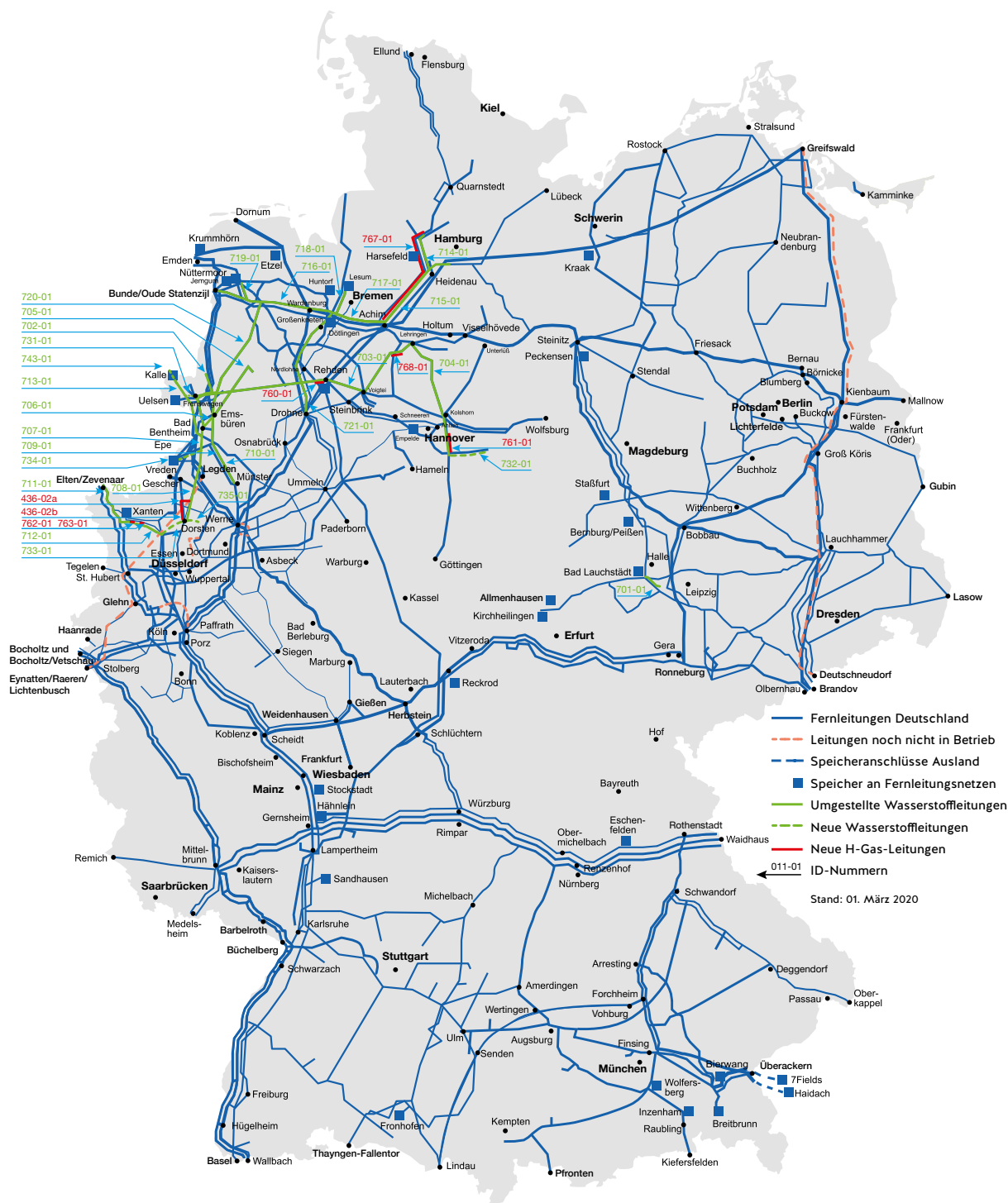
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 6: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber (1/2)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 7: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber (2/2)



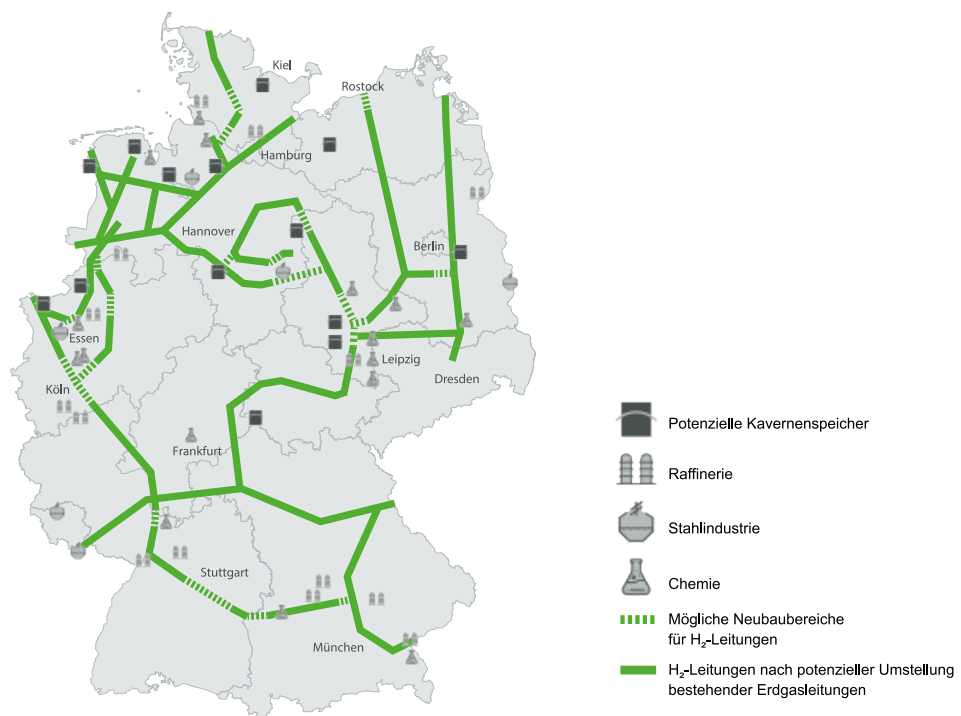
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

10 Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne

Visionäres Wasserstoffnetz

Vor dem Hintergrund eines steigenden Interesses an Wasserstoff in verschiedenen Sektoren, insbesondere der Industrie, haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein mögliches Zukunftsbild für ein überregionales Wasserstoffnetz entwickelt und im Januar dieses Jahres veröffentlicht. Die in dem visionären Netz dargestellten Leitungen verbinden Regionen der Wasserstofferzeugung und des Wasserstoffverbrauchs überwiegend unter Nutzung existierender Erdgasinfrastrukturen (zu über 90 %). Es umfasst eine Gesamtlänge von rund 5.900 km. In der Reichweite des Wasserstoffnetzes befinden sich Kavernenspeicher, industrielle Verbraucher, große Ballungsräume, 80 % des deutschen Fahrzeugbestandes und Regionen mit hohem Aufkommen erneuerbarer Energien zur Wasserstofferzeugung sowie mögliche Importstandorte für Wasserstoff. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden dieses visionäre Wasserstoffnetz auf Basis neuer Erkenntnisse stetig weiterentwickeln.

Abbildung 8: Vision Wasserstoffnetz



Disclaimer: Bei der Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher und Abnehmer keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Integrierte Netzplanung

Vor dem Hintergrund der energie- und klimapolitischen Zielsetzung ist die Sektorkopplung bzw. die integrierte Betrachtung der Sektoren und ihrer Infrastrukturen von zentraler Bedeutung. Die Fernleitungsnetzbetreiber halten eine gemeinsame Energieinfrastrukturplanung für geboten, um eine sichere und zuverlässige Energieversorgung durch Strom- und Gasnetze zu gewährleisten und dauerhaft die Nachfrage nach Übertragungs- und Transportkapazitäten zu sichern.

Im Rahmen der dena-Netzstudie III werden erstmalig die Fernleitungsnetzbetreiber eingebunden. Zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern und anderen Stakeholdern wird an gemeinsamen Inputparametern bzw. Ankerpunkten für die individuelle Gas- und Stromnetzplanung gearbeitet. Außerdem geht es darum, die Schnittstellen zwischen den Netzplanungsprozessen zu verbessern. Diesen Prozess werden die Fernleitungsnetzbetreiber weiter aktiv begleiten.