

# Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

---

Zwischenstand



## Fernleitungsnetzbetreiber

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



### Zwischenstand

#### Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Ansprechpartner:  
**Nils von Ohlen**, Vereinigung der  
Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.  
Georgenstraße 23, 10117 Berlin  
[www.fnb-gas.de](http://www.fnb-gas.de)

Umsetzung:  
CBE DIGIDEN AG

### Legal Disclaimer

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.


**bayernets GmbH**  
München

**Kunden:** 47 nachgelagerte Netzbetreiber (davon 12 direkt nachgelagert), sowie nationale und internationale Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	142
Ferngasleitungsnetz	1.659 km
Verdichterstationen	2
Verdichtereinheiten	5
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	50 MW
Grenzübergangspunkte	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	189
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	28.452 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	74 TWh

Quelle: [www.bayernets.de/infrastruktur/unser-netz/netzstrukturdaten](http://www.bayernets.de/infrastruktur/unser-netz/netzstrukturdaten)


**Ferngas**  
**Netzgesellschaft mbH**  
Schwaig b. Nürnberg

**Kunden:** Gasverteilernetzbetreiber, Stadtwerke sowie Industriekunden, Händler und Transportkunden

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	37 (Gruppe)
Ferngasleitungsnetz	ca. 214 km
Verdichterstationen	0
Verdichtereinheiten	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	0 MW
Grenzübergangspunkte	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	19
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	5.252 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	16 TWh

Quelle: [www.ferngas.de/314.html](http://www.ferngas.de/314.html)


**Fluxys Deutschland GmbH**  
Düsseldorf

**Kunden:** Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	6
Ferngasleitungsnetz	ca. 920 km
Verdichterstationen	0
Verdichtereinheiten	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	0 MW
Grenzübergangspunkte	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	2
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	4.720 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	32,74 TWh

Quelle: [www.fluxys.com/de/company/fluxys-deutschland/nel-eugal](http://www.fluxys.com/de/company/fluxys-deutschland/nel-eugal)


**Fluxys TENP GmbH**  
Düsseldorf

**Kunden:** 32

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	15
Ferngasleitungsnetz	ca. 1.010 km
Verdichterstationen	4
Verdichtereinheiten	17
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	150 MW
Grenzübergangspunkte	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	22
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	14.989 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	46,52 TWh

Quelle: [www.fluxys.com/de/company/fluxys-tenp/tenp-pipeline](http://www.fluxys.com/de/company/fluxys-tenp/tenp-pipeline)

**GASCADE Gastransport GmbH**  
 Kassel (Hessen)


**Kunden:** Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	ca. 480
Ferngasleitungsnetz	2.908 km
Verdichterstationen	10
Verdichtereinheiten	32
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	ca. 552 MW
Grenzübergangspunkte	10
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	83
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	102.718 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	136,2 TWh

Quelle: [www.gascade.de/netzinformationen/unser-leitungsnetz](http://www.gascade.de/netzinformationen/unser-leitungsnetz)

**Gastransport Nord GmbH**  
 Oldenburg


**Kunden:** ca. 50 nationale und internationale Transportkunden, Regionalgesellschaften und Industriekunden

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	43
Ferngasleitungsnetz	322 km
Verdichterstationen	0
Verdichtereinheiten	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	0 MW
Grenzübergangspunkte	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	71
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	6.812 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	29 TWh

Quelle: [gtg-nord.de/de/netzinformationen/strukturdaten.php](http://gtg-nord.de/de/netzinformationen/strukturdaten.php)

**Gasunie**  
**Deutschland Transport Services GmbH**  
 Hannover


**Kunden:** 140 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	247
Ferngasleitungsnetz	4.308 km
Verdichterstationen	10
Verdichtereinheiten	32
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	206 MW
Grenzübergangspunkte	6
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	181
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	41.448 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	208 TWh

Quelle: [www.gasunie.de/infrastruktur/gasunie-netzwerk/details-zum-leitungsnetz](http://www.gasunie.de/infrastruktur/gasunie-netzwerk/details-zum-leitungsnetz)

**GRTgaz Deutschland GmbH**  
 Berlin


**Kunden:** 26 Transportkunden

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	37
Ferngasleitungsnetz	1.161* km
Verdichterstationen	6*
Verdichtereinheiten	26*
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	353* MW
Grenzübergangspunkte	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	15*
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	54.548 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	263 TWh

\* MEGAL-Wert

Quelle: [www.grtgaz-deutschland.de/de/infrastruktur/](http://www.grtgaz-deutschland.de/de/infrastruktur/)



**Lubmin-Brandov  
Gastransport GmbH**  
Essen

 Lubmin-Brandov  
Gastransport

**Kunden:** Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	3
Ferngasleitungsnetz	472 km
Verdichterstationen	1
Verdichtereinheiten	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	96 MW
Grenzübergangspunkte	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	k. A. MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	0 TWh

**NEL Gastransport GmbH**  
Kassel (Hessen)

**Kunden:** Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	6
Ferngasleitungsnetz	441 km
Verdichterstationen	0
Verdichtereinheiten	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	0 MW
Grenzübergangspunkte	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	62.949 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	0,6 TWh

 Quelle: [www.nel-gastransport.de/netzinformationen/die-nordeuropaeische-erdgasleitung](http://www.nel-gastransport.de/netzinformationen/die-nordeuropaeische-erdgasleitung)
**Nowega GmbH**  
Münster

 Wir transportieren Gas.  
**nowega**
**Kunden:** Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	116
Ferngasleitungsnetz	1.541 km
Verdichterstationen	1
Verdichtereinheiten	2
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	1 MW
Grenzübergangspunkte	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	104
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	8.701 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	25 TWh

 Quelle: [www.nowega.de/wp-content/uploads/2019/08/strukturmerkmale-des-gasversorgungsnetzes.2018.pdf](http://www.nowega.de/wp-content/uploads/2019/08/strukturmerkmale-des-gasversorgungsnetzes.2018.pdf)
**ONTRAS Gastransport GmbH**  
Leipzig

●●ONTRAS

**Kunden:** 83 nationale und internationale Transportkunden

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	379
Ferngasleitungsnetz	7.414 km
Verdichterstationen	2
Verdichtereinheiten	5
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	38 MW
Grenzübergangspunkte	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	442
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	41.645 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	155 TWh

 Quelle: [www.ontras.com/de/netztransparenz/netzdaten](http://www.ontras.com/de/netztransparenz/netzdaten)

**OPAL Gastransport GmbH & Co. KG**  
 Kassel (Hessen)

**Kunden:** Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	8
Ferngasleitungsnetz	473 km
Verdichterstationen	1
Verdichtereinheiten	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	99 MW
Grenzübergangspunkte	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	45.036 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	0 TWh

 Quelle: [www.opal-gastransport.de/netzinformationen/ostsee-pipeline-anbindungsleitung](http://www.opal-gastransport.de/netzinformationen/ostsee-pipeline-anbindungsleitung)

**Open Grid Europe GmbH**  
 Essen

**Kunden:** mehr als 450 nationale und internationale Ferngasgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	ca. 1.450
Ferngasleitungsnetz	ca. 12.000 km
Verdichterstationen	27
Verdichtereinheiten	100
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	ca. 1.150 MW
Grenzübergangspunkte	17
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1.009
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	111.622 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	ca. 298 TWh

 Quelle: <https://oge.net/de/fuer-kunden/gastransport/marktinformationen/gesetzliche-veroeffentlichungen/strukturdaten>

**terraneis bw**
**terraneis bw GmbH**  
 Stuttgart

**Kunden:** mehr als 170 nationale und internationale Kunden – Gasnetzbetreiber, Stadtwerke, Industriekunden und Händler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	290
Ferngasleitungsnetz	2.730 km
Verdichterstationen	2
Verdichtereinheiten	7
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	ca. 34 MW
Grenzübergangspunkte	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	310
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	28.662 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	106 TWh

 Quelle: [www.terraneis-bw.de/en/gas-transmission/gas-grid-information/e\\_datafacts](http://www.terraneis-bw.de/en/gas-transmission/gas-grid-information/e_datafacts)

**Thyssengas GmbH**  
 Dortmund

**Kunden:** 48 Netzkopplungspartner, 150 Netzanschlusskunden mit 185 NAP

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	392
Ferngasleitungsnetz	4.399 km
Verdichterstationen	6
Verdichtereinheiten	17
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	149 MW
Grenzübergangspunkte	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1.063
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	17.507 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	61,2 TWh

 Quelle: [thyssengas.com/de/netzauskunft/transparenzinformation/strukturdaten.html](http://thyssengas.com/de/netzauskunft/transparenzinformation/strukturdaten.html)

Impressum .....	2
Inhaltsverzeichnis .....	7
Abbildungsverzeichnis .....	10
Tabellenverzeichnis .....	12
<b>Vorwort   Executive Summary .....</b>	<b>15</b>
<b>1 Einführung .....</b>	<b>18</b>
1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung .....	18
1.2 Vorgehensweise und Zeitplan .....	18
1.3 Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas .....	20
<b>2 Grundlagen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 .....</b>	<b>22</b>
2.1 Bestätigter Szenariorahmen 2022 durch die BNetzA .....	22
2.2 Ergänzungen der BNetzA und der Fernleitungsnetzbetreiber zum bestätigten Szenariorahmen 2022 .....	25
<b>3 Modellierung der Fernleitungsnetze .....</b>	<b>27</b>
3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise und Eingangsgrößen für die Netzmodellierung .....	27
3.2 Wichtige Eingangsgrößen für die Modellierung .....	28
3.2.1 Verteilernetzbetreiber .....	29
3.2.2 Gaskraftwerke .....	29
3.2.3 Industrie .....	34
3.2.4 Unterspeicher .....	34
3.2.5 Biomethan, Wasserstoff und synthetisches Gas .....	34
3.2.6 LNG-Anlagen .....	35
3.2.7 Grenzübergangspunkte und VIP .....	41
3.2.8 H-Gas-Quellenverteilung .....	41
3.3 Modellierungsvarianten .....	42
3.4 Marktgebietszusammenlegung .....	44
<b>4 Stand der Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen .....</b>	<b>46</b>
4.1 Das heutige Fernleitungsnetz .....	46
4.2 Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 .....	47
4.3 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 .....	51
4.4 Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von Inbetriebnahmedaten .....	58
4.5 Maßnahmen mit einer Verzögerung .....	59
4.5.1 Maßnahmen mit einer eingetretenen Verzögerung .....	59
4.5.2 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung .....	60
4.6 Weitere Maßnahmen ohne finale Investitionsentscheidung .....	62
4.7 Zusammenfassung .....	62
<b>5 Entwicklung der L-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenario .....</b>	<b>64</b>
5.1 Beschreibung der Situation .....	64
5.2 Umgestellte Bereiche und Erfahrungen aus der bisherigen Umstellung .....	65
5.3 Gasimportsituation aus den Niederlanden .....	69
5.4 L-Gas-Leistungsbilanz 2032 .....	70
5.4.1 Inländische Produktion .....	70
5.4.2 Importe aus den Niederlanden .....	71
5.4.3 L-Gas-Speicher .....	72
5.4.4 Konvertierung .....	73
5.4.5 Bedarf an Ausspeiseleistungen .....	74
5.4.6 Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz .....	74

5.5 L-Gas-Mengenbilanz .....	75
5.5.1 Grundsätzliche Vorgehensweise .....	75
5.5.2 Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2020/2021 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz .....	75
5.5.3 L-Gas-Mengenbilanzen für Deutschland .....	77
5.6 Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen .....	80
5.7 Umstellungsbereiche .....	82
5.7.1 Festlegung der Umstellungsbereiche .....	82
5.7.2 Übersicht der Umstellungsbereiche .....	83
5.7.3 Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2021 .....	86
5.7.4 Mögliche Veränderungen bei der L-H-Gas-Umstellungsplanung .....	87
5.8 Verbleibender L-Gas-Markt 2030 .....	87
5.9 Ableitbarkeit der deutschen Produktion .....	89
5.10 L-Gas-Bilanz Nowega .....	90
5.11 Zusammenfassung .....	91
<b>6 Entwicklung der H-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenarien .....</b>	<b>93</b>
6.1 Entwicklung der H-Gas-Versorgung in der Basisvariante .....	93
6.1.1 H-Gas-Leistungsbilanz .....	93
6.1.2 Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz .....	94
6.1.3 Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte und LNG-Anlagen (Einspeisung) .....	95
6.1.4 Berücksichtigung der Speicher (Einspeisung) .....	95
6.1.5 Berücksichtigung der deutschen Produktion (Einspeisung) .....	96
6.1.6 Berücksichtigung des Bedarfs (Ausspeisung) .....	96
6.1.7 H-Gas-Bedarf im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 .....	98
6.1.8 H-Gas-Quellenverteilung .....	99
6.1.9 Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung .....	100
6.1.10 Zusatzbedarf entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung .....	102
6.1.11 Zusammenfassung .....	104
6.2 Entwicklung der H-Gas Versorgung – LNG-Versorgungssicherheitsvarianten .....	105
6.2.1 LNG-Einspeiseleistungen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten .....	105
6.2.2 Reduzierung russischer Einspeiseleistungen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten .....	105
6.2.3 Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz .....	106
6.2.4 H-Gas-Quellenverteilung und Berücksichtigung des Zusatzbedarfs .....	106
<b>7 Ergebnisse der Basisvariante und der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten .....</b>	<b>110</b>
7.1 Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten .....	110
7.2 Notwendige regulatorische Voraussetzungen .....	112
7.3 Ergebnisse der Basisvariante .....	113
7.3.1 Maßnahmen der Basisvariante .....	113
7.3.2 Zusammenfassung der Ergebnisse der Basisvariante .....	117
7.3.3 Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen für neue und systemrelevante Gaskraftwerke .....	119
7.3.4 Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen für LNG-Anlagen der Basisvariante .....	121
7.4 Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 .....	121
7.4.1 Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 .....	121
7.4.2 Zusammenfassung der Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 .....	125
7.5 Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 .....	127
7.5.1 Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 .....	127
7.5.2 Zusammenfassung der Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 .....	131
7.6 Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 .....	133
7.6.1 Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 .....	133
7.6.2 Zusammenfassung der Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 .....	136

<b>8 Wasserstoffvariante</b>	<b>139</b>
8.1 Ergebnisse der Marktabfrage WEB nach MoU und nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022	140
8.1.1 MoU-Abschlüsse	141
8.1.2 Ergebnisse nach MoU-Abschluss und nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022	141
8.2 Wasserstoffmodellierung	144
8.2.1 Prozess der gemeinsamen Wasserstoffmodellierung von Fernleitungsnetzbetreibern und anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern	144
8.2.2 Meldungen Leitungsnetzinfrastruktur anderer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber für das Wasserstoffnetz	145
8.2.3 Grundsätzliche Vorgehensweise	147
8.2.4 Modellierungsvorbereitung und Leitungszuordnung	149
8.2.5 Szenarien	150
8.2.6 Wasserstoffbilanzen 2027 und 2032	152
8.2.7 Zusätzlicher Wasserstoffbedarf 2027 und 2032 für Deutschland	153
8.2.8 Weitere Teilnetze	157
8.3 Erdgasverstärkende Maßnahmen aus dem NEP Gas 2020–2030	158
8.4 Netzausbaumaßnahmen der Wasserstoffmodellierung	159
8.5 Weitere Maßnahmen der Wasserstoffmodellierung	162
8.6 Wasserstoffprüfung	163
<b>9 Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne</b>	<b>165</b>
9.1 Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur	165
9.1.1 Regulierung von Wasserstoffnetzen in Deutschland	165
9.1.2 Umstellung von Methanleitungen auf Wasserstoff	166
9.1.3 Regulierung von Wasserstoffnetzen in der Europäischen Union	166
9.2 Wasserstoffbericht gem. § 28q EnWG	167
9.3 Gesamtheitliche Betrachtung des Energiesystems für Strom und Gas (Methan und Wasserstoff)	167
<b>Anlagen</b>	<b>168</b>
Anlage 1: Analyse des Mehrbedarfs der Verteilernetzbetreiber	169
Anlage 2: Übersicht aller Projektmeldungen im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase	176
Anlage 3: Ergebnis Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen deutschen Wasserstoffnetzes im Rahmen des NEP Gas 2022–2032	176
Anlage 4: Übersichtskarten Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen deutschen Wasserstoffnetzes im Rahmen des NEP Gas 2022–2032	176
Glossar	178
Literatur	183

Abbildung 1:	Startseite der NEP-Gas-Datenbank .....	20
Abbildung 2:	Grundsätzliches Vorgehen der Netzmodellierung für die Basisvariante .....	27
Abbildung 3:	Eingangsgrößen für die Netzmodellierung .....	28
Abbildung 4:	Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz .....	31
Abbildung 5:	Neubaugaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz .....	33
Abbildung 6:	Geplante LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber .....	36
Abbildung 7:	Auslastungsrate der LNG-Anlagen in NL und BE .....	37
Abbildung 8:	H-Gas- und L-Gas-Transportnetz.....	46
Abbildung 9:	Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 zum Januar 2022.....	50
Abbildung 10:	Umsetzungsstand der Maßnahmen zum 01. Januar 2022 .....	57
Abbildung 11:	Umgestellte Bereiche 2015–2021 .....	67
Abbildung 12:	Importpunkte aus den Niederlanden .....	71
Abbildung 13:	Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz .....	74
Abbildung 14:	Importmengen aus den Niederlanden, Ist-Flüsse des Gaswirtschaftsjahres 2020/2021 und Planungsannahmen .....	76
Abbildung 15:	L-Gas Bedarf NEP Gas 2022–2032 vs. Umsetzungsbericht 2021 .....	77
Abbildung 16:	Förderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems .....	78
Abbildung 17:	Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz .....	80
Abbildung 18:	Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen .....	81
Abbildung 19:	Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030 .....	81
Abbildung 20:	L-H-Gas-Umstellungsbereiche bis 2027 .....	83
Abbildung 21:	L-H-Gas-Umstellungsbereiche 2028 bis 2030 .....	84
Abbildung 22:	Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030 .....	88
Abbildung 23:	Lokale L-Gas-Leistungsbilanz Nowega .....	90
Abbildung 24:	Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz der Basisvariante .....	94
Abbildung 25:	Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs der Basisvariante .....	97
Abbildung 26:	Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2032 .....	99
Abbildung 28:	Netzausbaumaßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen .....	126
Abbildung 29:	Ausbaumaßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen .....	132
Abbildung 30:	Ausbaumaßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen .....	137

Abbildung 31:	Gemeldete WEB-Wasserstoffeinspeisungen mit MoU im Jahr 2032 .....	143
Abbildung 32:	Gemeldete WEB-Wasserstoffausspeisungen mit MoU im Jahr 2032 .....	143
Abbildung 33:	Wasserstoffnetze 2027 auf Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastruktur .....	145
Abbildung 34:	Wasserstoffnetz 2032 auf Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastruktur .....	146
Abbildung 35:	Prozessschritte für die Positivplanung der Wasserstoffnetzinfrastruktur .....	147
Abbildung 36:	Bildung von Netzanbindepunkten durch mehrere MoU-Projekte .....	150
Abbildung 37:	Wasserstoffbilanz – Ein-/Auspeiseleistungen 2027 für die Teilnetze Nord, Nord-West (NW) und Ost für das Szenario „Dunkelflaute + 50 % Großprojekte“ .....	152
Abbildung 38:	Wasserstoffbilanz – Ein-/Auspeiseleistungen 2032 für das deutschlandweite Netz .....	152
Abbildung 39:	Wasserstoffbilanzen – Ein-/Auspeiseleistungen 2032 nach Szenario .....	153
Abbildung 40:	Ergebnis Wasserstoffquellenverteilung für das Jahr 2032 .....	155
Abbildung 41:	Ergebnis Wasserstoffquellenverteilung für das Teilnetz Nord im Jahr 2027 .....	156
Abbildung 42:	Netzausbaumaßnahmen Wasserstoffvariante 2027 .....	161
Abbildung 43:	Netzausbaumaßnahmen Wasserstoffvariante 2032 .....	161
Abbildung 44:	Konzept der Wasserstoffprüfung .....	163

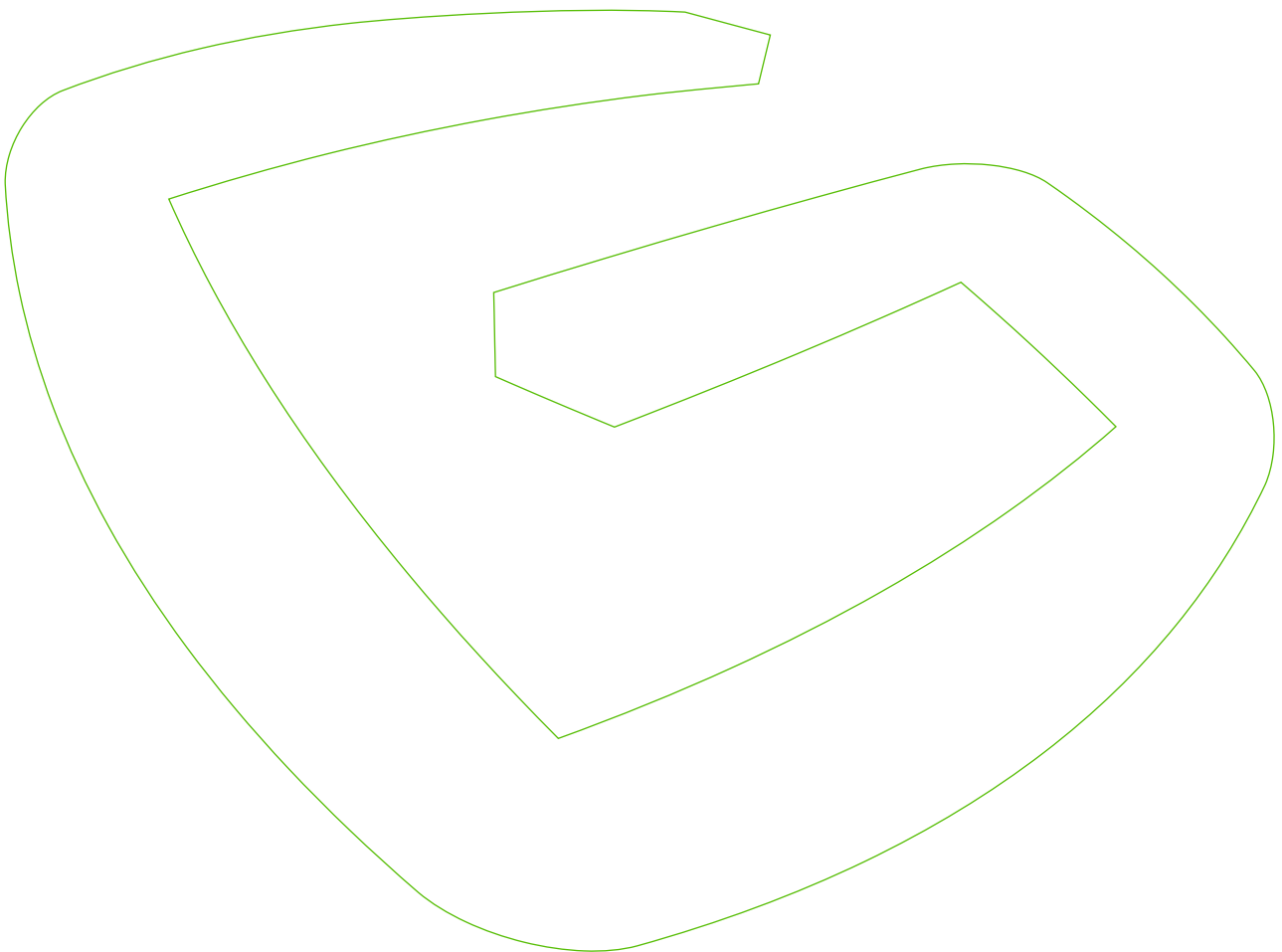
Tabelle 1:	Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz .....	30
Tabelle 2:	Neubaugaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz .....	32
Tabelle 3:	Zusätzlicher Kapazitätsbedarf Speicher am Fernleitungsnetz .....	34
Tabelle 4:	In der Modellierung der Basisvariante berücksichtigte LNG-Anlagen .....	35
Tabelle 5:	In der Modellierung der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten berücksichtigte LNG-Anlagen .....	35
Tabelle 6:	Modellierungsvarianten des Zwischenstands zum NEP Gas 2022–2032 .....	42
Tabelle 7:	Im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 nicht mehr betrachtete Maßnahmen, da diese bereits im Umsetzungsbericht 2021 mit dem Status Inbetriebnahme ausgewiesen wurden .....	47
Tabelle 8:	Gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021 in Betrieb genommene Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2022) .....	48
Tabelle 9:	Derzeit im Bau befindliche Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2022) .....	49
Tabelle 10:	Weitere Startnetzmaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 (Stichtag 01. Januar 2022) .....	49
Tabelle 11:	Umsetzungsstand der NEP-Maßnahmen zum 01. Januar 2022 .....	52
Tabelle 12:	Umgestellte Bereiche 2015–2021 .....	65
Tabelle 13:	Kapazitätsprognose gemäß BVEG .....	70
Tabelle 14:	Aufteilung der L-Gas-Importleistung auf die Grenzübergangspunkte .....	72
Tabelle 15:	Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am Fernleitungsnetz .....	72
Tabelle 16:	Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher .....	73
Tabelle 17:	Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz .....	74
Tabelle 18:	Importbedarf aus den Niederlanden im NEP Gas 2022–2032 vs. Umsetzungsbericht 2021 für ein kaltes und durchschnittliches Jahr .....	79
Tabelle 19:	Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz für ein kaltes und durchschnittliches Jahr .....	80
Tabelle 20:	Übersicht der L-H-Gas-Umstellungsbereiche .....	85
Tabelle 21:	Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2021 (Stichtag 01. Oktober 2021) .....	86
Tabelle 22:	Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030 .....	87
Tabelle 23:	Daten zur deutschlandweiten kapazitiven H-Gas-Bilanz der Basisvariante .....	95
Tabelle 24:	Daten zum H-Gas-Leistungsbedarf der Basisvariante .....	97
Tabelle 25:	H-Gas Bedarf im Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 von Verteilernetzbetreibern, Industrie und Kraftwerken im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 .....	98
Tabelle 26:	Berücksichtigte Grenzübergangspunkte in der H-Gas-Quellenverteilung der Basisvariante .....	101
Tabelle 27:	H-Gas-Leistungsbilanz für die Jahre 2027/2028 und 2032/2033 der Basisvariante .....	103
Tabelle 28:	Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung der Basisvariante .....	104



Tabelle 29: LNG-Einspeiseleistungen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten .....	105
Tabelle 30: Reduzierung russischer Einspeiseleistungen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten .....	105
Tabelle 31: Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten.....	106
Tabelle 32: H-Gas-Leistungsbilanz für das Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten.....	107
Tabelle 33: Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033.....	108
Tabelle 34: Plankostenansätze für Ferngasleitungen in Euro/m .....	111
Tabelle 35: Plankostenansätze für Verdichterstationen .....	111
Tabelle 36: Plankostenansätze für GDRM-Anlagen .....	111
Tabelle 37: Unveränderte Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021 .....	114
Tabelle 38: Zusätzliche Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021 .....	116
Tabelle 39: Ergebnisse Basisvariante.....	117
Tabelle 40: Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen, die unter anderem den Kapazitätsbedarf für neue und systemrelevante Kraftwerke decken .....	119
Tabelle 41: Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen, die unter anderem den Kapazitätsbedarf für neue LNG-Anlagen decken.....	121
Tabelle 42: Unveränderte Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 .....	122
Tabelle 43: Zusätzliche Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 .....	124
Tabelle 44: Ergebnisse LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1.....	125
Tabelle 45: Unveränderte Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 .....	127
Tabelle 46: Zusätzliche Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 .....	130
Tabelle 47: Ergebnisse LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.....	131
Tabelle 48: Unveränderte Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 .....	133
Tabelle 49: Zusätzliche Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 .....	136
Tabelle 50: Ergebnisse LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1.....	136
Tabelle 51: MoU-Abschlüsse für die Projektmeldungen der Marktabfrage WEB .....	141
Tabelle 52: Ergebnisse nach MoU und nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022 .....	142
Tabelle 53: Gemeldete Leitungen je Durchmesserklasse .....	145
Tabelle 54: Zuordnung der Teilnetze im Jahr 2027 zu den Bundesländern .....	157
Tabelle 55: Zuordnung der Teilnetze im Jahr 2032 zu den Bundesländern .....	158
Tabelle 56: Erdgasverstärkende Maßnahmen aus dem NEP Gas 2020–2030 .....	159
Tabelle 57: Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung .....	160

# Vorwort

---



## Vorwort

### Liebe Leserin, lieber Leser,

der russische Angriffskrieg in der Ukraine verändert tiefgreifend und dauerhaft die energiewirtschaftlichen Gegebenheiten in Deutschland. Von einer Zeitenwende ist die Rede, nicht nur sicherheitspolitisch, sondern auch energiepolitisch. Galt die Versorgung mit russischem Erdgas über Jahrzehnte als sicher, so zwingt uns die veränderte Lage in viel stärkerem Maße zu einer Diversifizierung unserer Energiequellen und dazu, den Umstieg von Erdgas auf grüne und klimaneutrale Gase wie Wasserstoff noch mehr zu beschleunigen.

Diese Veränderungen haben auch maßgeblichen Einfluss auf die Netzentwicklungsplanung Gas: Von einer teilweisen oder gar vollständigen Umkehr der Lastflüsse, von der Einbindung neuer Bezugsquellen wie Flüssigerdgas/Liquified Natural Gas (LNG), bis hin zur perspektivischen Reduzierung von Erdgas und dessen Ersatz durch grüne Gase sowie dem beschleunigten Hochlauf von Wasserstoff. Um diesen Veränderungen Rechnung zu tragen, haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) dazu entschlossen, in diesem Jahr von dem normalen NEP-Prozess abzuweichen und den Netzentwicklungsplan in zwei Teilen zu veröffentlichen.

Der erste Teil des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 (Zwischenstand) umfasst die sogenannte Basisvariante, die auf dem im Januar 2022 bestätigten Szenariorahmen basiert. Aufgrund der zeitlichen Gegebenheiten berücksichtigt diese Basisvariante noch nicht die neuen Rahmenbedingungen auf dem Gasmarkt. In Absprache mit der BNetzA haben die Fernleitungsnetzbetreiber aber zusätzliche LNG-Versorgungssicherheitsvarianten gerechnet, um der Diversifizierung der Bezugsquellen durch LNG für einen teilweisen Ersatz russischer Erdgas-mengen und den veränderten Lastflüssen in einem ersten Schritt Rechnung zu tragen.

Auch die Wasserstoffvariante ist Bestandteil dieser ersten Teilveröffentlichung, denn der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ist nun drängender denn je. Die Bedarfsmeldungen aus der Marktabfrage WEB (Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf und Grüne Gase) im Frühjahr 2021 sind im Vergleich zum letzten Netzentwicklungsplan drastisch gestiegen. Mit mehr als 250 Projektträgern konnten die Fernleitungsnetzbetreiber bereits Absichtserklärungen für einen Transportbedarf in Höhe von 165 TWh abschließen. Um den Prozess der Entwicklung des Wasserstoffnetzes noch transparenter und offener zu gestalten, wurde die Wasserstoffvariante erstmals gemeinsam von den Fernleitungsnetzbetreibern und anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern modelliert. Das Wasserstoffnetz 2032 zeigt eine deutliche Weiterentwicklung des „H<sub>2</sub>-Startnetzes 2030“ aus dem letzten Netzentwicklungsplan Gas und veranschaulicht die Dringlichkeit, mit dem Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur schnellstmöglich zu beginnen. Vor dem Hintergrund der unklaren geopolitischen Entwicklungen und deren Folgen haben die Fernleitungsnetzbetreiber auf eine Ausweisung neuer notwendiger erdgasverstärkender Maßnahmen im Rahmen der Wasserstoffvariante verzichtet.

Die BNetzA hat gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern angekündigt, den Szenariorahmen 2022 mit Blick auf die Veränderungen auf dem Gasmarkt in Teilen neu zu bescheiden. Auf dieser Basis werden die Fernleitungsnetzbetreiber in dem Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas, weitere Varianten, insbesondere mit Blick auf einen vollständigen Ersatz russischer Erdgas-mengen durch LNG-Importe, berechnen und veröffentlichen. Im Anschluss soll die Konsultation des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 stattfinden.

Der besonderen Situation geschuldet, ist der aktuelle Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 in Form und Inhalt kein normaler Netzentwicklungsplan Gas. Grundsätzlich ist der Netzentwicklungsplan Gas nicht darauf ausgerichtet, kurzfristige Antworten auf aktuelle Ereignisse zu geben, sondern stellt vielmehr eine mittel- bis langfristige Perspektive der Netzentwicklungsplanung dar. Aufgrund der besonderen Herausforderung der Zeit waren und sind die Fernleitungsnetzbetreiber bestrebt, mit diesem Netzentwicklungsplan Gas mit den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten und der Wasserstoffvariante erste Antworten auf die Krise zu geben.

Die Fernleitungsnetzbetreiber arbeiten mit Hochdruck daran, das Fernleitungsnetz schnellstmöglich an die veränderten geopolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen anzupassen und auch weiterhin für einen sicheren und perspektivisch klimaneutralen Gastransport zu sorgen. Dem Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur kommt in diesem Zusammenhang eine besondere Bedeutung zu. Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen in den Startblöcken, um die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur weiter voranzutreiben. Bestehende regulatorische Hürden und die fehlende gesetzliche Einführung einer integrierten Wasserstoff- und Gasnetzplanung erweisen sich zunehmend als Bremsklötze für den Aufbau der dringend benötigten Infrastruktur.

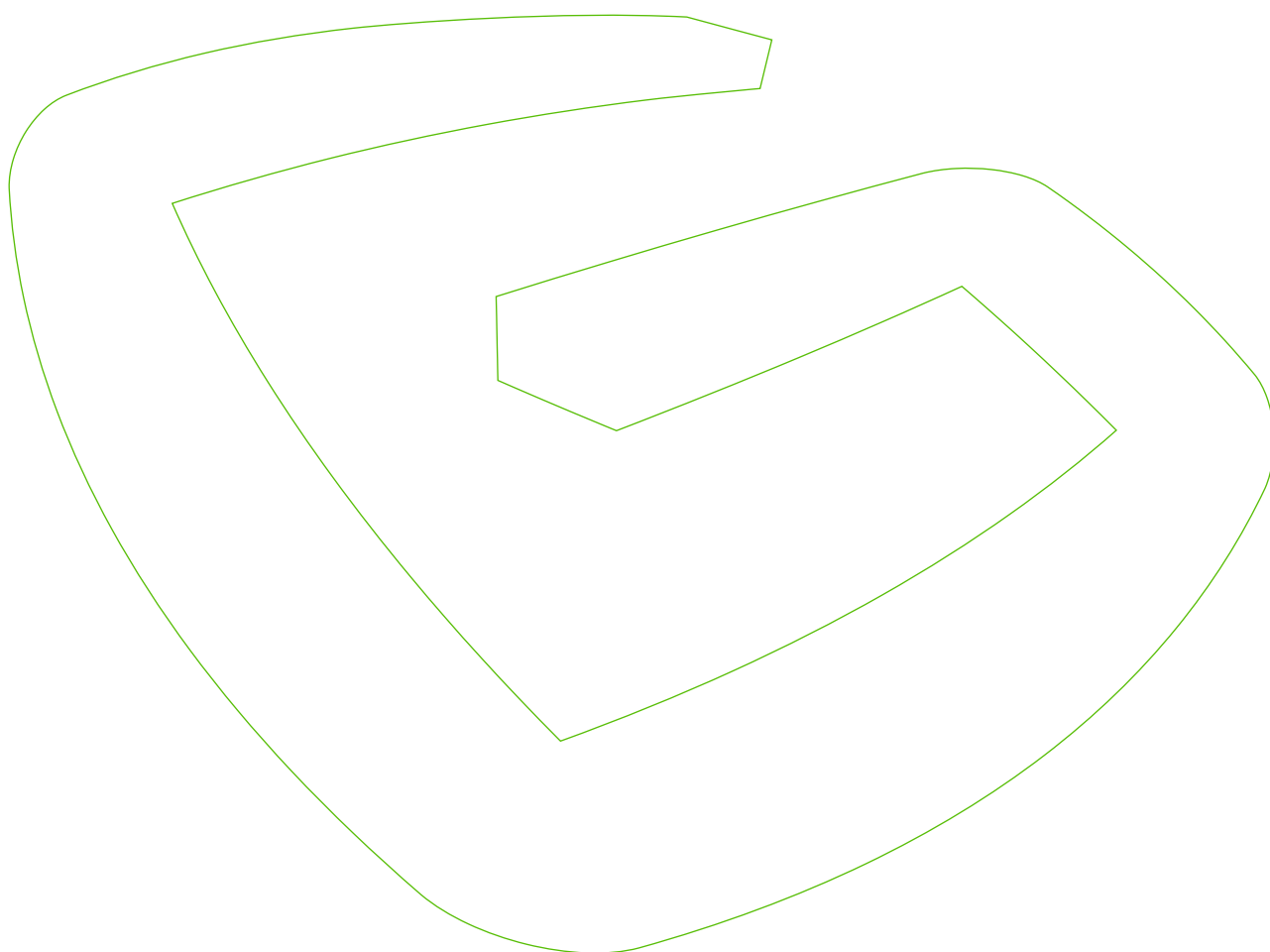
Ohne Netze kann der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und damit die klimaneutrale Versorgung unserer Industrien, aber auch anderer Sektoren wie dem Wärmemarkt nicht gelingen. Die bestehende Transportinfrastruktur sowohl auf der Fernleitungsebene als auch auf der Verteilernetzebene ist die Basis für den Aufbau dieser Wasserstoffinfrastruktur und damit das Rückgrat für eine schnelle und sozialverträgliche Erreichung unserer ambitionierten Klimaziele. Aufgabe der Netzentwicklungsplanung Gas ist es, diesem Umstieg von Erdgas auf Wasserstoff und andere grüne Gase den Weg zu bereiten. Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen im Herbst ein Konzept vorzulegen, wie die klimapolitischen Ziele zukünftig noch besser im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Gas berücksichtigt werden können und wie die zukünftige Wasserstoffnetzplanung aussehen sollte.

Abschließend möchten die Fernleitungsnetzbetreiber sich bei den anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern für ihre aktive Teilnahme und der Prognos AG für Ihre Unterstützung bedanken.

Mit freundlichen Grüßen

Ihre Fernleitungsnetzbetreiber

# Einführung 1



# 1 Einführung

## 1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung

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

### Netzentwicklungsplan Gas

Der deutschlandweite Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 nach § 15a EnWG hat alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu berücksichtigen, welche in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Insbesondere sind Maßnahmen zu benennen, die in den nächsten drei Jahren durchzuführen sind. Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas ist der Szenariorahmen 2022, der angemessene Annahmen über die Entwicklung der wichtigsten exogenen Einflussgrößen bezüglich der Dimensionierung eines Fernleitungsnetzes beinhaltet. Hierunter fallen die Gewinnung, die Versorgung mit und der Verbrauch von Methan, der Gasaustausch mit anderen Ländern, geplante Investitionen in die Infrastruktur sowie Auswirkungen etwaiger Versorgungsstörungen. Der Netzentwicklungsplan hat den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan nach Artikel 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 zu berücksichtigen.

Vor der Vorlage bei der BNetzA haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Öffentlichkeit und den nachgelagerten Netzbetreibern Gelegenheit zur Stellungnahme einzuräumen. Die BNetzA hat zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplans nochmals alle tatsächlichen und potenziellen Netznutzer anzuhören und das Ergebnis zu veröffentlichen. Sie kann anschließend Änderungen des Netzentwicklungsplans verlangen.

### Netzausbaumaßnahmen in Deutschland mit PCI-Status

In der 5. Liste der Europäischen Kommission vom 19. November 2021 über „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“ (Projects of Common Interest, PCI) ist kein Gastransportprojekt aus Deutschland enthalten [EC 2021].

## 1.2 Vorgehensweise und Zeitplan

Der Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 wurde von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern gemeinsam in enger Abstimmung erarbeitet. Die Eckpfeiler für den diesjährigen Netzentwicklungsplan Gas wurden bereits im Jahr 2021 im Rahmen der Erstellung des Szenariorahmens 2022 festgelegt.

Seitdem haben sich, insbesondere aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage, die Rahmenbedingungen für die Netzplanung in Deutschland zum Teil wesentlich verändert. Gerade die Substitution von russischen Gasimporten sowie die politische Zielsetzung zum Bau von LNG-Anlagen in Deutschland haben Einfluss auf die Netzentwicklungsplanung. Das deutsche und europäische Energiesystem steht hierdurch insgesamt vor umfassenden Veränderungen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben daher über den Szenariorahmen 2022 hinaus weiterführende Netzberechnungen in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt. Die Ergebnisse werden in den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 aufgenommen.

Die folgende Auflistung beschreibt die wichtigsten Schritte und gleichzeitig die Struktur des Dokuments.

- **Kapitel 2** fasst die Anforderungen der BNetzA aus der **Bestätigung des Szenariorahmens** vom 20. Januar 2022 zusammen. Ebenso sind die nach Bestätigung des Szenariorahmens erforderlich gewordenen Ergänzungen der Fernleitungsnetzbetreiber, gemäß den mit der BNetzA durchgeführten Abstimmungen, enthalten.
- In **Kapitel 3** werden die grundsätzliche Vorgehensweise der **Modellierung der Fernleitungsnetze**, die hierfür benötigten Eingangsgrößen und die LNG-Versorgungssicherheitsvarianten dargestellt.

- In **Kapitel 4** wird der **Stand der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen** aufgezeigt. Es beschreibt neben den bereits in Bau befindlichen bzw. beschlossenen und geplanten Maßnahmen zum Ausbau des Fernleitungsnetzes den Stand der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. Weiterhin werden in diesem Kapitel Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von Inbetriebnahmen, mit einer eingetretenen, sowie einer absehbaren Verzögerung dargestellt. Darüber hinaus werden weitere Maßnahmen ohne finale Investitionsentscheidung beschrieben.
- **Kapitel 5** behandelt mit der **Entwicklung der L-Gas-Versorgung** das Versorgungssicherheitsszenario und die Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas. Es enthält eine L-Gas-Mengen- und Leistungsbilanz bis zum Jahr 2032 sowie Beschreibungen der geplanten Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber.
- Die **Entwicklung der H-Gas-Versorgung** wird in **Kapitel 6** aufgezeigt. Dieses enthält die H-Gas-Leistungsbilanzen bis 2032 sowie die Aufteilung des ermittelten Zusatzbedarfs auf die Grenzübergangspunkte in der Basis- und den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten.
- Die Ergebnisse der Modellierung für die **Basisvariante** und für die **LNG-Versorgungssicherheitsvarianten** sind in **Kapitel 7** dargestellt. In der Modellierung der Basisvariante wurden auf Basis des bestätigten Szenariorahmens 2022 Berechnungen durchgeführt und Netzausbaumaßnahmen ermittelt. Für die LNG-Versorgungssicherheitsvarianten wurden unterschiedliche Standorte und Kapazitätskonstellationen unterstellt und der jeweilige Netzausbau ermittelt.
- In **Kapitel 8** wird das Vorgehen zur **Wasserstoffvariante**, inklusive der gemeinsamen Wasserstoffmodellierung von Fernleitungsnetzbetreibern und anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern beschrieben sowie die sich aus der Modellierung ergebenden möglichen Maßnahmen zum Aufbau einer deutschlandweiten Wasserstoffinfrastruktur dargestellt. Abschließend erfolgt eine Einordnung der Ergebnisse in Bezug auf die aktuelle Rechtslage.
- **Kapitel 9** gibt einen **Ausblick auf die zukünftige Netzentwicklungsplanung**.

### Zeitlicher Ablauf der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas

Die Basis des Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 bildet der öffentlich konsultierte und durch die BNetzA bestätigte Szenariorahmen 2022. Die Erstellung des Szenariorahmen 2022 wurde durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Jahr 2021 abgeschlossen. Durch die wesentlichen Änderungen des deutschen und europäischen Energiesystems, die aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage zu erwarten sind, gehen die Fernleitungsnetzbetreiber und die BNetzA davon aus, dass der bisher bestätigte Szenariorahmen 2022 nicht mehr vollumfänglich die Anforderungen für eine sachgerechte, effiziente und die Versorgungssicherheit gewährleistende Netzentwicklungsplanung erfüllen kann. Daher werden zusätzliche LNG-Versorgungssicherheitsvarianten für den Netzentwicklungsplan 2022–2032 gemeinsam mit der BNetzA erarbeitet und durch die Fernleitungsnetzbetreiber modelliert.

Diese zusätzlichen LNG-Versorgungssicherheitsvarianten und die damit einhergehende Neumodellierung führt jedoch zu einem erheblichen Mehraufwand, der eine Anpassung des zeitlichen Ablaufs in der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 bedingt. Um dem Markt und der Öffentlichkeit dennoch frühestmöglich Informationen über den aktuellen Stand des Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zur Verfügung zu stellen, wurde dieses Dokument auf der Internetseite [www.fnb-gas.de](http://www.fnb-gas.de) als Zwischenstand veröffentlicht.

Parallel zu dieser Veröffentlichung werden weitere LNG-Varianten modelliert, so dass das Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 mit allen zusätzlichen LNG-Versorgungssicherheitsvarianten, die in Zusammenarbeit mit der BNetzA erarbeitet wurden, sollen zu einem späteren Zeitpunkt auf der FNB Gas-Internetseite [www.fnb-gas.de](http://www.fnb-gas.de) veröffentlicht werden.

Nach der Veröffentlichung schließt sich ein vierwöchiger Konsultationszeitraum an, in dem der Öffentlichkeit und dem Markt Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben wird. In diesem Zusammenhang planen die Fernleitungsnetzbetreiber die Durchführung eines webbasierten Workshops, um inhaltliche Fragen zu erörtern.

Die Fernleitungsnetzbetreiber planen das Entwurfsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 noch in diesem Jahr zu veröffentlichen.

### 1.3 Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas

Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen der Öffentlichkeit unter [www.nep-gas-datenbank.de](http://www.nep-gas-datenbank.de) eine Datenbank mit Eingangsgrößen der Modellierung, Maßnahmen und weiteren Details zum Netzentwicklungsplan Gas zur Verfügung.

Abbildung 1: Startseite der NEP-Gas-Datenbank



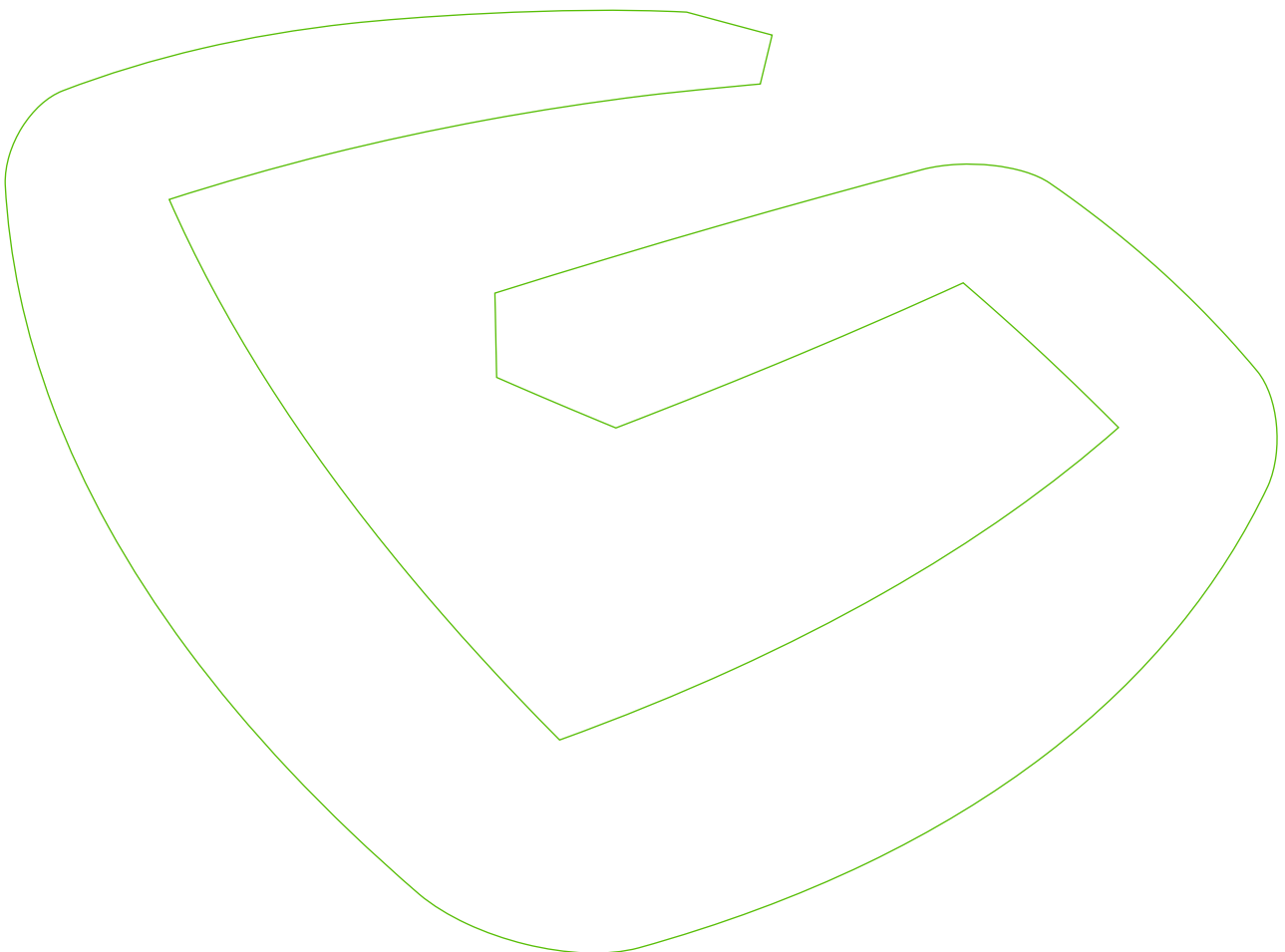
Quelle: [www.nep-gas-datenbank.de](http://www.nep-gas-datenbank.de)

In den nachfolgenden Kapiteln wird jeweils auf die entsprechenden Kategorien des Datenbankzyklus „2022 – NEP Zwischenstand“ Bezug genommen. Alle verfügbaren Daten können ebenfalls als Excel-Download heruntergeladen werden. Hierfür wählt der Nutzer auf der Startseite das Feld „Download von Daten“ in der unteren linken Ecke der Ansicht, siehe Abbildung 1.

Für Rückfragen zur **NEP-Gas-Datenbank** steht Ihnen FNB Gas gern zur Verfügung.



# Bestätigter Szenariorahmen 2



## 2 Grundlagen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Das Kapitel 2 fasst zuerst die wichtigsten Bestimmungen der BNetzA aus dem bestätigten Szenariorahmen 2022 zusammen. Anschließend werden die Ergänzungen der BNetzA und der Fernleitungsnetzbetreiber zum bestätigten Szenariorahmen 2022 dargestellt, welche für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 von Bedeutung sind.

### 2.1 Bestätigter Szenariorahmen 2022 durch die BNetzA

In Kapitel 2.1 werden die Anforderungen der BNetzA aus der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 aufgezeigt. Der Szenariorahmen bildet mit seinen Ergebnissen und Festlegungen eine wesentliche Grundlage für die durchgeführten Modellierungen.

Detailliertere Informationen hierzu sind im Internet abrufbar (Download unter: [www.fnb-gas.de](http://www.fnb-gas.de)).

Die BNetzA hat am 20. Januar 2022 den von den Fernleitungsnetzbetreibern nach der Konsultation überarbeiteten Entwurf des Szenariorahmens [FNB Gas 2021, SR] mit Änderungen und Auflagen bestätigt [BNetzA 2022].

Die Anforderungen der BNetzA aus der Bestätigung des Szenariorahmens werden von den Fernleitungsnetzbetreibern in unterschiedlichen Kapiteln des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 soweit möglich berücksichtigt:

- **Tenor 1** der Bestätigung des Szenariorahmens verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, jeder resultierenden Netzausbaumaßnahme den jeweiligen verursachenden Bedarfsträger zuzuordnen. Bei der Darstellung der einzelnen Netzausbaumaßnahmen ist dafür jeweils der konkrete Bedarfsträger, der der einzelnen Maßnahme zugrunde liegt, anzugeben. Sofern eine Eins-zu-eins-Zuordnung nicht möglich ist und die Maßnahme auf mehrere Bedarfsträger zurückzuführen ist, so ist der maßgebliche Bedarfsträger anzugeben.

Die Vorgabe wurde in der [NEP-Gas-Datenbank](#) umgesetzt.

- In **Tenor 2** werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in einer zusätzlichen Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ den Einsatz marktbasierter Instrumente (MBI) als Alternative zum Netzausbau, welcher in der Basisvariante ermittelt wurde, zu prüfen. Dabei sind die folgenden Punkte zu berücksichtigen:
  - 2a. Die Prüfung ist für alle aus der Basisvariante resultierenden Netzausbaumaßnahmen durchzuführen. Ausgenommen von der Prüfung sind nur Netzausbaumaßnahmen, welche Bestandteil des Startnetzes sind und deren Inbetriebnahme für das Jahr 2024 oder früher geplant ist.
  - 2b. Als MBI sind insbesondere VIP-Wheeling, Drittnetznutzung und das börsenbasierte Spreadprodukt in der Prüfung zu betrachten.
  - 2c. Zur Lösung von resultierenden Engpässen aus der Basisvariante mittels MBI Einsatzes sind Engpasszonen zu bilden. Die Engpasszonen sind von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ mit dem Ziel zu wählen, dass die aus der Basisvariante resultierenden Engpässe durch den Einsatz von MBI gelöst werden können. Gleichzeitig muss sichergestellt sein, dass jede Engpasszone eine ausreichende Anzahl an Ein- bzw. Ausspeisepunkten enthält, um eine hinreichende Liquidität sicherzustellen und einem möglichen Marktmachtmissbrauch vorzubeugen. Die Wahl der Engpasszonen ist durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 transparent darzustellen, sodass diese für andere potenzielle H2-Netzbetreiber nachvollziehbar ist und eine Bewertung eines möglichen Einsatzes von MBI erlaubt.
  - 2d. Das von den Fernleitungsnetzbetreibern für die Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ verwendete Modell, die darin betrachteten Lastsituationen sowie die zugrundeliegenden Annahmen sind im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 detailliert zu beschreiben.

- 2e. Für die auftretenden Engpässe aus der Basisvariante ist in der Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ nachvollziehbar zu ermitteln und zu begründen, ob und weshalb zu deren Behebung der Einsatz der MBI gegenüber dem Ausbau des Netzes vorzugswürdig ist. Sollte der Einsatz von MBI netztechnisch effizienter und preisgünstiger sein, um die betrachtete Transportaufgabe zu lösen, so sind die dafür voraussichtlich entstehenden Kosten einschließlich einer transparenten und nachvollziehbaren Begründung ihrer Höhe informatorisch im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 anzuzeigen, so dass sie für andere potenzielle H2-Netzbetreiber ohne weitere Informationen nachvollziehbar sind.
- 2f. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für die Maßnahmen, bei denen der Einsatz von MBI gegenüber dem Ausbau des Netzes vorzugswürdig ist, kursorisch zu prüfen und transparent darzustellen, ob dadurch Auswirkungen auf die in der Wasserstoffvariante zur Umstellung identifizierten Erdgasleitungen bestehen. Sollte die Prüfung ergeben, dass Auswirkungen auf umstellbare Erdgasleitungen vorliegen und diese aufgrund dessen nicht umgestellt werden könnten, so sind die Ausbaurkosten für dadurch potentiell erforderliche neue Wasserstoffleitungen informatorisch darzustellen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben diese Vorgabe in Kapitel 3. (NewCap) bearbeitet.

- Gemäß **Tenor 3** werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, ein Konzept zu entwickeln, wie die Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes, insbesondere die für 2045 vorgeschriebene Netto-Treibhausgasneutralität, künftig im Rahmen der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden können. Das Konzept ist im Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 darzustellen und mit der Öffentlichkeit zu konsultieren. Bei der Erstellung des Konzepts sind insbesondere die in Abschnitt II B 1.3 dieser Entscheidung genannten Aspekte zu betrachten und zu bewerten.

Die Vorgabe soll im Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 umgesetzt werden.

- In **Tenor 4** werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die Kapazitäten für die Produktion entsprechend der plausibilisierten BVEG-Prognose in der Modellierung anzusetzen.

Die Vorgabe wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Modellierung umgesetzt.

- **Tenor 5** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur spätestens zur Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 detaillierte Informationen zu dem im Netzentwicklungsplan im Rahmen der Leistungsbilanzen der Basisvariante betrachteten Spitzenlastfall zu übermitteln. Hierfür sind Angaben zu den jeweils unterstellten Leistungen für jeden einzelnen Grenzübergangspunkt, Marktgebietsaustauschpunkt, Verteilernetzbetreiber-Netzkoppelpunkt, Untergrundspeicher-Anschlusspunkt, Kraftwerksanschlusspunkt, Industrieanschlusspunkt, LNG-Anschlusspunkt, Produktionseinspeisepunkt, Biogaseinspeisepunkt sowie Wasserstoffeinspeisepunkt zu machen.

Dieser Vorgabe werden die Fernleitungsnetzbetreiber nachkommen.

- Gemäß **Tenor 6** werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in einer vom Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 entkoppelten Studie, die aus Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibersicht netzoptimalen Standorte von Elektrolyseuren deutschlandweit auszuweisen. Die separate Studie ist durch die Fernleitungsnetzbetreiber mit dem Markt zu konsultieren. Die Studie ist unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse der Bundesnetzagentur bis spätestens zum 01. September 2022 zur Verfügung zu stellen. Die netzoptimalen Standorte sind dabei im Hinblick auf eine gemeinsame bzw. integrierte Betrachtung der Strom- und Gasnetze zu ermitteln, in der das Potential bei der Infrastrukturplanung mit Blick auf die Netzausbaukosten aufgezeigt werden soll. Die zu entwickelnden Kriterien zur Ermittlung der netzoptimalen Elektrolyseurstandorte sind in der Studie transparent und nachvollziehbar darzustellen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber befinden sich derzeit zur Umsetzung der Tenorziffer in Abstimmung mit der BNetzA und den Übertragungsnetzbetreibern.

- **Tenor 7** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber in Bezug auf die Modellierung der systemrelevanten Kraftwerke im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die folgenden Vorgaben umzusetzen:
  - 7a. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, für das systemrelevante Kraftwerk Dampfkraftwerk Burghausen – O1 (BNA0172) in der Modellierung eine feste dynamisch zuordenbare Kapazität anzusetzen.
  - 7b. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die neuen systemrelevanten Gaskraftwerke Cuno Heizkraftwerk Herdecke (BNA0442), Knapsack I (BNA0548a) und Gersteinwerk (BNA1046b und BNA1042) mit festen dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK) in der Modellierung zu berücksichtigen. Zudem sind die folgenden Kapazitätswerte anzusetzen: Cuno Heizkraftwerk Herdecke mit 1.025,8 MWh/h, Knapsack I mit 1.761 MWh/h und Gersteinwerk mit 791 MWh/h.

Diese Vorgaben haben die Fernleitungsnetzbetreiber in der Modellierung umgesetzt.

- Gemäß **Tenor 8** werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in Bezug auf die Betrachtung der im Szenariorahmen Gas 2022–2032 enthaltenen Anfragen möglicher LNG-Anlagen, im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die folgenden Vorgaben umzusetzen:
  - 8a. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die Anträge auf Kapazitätsausbau gemäß § 39 Gas-NZV in Höhe von 6.950 MWh/h und 5.450 MWh/h für die LNG-Anlage am Standort Stade im Netzentwicklungsplan 2022–2032 als neu eingereichte Ausbauanträge gemäß § 39 Gasnetzzugangsverordnung in der Modellierung anzusetzen.
  - 8b. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die im Szenariorahmen Gas 2022–2032 enthaltenen Anfragen der LNG-Anlagen als planerisch konkurrierend in der Modellierung anzusetzen. Sie haben hierbei das Verlagerungspotential auszunutzen, die Konkurrenzonen und die enthaltenen, zu den jeweiligen LNG-Einspeisepunkten in Konkurrenz stehenden Grenzübergangs- und Speicheranschlusspunkte auszuweisen und im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 transparent darzustellen.

Dieser Verpflichtung sind die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierung nachgekommen.

- In **Tenor 9** werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, im Rahmen der Modellierung der Wasserstoffvariante, für alle Projekte aus Anlage 2 „Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase“, bei denen es sich um eine Wasserstoffeinspeisung mittels Elektrolyse handelt, die für jedes Jahr geplanten Werte ab 2029 für die Elektrolyseleistung sowie die gekoppelte Wasserstoff-Einspeiseleistung und Wasserstoff-Einspeisemenge pro Jahr erst im jeweiligen Folgejahr anzusetzen.

Diese Vorgaben haben die Fernleitungsnetzbetreiber in der Modellierung umgesetzt.

- **Tenor 10** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, die Verteilernetzbetreiber anzugeben, bei denen für das Jahr 2027 nach deren plausibilisierten Langfristprognosen ein Mehrbedarf von mehr als 3 % im Vergleich zu den internen Bestellungen des Jahres 2022 ermittelt wurde. Für diese Verteilernetzbetreiber muss der konkrete Mehrbedarf insgesamt sowie der Anteil ausgewiesen werden, der auf den Anschluss neuer Netzgebiete mit Haushaltskunden entfällt.

Die Vorgabe wurde in der Anlage 1 umgesetzt.

- Gemäß **Tenor 11** wird den Fernleitungsnetzbetreibern freigestellt, die Auslegungsvariante für Baden-Württemberg im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zu modellieren. Sofern sie die optionale Auslegungsvariante gemeinsam modellieren, werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die Erforderlichkeit dieser Modellierungsvariante und den daraus resultierenden Netzausbau eingehend zu begründen.

Die umfangreiche Betrachtung der Auslegungsvariante im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bildet eine valide Basis der Netzplanung für Baden-Württemberg. Durch die gestiegene Komplexität der Auslegungsvariante sowie den neuen Aufgaben aus der Bestätigung des Szenariorahmens, verzichten die Fernleitungsnetzbetreiber darauf, die Auslegungsvariante Baden-Württemberg im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 erneut darzustellen.

## 2.2 Ergänzungen der BNetzA und der Fernleitungsnetzbetreiber zum bestätigten Szenariorahmen 2022

### LNG-Versorgungssicherheitsvarianten

Im Februar 2022 hat die BNetzA die Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, in verschiedenen LNG-Versorgungssicherheitsvarianten zu untersuchen, inwieweit mögliche deutsche LNG-Anlagen russische Erdgasimporte substituieren könnten und welche Netzausbaumaßnahmen dies zur Folge hätte. Die zusätzlichen LNG-Versorgungssicherheitsvarianten werden in den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 aufgenommen. Für diese Untersuchung werden, in Abstimmung mit der BNetzA, als Grundlage die Eingangsparameter der Basisvariante des bestätigten Szenariorahmens 2022 gewählt und mit den Kriterien gemäß Kapitel 3.2.6 angepasst. Für die verschiedenen Varianten werden die LNG-Standorte Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Stade und Rostock so berücksichtigt, dass russische Importe teilweise substituiert werden können.

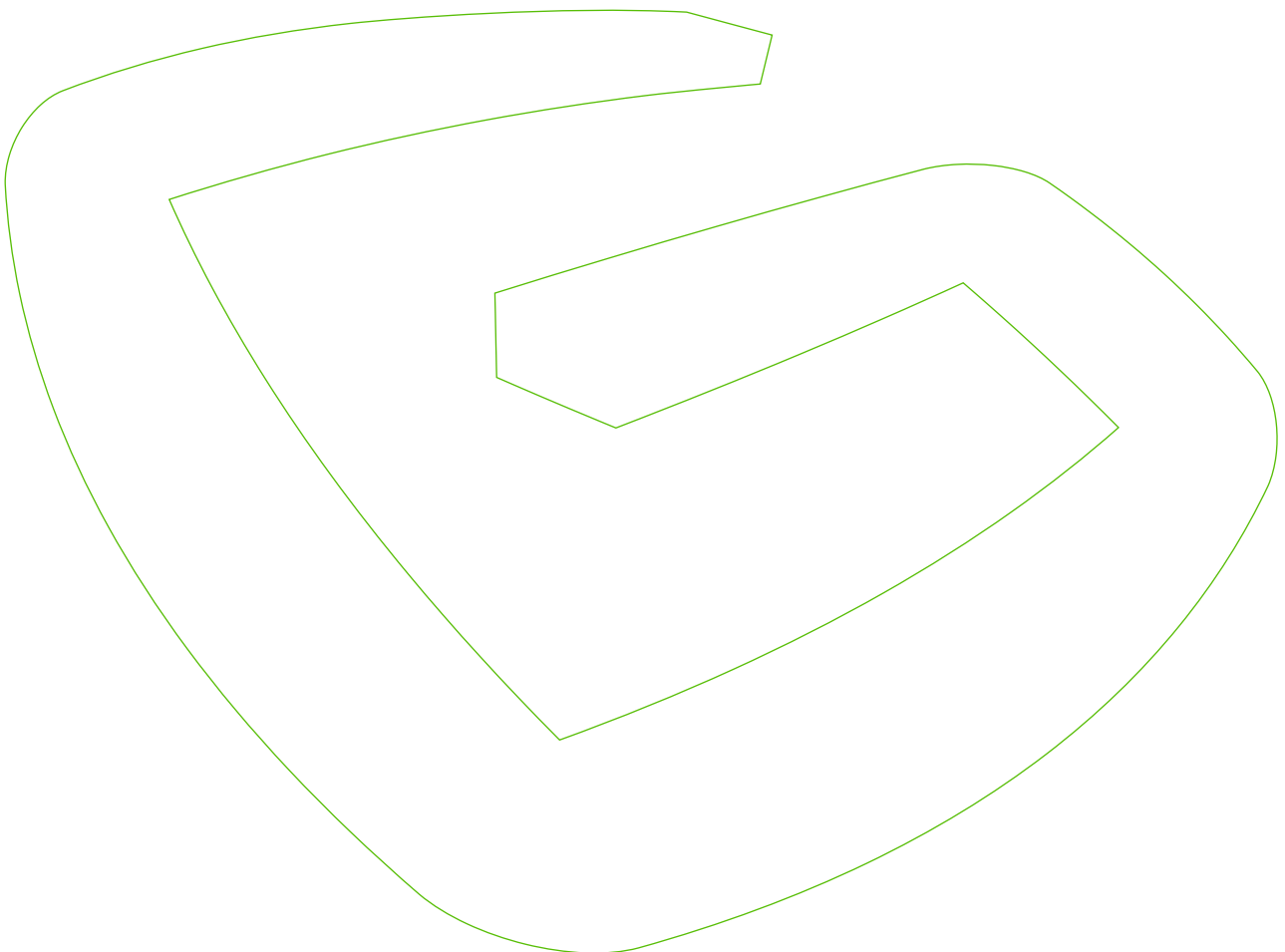
### Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus

Aufgrund der anhaltenden geopolitischen Entwicklungen und den resultierenden Reaktionen der Politik, haben die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend den Vorgaben der BNetzA eine Weiterentwicklung der LNG-Varianten, die sogenannten „LNGplus“-Varianten, vorgenommen. Abweichend von den LNG-Varianten wird in den LNGplus-Varianten die komplette Substituierung russischer Importe unterstellt. Die finale Erarbeitung der Parameter und Modellierung dieser Varianten erfolgen parallel zur bzw. nach Veröffentlichung des Zwischenstandes des Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032. Die detaillierte Darstellung der Parameter und der Ergebnisse der Modellierung werden im Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 veröffentlicht und konsultiert.

Für die zusätzlichen Modellierungsvarianten erwarten die Fernleitungsnetzbetreiber eine Teilneubescheidung des bestätigten Szenariorahmens 2022 durch die BNetzA.

# Modellierung der Fernleitungsnetze 3

---



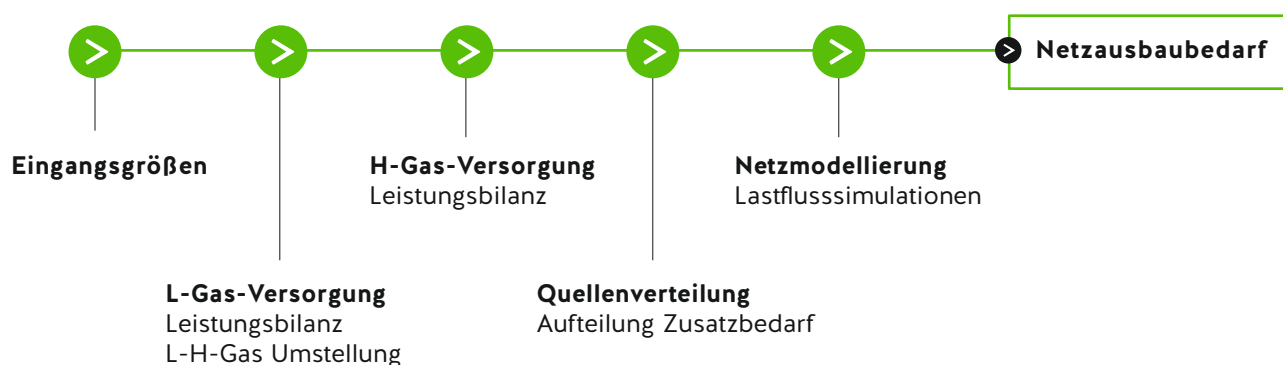
### 3 Modellierung der Fernleitungsnetze

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen gemeinsam entwickelte Methodik zur deutschlandweiten Modellierung der Fernleitungsnetze im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 weiterentwickelt. Die Grundlage der Modellierungen ist der von der BNetzA am 20. Januar 2022 bestätigte Szenariorahmen.

#### 3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise und Eingangsgrößen für die Netzmodellierung

Die grundsätzliche Vorgehensweise der Netzmodellierung für die Basisvariante ist in Abbildung 2 dargestellt. 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. Im nächsten Schritt 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 die Grenzübergangspunkte mit dem entsprechenden Potenzial aufgeteilt. Auf Basis dieser Werte erfolgt danach die Netzmodellierung der Fernleitungsnetzbetreiber. Nach mehreren Iterationsschritten werden abschließende Ergebnisse erzielt, die dann zur Feststellung des Netzausbaubedarfs in den einzelnen Modellierungsvarianten führen.

Abbildung 2: Grundsätzliches Vorgehen der Netzmodellierung für die Basisvariante



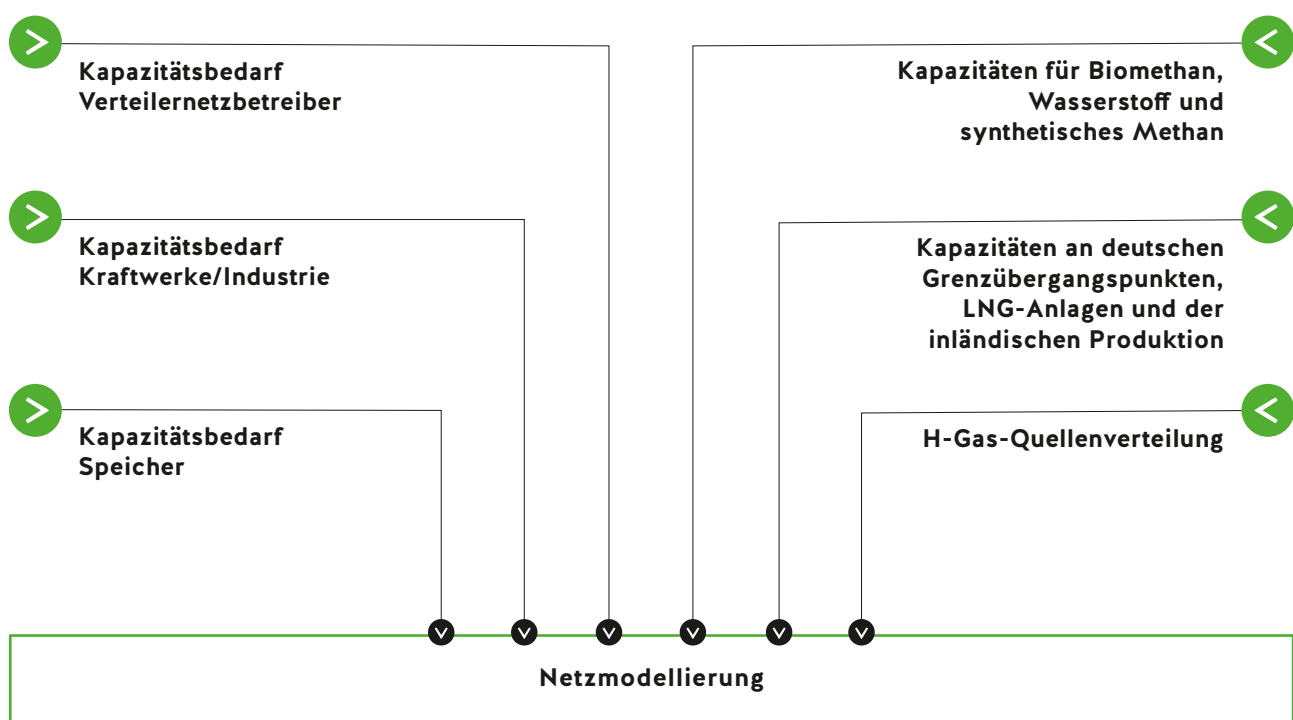
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Zur Ermittlung der Netzausbaumaßnahmen, die bis spätestens zum Ende des Jahres 2027 fertiggestellt werden sollen, werden die Kapazitätsbedarfe vom 31. Dezember 2027 verwendet. Analog dazu werden zur Ermittlung der Netzausbaumaßnahmen, die bis spätestens zum Ende des Jahres 2032 fertiggestellt werden sollen, die Kapazitätsbedarfe vom 31. Dezember 2032 verwendet. Diese sind im vorliegenden Dokument als die Gaswirtschaftsjahre 2027/2028 bzw. 2032/2033 ausgewiesen.

Die LNG-Versorgungssicherheitsvarianten und die Wasserstoffvariante setzen auf den Modellierungsergebnissen der Basisvariante auf. Das Vorgehen zu den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten wird im Kapitel 6.2 beschrieben. Für die Wasserstoffvariante wird ausgehend von der Basisvariante das Vorgehen in Kapitel 8 ausgeführt.

Die Eingangsgrößen für die Netzmodellierung umfassen Basisdaten, die aus unterschiedlichen Datenquellen nach gegebenenfalls notwendigen Anpassungen bzw. Aktualisierungen als Input für die Netzmodellierung dienen. Abbildung 3 zeigt alle wichtigen Eingangsgrößen für die Netzmodellierung.

**Abbildung 3: Eingangsgrößen für die Netzmodellierung**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Eingangsgrößen der Netzmodellierung finden sich in der **NEP-Gas-Datenbank** im Zyklus „2022 – NEP Zwischenstand“.

### 3.2 Wichtige Eingangsgrößen für die Modellierung

Im Folgenden werden die wesentlichen Eingangsgrößen auf Basis der Bestätigung des Szenariorahmens beschrieben.



### 3.2.1 Verteilernetzbetreiber

Für die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber in der Basisvariante und den LNG-Varianten wird der folgende Modellierungsansatz verwendet:

- Startwert: Angefragte interne Bestellung des Jahres 2022.
- Entwicklung 2023 bis 2027: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung bis einschließlich 2027.
- Entwicklung 2028 bis 2032: Konstante Fortschreibung der Werte der plausibilisierten Langfristprognose ab dem Jahr 2027.
- Die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber in der Wasserstoffvariante berücksichtigt abweichend zur Basisvariante folgendes:
- Entwicklung 2028 bis 2032: Plausible Rückgänge, z. B. durch die Substituierung von Methan durch Wasserstoff, werden berücksichtigt.

### 3.2.2 Gaskraftwerke

Bei der Modellierung der Gaskraftwerke ist grundsätzlich in allen Modellierungsvarianten zu unterscheiden zwischen Gaskraftwerken, die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind, und Gaskraftwerken, die an nachgelagerte Netze angeschlossen sind.

Gaskraftwerke, die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind, lassen sich wie folgt unterteilen:

- nicht systemrelevante Bestandsgaskraftwerke,
- systemrelevante Bestandsgaskraftwerke und
- Neubaugaskraftwerke.

Kraftwerksleistungen, die nicht an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber, sondern an nachgelagerte Netze angeschlossen sind, sind durch die Verteilernetzbetreiber in der internen Bestellung zu berücksichtigen.

#### Nicht systemrelevante Bestandsgaskraftwerke

Nicht systemrelevante Bestandsgaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz werden in der Modellierung mit der bestehenden Kapazität gemäß **NEP-Gas-Datenbank** berücksichtigt.

#### Systemrelevante Bestandsgaskraftwerke

Die Ausführungen in diesem Dokument zu systemrelevanten Gaskraftwerken beziehen sich auf direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossene Gaskraftwerke.

Die systemrelevanten Gaskraftwerke wurden von den Übertragungsnetzbetreibern in Abstimmung mit der BNetzA definiert. Voraussetzung für die Benennung war, dass die Verfügbarkeit dieser Gaskraftwerke für die Aufrechterhaltung der Sicherheit und Stabilität des Übertragungsnetzes als potenziell erforderlich angesehen wird und sie damit für die Sicherung eines ungefährdeten Stromnetzbetriebs notwendig sind. Die als systemrelevant eingestuften Gaskraftwerke sind in der Tabelle 1 und der Abbildung 4 dargestellt.

Entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens haben die Fernleitungsnetzbetreiber systemrelevant eingestufte Gaskraftwerke in allen Modellierungsvarianten für die Jahre 2027 und 2032 modelliert. Das jeweils angesetzte Kapazitätsprodukt ist der folgenden Tabelle zu entnehmen. In der am 15. November 2021 veröffentlichten Kraftwerksrückbauliste der BNetzA findet sich keines der in Tabelle 2 dargestellten Kraftwerke.

Tabelle 1: Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz

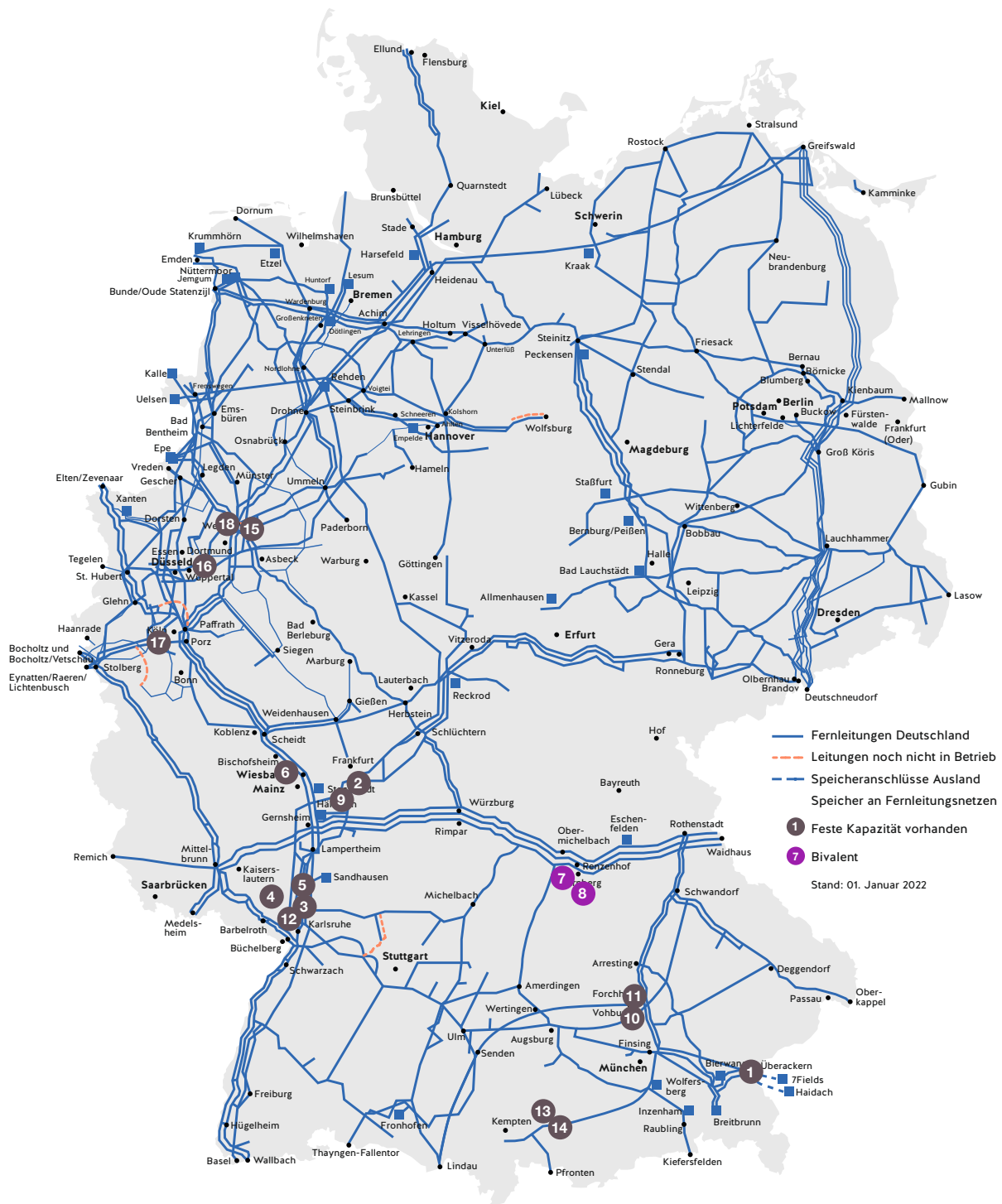
Nr.	Kraftwerksnummer	Kraftwerksname	Eingeplante Ausspeisekapazität [MWh/h]	Fernleitungsnetzbetreiber	Zuordnungspunkt	2027	2032
1	BNA0172	Dampfkraftwerk BGH – O1	710	bayernets	USP Haidach, Überackern 2	fDZK	fDZK
2	BNA0374	Staudinger 4	1.914	OGE	–	FZK	FZK
3	BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk, Karlsruhe	740	OGE	VIP Germany-CH	fDZK	fDZK
4	BNA0614b	Kraftwerk Mitte, Ludwigshafen	–*	GASCADE	–	FZK	FZK
5	BNA0615	Kraftwerk Süd, Ludwigshafen	–*	GASCADE	–	FZK	FZK
6	BNA0626	Kraftwerk Mainz	1.500	OGE	–	FZK	FZK
7	BNA0744	Franken 1 Block 1, Nürnberg	0**	OGE	–	–	–
8	BNA0745	Franken 1 Block 2, Nürnberg	0**	OGE	–	–	–
9	BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim	445	OGE	–	FZK	FZK
10	BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching 5	1.700	OGE	–	FZK	FZK
11	BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	1.100	OGE	Haiming 2 7F, Speicher Bierwang, Speicher Breitbrunn	fDZK	fDZK
12	BNA1078	HKW Wörth	–*	GASCADE	–	FZK	FZK
13	BNA1248a	UPM Schongau	75	bayernets	–	FZK	FZK
			180	bayernets	Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn, Wolfersberg/USP, Inzenham-West USP	fDZK	fDZK
14	BNA1248b	HKW 3 UPM Schongau	150	bayernets	–	FZK	FZK
			70	bayernets	Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn, Wolfersberg/USP, Inzenham-West USP	fDZK	fDZK
15	BNA0411/ BNA0410	Trianel Gaskraftwerk Hamm	1.700	OGE	–	FZK	FZK
16	BNA0442	Cuno Heizkraftwerk Herdecke	1.026	GASCADE	Eynatten	fDZK	fDZK
17	BNA0548a	Knappsack I	1.761	GASCADE	Eynatten	fDZK	fDZK
18	BNA1046b/ BNA1042	Gersteinwerk	791	OGE	VIP Belgium-THE-Süd	fDZK	fDZK

\* keine Veröffentlichung aufgrund von Geschäftsgeheimnissen Dritter

\*\* bivalente Feuerung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an Kraftwerksliste und Bescheide zu systemrelevanten Gaskraftwerken der BNetzA, [BNetzA 2021a], [BNetzA 2021b]

Abbildung 4: Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

### Neubaugaskraftwerke

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die in der Tabelle 2 sowie der Abbildung 5 dargestellten neuen Gaskraftwerke entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens in allen Modellierungsvarianten berücksichtigt.

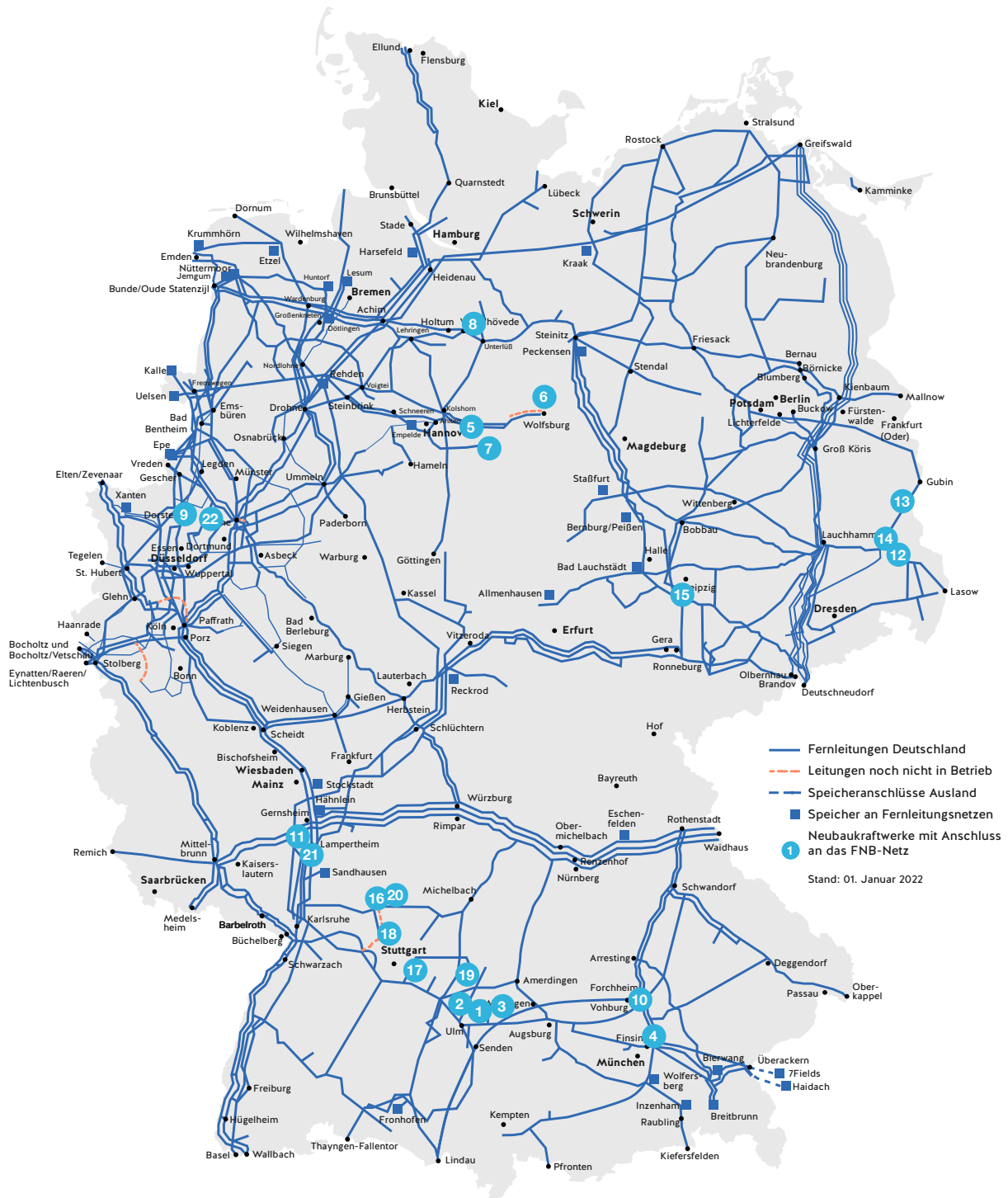
Die für neue Gaskraftwerke erforderlichen Zuordnungspunkte wurden im Rahmen der Modellierung überprüft bzw. ermittelt und sind ebenfalls der folgenden Tabelle zu entnehmen. Neue Kraftwerkskapazitäten werden mit fester dynamisch zuordenbarer Kapazität (fdZK) berücksichtigt.

Tabelle 2: Neubaugaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz

Nr.	Fernleitungs- netzbetreiber	Projektname	Gasart	Gasan- schluss- kapazität [MWh/h]	Status	Zuordnungspunkt	Modellie- rungsjahre	
							2027	2032
1	bayernets	GK Leipheim (Block 1)	H-Gas	950	§ 39 GasNZV	Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	x	x
2	bayernets	GK Leipheim (Block 2)	H-Gas	950	§ 39 GasNZV	Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	x	x
3	bayernets	Kraftwerk Gundremmingen	H-Gas	1.500	§ 39 GasNZV	Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	x	x
4	bayernets	Kraftwerk Zolling	H-Gas	1.300	§ 38 GasNZV	Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, Haiming 2-RAGES/bn, USP Haidach, Inzenham-West USP, Wolfersberg/USP	x	x
5	GUD	Kraftwerk Mehrum	H-Gas	1.450	§ 39 GasNZV	Dornum, Greifswald, UGS Harsefeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jemgum EWE	x	x
6	GUD	GHKW VW 2	H-Gas	920	§ 39 GasNZV	Ellund, Greifswald, UGS Harsefeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jemgum EWE	x	x
7	GUD	Werk Salzgitter	H-Gas	1.125	§ 38 GasNZV	Dornum, Greifswald, UGS Harsefeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jemgum EWE	x	x
8	GUD	Werk Uelzen	H-Gas	190	§ 38 GasNZV	Dornum, Greifswald, UGS Harsefeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jemgum EWE	x	x
9	OGE	Kraftwerk Scholven	H-Gas	40	§ 38 GasNZV	Speicher Epe H	x	x
10	OGE	Kraftwerk Irsching	H-Gas	1.000	§ 38 GasNZV	Speicher Bierwang, Speicher Breitbrunn, Haiming 2 7F	x	x
11	OGE	Kraftwerk Biblis	H-Gas	973	§ 38 GasNZV	Dornum, VIP Waidhaus THE-Süd	x	x
12	ONTRAS	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Boxberg	H-Gas	1.665	§ 39 GasNZV	VIP Brandov-THE-Nord	x	x
13	ONTRAS	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Jänschwalde	H-Gas	1.665	§ 39 GasNZV	VIP Brandov-THE-Nord	x	x
14	ONTRAS	GUD Schwarze Pumpe	H-Gas	1.665	§ 39 GasNZV	VIP Brandov-THE-Nord	x	x
15	ONTRAS	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Lippendorf	H-Gas	1.665	§ 38 GasNZV	VGS Storage Hub	x	x
16	terraneis	Gasturbine Heilbronn	H-Gas	1.200	§ 39 GasNZV	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	x	x
17	terraneis	GuD-Anlage Altbach	H-Gas	1.200	§ 39 GasNZV	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	x	x
18	terraneis	GuD-Anlage Marbach	H-Gas	800	§ 39 GasNZV	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	x	x
19	terraneis	GuD-Anlage Aalen	H-Gas	316	§ 39 GasNZV	Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	x	x
20	terraneis	KWK-Anlage AUDI AG Werk Neckarsulm	H-Gas	120	§ 39 GasNZV	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	x	x
21	terraneis	GuD-Anlage Mannheim	H-Gas	1.025	§ 39 GasNZV	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	x	x
22	Thyssengas	GuD-Kraftwerk Herne	H-Gas	1.191	§ 39 GasNZV	Epe/Xanten I (UGS-E; Innogy)	x	x

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 5: Neubaugaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

### 3.2.3 Industrie

Die Fernleitungsnetzbetreiber unterscheiden auch hinsichtlich der Industriekunden zwischen den direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen und den an das Verteilernetz angeschlossenen Kunden.

Für die direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Industriekunden wurden die vorliegenden Bestandskapazitäten in der Basisvariante und den LNG-Varianten bis 2032 konstant fortgeschrieben, sofern durch die Industriekunden keine abweichenden Kapazitätsmeldungen vorliegen.

Zusatzkapazitäten werden in der Modellierung grundsätzlich mit frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) angesetzt.

Der Zusatzbedarf von Industriekunden wird von dem jeweils angefragten Fernleitungsnetzbetreiber einer netzplanerischen Prüfung unterzogen, sofern die Bedarfsmeldung dem Fernleitungsnetzbetreiber bis zum 15. Juli 2021 vorgelegen hat. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden für die Realisierung von zuordenbaren Netzausbaumaßnahmen für Industriebedarfe eine Vorgehensweise in Anlehnung an § 39 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) anwenden.

Die im Rahmen der abgeschlossenen Memorandum of Understanding (MoU) angegebenen Substitutionen von Methan auf Wasserstoff, werden in der Wasserstoffvariante reduzierend angesetzt.

An nachgelagerte Netze angeschlossene Industriekunden sind in den internen Bestellungen und Prognosen durch die Verteilernetzbetreiber zu berücksichtigen.

### 3.2.4 Untergrundspeicher

Die im Szenariorahmen enthaltenen Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38 und 39 GasNZV werden als weitere Eingangsgröße in der Modellierung berücksichtigt.

In der Modellierung der Transportkapazitäten wurden in allen Modellierungsvarianten die in der **NEP-Gas-Datenbank** ausgewiesenen Kapazitäten (vgl. NEP-Gas-Datenbank Zyklus „2022 – NEP Zwischenstand“) angesetzt. Speicher-Neubauten bzw. -Erweiterungen (vgl. Tabelle 3) wurden mit 100 % fester, temperaturabhängiger Kapazität berücksichtigt.

**Tabelle 3: Zusätzlicher Kapazitätsbedarf Speicher am Fernleitungsnetz**

FNB	Speicher	Gasart	Gasanschlusskapazität [MW]	Status
bayernets	Speicher Nussdorf/Zagling (7F)	H-Gas	648 Entry/432 Exit	§ 39 GasNZV
bayernets	Speicher Nussdorf/Zagling (7F)	H-Gas	346 Entry/230 Exit	§ 39 GasNZV

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 3.2.5 Biomethan, Wasserstoff und synthetisches Gas

Die Berücksichtigung von Biomethan, Wasserstoff und synthetischem Gas in der Modellierung erfolgt entsprechend den Ausführungen der Kapitel 6 und 8.

### 3.2.6 LNG-Anlagen

Für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 liegen den Fernleitungsnetzbetreibern Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV für die geplanten LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade vor. Diese werden entsprechend dem bestätigten Szenarioahmen in der Modellierung der Basisvariante berücksichtigt.

**Tabelle 4: In der Modellierung der Basisvariante berücksichtigte LNG-Anlagen**

Nr.	FNB	Standort	Gasart	Gasanschlusskapazität [MW]	Status	Basisvariante
1	GUD	Brunsbüttel	H-Gas	8.700	§ 39 GasNZV	x
				1.975		x
				3.125		x
Summe				13.800		
2	GUD	Stade	H-Gas	9.300	§ 39 GasNZV	x
				6.950		x
				5.450		x
Summe				21.700		

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage entschieden, zusätzliche LNG-Versorgungssicherheitsvarianten in den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 aufzunehmen. Zudem hat die BNetzA die Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, die unten beschriebenen LNG-Versorgungssicherheitsvarianten zu modellieren. Im Rahmen dieser Modellierungsvarianten finden auch die möglichen LNG-Standorte Wilhelmshaven und Rostock Berücksichtigung. Weitere Annahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten werden in Kapitel 6.2 beschrieben. Die in der Modellierung der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten berücksichtigte LNG-Anlagen sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

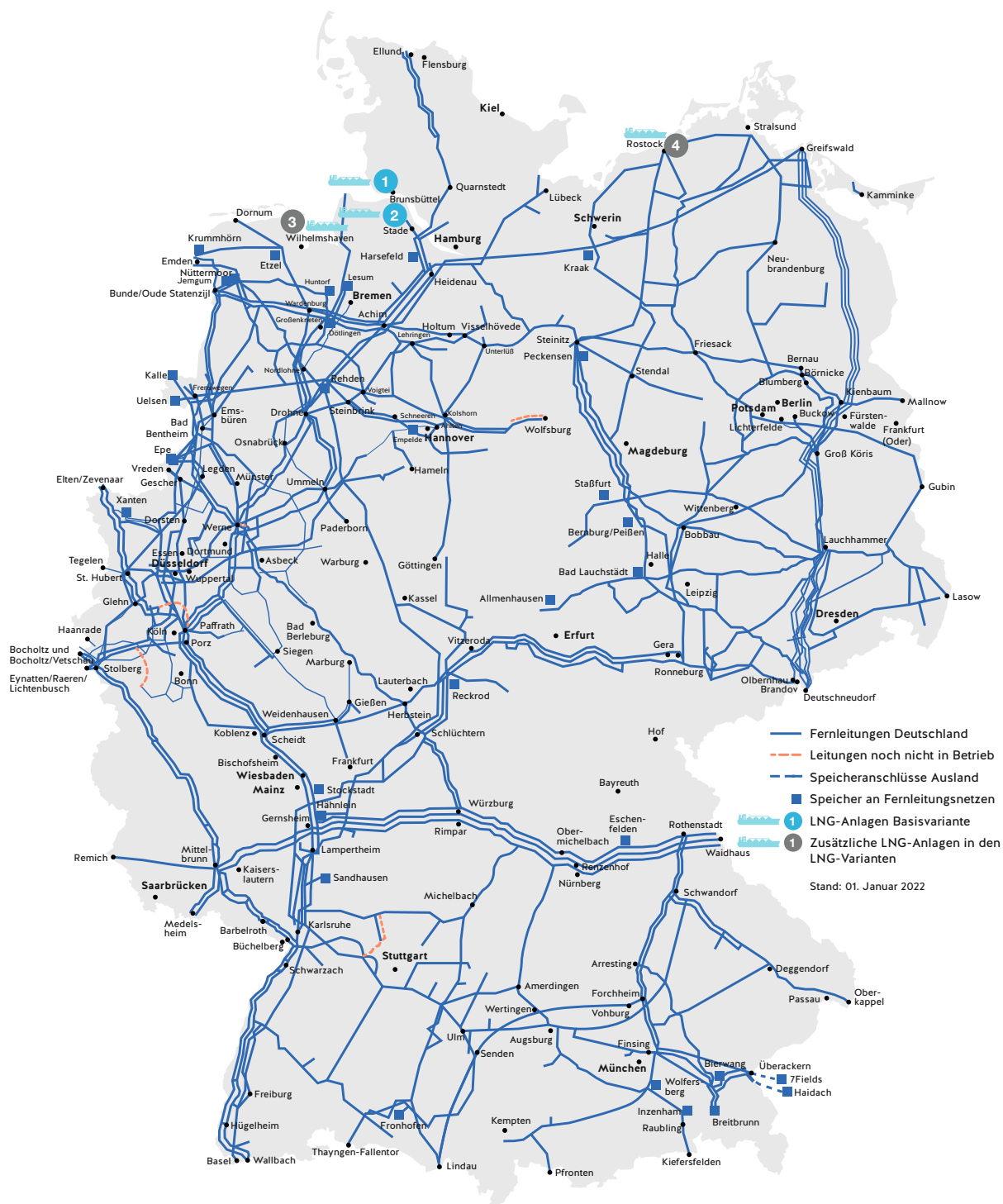
**Tabelle 5: In der Modellierung der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten berücksichtigte LNG-Anlagen**

Nr.	FNB	Standort	Gasart	Gasanschlusskapazität [MW]	LNG-Variante 1	LNG-Variante 2	LNG-Variante 2.1
1	GUD	Brunsbüttel	H-Gas	13.800	x	x	x
2	GUD	Stade	H-Gas	21.700	x		
3	OGE	Wilhelmshaven	H-Gas	26.000	x	x	x
4	GASCADE/ ONTRAS	Rostock	H-Gas	10.000		x	
	GASCADE/ ONTRAS	Rostock	H-Gas	21.700			x

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



Abbildung 6: Geplante LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung



### Berücksichtigung der LNG-Anlagen in der Basisvariante

Der Kapazitätsbedarf der geplanten LNG-Anlagen wird in der Modellierung analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 als FZK angesetzt. Dieses Vorgehen ist nach Auffassung der Fernleitungsnetzbetreiber ein Beitrag zur Versorgungssicherheit und dient der Erhöhung der Liquidität der Märkte durch eine Diversifizierung der Aufkommensquellen.

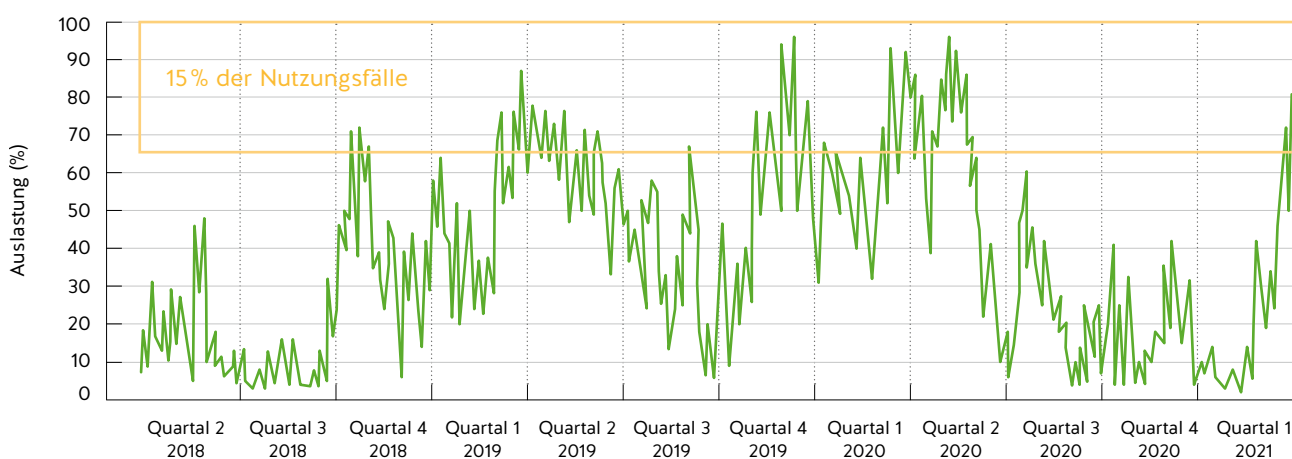
Die Kapazitätsreservierungsanfragen nach § 38 GasNZV konnten nicht zugesagt werden, so dass Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV angemeldet wurden. Aus diesen Kapazitätsausbauansprüchen resultieren Maßnahmen zur Darstellung der Einspeisekapazitäten im Netz der Gasunie Deutschland GmbH. Ferner wird das nötige Austauschpotenzial zwischen den Zonen H-Gas Süd und H-Gas Nord unter Berücksichtigung von Verlagerungspotenzial von anderen Grenzübergangspunkten und Speichern modelliert und Ausbaumaßnahmen ermittelt.

Die Verlagerung der Kapazitäten zu den LNG-Standorten erfolgt im GUD-System von den Punkten Emden, Speicher Jemgum und Oude Statenzijl (H-Gas).

Zur Ermittlung des benötigten Austauschpotenzials wurde die Beschäftigung der bereits vorhandenen nordwesteuropäischen LNG-Anlagen in den Niederlanden und Belgien herangezogen. Dieses Beschäftigungsprofil wurde auch den zu errichtenden deutschen LNG-Anlagen unterstellt. Der betrachtete Zeitraum erstreckt sich dabei vom 01. April 2018 bis zum 31. März 2021. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben sich, um unnötigen Netzausbau zu vermeiden, für ein 85%-Quantil entschieden, bei dem ein Ausschluss der obersten 15 % aller Nutzungsfälle vorgenommen wird (vgl. Abbildung 7). Diese Hochlastfälle sollen mit Hilfe von markt-basierten Instrumenten abgedeckt werden.

Um 85 % der Nutzungsfälle abdecken zu können, ist es nötig, eine Austauschkapazität von 66 % der Gesamtleistung der LNG-Anlagen vorzusehen. Dies resultiert auf Basis der Gesamtleistung der geplanten LNG-Anlagen von 35,5 GW in einer Austauschleistung von 23,4 GW. Neben der erfolgten Verlagerung von Kapazitäten im GUD-Netz in Höhe von 9,2 GW wird eine zusätzliche Austauschleistung zwischen den ehemaligen deutschen Marktgebieten von 14,2 GW berücksichtigt.

**Abbildung 7: Auslastungsrate der LNG-Anlagen in NL und BE**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis GLE, Aggregated Storage Inventory Database

Wie in Abbildung 7 ersichtlich, sind die LNG-Anlagen nicht in unmittelbarer Nähe zur bestehenden Transportinfrastruktur geplant. Aus diesem Grund werden für den Anschluss der Anlagen an das Fernleitungsnetz Anschlussleitungen benötigt. Diese sind nach Novellierung der §§ 38 und 39 der GasNZV im Rahmen der „Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland“ durch den Fernleitungsnetzbetreiber zu errichten. Als Eingangsparameter für die Modellierung wurden somit die Einbindungspunkte der jeweiligen Anschlussleitungen angesetzt. Die Anschlussleitungen sowie die zugehörigen Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRM-Anlagen) sind keine Ergebnisse der Modellierung und somit kein Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, werden aber zu Zwecken der vollständigen Abbildung und des Monitorings als Maßnahmen in der **NEP-Gas-Datenbank** dargestellt. Diese werden im Folgenden aufgelistet:

#### Leitung Brunsbüttel – Hetlingen (ID 502-02a) und GDRM-Anlage Hetlingen (ID 502-03b)

Zur Erfüllung des Kapazitätsausbauanspruchs gemäß § 39 GasNZV der geplanten LNG-Anlage in Brunsbüttel ist der Bau einer Leitung von Brunsbüttel bis Hetlingen und einer GDRM-Anlage in Hetlingen notwendig.

#### Anbindungsleitung LNG Stade (ID 640-02) und GDRM-Anlage LNG Stade (ID 641-02)

Zur Erfüllung des Kapazitätsausbauanspruchs gemäß § 39 GasNZV der geplanten LNG-Anlage in Stade ist der Bau einer Leitung von Stade zum GUD Bestandssystem und einer GDRM-Anlage notwendig.

#### Berücksichtigung der LNG-Anlagen in den LNG-Varianten

Gemäß den Vorgaben der BNetzA soll in den Varianten unter Beachtung der folgenden Kriterien untersucht werden, inwieweit mögliche deutsche LNG-Anlagen russische Erdgasimporte substituieren könnten und welche Netzausbaumaßnahmen dies zur Folge hätte. Grundlage bilden die Eingangsparameter der Basisvariante des bestätigten Szenariorahmen Gas 2022–2032, allerdings mit den folgenden Anpassungen:

- Betrachtung des Modellierungsjahres 2032.
- Modellierung von zwei Varianten mit jeweils 3 LNG-Anlagen, die jeweils als FZK anzusetzen sind:
  - Variante 1: Stade: 21,7 GW, Brunsbüttel: 13,8 GW, Wilhelmshaven: 12,5 GW
  - Variante 2: Rostock: 10,0 GW, Brunsbüttel: 13,8 GW, Wilhelmshaven: 12,5 GW
- Eine Einspeisung über die Nord Stream 2 soll nicht angenommen werden. Die aus der Nord Stream 2 für die Versorgung von Deutschland vorgesehenen Kapazitäten sind durch die LNG-Einspeisekapazitäten zu substituieren. Die für Transite vorgesehenen Kapazitäten sollen als nicht beschäftigt angenommen werden.
- Die verbleibenden LNG Einspeisekapazitäten (abzüglich der substituierten Kapazitäten der Nord Stream 2) der drei LNG-Anlagen sind planerisch konkurrierend zu den weiteren Einspeisepunkten zu betrachten, die russisches Erdgas nach Deutschland einspeisen.
- Kapazitäten, die für Transite bestimmt sind, sollen nicht verlagert werden, sondern nur jene Kapazitäten, die für die Versorgung von Deutschland vorgesehen sind. Ein planerisch konkurrierender Ansatz zu Einspeisepunkten aus westlicher Richtung (wie etwa Dornum, Emden, Oude Statenzijl oder Jemgum) entfällt somit.
- Zum Ausgleich möglicher fehlender Einspeisekapazitäten soll eine maximale Auslastung westeuropäischer LNG-Anlagen und daraus resultierende höhere Einspeisekapazitäten an den entsprechenden Grenzübergangspunkten nach Deutschland angenommen werden.
- Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen müssen den einzelnen LNG-Anlagen zugeordnet werden können. Für die ermittelten Netzausbaumaßnahmen sind die schnellstmöglichen Inbetriebnahmedaten anzugeben, auch wenn diese schon vor 2032 liegen sollten.

## Ergänzungen der Fernleitungsnetzbetreiber

Nach Rücksprache mit der BNetzA haben die Fernleitungsnetzbetreiber die folgenden Ergänzungen und Anpassungen der Aufgabenstellung vorgenommen:

### LNG-Anlage Rostock

Betrachtung einer zusätzlichen Versorgungssicherheitsvariante mit einer Kapazität der LNG-Anlage Rostock von 21,7 GW (analog zur Kapazität der LNG-Anlage Stade), da die Ausbaumaßnahmen nur unwesentlich höher sind als in der von der BNetzA vorgegebenen Variante mit einer Kapazität von 10,0 GW.

### LNG-Anlage Wilhelmshaven

Zum Planungsstart lagen bei OGE Kapazitätsreservierungsanfragen nach § 38 GasNZV in Höhe von 26 GWh/h für die LNG-Anlage in Wilhelmshaven vor, wobei die bereits in der Basisvariante enthaltene Einspeisung von synthetischem Methan in Höhe von 10 GWh/h in den Anfragen enthalten ist. Daher haben die Fernleitungsnetzbetreiber die LNG-Anlage in Wilhelmshaven mit einer Kapazität von 26 GWh/h modelliert, wovon 12,5 GWh/h nach Aufgabenstellung konkurrierend zu Einspeiseleistungen aus Russland angesetzt wurden.

Damit ergeben sich die folgenden LNG-Versorgungssicherheitsvarianten:

- LNG-Variante 1:** LNG-Einspeiseleistung: 61,5 GWh/h  
Stade: 21,7 GWh/h, Brunsbüttel: 13,8 GWh/h, Wilhelmshaven: 26 GWh/h
- LNG-Variante 2:** LNG-Einspeiseleistung 49,8 GWh/h  
Rostock: 10,0 GWh/h, Brunsbüttel: 13,8 GWh/h, Wilhelmshaven: 26 GWh/h
- LNG-Variante 2.1:** LNG-Einspeiseleistung 61,5 GWh/h  
Rostock: 21,7 GWh/h, Brunsbüttel: 13,8 GWh/h, Wilhelmshaven: 26 GWh/h

Der Kapazitätsbedarf der geplanten LNG-Anlagen wird in der Modellierung analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 und gemäß der Vorgabe der BNetzA als frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) angesetzt. Anders als in der Basisvariante wird keine planerische Konkurrenz zu bestehenden Grenzübergangspunkten und Speicheranschlusspunkten im Netzgebiet der Gasunie Deutschland GmbH berücksichtigt. Die im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 um 9,2 GWh/h reduzierte Leistung wird zur Erhöhung der zur Verfügung stehenden Einspeiseleistung an den entsprechenden Punkten Emden, Speicher Jemgum und Oude Statenzijl (H-Gas) wieder angesetzt.

In den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten werden die Kapazitäten der LNG-Anlagen bis zu einer Höhe von 48 GWh/h als planerisch konkurrierend zu russischen Einspeisekapazitäten angesetzt, um damit die Option für die Marktteilnehmer zu schaffen russische Gasmengen durch LNG zu ersetzen.

Anders als in der Basisvariante ist eine häufige gleichzeitige Beschäftigung der LNG-Anlagen zugrunde gelegt. Diese Erwartung wird dadurch unterstützt, dass über die LNG-Anlagen eine Substituierung von in der Vergangenheit sehr stark ausgelasteten Grenzübergangspunkten für russisches Erdgas gewährleistet werden soll. Daher werden die Anlagen in der LNG-Variante als nahezu vollausgelastet berücksichtigt und Gleichzeitigkeitseffekte zwischen den LNG-Anlagen und den Bestands-Einspeisepunkten nicht berücksichtigt.

Aus den Kapazitätsbedarfen der LNG-Anlagen resultieren Maßnahmen zur Anbindung und zur Darstellung der Einspeiseleistungen im Netz des jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibers. Ferner wird das nötige Austauschpotenzial zwischen Fernleitungsnetzbetreibern, an deren Netz LNG-Anlagen angebunden werden, und weiteren Fernleitungsnetzbetreibern unter Berücksichtigung der geänderten Rahmenbedingungen modelliert und erforderliche Ausbaumaßnahmen ermittelt.

Eine Erhöhung der Austauschkapazitäten zwischen Trading Hub Europe (THE)-Nord und THE-Süd ist wegen der ausgeglichenen LNG-Einspeisung und Reduzierung russischer Einspeisungen in der jeweiligen Engpasszone im Gegensatz zur Basisvariante nicht erforderlich. Detaillierte Informationen finden sich in Kapitel 6.2.

## Anbindungsleitungen für Brunsbüttel, Rostock, Stade und Wilhelmshaven

In Abbildung 6 ist ersichtlich, dass die LNG-Anlagen nicht in unmittelbarer Nähe zur bestehenden Transportinfrastruktur geplant sind. Aus diesem Grund werden für den Anschluss der Anlagen an das Fernleitungsnetz Anschlussleitungen benötigt. Die im Vergleich zur Basisvariante zusätzlichen Maßnahmen werden im Folgenden aufgelistet:

### Anbindung LNG-Anlage Brunsbüttel

Zur Anbindung der LNG-Anlage in Brunsbüttel bereits im Jahr 2022 ist es notwendig, die Infrastruktur des Verteilernetzbetreibers zwischen Brunsbüttel und Klein Offenseth für den LNG-Transport nutzbar zu machen (ID 874-01). Um langfristig die volle Kapazität der geplanten LNG-Anlage in Brunsbüttel zu übernehmen, bedarf es der vorher genannten Maßnahmen Leitung Brunsbüttel-Hetlingen (ID 502-02a) und GDRM-Anlage Hetlingen (ID 502-03b).

### Anbindung LNG-Anlage Rostock

Die Anbindung erfolgt von der LNG-Anlage am Überseehafen Rostock an die NEL-Pipeline. Diese Anbindung kann durch GASCADE oder ONTRAS erfolgen.

### Anbindungskonzept GASCADE

Für den Anschluss der LNG-Infrastruktur im Hafen von Rostock an die NEL ist der Neubau einer Anbindungsleitung von Rostock bis zur Ferngasleitung NEL erforderlich. Derzeit geht GASCADE für die LNG-Versorgungsvarianten 2 und 2.1 von einer erforderlichen Länge der Anbindungsleitung „Tie-In LNG Rostock“ von ca. 50 km mit einem MOP von 100 bar aus. Für das LNG-Szenario 2 ist eine Leitung mit einem Durchmesser von DN 700 (ID 878-01) sowie eine GDRM-Anlage (ID 879-01) erforderlich. Für die LNG-Versorgungsvarianten 2.1 ist eine Leitung mit einem Durchmesser von DN 1000 (ID 876-01) sowie eine GDRM-Anlage (ID 877-01) vorgesehen.

GASCADE plant, die Important Projects of Common European Interest (IPCEI)-Förderung für den Neubau einer Wasserstoffleitung vom Hafen Rostock bis Glasewitz zu beantragen. Im Rahmen der sogenannten Wellenbildung zur Pränotifizierung durch die EU-Kommission wurde im März 2022 das Projektportfolio Dokument beim Projektträger Jülich eingereicht, die neben ausführlichen Vorhabensbeschreibungen auch einen ausgearbeiteten Business-Case beinhalten. Diese Leitung ist integraler Bestandteil des IPCEI doing hydrogen und der sogenannten RHATL Welle. Die Vorbereitungen für die Umsetzung dieses Projektes sind bereits weit fortgeschritten.

Die Anbindungsleitung „Tie-In LNG Rostock“ wird im nördlichen Abschnitt parallel zu der in der Planung durch GASCADE weit fortgeschrittenen Wasserstoffleitung Rostock-Glasewitz verlaufen. Durch die parallele Lage sind erhebliche Synergien für das Genehmigungsverfahren und den Bau zu erwarten. Mit Rohrherstellern wurden bereits Sondierungsgespräche bzgl. des möglichen Zeitrahmens für Rohrlieferungen unverbindlich angefragt und kurze Produktions- und Liefermöglichkeiten in Aussicht gestellt. Eine zeitnahe Umsetzung der Maßnahme „Tie-In LNG Rostock“ ist somit bei einer kurzfristigen Entscheidung zur Projektumsetzung und notwendigen verkürzten Genehmigungsprozessen bis zum 4. Quartal 2023 möglich. Mit dieser Maßnahme können unter Berücksichtigung weiterer Maßnahmen im strömungsmechanisch nachgelagerten Ferngasleitungsnetz ab dem 4. Quartal 2023 ca. 7 GWh/h, ab dem 1. Quartal 2024 ca. 19 GWh/h und ab dem 4. Quartal bis zu 21,7 GWh/h in das deutsche Ferngasleitungsnetz aufgenommen werden und somit größere russische Importmengen zeitnah substituieren.

### Anbindungskonzept ONTRAS

Um bereits 2022 aus der LNG-Anlage Rostock erste Mengen in das Netz der ONTRAS einspeisen zu können, wird eine Anbindungsleitung mit ca. 3,5 km Länge (ID 885-01) gebaut und eine mobile GDRM-Anlage (ID 886-01) installiert. Darüber hinaus sind weitere kleine Anpassungen notwendig. Um ganzjährig die volle Leistung der LNG-Anlage abnehmen zu können, ist eine Anbindung an die NEL-Pipeline notwendig. Hierfür soll eine Leitung vom Überseehafen Rostock bis Ortslage Groß Tessin mit einer Gesamtlänge von ca. 65 km verlegt werden. Der Leitungsverlauf orientiert sich weitestgehend an bestehenden Transporttrassen, um Planung und Genehmigung der Leitung zu beschleunigen. Ebenso werden hiervon Synergieeffekte im Hinblick auf die Entwicklung zukünftiger Wasserstoff-Infrastruktur erwartet. Um einen Transport von bis zu 10 GWh/h (LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2) bei dem benötigten Einspeisedruck in die NEL zu ermöglichen, würde eine Leitung in DN 900 (ID 889-01) verlegt werden. Für den Transport von bis zu 21,7 GW (LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1) bei dem benötigten Einspeisedruck in die NEL würde eine Leitung in DN 1.200 (ID 891-01) benötigt. Die dargestellten Dimensionierungen sind konservativ gerechnet und können sich in Abhängigkeit der Druckbedingungen der NEL bei Groß Tessin noch ändern. Zusätzlich zur Anbindungsleitung wird eine GDRM-Anlage in der Ortslage Groß Tessin zur Übergabe von 1 Mio. m<sup>3</sup>/h (ID 890-01) (LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2) bzw. 2 Mio. m<sup>3</sup>/h (ID 892-01) (LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1) in die NEL benötigt.

### Anbindung LNG-Anlage Stade

Zur Anbindung der LNG-Anlage in Stade bereits Mitte des Jahres 2023 ist der Bau einer 2,5 km langen Leitung von Stade zum GUD-Bestandssystem (ID 872-01) und einer GDRM-Anlage (ID 873-01) notwendig. Um langfristig die volle Kapazität der geplanten LNG-Anlage in Stade zu übernehmen, bedarf es der vorher genannten Anbindungsleitung LNG Stade (ID 640-02) und GDRM-Anlage LNG Stade (ID 641-02).

### Anbindung LNG-Anlage Wilhelmshaven

Die Leitung WAL Teil 1 (ID 818-01) ist Ergebnis der Modellierung der Basisvariante. Daher wird keine zusätzliche Anbindungsleitung ausgewiesen.

## 3.2.7 Grenzübergangspunkte und VIP

Die in der Modellierung der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 angesetzten Kapazitäten an Grenzübergangspunkten (GÜP) und virtuellen Kopplungspunkten (VIP) sind in der **NEP-Gas-Datenbank** (siehe Zyklus „2022 – NEP Zwischenstand“) dargestellt. Für die LNG-Versorgungssicherheitsvarianten sind die gegenüber der Basisvariante abweichenden Vorgaben in Kapitel 3.2.6 erläutert.

Gemäß Artikel 19 Abs. 9 Verordnung (EU) 2017/459 (NC CAM) sind die Fernleitungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, an den Marktraumgrenzen virtuelle Kopplungspunkte, an denen Transportkunden Kapazitäten buchen können, einzurichten. Verfügbare Kapazitäten an den physischen Grenzübergangspunkten der beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber werden am VIP vermarktet. Allerdings konnten noch nicht sämtliche VIP eingerichtet werden, da für die Implementierung gemäß NC CAM noch Klärungsbedarf zu einzelnen Anforderungen aus der Verordnung besteht.

## 3.2.8 H-Gas-Quellenverteilung

Der Rückgang der L-Gas-Importe aus den Niederlanden und der deutschen Eigenproduktion, sowie eine erhöhte Nachfrage (z. B. für Gaskraftwerke und Verteilernetzbetreiber) führt, wie im Szenariorahmen beschrieben, zu einem erhöhten H-Gas-Importbedarf für Deutschland.

Der Zusatzbedarf der Basisvariante wird in Kapitel 6.1 ermittelt und entsprechend den dort dargestellten Kriterien auf die Grenzübergangspunkte aufgeteilt. Für die LNG-Versorgungssicherheitsvarianten ist eine angepasste H-Gas-Quellenverteilung in Kapitel 6.2 dargestellt.

### 3.3 Modellierungsvarianten

Die folgende Tabelle zeigt die Modellierungsvarianten des Zwischenstands zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

**Tabelle 6: Modellierungsvarianten des Zwischenstands zum NEP Gas 2022–2032**

Modellierungs- variante	Basisvariante 2027	Basisvariante 2032	L-Gas- Bilanz 2032	H-Gas- Bilanz 2032
Berechnung	vollständig 2027	vollständig 2032	Bilanzanalyse	Bilanzanalyse
Stichtag (Kapazi- tätsbereitstellung)	31.12.2027	31.12.2032	31.12.2032	31.12.2032
Verteilernetz- betreiber (interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2022, Entwicklung 2023-2027: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber	Entwicklung 2028-2032: Konstante Fortschreibung	Versorgungs- sicherheitsszenario L-Gas 2032, Analyse der langfristigen L-Gas-Bilanzen bis zum Jahr 2032	Versorgungs- sicherheitsszenario H-Gas 2032, Analyse der langfristigen H-Gas- Leistungsbilanz bis zum Jahr 2032
H-Gas-Quellen	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung gemäß Kapitel 6.1.8			
GÜP/VIP	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“			
L-H-Gas- Umstellung	Modellierung der Umstellungsbereiche einschließlich Umstellungen bis 2033 zur Ermittlung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen bis zum 31. Dezember 2032			
Untergrund- speicher	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“, neue Speicher entsprechend Kapitel 3.2.4: 100 % TaK			
Kraftwerke	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“, heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Kraftwerke entsprechend Kapitel 3.2.2, neue Kraftwerke entspre- chend Kapitel 3.2.2 100 % fDZK			
LNG	Berücksichtigung gemäß Kapitel 3.2.6			
Produktion	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“, unter Berücksichtigung der aktuellen BVEG-Prognose entsprechend den Kapiteln 2 und 5			
Industrie	Bestandskapazitäten werden konstant bis 2032 fortgeschrieben, Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend Kapitel 3.2.3, Ansatz grundsätzlich von FZK			
Biomethan und synthetisches Methan	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“, Neubau entsprechend den Kapiteln 6 und 8			
Wasserstoff	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“			

Modellierungs- variante	LNG-Variante 1	LNG-Variante 2	LNG-Variante 2.1	Wasserstoffvariante 2027	Wasserstoffvariante 2032
Berechnung	vollständig 2032	vollständig 2032	vollständig 2032	vollständig 2027	vollständig 2032
Stichtag (Kapazi- tätsbereitstellung)	31.12.2032	31.12.2032	31.12.2032	31.12.2027	31.12.2032
Verteilernetz- betreiber (interne Bestellungen)	wie Basisvariante			Startwert: Interne Bestellungen 2022, Entwicklung 2023–2027: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber (VNB); Reduzierung Methanbedarf bei geplantem Ersatz durch Wasserstoff	Entwicklung 2028–2032: Konstante Fortschreibung; Reduzierung Methanbedarf bei geplantem Ersatz durch Wasserstoff
H-Gas-Quellen	Ansatz gemäß Kapitel 6.2			wie Basisvariante	
GÜP/VIP	Ansatz gemäß Kapitel 6.2			wie Basisvariante	
L-H-Gas- Umstellung	wie Basisvariante			wie Basisvariante	
Untergrund- speicher	wie Basisvariante			wie Basisvariante	
Kraftwerke	wie Basisvariante			wie Basisvariante	
LNG	wie Basisvariante			wie Basisvariante	
Produktion	wie Basisvariante			wie Basisvariante	
Industrie	wie Basisvariante			Bestandskapazitäten werden konstant bis 2032 fortgeschrieben, Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend Kapitel 3.2.3, Ansatz grundsätzlich von FZK; Die im Rahmen der MoU-Gespräche identifizierten Substitutionen von Methan auf Wasserstoff werden in der Methanmodellierung der Wasserstoffvariante reduzierend angesetzt.	
Biomethan und synthetisches Methan	wie Basisvariante			wie Basisvariante	
Wasserstoff	wie Basisvariante			Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“, Berücksichtigung von konkreten Projekten der Marktabfrage WEB, sofern bis zum 01. Oktober 2021 ein MoU (entsprechend Kapitel 8.1.1) abgeschlossen wird, Modellierung entsprechend Kapitel 8.2	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



### 3.4 Marktgebietszusammenlegung

Im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 wurde im Rahmen der Netzentwicklungsplanung erstmals das NewCap-Modell eingesetzt (vgl. Kapitel 3.4 aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030), um den durch die Marktgebietszusammenlegung auftretenden Bedarf an marktbasierten Instrumenten abzuschätzen. Dies war entsprechend des Szenariorahmens 2022 auch für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 vorgesehen. Aus folgenden Gründen ist dieses Vorgehen nicht mehr anwendbar.

Die Nutzung von NewCap unterstellt eine hohe Liquidität im Markt und eine preisgetriebene Beschäftigung der Einspeisegruppen LNG in Westeuropa, Norwegen und Russland. Dieses Marktverhalten kann aktuell und sehr wahrscheinlich auch für die Zukunft nicht gesichert angenommen werden.

Als Basis für die statistische Analyse durch NewCap werden historische Daten verwendet. Für die neuen LNG-Anlagen in Deutschland stehen weder abschließend konkrete Standorte und Leistungen noch historische Daten zur Verfügung. Im derzeitigen Marktumfeld spielen bei der Beschäftigung der Einspeisegruppen neben preisgetriebenen Signalen schwer abschätzbare kurz- und langfristig wirkende politische Entscheidungen eine große Rolle. Zudem sind die historischen Daten der Einspeisegruppe Russland nicht mehr aussagekräftig, da sie zum einen für Deutschland konkurrierend zu den neuen LNG-Standorten zu sehen sind und zum anderen sich sehr wahrscheinlich Transitströme zu unseren europäischen Nachbarländern verändern werden, da auch dort andere Quellen stärker im Fokus sind.

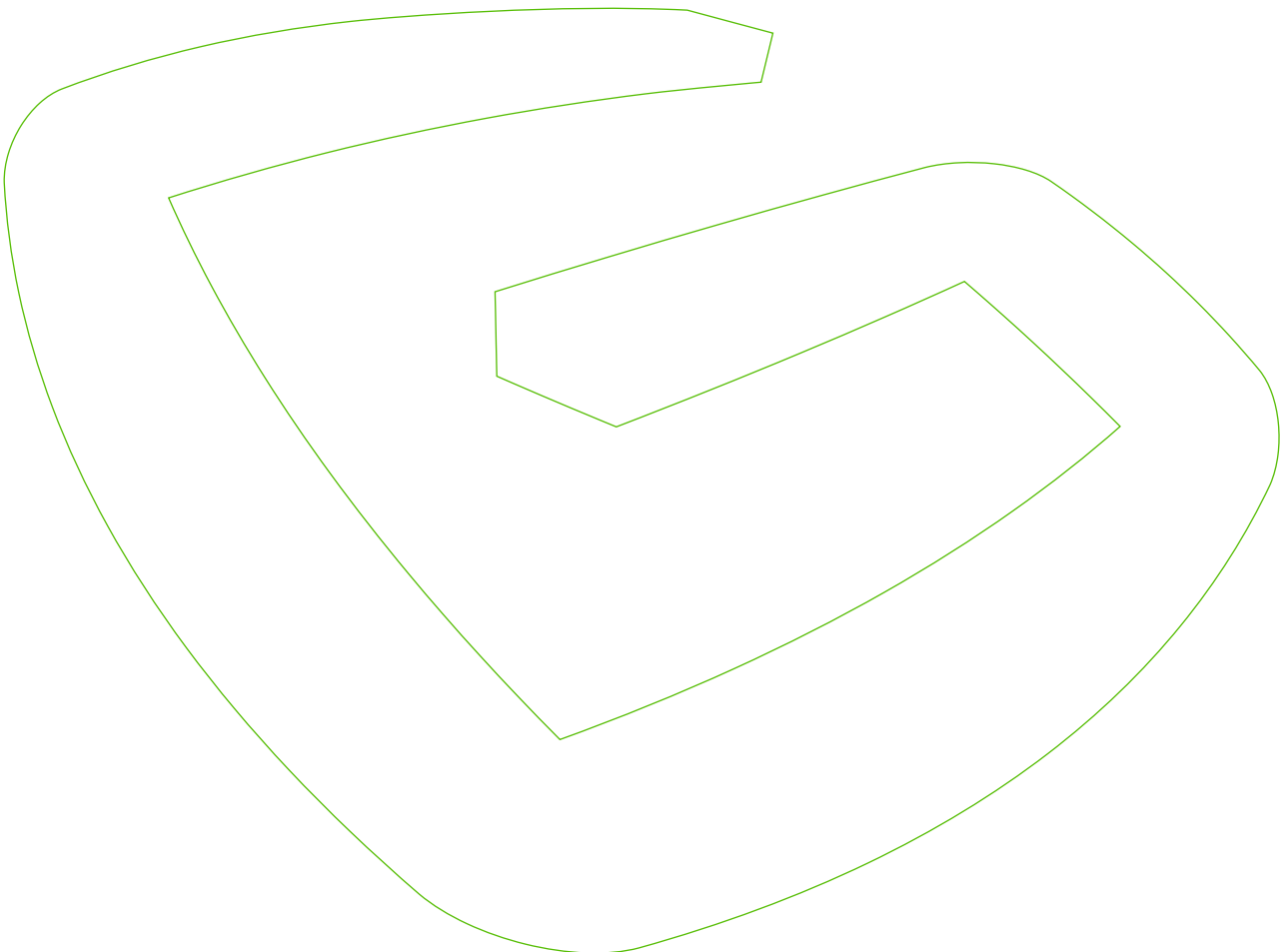
Aus den genannten Gründen sehen die Fernleitungsnetzbetreiber von einer Prognose der MBI unter Nutzung von NewCap ab, da das Ergebnis in hohem Maß von den getroffenen Annahmen abhängt und somit derzeit keine valide Aussagekraft hätte.



# Stand der Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen

---

4



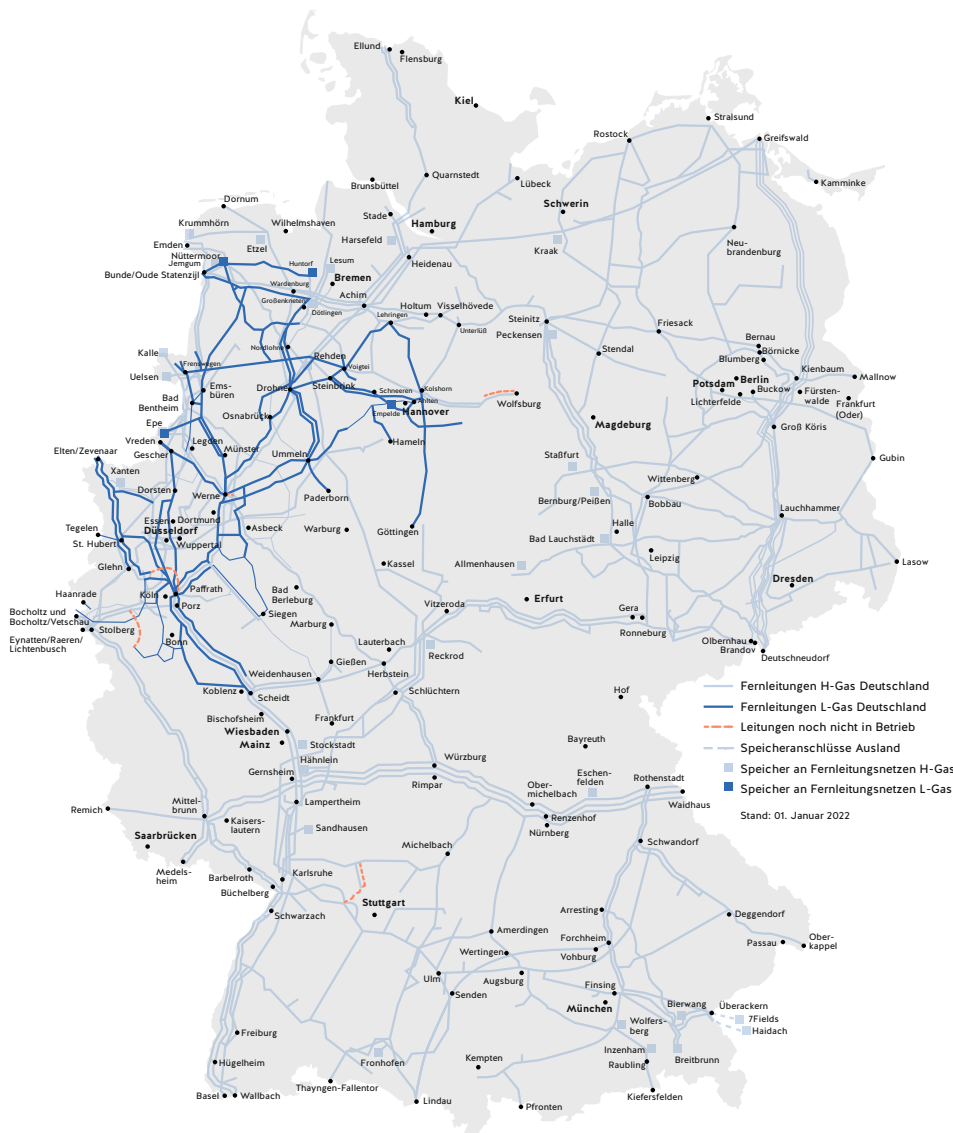
## 4 Stand der Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen

In Kapitel 4.1 wird das heutige Fernleitungsnetz dargestellt. Anschließend wird das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 in Kapitel 4.2 ausgewiesen. Der Umsetzungsstand der NEP-Maßnahmen ist Inhalt des Kapitels 4.3. Danach werden die Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von Inbetriebnahmedaten (Kapitel 4.4) und die Maßnahmen mit einer Verzögerung (Kapitel 4.5) dargestellt. Weitere Maßnahmen ohne eine finale Investitionsentscheidung werden in Kapitel 4.6 beschrieben. Das Kapitel 4.7 gibt eine kurze Zusammenfassung.

### 4.1 Das heutige Fernleitungsnetz

Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz gliedert sich in ein H-Gas- und ein L-Gas-Transportnetz. Diese beiden Transportnetze sind in Abbildung 8 dargestellt. In Kapitel 4.1 werden das der Modellierung zugrunde gelegte Startnetz (Stichtag 01. Januar 2022) und der Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 dargestellt.

Abbildung 8: H-Gas- und L-Gas-Transportnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

## 4.2 Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032

Entsprechend dem bestätigten Szenariorahmen umfasst das in der Netzmodellierung angesetzte Startnetz den aktuellen Bestand des Fernleitungsnetzes, in Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen, im Bau befindliche sowie anhand der folgenden Kriterien ausgewählten weiteren Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zum Stichtag 01. Januar 2022:

- Die finale Investitionsentscheidung (FID) durch die Fernleitungsnetzbetreiber ist getroffen und
- die für die Maßnahme erforderlichen öffentlich-rechtlichen Genehmigungen liegen vor.

Die in das Startnetz aufgenommenen Maßnahmen werden in der Netzsimulation so behandelt, wie bereits bestehende Leitungen und Anlagen des Bestandsnetzes. In das Startnetz aufgenommene Maßnahmen können somit nicht mehr Ergebnis der Modellierung werden. Faktisch erhalten sie damit den Status des Bestandsnetzes. Der für die Umsetzung dieser Maßnahmen erforderliche Mittelbedarf wird in den Gesamtkosten für den Netzausbauvorschlag berücksichtigt.

### Nicht mehr betrachtete Maßnahmen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Maßnahmen, die im Umsetzungsbericht 2021 als in Betrieb genommen ausgewiesen wurden, werden im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 sowie in der **NEP-Gas-Datenbank** nicht mehr aufgeführt. Dies gilt für die Maßnahmen in der Tabelle 7.

**Tabelle 7: Im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 nicht mehr betrachtete Maßnahmen, da diese bereits im Umsetzungsbericht 2021 mit dem Status Inbetriebnahme ausgewiesen wurden**

Lfd. Nr.	ID-Nummer im USB 2021	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	203-02	VDS Würselen	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
2	208-02	GDRM-Anlage Rimpar	OGE (44,96 %)/GRTD (55,04 %)
3	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg)	GUD
4	223-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz)	GUD
5	308-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)	OGE
6	309-01	VDS MEGAL Rimpar	OGE (44,96 %)/GRTD (55,04 %)
7	310-02	GDRM-Anlage Reichertsheim und Verbindungsleitung	OGE
8	311-02	Leitung Schlüchtern – Rimpar	OGE
9	323-02	Umstellung Netzgebiet Aggertal	Thyssengas
10	325-01	Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung	OGE (68,4 %)/Thyssengas (31,6 %)
11	326-02	Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung	OGE (69,4 %)/Thyssengas (30,6 %)
12	327-03	GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung	OGE
13	328-03	GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung	OGE
14	329-03	GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung	OGE
15	330-02	GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung	OGE
16	334-02	Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung	OGE
17	336-02	Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung	OGE
18	410-02a	GDRM-Anlage Rehden	GASCADE
19	410-02b	GDRM-Anlage Drohne	GASCADE
20	415-01	VDS Krummhörn	OGE
21	419-02	GDRM-Anlage Hamborn Erweiterung	Thyssengas
22	420-01	VDS Emsbüren	OGE
23	432-02b	GDRM-Anlage Bunde-Landschaftspolder und H-L-Gas-Mischanlage	GTG Nord
24	445-01a	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtslach und Verbindungsleitung (NETG)	OGE (50 %)/Thyssengas (50 %)
25	445-01b	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtslach und Verbindungsleitung (OGE)	OGE

Lfd. Nr.	ID-Nummer im USB 2021	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
26	505-01	Erweiterung Konvertierung Rehden	Nowega
27	507-01e	GDRM-Anlage Radeland II	Fluxys D (16,5 %)/GASCADE (50,5 %)/GUD (16,5 %)/ONTRAS (16,5 %)
28	520-01	Armaturenstation Visbek Astrup	GTG Nord
29	521-01	Armaturenstation Twistringen Ehrenburg	GTG Nord
30	523-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Bergedorf	GTG Nord

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### In Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021

Die folgenden Maßnahmen, die im Umsetzungsbericht 2021 noch in der Planungs- oder Bauphase waren, sind zwischenzeitlich in Betrieb genommen worden:

**Tabelle 8: Gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021 in Betrieb genommene Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2022)**

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	116-02	GDRM-Anlage Wiernsheim (Raum Heilbronn)	terraneis
2	119-03	GDRM-Anlage Achim	GUD
3	204-02a	ZEELINK 1	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
4	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn und Verbindungsleitung	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
5	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert und Verbindungsleitung	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
6	204-03d	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg und Verbindungsleitung	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
7	205-02a	ZEELINK 2	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
8	205-03b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
9	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn	OGE (44,96 %)/GRTD (55,04 %)
10	302-01	Leitung Datteln-Herne	Thyssengas
11	305-02	Reversierung TENP	Fluxys (64,25 %)/OGE (35,75 %)
12	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn	OGE (44,96 %)/GRTD (55,04 %)
13	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas	Thyssengas
14	331-01	GDRM-Anlage Scheidt	OGE
15	418-02	Erweiterung VDS Scharenstetten	terraneis
16	444-01a	GDRM-Anlage Werne/Stockum und Verbindungsleitung	OGE
17	501-03e	Erweiterung GDRM-Anlage Unterlüß	GUD
18	507-01a	Ferngasleitung EUGAL	Fluxys D (16,5 %)/GASCADE (50,5 %)/GUD (16,5 %)/ONTRAS (16,5 %)
19	507-02d	VDS Radeland II	Fluxys D (16,5 %)/GASCADE (50,5 %)/GUD (16,5 %)/ONTRAS (16,5 %)
20	507-01h	GDRM-Anlage Börnicke (DÜG)	ONTRAS
21	508-01	Erweiterung GDRM-Anlage Leonberg-West	terraneis
22	524-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Steinfeld-Düpe	GTG Nord
23	526-01	Leitung Hamm-Bergkamen	OGE
24	528-01	Leitung Merschhoven-Daberg	OGE
25	555-03	Querverbindungen TENP I zu TENP II	Fluxys (64,25 %)/OGE (35,75 %)
26	601-01	Leitung GDRM-Anlage Lauchhammer	ONTRAS
27	645-01	Leitung Neuenkirchen-Rheine	Thyssengas

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### Im Bau befindliche Maßnahmen

Die folgenden Maßnahmen befinden sich derzeit im Bau:

**Tabelle 9: Derzeit im Bau befindliche Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2022)**

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	067-02a	Leitung Voigtslach-Paffrath	OGE (50 %)/Thyssengas (50 %)
2	067-03b	GDRM-Anlage Paffrath und Verbindungsleitung	OGE (50 %)/Thyssengas (50 %)
3	312-02	VDS MEGAL Rimpar	OGE (44,96 %)/GRTD (55,04 %)
4	333-02	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung	OGE
5	335-02b	Leitungen Wipperfürth-Niederschelden	OGE
6	338-02	GDRM-Anlage Paffrath	OGE
7	402-02c	GDRM-Anlage Kötzt	bayernets
8	416-02	VDS Legden	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
9	417-02	VDS Mörsch (Nordschwarzwaldleitung)	terraneis
10	431-02	GDRM-Anlage Emstek	GTG Nord
11	435-03	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung	OGE
12	440-02	Leitung Ertstadt-Euskirchen	OGE
13	448-01	GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung	OGE
14	501-02a	Leitung Walle – Wolfsburg	GUD
15	504-02b	Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen	GUD
16	507-01l	Reversierung VDS Holtum	GUD (44,06 %)/OGE (55,94 %)
17	527-01	Leitung Stockum-Bockum Hövel	OGE

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### Weitere Startnetzmaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032

Die folgenden Maßnahmen erfüllen die oben genannten Kriterien für weitere in das Startnetz aufzunehmende Maßnahmen:

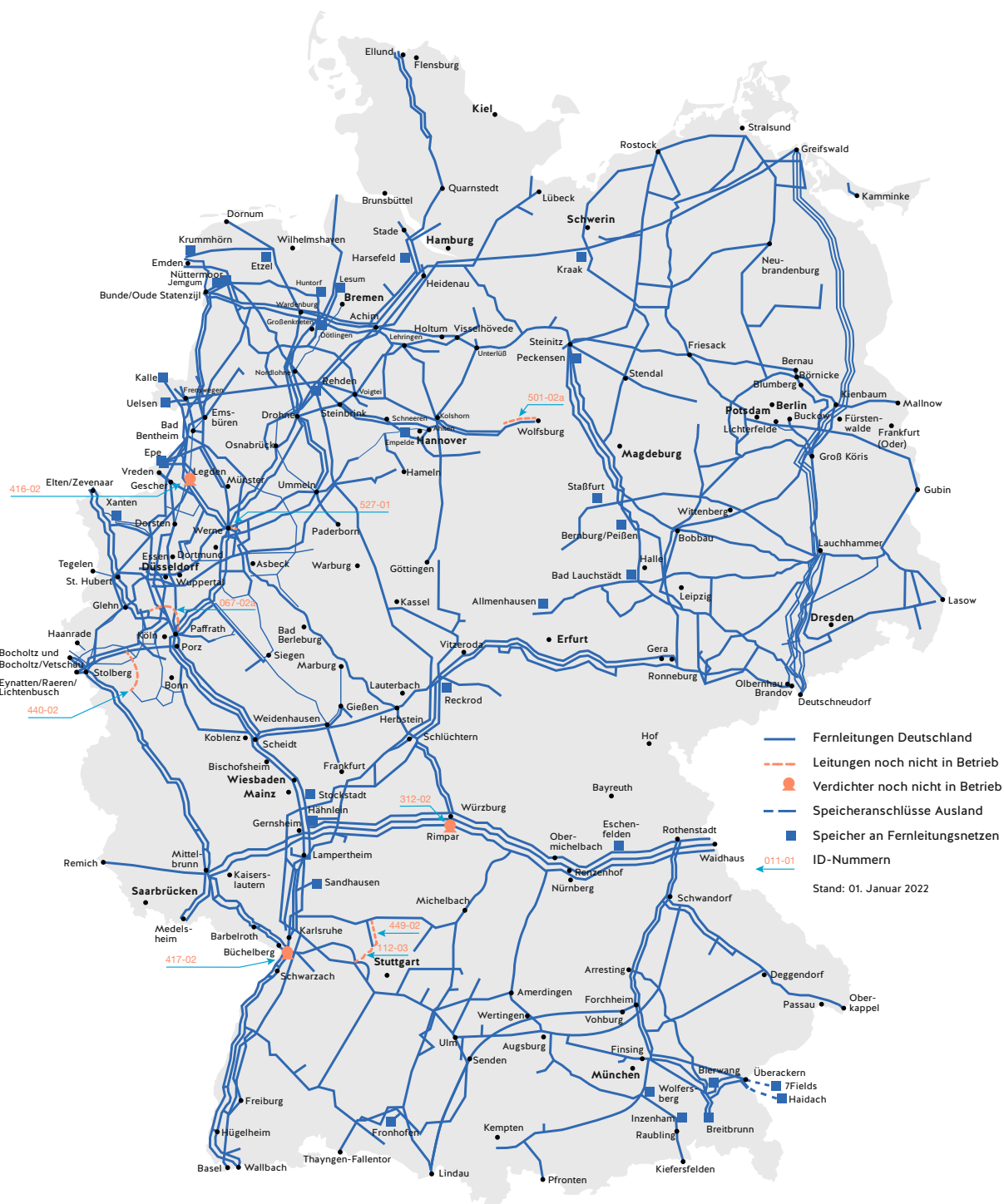
**Tabelle 10: Weitere Startnetzmaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 (Stichtag 01. Januar 2022)**

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	112-03	Anbindung Heilbronn	terraneis
2	335-02a	GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung	OGE
3	439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung	OGE
4	446-01	Umstellung Wipperfürth-Niederschelden	Thyssengas
5	449-02	Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1)	terraneis

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 9 zeigt das aktuelle Fernleitungsnetz mit den in der Modellierung berücksichtigten Maßnahmen sowie den Speicheranlagen mit Stand 01. Januar 2022. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind die große Anzahl an Verdichteranlagen im Bestandsnetz sowie die in Betrieb genommenen Verdichteranlagen sowie kleinere Maßnahmen (z. B. GDRM-Anlagen, Armaturenstationen) generell nicht in den Karten des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 dargestellt. In Betrieb genommene Leitungen werden als Startnetzmaßnahmen wie das Bestandsnetz behandelt und deshalb wie dieses dargestellt.

Abbildung 9: Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 zum Januar 2022



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

### 4.3 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030

Entsprechend § 15a Abs. 2 EnWG muss der aktuelle Netzentwicklungsplan Gas den Stand der Umsetzung des vorhergehenden Netzentwicklungsplans Gas enthalten. Im Umsetzungsbericht 2021 [FNB Gas 2021, USB] wurde mit Stichtag 01. Januar 2021 der Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 dargestellt. Den Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Tabelle 11 mit Stichtag 01. Januar 2022 aktualisiert. Maßnahmen, die im Umsetzungsbericht 2021 mit dem Status Inbetriebnahme dargestellt wurden, werden nicht mehr aufgeführt (vgl. Tabelle 7). Zudem sind die Maßnahmen Leitung MIDAL Mitte Nord (627-01), Leitung MIDAL Mitte Süd (628-01), Leitung NEL West (634-01) und GDRM-Anlage Herringhausen (650-01) im Zuge der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 entfallen, Erläuterungen hierzu finden sich in Kapitel 7.1.

In Tabelle 11 werden für die Maßnahmen in einer Spalte „realisierte km“ ausgewiesen. Unter „realisierte km“ sind die im Rahmen einer Maßnahme im Rohrgraben verlegten Leitungsabschnitte zu verstehen. Dabei handelt es sich nicht zwangsläufig um vollständig miteinander verbundene betriebsbereite Teilabschnitte. Gerade bei Leitungsbaumaßnahmen mit einer größeren Länge kann, z. B. wegen Genehmigungsauflagen wie Bauzeitenbeschränkungen oder aus technischen Gründen, nicht chronologisch von einem Startpunkt zu einem Endpunkt gebaut werden. Deshalb würde die Angabe der betriebsbereiten Länge dem jeweiligen Projektfortschritt nicht gerecht werden.

Tabelle 11: Umsetzungsstand der NEP-Maßnahmen zum 01. Januar 2022

Netzausbaumaßnahme																											
Nr.	ID-Nr. im USB 2021	ID-Nr. im NEP Gas 2022-2032	Netzausbaumaßnahme	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme			
																								USB 2021	NEP Gas 2022-2032		
1	067-02a	067-02a	Leitung Voigtslach-Pafrath																			23,2	17,0	12/2022	12/2022		
2	067-03b	067-03b	GDRM-Anlage Pafrath und Verbindungsleitung																			0,2	0,1	12/2022	12/2022		
3	112-03	112-03	Anbindung Heilbronn										•									28,0	0,0	12/2021	12/2021		
4	116-02	116-02	GDRM-Anlage Wiernsheim (Raum Heilbronn)																			0,1	0,1	12/2021	12/2021		
5	119-03	119-03	GDRM-Anlage Achim																			0,1	0,1	10/2021	10/2021		
6	204-02a	204-02a	ZEELINK 1																			112,0	112,0	03/2021	03/2021		
7	204-02b	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn und Verbindungsleitung																			0,1	0,1	03/2021	03/2021		
8	204-02c	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert und Verbindungsleitung																			0,1	0,1	12/2021	03/2022		
9	204-02d	204-03d	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg und Verbindungsleitung																			0,1	0,1	12/2021	03/2022		
10	205-02a	205-02a	ZEELINK 2																			115,0	115,0	03/2021	03/2021		
11	205-02b	205-03b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung																			0,1	0,1	03/2021	03/2021		
12	206-02	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn																			0,1	0,1	12/2019	12/2019		
13	300-02	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas																			0,0	0,0	07/2026	07/2026		
14	301-01	301-01	Überspeisung Embsen																			0,0	0,0	07/2024	11/2025		
15	302-01	302-01	Leitung Datteln-Herne																			23,0	23,0	12/2021	12/2021		
16	305-02	305-02	Reversierung TENP																			0,0	0,0	12/2020	12/2020		
17	307-01	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn																			0,1	0,1	12/2020	12/2020		
18	312-02	312-02	VDS MEGAL Rimplar																			0,0	0,0	12/2023	12/2023		
19	320-01	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas																			1,0	1,0	09/2021	09/2021		
20	331-01	331-01	GDRM-Anlage Scheidt																			0,2	0,2	12/2020	12/2020		
21	333-02	333-02	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung																			0,2	0,2	12/2021	08/2022		
22	335-02a	335-02a	GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung																			0,2	0,0	12/2021	12/2021		
23	335-02b	335-02b	Leitungen Wipperfürth-Niederschelden																			7,0	5,5	12/2021	12/2021		
24	337-02	337-02	GDRM-Anlage Porz																			0,1	0,0	12/2024	12/2024		
25	338-02	338-02	GDRM-Anlage Pafrath																			0,2	0,1	12/2022	12/2022		
26	402-02a	402-02a	AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz)																			41,0	0,0	12/2024	12/2024		
27	402-02b	402-02b	GDRM-Anlage Wertingen 2																			0,3	0,0	12/2024	12/2024		
28	402-02c	402-02c	GDRM-Anlage Kötz																			0,4	0,0	12/2024	12/2024		

- 1 Projektidee ■ 2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung ■ 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren ■ 4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/ Planfeststellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb ■ 5 Material- und Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung u. Baubeginn/Montage/Bau ■ 6 Inbetriebnahme Projektabschluss/ Fertigstellung ■ Geplante Änderung
- Zukünftige Projektschritte ■ (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf



Nr.	ID-Nr. im USB 2021	ID-Nr. im NEP Gas 2022-2032	Netzausbaumaßnahme													geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
				2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024			2025	2026	2027	2028	2029	2030	USB 2021	NEP Gas 2022-2032																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
29	416-02	416-02	VDS Legden																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				</

- 1 Projektidee ■ 2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung ■ 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren ■ 4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/ Planfeststellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb ■ 5 Material- und Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung u. Baubeginn/Montage/Bau ■ 6 Inbetriebnahme Projektabschluss/ Fertigstellung
- Zukünftige Projektschritte ■ (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf ■ Geplante Änderung

Nr.	ID-Nr. im USB 2021	ID-Nr. im NEP Gas 2022-2032	Netzausbaumaßnahme	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme	
																								USB 2021	NEP Gas 2022-2032
57	507-01a	507-01a	Ferngasleitung EUGAL																			480,0	480,0	12/2019	12/2019
58	507-01h	507-01h	GDRM-Anlage Börnicke (DÜG)																			0,1	0,1	12/2019	12/2019
59	507-01l	507-01l	Reversierung VDS Holtum																			0,0	0,0	10/2022	10/2022
60	507-01m	507-01m	VDS Sayda																			0,0	0,0	12/2023	12/2023
61	507-02d	507-02d	VDS Radeland II																			0,0	0,0	12/2020	12/2020
62	508-01	508-01	Erweiterung GDRM-Anlage Leonberg-West																			0,1	0,1	12/2022	12/2022
63	524-01	524-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Steinfeld-Düpe																			0,1	0,1	12/2021	12/2021
64	525-02	525-02	GDRM-Anlage Meerbusch Osterrath u. Verbindungsleitung																			0,2	0,0	12/2024	12/2024
65	526-01	526-01	Leitung Hamm-Bergkamen																			5,5	5,5	05/2021	05/2021
66	527-01	527-01	Leitung Stockum-Bockum Hövel																			4,0	3,1	12/2022	12/2022
67	528-01	528-01	Leitung Merschhoven-Daberg																			2,0	2,0	05/2021	05/2021
68	529-01	529-01	Armaturenstationen Elten – St. Hubert																			0,1	0,0	12/2025	12/2025
69	530-01	530-01	Umstellung Köln – Dormagen																			0,3	0,0	12/2024	12/2024
70	531-01a	531-01a	GDRM-Anlage Appeldorn																			0,1	0,0	12/2025	12/2025
71	531-01b	531-01b	Armaturenstation Xanten																			0,1	0,0	12/2025	12/2025
72	532-01	532-01	GDRM-Anlage Leer und Verbindungsleitung																			0,1	0,0	12/2023	12/2023
73	552-01	552-01	Leitung Mittelbrunn-Schwanheim																			38,0	0,0	12/2024	12/2024
74	554-01	554-01	Leitung Hühelheim-Tannenkirch																			16,0	0,0	12/2024	12/2024
75	555-03	555-03	Querverbindungen TENP I zu TENP II																			0,1	0,1	12/2021	12/2021
76	601-01	601-01	Leitung GDRM-Anlage Lauchhammer																			0,1	0,1	12/2021	12/2021
77	602-02	602-02	Leitung Schwanheim-Au am Rhein																			13,0	0,0	12/2025	12/2025
78	603-01	603-01	Leitung Schwarzach-Eckartsweiler																			28,5	0,0	12/2025	12/2025
79	604-01	604-01	Leitung Tannenkirch-Hüsing																			16,0	0,0	12/2025	12/2025
80	609-01	609-01	Leitung Wirtheim-Lampertheim																			115,0	0,0	10/2027	10/2027
81	610-01	610-01	GDRM-Anlage Wirtheim																			0,1	0,0	10/2027	10/2027
82	611-01	611-01	GDRM-Anlage Lampertheim																			0,1	0,0	10/2027	10/2027
83	612-01	612-01	Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2)																			44,0	0,0	12/2025	12/2025
84	613-01	613-01	GDRM-Anlage Bietigheim																			0,1	0,0	10/2024	10/2024

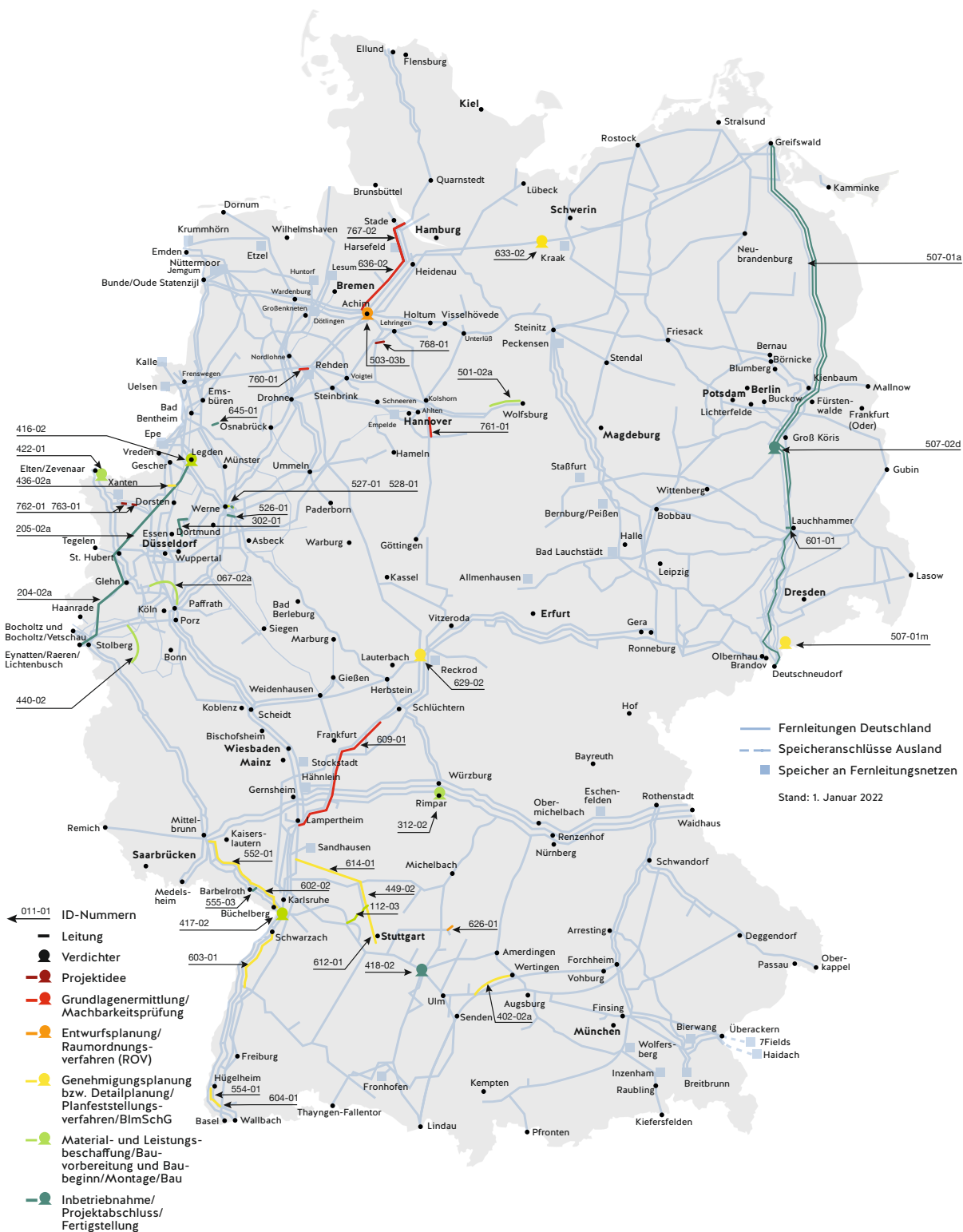
- 1 Projektidee ■ 2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung ■ 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren ■ 4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/ Planfeststellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb ■ 5 Material- und Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung u. Baubeginn/Montage/Bau ■ 6 Inbetriebnahme Projektabschluss/ Fertigstellung
- Zukünftige Projektschritte ■ (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf ■ Geplante Änderung

ID-Nr. im USB 2021	ID-Nr. im NEP Gas 2022-2032	Netzausbaumaßnahme													geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme						
			2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024			2025	2026	2027	2028	2029	2030	USB 2021
85	614-01	614-01	Leitung Heidelberg-Heilbronn (SEL 3)																			12/2026	12/2026
86	616-01	616-01	GDRM-Anlage Heidelberg																			12/2026	12/2026
87	618-01	618-01	GDRM-Anlage Heilbronn																			12/2026	12/2026
88	620-01	620-01	GDRM-Anlage Kirchheim unter Teck																			12/2025	12/2025
89	621-01	621-01	GDRM-Anlage Hittistetten																			12/2025	12/2025
90	622-01	622-01	GDRM-Anlage Eichstegen																			12/2025	12/2025
91	624-01	624-01	GDRM-Anlage Weißensberg 2																			12/2025	12/2025
92	625-01	625-01	GDRM-Anlage Scharenstetten																			12/2025	12/2025
93	626-01	626-01	Leitung Aalen-Essingen																			12/2026	12/2026
94	629-01	629-02	VDS Reckrod																			10/2027	10/2027
95	630-01	630-01	GDRM-Anlage Lampertheim 5																			10/2027	10/2027
96	631-01	631-01	GDRM-Anlage Lubmin II																			12/2025	12/2025
97	632-01	632-01	GDRM-Anlage Anlandestation Greifswald - Anlagenerweiterung 3																			12/2025	12/2025
98	633-01	633-02	VDS Wittenburg																			12/2025	12/2025
99	635-01	635-01	GDRM-Anlage Embsen																			10/2022	12/2025
100	636-01	636-02	Leitung Elbe Süd-Achim																			12/2025	12/2026
101	637-01	637-02	Anpassung Verdichter Achim																			11/2025	11/2025
102	638-01	638-01	Vorwärmung Embsen																			11/2025	11/2025
103	639-01	639-01	GDRM-Anlage Achim																			10/2022	12/2025
104	642-01	642-01	GDRM-Anlage Ludwigshafen																			10/2027	10/2027
105	-	645-01	Leitung Neuenkirchen - Rheine																			-	12/2021
106	651-01	651-01	GDRM-Anlage Neuss Rheinpark und Verbindungsleitung																			12/2024	12/2024
107	652-01	652-01	GDRM-Anlage Engelbostel und Verbindungsleitung																			12/2022	12/2022
108	653-01	653-01	GDRM-Anlage Kleinenhammer und Verbindungsleitung																			12/2028	12/2028
109	654-01	654-02	Armaturenstation Iserlohn Hennen																			12/2021	12/2021
110	655-01	655-01	Armaturenstation Essen Dellwig und Verbindungsleitung																			12/2026	12/2026

- 1 Projektidee ■ 2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung ■ 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren ■ 4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/ Planfeststellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb ■ 5 Material- und Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung u. Baubeginn/Montage/Bau ■ 6 Inbetriebnahme Projektabschluss/ Fertigstellung
- Zukünftige Projektschritte  (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf  Geplante Änderung



Abbildung 10: Umsetzungsstand der Maßnahmen zum 01. Januar 2022



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden in der Karte die unter dem Attribut „Maßnahmenart“ in der **NEP-Gas-Datenbank** ausgewiesenen Leitungen und Verdichteranlagen dargestellt.

#### 4.4 Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von Inbetriebnahmedaten

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen mit einer geplanten Änderung des Inbetriebnahmedatums (z. B. wegen geänderter L-H-Gas-Umstellungsplanung) beziehen sich auf Veränderungen gegenüber den im Umsetzungsbericht 2021 ausgewiesenen planmäßigen Inbetriebnahmetermenen. Für die Darstellung liegt der Stichtag 01. Januar 2022 zu Grunde.

##### **ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert und Verbindungsleitung (ID 204-02c)**

Die GDRM-Anlage St. Hubert wird für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas benötigt. Der erste Umstellungsschritt ist im März 2022 geplant. Daher wird die GDRM-Anlage im März 2022 in Betrieb genommen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

##### **ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg und Verbindungsleitung (ID 204-02d)**

Die GDRM-Anlage Stolberg wird für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas benötigt. Die GDRM-Anlage wird im März 2022 in Betrieb genommen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

##### **Überspeisung Embsen (301-01)**

Entsprechend der seitens des Betreibers angekündigten Änderung der Inbetriebnahme der LNG-Anlage Brunsbüttel kann auch die Inbetriebnahme der dafür erforderlichen Ausbaumaßnahme auf November 2025 geändert werden.

##### **GDRM-Anlage Asbeck (ID 333-02)**

Die GDRM-Anlage Asbeck wird für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas benötigt. Der erste Umstellungsschritt ist für August 2022 geplant. Daher wird die GDRM-Anlage im August 2022 in Betrieb genommen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

##### **GDRM-Anlage Altena (ID 435-03)**

Die GDRM-Anlage Altena wird für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas benötigt. Der erste Umstellungsschritt ist für April 2022 geplant. Daher wird die GDRM-Anlage im April 2022 in Betrieb genommen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

##### **Erweiterung VDS Embsen (ID 503-03b)**

Die Erweiterung der VDS (Verdichterstation) Embsen um eine dritte Einheit wird aufgrund gestiegener Nutzungsanforderungen benötigt. Im Rahmen des Projektfortschritts wurde Potenzial zur beschleunigten Inbetriebnahme ermittelt, um den gestiegenen Nutzungsanforderungen frühzeitig Rechnung zu tragen.

##### **Leistungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen (ID 504-01a)**

Für die Ableitungen der Mengen für die Versorgungssicherheit der Niederlande ist die Reversierung der VDS Rysum erforderlich. Im Zuge des Projektfortschritts hat sich ergeben, dass die Inbetriebnahme der Maßnahme bereits im Jahr 2022 statt im Oktober 2023 erfolgen kann.

**GDRM-Anlage Embsen (ID 635-01)**

Die Erweiterung der GDRM Anlage Embsen ist wegen des sich im Rahmen des Gastransports zur Versorgungssicherheit der Niederlande erhöhenden Leistungsbedarfs erforderlich. Die Inbetriebnahme der Maßnahme wird nun für Dezember 2025 geplant.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung da sich die zugeordnete Maßnahme ID 633-02 VDS Wittenburg verzögert.

**Leitung Elbe Süd-Achim (ID 636-02)**

Diese Maßnahme wird zur Ableitung der Gasmengen der im GUD-System geplanten LNG-Anlagen benötigt. Die seitens der Betreiber angekündigte Änderung der Inbetriebnahme der LNG-Anlage machen die Bereitstellung der Transportkapazität erst im Dezember 2026 erforderlich.

**GDRM-Anlage Achim (ID 639-01)**

Die Erweiterung der GDRM Anlage Achim ist wegen des sich im Rahmen des Gastransports zur Versorgungssicherheit der Niederlande erhöhenden Leistungsbedarfs erforderlich. Die Inbetriebnahme der Maßnahme wird nun für Dezember 2025 geplant.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung da sich die zugeordnete Maßnahme ID 633-02 VDS Wittenburg verzögert.

**4.5 Maßnahmen mit einer Verzögerung****4.5.1 Maßnahmen mit einer eingetretenen Verzögerung**

Bei den folgenden Maßnahmen sind im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2021 Verzögerungen eingetreten:

**Anbindung Heilbronn (ID 112-03)**

Die Inbetriebnahme der Anbindung Heilbronn konnte aufgrund des lang andauernden Planfeststellungsverfahrens im Regierungsbezirk Stuttgart nicht termingerecht erfolgen.

Durch die absehbare Verzögerung erfolgen die Inbetriebnahme und die Kapazitätsbereitstellung im Dezember 2022.

**GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung (ID 335-02a)**

Die Inbetriebnahme der GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung konnte wegen Verzögerungen im Genehmigungsverfahren nicht termingerecht erfolgen.

Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung und die L-H-Gas-Umstellung werden durch zusätzliche temporäre bautechnische Maßnahmen vermieden.

**Leitungen Wipperfürth-Niederschelden (ID 335-02b)**

Die Inbetriebnahme eines Teilprojekts der Maßnahme Leitungen Wipperfürth-Niederschelden konnte wegen Verzögerungen im Genehmigungsverfahren nicht termingerecht erfolgen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung. Die Maßnahme soll fristgerecht vor Beginn der L-H-Gas-Umstellung in Betrieb genommen werden.



**Leitung Erftstadt-Euskirchen (ID 440-02)**

Die Inbetriebnahme der Leitung Erftstadt-Euskirchen konnte wegen Verzögerungen im Bauablauf auf Grund des Starkregen- und Hochwasserereignisses in der Region im Jahr 2021 nicht termingerecht erfolgen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung. Die Maßnahme soll fristgerecht vor Beginn der L-H-Gas-Umstellung in Betrieb genommen werden.

**GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung (ID 448-01)**

Die Inbetriebnahme der GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung konnte wegen Verzögerungen im Bauablauf auf Grund des Starkregen- und Hochwasserereignisses in der Region im Jahr 2021 nicht termingerecht erfolgen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung. Die Maßnahme soll fristgerecht vor Beginn der L-H-Gas-Umstellung in Betrieb genommen werden.

**Leitung Walle-Wolfsburg (501-02a)**

Die Inbetriebnahme der Leitung Walle – Wolfsburg war bis zum Oktober 2021 vorgesehen.

Durch unvorhersehbare Verzögerungen im Genehmigungsverfahren erfolgt die Inbetriebnahme und die Kapazitätsbereitstellung nun im Januar 2022.

**Armaturenstation Iserlohn Hennen (ID 654-02)**

Die Inbetriebnahme der Armaturenstation Iserlohn Hennen konnte wegen Verzögerungen im Genehmigungsverfahren nicht termingerecht erfolgen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung. Die Maßnahme soll fristgerecht vor Beginn der L-H-Gas-Umstellung in Betrieb genommen werden.

**4.5.2 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung**

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021 beziehen sich ausschließlich auf Verzögerungen gegenüber den in der **NEP-Gas-Datenbank** ausgewiesenen planmäßigen Inbetriebnahmetermenen.

**VDS Legden (ID 416-02)**

Die Inbetriebnahme der VDS Legden wird voraussichtlich wegen Verzögerungen im Genehmigungsverfahren nicht termingerecht erfolgen.

Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung sind aktuell nicht auszuschließen.

**VDS Mörsch (Nordschwarzwaldleitung) (417-02)**

Bei der Maßnahme VDS Mörsch (Nordschwarzwaldleitung) kommt es voraussichtlich aufgrund von mitunter pandemiebedingten Verzögerungen im Planungs- und Genehmigungsprozess nach BImSchG zu einer Verschiebung der Inbetriebnahme.

Durch die absehbare Verzögerung der zweiten Ausbaustufe wird die Inbetriebnahme und damit Kapazitätsbereitstellung der letzten Maschineneinheit im August 2024 erwartet.



**VDS Elten (ID 422-01)**

Aufgrund von Problemen mit der Kampfmitteluntersuchung und Verzögerungen im Genehmigungsverfahren konnte erst verspätet mit den Baumaßnahmen begonnen werden. Die Maschineneinheit ist bereits geliefert und steht geprüft zur Verfügung.

Mit der erwarteten Inbetriebnahme bis zum Dezember 2023 ergeben sich keine Einschränkungen der im Szenarioahmen vorzusehenden Kapazitäten und Umstellungsschritte.

**Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1) (ID 449-02)**

Bei der Maßnahme Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1) kommt es aufgrund der umfangreichen Schutzmaßnahmen zugunsten geschützter Tierarten zu Verzögerungen im Bauablauf und damit voraussichtlich zu einer Verschiebung der Inbetriebnahme.

Durch die absehbare Verzögerung wird die Inbetriebnahme und die Kapazitätsbereitstellung nun im Dezember 2024 erwartet.

**GDRM-Anlage Pfuhl (Steinhäule) (ID 450-01)**

Bei der Maßnahme GDRM-Anlage Pfuhl (Steinhäule) kommt es aufgrund zeitintensiverer Material- und Leistungsbeschaffung zu einer Verschiebung der Inbetriebnahme.

Die Material- und Beschaffungskosten sind deutlich angestiegen. Die höheren Gesamtkosten überschreiten eine Wertgrenze, aufgrund derer eine EU-weite Ausschreibung der Beschaffungen verpflichtend vorgeschrieben ist. Der mehrstufige Prozess einer EU-weiten Ausschreibung ist erheblich umfangreicher als das ursprünglich geplante Vergabeverfahren und führt daher zu einer deutlichen Verlängerung des gesamten Beschaffungsprozesses.

Durch die absehbare Verzögerung erfolgt die Inbetriebnahme voraussichtlich im Dezember 2023. Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung sind aktuell nicht auszuschließen.

**VDS Sayda (507-01m)**

Im Rahmen einer technologischen Vergleichsbetrachtung zur Maßnahme 507-01m (Neubau Verdichterstation Sayda), wurde das Konzept der Entwurfsplanung überarbeitet und ein neues EU-Vergabeverfahren gestartet.

Diese Veränderung im Zeitplan betrifft auch eine Anpassung der Inbetriebnahme und der Kapazitätsbereitstellung von Dezember 2023 auf Juli 2024.

**GDRM-Anlage Lubmin II (ID 631-01),  
GDRM-Anlage Anlandestation Greifswald – Anlagenerweiterung 3 (ID 632-01),  
VDS Wittenburg (ID 633-02)**

Die Maßnahmen werden für die Versorgungssicherheit in den Niederlanden benötigt. Im Rahmen der Detailplanungen wurde der Zeitplan angepasst. Dieser sieht eine geplante Inbetriebnahme der GDRM-Anlagen im September 2026 sowie der Verdichterstation im Dezember 2026 vor.

Da nach derzeitigem Kenntnisstand in absehbarer Zeit nicht mit einer Inbetriebnahme der Nord Stream 2 zu rechnen ist, wurden die Arbeiten an dem begonnenen NEL-Ausbauprojekt VDS Wittenburg auf das Notwendigste beschränkt. Weitere Auswirkungen auf die Inbetriebnahmedaten sowie auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung sind aktuell nicht auszuschließen.

#### 4.6 Weitere Maßnahmen ohne finale Investitionsentscheidung

Für die folgenden Maßnahmen liegen keine finalen Investitionsentscheidungen der Fernleitungsnetzbetreiber vor. Die Maßnahmen sind daher nicht Bestandteil des heutigen Fernleitungsnetzes und wurden im Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 nicht berücksichtigt.

Mit der Maßnahme Süddeutsche Erdgasleitung (SEL) wird eine Planung verfolgt, die ihren Ursprung bereits in der Zeit vor der Regulierung der Gastransportnetze hat. Die Trasse verläuft teilweise durch Hessen und Bayern, aber maßgeblich durch Baden-Württemberg. Der hauptsächlich durch Baden-Württemberg verlaufende Trassenabschnitt hat eine gesamte Länge von rund 260 km und verläuft von Lampertheim bis Amerdingen.

Die SEL ist in fünf Teilabschnitte untergliedert. Basierend auf den gemeldeten Kapazitätsbedarfen in Baden-Württemberg wurden im Rahmen der Modellierung drei dieser SEL-Abschnitte als aktuell versorgungsnotwendig identifiziert (vgl. Kapitel 7, ID 449-02, ID 612-01, ID 614-01).

Die durch terranets durchgeführten Analysen zur Entwicklung des Kapazitätsbedarfs machen eine Berücksichtigung von potenten Leitungssystemen, die zur Schaffung zusätzlicher Transportkapazität beitragen können, erforderlich. Unter Berücksichtigung der in den kommenden Jahren anstehenden Entwicklungen hinsichtlich des Kapazitätsbedarfs, stellt die SEL im Gesamten ein zentrales Infrastruktursystem mit diversifizierter Aufspeisung zur bedarfsgerechten Versorgung Baden-Württembergs dar. Ein Teil dieser Entwicklungen wird durch das Kohleausstiegsgesetz angestoßen. Die begrenzte Anzahl an potenziellen Kraftwerksstandorten in Baden-Württemberg, welche sich regional weiterhin auf den Großraum Stuttgart und Heilbronn konzentrieren werden, können durch die SEL an das Gashochdrucknetz angeschlossen werden. Die sich abzeichnenden Entwicklungen für Baden-Württemberg im Rahmen der Energiewende und des Fuel-Switch lassen eine vollständige Realisierung der SEL absehbar erscheinen. Mittels potenter und diversifizierbarer Aufspeisepunkte kann eine bedarfsgerechte Versorgung des baden-württembergischen Systems von den vorgelagerten Fernleitungsnetzen effizient und nachhaltig ermöglicht werden.

Die ursprüngliche Motivation der SEL zur nachhaltigen und flexiblen Versorgung von Baden-Württemberg bzw. Süddeutschland bleibt somit vollumfänglich gültig.

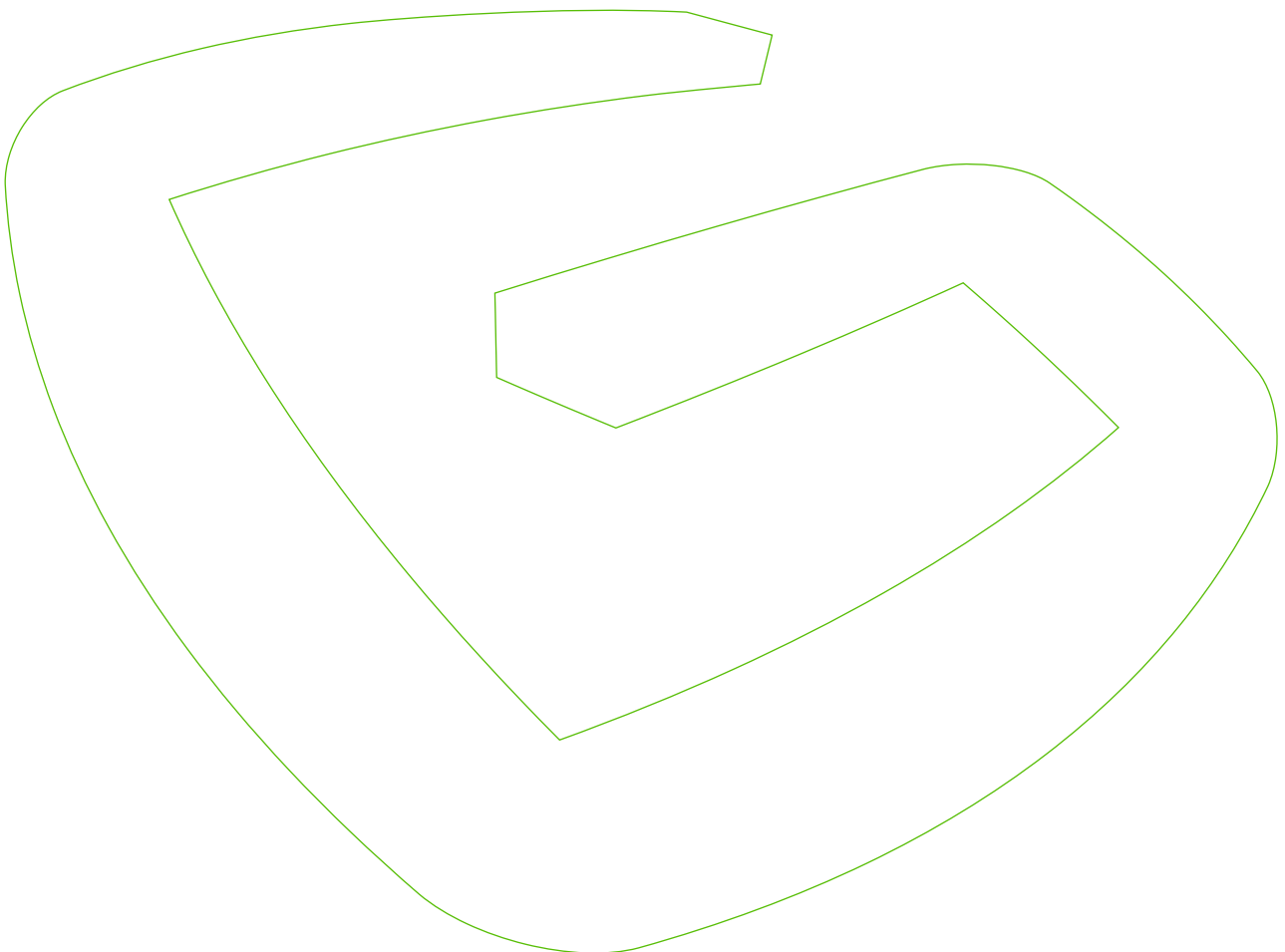
#### 4.7 Zusammenfassung

Zum Stand der Umsetzung der Netzentwicklungsplan-Maßnahmen lassen sich die folgenden Ergebnisse festhalten:

- Im Zuge der Betrachtung zum Umsetzungsstand (Stichtag 01. Januar 2022) wurden 123 Maßnahmen betrachtet.
- Im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 haben 49 Maßnahmen die Voraussetzung für die Aufnahme in das Startnetz erfüllt.
- Gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021 wurden 27 Maßnahmen in Betrieb genommen und 17 Maßnahmen befinden sich aktuell in Bau.
- Aufgrund zwischenzeitlich vorliegender Erkenntnisse der Planung erfolgte bei 9 Maßnahmen eine geplante Änderung des Inbetriebnahmedatums.
- Bei 16 Maßnahmen wurden eingetretene und absehbare Verzögerungen ausgewiesen.

# Entwicklung der L-Gas-Versorgung

5



## 5 Entwicklung der L-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenario

Gemäß § 15a Abs.1 EnWG sind die Fernleitungsnetzbetreiber angehalten, die Auswirkung denkbarer Störungen der Versorgung im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit im Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. Im Szenariorahmen wurde ein gemeinsames Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber skizziert, welches diese Aspekte im Rahmen der Marktraumumstellung behandelt. Aufgrund der reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit im deutschen Markt soll hierbei insbesondere die detaillierte Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 weiter konkretisiert werden. Des Weiteren wird mit der Untersuchung der L-Gas-Bilanzen bis 2030 ein wichtiger Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit geleistet. Im Fokus stehen dabei neben der deutschen Produktion die verfügbaren Einspeiseleistungen aus Speichern und an Grenzübergangspunkten.

### 5.1 Beschreibung der Situation

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Methan (L-Gas) versorgt. L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen und der niederländischen Produktion. Das hochkalorische Methan (H-Gas) stammt im Wesentlichen aus Norwegen und Russland oder gelangt über LNG-Anlagen nach Deutschland. Die beiden unterschiedlichen Gruppen der Methanbeschaffenheit müssen aus technischen und eichrechtlichen Gründen in definierten Grenzen in getrennten Systemen transportiert werden. Für Netzbereiche, die mit Gas einer geänderten Beschaffenheit versorgt werden sollen, muss unter anderem eine Anpassung der Verbrauchsgeräte erfolgen.

Die L-Gas-Produktion in Deutschland geht kontinuierlich zurück. Die verbleibenden deutschen L-Gas-Aufkommen sollen soweit möglich weiter gefördert und in die Transportnetze eingespeist werden können.

Die rückläufige L-Gas-Produktion hat sowohl in Bezug auf die in Deutschland verfügbaren Jahresmengen als auch auf die zur Verfügung stehenden Leistungen erhebliche Auswirkungen. Seit Oktober 2020 erfolgt zusätzlich ein kontinuierlicher Rückgang der aus den Niederlanden anstehenden L-Gas-Leistung. Deshalb befinden sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in einem regelmäßigen Austausch mit dem niederländischen Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie Transport Services B. V. (GTS), um die Planungsannahmen für zukünftige L-Gas-Importe zu harmonisieren und zu aktualisieren.

Im Folgenden wird die bereits in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen und Umsetzungsberichten beschriebene L-H-Gas-Umstellungsplanung aktualisiert. Dazu sind Erfahrungen aus den bisherigen Umstellungen und eine aktuelle Sicht auf die Gasimportsituation aus den Niederlanden in den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 eingeflossen.

Alle Auswertungen und Bilanzen in den Kapiteln 5.4 und 5.5 basieren auf dem Stand der Umstellungsplanung zum Stichtag 01. Oktober 2021, der auch in der [NEP-Gas-Datenbank](#) dargestellt wird. In den Kapiteln 5.7.3 und 5.7.4 werden die Veränderungen in der L-H-Gas-Umstellungsplanung gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021 sowie darüberhinausgehende mögliche Veränderungen beschrieben. Das Kapitel 5.9 beschreibt die Situation der Produktionseinspeisung nach erfolgter Marktraumumstellung.

## 5.2 Umgestellte Bereiche und Erfahrungen aus der bisherigen Umstellung

### Umgestellte Bereiche

Seit Beginn der L-H-Gas-Umstellung im Jahr 2015 wurden 51 Bereiche mit insgesamt rund 1,55 Mio. Geräten umgestellt (vgl. Tabelle 12). Dies entspricht rund 30 % der insgesamt bis 2029 umzustellenden Geräte.

Im Netz der GUD wurde bereits im Jahr 2015 mit dem ersten Umstellungsbereich Schneverdingen begonnen. Im Jahr 2016 folgte die Umstellung der größeren Bereiche Walsrode und Fallingbostal. Von 2017 bis 2020 wurden weitere Umstellungsbereiche von Nienburg bis Hannover und der Raum Bremen/Achim erfolgreich von L-Gas auf H-Gas umgestellt. Im Jahr 2021 wurden insgesamt rund 192.000 Geräte von L-Gas auf H-Gas umgestellt. Dabei beinhaltete der Bereich Bremen Nord/Osterholz Scharmbeck/Bremerhaven/Cuxhaven den ersten umzustellenden Speicher UGS Lesum, der innerhalb eines Jahres entleert und soweit wieder mit H-Gas befüllt wurde, dass sich eine H-Gas Qualität im Speicher einstellen konnte.

Im Netz der OGE wurde im Jahr 2017 mit der Umstellung auf H-Gas begonnen. Bis einschließlich 2021 wurden im Netzgebiet der OGE Umstellungen in insgesamt 22 Umstellungsbereichen durchgeführt. Im Jahr 2021 sind dabei insgesamt rund 259.000 Geräte in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Hessen erfolgreich von L-Gas auf H-Gas umgestellt worden. Über die im Jahr 2021 in Betrieb genommene ZEELINK-Leitung wurde auch die vorgelagerte Versorgung von Teilen der Stadt Düsseldorf und weiterer Städte im Rheinland auf H-Gas umgestellt.

Bei Thyssengas wurden im Jahr 2021 insgesamt rund 73.000 Geräte auf H-Gas umgestellt. Größter Umstellungsbereich war der Bereich Aggertalleitung mit 42.000 Geräten im Jahr 2021.

Bei Nowega wurde im Jahr 2021 der Bereich „Munster Gockenholt“ auf H-Gas umgestellt.

Im Netz der GTG Nord wurde im Jahr 2021 der Bereich „EWE-Zone Teil II“ mit 40.000 Geräten umgestellt. Ferner wurde eine Teilumstellung des Speichers „Nüttermoor/Huntorf“ vorgenommen.

Insgesamt entspricht das in Deutschland seit dem Jahr 2015 realisierte Umstellungsvolumen einer jährlichen Verbrauchsmenge von rund 89 TWh und einer Leistung von 24 GWh/h.

**Tabelle 12: Umgestellte Bereiche 2015–2021**

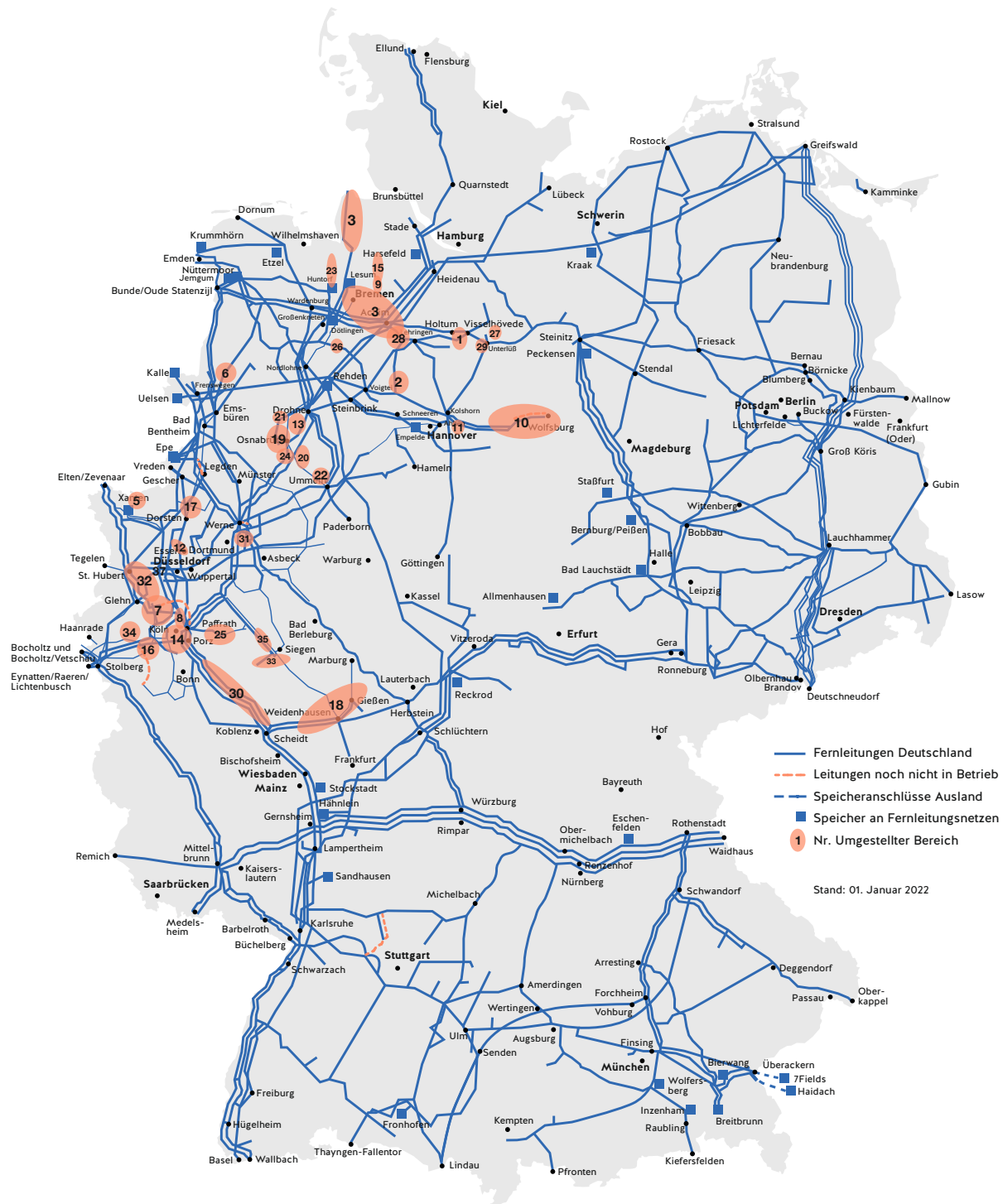
Nr. im NEP Gas 2022–2032	Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungs-zeitpunkte	Geschätzte Gerätezahl
1	Schneverdingen	GUD	2015	8.000
1	Walsrode/Fallingbostal	GUD	2016	12.000
3	Achim	GUD	2017	23.000
2	Nienburg/Neustadt/Hannover Nord	GUD	2017	44.000
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2017	15.000
4	Teutoburger Wald 1	OGE	2017	2.000
5	Hüthum	Thyssengas	2017	10.000
6	Emsland 1*	Nowega	2017	–
7	Dormagen*	OGE	2017	–
8	Leverkusen*	OGE	2017	–
9	Posthausen I	GTG	2018	4.000
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2018	77.000
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2018	61.000
11	Peine	GUD	2018	15.000
12	Essen*	OGE	2018	–
13	Teutoburger Wald 2	OGE	2018	5.000
14	Köln*	OGE	2018	–
15	Posthausen II	GTG	2019	48.000

Nr. im NEP Gas 2022–2032	Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungs-zeitpunkte	Geschätzte Gerätezahl
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2019	42.000
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2019	60.000
16	Bonn	OGE	2019	11.000
17	Marl*	OGE	2019	–
18	Mittelhessen	OGE	2019	63.000
19	Osnabrück	OGE	2019	64.000
20	Teutoburger Wald 3	OGE	2019	15.000
21	Teutoburger Wald 4	OGE	2019	3.000
22	Teutoburger Wald 6	OGE	2019	13.000
23	EWE-Zone Teil I	GTG	2020	60.000
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2020	52.000
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2020	74.000
24	Teutoburger Wald 5*	Nowega	2020	–
24	Teutoburger Wald 5	OGE	2020	39.000
25	Aggertalleitung	OGE	2020	7.000
25	Aggertalleitung	Thyssengas	2020	39.000
16	Bonn	OGE	2020	25.000
18	Mittelhessen	OGE	2020	92.000
26	EWE-Zone Teil I und II	GTG	2021	40.000
3	Bremen Nord/Osterholz Scharmbeck/Bremerhaven/Cuxhaven	GUD	2021	86.000
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2021	93.000
27	Unterlüß-Gockenholz*	GUD	2021	–
28	Verden	GUD	2021	13.000
29	Bereich Munster-Gockenholz	Nowega	2021	6.000
18	Mittelhessen	OGE	2021	69.000
30	Mittelrhein	OGE	2021	106.000
31	Oberaden*	OGE	2021	–
32	Rheinland	OGE	2021	49.000
33	Westerwald/Sieg	OGE	2021	35.000
25	Aggertalleitung	Thyssengas	2021	42.000
34	Bergheim 1	Thyssengas	2021	14.000
35	Oberbergisches Land	Thyssengas	2021	10.000
32	Rheinland	Thyssengas	2021	7.000

\* keine Verteilernetze

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 11: Umgestellte Bereiche 2015–2021



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

### Erfahrungen aus der bisherigen Umstellung

Die für die L-H-Gas-Umstellung erforderlichen technischen Netzausbaumaßnahmen wurden seitens der Fernleitungsnetzbetreiber rechtzeitig fertiggestellt. Hierbei ist die zeitgerechte Inbetriebnahme der ZEELINK-Leitung aufgrund ihrer Bedeutung für die L-H-Gas-Umstellung hervorzuheben.

Die Umstellung der Bereiche erfolgte an den zwischen den Beteiligten in den Umstellungsfahrplänen festgelegten Schaltterminen. Betroffen waren Verteilernetzbetreiber, Kraftwerke, Industriekunden sowie erstmals Speicherbetreiber. Im Zuge der Umstellung wurden bisher rund 1,55 Mio. Geräte angepasst.

COVID-19 hat im Jahr 2021 zu keinem Zeitverzug in der L-H-Gas-Umstellung geführt. Im Jahr 2020 kam es aufgrund von COVID-19 noch zu Verzögerungen. Diese wurden zum überwiegenden Teil im Jahr 2020 unterjährig kompensiert, ein einzelner Schaltschritt mit rund 6.000 Geräten konnte im Jahr 2021 kompensiert werden.

Mindestens 38 Monate vor der Umstellung muss die Umstellung dem Kunden vom Fernleitungsnetzbetreiber angekündigt werden. Wo möglich, sollte für die optimale Abstimmung zwischen allen Beteiligten und zur Umsetzung eventuell notwendiger technischer Ausbauten eine längere Frist gewählt werden.

Bei der Umstellung von sehr großen Netzen können Netzteile als Pilotumstellungsbereiche ausgewiesen werden. Diese im Vorfeld umgestellten Pilotumstellungsbereiche können den Beteiligten mehr Sicherheit für den Ablauf der Marktraumumstellung geben.

Eine regelmäßige Abstimmung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern ist für die Einhaltung von Schaltterminen und die Bereitstellung von Kapazitäten erforderlich. Nach Abschluss des Umstellungskonzepts erfolgt in der Regel die Detailplanung durch die Verteilernetzbetreiber und deren Umstellungsdienstleister. Aus diesen Planungen resultierende Änderungen müssen mit dem Fernleitungsnetzbetreiber abgestimmt werden. Eventuelle geänderte Leistungsbedarfe sollten durch die jeweiligen Verteilernetzbetreiber bei der Abgabe der internen Bestellungen berücksichtigt werden.

Schwankende Gasqualitäten führten bei einigen Verteilernetzbetreibern zu Herausforderungen bei der Umstellung, da Gasverbrauchsgeräte nach der Gasqualitätsumstellung auf einen Referenz-Wobbe-Index eingestellt werden müssen. Durch eine gegebenenfalls automatisierte Datenbereitstellung der Qualitätsparameter Brennwert und Wobbe-Index kann eine Optimierung des Prozesses auf beiden Seiten erreicht werden.

Weiterhin hat sich gezeigt, dass für die reibungslose Abwicklung der Umstellung die Bearbeitung sogenannter „Restanten“ besonders kritisch sein kann. Hierunter sind Abnehmer zu verstehen, die durch den Verteilernetzbetreiber nicht zeitgerecht erreicht werden konnten. Dadurch können Situationen entstehen, bei denen die entsprechenden Geräte bis kurz vor der Schaltung nicht umgestellt oder zum Teil auch noch nicht erhoben werden konnten. Die zeitgerechte Einleitung geeigneter Maßnahmen wie beispielsweise auch Sperrprozesse ist erforderlich, um den vereinbarten Schalttermin halten zu können.

Das Eintreffen des H-Gases wurde bei den bisherigen Schaltungen in den Morgenstunden präferiert. Dies ist begründet durch die speziell in den Industriebetrieben direkt anfallenden Anpassungsarbeiten sowie der Ausnutzung der morgendlichen Absatzspitze, um das H-Gas möglichst schnell in den Verteilernetzen zu verbreiten. Das Eintreffen des H-Gases ist gerade auf längeren Leitungsabschnitten abhängig von unterschiedlichen Parametern (z. B. Leitungsdruck, Abnahme durch die angeschlossenen Netzknoten mit oder ohne Temperaturabhängigkeit). Das Zeitintervall für die Ankunft des H-Gases konnte in der Vergangenheit auf Basis der durch die Abnehmer prognostizierten Bezüge gut abgeschätzt werden. Im Einzelfall können sich auch längere Intervalle ergeben, oder es kann zu Konstellationen kommen, bei denen die prognostizierten Zeiträume nicht den Präferenzen aller an das Leitungssystem angeschlossener Abnehmer entsprechen.



### 5.3 Gasimportsituation aus den Niederlanden

In den letzten Jahren sind im Umfeld des Groningen-Feldes vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Erdgasförderung gesehen werden. Am 08. Januar 2018 sowie am 22. Mai 2019 hatten Erdbeben jeweils mit einer Stärke von 3,4 auf der Richterskala die Region Groningen erschüttert. Insbesondere das Erdbeben im Jahr 2019 hat in den Niederlanden zu einem erheblichen politischen Druck geführt, die Groningen-Produktion schnellstmöglich zu beenden.

Um den Risiken aus der Erdgasförderung Rechnung zu tragen, hat das niederländische Wirtschaftsministerium angekündigt, die reguläre Erdgasförderung im Raum Groningen mit Start des Gaswirtschaftsjahres 2022/23 einzustellen. Um gleichzeitig die Versorgungssicherheit auch bei Kälteperioden oder Ausfällen der niederländischen Konvertierungsanlagen sicherstellen zu können, wird ein Teil des Groningen-Feldes auch im Anschluss als Kapazitätsreserve mit einer minimalen Produktion aktiv bleiben. Derzeit wird geprüft, zu welchem Zeitpunkt das Groningen-Feld als Kapazitätsreserve komplett geschlossen werden kann. [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2022a]

Für das laufende Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 hatte das niederländische Wirtschaftsministerium eine Produktionsmenge von 3,9 Mrd. m<sup>3</sup> festgelegt. [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2021] Im Januar 2022 hat das Ministerium angekündigt, dass diese Produktionsmenge erhöht werden muss, wobei verschiedene Varianten mit Produktionsmengen von bis zu 7,6 Mrd. m<sup>3</sup> auf Basis eines durchschnittlichen Temperaturverlaufes in Betracht gezogen wurden. Als Gründe für die Erhöhung der Produktionsmenge werden eine verzögerte Inbetriebnahme der Konvertierungsanlagen im niederländischen Zuidbroek sowie der erhöhte Mengenbedarf aus Deutschland genannt (vgl. Kapitel 5.5). Die geplante Beendigung der regulären Groningen-Förderung ab dem Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 ist nach Angabe des Wirtschaftsministeriums nach wie vor geplant. [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2022a]

Im März 2022 hat das niederländische Wirtschaftsministerium [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2022b] konkretisiert, dass die Produktionsmenge in Groningen voraussichtlich nur auf 4,6 Mrd. m<sup>3</sup> erhöht werden muss. Dass die Erhöhung gegenüber den vorherigen Überlegungen reduziert werden konnte, ist auch auf den milden Winter zurückzuführen, wodurch ein witterungsbedingt geringerer Gasverbrauch unterstellt wurde.

Durch die Erhöhung der erlaubten Produktionsmenge ist gewährleistet, dass der in Kapitel 5.5 unterstellte, gegenüber der vorherigen Planung aus dem Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 erhöhte Importbedarf aus den Niederlanden auch produktionsseitig abgedeckt ist.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen in diesem Zusammenhang sowie auch zur Abstimmung der jeweiligen Planungen in den Niederlanden und Deutschland in einem engen Austausch mit GTS. Der Austausch auf internationaler Ebene erfolgt seit 2019 insbesondere auch über die „Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion“, die auf Initiative des niederländischen Wirtschaftsministeriums etabliert wurde. Im Rahmen der oben genannten Task Force wird unter Federführung der jeweiligen Wirtschaftsministerien aus den Niederlanden, Belgien, Frankreich und Deutschland halbjährlich ein Bericht erstellt, um gegenüber dem niederländischen Parlament unter anderem zu den Maßnahmen zur Reduktion des L-Gas-Absatzes bzw. der L-Gas-Förderung zu berichten. Der fünfte Bericht der Task Force wurde im März 2022 veröffentlicht. [Ministry of Economic Affairs and Climate Policy 2022] Die Task Force bietet eine ideale Plattform, um harmonisierte Planungsannahmen mit hoher Transparenz zu gewährleisten. Somit wird sichergestellt, dass die in den folgenden Kapiteln aufgezeigten, deutschlandweiten L-Gas-Leistungs- und -Mengenbedarfe als integrale Bestandteile in die niederländische Produktionsplanung eingehen.

## 5.4 L-Gas-Leistungsbilanz 2032

Die L-Gas-Leistungsbilanz stellt dem gemäß aktueller Umstellungsplanung erwarteten L-Gas-Kapazitätsbedarf die zur Verfügung stehenden Einspeiseleistungen gegenüber, die sich aus Produktion, Importen, Speichern und Konvertierung zusammensetzen.

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Bilanz 2032 werden im Folgenden näher erläutert.

### 5.4.1 Inländische Produktion

Die in Tabelle 13 dargestellte Entwicklung der Produktionskapazitäten basiert auf den Angaben des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) vom 18. Mai 2021. Die Produktionskapazitäten sind wie in der Vergangenheit durch den BVEG mit einem Sicherheitsabschlag versehen worden.

Im Vergleich zur Prognose des Jahres 2020, die Basis für den Umsetzungsbericht 2021 war, hat sich die Kapazitätsprognose für die Summe der Gebiete Elbe-Weser und Weser-Ems ab dem Jahr 2022 deutlich reduziert (bis zu –17 % je nach Jahr). Die regionalen Auswirkungen dieses signifikanten Rückgangs sind in Kapitel 5.1 beschrieben.

**Tabelle 13: Kapazitätsprognose gemäß BVEG**

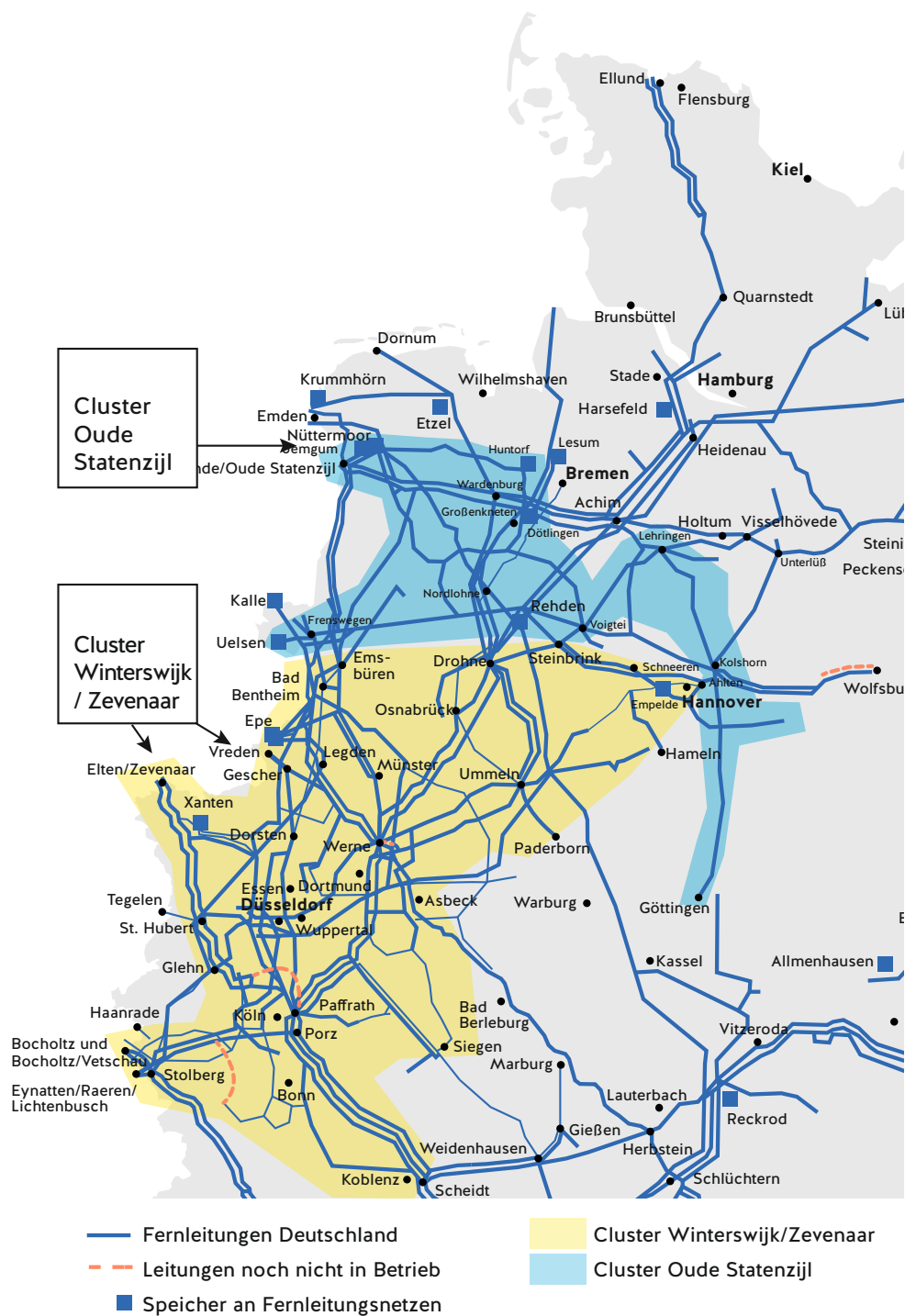
Jahr	Gebiet Elbe-Weser mit Sicherheitsabschlag gem. BVEG 2021	Gebiet Weser-Ems mit Sicherheitsabschlag gem. BVEG 2021	Summe beider Gebiete mit Sicherheitsabschlag gem. BVEG 2021	Summe beider Gebiete mit Sicherheitsabschlag gem. BVEG 2021	Summe beider Gebiete mit Sicherheitsabschlag gem. BVEG 2020	Differenz zwischen BVEG 2021 und 2020
L-Gas				L-Gas		
	Mio. m³/h			GW/h/h	GW/h/h	
2021	0,25	0,29	0,54	5,3	6,0	–0,7
2022	0,22	0,27	0,49	4,8	5,6	–0,8
2023	0,23	0,24	0,46	4,5	5,5	–0,9
2024	0,21	0,22	0,43	4,2	4,9	–0,8
2025	0,19	0,19	0,38	3,7	4,4	–0,7
2026	0,18	0,17	0,35	3,4	4,0	–0,6
2027	0,16	0,15	0,31	3,0	3,5	–0,5
2028	0,14	0,14	0,28	2,7	3,1	–0,4
2029	0,13	0,12	0,25	2,4	2,8	–0,3
2030	0,11	0,11	0,22	2,2	2,4	–0,3
2031	0,10	0,09	0,19	1,9	2,0	–0,1
2032	0,09	0,08	0,17	1,7	–	–

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis von [BVEG 2021], [BVEG 2020]

### 5.4.2 Importe aus den Niederlanden

Den größten Beitrag auf der Einspeiseseite erbringen die Importe aus den Niederlanden, die im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 mehr als 60 % der L-Gas-Versorgungsleistung darstellen. Dabei ist zwischen den Import-Clustern Oude Statenzijl und Winterswijk/Zevenaar zu unterscheiden (vgl. Abbildung 12).

Abbildung 12: Importpunkte aus den Niederlanden



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Ein Teil der Importleistung aus den Niederlanden wird auf deutscher Seite über unterbrechbare Kapazitäten zur Verfügung gestellt, da die im Winter benötigte Importleistung zur Abdeckung des Spitzenbedarfs in Schwachlastfällen im Sommer nicht gesichert transportiert werden kann.

Der Produktionsrückgang in den Niederlanden führt zu einer sukzessiven Reduktion der L-Gas-Exportleistung nach Deutschland. Daher wird in der L-Gas-Leistungsbilanz die Leistung linear abfallend angesetzt.

Die in der Tabelle 14 aufgezeigten Importleistungen sind mit der GTS abgestimmt und gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 und dem Umsetzungsbericht 2021 unverändert.

**Tabelle 14: Aufteilung der L-Gas-Importleistung auf die Grenzübergangspunkte**

GWJ	Oude Statenzijl	Zevenaar, Winterswijk	Summe
	GWh/h		
2021/2022	7,0	31,2	38,2
2022/2023	7,0	26,4	33,4
2023/2024	7,0	21,6	28,6
2024/2025	7,0	16,9	23,9
2025/2026	7,0	12,1	19,1
2026/2027	3,0	11,3	14,3
2027/2028	2,2	7,3	9,5
2028/2029	2,2	2,6	4,8
2029/2030	0,0	0,1	0,1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Es ist möglich, Groningen-Gas mit H-Gas zu mischen, um ein L-Gas entsprechend der DVGW G260-Spezifikation mit hohem Brennwert und Wobbe-Index zu erhalten. Operativ wird die Beimischung im Rahmen von Können und Vermögen genutzt. Möglichkeiten zur Beimischung von H-Gas in das L-Gas-System sind in den Niederlanden und im Netz der GUD und GTG Nord vorhanden.

Die Beimischung von H-Gas wird in der L-Gas-Leistungsbilanz auf Grund der unsicheren Verfügbarkeit nicht berücksichtigt.

### 5.4.3 L-Gas-Speicher

Die in der L-Gas-Bilanz berücksichtigte Ausspeicherleistung der in Tabelle 15 aufgeführten L-Gas-Speicher liegt im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 bei 17,0 GWh/h.

Hierbei werden die Leistungen in der L-Gas-Bilanz berücksichtigt, die mit dem heutigen L-Gas-Netz transporttechnisch realisierbar sind. Der Speicher Lesum wurde im Jahr 2021 auf H-Gas umgestellt und ist daher nicht mehr in der Tabelle dargestellt. Aufgrund der fortschreitenden L-H-Gas-Umstellung und dem sich daraus ergebenden rückläufigen L-Gas-Bedarf ist die Leistung am Speicher Nüttermoor/Huntorf reduziert worden.

**Tabelle 15: Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am Fernleitungsnetz**

Gaswirtschaftsjahr 2021/2022	Empelde	Epe	Nüttermoor/Huntorf	Summe
	GWh/h			
In der L-Gas-Bilanz berücksichtigte Leistung	1,6	9,0	6,4	17,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Jede darüberhinausgehende Leistungsanforderung würde zu einem Netzausbau im L-Gas-Netz bzw. ggf. zu einer Umallokation von Leistungen an Grenzübergangs- oder deutschen Produktionspunkten führen. Der hierzu erforderliche Ausbau im L-Gas-Netz wird vor dem Hintergrund der L-H-Gas-Umstellung von den Fernleitungsnetzbetreibern als nicht nachhaltig angesehen.

Die Tabelle 16 zeigt die zeitliche Entwicklung der von den Fernleitungsnetzbetreibern angesetzten Ausspeicherleistungen für die Speicher Empelde, Epe und Nüttermoor/Huntorf.

**Tabelle 16: Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher**

GWJ	Empelde	Epe	Nüttermoor/Huntorf	Summe
	GWh/h			
2021/2022	1,6	9,0	6,4	17,0
2022/2023	1,6	9,0	5,0	15,6
2023/2024	1,6	7,0	3,7	12,3
2024/2025	1,6	5,5	1,9	9,0
2025/2026	1,6	5,0	0,2	6,8
2026/2027	1,6	3,5	0,0	5,1
2027/2028	1,6	2,5	0,0	4,1
2028/2029	1,6	2,0	0,0	3,6
2029/2030	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Hinsichtlich der Umstellung der L-Gas-Speicher stehen die Fernleitungsnetzbetreiber in einem kontinuierlichen Dialog mit den Speicherbetreibern und der BNetzA.

#### 5.4.4 Konvertierung

Eine weitere Möglichkeit der Kompensation rückläufiger L-Gas-Aufkommen und -Importe ist der Einsatz von technischen Konvertierungsanlagen. Hierbei wird mittels Beimischung von Stickstoff oder Luft in einen H-Gas-Strom L-Gas gemäß dem Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) Arbeitsblatt G 260 konditioniert.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für spezielle Netzsituationen eine L-H-Gas-Umstellung und eine Konvertierung gegenübergestellt und in den beiden folgenden Fällen technische Konvertierung zur Darstellung von Ausspeicherleistungen eingeplant:

##### Konvertierungsanlage Nowega in Rehden

Die Konvertierungsanlage im Netzbereich der Nowega wurde erweitert und verfügt seit dem zweiten Quartal 2021 über eine Gesamtleistung von max. 2,4 GWh/h.

##### Konvertierungsanlage Thyssengas in Broichweiden

Die bestehende Konvertierungsanlage verfügt über feste Kapazitäten. Bei Bedarfsspitzen wird dadurch eine gesicherte Einspeisung von 250 MWh/h in ein regionales L-Gas-System möglich, bis auch dieses System im Jahr 2027 auf H-Gas umgestellt wird.

### 5.4.5 Bedarf an Ausspeiseleistungen

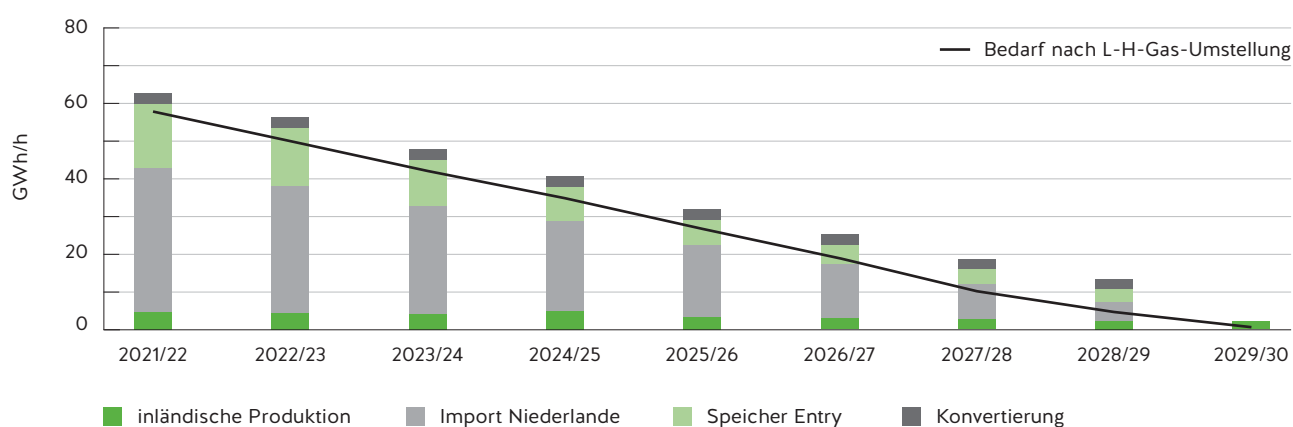
Der Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber entspricht den im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zugrunde gelegten plausibilisierten Langfristprognosen bzw. internen Bestellungen. Ebenfalls aktualisiert wurde der Kapazitätsbedarf von Industriekunden und Kraftwerken.

Im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2021 ergeben sich durch fortgeschrittene Umstellungsplanungen und zeitlich vorgezogene Umstellungen bestimmter Umstellungsbereiche weitere Veränderungen des verbleibenden L-Gas-Bedarfs.

### 5.4.6 Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz

Die Abbildung 13 und die Tabelle 17 zeigen die deutschlandweite L-Gas-Leistungsbilanz.

Abbildung 13: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 17: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz

Gaswirtschaftsjahr	Inländische Produktion	Import Niederlande	Speicher Entry	Konvertierung	Summe Darbietung	L-Gas-Bedarf	L-Gas-Bedarf ohne L-H-Gas-Umstellung
GWh/h							
2021/2022	4,5	38,2	17,0	2,7	62,3	57,7	57,7
2022/2023	4,3	33,4	15,6	2,7	56,0	50,3	57,6
2023/2024	4,0	28,6	12,3	2,7	47,5	42,2	58,0
2024/2025	3,5	23,9	9,0	2,7	39,1	35,0	57,9
2025/2026	3,2	19,1	6,8	2,7	31,8	26,9	57,5
2026/2027	2,9	14,3	5,1	2,7	24,9	19,0	57,0
2027/2028	2,6	9,5	4,1	2,4	18,6	10,4	57,6
2028/2029	2,3	4,8	3,6	2,4	13,1	4,9	57,6
2029/2030	2,1	0,1	0,0	0,0	2,1	0,1	57,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Insgesamt ergeben sich durch die Aktualisierungen der Planungsprämissen im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 gegenüber den Ergebnissen des Umsetzungsberichtes 2021 lediglich geringe Änderungen der L-Gas-Leistungsbilanz.

## 5.5 L-Gas-Mengenbilanz

Im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 wird eine aktualisierte L-Gas-Mengenbilanz aufgestellt, um analog zur Aufstellung der L-Gas-Leistungsbilanz die Entwicklungen seit der Veröffentlichung des Umsetzungsberichts 2021 zu berücksichtigen. Im Fokus stehen dabei die Ergebnisse der Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2020/2021.

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten hierdurch sicherstellen, dass neben der Absicherung der zu erwartenden Leistungsspitzen (Leistungsbilanz) auch die Verfügbarkeit ausreichender L-Gas-Mengen (Mengenbilanz) während des gesamten Zeitraumes der Marktraumumstellung transparent gemacht wird.

### 5.5.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 wurde die erwartete Bedarfsentwicklung von den Fernleitungsnetzbetreibern im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 angepasst.

Wie bereits im Szenariorahmen dargestellt (vgl. Konsultationsdokument SR NEP Gas 2022–2032, Kapitel 4.1, Ist-Analyse), war der deutsche Methanverbrauch in den letzten 10 Jahren relativ konstant und ist in den letzten Jahren noch leicht angestiegen, insbesondere durch die gasbasierte Strom- und Wärmeerzeugung. Der unter anderem durch Konjunkturschwankungen beeinflusste Methanverbrauch der Industrie und des GHD-Sektors ist seit dem Jahr 2010 auf relativ konstantem Niveau, während der Methanverbrauch der Haushalte in den letzten Jahren zugenommen hat.

Diese Entwicklungen zeigen, dass die prognostizierten Effizienzgewinne und Verbrauchsrückgänge in der Realität bisher nicht eingetreten sind. Daher dient den Fernleitungsnetzbetreibern als neue Grundlage für die erwartete Mengenentwicklung das im SR NEP Gas 2022–2032 veröffentlichte „Szenario I dena-TM95 mit FNB-Anpassung“ (vgl. Konsultationsdokument SR NEP Gas 2022–2032, S. 42, Abbildung 5). Dieses Szenario zeigt mittelfristig einen leicht ansteigenden Gasbedarf.

Planerisch ergibt sich hierdurch ein zusätzlicher L-Gas Bedarf gegenüber der vorherigen Prognose, da dieser Anstieg in den zuvor unterstellten Szenarien nicht enthalten war. Dort war man noch von einem leicht rückläufigen Gasbedarf ausgegangen (vgl. SR NEP 2020–2030, S. 51, Tabelle 19).

Unverändert gegenüber den vorherigen Planungsansätzen bleibt die Unterscheidung zwischen einem kalten Jahr und einem durchschnittlichen Jahr, um eine möglichst große Bandbreite der Entwicklung des Mengenbedarfs zu berücksichtigen.

### 5.5.2 Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2020/2021 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz

#### Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2020/2021

Das Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 war etwas wärmer als ein Durchschnittsjahr. Daher lag der L-Gas-Verbrauch in Deutschland etwas niedriger als angenommen.

Der L-Gas-Bedarf von Letztverbrauchern betrug 187,5 TWh und lag somit 3,4 TWh unter den Planungsannahmen des Umsetzungsberichts 2021 in Höhe von 190,9 TWh. Umgerechnet auf die Temperaturen des Gaswirtschaftsjahres 2020/2021 beträgt die Planmenge des Umsetzungsberichts 2021 für das Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 187,5 TWh. Somit ist die Abweichung zwischen Planmenge und tatsächlichem Bedarf vollständig auf den Temperatureffekt zurückzuführen.

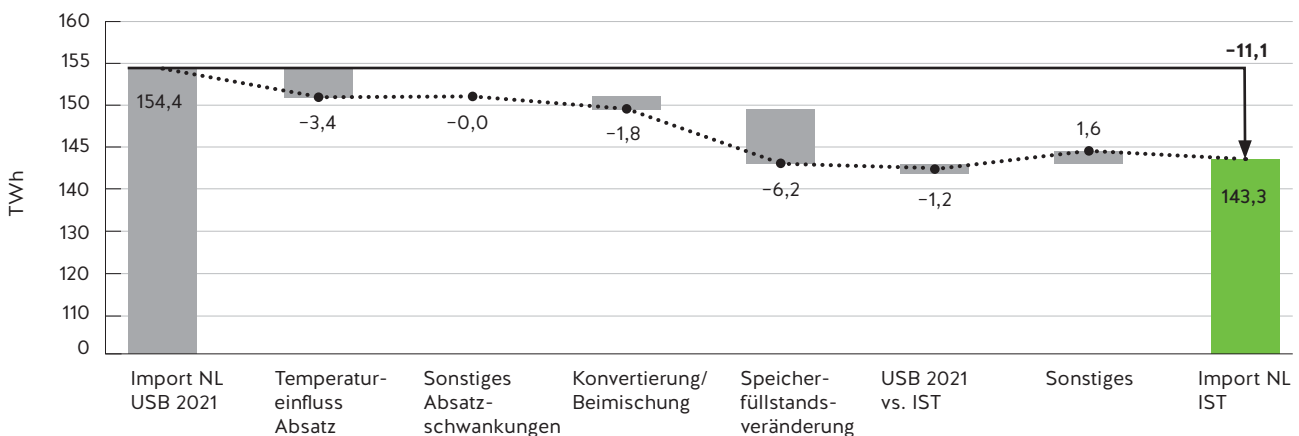
Der L-Gas-Anteil der deutschen Produktion lag im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 mit 37,5 TWh rund 1,2 TWh über den Planungsannahmen der Fernleitungsnetzbetreiber in Höhe von 36,3 TWh (unter Berücksichtigung des FNB-Sicherheitsabschlags).

Der Füllstand der Gasspeicher wies zum Stichtag 01. Oktober 2021 einen um 6,2 TWh verringerten Wert verglichen mit der Planungsannahme auf, wovon 2,2 TWh auf die im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 durchgeführte Umstellung von L-Gas Speichern auf H-Gas entfällt. Die technische Konvertierung von H-Gas zu L-Gas wies einen um 1,8 TWh höheren Wert als angenommen auf.

In Summe führten die oben beschriebenen Effekte dazu, dass die Importe aus den Niederlanden im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 in Höhe von 143,3 TWh um 11,1 TWh unter den Planungsannahmen in Höhe von 154,4 TWh lagen. Von dieser Differenz sind 6,2 TWh auf den Speichereffekt und 3,4 TWh auf den Temperatureinfluss zurückzuführen.

Abbildung 14 zeigt die Einflussfaktoren auf die Importmengen aus den Niederlanden im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 in grafischer Form.

**Abbildung 14: Importmengen aus den Niederlanden, Ist-Flüsse des Gaswirtschaftsjahres 2020/2021 und Planungsannahmen**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz

Die im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 beobachteten Abweichungen der Importmengen zwischen den Plan-Mengen und den Ist-Mengen sind im Wesentlichen auf den Speichersaldo sowie auf den Temperatureinfluss zurückzuführen.

In der Mengenplanung werden die Speicher in Absprache mit Gasunie Transport Services B.V. (GTS) als grundsätzlich mengenneutral angesehen, d. h. man geht planerisch davon aus, dass der Füllstand zu Ende und zu Anfang des Gaswirtschaftsjahres identisch ist. Insofern konnte die niederländische Erdgasproduktion bzw. Konvertierung im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 um 6,2 TWh gegenüber der Planung entlastet werden. Davon sind rund 2,2 TWh ein Sondereffekt aufgrund von Umstellungen deutscher L-Gas Kavernen auf H-Gas, rund 4 TWh betragen die hierum bereinigten Füllstandsveränderungen. Diese könnten im laufenden Gaswirtschaftsjahr möglicherweise zu einer entsprechenden Steigerung der Importe führen.



### 5.5.3 L-Gas-Mengenbilanzen für Deutschland

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Mengenbilanzen bis zum Jahr 2032 werden im Folgenden unter Berücksichtigung der Analyseergebnisse des Gaswirtschaftsjahres 2020/2021 näher erläutert.

#### L-Gas-Bedarf

Durch die einsetzende Marktraumumstellung werden jährlich Teile der L-Gas-Mengen durch H-Gas ersetzt und damit der L-Gas-Bedarf in Summe kontinuierlich reduziert. Der parallel zu berücksichtigende Mengenentwicklung beim Endenergiebedarf (vgl. Kapitel 5.5) wird in zwei unterschiedlichen Varianten unterstellt:

##### • Kaltes Jahr

In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 der L-Gas-Mengenbedarf für den Zeitraum April 2012 bis März 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf ein kaltes Jahr. Abschließend wird die Mengenentwicklung gemäß Szenario I des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 unterstellt.

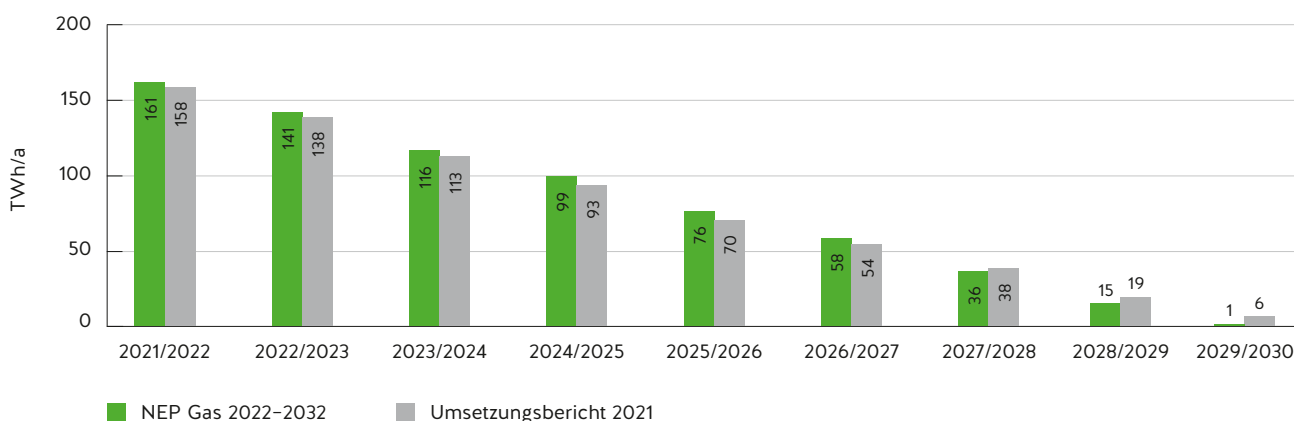
##### • Durchschnittliches Jahr

In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 der L-Gas-Mengenbedarf für den Zeitraum April 2012 bis März 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf den Temperaturdurchschnitt der Jahre 1991 bis 2013. Abschließend wird die Mengenentwicklung gemäß Szenario I des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 unterstellt.

Die Temperaturbereinigung wird mit Hilfe der Gradtagszahlen der entsprechenden Jahre sowie der Gradtagszahl des langjährigen Mittels vorgenommen. Hierzu werden Angaben zu den Gradtagszahlen nach VDI-Richtlinie 3807 herangezogen. Die täglichen Gradtagszahlen geben dabei die Differenz der Tagesmitteltemperaturen zu einer festgelegten mittleren Raumtemperatur von 20,0 °C an. Zur Abschätzung des L-Gas-Verbrauchs in einem kalten Jahr wird die Gradtagszahl des kältesten Jahres seit 1991 verwendet.

Aus der angepassten Bedarfsentwicklung ergeben sich im Vergleich zu den Planungsannahmen des Umsetzungsberichts 2021 die in Abbildung 15 dargestellten Mehrbedarfe von 3–6 TWh p. a.

Abbildung 15: L-Gas Bedarf NEP Gas 2022–2032 vs. Umsetzungsbericht 2021

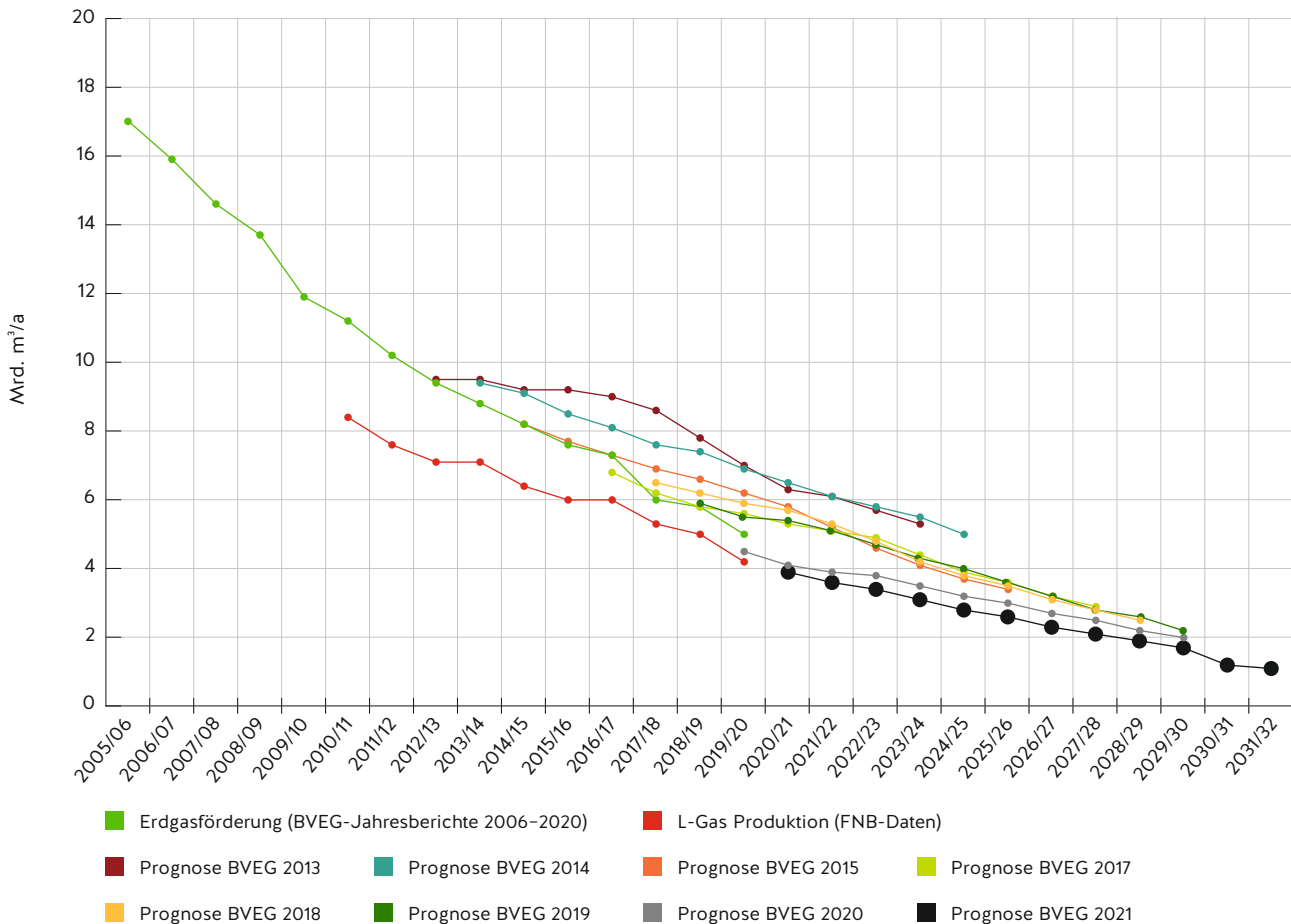


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## Inländische Produktion

Abbildung 16 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung der deutschen Erdgasförderung im Zeitraum 2005/2006 bis 2032/2033.

Abbildung 16: Förderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf der Basis von [BVEG 2007–2021], [BVEG 2021]

Die Produktionsdaten der Jahre 2006 (entspricht dem Gaswirtschaftsjahr 2005/2006) bis 2020 (Gaswirtschaftsjahr 2019/2020) basieren auf den durch den BVEG für die beiden wichtigsten deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems [BVEG 2021] veröffentlichten Zahlen. Für die Zeit ab 2021 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des BVEG aus dem Mai 2021. Diese aktuelle Prognose des BVEG zeigt einen signifikanten Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion ab dem Jahr 2021, welche die Prognosewerte der letzten Jahre wiederum merklich unterschreitet.

Auf Basis der Produktionszahlen der vergangenen Jahre sehen es die Fernleitungsnetzbetreiber als sachgerecht an, den Sicherheitsabschlag für die deutsche Produktion unverändert zu belassen, so dass unter Berücksichtigung eines Sicherheitspuffers von 10 % bis zum Jahr 2023 90 % der BVEG-Prognose als L-Gas-Anteil der deutschen Produktion in der Mengenbilanz berücksichtigt werden. Danach erfolgt eine schrittweise Erhöhung des Sicherheitspuffers auf 20 % sowie am Ende des Prognosezeitraumes auf 30 %.

### Importe aus den Niederlanden

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben sich in Abstimmung mit GTS dazu entschieden, auf Basis des im Vergleich zur bisherigen Planung erhöhten L-Gas Bedarfs und der weiter rückläufigen deutschen Produktionsprognose die Importannahmen des Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zu erhöhen, um eine Unterdeckung der Mengenbilanz zu verhindern.

Der an GTS gemeldete, erhöhte Importbedarf ist zusammen mit dem bisher abgestimmten Importbedarf in Tabelle 18 dargestellt:

**Tabelle 18: Importbedarf aus den Niederlanden im NEP Gas 2022–2032 vs. Umsetzungsbericht 2021 für ein kaltes und durchschnittliches Jahr**

Gaswirtschaftsjahr	NEP Gas 2022 Import Niederlande Kaltes Jahr	NEP Gas 2022 Import Niederlande Durchschnittliches Jahr	USB 2021 Import Niederlande Kaltes Jahr	USB 2021 Import Niederlande Durchschnittliches Jahr	NEP Gas 2022 vs. USB 2021 Zusatzbedarf Niederlande Kaltes Jahr	NEP Gas 2022 vs. USB 2021 Zusatzbedarf Niederlande Durchschnittliches Jahr
GWh/h						
2021/2022	142,2	128,3	135,1	121,1	7,1	7,2
2022/2023	122,0	109,8	116,9	104,7	5,1	5,1
2023/2024	100,6	90,6	96,1	85,8	4,5	4,8
2024/2025	84,3	75,8	76,9	68,5	7,4	7,3
2025/2026	61,8	55,3	55,9	51,4	5,9	3,9
2026/2027	43,4	39,4	42,8	39,4	0,6	0,0
2027/2028	29,7	27,3	29,7	27,3	0,0	0,0
2028/2029	11,1	10,2	11,1	10,2	0,0	0,0
2029/2030	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

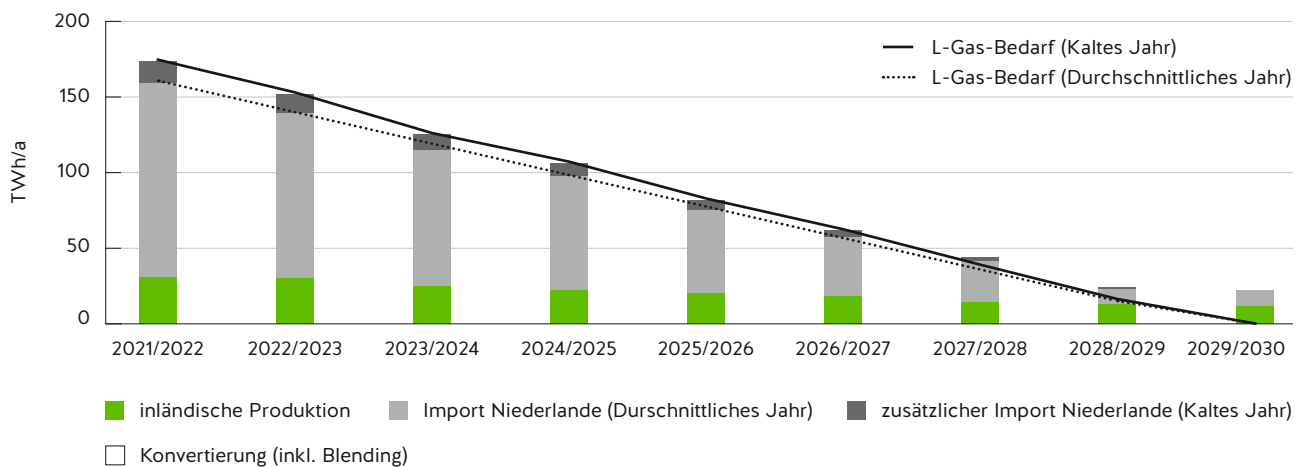
### Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz

In der Abbildung 17 und der Tabelle 19 werden die Ergebnisse der deutschlandweiten L-Gas-Mengenbilanz dargestellt. Dabei werden die aktualisierten Bedarfsannahmen der aktuellen Prognose für die inländische Produktion und den aktualisierten Importannahmen aus den Niederlanden gegenübergestellt. Zielsetzung ist eine transparentere Darstellung der Veränderungen der Mengenbilanz, die sich aus der aktualisierten Produktions- und Bedarfsentwicklung ergeben.

Zusätzlich wurden Mengen aus Konvertierung in die Mengenbilanz aufgenommen. Unter diesen Mengen werden sowohl die Beimischung von Stickstoff oder Luft in einen H-Gas-Strom (Konvertierung im eigentlichen Sinne) als auch die Beimischung von H-Gas zu L-Gas (auch bezeichnet als „Blending“) umfasst. Bislang waren diese Mengen auf Grund der nicht gesicherten Verfügbarkeit nicht in der Bilanz berücksichtigt. Auf Basis der Erfahrungswerte der letzten Jahre und vor dem Hintergrund der sich ergebenden Bilanzunterdeckung haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber entschieden, die in Abbildung 17 und Tabelle 19 aufgeführten Konvertierungsmengen in der Mengenbilanz zu berücksichtigen.

Ab dem Gaswirtschaftsjahr 2026/2027 wirkt sich das Vorziehen des Umstellungsbereichs Salzgitter mit rund 110.000 Geräten von 2030 auf 2027 reduzierend auf den Mengenbedarf aus.

Abbildung 17: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 19: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz für ein kaltes und durchschnittliches Jahr

Gaswirtschaftsjahr	L-Gas-Bedarf Kaltes Jahr	L-Gas-Bedarf Durchschnitt- liches Jahr	Inländische Produktion	Konvertie- rung (inkl. Blending)	Import Niederlande Kaltes Jahr (Summe)	Import Niederlande Kaltes Jahr (Oude Statenzijl)	Import Niederlande Durchschnitt- liches Jahr (Summe)	Import Niederlande Durchschnitt- liches Jahr (Oude Statenzijl)
TWh/a								
2021/2022	174,6	160,7	31,5	1,0	142,2	45,7	128,3	41,5
2022/2023	153,0	140,8	30,0	1,0	122,0	42,6	109,8	38,8
2023/2024	126,1	116,1	24,5	1,0	100,6	39,9	90,6	36,7
2024/2025	107,2	98,7	21,9	1,0	84,3	38,2	75,8	35,2
2025/2026	82,8	76,3	20,2	0,8	61,8	21,7	55,3	19,2
2026/2027	62,5	57,6	18,3	0,8	43,5	9,2	39,4	8,2
2027/2028	39,1	36,0	14,3	0,5	29,7	7,7	27,3	7,4
2028/2029	16,4	15,1	12,9	0,5	11,1	7,7	10,2	7,4
2029/2030	0,5	0,5	11,7	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## 5.6 Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen

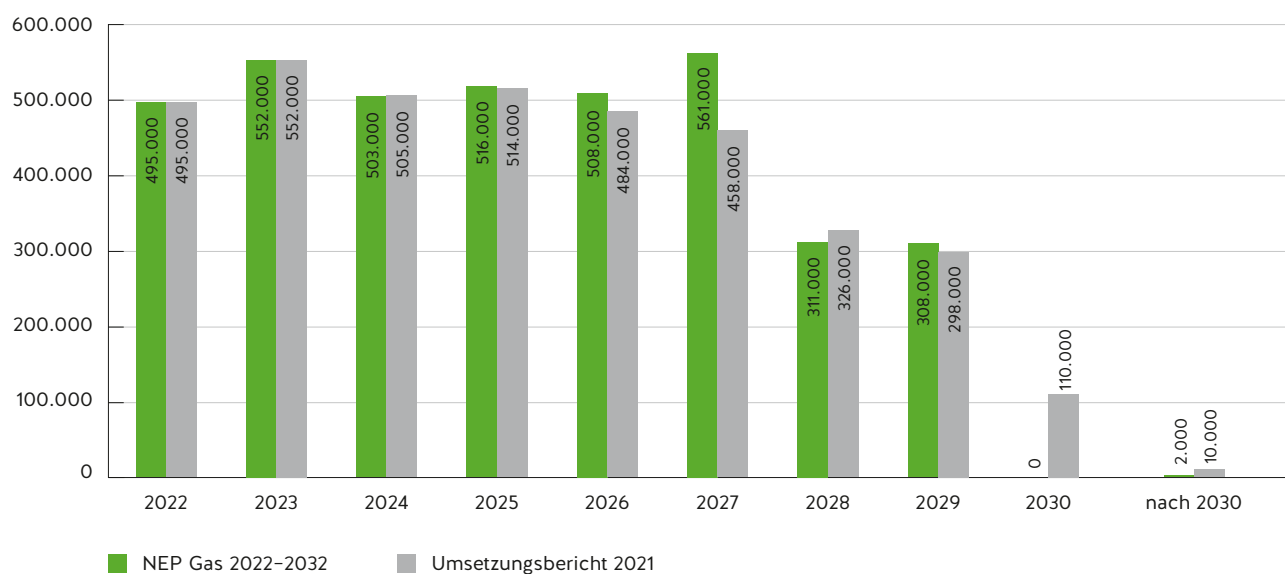
Das Jahr 2022 ist bereits das achte Jahr mit Geräteanpassungen im Zuge der Marktraumumstellung. Bis zum Jahre 2021 wurden die jährlich umzustellenden Gerätezahlen kontinuierlich erhöht. So ist es gelungen die notwendigen Prozesse zu etablieren und qualifizierte Personalressourcen aufzubauen, um in den kommenden Jahren eine hohe Anzahl an Geräteanpassungen abzuwickeln. Im Zuge der Detailplanung der Verteilernetzbetreiber ergaben sich im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2021 bis zum Jahr 2026 keine wesentlichen Veränderungen in der Umstellungsplanung.

Für darauffolgende Jahre wurde es aus bilanziellen Gründen notwendig, Umstellungsbereiche vorzuziehen. Im Jahr 2027 erhöht sich dadurch die Anzahl der umzustellenden Geräte. Dadurch wird ein marktgerechter Rückgang der Gerätezahlen nach 2027 erreicht und Leerlaufphasen für Umstellungsdienstleister vermieden.

Bis in das Jahr 2026 sind die Konzepte zur Durchführung der Marktraumumstellung in den betroffenen Bereichen weitestgehend mit den Verteilernetzbetreibern und Anschlusskunden abgestimmt.

Die Planungen für den Umstellungszeitraum ab 2027 werden weiter vorangetrieben und fortlaufend konkretisiert. In Abbildung 18 wird der Vergleich der anzupassenden Gerätezahlen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021 dargestellt.

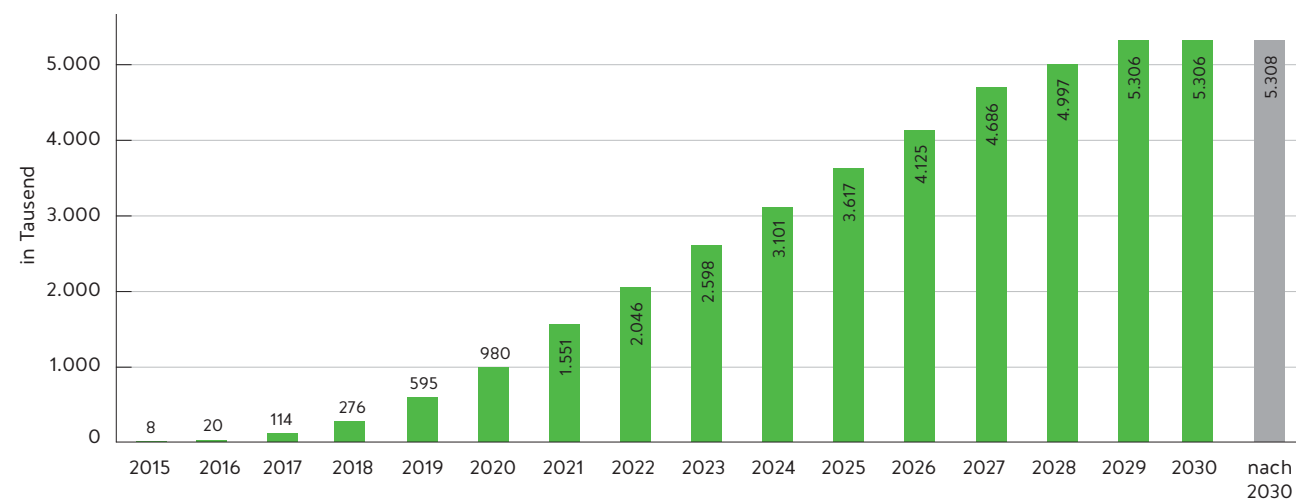
**Abbildung 18: Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In Abbildung 19 wird zusätzlich die kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte für den Zeitraum der Marktraumumstellung dargestellt.

**Abbildung 19: Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## 5.7 Umstellungsbereiche

### 5.7.1 Festlegung der Umstellungsbereiche

Die Umstellung von Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas ist organisatorisch sehr aufwändig und sowohl in Bezug auf die notwendige Anpassung der Verbrauchsgeräte auf die geänderte Gasqualität als auch zur Sicherstellung des H-Gas-Transports mit erheblichen Kosten verbunden. Die Auswahl der Bereiche erfolgte sehr sorgfältig sowie unter Beachtung der Versorgungssicherheit über alle Netzebenen. Dies war und ist auch weiterhin nur durch eine enge Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern zu erreichen. Die beschriebenen Konzepte der Umstellungsbereiche wurden gemeinsam mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern konkretisiert und in Umstellungsfahrplänen verbindlich vereinbart.

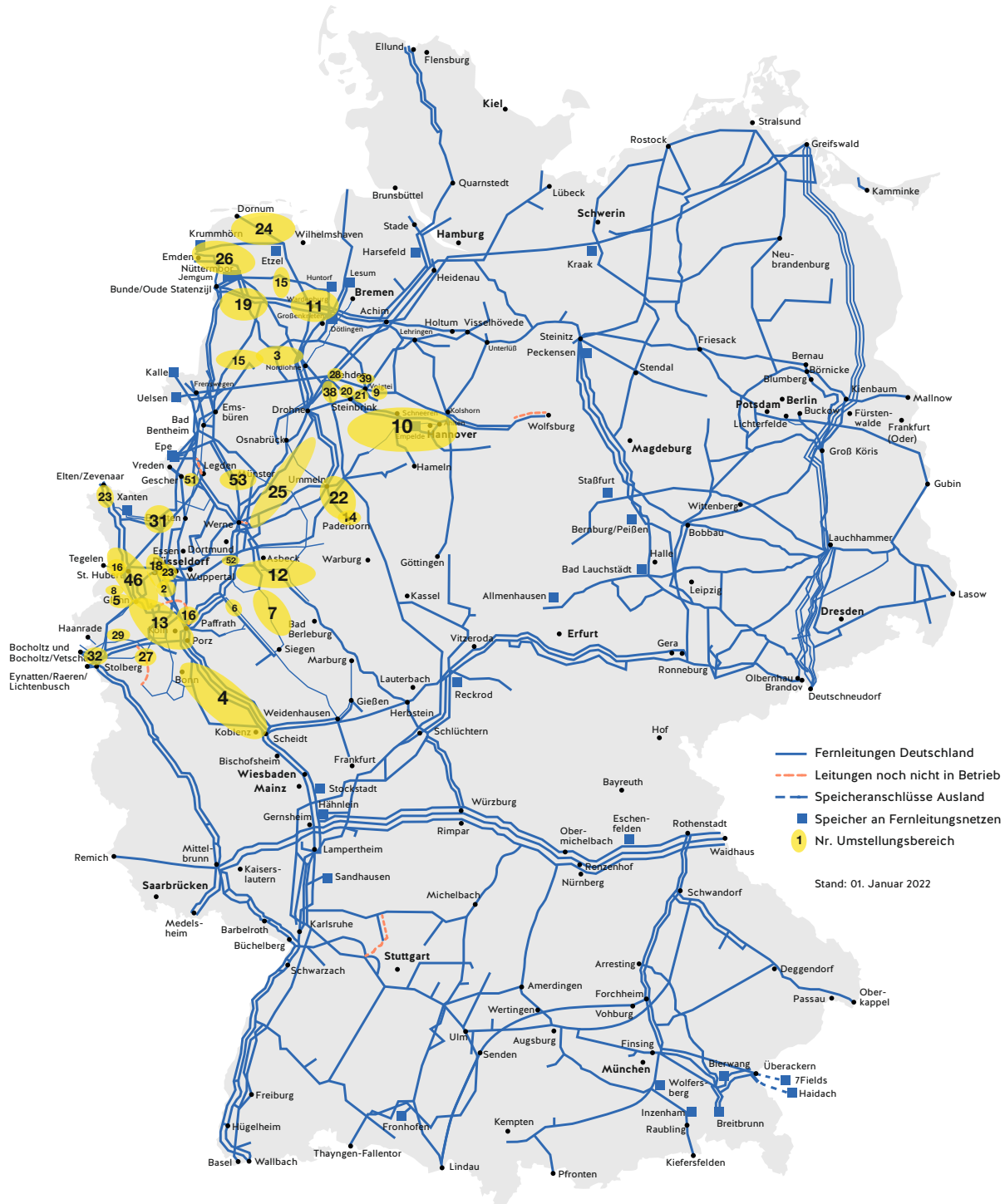
Eine Auflistung aller direkt und indirekt angeschlossenen Verteilernetzbetreiber und deren Zuordnung zu den Umstellungsbereichen befindet sich in der **NEP-Gas-Datenbank**. Zudem werden Abhängigkeiten verschiedener Umstellungsbereiche bzgl. der Umstellungsreihenfolge, wenn bereits Detailplanungen vorliegen, in der NEP-Gas-Datenbank beschrieben.

Die L-H-Gas-Umstellungsplanung erfolgt in einem kontinuierlichen Prozess, der bis zur vertraglichen Fixierung ständigen Anpassungen unterworfen ist. Für den vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 wurde der Stichtag 01. Oktober 2021 gewählt. Nach dem 01. Oktober 2021 eingehende Änderungen der Umstellungsplanung können erst im Umsetzungsbericht 2023 geprüft und berücksichtigt werden. Mögliche Änderungen, die sich später ergeben haben, sind also nicht Bestandteil der zuvor gezeigten Bilanzen und Auswertungen. Diese werden in Kapitel 5.7.4 beschrieben.

### 5.7.2 Übersicht der Umstellungsbereiche

Die folgende Abbildung 20 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre bis 2027. Die Größe der gelb dargestellten Formen steht symbolisch für den Leistungsbedarf des umzustellenden Bereichs.

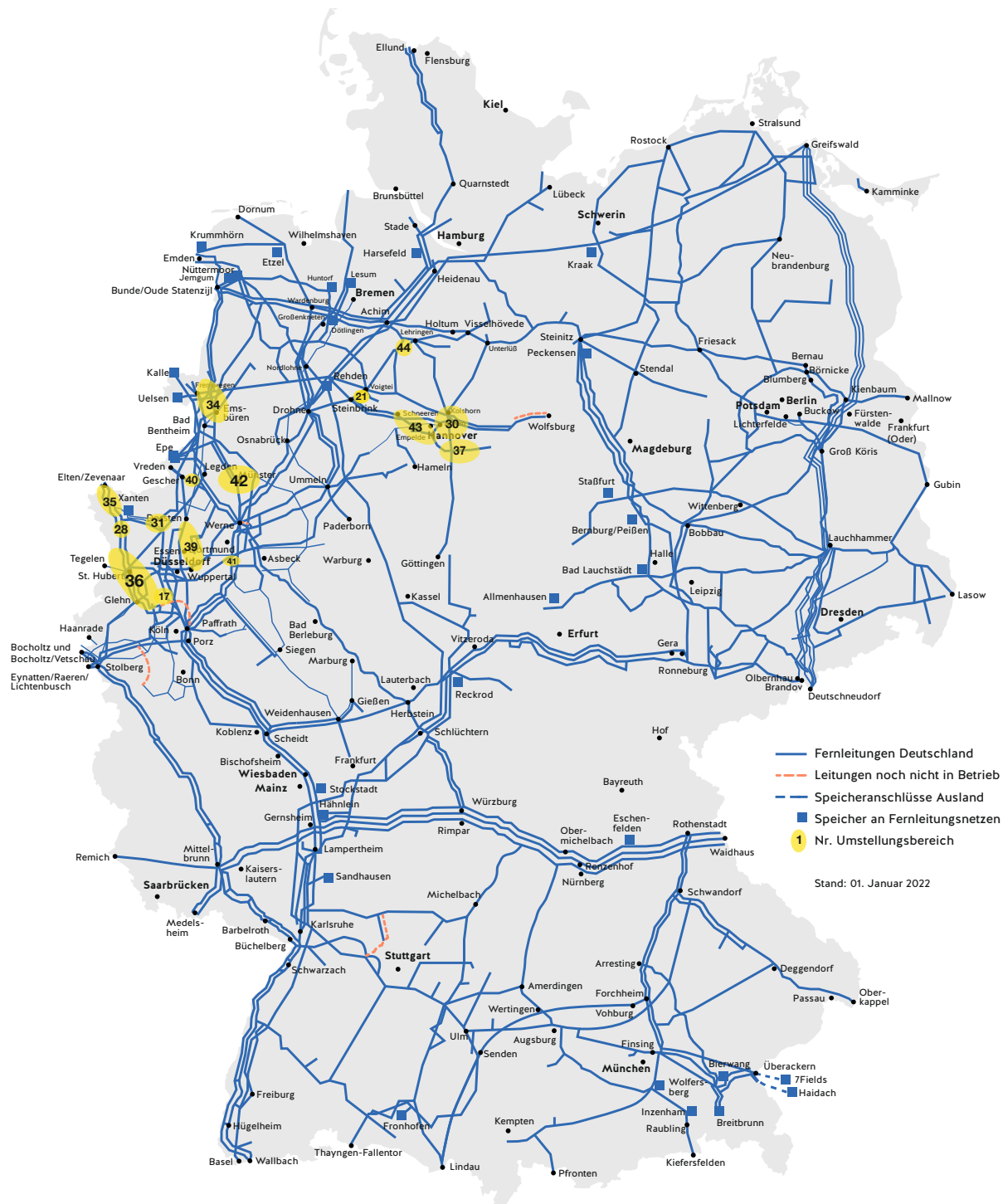
Abbildung 20: L-H-Gas-Umstellungsbereiche bis 2027



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Die folgende Abbildung 21 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre 2028 bis 2030.

Abbildung 21: L-H-Gas-Umstellungsbereiche 2028 bis 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung



Die folgende Tabelle 20 zeigt eine Übersicht aller Umstellungsbereiche bis zum Jahr 2030. Eine detaillierte Aufstellung der Umstellungsbereiche mit Netzkopplungs- und Netzanschlusspunkten findet sich darüber hinaus in der **NEP-Gas-Datenbank**. Die indikativen Umstellungszeitpunkte beziehen sich jeweils auf das genannte Kalenderjahr.

**Tabelle 20: Übersicht der L-H-Gas-Umstellungsbereiche**

Nr.	L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2020–2030
1	Bergisches Land	OGE/Thyssengas	2022
2	Düsseldorf	OGE/Thyssengas	
3	EWE-Zone Teil III	GTG	
4	Mittelrhein	OGE	
5	Mönchengladbach	Thyssengas	
6	Oberbergisches Land	OGE/Thyssengas	
7	Südwestfalen	OGE	
8	Viersen-Meerbusch	OGE/Thyssengas	
4	Mittelrhein	OGE	2023
8	Viersen-Meerbusch	OGE/Thyssengas	
9	Bereich Voigtei	Nowega	
10	Drohne-Ahlten	OGE	
11	EWE-Zone Teil IV	GTG	
12	Hagen-Iserlohn-Ergste	OGE	
13	Köln-Bergisch Gladbach	OGE/Thyssengas	
14	Paderborn	OGE	
1	Bergisches Land	OGE	2024
10	Drohne-Ahlten	OGE	
13	Köln-Dormagen	OGE/Thyssengas	
14	Paderborn	OGE	
15	EWE-Zone Teil V	GTG	
16	Kaldenkirchen	OGE	
17	Rehden-Bassum	Nowega	
10	Drohne – Ahlten	OGE	2025
13	Köln-Dormagen	OGE/Thyssengas	
18	Düsseldorf-Neus	OGE/Thyssengas	
19	EWE-Zone Teil VI	GTG	
20	Bereich Lemförde	Nowega	
21	Petershagen	Nowega	
2	Düsseldorf	OGE/Thyssengas	2026
22	Bielefeld/Paderborn	GUD	
23	Emmerich	Thyssengas	
24	EWE-Zone Teil VII	GTG	
25	Werne-Ummeln-Drohne	OGE	
38	Bereich Rehden-Lengerich	Nowega	

Nr.	L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz- betreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2020–2030
25	Werne-Ummeln-Drohne	OGE	2027
26	EWE-Zone Teil VIII	GTG	
27	Hürth/Brühl/Bergheim 2	Thyssengas	
28	Kapellen	Thyssengas	
29	Rommerskirchen/Blatzheim	Thyssengas	
29	Rommerskirchen/Kerpen	OGE	
30	Salzgitter III	Nowega	
31	Sonsbeck-Dorsten	OGE	
31	Sonsbeck-Oberhausen	Thyssengas	
32	Weisweiler/Düren	Thyssengas	
33	Zone Westnetz	GTG	
34	Emsland II	Nowega	2028
35	Kalkar/Uedem/Aldekerk	Thyssengas	
36	Krefeld-Langenfeld	OGE/Thyssengas	
37	Salzgitter I	Nowega	
21	Petershagen Messlinger Straße	Nowega	2029
31	Sonsbeck-Dorsten	OGE	
39	Dorsten-Leichlingen	OGE	
40	Gescher	OGE	
41	Hagen	OGE	
42	Münsterland	OGE	
43	Salzgitter II	Nowega	
44	Voigtei (GUD)	GUD	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 5.7.3 Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2021

Im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2021 haben sich folgende Änderungen bei den Umstellungsbereichen ergeben:

**Tabelle 21: Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2021  
(Stichtag 01. Oktober 2021)**

Nr.	Veränderter L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz- betreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2020–2030	Umstellungszeitpunkt USB 2021
25	Werne-Ummeln-Drohne	OGE	2026/2027	2026–2029
38	Bereich Rehden-Lengerich	Nowega	2026	2029
28	Kapellen	Thyssengas	2027	2028
30	Salzgitter III	Nowega	2027	2030
35	Kalkar/Uedem/Aldekerk	Thyssengas	2028	2028
42	Münsterland	OGE	2029	2029
44	Voigtei (GUD)	GUD	2029	2030

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Auf Wunsch eines Verteilernetzbetreibers wurde die Anpassung von Geräten im Raum Münster von den Jahren 2027 und 2028 ins Jahr 2029 verschoben. Die Anpassung der Geräte erfolgt damit nicht mehr im Umstellungsbereich Werne – Ummeln – Drohne, sondern im Umstellungsbereich Münsterland. Der Umstellungsbereich Werne – Ummeln – Drohne 2028 entfällt.

Ein Industriekunde im Umstellungsbereich Werne – Ummeln – Drohne wurde aus dem Jahr 2029 in das Jahr 2026 vorgezogen. Der Umstellungsbereich Werne – Ummeln – Drohne 2029 entfällt. Die gesamte Umstellung des Bereichs Werne – Ummeln – Drohne erfolgt in den Jahren 2026 und 2027.

Im Netzbereich der Nowega wurde die Umstellung des Bereichs Salzgitter III von 2030 nach 2027 vorgezogen, um den aktuellen Entwicklungen im L-Gas-Markt gerecht zu werden. Des Weiteren wurde ein Vorziehen des Bereichs Rehden-Lengerich von 2029 nach 2026 vorgenommen, da die für die Versorgung vorgelagerte, notwendige Infrastruktur der GUD in Reiningen bereits im Jahr 2026 auf H-Gas umgestellt wird.

Zur Aufrechterhaltung von redundanten Versorgungswegen sowie zur Vermeidung einer länger andauernden Trennung von Verteilernetzen erfolgte die Trennung des für 2028 zur Umstellung vorgesehenen Bereichs Hamb/Kapellen/Aldekerk in die Bereiche Kapellen und Kalkar/Uedem/Aldekerk. Der neue Umstellungsbereich Kapellen ist nur zur Umstellung im Jahr 2027 vorgesehen.

Das Vorziehen der Umstellung des Bereiches Voigtei (GUD) in das Jahr 2029 war aufgrund des Vorziehens des Bereiches Salzgitter III der Nowega nötig. Durch diese wird die Umstellung der Nowega-Gebiete bereits im Jahr 2029 beendet, was auch eine Umstellung der gemeinsam von GUD und Nowega betriebenen Infrastruktur bedeutet, die an den Bereich Voigtei (GUD) angeschlossen ist.

#### 5.7.4 Mögliche Veränderungen bei der L-H-Gas-Umstellungsplanung

Die Entwicklung von Konzepten im Rahmen der L-H-Gas-Umstellungsplanung ist bis zum Jahr 2026 sehr weit fortgeschritten und zu einem großen Teil bereits finalisiert.

Für die Jahre 2027 bis 2029 haben die Fernleitungsnetzbetreiber erste Umstellungskonzepte entwickelt. Die Fernleitungsnetzbetreiber befinden sich in ständigem Austausch zur weiteren Detaillierung und Abstimmung von Umstellungskonzepten mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern. Hieraus können sich noch Änderungen in diesen Umstellungsjahren ergeben.

#### 5.8 Verbleibender L-Gas-Markt 2030

Aus den Festlegungen der Umstellungsbereiche bis zum Jahr 2030 resultiert der verbleibende L-Gas-Markt. Der Bereich „im Produktionsbereich/vorgelagert“ der GUD wird direkt aus der umliegenden Produktion versorgt. Die Umstellung dieses Bereichs muss begonnen werden, bevor die Produktion nicht mehr den Leistungsbedarf des nachgelagerten Punktes L157-Visselhövede abdecken kann. GUD, beteiligte Produzenten und der entsprechende Verteilernetzbetreiber sind dazu in engem Austausch. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt steht eine Umstellung des Bereiches im Jahr 2029 im Raum. Die Details müssen noch mit dem Verteilernetzbetreiber erarbeitet werden.

Der Bereich Haanrade stellt ein dem niederländischen Transportsystem nachgelagertes Inselnetz dar. Die Umstellung dieses Bereichs erfolgt in Abhängigkeit des Umstellungskonzeptes der GTS. Da über das Inselnetz keine Verteilernetze versorgt werden, ergeben sich aus dem Umstellungskonzept keine nennenswerten Auswirkungen für die Ressourcenplanung der Geräteanpassung.

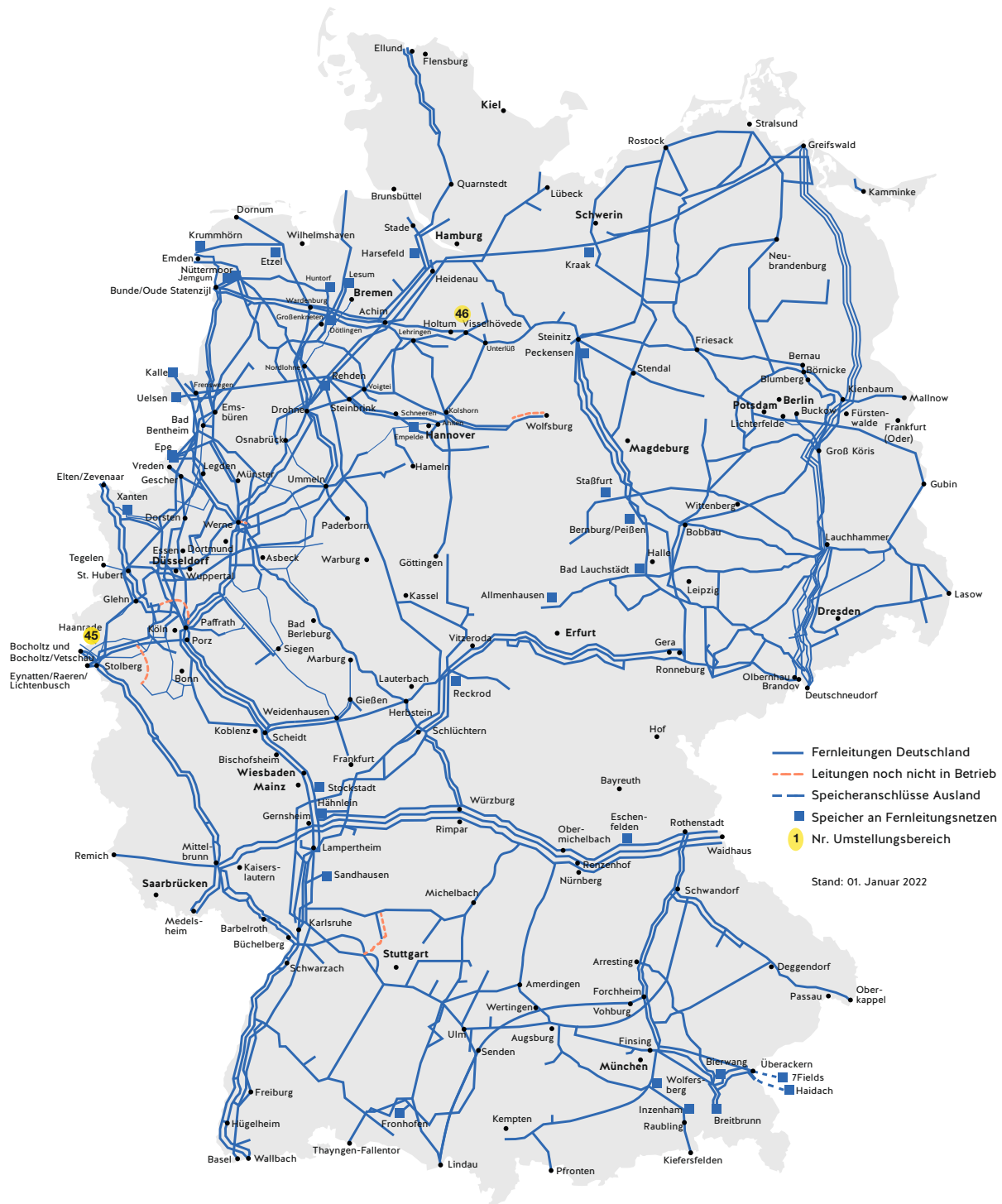
**Tabelle 22: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030**

Nr.	L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2020–2030
45	Haanrade	Thyssengas	nach 2030
46	im Produktionsbereich/vorgelagert	GUD	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der verbleibende L-Gas-Markt nach 2030 ist in Abbildung 22 dargestellt.

Abbildung 22: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Nach Umstellung aller Umstellungsbereiche kann unter Berücksichtigung der aktuellen BVEG-Prognose nach derzeitigen Erkenntnissen die verbleibende L-Gas-Produktion an entsprechenden Einspeisepunkten ganzjährig weiterhin eingespeist und dem H-Gas beigemischt werden.

### 5.9 Ableitbarkeit der deutschen Produktion

Nach der aktuellen Planung entwickelt sich der L-Gas-Markt in Deutschland bis 2029 zu einer Versorgungsinsel mit Anschluss an die meisten deutschen Aufkommen. Eine solche Entwicklung des verbleibenden Marktes setzt wiederum voraus, dass durch die Einbindung von Speicher- und Konvertierungskapazitäten eine ausreichende Flexibilität zur Verfügung gestellt werden kann, um zwei Prämissen sicherzustellen:

- Die Versorgungssicherheit der mit L-Gas versorgten Kunden muss weiterhin gewährleistet sein.
- Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen sollte eine gleichmäßige Förderung der L-Gas-Aufkommen möglich sein.

Die Aufrechterhaltung des L-Gas-Marktes und damit die Absatzfähigkeit der verbleibenden heimischen Produktionsaufkommen ist sowohl im wirtschaftlichen Interesse der Produzenten als auch im volkswirtschaftlichen Interesse. Es muss allerdings sichergestellt werden, dass für die Aufrechterhaltung des L-Gas-Marktes keine unangemessenen, zusätzlichen oder nicht vertretbaren Kosten auf alle Transportkunden umgelegt werden. Dies würde zum einen zu falschen wirtschaftlichen Anreizen führen und zum anderen den volkswirtschaftlichen Nutzen der Restproduktion aufheben.

Die Förderung der verbleibenden deutschen Produktion muss nach vollständiger Umstellung des Bereichs Salzgitter im Jahr 2029 überwiegend dem H-Gas-System beigemischt werden. Die Fähigkeit des H-Gas-Netzes zur Aufnahme der L-Gas-Produktion unter Einhaltung der Untergrenzen von Brennwert und Wobbe-Index ist zu untersuchen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden dazu in Zusammenarbeit mit den Produzenten einen Ausblick auf die Zumischbarkeit des verbleibenden L-Gases erstellen.

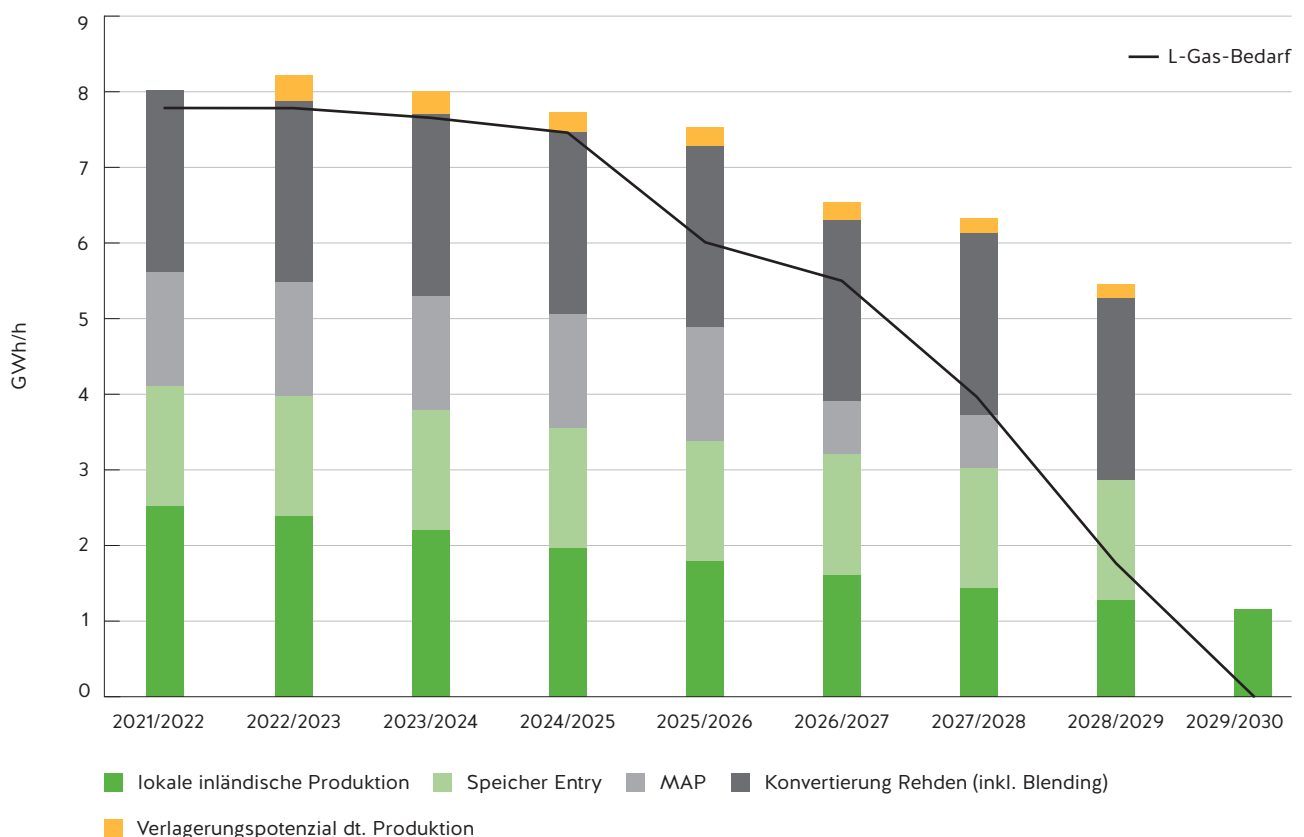
Hier werden ggfs. mögliche saisonale Einschränkungen bei der Ableitbarkeit der regionalen Produktionseinspeisungen auch nach dem Zeitpunkt der Umstellung der betroffenen Punkte auf H-Gas untersucht. Hierbei werden zusätzlich auch lokale Verlagerungspotentiale betrachtet, um ganzjährig eine größtmögliche Nutzbarkeit deutscher Erdgasförderungen im L-Gas zu ermöglichen.

Nach derzeitigen Erkenntnissen kann unter Berücksichtigung der aktuellen BVEG-Prognose und einiger technisch notwendiger Anpassungen auf Bestandsstationen ab dem Jahr 2029 die verbleibende L-Gas-Produktion an entsprechenden Einspeisepunkten ganzjährig weiterhin eingespeist und dem H-Gas beigemischt werden.

### 5.10 L-Gas-Bilanz Nowega

Im Zuge der aktuellen L-H-Gas-Umstellungsplanung befindet sich der ab 2027 durch die deutsche Produktion zu versorgende L-Gas-Markt zu großen Teilen im Netzgebiet der Nowega. Aufgrund netztopologischer und hydraulischer Restriktionen ist insbesondere in den späteren Jahren der L-H-Gas-Umstellung eine lokale Betrachtung notwendig, da nicht sämtliche L-Gas-Mengen lokal verfügbar sein werden. Hierbei ist hervorzuheben, dass die Anforderungen an die Verlässlichkeit der zur Verfügung stehenden Instrumente zur Deckung des Leistungsbedarfs sehr hoch sind, da die alternative Bereitstellung durch überregionale L-Gas-Regelenergie stark eingeschränkt sein wird.

Abbildung 23: Lokale L-Gas-Leistungsbilanz Nowega



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In der Abbildung 23 werden die Ergebnisse der lokalen L-Gas-Leistungsbilanz der Nowega dargestellt. Dabei werden die aktualisierten Bedarfsannahmen der aktuellen Prognose für die inländische Produktion, den aktualisierten Kapazitäten für Marktgebietsaustauschpunkte sowie den Kapazitäten aus Speicher- und Konvertierungseinrichtungen gegenübergestellt. Zielsetzung ist eine transparentere Darstellung der lokalen Entwicklung des Netzgebietes der Nowega, das große Teile des verbleibenden L-Gas-Marktes enthält. Im Austausch mit den deutschen Produzenten konnten hierbei zusätzliche Verlagerungspotenziale deutscher Produktionsmengen identifiziert werden, die lokal zur Deckung der Bilanz beitragen können.

### 5.11 Zusammenfassung

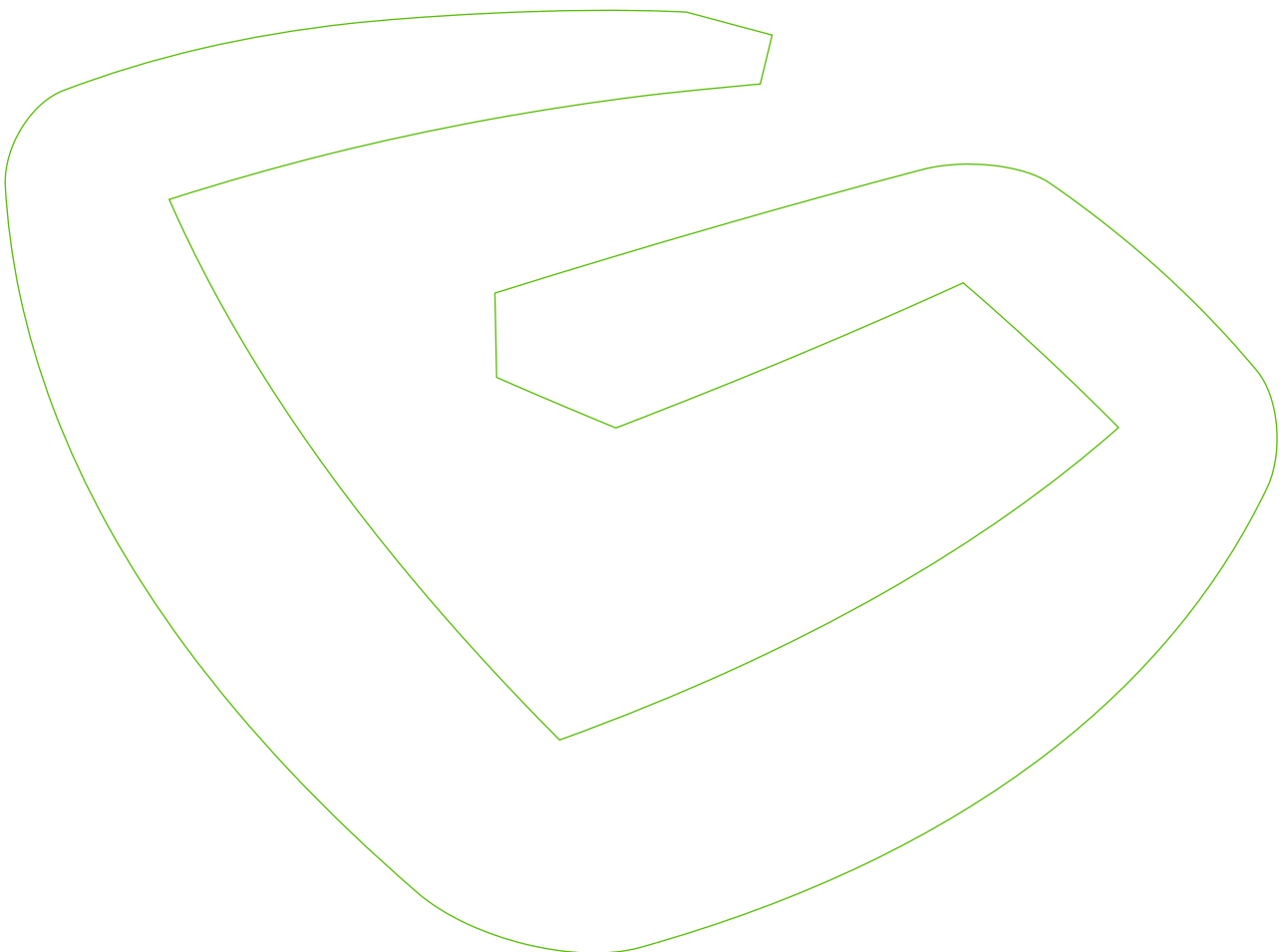
Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in diesem Kapitel die folgenden Punkte betrachtet:

- Ermittlung und Darstellung der Leistungs- und -Mengenbilanz der nächsten Jahre für L-Gas unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis zum Ende der Marktraumumstellung im Jahr 2030 und Darstellung der Anzahl der pro Jahr von L-Gas auf H-Gas anzupassenden Geräte
- Entwicklung einer Vorschau für den Zeitraum bis zum Jahr 2030 zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit über die dann noch vorhandenen Quellen (inländische Produktion, UGS Empelde, Konvertierungsanlage Rehden)
- Weiterentwicklung der im Umsetzungsbericht 2021 vorgestellten Umstellungsplanung sowie der Übersicht aller L-Gas-Umstellungsbereiche, wobei eine Anpassung der Umstellungsbereiche vorgenommen wurde, um eine optimierte Auslastung der Ressourcen zu erreichen
- Berücksichtigung der vorliegenden aktuellen Detailplanungen der Verteilernetzbetreiber
- Berücksichtigung der Anzahl der pro Jahr anzupassenden Gasgeräte
- Identifikation konkreter Ausbaumaßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung, um rechtzeitig den L-Gas-Rückgang kompensieren zu können
- Fortsetzung der Abstimmungen zur Umstellung von Speichern
- Berücksichtigung des verbleibenden L-Gas-Marktes, der benötigten Strukturierungsinstrumente sowie der Untersuchung zur Beimischung des verbleibenden L-Gas-Produktionsaufkommens
- Darstellung der COVID-19-bedingten Auswirkungen auf die L-H-Gas-Umstellungsplanung

Eine Auflistung aller von der Umstellung betroffenen Netzbetreiber sowie eine Zuordnung des jeweiligen Umstellungsjahres ist in der [NEP-Gas-Datenbank](#) veröffentlicht.

# Entwicklung der H-Gas-Versorgung 6

---





## 6 Entwicklung der H-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenarien

Die Eckpfeiler für die Bilanzerstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 wurden bereits im Jahr 2021 im Rahmen der Erstellung des Szenariorahmens für die Basisvariante (vgl. Kapitel 6.1) festgelegt.

Seitdem haben sich die Rahmenbedingungen für die Netzplanung in Deutschland verändert. Insbesondere werden der reduzierte Import von russischem Gas, sowie die politische Zielsetzung des Baus von LNG-Anlagen in Deutschland erheblichen Einfluss auf die zukünftige Netzplanung nehmen.

Entsprechend haben die Fernleitungsnetzbetreiber, aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage, die langfristig das Energiesystem verändern wird, weiterführende Netzberechnungen vorgenommen (vgl. Kapitel 6.2).

### 6.1 Entwicklung der H-Gas-Versorgung in der Basisvariante

In diesem Kapitel wird die Basisvariante gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens betrachtet. Zunächst wird die H-Gas-Leistungsbilanz dargestellt (vgl. Kapitel 6.1.1 ff). Anschließend erfolgt ein Vergleich der Bedarfe mit der H-Gas-Leistungsbilanz des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 (vgl. Kapitel 6.1.7), die Darstellung der H-Gas-Quellenverteilung (vgl. Kapitel 6.1.8) und es wird die Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung beschrieben (vgl. Kapitel 6.1.9). Kapitel 6.1.10 zeigt das Ergebnis des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas Quellenverteilung, bevor in Kapitel 6.1.11 die Ergebnisse dieses Kapitels zusammengefasst werden.

#### 6.1.1 H-Gas-Leistungsbilanz

In der H-Gas-Leistungsbilanz 2032 wird untersucht, ob genügend H-Gas-Leistung zur Verfügung steht, um die erwartete Gasbedarfsentwicklung decken zu können. Hierbei werden die im Spitzenlastfall verfügbaren Einspeiseleistungen, bestehend aus festen Kapazitäten zuzüglich gegebenenfalls unterbrechbarer Kapazitäten, den erwarteten Abnahmen gegenübergestellt.

Im Folgenden sind die wesentlichen Annahmen für die H-Gas-Bilanz aufgelistet:

- Die H-Gas-Bilanz betrachtet eine Spitzenlastsituation. Die erforderliche Einspeiseleistung ist durch den Ausspeisebedarf (Spitzenlastbedarf) vorgegeben.
- Die angesetzten Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten orientieren sich an den jeweiligen technisch verfügbaren Kapazitäten.
- Für Speicher wird eine saisonale Beschäftigung angenommen. Im Spitzenlastfall wird eine Auslagerung unterstellt.
- Verteilernetzbetreiber werden mit den plausibilisierten Kapazitäten gemäß der **NEP-Gas-Datenbank** (Zyklus „2022 – NEP Zwischenstand“) angesetzt.
- Industriekunden werden mit den Kapazitäten gemäß der NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2022 – NEP Zwischenstand“) angesetzt.
- Umstellungen von heute noch mit L-Gas versorgten Bereichen auf eine Versorgung mit H-Gas werden entsprechend in die Betrachtung einbezogen.
- Neue Gaskraftwerke werden gemäß Kapitel 3.2.2 berücksichtigt.
- Die LNG-Anlagen werden mit Kapazitäten gemäß NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2022 – NEP Zwischenstand“) als frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) vollständig angesetzt. Ein Teil der LNG-Anlagenleistung wird an konkurrierenden Grenzübergangspunkten und Speichern reduziert.

### 6.1.2 Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz

Der Leistungsbedarf im H-Gas steigt im Betrachtungszeitraum von 2021/2022 bis 2032/2033 von 443 GWh/h auf 535 GWh/h (vgl. Tabelle 23). Im Wesentlichen ursächlich hierfür sind die L-H-Gas-Umstellung, neue Kraftwerke und der aus Gründen der Versorgungssicherheit von GTS angenommene erhöhte Bedarf in den Niederlanden.

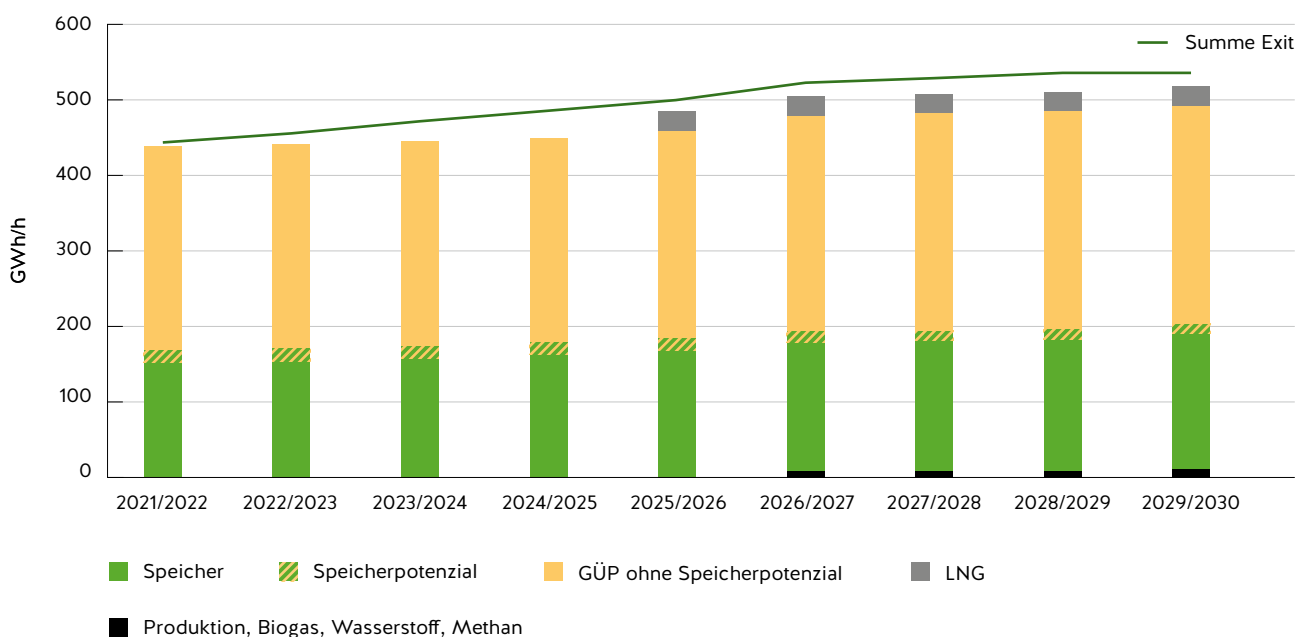
Das H-Gas-Aufkommen steigt im Betrachtungszeitraum von 2021/2022 bis 2032/2033 von 439 GWh/h auf 517 GWh/h (vgl. Tabelle 23). Die hauptsächlichen Gründe hierfür liegen in einer erhöhten Leistungsbereitstellung der Speicher, einer erhöhten Einspeisung an den Grenzübergangspunkten Greifswald und Lubmin II zur Versorgung der Niederlande, neue LNG-Anlagen sowie der Einspeisung von synthetischem Methan.

Insgesamt ergibt sich bilanziell für die Modellierungsjahre 2027/2028 und 2032/2033 ein H-Gas-Zusatzbedarf in Höhe von 20 GWh/h bzw. 18 GWh/h, der entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung, gemäß der in Kapitel 6.2 erläuterten Vorgehensweise, auf Grenzübergangspunkte aufgeteilt wird.

Ein Teil der zur Bedarfsdeckung notwendigen Einspeiseleistung kann alternativ von Grenzübergangspunkten oder aus Speichern zur Verfügung gestellt werden („Speicherpotenzial“). Diese zusätzliche Speicherleistung bei Reduzierung der Leistung von Grenzübergangspunkten haben die Fernleitungsnetzbetreiber analog zur Vorgehensweise im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ermittelt.

Die Produktion inklusive Biogas und synthetischem Methan mit Einspeisungen in das H-Gas-Netz leistet für das Modellierungsjahr 2027/2028 einen Beitrag von 8 GWh/h und für das Modellierungsjahr 2032/2033 einen Beitrag von 11 GWh/h zur Bedarfsdeckung.

Abbildung 24: Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz der Basisvariante



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 23: Daten zur deutschlandweiten kapazitiven H-Gas-Bilanz der Basisvariante

Gaswirtschafts- jahr	Speicher	Speicher- potenzial	Grenzüber- gangspunkte	LNG	Produktion, Biogas, Wasserstoff	Summe Entry	Summe Exit	Zusatz- bedarf
GWh/h								
2021/2022	152	16	270	0	1	439	443	4
2022/2023	154	16	271	0	1	440	455	15
2023/2024	157	17	270	0	1	445	471	26
2024/2025	162	17	269	0	1	449	485	36
2025/2026	168	16	274	26	1	484	499	15
2026/2027	170	15	285	26	8	505	522	17
2027/2028	173	13	287	26	8	508	528	20
2028/2029	174	13	288	26	9	509	535	26
2029/2030	179	13	288	26	11	516	535	18
2030/2031	179	13	288	26	11	517	535	18
2031/2032	179	13	288	26	11	517	535	18
2032/2033	179	13	288	26	11	517	535	18

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 6.1.3 Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte und LNG-Anlagen (Einspeisung)

Zur Deckung des Ausspeisebedarfs setzen die Fernleitungsnetzbetreiber in der H-Gas-Bilanz zunächst die Bereitstellung der verfügbaren Leistungen an den LNG-Anlagen sowie an den Grenzübergangspunkten an, da angenommen wird, dass deren Einspeiseleistungen von möglichen Speicherfüllstandsrestriktionen unbeeinträchtigt bleibt. Die Speicher werden anschließend unter Berücksichtigung lokaler transporttechnischer Gegebenheiten zur Leistungsdeckung herangezogen. Insgesamt steigt die Leistungsbereitstellung der Grenzübergangspunkte im Betrachtungszeitraum von 286 GWh/h auf 327 GWh/h. Diese Leistungen beinhalten auch die LNG-Anlagen und das Speicherpotenzial.

Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen in der H-Gas-Bilanz zwei geplante LNG-Anlagen an den Standorten in Brunsbüttel und Stade mit einer Gesamtleistung von 35,5 GWh/h.

Die vorliegenden Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV werden dabei gemäß dem bestätigten Szenariorahmen planerisch konkurrierend zu entsprechenden Grenzübergangspunkten und Speichern im Netzgebiet der Gasunie Deutschland betrachtet und als frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) angesetzt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass eine gleichzeitige Beschäftigung beider LNG-Anlagen mit voller Leistung und der konkurrierenden Einspeisepunkte an Grenzübergangspunkten und Speichern in einer Spitzenlastsituation im Winter nicht eintritt. Daher wird an den konkurrierenden Einspeisepunkten die zu den LNG-Einspeisepunkten verlagerte Leistung analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bilanziell um in Summe 9,2 GWh/h reduziert. Die in der Spitzenlastsituation angesetzte Einspeiseleistung erhöht sich somit um 26,3 GWh/h.

### 6.1.4 Berücksichtigung der Speicher (Einspeisung)

Speicher werden in der H-Gas-Bilanz analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 angesetzt. In Summe ergibt sich eine steigende Leistungsbereitstellung der Speicher. Dieser Anstieg resultiert aus der Umstellung von L-Gas-Speichern auf H-Gas sowie eines zusätzlichen Leistungsbeitrages der Bestandsspeicher, die aufgrund des steigenden H-Gas-Bedarfs stärker berücksichtigt werden können.

Analog zur Vorgehensweise im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber das zusätzliche Potenzial der Speicher im Vergleich zu den Grenzübergangspunkten ermittelt. Zur Ableitung dieses Potenzials haben die Fernleitungsnetzbetreiber füllstandsabhängige Speicherdaten für die aktuell an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Speicher verwendet.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dabei für diejenigen Speicher, die in der H-Gas-Bilanz mit einer geringeren Leistung als der bei 35 % Speicherfüllstand möglichen Ausspeicherleistung angesetzt wurden, untersucht, welcher Leistungsbeitrag zusätzlich aus den entsprechenden Speichern zur Verfügung gestellt werden kann. In diesem Fall wird die Leistungsbereitstellung von kapazitiv konkurrierenden Grenzübergangspunkten entsprechend reduziert.

Als zusätzliches Potenzial bei denjenigen Speichern, die nicht mit mindestens der bei einem Füllstand von 35 % verfügbaren Ausspeicherleistung angesetzt wurden, ergeben sich für das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 in Summe rund 16 GWh/h und für das Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 rund 13 GWh/h (vgl. Tabelle 23).

Der H-Gas-Bedarf im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 wird in der H-Gas-Leistungsbilanz damit zu 36 % durch deutsche Speicher gedeckt (192 GWh/h von 535 GWh/h).

### 6.1.5 Berücksichtigung der deutschen Produktion (Einspeisung)

In den deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems liegen mit den Feldern Imbrock, Groothusen, Leer und nach der erfolgten Marktraumumstellung dem Feld Munster auch Aufkommen, die nur in das H-Gas-Netz eingespeist werden. Die BVEG-Prognose weist keine Aufteilung auf die einzelnen Aufkommen aus.

Die Produktionsleistung dieser Felder betrug in den letzten Jahren durchschnittlich rund 335 MW. Diese Leistung wurde mit dem gemittelten jährlichen prozentualen Rückgang der BVEG-Prognose fortgeschrieben und entsprechend in der H-Gas-Bilanz berücksichtigt.

Ab dem Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 wird zusätzlich die nach Produktionsprognose verbleibende L-Gas-Produktion in Höhe von ca. 2,1 GWh/h berücksichtigt. Grund dafür ist die zu diesem Zeitpunkt nahezu vollständig abgeschlossene Marktraumumstellung, wegen der die verbleibende deutsche L-Gas-Produktion dem H-Gas beigemischt werden muss. Auch dieser Wert wird entsprechend der BVEG-Prognose fortgeschrieben.

Die Biogaseinspeisung im H-Gas steigert sich vom Betrachtungszeitraum 2021/2022 bis zum Betrachtungszeitraum 2032/2033 von 380 MW auf 488 MW und wird in der H-Gas Bilanz entsprechend berücksichtigt.

### 6.1.6 Berücksichtigung des Bedarfs (Ausspeisung)

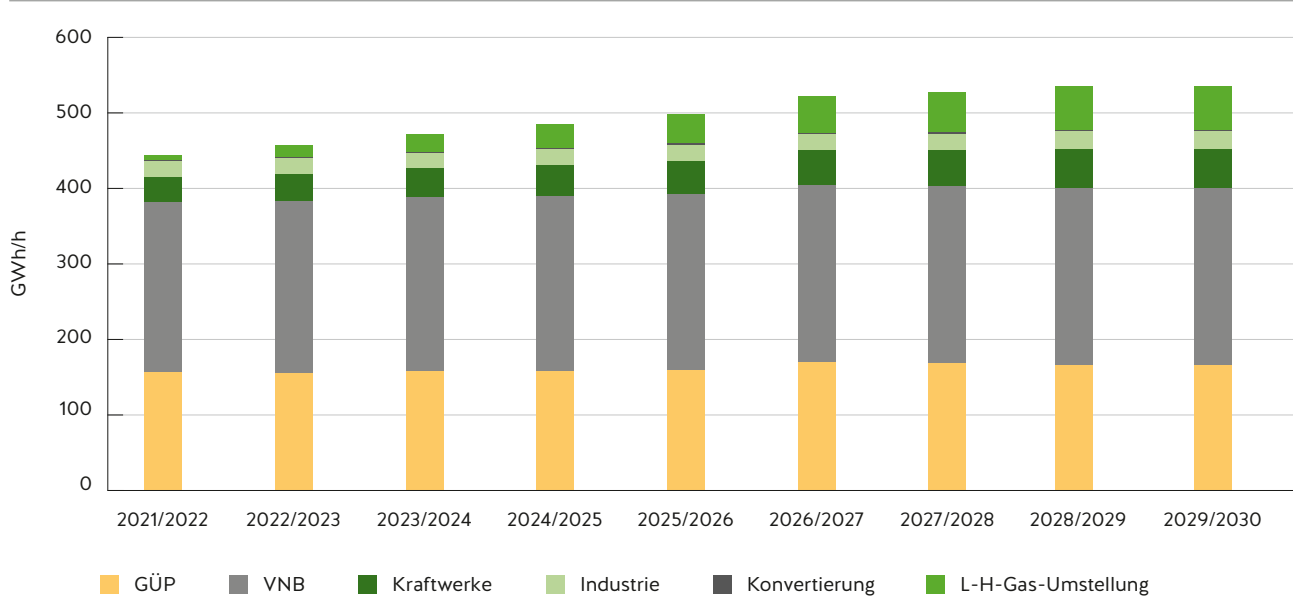
Der H-Gas Bedarf ergibt sich als Summe des Kapazitätsbedarfs

- der H-Gas Ausspeisepunkte (Grenzübergangspunkte, Verteilernetzbetreiber, Industriekunden, Gaskraftwerke),
- des zusätzlichen H-Gas Bedarfs, der sich durch die L-H-Gas Umstellung ergibt, und
- des H-Gas Bedarfs für die Konvertierung von H-Gas zu L-Gas.

Im Betrachtungszeitraum steigt der H-Gas-Bedarf um rund 92 GWh/h von 443 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 auf 535 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033. Davon entfallen im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 rund 59 GWh/h auf den zusätzlichen H-Gas-Bedarf durch die Umstellung (vgl. Tabelle 24). Der zusätzliche Ausspeisebedarf an den Grenzübergangspunkten in Höhe von rund 9 GWh/h bis zum Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 ist wesentlich auf den erhöhten Ausspeisebedarf in die Niederlande im Falle einer Spitzenlastsituation zurückzuführen.

Der restliche Zuwachs verteilt sich größtenteils auf die L-H-Gas-Umstellung und den Anschluss neuer Gaskraftwerke sowie steigende Bedarfe von Industriekunden und nachgelagerten Netzbetreibern.

Abbildung 25: Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs der Basisvariante



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 24: Daten zum H-Gas-Leistungsbedarf der Basisvariante

Gaswirtschafts-jahr	Grenzübergangspunkte	Verteilernetzbetreiber	Kraftwerke	Industrie	Konvertierung	L-H-Gas-Umstellung	Summe Exit
GWh/h							
2021/2022	158	224	33	20	2	7	443
2022/2023	156	228	35	20	2	16	455
2023/2024	158	230	38	20	2	23	471
2024/2025	158	231	42	20	2	32	485
2025/2026	160	232	44	21	2	39	499
2026/2027	171	233	46	21	2	49	522
2027/2028	170	233	47	22	1	54	528
2028/2029	167	233	52	23	1	59	535
2029/2030	167	233	52	23	0	59	535
2030/2031	167	233	52	23	0	59	535
2031/2032	167	233	52	23	0	59	535
2032/2033	167	233	52	23	0	59	535

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ist der Methanbedarf weiter gestiegen. Daher erfolgt in Kapitel 6.1.7 eine Analyse dieser Entwicklung.

### 6.1.7 H-Gas-Bedarf im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Der Netzentwicklungsplan Gas verfolgt einen bedarfsbasierten Kapazitätsansatz. Gemäß den gesetzlichen Bestimmungen orientiert sich dieser an bestehenden und neuen Kapazitäten und den internen Bestellungen der Verteilernetzbetreiber.

Vor dem Hintergrund der Energiewende und der gesetzlichen Klimaschutzziele bis zum Jahr 2045 ist die Entwicklung der gemäß bedarfsbasiertem Kapazitätsansatz angefragten Kapazitäten von besonderer Bedeutung.

Wie bereits in Kapitel 6.1.6 dargestellt, steigen die im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas gemeldeten Kapazitätsbedarfe von Verteilernetzbetreibern, Industrie und Kraftwerken weiter an, wobei insbesondere im Kraftwerksbereich deutliche Zuwächse zu verzeichnen sind. Der in Tabelle 25 dargestellte Vergleich mit den Werten des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 zeigt, dass die für das Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 gemeldeten Bedarfe für den Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 in Summe um 24 GWh/h angestiegen sind.

**Tabelle 25: H-Gas Bedarf im Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 von Verteilernetzbetreibern, Industrie und Kraftwerken im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030**

Gaswirtschaftsjahr 2029/2030	NEP Gas 2022–2032	NEP Gas 2020–2030	Differenz
	GWh/h		
Verteilernetzbetreiber*	292	287	5
Industrie	23	17	6
Kraftwerke	52	39	13
<b>Summe</b>	<b>367</b>	<b>343</b>	<b>24</b>

\* Summe aus dem H-Gas-Bedarf der Verteilernetzbetreiber und der L-H-Gas-Umstellung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber hat sich für das betrachtete Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 moderat erhöht. Die Erhöhung ist zum Teil auf vorgezogene Marktraumumstellungen (vgl. Kapitel 5) zurückzuführen. Der Kapazitätsbedarf der direkten Industrie- und Kraftwerkskunden der Fernleitungsnetzbetreiber hat sich dagegen für das betrachtete Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 deutlich erhöht. Neben Neuanschlüssen und erhöhten Bedarfen von Industriekunden ist hier insbesondere der durch den Atom- und Kohleausstieg erforderliche Zubau von Gaskraftwerken als Ursache zu nennen. Da auf der Einspeiseseite, u. a. durch neue LNG-Anlagen, ebenfalls Anfragen vorliegen, hat sich der Bedarf an zusätzlicher Einspeiseleistung gemäß Quellenverteilung im Kapitel 6.1.10 nicht erhöht. Dies ist dementsprechend durch die oben genannten Gründe und nicht durch rückläufige Bedarfe zu erklären.

Diese Entwicklungen zeigen die Schwierigkeiten auf, den aktuell bedarfsbasierten Kapazitätsansatz in Einklang mit den Klimaschutzziele zu bringen. Hinzu kommt, dass die schon seit vielen Jahren prognostizierten Effizienzgewinne und Verbrauchsrückgänge in der Realität bisher nicht eingetreten sind (vgl. Szenarioahmen 2022, Kapitel 4.1, Ist-Analyse).

Vor diesem Hintergrund hat die BNetzA die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Bestätigung des Szenario Rahmens verpflichtet, ein Konzept für einen szenarienbasierten Ansatz zu entwickeln. In diesem soll der aktuell bedarfsbasierte Kapazitätsansatz vor allem in der längerfristigen Perspektive mit dem szenarienbasierten Ansatz vereint werden. Hierzu sollen die Fernleitungsnetzbetreiber das derzeitige Vorgehen der Netzentwicklungsplanung insgesamt, inklusive der Modellierungsvarianten, der verschiedenen Kapazitätsprodukte und Modellierungsansätze je Kundengruppe auf den Prüfstand stellen und Stellschrauben identifizieren, bei denen eine stärkere Berücksichtigung der Klimaziele bis zum Jahr 2045 erreicht werden kann. Die Eckpunkte eines ersten Konzepts sollen im Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 dargestellt werden.

### 6.1.8 H-Gas-Quellenverteilung

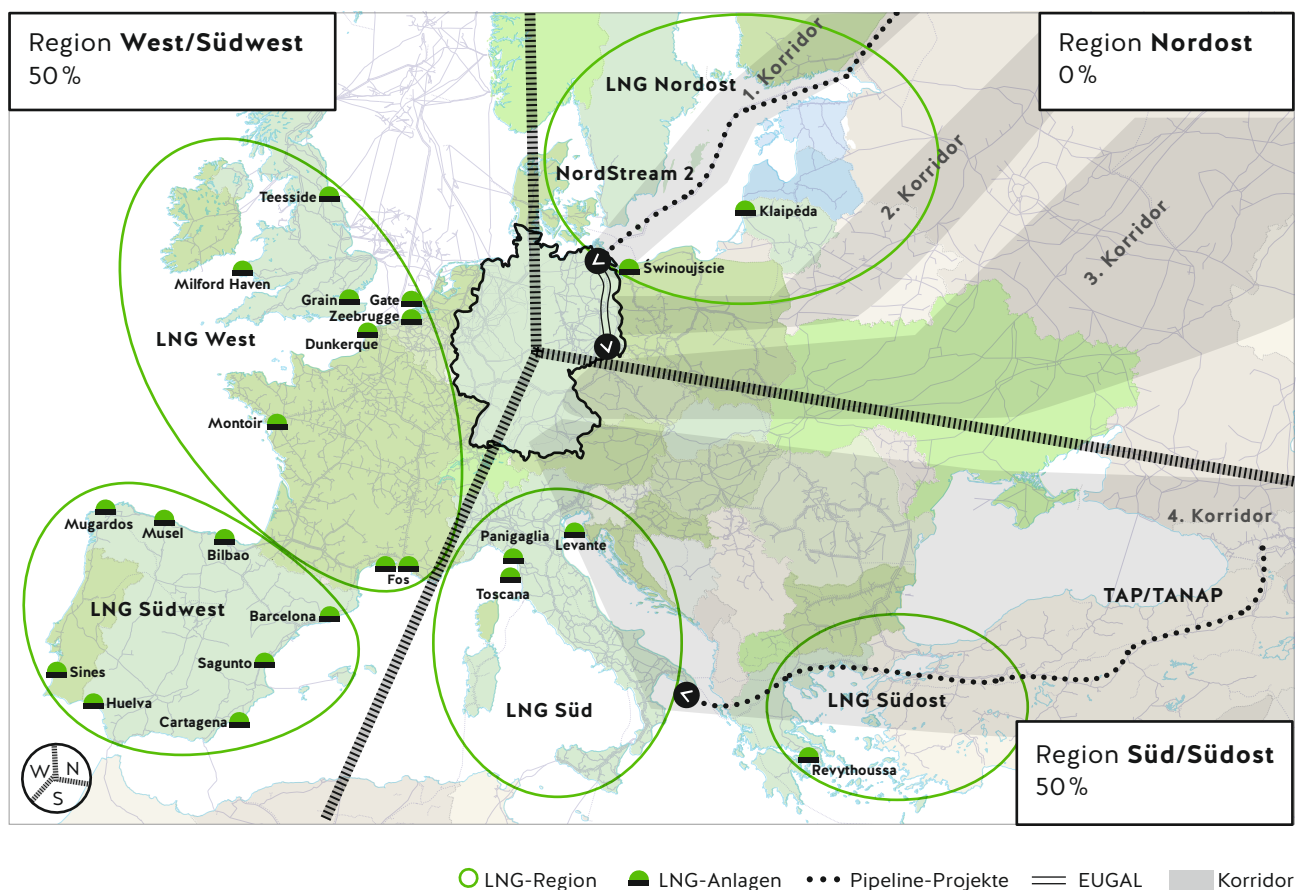
Aufgrund der rückläufigen Eigenproduktion und der L-H-Gas-Umstellung wird der H-Gas-Importbedarf in Deutschland in den nächsten Jahren zunehmen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben erstmals im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2013 ein in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiterentwickeltes Modell verwendet, um die Auswirkungen zukünftiger Ausbauten der H-Gas-Importinfrastruktur nach Europa auf die deutschen Fernleitungsnetze abschätzen zu können. Hierbei wird unter Berücksichtigung des jeweils aktuellen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) und der darin enthaltenen Angaben zur Entwicklung von Verbrauch und Aufkommen sowie der Infrastrukturprojekte abgeschätzt, aus welchen Regionen zusätzliches Methan nach Europa bzw. Deutschland transportiert werden könnte.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben das bewährte, akzeptierte Modell im von der BNetzA bestätigten Szenariorahmen 2022 aktualisiert. Insgesamt ergibt sich folgende prozentuale Verteilung nach Regionen (vgl. Abbildung 26):

- Anteil Region Nordost: 0 %,
- Anteil Region West/Südwest: 50 %,
- Anteil Region Süd/Südost: 50 %

Abbildung 26: Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2032



Quelle: ENTSG, Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung



### 6.1.9 Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung

Im Szenariorahmen haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Kapitel „Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern“ die Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten analysiert. Es wurde für sämtliche Grenzübergangspunkte, an denen das deutsche Fernleitungsnetz mit den Netzen der angrenzenden Länder verbunden ist, eine Einschätzung für die Aufnahme des sich aus der H-Gas-Quellenverteilung ergebenden Zusatzbedarfs an Gas vorgenommen. Die Grenzübergangspunkte wurden dabei entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung einzelnen Regionen zugeordnet.

Insbesondere anhand der folgenden Kriterien wurde die Einschätzung des Potenzials des jeweiligen Grenzübergangspunktes von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgenommen:

- a. Informationen aus Netzentwicklungsplänen angrenzender Nachbarländer/Netzbetreiber sowie aus Plänen benachbarter Fernleitungsnetzbetreiber zur Erhöhung der Einspeiseleistungen an den Grenzübergangspunkten.
- b. Informationen des TYNDP 2020 über geplante Investitionsmaßnahmen in die Transportinfrastruktur der angrenzenden Nachbarländer und die Entwicklung der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten.
- c. Kapazitätsbedarf im angrenzenden Netzgebiet zu Grenzübergangspunkten (z. B. aufgrund der Marktraumumstellung oder des Zusatzbedarfs von Gaskraftwerken).
- d. Deckung des Zusatzbedarfs durch optimierte Netzausbaumaßnahmen.
- e. Berücksichtigung des hohen LNG-Importpotenzials im TYNDP 2020 durch Reduzierung der Ausspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten (kein physischer Import).

Darüber hinaus werden folgende Aspekte bei der Auswahl berücksichtigt:

- Produktionsrückgänge in den Niederlanden und Dänemark.
- Besonderheiten einzelner Netzgebiete (z. B. vor- bzw. nachgelagerte Leitungssysteme sind nicht in der Lage, den erhöhten Leistungsbedarf zu erfüllen).
- Besonderheiten einzelner Grenzübergangspunkte (z. B. reiner Ausspeisepunkt).



Auf dieser Basis haben die Fernleitungsnetzbetreiber die in Tabelle 26 aufgeführten Grenzübergangspunkte für eine Berücksichtigung in der H-Gas-Quellenverteilung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 für die Modellierungsjahre 2027/2028 und 2032/2033 identifiziert:

**Tabelle 26: Berücksichtigte Grenzübergangspunkte in der H-Gas-Quellenverteilung der Basisvariante**

Grenzübergangspunkt	Land	Region	Kriterium	Erläuterung
Bunde/Oude Statenzijl	Niederlande	West-/Südwest-europa	c	Wird nicht angesetzt, da nur ein Kriterium erfüllt ist.
Bocholtz-Vetschau	Niederlande	West-/Südwest-europa	c	Wird nicht angesetzt, da nur ein Kriterium erfüllt ist.
Elten/Zevenaer	Niederlande	West-/Südwest-europa	c	Wird nicht angesetzt, da nur ein Kriterium erfüllt ist.
Vreden	Niederlande	West-/Südwest-europa	c	Wird nicht angesetzt, da nur ein Kriterium erfüllt ist.
Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	Belgien	West-/Südwest-europa	a, c, d	Der Zusatzbedarf der Region West/Südwest wurde vollständig dem Grenzübergangspunkt Eynatten/Raeren/Lichtenbusch zugeordnet, da der belgische Transportnetzbetreiber Fluxys Belgium SA mehrfach bestätigt hat, dass Belgien über diesen Grenzübergangspunkt bis zu 13 bcm/a, mit zusätzlichem Potenzial auf bis zu 20 bcm/a, für den deutschen Markt aus den LNG-Anlagen in Zeebrugge und Dünkirchen (Frankreich) bereitstellen kann. Daher wird der Grenzübergangspunkt in der Quellenverteilung angesetzt.
Medelsheim*	Frankreich	West-/Südwest-europa	d, e	Wird nicht angesetzt, da der H-Gas-Zusatzbedarf über Eynatten/Raeren/Lichtenbusch angesetzt wird.
Wallbach	Schweiz	Süd-/Südost-europa	a, b, c, d	Die Maßnahme Reversierung TENP (ID 305-02) wurde im Jahr 2021 abgeschlossen. Die Einspeiseleistung am Grenzübergangspunkt Wallbach für Transporte aus Italien durch die Schweiz beträgt 10 GWh/h. Daher wird der Grenzübergangspunkt in der Quellenverteilung angesetzt.
Überackern	Österreich	Süd-/Südost-europa	a, b, c	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistung auf Basis der im Koordinierten Netzentwicklungsplan Gas (KNEP 2021) zugewiesenen Kapazitäten. Daher wird der Grenzübergangspunkt in der Quellenverteilung angesetzt.
Überackern 2	Österreich	Süd-/Südost-europa	a, b, c	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistung auf Basis der im Koordinierten Netzentwicklungsplan Gas (KNEP 2021) zugewiesenen Kapazitäten. Daher wird der Grenzübergangspunkt in der Quellenverteilung angesetzt.
Oberkappel	Österreich	Süd-/Südost-europa	a, d	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistungen durch zusätzliche Leitungsbauprojekte des TYNDP. Daher wird der Grenzübergangspunkt in der Quellenverteilung angesetzt.
Waidhaus	Tschechien	Süd-/Südost-europa	a	Der Grenzübergangspunkt Waidhaus wurde als Zuordnungspunkt für das Kraftwerk Biblis in der Quellenverteilung berücksichtigt, da dort zusätzliche Mengen zur Verfügung stehen und für die zugeordnete Leistung kein Netzausbau erforderlich ist.

\* Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen die Transportkunden darauf hin, dass Ausspeise-FZK, die in der Jahresauktion an diesem Punkt angeboten, aber nicht gebucht wird, unter Umständen zur Befriedigung von internen Bestellungen vom Punkt Medelsheim bzw. VIP France – Germany wegverlagert werden kann.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Aufgrund des deutlich gestiegenen Gesamtbedarfs im H-Gas – trotz Berücksichtigung der LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade – werden in der Quellenverteilung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 alle Grenzübergangspunkte berücksichtigt, die mindestens zwei der oben aufgeführten Kriterien erfüllen.

Die Höhe der zusätzlich zu übernehmenden Leistungen in den Modellierungsvarianten finden sich im anschließenden Kapitel 6.1.10.

#### **6.1.10 Zusatzbedarf entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung**

Die H-Gas-Leistungsbilanz ist in Tabelle 27 dargestellt. Im Modellierungsjahr 2027/2028 ergibt sich für Deutschland eine Unterdeckung in Höhe von 19,9 GWh/h und im Modellierungsjahr 2032/2033 in Höhe von 17,8 GWh/h. Der sich aus der H-Gas-Bilanz ergebende Zusatzbedarf wird nach Maßgabe des Szenario-rahmens auf Zuordnungspunkte aufgeteilt. Diese sind in Tabelle 28 dargestellt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben entsprechend dem Szenariorahmen keine zusätzlichen Kapazitäten aus der Region Nordost angesetzt. Somit ergibt sich für die Region West/Südwest ein Anteil von rund 50 % ebenso wie sich für die Region Süd/Südost ein Anteil von rund 50 % ergibt.

Zudem weisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hin, dass es sich bei den in Tabelle 27 genannten Werten nicht zwangsläufig um zusätzliche – über die bereits bestehenden technisch verfügbaren Kapazitäten hinausgehende – feste Kapazitäten handelt. Zur Deckung der Leistungsbilanz werden vorrangig bestehende Kapazitäten genutzt. Die Bezeichnung „Zusatzbedarf“ ist für diese Grenzübergangspunkte so zu verstehen, dass es sich um Leistungen handelt, die bilanziell zur Spitzenlastdeckung erforderlich sind und damit nicht ganzjährig benötigt werden. Im Wesentlichen werden Grenzübergangspunkte herangezogen, die sowohl in Einspeise- als auch in Ausspeiserichtung beschäftigt werden können, sodass faktisch für diese Grenzübergangspunkte eine Verringerung der Ausspeiseleistung angesetzt werden kann und somit ein zusätzlicher Netzausbau vermieden wird.

Tabelle 27: H-Gas-Leistungsbilanz für die Jahre 2027/2028 und 2032/2033 der Basisvariante

H-Gas-Leistungsbilanz	2027/2028	2032/2033
	GWh/h	
Summe Ausspeisung (Bedarf)	-528,3	-534,5
Summe Einspeisung	508,4	516,7
– davon GÜP und Produktion	335,0	337,8
– davon Speicher	173,4	178,8
<b>Saldo</b>	<b>-19,9</b>	<b>-17,8</b>
<b>Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs über die H-Gas-Quellenverteilung:</b>		
<b>Summe</b>	<b>19,9</b>	<b>17,8</b>
– Region Nordost (0 %)	0,0	0,0
– Region West/Südwest (50 %)	9,9	8,9
– Region Süd/Südost (50 %)	9,9	8,9
<b>Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs in den Regionen:</b>		
<b>Summe Region Nordost</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Summe Region West/Südwest</b>	<b>9,9</b>	<b>8,9</b>
– davon Kraftwerk Gersteinwerk, Zuordnungspunkt: Eynatten (OGE)	0,8	0,8
– davon Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	9,1	8,1
<b>Summe Süd/Südost</b>	<b>9,9</b>	<b>8,9</b>
– davon Kraftwerk KW Leipheim 1+2, Zuordnungspunkt: Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	1,9	1,9
– davon Kraftwerk RDK 4, Zuordnungspunkt: Wallbach (OGE)	0,7	0,7
– davon Kraftwerk Biblis, Zuordnungspunkt: Waidhaus (OGE)	1,0	1,0
– davon Oberkappel	3,1	2,1
– davon Wallbach	3,2	3,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die in Tabelle 28 genannten Leistungen an Grenzübergangspunkten stellen zusätzliche Kapazitäten gegenüber den in der **NEP-Gas Datenbank** enthaltenen Kapazitäten dar.

**Tabelle 28: Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung der Basisvariante**

Grenzübergangspunkt	Fernleitungs- netzbetreiber	Einspeisung/ Ausspeisung	Kapazitätsart	Zusätzliche Leistung 2027/2028 [GWh/h]	Zusätzliche Leistung 2032/2033 [GWh/h]
Eynatten – OGE	OGE	Einspeisung	fDZK	0,8	0,8
Eynatten/Raeren/ Lichtenbusch	OGE, Fluxys, Thyssengas	Einspeisung	unterbrechbar	9,1	8,1
Wallbach	OGE	Einspeisung	fDZK	0,7	0,7
Oberkappel	OGE, GRTD	Einspeisung	unterbrechbar	3,1	2,1
Wallbach	OGE, Fluxys	Einspeisung	unterbrechbar	3,2	3,2
Überackern	bayernets	Einspeisung	fDZK	1,9	1,9
Waidhaus	OGE	Einspeisung	fDZK	1,0	1,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 6.1.11 Zusammenfassung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in diesem Kapitel die verschiedenen Aspekte der H-Gas-Versorgung betrachtet. Im Fokus standen dabei die bilanzielle Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte, LNG-Anlagen und der Speicher sowie die Aufteilung des erforderlichen Zusatzbedarfs auf die Grenzübergangspunkte. Die wichtigsten Punkte möchten die Fernleitungsnetzbetreiber an dieser Stelle noch einmal wie folgt zusammenfassen:

- Zur Deckung des Ausspeisebedarfs setzen die Fernleitungsnetzbetreiber in der H-Gas-Bilanz zunächst die Bereitstellung der verfügbaren Leistungen an den LNG-Anlagen sowie an den Grenzübergangspunkten an, da angenommen wird, dass deren Einspeiseleistungen von möglichen Speicherfüllstandsrestriktionen unbeeinträchtigt bleibt.
- Speicher werden anschließend unter Berücksichtigung lokaler transporttechnischer Gegebenheiten zur Leistungsdeckung herangezogen.
- Ein Teil der zur Bedarfsdeckung notwendigen Einspeiseleistung kann alternativ von den Grenzübergangspunkten oder aus Speichern zur Verfügung gestellt werden („Speicherpotenzial“).
- Die Aufteilung des bilanziell ermittelten Zusatzbedarfs gemäß der H-Gas-Quellenverteilung auf die identifizierten Grenzübergangspunkte erfolgt auf Basis der in diesem Kapitel dargestellten Kriterien und Erwägungen der Fernleitungsnetzbetreiber.
- Der gemeldete Bedarf für das Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 ist in Summe um 24 GWh/h angestiegen.

## 6.2 Entwicklung der H-Gas Versorgung – LNG-Versorgungssicherheitsvarianten

Um die Diversifizierung der deutschen Gasversorgung und deren Unabhängigkeit von einzelnen Quellen oder Transportketten schnellstmöglich voranzutreiben, sind die Fernleitungsnetzbetreiber von der BNetzA im Februar 2022 aufgefordert worden, neben der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032, separat weitere Modellierungsvarianten (LNG-Versorgungssicherheitsvarianten) zu berechnen.

Dieser Aufforderung sind die Fernleitungsnetzbetreiber nachgekommen und stellen im Folgenden die Ergebnisse dar. Zunächst werden in Kapitel 6.2.1 die Einspeiseleistungen durch LNG aufgeführt. Anschließend erfolgt in Kapitel 6.2.2 eine Darstellung der Reduzierung russischer Einspeiseleistungen. Danach werden in Kapitel 6.2.3 die Auswirkungen auf die H-Gas-Bilanz und die H-Gas-Quellenverteilung dargestellt. In Kapitel 6.2.4 folgt die Beschreibung der Berücksichtigung des Zusatzbedarfs.

### 6.2.1 LNG-Einspeiseleistungen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten

Gemäß den Vorgaben der BNetzA und den Ergänzungen der Fernleitungsnetzbetreiber (vgl. Kapitel 3.2.6) soll mit den Varianten untersucht werden, inwieweit mögliche deutsche LNG-Anlagen russische Erdgasimporte substituieren könnten und welche Netzausbaumaßnahmen dies zur Folge hätte. Für die LNG-Versorgungssicherheitsvarianten ergeben sich folgende Einspeiseleistungen.

**Tabelle 29: LNG-Einspeiseleistungen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten**

Gaswirtschaftsjahr 2032/2033	LNG-Variante 1	LNG-Variante 2	LNG-Variante 2.1
	GWh/h		
Wilhelmshaven	26	26	26
Brunsbüttel	13,8	13,8	13,8
Stade	21,7	–	–
Rostock	–	10	21,7
<b>Summe</b>	<b>61,5</b>	<b>49,8</b>	<b>61,5</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 6.2.2 Reduzierung russischer Einspeiseleistungen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß den Vorgaben der BNetzA in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten 1 und 2.1 die Einspeiseleistungen der Grenzübergangspunkte um 48 GWh/h reduziert. Dies entspricht ungefähr der Hälfte der gesamtrussischen Einspeisungen für den deutschen Markt. In der Versorgungssicherheitsvariante 2 reduziert sich die Einspeiseleistung um 36,3 GWh/h. Die folgende Tabelle zeigt die Verteilung der Reduzierung auf die Grenzübergangspunkte.

**Tabelle 30: Reduzierung russischer Einspeiseleistungen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten**

Gaswirtschaftsjahr 2032/2033	LNG-Variante 1	LNG-Variante 2	LNG-Variante 2.1
	GWh/h		
Lubmin II	13,0	13,0	<b>13,0</b>
Mallnow	23,0	11,3	23,0
Waidhaus	12,0	12,0	12,0
<b>Summe</b>	<b>48,0</b>	<b>36,3</b>	<b>48,0</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 6.2.3 Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz

Im Folgenden wird die deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 dargestellt.

Die Nicht-Berücksichtigung der Nord Stream 2 sowie die Berücksichtigung der LNG-Einspeiseleistungen gemäß Kapitel 6.2.1 und die Reduzierung russischer Einspeiseleistungen gemäß Kapitel 6.2.2 ergeben sich eine Einspeiseleistung in Höhe von 429 GWh/h und eine Ausspeiseleistung von 470 GWh/h.

Dementsprechend ist in der H-Gas-Quellenverteilung ein Mehrbedarf in Höhe von rund 41 GWh/h zu berücksichtigen.

**Tabelle 31: Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten**

Gaswirtschaftsjahr 2032/2033	LNG-Varianten 1, 2, 2.1
	GWh/h
Entry	429
Exit	470
<b>Zusatzbedarf</b>	<b>41</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 6.2.4 H-Gas-Quellenverteilung und Berücksichtigung des Zusatzbedarfs

Der in Kapitel 6.2.3 ermittelte Zusatzbedarf in Höhe von rund 41 GWh/h der H-Gas-Bilanz in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten ist durch den Ansatz zusätzlicher Einspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten zu decken.

Gemäß den Vorgaben der BNetzA soll hierzu eine maximale Auslastung westeuropäischer LNG-Anlagen und daraus resultierende höhere Einspeiseleistungen an den entsprechenden Grenzübergangspunkten nach Deutschland angenommen werden.

Dementsprechend haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Möglichkeit zusätzlicher Einspeiseleistungen aus den westeuropäischen Ländern Belgien, Frankreich und Niederlande mit LNG-Anlagen untersucht.

Als Ergebnis der Analysen werden zur Deckung des Zusatzbedarfs Einspeiseleistungen aus Belgien (Grenzübergangspunkt Eynatten/Raeren/Lichtenbusch), Frankreich (Grenzübergangspunkt Medelsheim) und den Niederlanden (Grenzübergangspunkt Bunde/Oude Statenzijl) herangezogen. In den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten werden damit rund 78 % des Zusatzbedarfs aus der Region West/Südwest gedeckt.

**Tabelle 32: H-Gas-Leistungsbilanz für das Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten**

H-Gas-Leistungsbilanz 2032/2033	LNG-Varianten 1, 2, 2.1
	GWh/h
<b>Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs über die H-Gas-Quellenverteilung:</b>	
<b>Summe</b>	<b>40,6</b>
– Region Nordost (0 %)	0,0
– Region West/Südwest (78 %)	31,7
– Region Süd/Südost (22 %)	8,9
<b>Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs in den Regionen:</b>	
<b>Summe Region Nordost</b>	<b>0,0</b>
<b>Summe Region West/Südwest</b>	<b>31,7</b>
– davon Kraftwerk Gersteinwerk, Zuordnungspunkt: Eynatten (OGE)	0,8
– davon Medelsheim	4,5
– davon Bunde/Oude	8,9
– davon Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	17,5
<b>Summe Süd/Südost</b>	<b>8,9</b>
– davon Kraftwerk KW Leipheim 1+2, Zuordnungspunkt: Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	1,9
– davon Kraftwerk RDK 4, Zuordnungspunkt: Wallbach (OGE)	0,7
– davon Kraftwerk Biblis, Zuordnungspunkt: Waidhaus (OGE)	1,0
– davon Oberkappel	2,1
– davon Wallbach	3,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Bezüglich des Grenzübergangspunktes Medelsheim kommt es durch eine bilanzielle Berücksichtigung einer zusätzlichen Einspeiseleistung in Höhe von 4,5 GWh/h zu einer Reduzierung der Ausspeiseleistung in Richtung Frankreich. Bei den Grenzübergangspunkten Eynatten/Raeren/Lichtenbusch und Bunde/Oude erhöht sich die physische Einspeisung nach Deutschland.

Die in Tabelle 34 genannten Leistungen an Grenzübergangspunkten stellen zusätzliche Kapazitäten gegenüber den in der NEP-Gas-Datenbank enthaltenen Kapazitäten dar.

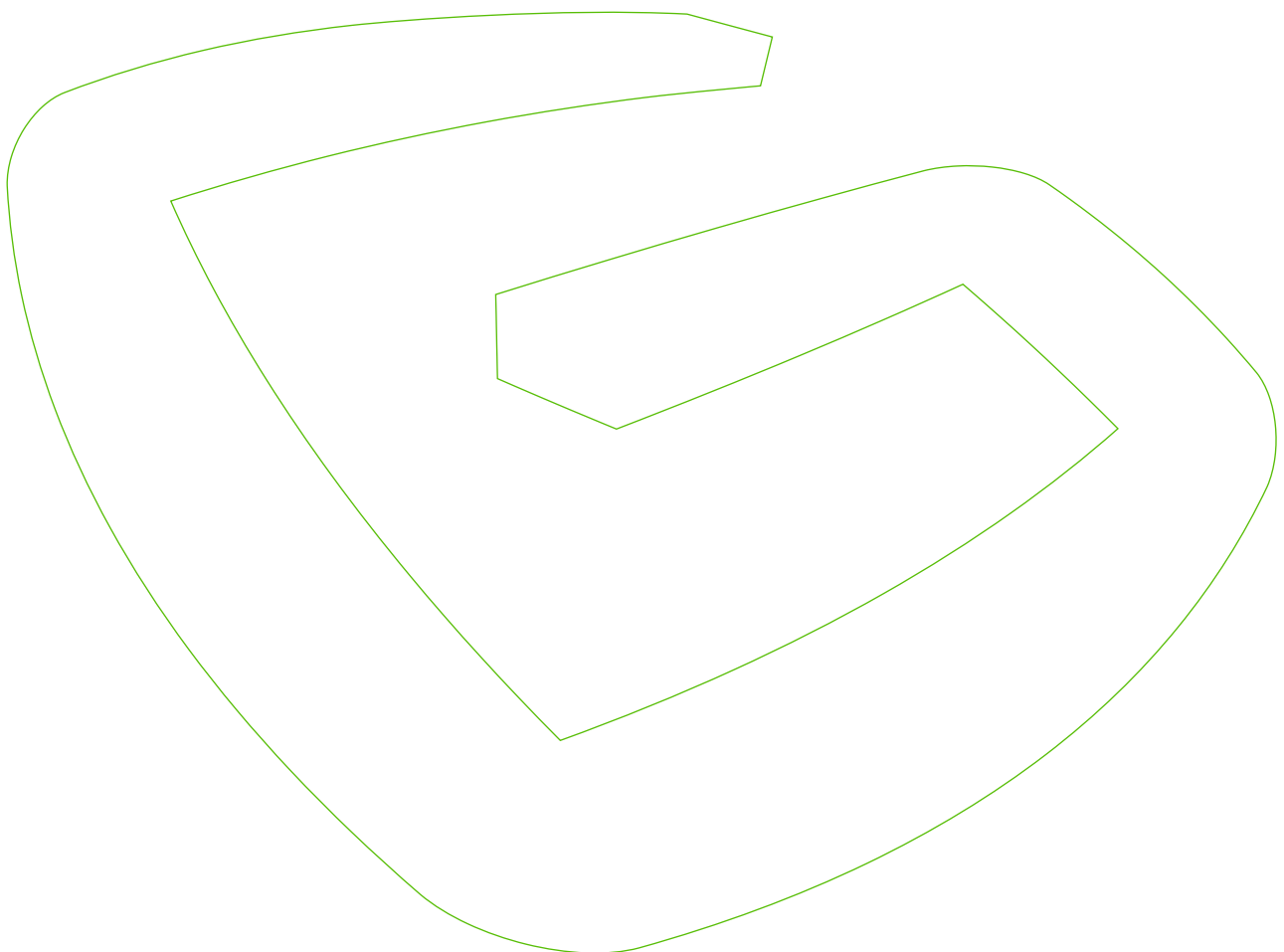
**Tabelle 33: Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033**

Grenzübergangspunkt	Fernleitungs- netzbetreiber	Einspeisung/ Ausspeisung	Kapazitätsart	LNG-Varianten, zusätzliche Leistung 2032/2033 [GWh/h]
Bunde/Oude	GASCADE, GUD	Einspeisung	FZK	8,9
Eynatten – OGE	OGE	Einspeisung	fDZK	0,8
Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	OGE, Fluxys, Thyssengas	Einspeisung	unterbrechbar	12,1
Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	GASCADE	Einspeisung	FZK	5,4
Medelsheim	OGE, GRTD	Einspeisung	unterbrechbar	4,5
Wallbach	OGE	Einspeisung	fDZK	0,7
Oberkappel	OGE, GRTD	Einspeisung	unterbrechbar	2,1
Wallbach	OGE, Fluxys	Einspeisung	unterbrechbar	3,2
Überackern	bayernets	Einspeisung	fDZK	1,9
Waidhaus	OGE	Einspeisung	fDZK	1,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



# Ergebnisse der Modellierung 7



## 7 Ergebnisse der Basisvariante und der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten

In Kapitel 7.1 werden die Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten der Methanmaßnahmen dargestellt. Danach werden in Kapitel 7.2 notwendige regulatorische Voraussetzungen für die Realisierung der Netzausbaumaßnahmen durch die Fernleitungsnetzbetreiber beschrieben. Im Anschluss erfolgt in Kapitel 7.3 die Darstellung der Ergebnisse der Basisvariante. Kapitel 7.3.1 benennt die konkreten Maßnahmen, welche Ergebnis der Modellierung der Basisvariante sind. In Kapitel 7.3.2 erfolgt eine Zusammenfassung der Ergebnisse sowie eine kartografische Darstellung. Eine Zuordnung der ermittelten Netzausbaumaßnahmen für Gaskraftwerke und LNG-Anlagen erfolgt in den Kapiteln 7.3.3 und 7.3.4. In den Kapiteln 7.4 bis 7.6 erfolgt die Ergebnisdarstellung für die LNG-Versorgungssicherheitsvarianten.

### 7.1 Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten

Der sich aus den Ergebnissen der Modellierung ergebende zusätzliche Kapazitätsbedarf wird in Netzausbaumaßnahmen umgesetzt. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die mit den Netzausbaumaßnahmen verbundenen Investitionen maßnahmenscharf anzugeben. Für eine Vergleichbarkeit der Maßnahmen werden einheitliche Plankostenansätze verwendet. Dabei wird von Standardkonditionen ausgegangen und ein pauschaler Risikoaufschlag angesetzt. Aufgrund der spezifischen Besonderheiten der jeweiligen Maßnahmen werden die konkreten Kosten in der Regel von diesen Standardwerten abweichen.

Es ist den Fernleitungsnetzbetreibern wichtig darauf hinzuweisen, dass aus den so ermittelten Investitionszahlen keine Rückschlüsse auf die in spezifischen Maßnahmen tatsächlich anfallenden Investitionen gezogen werden können und die Zahlen lediglich zu Vergleichszwecken angegeben werden.

Für die Kostenermittlung legen die Fernleitungsnetzbetreiber die in den folgenden Tabellen aufgeführten spezifischen Kostensätze zugrunde, es sei denn, den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern liegen bereits maßnahmenspezifische Einschätzungen vor; diese werden in der **NEP-Gas-Datenbank** gekennzeichnet.

Die spezifischen Kostensätze sind die Basis der Kostenermittlung zum heutigen Zeitpunkt. Für die Bestimmung der Kosten zum Zeitpunkt der planerischen Inbetriebnahme der Maßnahmen haben die Fernleitungsnetzbetreiber jährliche Kostensteigerungen von 1,3 % angesetzt. Dieser Wert entspricht der Höhe des durchschnittlichen „Preisindex der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte“ [Destatis 2022] der Jahre 2011 bis 2021. Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 hat sich der Indexwert zur Eskalation der Kosten zum Zeitpunkt der planerischen Inbetriebnahme der Maßnahmen um 0,3 Prozentpunkte erhöht.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die spezifischen Kostensätze gegenüber den Angaben des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 überprüft und sind zu dem Ergebnis gekommen, dass eine generelle Anpassung der Kostensätze nicht erforderlich ist. Die Plankostensätze wurden im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 lediglich um den Kostensteigerungsfaktor (1,3 % pro Jahr) angepasst.

Im Folgenden werden die spezifischen Kostenannahmen für die Anlagenarten Ferngasleitungen, Verdichteranlagen, größere GDRM-Anlagen und Armaturenstationen ausgewiesen.

## Kostenermittlung für Ferngasleitungen

Tabelle 34: Plankostenansätze für Ferngasleitungen in Euro/m

DN*	DP** 70	DP 80	DP 100
mm	Euro/m		
400	1.390	1.400	1.410
500	1.540	1.550	1.570
600	1.680	1.690	1.770
700	1.850	1.880	1.970
800	2.020	2.070	2.180
900	2.210	2.260	2.400
1.000	2.450	2.510	2.690
1.100	2.560	2.700	2.910
1.200	2.840	2.930	3.180
1.400	3.560	3.710	4.050

\* DN – Normdurchmesser in Millimeter

\*\* DP – Druckstufe in bar

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## Kostenermittlung für Verdichterstationen

Tabelle 35: Plankostenansätze für Verdichterstationen

Kostenangaben in 1.000 Euro/MW installierte Antriebsleistung je Station		Komplexität der Verdichterstation		
		Einfach	Mittel	Hoch
Leistungsklassen je Maschineneinheit	< 10 MW	4.710	5.230	5.760
	10–20 MW	3.660	4.190	4.710
	> 20 MW	2.620	3.140	3.660
Transportmenge der Station	Euro/(Nm³/h)	10	20	20

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## Kostenermittlung für GDRM-Anlagen

Tabelle 36: Plankostenansätze für GDRM-Anlagen

Anlagenleistung	Kosten DP 100	Kosten für Vorwärmung DP 100	Kosten gesamt DP 100
m³/h	Mio. Euro		
500.000	7,6	1,0	8,7
1.000.000	10,9	1,6	12,5
2.000.000	14,1	2,1	16,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## Kostenermittlung für Armaturenstationen

Die Kostenermittlung für den Bau von Armaturenstationen erfolgt über eine individuelle Kostenschätzung.

## 7.2 Notwendige regulatorische Voraussetzungen

Die Aufstellung und Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 wird aktuell von den geopolitischen Ereignissen in Europa aufgrund des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine stark überschattet. So werden seit Verabschiedung des Szenariorahmens im Januar 2022 immer wieder neue fundamental wirkende Aufkommensprämissen von Seiten der Politik und der BNetzA definiert, die letztlich zu einer vollkommenen Abkehr beim Import von russischem Erdgas führen sollen.

Auch wenn die finalen Netzausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 noch nicht feststehen, so ist zum jetzigen Zeitpunkt bereits deutlich erkennbar, dass die Fernleitungsnetzbetreiber außergewöhnlich gefordert sein werden, Investitionen in Milliardenhöhe schnellstmöglich vornehmen zu müssen, um die bislang an der Ostgrenze Deutschlands ankommenden Erdgaslieferungen Russlands durch LNG-Lieferungen an den nord- und westdeutschen Landesgrenzen zu substituieren. Dies wird einen massiven Umbau des deutschen Transportsystems erforderlich machen, um auch weiterhin die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten. Damit kein erhebliches Problem der Versorgungssicherheit in Deutschland entsteht, richten sich die Appelle der Politik an die gesamte Gaswirtschaft, alle zur Verfügung stehenden Ressourcen aufzuwenden, um die notwendigen Infrastrukturprojekte – wie beispielsweise die geplanten LNG-Anlagen in Deutschland sowie deren Anbindung – schnellstmöglich zu realisieren. Eine Reihe von dafür erforderlichen Gesetzesinitiativen auf Bundesebene wurden auch schon auf den Weg gebracht. Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass derart umfangreiche Netzausbaumaßnahmen auf Basis der politischen Entscheidung zur Beschaffung von sogenannten „LNG-Floating Storage and Regasification Units (FSRU)“ im Hinblick auf den lediglich temporären Nutzungshorizont für die Fernleitungsnetzbetreiber deutliche Geschäftsrisiken in sich bergen. Bei einer gewöhnlichen Nutzungsdauer der FSRU von bis zu maximal 10 Jahren wäre erst durch die verbindliche Entscheidung zum Bau von fest installierten LNG-Anlagen an den vorgesehenen Standorten eine Garantie für eine dauerhaftere Nutzung der neu zu schaffenden Transportinfrastruktur gegeben.

Gleichzeitig stehen die Fernleitungsnetzbetreiber vor weiteren Herausforderungen:

Die stetig ambitionierter werdenden Klimaschutzziele in Europa und Deutschland lassen es sicher erscheinen, dass ein Erdgastransport in seiner heutigen Größenordnung unter Wahrung des sogenannten „CO<sub>2</sub>-net-zero-Ziels“ ab dem Jahr 2045 nicht mehr nachgefragt sein dürfte. Das aktuelle regulatorische System des EnWG bzw. der GasNEV sieht indes kalkulatorische Amortisationszeiten von 55 bis zu 65 Jahren für Stahlleitungen vor. Eine Leitung, deren Bau heute im Rahmen einer finalen Investitionsentscheidung (FID) beschlossen würde und im Zuge einer maximalen Beschleunigung des öffentlich-rechtlichen Genehmigungsprozesses sowie der Planungs- und Bauphase in 2025 in Betrieb gehen würde, hätte eine vollständige Amortisation damit erst frühestens im Jahr 2080 zu erwarten. Dieses Beispiel verdeutlicht, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bereits zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme eine Werthaltigkeit ihres Assets, zu deren Prüfung sie spätestens zum Zeitpunkt der folgenden Jahresabschlusserstellung gemäß einschlägiger gesetzlicher Rechnungslegungsvorschriften verpflichtet wären, nicht uneingeschränkt feststellen könnten.

Dies verdeutlicht, dass die Fernleitungsnetzbetreiber für alle im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas verpflichtenden Ausbaumaßnahmen Zusagen von Seiten der BNetzA benötigen, welche die kommerziellen Wiederverdienstmöglichkeiten der Investitionen auch regulatorisch sicherstellen und die es insbesondere für die jetzt neu im Rahmen der LNG-Varianten resultierenden Ausbaumaßnahmen ermöglichen, dass die öffentlich-rechtlichen Genehmigungsprozesse verkürzt absolviert werden können.

Folgende Voraussetzungen müssten vollumfänglich vor dem Zeitpunkt der Investitionsentscheidung der Netzausbaumaßnahmen durch die Fernleitungsnetzbetreiber als auch im Änderungsverlangen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 von Seiten der BNetzA bestätigt werden:

- 1.) Für die Investitionsvorhaben der LNG-Varianten besteht – auch wenn diese Maßnahmen nicht in der Anlage zum LNG-Gesetz aufgeführt sind – ein besonderes öffentliches Interesse. Aufgrund der geopolitischen Bedeutung der Diversifizierung der Lieferquellen für Methan und der intendierten, schnellstmöglichen Abkehr von russischen Erdgaslieferungen sind die vorgenannten Investitionen Vorhaben der nationalen Sicherheit.

- 2.) Die Investitionsmaßnahmen sollen die Transportkapazitäten schaffen, um die LNG-Mengen nicht nur technisch-physikalisch im Sinne des § 39b Abs. 3 S. 2 GasNZV in das Gasfernleitungsnetz übernehmen zu können, sondern diese auch im deutschen Einspeise- und Ausspeisetransportsystem zu jeder Zeit zu den Verbrauchern bringen zu können. Daher ist zu bestätigen, dass die Ausbauvorhaben dauerhaft betriebsnotwendig im Sinne des EnWG sind und als ebenfalls dauerhaft effizienter Netzausbau durch die BNetzA beurteilt werden. Letzteres ist ebenfalls von hoher Relevanz, da auch nach einer eventuellen Beilegung der kriegerischen Aktivitäten und damit verbunden einer eventuellen Wiederaufnahme der Belieferung mit Gas aus der Russischen Föderation oder sonstigen Förderregionen diese Ausbauten nicht zu Lasten der Effizienz der ausbauenden Netzbetreiber gehen dürfen. Eine solche Entwicklung mag zwar heute als nur schwer vorstellbar erscheinen, sie ist jedoch angesichts des sehr langen Amortisierungszeitraums keineswegs auszuschließen.
- 3.) Für die im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen ist es unbedingt notwendig, dass die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Gas durch die BNetzA auch die entsprechenden Zusagen dafür erhalten, dass die betreffenden Investitionskosten auch vor dem Hintergrund der angestrebten Treibhausgasneutralität 2045 regulatorisch wiederverdient werden können. Hierzu könnte die BNetzA beispielsweise eine Anpassung der kalkulatorischen Nutzungsdauer auf maximal 2045 festlegen. Gemäß § 30 Abs. 2 Nr. 9 GasNEV ist sie schon heute zu einem solchen Festlegungsverfahren autorisiert. Dies ist notwendig, um den die Ausbauvorhaben durchführenden Netzbetreibern eine wirtschaftliche Planbarkeit ihrer Investition und die Refinanzierung zu ermöglichen. Anderenfalls dürften die jeweiligen Unternehmen kaum in der Lage sein, gemäß ihrer Obliegenheitspflichten für einen ordentlichen Geschäftsbetrieb den Gesellschaftern der Netzbetreiber eine FID vorschlagen zu können.

## 7.3 Ergebnisse der Basisvariante

### 7.3.1 Maßnahmen der Basisvariante

Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse für die Jahre 2027 und 2032 beschrieben. Hierbei werden die Unterschiede gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021[FNB Gas 2021] hervorgehoben. Grundsätzlich wird dabei eine Einteilung in die nachfolgenden vier Kategorien vorgenommen:

#### A) Unveränderte Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021

Unveränderte Maßnahmen und Maßnahmen mit Änderungen, die sich nicht aufgrund der Ergebnisse der Modellierung ergeben, werden unter A) aufgelistet. Hierzu gehören z. B. Änderungen hinsichtlich Kosten, Standort einer Maßnahme und die damit verbundene Umbenennung, Inbetriebnahmetermine (z. B. aufgrund aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellung), der Aufteilung einer Maßnahme auf Leitung und GDRM-Anlage oder der Aufteilung einer Maßnahme zur klaren Zuordnung zu Assets, die sich in unterschiedlichem Eigentum der Fernleitungsnetzbetreiber befinden.

#### B) Veränderte Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021

Maßnahmen, bei denen sich wesentliche Änderungen an den technischen Auslegungsparametern (Leitungslänge und -durchmesser, Druckstufe, Anlagenleistung) ergeben haben, werden unter B) aufgelistet.

#### C) Zusätzliche Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021

#### D) Entfallene Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021

Innerhalb einer Kategorie wird dann noch in jeweiligen Unterkapiteln zwischen den Jahren 2027 und 2032 unterschieden. Eine Beschreibung der ermittelten Ausbaumaßnahmen findet sich in der [NEP-Gas-Datenbank](#) unter der Kachel „Ausbaumaßnahmen“.

Die in Kapitel 4 dargestellten Startnetzmaßnahmen sind gemäß der Definition kein Ergebnis der Modellierung. Diese Maßnahmen werden dementsprechend nicht in Kapitel 7.1 dargestellt.

**A) Unveränderte Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021**

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen aus dem Umsetzungsbericht 2021 sind unverändert Ergebnis der Modellierung für das Jahr 2027:

**Tabelle 37: Unveränderte Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021**

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
1	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas
2	301-01	Überspeisung Embsen
3	337-02	GDRM-Anlage Porz
4	402-02a	AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz)
5	402-02b	GDRM-Anlage Wertingen 2
6	422-01	VDS Elten
7	436-02a	Leitung Marbeck-Heiden
8	437-01	GDRM-Anlage Heiden-Borken und Verbindungsleitung
9	438-01	Umbindung Speichieranbindungsleitung Epe
10	441-02	Armaturenstation Vinnhorst und Verbindungsleitung
11	442-02	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung
12	443-02	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung
13	450-01	GDRM-Anlage Pfuhl (Steinhäule)
14	451-02	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein
15	504-01a	Leistungsverbindung EPT-Rysum-Rysum-Folmhusen
16	504-02c	GDRM-Anlage Emden
17	507-01m	VDS Sayda
18	525-02	GDRM-Anlage Meerbusch Osterrath und Verbindungsleitung
19	529-01	Armaturenstation Elten-St. Hubert
20	530-01	Umstellung Köln-Dormagen
21	531-01a	GDRM-Anlage Appeldorn
22	531-01b	Armaturenstation Xanten
23	532-01	GDRM-Anlage Leer und Verbindungsleitung
24	552-01	Leitung Mittelbrunn-Schwanheim
25	554-01	Leitung Hügelsheim-Tannenkirch
26	602-02	Leitung Schwanheim-Au am Rhein
27	603-01	Leitung Schwarzach-Eckartsweiler
28	604-01	Leitung Tannenkirch-Hüdingen
29	609-01	Leitung Wirtheim-Lampertheim
30	610-01	GDRM-Anlage Wirtheim
31	611-01	GDRM-Anlage Lampertheim
32	612-01	Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2)
33	613-01	GDRM-Anlage Bietigheim
34	614-01	Leitung Heidelberg-Heilbronn (SEL 3)
35	616-01	GDRM-Anlage Heidelberg
36	618-01	GDRM-Anlage Heilbronn
37	620-01	GDRM-Anlage Kirchheim unter Teck
38	621-01	GDRM-Anlage Hittistetten
39	622-01	GDRM-Anlage Eichstegen
40	624-01	GDRM-Anlage Weißensberg 2
41	625-01	GDRM-Anlage Scharenstetten
42	626-01	Leitung Aalen-Essingen

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
43	630-01	GDRM-Anlage Lampertheim 5
44	631-01	GDRM-Anlage Lubmin 2
45	632-01	GDRM-Anlage Anlandestation Greifswald – Anlagenerweiterung 3
46	635-01	GDRM-Anlage Embsen
47	638-01	Vorwärmung Embsen
48	639-01	GDRM-Anlage Achim
49	642-01	GDRM-Anlage Ludwigshafen
50	651-01	GDRM-Anlage Neuss Rheinpark und Verbindungsleitung
51	652-01	GDRM-Anlage Engelbostel und Verbindungsleitung
52	655-01	Armaturenstation Essen Dellwig und Verbindungsleitung
53	656-01	Armaturenstation Duisburg Mündelheim und Verbindungsleitung
54	657-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Rehden-Bassum)
55	658-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Emsland II)
56	659-01	Umstellung auf H-Gas (Kolshorn-Ahlten-Speicher Empelde)
Darüber hinaus sind die folgenden Maßnahmen aus dem Umsetzungsbericht 2021 unverändert Ergebnis der Modellierung für 2032:		
57	229-01	Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gas-Umstellung bis 2029
58	447-01	Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gas-Umstellungen 2023-2029
59	653-01	GDRM-Anlage Kleinenhammer und Verbindungsleitung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## B) Veränderte Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021

Folgende Maßnahmen aus dem Umsetzungsbericht 2021 sind mit geänderten technischen Parametern Ergebnis der Modellierung für das Jahr 2027. Die Gründe für die Anpassung der Netzausbaumaßnahmen werden im Folgenden dargestellt:

- **GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung (ID 444-02b)**  
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Detailplanung.
- **Erweiterung VDS Embsen (ID 503-03b)**  
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Detailplanung.
- **VDS Reckrod (ID 629-02)**  
Anpassung technischer Parameter auf Basis aktueller Erkenntnisse im Rahmen des Projektfortschrittes.
- **VDS Wittenburg (ID 633-02)**  
Anpassung des Namens, der Beschreibung und technischer Parameter auf Basis aktueller Erkenntnisse im Rahmen des Projektfortschrittes.
- **Leitung Elbe Süd-Achim (ID 636-02)**  
Anpassung technischer Parameter auf Basis erhöhter Kapazitätsanforderung des zugrunde liegenden Ausbauanspruchs nach § 39 GasNZV.
- **Anpassung Verdichter Achim (ID 637-02)**  
Anpassung technischer Parameter auf Basis erhöhter Kapazitätsanforderung nach § 39 Ausbauansprüchen
- **Armaturenstation Iserlohn Hennen (ID 654-02)**  
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Detailplanung.

### C) Zusätzliche Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierung für das Jahr 2027 gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021 werden im Folgenden beschrieben:

Tabelle 38: Zusätzliche Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
1	801-01	Anschlussleitung Köln Süd 2
2	802-01	Armaturenstation Lauchhammer
3	803-01	VDS Achim/Embsen
4	804-01	Leitung Achim/Embsen-Drohne
5	805-01	GDRM-Anlage Drohne III
6	806-01	GDRM Anlage Lehringen
7	807-01	GDRM Anlage Kolshorn
8	808-01	Leitung Hämelerwald-Mehrum
9	809-01	Leitung Sophiental-Salzgitter
10	810-01	Leitung AS EUGAL – Lauchhammer 2
11	811-01	Leitung Lauchhammer 2 – Großkoschen
12	812-01	Leitung Bergen-Burg
13	813-01	Leitung Spreetal-Abzweigsystem Süd
14	814-01	VDS Lauchhammer 2
15	815-01	GDRM-Anlage Lauchhammer 2
16	816-01	GDRM-Anlage Spreetal
17	817-01	Armaturenstation Spreetal
18	818-01	Leitung Wilhelmshaven-Etzel
19	819-01	GDRM-Anlage Friedeburg-Horsten und Verbindungsleitung
20	820-01	Leitung Etzel-Wardenburg
21	821-01	Leitung Drohne-Legden
22	822-01	GDRM-Anlage Drohne 2 und Verbindungsleitung
23	823-01	GDRM-Anlage Legden 2 und Verbindungsleitung
24	824-01	GDRM-Anlage Meschede-Bockum Erweiterung
25	825-01	GDRM-Anlage Arnsberg-Niedereimer Erweiterung
26	826-01	Leitung Loop Düren
27	827-01	Erweiterung GDRM-Anlage Nittingen
28	831-01	GDRM-Anlage Lehringen
29	836-01	GDRM-Anlage Verlautenheide II Erweiterung
30	837-01	GDRM-Anlage Hüls und Verbindungsleitung
31	838-01	GDRM-Anlage Hamborn und Verbindungsleitung
32	839-01	GDRM-Anlage Sonsbeck
33	840-01	GDRM-Anlage Mündelheim und Verbindungsleitung
Modellierung für das Jahr 2032:		
34	832-01	GDRM-Anlage Voigtei
35	833-01	GDRM-Anlage Rehden
36	834-01	GDRM-Anlage Beckedorf
37	835-01	GDRM-Anlage Staffhorst

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



## D) Entfallene Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021

Entfallene Netzausbaumaßnahmen der Modellierung gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021 werden im Folgenden beschrieben:

- **Leitung MIDAL Mitte Nord (ID 627-01), Leitung MIDAL Mitte Süd (ID 628-01), Leitung NEL West (ID 634-01)**  
Aufgrund der starken Erhöhung des Transportbedarfs durch die Ausbauanträge gemäß § 39 GasNZV der LNG Anlagen Stade und Brunsbüttel ist ein abweichender Netzausbau das Ergebnis der Modellierung. Die Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 werden somit ersetzt und können entfallen.
- **GDRM-Anlage Herringhausen (ID 650-02)**  
Entfall der Maßnahme auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Detailplanung für den Umstellungsbereich Werne-Ummeln-Drohne.

### 7.3.2 Zusammenfassung der Ergebnisse der Basisvariante

Die Basisvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 39: Ergebnisse Basisvariante

Zusammenfassung der Ergebnisse der Basisvariante	Bis Ende 2027	Bis Ende 2032
Leitung [km]	870	870
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen) [MW]	194	194
Investitionen [Mrd. Euro]*	3,9	3,9
– Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (ohne LNG)	2,0	2,1
– LNG-Maßnahmen (inkl. SNG)	1,4	1,5
– Weitere neue Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	0,4	0,4

\*gerundete Werte

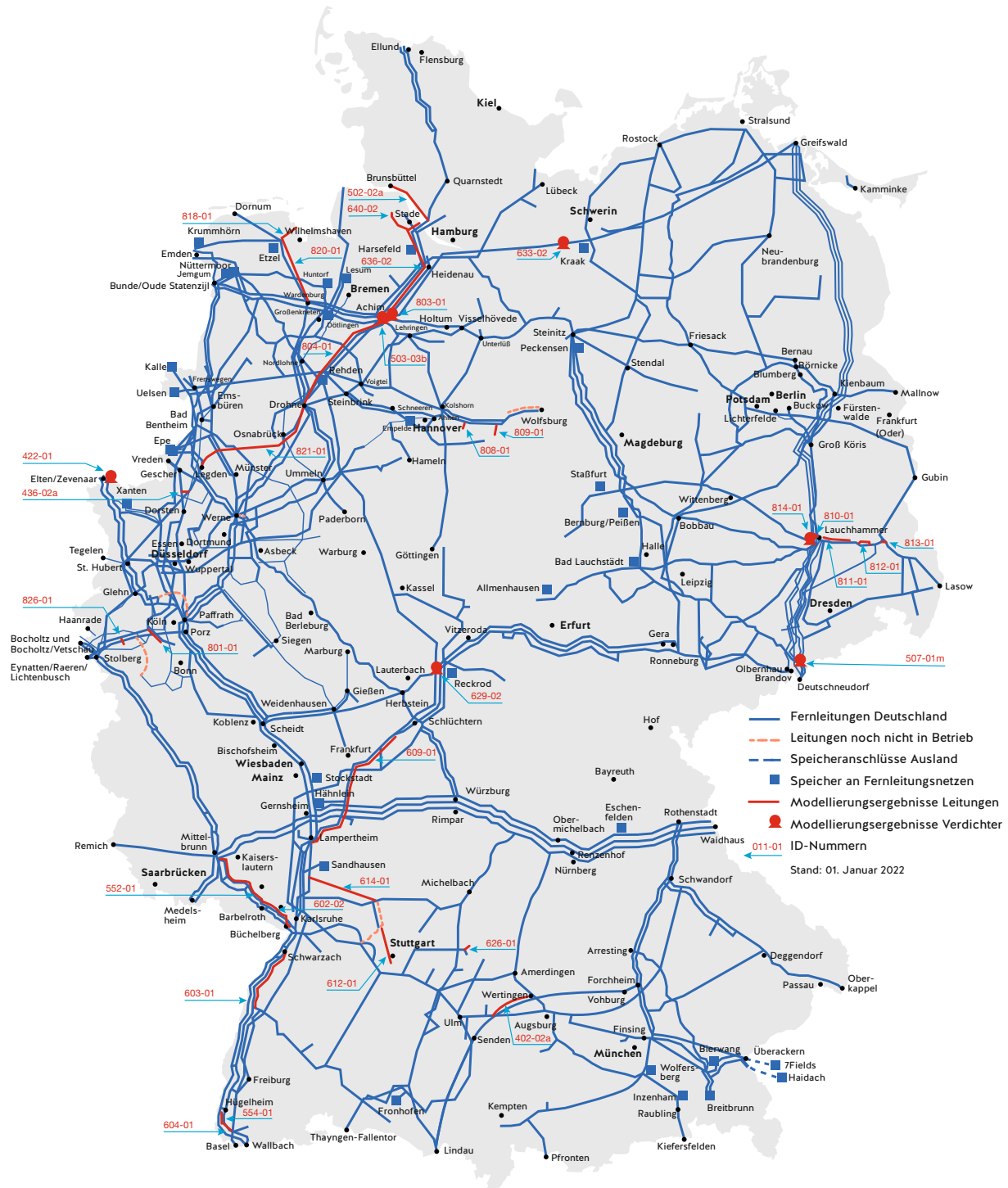
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In der Basisvariante wird ein Ausbau mit einem Investitionsumfang von rund 3,9 Mrd. Euro für das Jahr 2032 ermittelt. Die Ergebnisse zwischen den Modellierungsjahren 2027 und 2032 unterscheiden sich nur geringfügig. Bereits in der Basisvariante sind Maßnahmen für LNG-Anlagen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 enthalten, die auch in der Basisvariante des aktuellen Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 Ergebnis der Modellierung waren. Mit den neuen Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, welche zum Teil der Bereitstellung von festen Kapazitäten für LNG- und SNG-Anlagen dienen, umfasst die Kostenposition „LNG-Maßnahmen (inkl. SNG)“ Investitionen von rund 1,5 Mrd. Euro. Daneben gibt es weitere Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von rund 2,1 Mrd. Euro, die bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bestätigt wurden. Der Anteil neuer Maßnahmen (z. B. für den Anschluss von Industrie, L-H-Gas-Umstellungsmaßnahmen und Verteilernetzbetreibern) im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 an den Gesamtinvestitionen liegt bei rund 0,4 Mrd. Euro.

Die Investitionen für die Anbindungsmaßnahmen der LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade (ID 502-02a, 502-03b, 640-02, 641-02) betragen rund 0,3 Mrd. Euro.

Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der **NEP-Gas-Datenbank** aufgeführt und werden in der folgenden Abbildung dargestellt.

**Abbildung 27: Ausbaumaßnahmen der Basisvariante bis Ende 2027/2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

### 7.3.3 Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen für neue und systemrelevante Gaskraftwerke

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben auf Grundlage der Bestätigung des Szenariorahmens neue Gaskraftwerke in der Modellierung berücksichtigt. In der Bestätigung des Szenariorahmens hat die BNetzA den Fernleitungsnetzbetreibern zudem aufgetragen, alle Netzausbaumaßnahmen zu benennen, die zur Deckung des Kapazitätsbedarfs für geplante Gaskraftwerke beitragen. Diese Anforderung haben die Fernleitungsnetzbetreiber in der folgenden Tabelle 40 umgesetzt.

**Tabelle 40: Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen, die unter anderem den Kapazitätsbedarf für neue und systemrelevante Kraftwerke decken**

ID-Nr.	Netzausbau- maßnahme	Nur für Kraftwerk notwendig	Geplante neue Gaskraftwerke																				Neue system- relevante Gaskraftwerke					
			GK Leipzig Block 1*	GK Leipzig Block 2	KW Grundremmingen	Kraftwerk Zolling*	Kraftwerk Mehrum	GHKW VW2	Werk Salzgitter	Werk Uelzen*	Kraftwerk Scholven*	Kraftwerk Irsching*	Kraftwerk Biblis*	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Boxberg	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Jämschwalde	GUD Schwarze Pumpe	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Lippendorf*	Gasturbine Heilbronn	GuD-Anlage Altbach	GuD-Anlage Marbach	GuD-Anlage Aalen	KWK-Anlage AUDI AG Werk Neckarsulm	GuD-Anlage Mannheim	GuD-KW Herne	Trianel Gaskraftwerk Hamm*	Cuno Heizkraftwerk Herdecke*	Knapsack I	Gersteinwerk*
302-01	Leitung Datteln-Herne	x																					x					
402-02a	AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz)			x	x																x							
402-02b	GDRM-Anlage Wertingen 2			x	x																x							
402-02c	GDRM-Anlage Kötz			x	x																x							
417-02	VDS Mörsch (Nordschwarz- walddleitung)																	x										
449-02	Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL1)																	x	x	x								
501-02a	Leitung Walle-Wolfsburg	x						x																				
501-03e	Erweiterung GDRM-Anlage Unterlüß							x																				
609-01	Leitung Wirtheim- Lampertheim																	x	x	x		x	x					
610-01	GDRM-Anlage Wirtheim																	x	x	x		x	x					
611-01	GDRM-Anlage Lampertheim																	x	x	x		x	x					
612-01	Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2)																		x	x								
614-01	Leitung Heidel- berg-Heilbronn (SEL 3)																	x	x	x		x						

ID-Nr.	Netzausbau- maßnahme	Nur für Kraftwerk notwendig	Geplante neue Gaskraftwerke																				Neue system- relevante Gaskraftwerke					
			GK Leipzig Block 1*	GK Leipzig Block 2	KW Grundremmingen	Kraftwerk Zolling*	Kraftwerk Mehrum	GHKW VW2	Werk Salzgitter	Werk Uelzen*	Kraftwerk Scholven*	Kraftwerk Irsching*	Kraftwerk Biblis*	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Boxberg	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Jänschwalde	GUD Schwarze Pumpe	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Lippendorf*	Gasturbine Heilbronn	GuD-Anlage Altbach	GuD-Anlage Marbach	GuD-Anlage Aalen	KWK-Anlage AUDI AG Werk Neckarsulm	GuD-Anlage Mannheim	GuD-KW Herne	Trianel Gaskraftwerk Hamm*	Cuno Heizkraftwerk Herdecke*	Knapsack I	Gersteinwerk*
616-01	GDRM-Anlage Heidelberg																x	x	x		x							
618-01	GDRM-Anlage Heilbronn																x	x	x		x							
626-01	Leitung Aalen-Essingen																			x								
629-02	VDS Reckrod																x	x	x		x	x						
630-01	GDRM-Anlage Lampertheim 5																x	x	x		x	x						
642-01	GDRM-Anlage Ludwigshafen																x	x	x		x	x						
801-01	Anschlusslei- tung Köln Süd 2																									x		
802-01	Armaturen- station Lauchhammer												x	x	x													
806-01	GDRM Anlage Lehringen	x					x		x																			
807-01	GDRM Anlage Kolshorn	x					x		x																			
808-01	Leitung Hämelerwald- Mehrum	x					x																					
809-01	Leitung Sophiental- Salzgitter	x							x																			
810-01	Leitung Anbindung Lauchhammer	x											x	x	x													
811-01	Leitung Lauch- hammer-Groß- koschen	x											x	x	x													
812-01	Leitung Bergen-Burg	x											x	x	x													
814-01	VDS Lauchhammer	x											x	x	x													
815-01	GDRM-Anlage Lauchhammer	x											x	x	x													

\* Für diese Kraftwerke ist kein Ausbaubedarf erforderlich bzw. entsprechende Maßnahmen sind bereits in Betrieb.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 7.3.4 Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen für LNG-Anlagen der Basisvariante

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben auf Grundlage der Bestätigung des Szenariorahmens neue LNG-Anlagen in der Modellierung berücksichtigt. In der Bestätigung des Szenariorahmens hat die BNetzA den Fernleitungsnetzbetreibern zudem aufgetragen, alle Netzausbaumaßnahmen zu benennen, die zur Deckung des Kapazitätsbedarfs für diese LNG-Anlagen beitragen. Diese Anforderung haben die Fernleitungsnetzbetreiber in der folgenden Tabelle 41 umgesetzt.

**Tabelle 41: Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen, die unter anderem den Kapazitätsbedarf für neue LNG-Anlagen decken**

ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme	Nur für LNG-Anlagen notwendig	Geplante neue LNG-Anlagen
			Brunsbüttel und Stade
301-01	Überspeisung Embsen		x
503-03b	Erweiterung VDS Embsen		x
636-01	Leitung Elbe Süd-Achim	x	x
637-01	Anpassung Verdichter Achim	x	x
638-01	Vorwärmung Embsen		x
803-01	VDS Achim/Embsen	x	x
804-01	Leitung Achim/Embsen-Drohne	x	x
805-01	GDRM-Anlage Drohne 2	x	x
820-01	Leitung Etzel-Wardenburg		x
821-01	Leitung Drohne-Legden		x
822-01	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung		x
823-01	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung		x

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## 7.4 Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1

Die Grundlagen für die LNG-Varianten werden in Kapitel 3.2.6 beschrieben.

### 7.4.1 Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1

Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse für die Jahre 2027 und 2032 beschrieben. Hierbei werden die Unterschiede gegenüber der Basisvariante hervorgehoben. Grundsätzlich wird dabei eine Einteilung analog zur Basisvariante in die vier Kategorien (unveränderte, veränderte, zusätzliche und entfallene Maßnahmen) vorgenommen.

Die LNG-Versorgungssicherheitsvarianten wurden ausschließlich für das Jahr 2032 modelliert, weshalb hier im Vergleich zur Basisvariante nur auf dieses Jahr Bezug genommen wird. Eine Beschreibung der ermittelten Ausbaumaßnahmen findet sich in der **NEP-Gas-Datenbank** unter der Kachel „Ausbaumaßnahmen“.

Die in Kapitel 4 dargestellten Startnetzmaßnahmen sind gemäß der Definition kein Ergebnis der Modellierung. Diese Maßnahmen werden dementsprechend nicht in Kapitel 7 dargestellt.

**A) Unveränderte Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 gegenüber der Basisvariante**

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen aus der Basisvariante sind unverändert Ergebnis der Modellierung für das Jahr 2032:

**Tabelle 42: Unveränderte Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1\***

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
1	229-01	Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung bis 2029
2	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas
3	301-01	Überspeisung Embsen
4	337-02	GDRM-Anlage Porz
5	402-02a	AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz)
6	402-02b	GDRM-Anlage Wertingen 2
7	422-01	VDS Elten
8	436-02a	Leitung Marbeck-Heiden
9	437-01	GDRM-Anlage Heiden-Borken und Verbindungsleitung
10	438-01	Umbindung Speichieranbindungsleitungen Epe
11	441-02	Armaturenstation Vinnhorst und Verbindungsleitung
12	442-02	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung
13	443-02	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung
14	444-02b	GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung
15	447-01	Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gas-Umstellungen 2023–2029
16	450-01	GDRM-Anlage Pfuhl (Steinhäule)
17	451-02	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein
18	503-03b	Erweiterung VDS Embsen
19	504-01a	Leistungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen
20	504-02c	GDRM-Anlage Emden
21	507-01m	VDS Sayda
22	525-02	GDRM-Anlage Meerbusch Osterrath und Verbindungsleitung
23	529-01	Armaturenstationen Elten – St. Hubert
24	530-01	Umstellung Köln – Dormagen
25	531-01a	GDRM-Anlage Appeldorn
26	531-01b	Armaturenstation Xanten
27	552-01	Leitung Mittelbrunn-Schwanheim
28	554-01	Leitung Hülgeheim-Tannenkirch
29	602-02	Leitung Schwanheim-Au am Rhein
30	603-01	Leitung Schwarzach-Eckartsweier
31	604-01	Leitung Tannenkirch-Hüsingern
32	609-01	Leitung Wirtheim-Lampertheim
33	610-01	GDRM-Anlage Wirtheim
34	611-01	GDRM-Anlage Lampertheim
35	612-01	Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2)
36	613-01	GDRM-Anlage Bietigheim
37	614-01	Leitung Heidelberg-Heilbronn (SEL 3)
38	616-01	GDRM-Anlage Heidelberg
39	618-01	GDRM-Anlage Heilbronn
40	620-01	GDRM-Anlage Kirchheim unter Teck
41	621-01	GDRM-Anlage Hittistetten
42	622-01	GDRM-Anlage Eichstegen
43	624-01	GDRM-Anlage Weißensberg 2
44	625-01	GDRM-Anlage Scharenstetten
45	626-01	Leitung Aalen-Essingen

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
46	629-02	VDS Reckrod
47	630-01	GDRM-Anlage Lampertheim 5
48	631-01	GDRM-Anlage Lubmin 2
49	632-01	GDRM-Anlage Anlandestation Greifswald – Anlagenerweiterung 3
50	635-01	GDRM-Anlage Embsen
51	636-02	Leitung Elbe Süd-Achim
52	638-01	Vorwärmung Embsen
53	639-01	GDRM-Anlage Achim
54	642-01	GDRM-Anlage Ludwigshafen
55	651-01	GDRM-Anlage Neuss Rheinpark und Verbindungsleitung
56	652-01	GDRM-Anlage Engelbostel und Verbindungsleitung
57	653-01	GDRM-Anlage Kleinenhammer und Verbindungsleitung
58	654-02	Armaturenstation Iserlohn Hennen
59	655-01	Armaturenstation Essen Dellwig und Verbindungsleitung
60	656-01	Armaturenstation Duisburg Mündelheim und Verbindungsleitung
61	657-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Rehden-Bassum)
62	658-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Emsland II)
63	659-01	Umstellung auf H-Gas (Kolshorn-Ahlten-Speicher Empelde)
64	801-01	Anschlussleitung Köln Süd 2
65	802-01	Armaturenstation Lauchhammer
66	806-01	GDRM Anlage Lehringen
67	807-01	GDRM Anlage Kolshorn
68	808-01	Leitung Hämelerwald-Mehrum
69	809-01	Leitung Sophiental-Salzgitter
70	810-01	Leitung AS EUGAL – Lauchhammer 2
71	811-01	Leitung Lauchhammer 2 – Großkoschen
72	812-01	Leitung Bergen – Burg
73	813-01	Leitung Spreetal – Abzweigsystem Süd
74	814-01	VDS Lauchhammer 2
75	815-01	GDRM-Anlage Lauchhammer 2
76	816-01	GDRM-Anlage Spreetal
77	817-01	Armaturenstation Spreetal
78	821-01	Leitung Drohne-Legden
79	822-01	GDRM-Anlage Drohne 2 und Verbindungsleitung
80	823-01	GDRM-Anlage Legden 2 und Verbindungsleitung
81	824-01	GDRM-Anlage Meschede-Bockum Erweiterung
82	825-01	GDRM-Anlage Arnsberg-Niedereimer Erweiterung
83	826-01	Leitung Loop Düren
84	827-01	Erweiterung GDRM-Anlage Nittingen
85	831-01	GDRM-Anlage Lehringen
86	832-01	GDRM-Anlage Voigtei
87	833-01	GDRM-Anlage Rehden
88	834-01	GDRM-Anlage Beckedorf
89	835-01	GDRM-Anlage Staffhorst
90	836-01	GDRM-Anlage Verlautenheide II Erweiterung
91	837-01	GDRM-Anlage Hüls und Verbindungsleitung
92	838-01	GDRM-Anlage Hamborn und Verbindungsleitung
93	839-01	GDRM-Anlage Sonsbeck
94	840-01	GDRM-Anlage Mündelheim und Verbindungsleitung

\*gegenüber der Basisvariante

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Stand: 6. Juli 2022

**B) Veränderte Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 gegenüber der Basisvariante**

Es gibt in dieser Versorgungssicherheitsvariante im Vergleich zur Basisvariante keine veränderten Maßnahmen.

**C) Zusätzliche Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 gegenüber der Basisvariante**

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierung für das Jahr 2032 gegenüber der Basisvariante werden im Folgenden aufgelistet:

**Tabelle 43: Zusätzliche Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1\***

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
1	851-01	WAL Teil 1
2	852-01	WAL Teil 2
3	853-01	GDRM-Anlage Wilhelmshaven und Verbindungsleitung
4	854-01	GDRM-Anlage Wilhelmshaven 2 und Verbindungsleitung
5	855-01	GDRM-Anlage Friedeburg-Horsten und Verbindungsleitung
6	856-01	Leitung Etzel – Wardenburg
7	857-01	GDRM-Anlage Wardenburg und Verbindungsleitung
8	858-01	Leitung Wardenburg-Drohne
9	859-01	GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung
10	860-01	Verdichterstation Wardenburg
11	861-01	Verdichterstation Krummhörn
12	862-01	Leitung Sande Nüstermoor/Jemgum
13	863-01	GDRM-Anlage Westerstede
14	864-01	GDRM-Anlage Sande
15	865-01	GDRM-Anlage Leer und Verbindungsleitung
16	866-01	GDRM-Anlage Achim/Embsen
17	870-01	VDS Achim/Embsen
18	875-01	Erweiterung der VS Rehden
19	880-01	Neubau VS Wittenburg
20	882-01	Umbau der EST Lubmin 2
21	883-01	Erweiterung der GDRM Radeland 2

\*gegenüber der Basisvariante

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

**D) Entfallene Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 gegenüber der Basisvariante**

Entfallene Netzausbaumaßnahmen der Modellierung gegenüber der Basisvariante werden im Folgenden beschrieben:

- GDRM-Anlage Leer und Verbindungsleitung (ID 532-01)**  
 Die Maßnahme GDRM-Anlage Leer und Verbindungsleitung (532-01) kann entfallen, da diese Maßnahme mit veränderten Anlagenparameter in der LNG-Variante 1, 2 und 2.1 unter der Maßnahmen-ID 865-01 geführt wird.
- VDS Wittenburg (ID 633-02)**  
 Der in der Basisvariante zugrunde gelegte Transportbedarf ist in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten nicht enthalten. Am gleichen Standort wird eine neue Verdichterstation (VDS) in angepasster Auslegung für andere Transportbedarfe benötigt.
- Anpassung Verdichter Achim (ID 637-02)**  
 Diese Maßnahme wird in der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 durch die Maßnahme VDS Achim/Embsen (ID 870-01) ersetzt.



- **VDS Achim/Embsen (ID 803-01)**  
Diese Maßnahme wird in der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 durch die Maßnahme VDS Achim/Embsen (ID 870-01) ersetzt.
- **Leitung Achim/Embsen-Drohne (ID 804-01) und GDRM-Anlage Drohne III (ID 805-01)**  
Die hier genannten Maßnahmen werden durch die Reduzierung russischer Entries und die gleichzeitige Berücksichtigung einer LNG-Anlage am Standort Wilhelmshaven in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten nicht benötigt.
- **WAL Teil 1 (ID 818-01)**  
Die Maßnahme wird durch die Maßnahme WAL Teil 1 (ID 851-01) mit einem größeren Nenndurchmesser und einem früheren Inbetriebnahmetermin ersetzt.
- **GDRM-Anlage Friedeburg-Horsten und Verbindungsleitung (ID 819-01)**  
Die Maßnahme wird durch die Maßnahme GDRM-Anlage Friedeburg-Horsten und Verbindungsleitung (ID 855-01) mit einer höheren Anlagenleistung und einem früheren Inbetriebnahmetermin ersetzt.
- **Leitung Etzel – Wardenburg (ID 820-01)**  
Die Maßnahme wird durch die Maßnahme Leitung Etzel-Wardenburg (ID 856-01) mit einem größeren Nenndurchmesser und einem früheren Inbetriebnahmetermin ersetzt.

#### 7.4.2 Zusammenfassung der Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1

Die LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 führt zu folgenden Ergebnissen:

**Tabelle 44: Ergebnisse LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1**

LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1	Bis Ende 2032
Leitung [km]	961
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen) [MW]	251
Investitionen [Mrd. Euro]*	4,6
– Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (ohne LNG)	1,9
– LNG-Maßnahmen (inkl. SNG)	2,4
– Weitere neue Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	0,4
*gerundete Werte	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 wird ein Ausbau mit einem Investitionsumfang von rund 4,6 Mrd. Euro für das Jahr 2032 ermittelt. In dieser Versorgungssicherheitsvariante werden LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshaven angeschlossen.

Mit den neuen Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, welche dem Weitertransport der LNG-Mengen im Fernleitungsnetz zur Bereitstellung von festen Kapazitäten für LNG- und SNG-Anlagen und der Anpassung des Fernleitungsnetzes an veränderte Lastflüsse dienen, umfasst die Kostenposition „LNG-Maßnahmen (inkl. SNG)“ Investitionen von rund 2,4 Mrd. Euro.

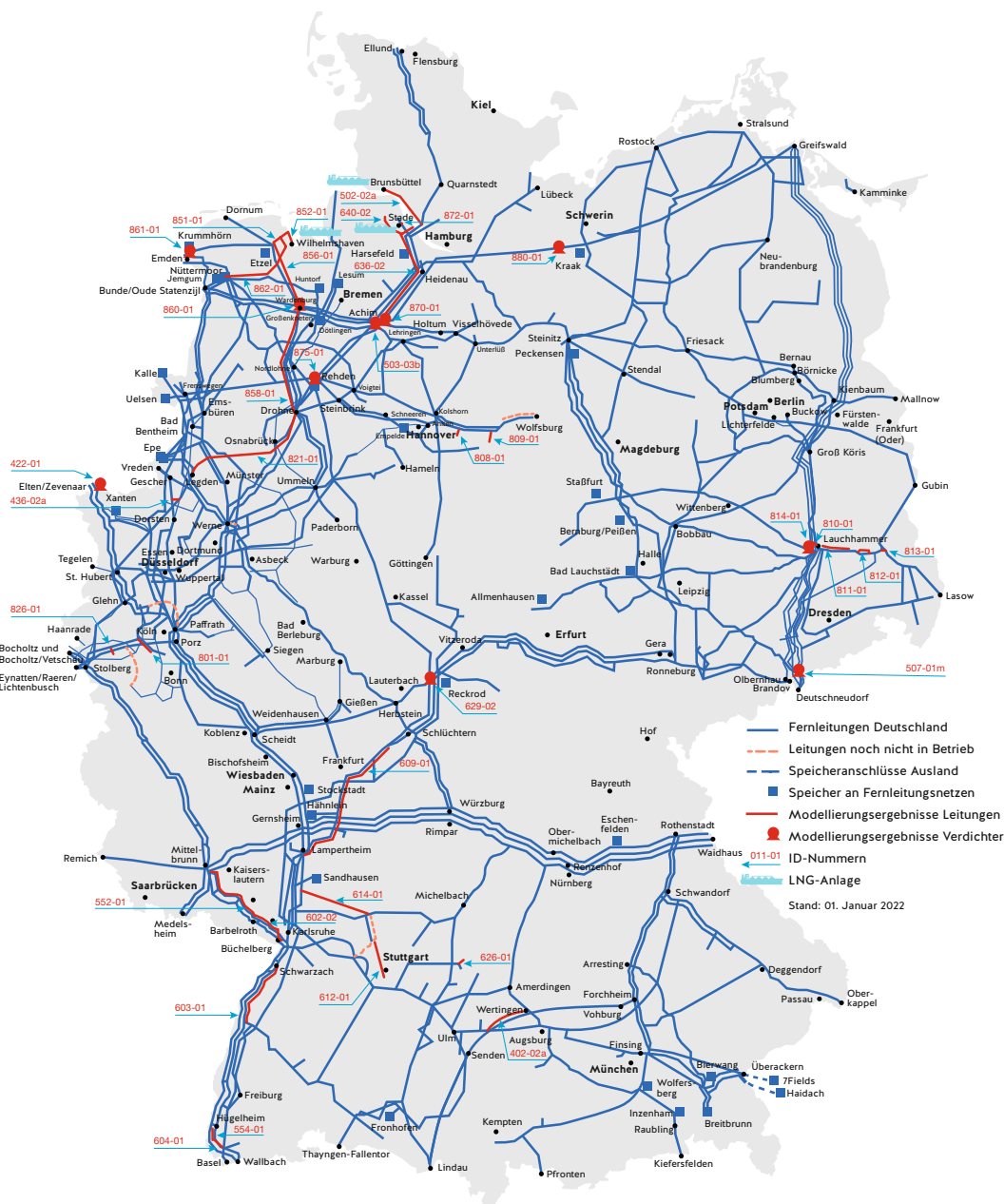
Daneben gibt es weitere Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von rund 1,9 Mrd. Euro, die bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bestätigt wurden. Diese Position reduziert sich im Vergleich zur Basisvariante, da einige Maßnahmen aus der Basisvariante entfallen. Der Anteil neuer Maßnahmen (z. B. für den Anschluss von Industrie, L-H-Gas-Umstellungsmaßnahmen und Verteilernetzbetreibern) im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 an den Gesamtinvestitionen liegt bei rund 0,4 Mrd. Euro.

Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass die Vielzahl der neuen Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 in der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 denen der Basisvariante entsprechen. Bei den Maßnahmen zur LNG-Anbindung, welche der Gewährleistung der Versorgungssicherheit dienen, kommt es hier im Vergleich zur Basisvariante zu einem relativ geringen Zuwachs, welche sich auf die geänderten Annahmen zum Anschluss von LNG-Maßnahmen in dieser LNG-Versorgungssicherheitsvariante zurückführen lassen.

Die Investitionen für die Anbindungsmaßnahmen der LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshaven (ID 502-02a, 502-03b, 640-02, 641-02, 872-01, 873-01, 874-01) betragen rund 0,3 Mrd. Euro.

Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der **NEP-Gas-Datenbank** aufgeführt und werden in der folgenden Abbildung dargestellt.

**Abbildung 28: Netzausbaumaßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

## 7.5 Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2

### 7.5.1 Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2

Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse für die Jahre 2027 und 2032 beschrieben. Hierbei werden die Unterschiede gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 hervorgehoben. Grundsätzlich wird dabei eine Einteilung analog zur Basisvariante in die vier Kategorien (unveränderte, veränderte, zusätzliche und entfallene Maßnahmen) vorgenommen.

Die LNG-Versorgungssicherheitsvarianten wurden ausschließlich für das Jahr 2032 modelliert, weshalb hier im Vergleich zur Basisvariante nur auf dieses Jahr Bezug genommen wird. Eine Beschreibung der ermittelten Ausbaumaßnahmen findet sich in der **NEP-Gas-Datenbank** unter der Kachel „Ausbaumaßnahmen“.

Die in Kapitel 4 dargestellten Startnetzmaßnahmen sind gemäß der Definition kein Ergebnis der Modellierung. Diese Maßnahmen werden dementsprechend nicht in Kapitel 7 dargestellt.

#### A) Unveränderte Maßnahmen gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 für die Anbindung von LNG-Anlagen

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen aus der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 sind unverändert Ergebnis der Modellierung für das Jahr 2032 im Vergleich zur LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1:

**Tabelle 45: Unveränderte Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2\***

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
1	229-01	Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung bis 2029
2	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas
3	301-01	Überspeisung Embsen
4	337-02	GDRM-Anlage Porz
5	402-02a	AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz)
6	402-02b	GDRM-Anlage Wertingen 2
7	422-01	VDS Elten
8	436-02a	Leitung Marbeck-Heiden
9	437-01	GDRM-Anlage Heiden-Borken und Verbindungsleitung
10	438-01	Umbindung Speicheranbindungsleitungen Epe
11	441-02	Armaturenstation Vinnhorst und Verbindungsleitung
12	442-02	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung
13	443-02	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung
14	444-02b	GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung
15	447-01	Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gas-Umstellungen 2023-2029
16	450-01	GDRM-Anlage Pfuhl (Steinhäule)
17	451-02	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein
18	503-03b	Erweiterung VDS Embsen
19	504-01a	Leistungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen
20	504-02c	GDRM-Anlage Emden
21	507-01m	VDS Sayda
22	525-02	GDRM-Anlage Meerbusch Osterrath und Verbindungsleitung
23	529-01	Armaturenstationen Elten – St. Hubert
24	530-01	Umstellung Köln – Dormagen
25	531-01a	GDRM-Anlage Appeldorn
26	531-01b	Armaturenstation Xanten
27	552-01	Leitung Mittelbrunn-Schwanheim
28	554-01	Leitung Hülgeheim-Tannenkirch
29	602-02	Leitung Schwanheim-Au am Rhein

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
30	603-01	Leitung Schwarzach-Eckartsweier
31	604-01	Leitung Tannenkirch-Hüsing
32	609-01	Leitung Wirtheim-Lampertheim
33	610-01	GDRM-Anlage Wirtheim
34	611-01	GDRM-Anlage Lampertheim
35	612-01	Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2)
36	613-01	GDRM-Anlage Bietigheim
37	614-01	Leitung Heidelberg-Heilbronn (SEL 3)
38	616-01	GDRM-Anlage Heidelberg
39	618-01	GDRM-Anlage Heilbronn
40	620-01	GDRM-Anlage Kirchheim unter Teck
41	621-01	GDRM-Anlage Hittistetten
42	622-01	GDRM-Anlage Eichstegen
43	624-01	GDRM-Anlage Weißensberg 2
44	625-01	GDRM-Anlage Scharenstetten
45	626-01	Leitung Aalen-Essingen
46	629-02	VDS Reckrod
47	630-01	GDRM-Anlage Lampertheim 5
48	631-01	GDRM-Anlage Lubmin 2
49	632-01	GDRM-Anlage Anlandestation Greifswald - Anlagenerweiterung 3
50	635-01	GDRM-Anlage Embsen
51	639-01	GDRM-Anlage Achim
52	642-01	GDRM-Anlage Ludwigshafen
53	651-01	GDRM-Anlage Neuss Rheinpark und Verbindungsleitung
54	652-01	GDRM-Anlage Engelbostel und Verbindungsleitung
55	653-01	GDRM-Anlage Kleinenhammer und Verbindungsleitung
56	654-02	Armaturenstation Iserlohn Hennen
57	655-01	Armaturenstation Essen Dellwig und Verbindungsleitung
58	656-01	Armaturenstation Duisburg Mündelheim und Verbindungsleitung
59	657-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Rehden-Bassum)
60	658-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Emsland II)
61	659-01	Umstellung auf H-Gas (Kolshorn-Ahlten-Speicher Empelde)
62	801-01	Anschlussleitung Köln Süd 2
63	802-01	Armaturenstation Lauchhammer
64	806-01	GDRM Anlage Lehringen
65	807-01	GDRM Anlage Kolshorn
66	808-01	Leitung Hämelerwald-Mehrum
67	809-01	Leitung Sophiental-Salzgitter
68	810-01	Leitung AS EUGAL - Lauchhammer 2
69	811-01	Leitung Lauchhammer 2 - Großkoschen
70	812-01	Leitung Bergen - Burg
71	813-01	Leitung Spreetal - Abzweigsystem Süd
72	814-01	VDS Lauchhammer 2
73	815-01	GDRM-Anlage Lauchhammer 2
74	816-01	GDRM-Anlage Spreetal
75	817-01	Armaturenstation Spreetal
76	821-01	Leitung Drohne-Legden
77	822-01	GDRM-Anlage Drohne 2 und Verbindungsleitung
78	823-01	GDRM-Anlage Legden 2 und Verbindungsleitung
79	824-01	GDRM-Anlage Meschede-Bockum Erweiterung

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
80	825-01	GDRM-Anlage Arnsberg-Niedereimer Erweiterung
81	826-01	Leitung Loop Düren
82	827-01	Erweiterung GDRM-Anlage Nittingen
83	831-01	GDRM-Anlage Lehringen
84	832-01	GDRM-Anlage Voigtei
85	833-01	GDRM-Anlage Rehden
86	834-01	GDRM-Anlage Beckedorf
87	835-01	GDRM-Anlage Staffhorst
88	836-01	GDRM-Anlage Verlautenheide II Erweiterung
89	837-01	GDRM-Anlage Hüls und Verbindungsleitung
90	838-01	GDRM-Anlage Hamborn und Verbindungsleitung
91	839-01	GDRM-Anlage Sonsbeck
92	840-01	GDRM-Anlage Mündelheim und Verbindungsleitung
93	851-01	WAL Teil 1
94	852-01	WAL Teil 2
95	853-01	GDRM-Anlage Wilhelmshaven und Verbindungsleitung
96	854-01	GDRM-Anlage Wilhelmshaven 2 und Verbindungsleitung
97	855-01	GDRM-Anlage Friedeburg-Horsten und Verbindungsleitung
98	856-01	Leitung Etzel - Wardenburg
99	857-01	GDRM-Anlage Wardenburg und Verbindungsleitung
100	858-01	Leitung Wardenburg-Drohne
101	859-01	GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung
102	860-01	Verdichterstation Wardenburg
103	861-01	Verdichterstation Krummhörn
104	862-01	Leitung Sande Nüstermoor/Jemgum
105	863-01	GDRM-Anlage Westerstedde
106	864-01	GDRM-Anlage Sande
107	865-01	GDRM-Anlage Leer und Verbindungsleitung
108	875-01	Erweiterung der VS Rehden
109	880-01	Neubau VS Wittenburg

\*gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 für die Anbindung von LNG-Anlagen

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## B) Veränderte Maßnahmen gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1

Es gibt in dieser Modellierungsvariante im Vergleich zur LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 keine veränderten Maßnahmen.

### C) Zusätzliche Maßnahmen gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierung für das Jahr 2032 gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 werden im Folgenden aufgelistet:

**Tabelle 46: Zusätzliche Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2\***

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
1	867-01	GDRM-Anlage Achim/Embsen
2	868-01	Leitung Elbe Süd-Heidenau
3	869-01	Leitung Heidenau-Achim
4	871-01	VDS Achim/Embsen
5	881-01	Umbau der EST Lubmin 2
6	884-01	Erweiterung der GDRM Radeland 2
7	887-01	Verbindungsleitung Rostock-Marienehe
8	888-01	GDRM-Anlage Vorweden

\*gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 für die Anbindung von LNG-Anlagen

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### D) Entfallene Maßnahmen gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1

Entfallene Netzausbaumaßnahmen der Modellierung gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 werden im Folgenden beschrieben:

- **Leitung Elbe Süd-Achim (ID 636-02)**  
Diese Maßnahme wird in der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 durch die Maßnahmen Leitung Elbe Süd-Heidenau (ID 868-01) und Leitung Heidenau-Achim (ID 869-01) ersetzt.
- **Vorwärmung Embsen (ID 638-01)**  
Diese Maßnahme wird nicht benötigt, da die geplante LNG-Anlage am Standort Stade auf Verlangen der BNetzA in der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 keine Berücksichtigung findet.
- **GDRM-Anlage Achim/Embsen (ID 866-01)**  
Diese Maßnahme wird nicht benötigt, da die geplante LNG-Anlage am Standort Stade auf Verlangen der BNetzA in der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 keine Berücksichtigung findet.
- **VDS Achim/Embsen (ID 870-01)**  
Diese Maßnahme wird in der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 durch die Maßnahme VDS Achim/Embsen (ID 871-01) ersetzt.
- **Umbau der EST Lubmin 2 (ID 882-01)**  
Diese Maßnahme wird in der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 durch die Maßnahme Umbau der EST Lubmin 2 (ID 881-01) ersetzt, welche für die geringeren Mengen ausgelegt ist.
- **Erweiterung der GDRM Radeland 2 (ID 883-01)**  
Diese Maßnahme wird in der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 durch die Maßnahme Erweiterung der GDRM Radeland 2 (ID 884-01) ersetzt, welche für die geringeren Mengen ausgelegt ist.

### 7.5.2 Zusammenfassung der Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2

Die LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 führt zu folgenden Ergebnissen:

**Tabelle 47: Ergebnisse LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2**

LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2	Bis Ende 2032
Leitung [km]	961
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen) [MW]	221
Investitionen [Mrd. Euro]*	4,4
– Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (ohne LNG)	1,9
– LNG-Maßnahmen (inkl. SNG)	2,1
– Weitere neue Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	0,4
*gerundete Werte	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 wird ein Ausbau mit einem Investitionsumfang von 4,4 Mrd. Euro für das Jahr 2032 ermittelt. In dieser Modellierungsvariante werden LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Rostock und Wilhelmshaven angeschlossen.

Mit den neuen Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, welche dem Weitertransport der LNG-Mengen im Fernleitungsnetz zur Bereitstellung von festen Kapazitäten für LNG- und SNG-Anlagen und der Anpassung des Fernleitungsnetzes an veränderte Lastflüsse dienen, umfasst die Kostenposition „LNG-Maßnahmen (inkl. SNG)“ Investitionen von rund 2,1 Mrd. Euro. Daneben gibt es weitere Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von rund 1,9 Mrd. Euro, die bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bestätigt wurden. Der Anteil neuer Maßnahmen (z. B. für den Anschluss von Industrie, L-H-Gas-Umstellungsmaßnahmen und Verteilernetzbetreibern) im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 an den Gesamtinvestitionen liegt bei rund 0,4 Mrd. Euro.

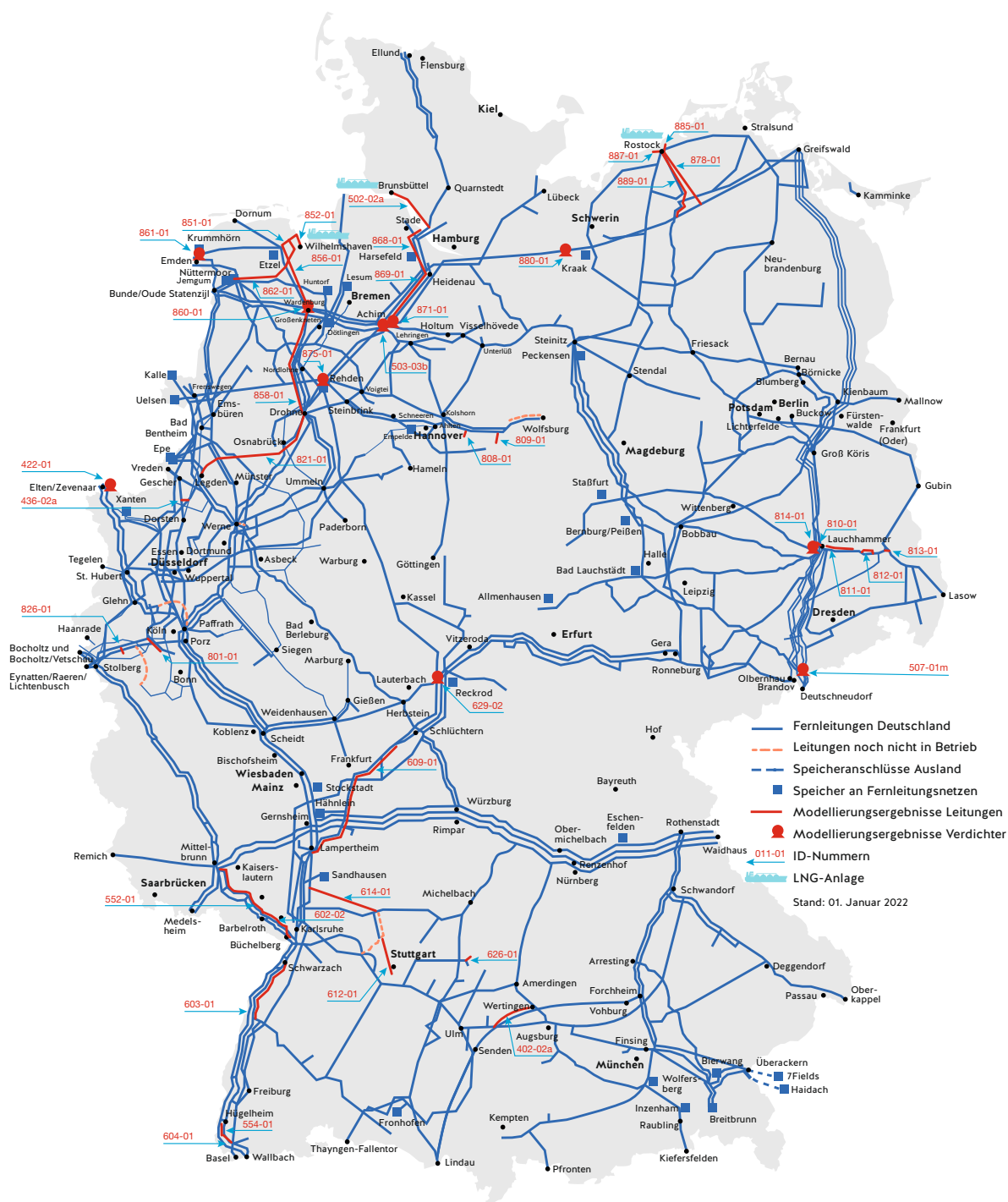
Bei den Maßnahmen zur LNG-Anbindung, welche der Gewährleistung der Versorgungssicherheit dienen, kommt es hier im Vergleich zur LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1, aufgrund der Anbindung des Standorts Rostock, zu einer Erhöhung der Investitionen.

Die Investitionen für die Anbindungsmaßnahmen der LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Rostock und Wilhelmshaven (ID 502-02a, 502-03b, 874-01, 885-01, 886-01 und alternativ 878-01/879-01 oder 889-01/890-01) betragen 0,3–0,4 Mrd. Euro. Für den Anschluss der LNG-Anlage in Rostock wurden zwei Varianten untersucht, weshalb bei den Anbindungsmaßnahmen eine Spannbreite angegeben wird.

Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der [NEP-Gas-Datenbank](#) aufgeführt und werden in der folgenden Abbildung dargestellt.



Abbildung 29: Ausbaumaßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung



## 7.6 Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1

### 7.6.1 Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1

Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse für die Jahre 2027 und 2032 beschrieben. Hierbei werden die Unterschiede gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 hervorgehoben. Grundsätzlich wird dabei eine Einteilung analog zur Basisvariante in die vier Kategorien (unveränderte, veränderte, zusätzliche und entfallene Maßnahmen) vorgenommen.

Die LNG-Versorgungssicherheitsvarianten wurden ausschließlich für das Jahr 2032 modelliert, weshalb hier im Vergleich zur Basisvariante nur auf dieses Jahr Bezug genommen wird. Eine Beschreibung der ermittelten Ausbaumaßnahmen findet sich in der **NEP-Gas-Datenbank** unter der Kachel „Ausbaumaßnahmen“.

Die in Kapitel 4 dargestellten Startnetzmaßnahmen sind gemäß der Definition kein Ergebnis der Modellierung. Diese Maßnahmen werden dementsprechend nicht in Kapitel 7 dargestellt.

#### A) Unveränderte Maßnahmen gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 für die Anbindung von LNG-Anlagen

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen aus der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 sind unverändert Ergebnis der Modellierung für das Jahr 2032 im Vergleich zur LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.

**Tabelle 48: Unveränderte Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1\***

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
1	229-01	Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung bis 2029
2	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas
3	301-01	Überspeisung Embsen
4	337-02	GDRM-Anlage Porz
5	402-02a	AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz)
6	402-02b	GDRM-Anlage Wertingen 2
7	422-01	VDS Elten
8	436-02a	Leitung Marbeck-Heiden
9	437-01	GDRM-Anlage Heiden-Borken und Verbindungsleitung
10	438-01	Umbindung Speicheranbindungsleitungen Epe
11	441-02	Armaturenstation Vinnhorst und Verbindungsleitung
12	442-02	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung
13	443-02	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung
14	444-02b	GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung
15	447-01	Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gas-Umstellungen 2023–2029
16	450-01	GDRM-Anlage Pfuhl (Steinhäule)
17	451-02	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein
18	503-03b	Erweiterung VDS Embsen
19	504-01a	Leistungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen
20	504-02c	GDRM-Anlage Emden
21	507-01m	VDS Sayda
22	525-02	GDRM-Anlage Meerbusch Osterrath und Verbindungsleitung
23	529-01	Armaturenstationen Elten – St. Hubert
24	530-01	Umstellung Köln – Dormagen
25	531-01a	GDRM-Anlage Appeldorn
26	531-01b	Armaturenstation Xanten
27	552-01	Leitung Mittelbrunn-Schwanheim
28	554-01	Leitung Hügellheim-Tannenkirch

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
29	602-02	Leitung Schwanheim-Au am Rhein
30	603-01	Leitung Schwarzach-Eckartsweier
31	604-01	Leitung Tannenkirch-Hüsing
32	609-01	Leitung Wirtheim-Lampertheim
33	610-01	GDRM-Anlage Wirtheim
34	611-01	GDRM-Anlage Lampertheim
35	612-01	Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2)
36	613-01	GDRM-Anlage Bietigheim
37	614-01	Leitung Heidelberg-Heilbronn (SEL 3)
38	616-01	GDRM-Anlage Heidelberg
39	618-01	GDRM-Anlage Heilbronn
40	620-01	GDRM-Anlage Kirchheim unter Teck
41	621-01	GDRM-Anlage Hittistetten
42	622-01	GDRM-Anlage Eichstegen
43	624-01	GDRM-Anlage Weißensberg 2
44	625-01	GDRM-Anlage Scharenstetten
45	626-01	Leitung Aalen-Essingen
46	629-02	VDS Reckrod
47	630-01	GDRM-Anlage Lampertheim 5
48	631-01	GDRM-Anlage Lubmin 2
49	632-01	GDRM-Anlage Anlandestation Greifswald – Anlagenerweiterung 3
50	635-01	GDRM-Anlage Embsen
51	639-01	GDRM-Anlage Achim
52	642-01	GDRM-Anlage Ludwigshafen
53	651-01	GDRM-Anlage Neuss Rheinpark und Verbindungsleitung
54	652-01	GDRM-Anlage Engelbostel und Verbindungsleitung
55	653-01	GDRM-Anlage Kleinenhammer und Verbindungsleitung
56	654-02	Armaturenstation Iserlohn Hennen
57	655-01	Armaturenstation Essen Dellwig und Verbindungsleitung
58	656-01	Armaturenstation Duisburg Mündelheim und Verbindungsleitung
59	657-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Rehden-Bassum)
60	658-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Emsland II)
61	659-01	Umstellung auf H-Gas (Kolshorn-Ahlten-Speicher Empelde)
62	801-01	Anschlussleitung Köln Süd 2
63	802-01	Armaturenstation Lauchhammer
64	806-01	GDRM Anlage Lehringen
65	807-01	GDRM Anlage Kolshorn
66	808-01	Leitung Hämelerwald-Mehrum
67	809-01	Leitung Sophiental-Salzgitter
68	810-01	Leitung AS EUGAL – Lauchhammer 2
69	811-01	Leitung Lauchhammer 2 – Großkoschen
70	812-01	Leitung Bergen – Burg
71	813-01	Leitung Spreetal – Abzweigsystem Süd
72	814-01	VDS Lauchhammer 2
73	815-01	GDRM-Anlage Lauchhammer 2
74	816-01	GDRM-Anlage Spreetal
75	817-01	Armaturenstation Spreetal
76	821-01	Leitung Drohne-Legden

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
77	822-01	GDRM-Anlage Drohne 2 und Verbindungsleitung
78	823-01	GDRM-Anlage Legden 2 und Verbindungsleitung
79	824-01	GDRM-Anlage Meschede-Bockum Erweiterung
80	825-01	GDRM-Anlage Arnsberg-Niedereimer Erweiterung
81	826-01	Leitung Loop Düren
82	827-01	Erweiterung GDRM-Anlage Nittingen
83	831-01	GDRM-Anlage Lehringen
84	832-01	GDRM-Anlage Voigtei
85	833-01	GDRM-Anlage Rehden
86	834-01	GDRM-Anlage Beckedorf
87	835-01	GDRM-Anlage Staffhorst
88	836-01	GDRM-Anlage Verlautenheide II Erweiterung
89	837-01	GDRM-Anlage Hüls und Verbindungsleitung
90	838-01	GDRM-Anlage Hamborn und Verbindungsleitung
91	839-01	GDRM-Anlage Sonsbeck
92	840-01	GDRM-Anlage Mündelheim und Verbindungsleitung
93	851-01	WAL Teil 1
94	852-01	WAL Teil 2
95	853-01	GDRM-Anlage Wilhelmshaven und Verbindungsleitung
96	854-01	GDRM-Anlage Wilhelmshaven 2 und Verbindungsleitung
97	855-01	GDRM-Anlage Friedeburg-Horsten und Verbindungsleitung
98	856-01	Leitung Etzel – Wardenburg
99	857-01	GDRM-Anlage Wardenburg und Verbindungsleitung
100	858-01	Leitung Wardenburg-Drohne
101	859-01	GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung
102	860-01	Verdichterstation Wardenburg
103	861-01	Verdichterstation Krummhörn
104	862-01	Leitung Sande Nütermoor/Jemgum
105	863-01	GDRM-Anlage Westerstede
106	864-01	GDRM-Anlage Sande
107	865-01	GDRM-Anlage Leer und Verbindungsleitung
108	867-01	GDRM-Anlage Achim/Embsen
109	868-01	Leitung Elbe Süd-Heidenau
110	869-01	Leitung Heidenau-Achim
111	871-01	VDS Achim/Embsen
112	875-01	Erweiterung der VS Rehden
113	880-01	Neubau VS Wittenburg
114	887-01	Verbindungsleitung Rostock-Marienehe
115	888-01	GDRM-Anlage Vorweden

\*gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 für die Anbindung von LNG-Anlagen

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## B) Veränderte Maßnahmen gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2

Es gibt in dieser Modellierungsvariante im Vergleich zur Basisvariante keine veränderten Maßnahmen.

### C) Zusätzliche Maßnahmen gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierung für das Jahr 2032 gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 werden im Folgenden aufgelistet:

**Tabelle 49: Zusätzliche Maßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1\***

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
1	882-01	Umbau der EST Lubmin 2
2	883-01	Erweiterung der GDRM Radeland 2

\*gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 für die Anbindung von LNG-Anlagen

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### D) Entfallene Maßnahmen gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2

Entfallene Netzausbaumaßnahmen der Modellierung gegenüber der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 werden im Folgenden beschrieben:

- **Umbau der EST Lubmin 2 (ID 881-01)**  
Diese Maßnahme wird in der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 von der Maßnahme Umbau der EST Lubmin 2 (ID 882-01) ersetzt, welche für größere Mengen ausgelegt ist.
- **Erweiterung der GDRM Radeland 2 (ID 884-01)**  
Diese Maßnahme wird in der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 durch die Maßnahme Erweiterung der GDRM Radeland 2 (ID 883-01) ersetzt, welche für größere Mengen ausgelegt ist.

### 7.6.2 Zusammenfassung der Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1

Die LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 führt zu folgenden Ergebnissen:

**Tabelle 50: Ergebnisse LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1**

LNG-Variante 2.1	Bis Ende 2032
Leitung [km]	961
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen) [MW]	221
Investitionen [Mrd. Euro]	4,4
– Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (ohne LNG)	1,9
– LNG-Maßnahmen (inkl. SNG)	2,1
– Weitere neue Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	0,4

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 wird ein Ausbau mit einem Investitionsumfang von rund 4,4 Mrd. Euro für das Jahr 2032 ermittelt. In dieser Versorgungssicherheitsvariante werden LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Rostock und Wilhelmshaven angeschlossen. Im Vergleich zur LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 wird die LNG-Anlagenleistung am Standort Rostock von 10,0 GW auf 21,7 GW mehr als verdoppelt.

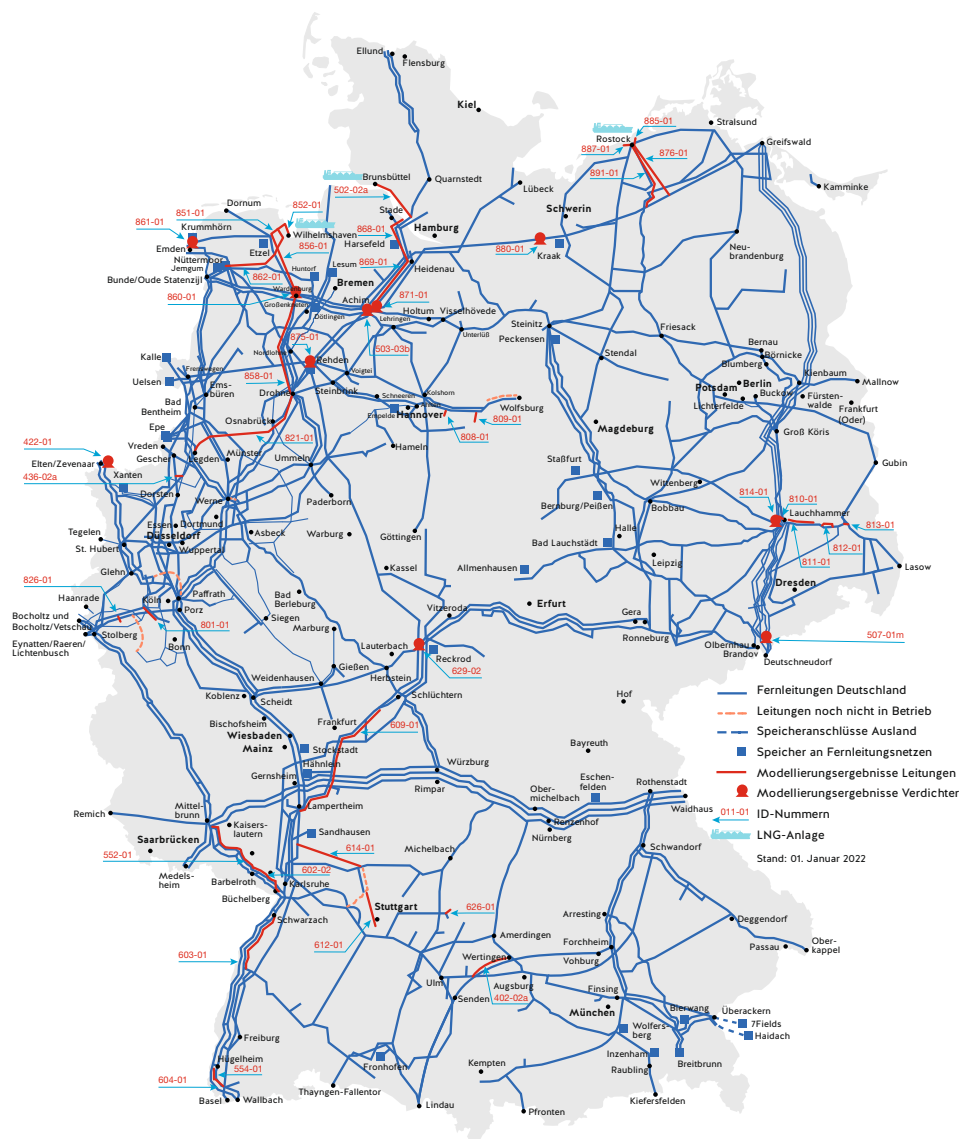
Mit den neuen Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, welche zum Teil der Bereitstellung von festen Kapazitäten für LNG- und SNG-Anlagen dienen, umfasst die Kostenposition „LNG-Maßnahmen (inkl. SNG)“ Investitionen von rund 2,1 Mrd. Euro. Daneben gibt es weitere Maßnahmen mit einem Investitionsumfang von rund 1,9 Mrd. Euro, die bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bestätigt wurden. Der Anteil neuer Maßnahmen (z. B. für den Anschluss von Industrie, L-H-Gas-Umstellungsmaßnahmen und Verteilernetzbetreibern) im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 an den Gesamtinvestitionen liegt bei rund 0,4 Mrd. Euro.

Bei den Maßnahmen zur LNG-Anbindung, welche der Gewährleistung der Versorgungssicherheit dienen, kommt es hier im Vergleich zur LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2, trotz der deutlichen Steigerung der LNG-Anlagenleistung in Rostock, nur zu einer relativ geringfügigen Erhöhung der Investitionen.

Die Investitionen für die Anbindungsmaßnahmen der LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Rostock und Wilhelmshaven (ID 502-02a, 502-03b, 874-01, 885-01, 886-01 und alternativ 876-01/877-01 oder 891-01/892-01) betragen 0,4–0,5 Mrd. Euro. Für den Anschluss der LNG-Anlage in Rostock wurden zwei Varianten untersucht, weshalb bei den Anbindungsmaßnahmen eine Spannbreite angegeben wird.

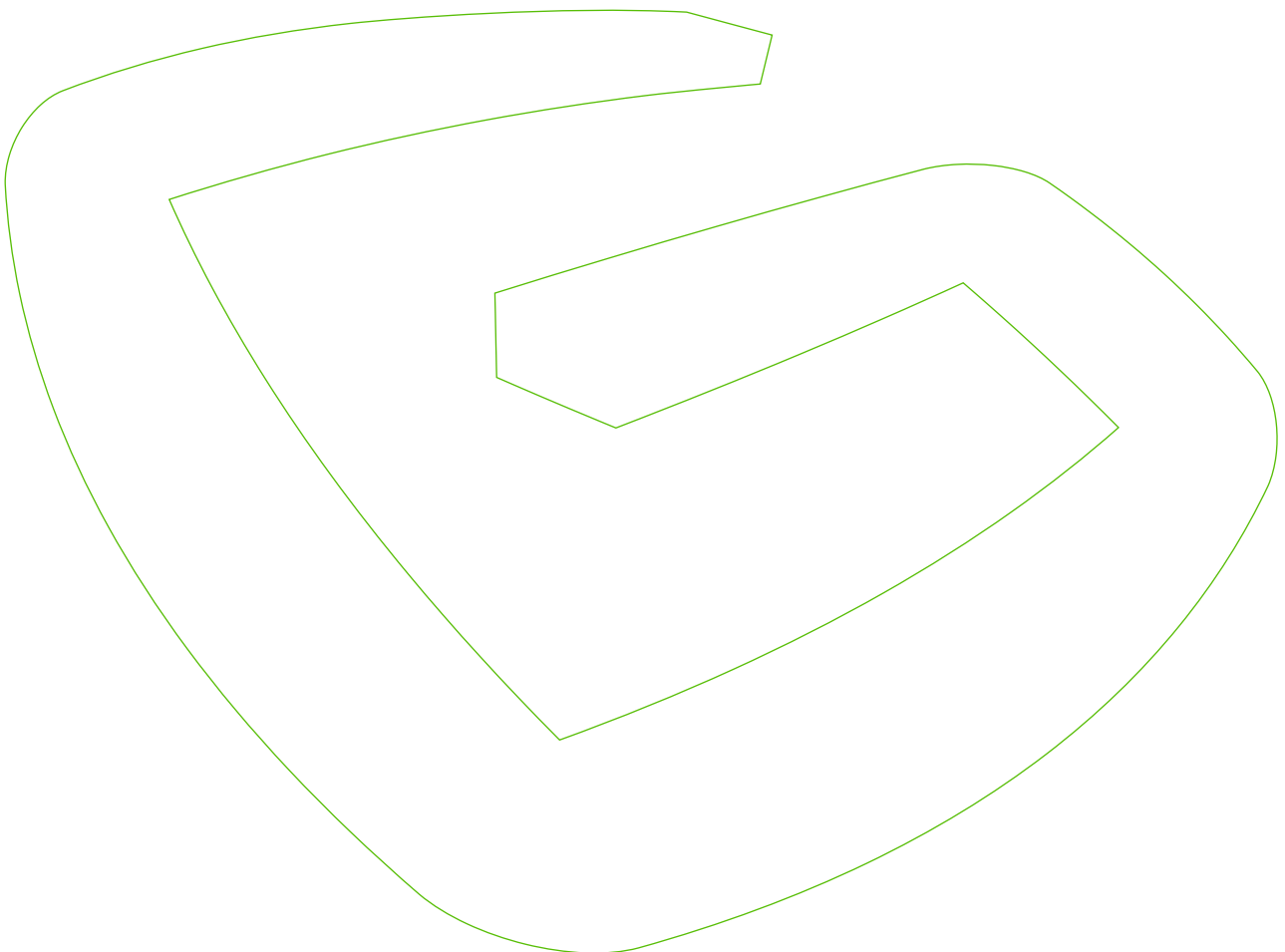
Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der **NEP-Gas-Datenbank** aufgeführt und werden in der folgenden Abbildung dargestellt.

**Abbildung 30: Ausbaumaßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

# Wasserstoffvariante 8



## 8 Wasserstoffvariante

### Grundsätzliche Rahmenbedingungen

Zur Erstellung des Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 hatten die Fernleitungsnetzbetreiber erstmalig im Rahmen einer Marktpartnerabfrage den Transportbedarf für Wasserstoff ermittelt. Dazu wurden die potenziellen Erzeuger und Verbraucher von Wasserstoff abgefragt. Die gezielte Umstellung von Transportinfrastruktur auf Wasserstoff sowie Neubauten sollen Erzeuger und Verbraucher vernetzen und im Ergebnis einen nachhaltigen Wechsel von Methan zu Wasserstoff ermöglichen.

Auch wenn die ermittelten Wasserstoffausbaumaßnahmen auf Grund fehlender rechtlich regulatorischer Rahmenbedingungen im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 nicht bestätigungsfähig waren, ist die Grundsteinlegung für ein überregionales Wasserstofftransportnetz sowohl in Politik, Verwaltung als auch im Markt auf breite Zustimmung gestoßen. Der Netzentwicklungsplan Gas wurde damit einhergehend als Transparenzplattform anerkannt. Diese positiven Rückmeldungen haben die Fernleitungsnetzbetreiber zum Anlass genommen, für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 erneut eine Wasserstoffabfrage für Erzeugung und Bedarf (WEB) durchzuführen und die Entwicklung eines deutschlandweiten Wasserstofftransportnetzes fortzuführen. Die zahlreichen Rückmeldungen zur WEB und die daraus folgenden Abschlüsse von MoU zeigen die große Nachfrage nach Wasserstoff-Transportleistung und damit die Notwendigkeit zum Aufbau einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben langjährige Erfahrung in der gemeinsamen Netzplanung, im Rahmen der Netzentwicklungspläne und hier insbesondere bei der Umstellung von Transportnetzen von L-Gas auf H-Gas. Dementsprechend sind die Fernleitungsnetzbetreiber dazu in der Lage, betreiberübergreifend vorhandene Erdgasleitungen zu identifizieren, die potenziell für den Wasserstofftransport umgestellt werden können. Des Weiteren haben die Fernleitungsnetzbetreiber zusammen mit anderen potenziellen Wasserstoffinfrastrukturbetreibern die Modellierung eines nationalen Wasserstoffnetzes durchgeführt. Das gemeinsame Ziel der Beteiligten ist es, das ehrgeizige Ziel der Bundesregierung der Klimaneutralität Deutschlands bis zum Jahr 2045 möglichst frühzeitig zu erreichen und vorhandene Infrastrukturpotenziale auszuschöpfen.

Im Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 hatte die BNetzA aufgrund fehlender regulatorischer Rahmenbedingungen Wasserstoffumstellungsmaßnahmen und Neubaumaßnahmen von Wasserstoffinfrastruktur nicht bestätigen können. Es war lediglich möglich, erdgasverstärkende Maßnahmen zum Aufbau des Wasserstoffnetzes zu bestätigen, sofern ein gesicherter Bedarf zum Wasserstofftransport vorlag. Auch mit der Novellierung des EnWG im Juli 2021 wurde weder eine integrierte noch eine separate Gas- und Wasserstoffnetzentwicklungsplanung im Rechtsrahmen umgesetzt. Ergänzt wurde jedoch mit § 113b EnWG die Kenntlichmachung von Gasversorgungsleitungen, die perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden können.

Darüber hinaus fehlt jedoch die gesetzliche Verankerung, die Wasserstoffnetzplanung mit der Gasnetzentwicklungsplanung in einem integrierten Prozess zur Optimierung des Gesamtsystems zu behandeln. Die gesetzlich zugewiesenen Aufgaben der Fernleitungsnetzbetreiber in Bezug auf die Netzentwicklungsplanung von Wasserstoff bestehen gegenwärtig in ihrem Beitrag zu dem gemeinsamen Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff mit dem Zieljahr 2035. Die BNetzA kann auf Basis dieses Berichtes Empfehlungen für die rechtliche Implementierung eines verbindlichen Netzentwicklungsplans Wasserstoff abgeben (§ 28q EnWG).

Das im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 gezeigte Wasserstoffnetz wurde unter Berücksichtigung der Transportbedarfe in einem aufwändigen Prozess erstellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind davon überzeugt, dass sie damit ein bedarfsgerechtes Wasserstofftransportnetz ermitteln können. Dennoch kann dieses Wasserstoffnetz aufgrund fehlender Vorgaben im aktuellen Regelungsrahmen keine verbindliche Vorfestlegung für eine künftige Wasserstoffnetzplanung darstellen. Für den schnellen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur wäre es dringend geboten, diesen Rahmen zu schaffen und eine verbindliche integrierte Netzplanung für Gas und Wasserstoff zu ermöglichen, in der eine Optimierung des Gesamtsystems der Methan- und Wasserstoffnetze realisiert werden kann.

Die Kapazitätsprodukte für Wasserstoff sind in einem wachsenden Markt unter Einbeziehung der Transportbedarfe der Kunden zu entwickeln. Im Rahmen der Wasserstoffnetzmodellierung wurden feste Kapazitäten betrachtet.



## **Zusätzliche Unsicherheiten durch geopolitische Entwicklungen**

Neben den noch unklaren rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen kamen zusätzlich durch den Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine erhebliche Unsicherheiten bei der Entwicklung des Gasmarktes hinzu. Dies erschwert zum aktuellen Zeitpunkt eine zuverlässige und belastbare Netzentwicklung. Daher haben die Fernleitungsnetzbetreiber folgerichtig im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 keine Methanmodellierung für die Wasserstoffvariante durchgeführt und dementsprechend auf eine Ermittlung neuer erdgasverstärkender Maßnahmen für die Wasserstoffnetzplanung verzichtet.

Das ermittelte Wasserstoffnetz der Wasserstoffmodellierung beruht auf den zugrundeliegenden MoU-Bedarfen, orientiert sich zudem an den Ergebnissen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 und den Leitungsmeldungen der Fernleitungsnetzbetreiber und anderer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber sowie an vorhandenen parallelen Leitungssystemen im Fernleitungsnetz. Auf dieser Basis erfolgte die Prüfung, welche Trassen geeignet sind, um ein Wasserstoffnetz aufzubauen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber prüfen in Abstimmung mit der BNetzA derzeit diverse Optionen, die Gasversorgung Deutschlands mit weniger russischem Gas bzw. gänzlich ohne Gas aus Russland sicherzustellen. Die Optionen sehen neben Um- und Ausbauten zuallererst eine an die neuen Rahmenbedingungen angepasste, veränderte Nutzung des vorhandenen Gasnetzes vor. Bis zur Entscheidung über die Umsetzung der Optionen ist eine belastbare Aussage zur kostensenkenden Umstellung bestehender Leitungen und Anlagen von Methantransport auf Wasserstofftransport kaum möglich. Die Kosten für die Bereitstellung der Wasserstoffinfrastruktur für die Jahre 2027/2032 sind deshalb indikativ zu betrachten (vgl. Kapitel 8.4). Diese Entwicklungen im Gasmarkt werden im kommenden Szenariorahmen, dessen Erarbeitung bereits Ende 2022/Anfang 2023 beginnt, aufgegriffen.

Die Beschleunigung des Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur ist sowohl zur Erreichung der Klimaneutralität als auch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit unabdingbar. Deshalb ist es für die Fernleitungsnetzbetreiber selbstverständlich, die Wasserstoffnetzplanung auf Basis der gemeldeten Bedarfe der Marktabfrage WEB und gemäß der gemeinsamen Modellierung in den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zu integrieren. Dies entspricht den Erwartungen der Marktteilnehmer, Projektvorhabenträger und Verteilernetzbetreiber und versetzt die Fernleitungsnetzbetreiber und die anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber damit in die Lage, die Folgeprozesse kontinuierlich weiter voranzutreiben.

### **8.1 Ergebnisse der Marktabfrage WEB nach MoU und nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022**

Wasserstoff und Grüne Gase spielen eine wichtige Rolle in der Transformation des Energiesystems. Bereits im letzten Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Planung zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur begonnen und gezeigt, dass diese bereits mittelfristig zur Verfügung gestellt werden kann.

Für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die zweite Marktabfrage WEB durchgeführt. Diese wurde durch die Fernleitungsnetzbetreiber am 11. Januar 2021 für den Szenariorahmen 2022 gestartet, Projektmeldungen waren bis zum 16. April 2021 möglich. Im Rahmen dieser Marktabfrage sind über 500 Projektmeldungen eingegangen. Im Szenariorahmen 2022 wurde die Projektliste veröffentlicht.

Mit dem Start der Marktabfrage WEB haben die Fernleitungsnetzbetreiber zudem Kriterien für Wasserstoff- und Grüngasprojekte, die im Rahmen des Szenariorahmens 2022 und des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 Anwendung fanden, veröffentlicht. Für die Berücksichtigung eines Projekts in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 ist nach Maßgabe der BNetzA die Erhöhung der Verbindlichkeit der gemeldeten Projekte notwendig. Dem sind die Fernleitungsnetzbetreiber durch Abschlüsse von MoU nachgekommen. Ein Projektvorhaben wird im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 berücksichtigt, wenn das MoU bis spätestens zum 01. Oktober 2021 mit dem Fernleitungsnetzbetreiber vereinbart wurde. Mit diesem MoU soll die tatsächliche Umsetzungsabsicht für das Projekt bekräftigt werden. Am 25. November 2021 haben die Fernleitungsnetzbetreiber auf der Webseite des FNB Gas eine aktualisierte Projektliste veröffentlicht, aus welcher ersichtlich wird, für welches Projekt ein MoU abgeschlossen wurde [FNB Gas 2021a].

Die BNetzA hat am 20. Januar 2022 den Szenariorahmen 2022 bestätigt [BNetzA 2022]. In dieser Bestätigung hat sich die BNetzA auch auf die Berücksichtigung der Projekte aus der Marktabfrage WEB für die Wasserstoffmodellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 bezogen (vgl. Kapitel 8.1.2).



Im Folgenden wird dargestellt, wie viele MoU abgeschlossen wurden, welche Wasserstoffleistungen im Rahmen der MoU gemeldet wurden und welche Wasserstoffleistungen nach der Bestätigung des Szenario-rahmens 2022 im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zu berücksichtigen sind.

### 8.1.1 MoU-Abschlüsse

Bereits im Szenariorahmen 2022 begrüßten die Fernleitungsnetzbetreiber die rege Beteiligung an der Marktabfrage WEB. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Projektmeldungen im Szenariorahmen 2022 in folgende Kategorien eingeteilt:

- 1 Projekte für die Jahre 2022–2050 der Projektvorhabensträger und Verteilernetzbetreiber mit Relevanz für das Fernleitungsnetz,
- 2 Meldungen von Speicherprojekten,
- 3 Meldungen von weiteren Projekten im Verteilernetz,
- 4 Meldungen von Projekten aus dem Ausland,
- 5 Meldungen von Projekten am Verteilernetz ohne Relevanz für das Fernleitungsnetz und
- 6 Sonstige Projektmeldungen (nicht vollständige Projektmeldungen, Nullmeldungen und Meldungen, die der Veröffentlichung nicht zugestimmt haben).

Für die weitere Wasserstoffnetzplanung auf der Fernleitungsebene war der Abschluss eines MoU für die Kategorien 1 und 2 vorgesehen. Die folgende Tabelle zeigt, für wie viele WEB-Projekte in diesen beiden Kategorien ein MoU abgeschlossen wurde.

**Tabelle 51: MoU-Abschlüsse für die Projektmeldungen der Marktabfrage WEB**

WEB-Projektmeldungen	Beschreibung	Anzahl der WEB-Projektmeldungen	Anzahl der WEB-Projektmeldungen mit MoU
Kategorie 1	Projekte für die Jahre 2022–2050 der Projektvorhabensträger und Verteilernetzbetreiber mit Relevanz für das Fernleitungsnetz	294	250
Kategorie 2	Meldungen von Speicherprojekten	7	7

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Für 257 der 301 WEB-Meldungen in den Kategorien 1 und 2 (rund 85 %) konnte gemäß der beschriebenen Vorgehensweise im Szenariorahmen 2022 ein MoU abgeschlossen werden. Zusätzlich wurden zwei MoU für Projekte in der Kategorie 5 abgeschlossen.

### 8.1.2 Ergebnisse nach MoU-Abschluss und nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022

Der Abschluss eines MoU ist Voraussetzung dafür, dass Projekte als Eingangsgröße im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 Berücksichtigung finden. Zusätzlich hat die BNetzA in der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 [BNetzA 2022] Vorgaben für die Berücksichtigung der WEB-Projekte im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 gemacht.

In der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 werden die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Tenor 9 aufgefordert, Elektrolyseprojekte sowie die damit verbundene Wasserstoffeinspeiseleistung und Wasserstoffeinspeisemenge ab dem 2029 erst ein Jahr später zu berücksichtigen.

Hintergrund dieser BNetzA-Vorgabe ist die Vielzahl der Meldung von Elektrolyseprojekten im Rahmen der Marktabfrage WEB. Die BNetzA führt hierzu in der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 wie folgt aus:

„[...] Ein Blick auf die in 2030 aufsummierte Elektrolyseleistung der Projekte mit abgeschlossenem MoU zeigt dabei, dass diese deutlich über den im Koalitionsvertrag anvisierten 10 GW liegt. [...] In Anbetracht des Zielwertes aus dem Koalitionsvertrag und der damit zu erwartenden Förderung solcher Projekte, sollten daher die im Koalitionsvertrag genannten 10 GW Elektrolyseleistung für 2030 als Richtwert für die Infrastrukturplanung dienen. Um diese Zielvorgabe zu erreichen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit Tenorziffer 9 verpflichtet, im Rahmen der Modellierung der Wasserstoffvariante, für alle Projekte aus Anlage 2, bei denen es sich um eine Wasserstoffeinspeisung mittels Elektrolyseur handelt, die für jedes Jahr geplanten Werte ab 2029 für die Elektrolyseleistung sowie die gekoppelte Wasserstoff-Einspeiseleistung und Wasserstoff-Einspeisemenge pro Jahr erst im jeweiligen Folgejahr anzusetzen.“ [BNetzA 2022]

Nach MoU-Abschluss und nach der Umsetzung der Vorgaben der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 durch die BNetzA ergeben sich die folgend dargestellten Elektrolyseleistungen sowie Mengen und Leistungen für Wasserstoff. Für die Wasserstoffvariante im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 ist nur der Zeitraum bis zum Jahr 2032 relevant. Die Felder, in denen sich Unterschiede zwischen nach MoU-Abschluss und nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022 durch die BNetzA ergeben, sind grau markiert.

**Tabelle 52: Ergebnisse nach MoU und nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022**

	Einheit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040*	2050*
<b>Ergebnisse nach MoU-Abschluss</b>														
Elektrolyseleistung	GWh/hel	0,2	0,5	0,9	2,6	3,9	4,8	7,4	9,4	18,3	20,5	22,7	37,7	46,0
H2-Einspeisemenge pro Jahr	TWhth	0,7	1,4	2,5	9,9	17,3	67,0	83,6	100,3	155,9	171,5	183,9	361,7	641,2
H2-Einspeiseleistung pro Jahr	GWh/hel	0,1	0,4	0,7	1,9	3,3	9,7	13,8	16,5	27,8	30,8	33,8	69,5	114,7
H2-Ausspeisemenge pro Jahr	TWhth	4,5	6,4	10,3	23,1	30,9	49,2	55,1	75,5	125,6	155,5	171,6	238,8	297,3
H2-Ausspeiseleistung pro Jahr	GWh/hel	0,9	1,2	2,3	4,7	6,1	9,3	10,5	13,7	25,2	31,3	35,0	51,4	71,2
H2-Zusatzleistungsbedarf	GWh/hel	0,8	0,8	1,6	2,8	2,8	-0,4	-3,3	-2,8	-2,6	0,4	1,2	-18,1	-43,5
<b>Ergebnisse nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022 durch die BNetzA</b>														
Elektrolyseleistung	GWh/hel	0,2	0,5	0,9	2,6	3,9	4,8	7,4	7,4	9,4	18,3	20,5	37,7	46,0
H2-Einspeisemenge pro Jahr	TWhth	0,7	1,4	2,5	9,9	17,3	67,0	83,6	94,2	130,5	166,2	178,5	361,7	641,2
H2-Einspeiseleistung pro Jahr	GWh/hel	0,1	0,4	0,7	1,9	3,3	9,7	13,8	15,0	21,5	29,2	32,2	69,5	114,7
H2-Ausspeisemenge pro Jahr	TWhth	4,5	6,4	10,3	23,1	30,9	49,2	55,1	75,5	125,6	155,5	171,6	238,8	297,3
H2-Ausspeiseleistung pro Jahr	GWh/hel	0,9	1,2	2,3	4,7	6,1	9,3	10,5	13,7	25,2	31,3	35,0	51,4	71,2
H2-Zusatzleistungsbedarf	GWh/hel	0,8	0,8	1,6	2,8	2,8	-0,4	-3,3	-1,3	3,7	2,1	2,8	-	-

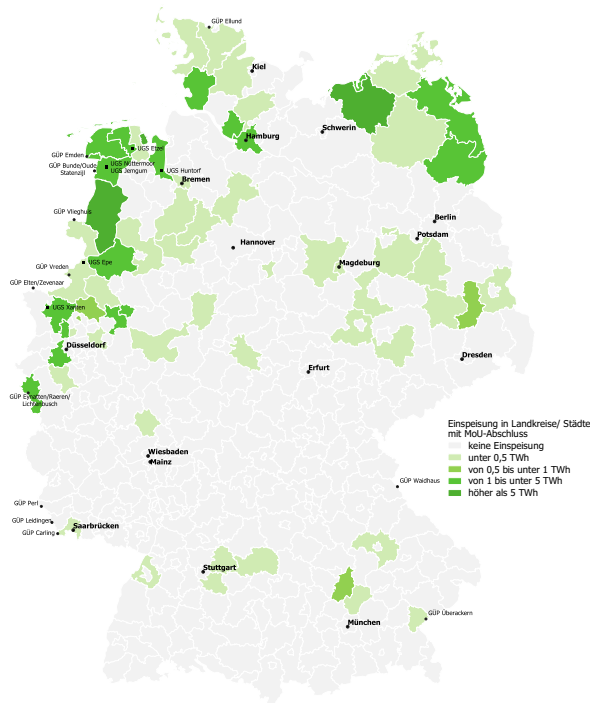
\* Die Jahre 2040 und 2050 sind für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 nicht modellierungsrelevant, diese wurden demzufolge durch die BNetzA nicht bestätigt

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Entsprechend der Vorgabe der BNetzA verschiebt sich die Realisierung bzw. Erweiterung von Elektrolyseanlagen ab dem Jahr 2029 um ein Jahr, demzufolge sind die Elektrolyseleistungen in den Jahren 2028 und 2029 identisch. Diese Verschiebung setzt sich bis zum Jahr 2032 fort. Die Einspeisemengen und -leistungen dieser Elektrolyseprojekte reduzieren sich in den Jahren 2029 bis 2032. Für das Modellierungsjahr 2032 liegen MoU-Projekte mit einer Elektrolyseleistung in Höhe von 22,7 GWel vor, nach BNetzA-Bestätigung reduziert sich dieser Wert auf 20,5 GWel. Für das Jahr 2030 werden Elektrolyseprojekte mit einer Leistung von rund 9,4 GWel berücksichtigt. Dieser Wert liegt in der Größenordnung des Zielwertes von 10 GWel aus dem aktuellen Koalitionsvertrag.

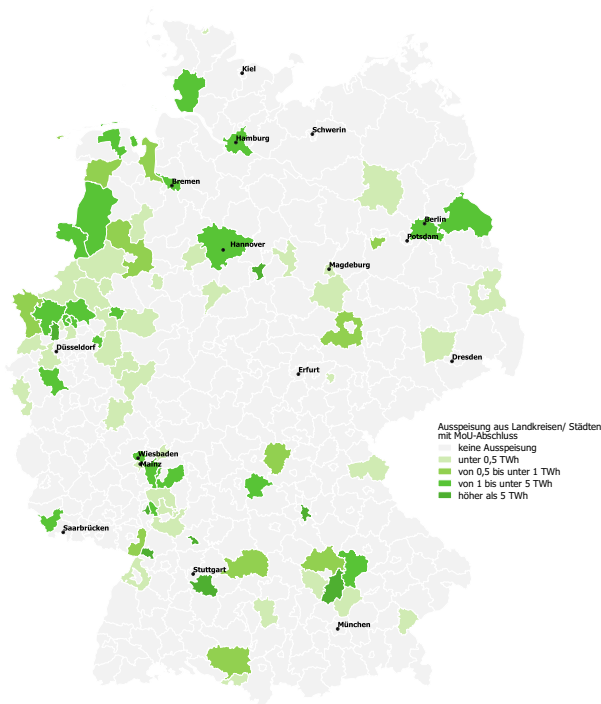
Die folgenden Abbildungen zeigen zudem die regionale Verteilung der gemeldeten Wasserstoffprojekte für das Jahr 2032 (Mengenangaben für Ein- und Auspeisung) der Projektmeldungen mit einem MoU und nach Bestätigung durch die BNetzA.

**Abbildung 31: Gemeldete WEB-Wasserstoffeinspeisungen mit MoU im Jahr 2032**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber, schematische Darstellung

**Abbildung 32: Gemeldete WEB-Wasserstoffausspeisungen mit MoU im Jahr 2032**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber, schematische Darstellung

## 8.2 Wasserstoffmodellierung

Im folgenden Kapitel wird zuerst auf den Prozess der gemeinsamen Wasserstoffmodellierung von Fernleitungsnetzbetreibern und anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern eingegangen (vgl. Kapitel 8.2.1). In Kapitel 8.2.2 werden die Meldungen der Leitungsnetzinfrastruktur anderer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber für das Wasserstoffnetz beschrieben. Die grundsätzliche Vorgehensweise der einzelnen Prozessschritte ist in Kapitel 8.2.3 dargestellt. In den Kapiteln 8.2.4 bis 8.2.7 werden die Modellierungsvorbereitungen beschrieben, die abgestimmten Szenarien dargestellt und daraus die Wasserstoffbilanzen sowie der zusätzliche Wasserstoffbedarf für die Jahre 2027 und 2032 abgeleitet. Das Kapitel 8.2.8 widmet sich den Wasserstoffteilnetzen.

### 8.2.1 Prozess der gemeinsamen Wasserstoffmodellierung von Fernleitungsnetzbetreibern und anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern

Um vorhandene Infrastrukturpotenziale möglichst frühzeitig ausschöpfen zu können, haben die Fernleitungsnetzbetreiber andere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber über mehrere Aufrufe eingeladen, sich aktiv an der Modellierung eines nationalen Wasserstoffnetzes zu beteiligen. Ebenso wird auf diese Weise möglichst viel an bereits bestehender Infrastruktur in den Prozess der Wasserstoffnetzmodellierung einbezogen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben am 05. Oktober 2021 erstmalig die Betreiber von Leitungsnetzinfrastruktur dazu aufgerufen, bestehende oder konkret geplante Leitungssysteme zum Transport von Wasserstoff zu melden. In dieser Abfrage wurden insgesamt 22 Leitungsnetzinfrastrukturmeldungen eingereicht.

Aufgrund zusätzlicher Interessensbekundungen aus dem Markt verlängerten die Fernleitungsnetzbetreiber am 17. Dezember 2021 ihren Aufruf zur Meldung von Infrastrukturen zur Berücksichtigung in der Wasserstoffvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 bis zum 18. März 2022. Die gemeldeten Leitungsnetzinfrastrukturen wurden in der Wasserstoffvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 berücksichtigt. Die Ergebnisse beider Aufrufe finden sich in Kapitel 8.2.2. wieder.

Teil des Aufrufs am 17. Dezember 2021 war auch die Einladung an aktuelle und potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber mit den Fernleitungsnetzbetreibern zusammen einen transparenten Prozess zur gemeinsamen Entwicklung des zukünftigen Wasserstoffnetzes bis Mitte März 2022 zu erarbeiten. Dieser Einladung folgten bis zum 31. Januar 2022 zwölf Unternehmen. Die Erarbeitung des Prozesses wurde Mitte März mit einem für alle Teilnehmenden zufriedenstellenden Ergebnis einvernehmlich abgeschlossen, welches in Kapitel 8.2.3 detailliert dargestellt ist.

Der Prozess zur Modellierung des Wasserstoffnetzes begann am 21. März 2022 unter Einbeziehung der Teilnehmenden der Prozessentwicklung sowie der Leitungsnetzinfrastrukturbetreiber die entsprechende Infrastruktur im Rahmen der oben genannten Abfragen gemeldet haben.

Die Erarbeitung der Wasserstoffvariante und die damit einhergehende Wasserstoffmodellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 erfolgten durch alle interessierten potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber. An der Wasserstoffmodellierung haben neben den Fernleitungsnetzbetreibern 18 weitere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber teilgenommen. Diese sind Avacon Netz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, Creos Deutschland Wasserstoff GmbH i.G., e-netz Südhessen AG, E.ON SE, Evonik Operations GmbH, EWE NETZ GmbH, Gasnetz Hamburg GmbH, N-ERGIE Netz GmbH, NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG, Netz Leipzig GmbH, Netze BW GmbH, Nord-West-Oelleitung GmbH, Ruhr Oel GmbH bp Gelsenkirchen, SachsenNetze GmbH, SHNG Schleswig-Holstein-Netz GmbH, TanQuid GmbH & Co. KG und Westnetz GmbH.

Da an der Modellierung und Datenbereitstellung u. a. Fernleitungsnetzbetreiber, Leitungs- und Infrastrukturunternehmen sowie Verteilernetzbetreiber beteiligt waren, war ein Beratungsunternehmen, das die Fernleitungsnetzbetreiber und die anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber unterstützt und Auswertungen vornimmt, unverzichtbar. Daher wurde für diese Aufgabe das Beratungsunternehmen Prognos beauftragt, gegenüber allen Projektbeteiligten neutral zu agieren, um die Vertraulichkeit bestimmter Informationen der gemeldeten Projekte der Marktabfrage WEB zu gewährleisten.

### 8.2.2 Meldungen Leitungsnetzinfrastruktur anderer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber für das Wasserstoffnetz

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im letzten Jahr die Betreiber von Leitungsnetzinfrastrukturen aufgerufen, bestehende und konkret geplante Leitungssysteme zum Transport von Wasserstoff für die Berücksichtigung in der Wasserstoffvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 zu melden.

Mit dem Aufruf wollten die Fernleitungsnetzbetreiber sicherstellen, dass möglichst viele der sich aus der Marktabfrage WEB ergebenden Transportbedarfe frühzeitig effizient bereitgestellt werden können. Die Rückmeldungen bilden gemeinsam mit den auf Wasserstoff umstellbaren Leitungsnetzteilen der Fernleitungsnetzbetreiber die Grundlage für die Modellierung des potenziellen Wasserstoffnetzes.

Bis zum 18. März 2022 sind bei den Fernleitungsnetzbetreibern 218 relevante Meldungen für die Modellierung bis zum Jahr 2032 eingegangen. Die detaillierten Ergebnisse der bestehenden und konkret geplanten Leitungssysteme zum Transport von Wasserstoff für die Berücksichtigung in der Wasserstoffvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032, stehen auf der Webseite des FNB Gas als Download [FNB Gas 2022] zur Verfügung.

Von anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern stammen 44 Meldungen. Die Fernleitungsnetzbetreiber bringen ihrerseits 174 Leitungsprojekte ein. Insgesamt sind Leitungen mit einer Länge von rund 6.365 km gemeldet worden. Davon wurden 68 % (4.352 km) der gemeldeten Leitungen als Umstellung gemeldet. Der Anteil der Neubauten beläuft sich auf 32 % (2.013 km). Die Leitungen verteilen sich auf die in Tabelle 53 dargestellten Durchmesserklassen. Die gemeldeten Betriebsdrücke reichen von 10 bis 100 bar.

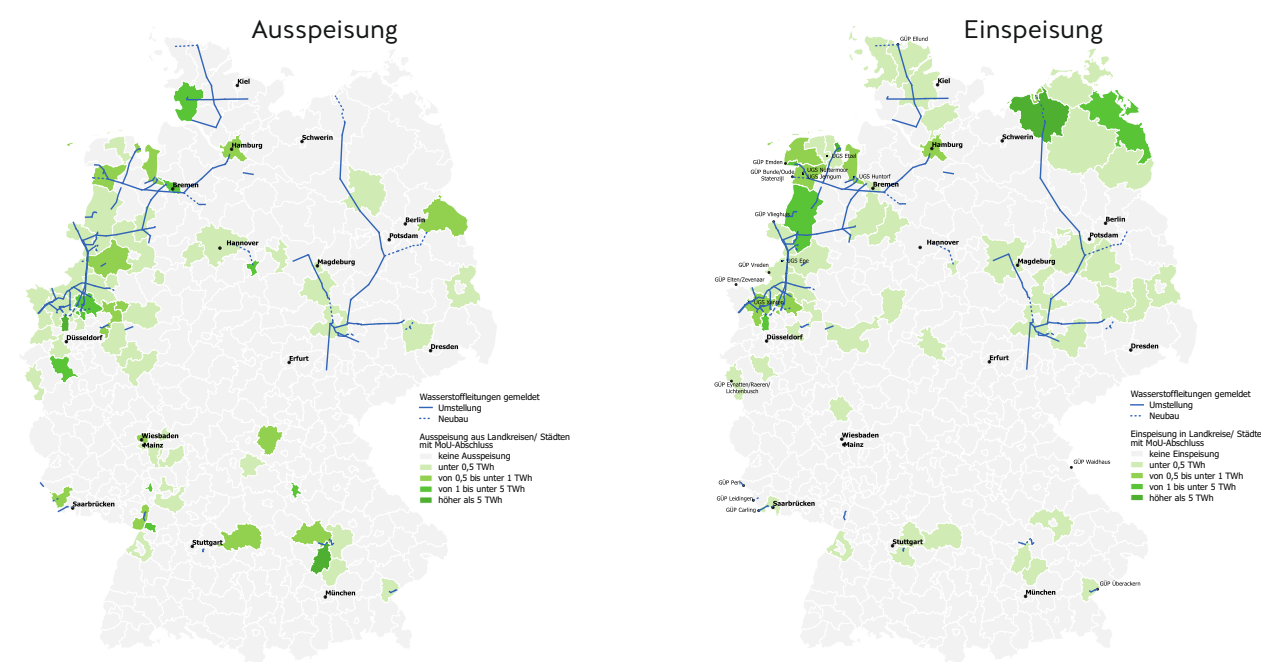
**Tabelle 53: Gemeldete Leitungen je Durchmesserklasse**

Klasse	A	B	C	D	E	F	G
Nennweite DN [mm]	>1.000	700–999	500–699	350–499	225–349	110–224	bis 109
Länge [km]	571,4	2307,5	1733,6	884,5	374,1	474,7	19,4

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H<sub>2</sub>-Netzbetreiber

Für das Modellierungsjahr 2027 ergibt sich auf der Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastrukturen das in Abbildung 33 dargestellte Wasserstoffnetz.

**Abbildung 33: Wasserstoffnetze 2027 auf Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastruktur**

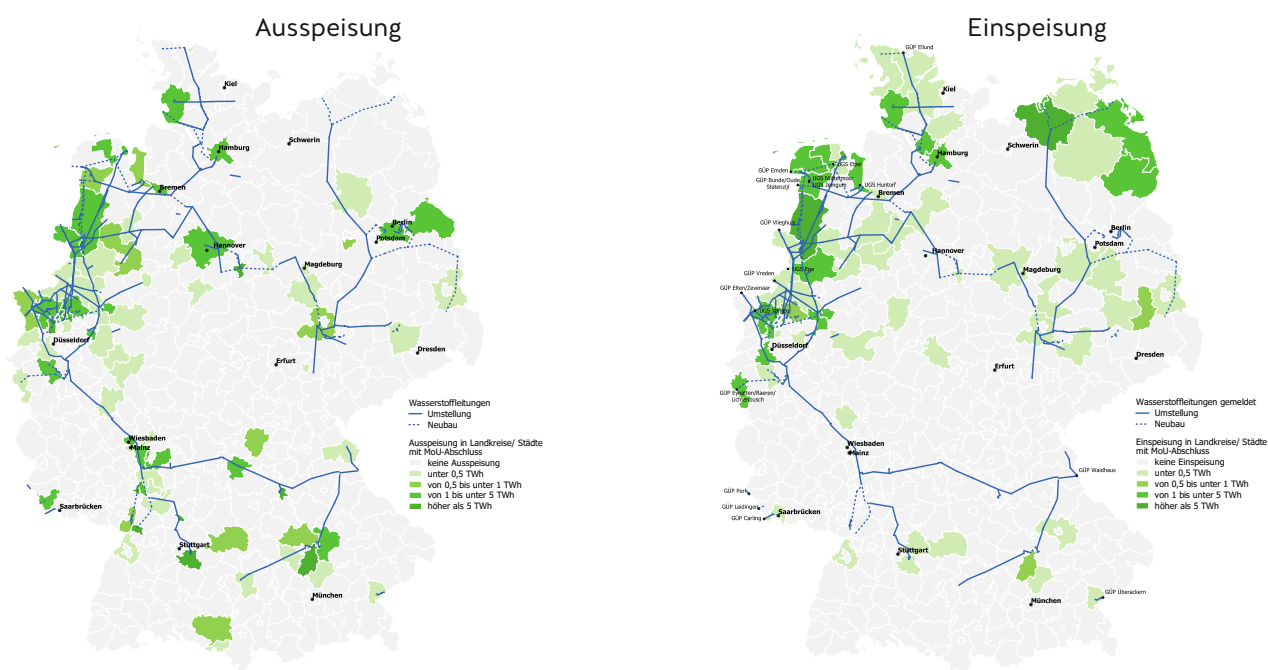


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H<sub>2</sub>-Netzbetreiber, schematische Darstellung

Im Jahr 2027 ist auf Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastruktur noch kein zusammenhängendes deutschlandweites Wasserstoffnetz vorhanden. In den folgenden Unterkapiteln werden insbesondere die Teilnetze Nord, Nord-West und Ost gebildet und im Rahmen der Bilanzierung und Wasserstoffquellenverteilung dargestellt.

Für das Modellierungsjahr 2032 ergibt sich auf der Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastrukturen das in Abbildung 34 dargestellte, zusammenhängende deutschlandweite Wasserstoffnetz.

**Abbildung 34: Wasserstoffnetz 2032 auf Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastruktur**

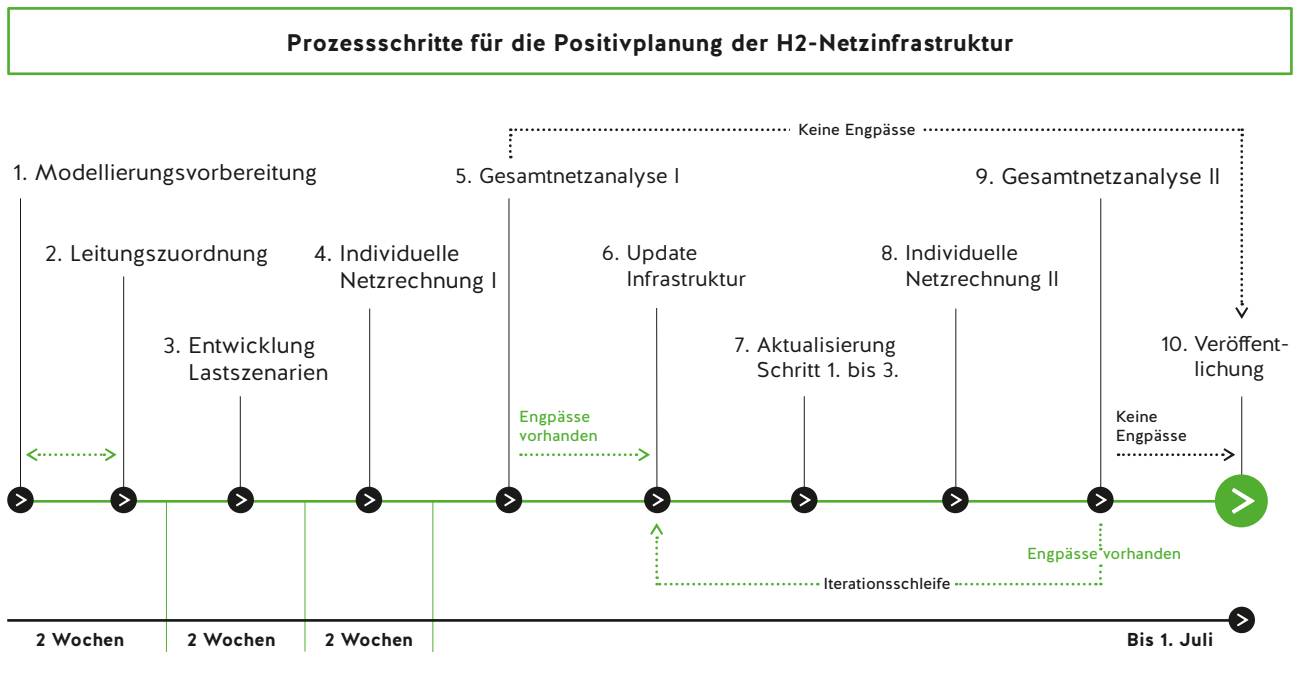


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H<sub>2</sub>-Netzbetreiber, schematische Darstellung

### 8.2.3 Grundsätzliche Vorgehensweise

Der gesamte Prozessablauf von der Modellierungsvorbereitung bis zur Veröffentlichung der Ergebnisse ist in Abbildung 35 schematisch dargestellt:

Abbildung 35: Prozessschritte für die Positivplanung der Wasserstoffnetzinfrastruktur



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H<sub>2</sub>-Netzbetreiber

### Beschreibung der einzelnen Prozessschritte

#### 1. Modellierungsvorbereitung (vgl. Kapitel 8.2.4)

- Für Bedarfe, für die mit einem Fernleitungsnetzbetreiber ein MoU abgeschlossen wurde (Anlage 2 [FNB Gas 2021a]), ermittelt dieser, eine geeignete Leitung (sein Eigentum oder Eigentum eines anderen), an der ein Netzanbindepunkt für ein oder mehrere MoU zu berücksichtigen ist. Für die Auswahl sind die folgenden objektiven technischen Kriterien maßgeblich:
  - Entfernung zum Netzanbindepunkt,
  - Berücksichtigung von raumordnerischen Widerständen wie zum Beispiel die Kreuzung von Naturschutzgebieten, Gewässern, Militärgelände etc.,
  - Leistungsfähigkeit einer alternativ gelegenen Infrastruktur, sofern von netzplanerischer Bedeutung.
- Die Netzanbindepunkte mit den jeweils zugeordneten MoU meldet jeder Fernleitungsnetzbetreiber an einen neutralen Dienstleister (Prognos).
- Prognos erstellt eine Liste, die alle Netzanbindepunkte enthält mit der Angabe der aufsummierten Ein- und Ausspeiseleistungen pro Netzanbindepunkt. Die Liste steht allen an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern zur Verfügung.
- Bei einem Anschluss an die Infrastruktur eines anderen Fernleitungsnetzbetreibers kann dieser innerhalb von einer Woche diesen Anschluss begründet ablehnen.
- Die Lage der Netzanbindepunkte wird in einer durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu erstellenden Knoten/Kantenliste allen an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern zur



Verfügung gestellt.

- Sollte eine Zuordnung von Ein- oder Ausspeisebedarfen zu konkreten Leitungen nicht möglich sein, so werden diese Bedarfe dem Land- oder Stadtkreis zugeordnet, dem sie räumlich in Anlage 2 [FNB Gas 2021a] zugeordnet sind.
- Kreise, für die noch Bedarfe aus Anlage 2 [FNB Gas 2021a] vorliegen und die nicht zu einem Netzanbindepunkt zugeordnet werden konnten werden in eine „Merkliste“ aufgenommen. Diese Merkliste steht allen an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern zur Verfügung.

## 2. Leitungszuordnung (vgl. Kapitel 8.2.4)

- Sind zwei oder mehrere Transportinfrastrukturen zur Erfüllung der gleichen Transportaufgabe ähnlich geeignet, werden diese gleichberechtigt berücksichtigt. Zur Entscheidungsfindung könnten u. a. Orientierungskostensätze zur Anwendung kommen. Dazu eignen sich z. B. die im Netzentwicklungsplan Gas verwendeten Orientierungskostensätze für die Transportinfrastruktur, die um geeignete Faktoren zur Berücksichtigung der grundsätzlichen Mehr- oder Minderkosten für wasserstofftaugliche Bauteile zu erweitern sind.
- Für Leitungen, die auf Wasserstoff umgestellt werden sollen, können sich die Eigentümer der Leitung zur Umsetzung benennen.
- Bei heute bereits bestehenden Projekten (z. B. IPCEI) können sich die Antragssteller zur Umsetzung benennen (Benennung ergibt sich aus Förderantrag etc.).
- Neubauleitungen, die sich aus dem laufenden Prozess der Wasserstoffnetzplanung 2022–2032 ergeben, können grundsätzlich von jedem Unternehmen umgesetzt werden. Alle Interessenten für den Bau werden benannt. Wenn es mehrere Interessenten gibt, bleibt die Zuordnung im Rahmen dieses NEP-Prozesses offen.

## 3. Entwicklung Lastszenarien (vgl. Kapitel 8.2.5, 8.2.6 und 8.2.7)

- Zur Abbildung und Simulation unterschiedlicher Lastflusssituationen sind Lastszenarien erforderlich.
- Die Lastszenarien wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern vorbereitet und mit allen anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern diskutiert und ggf. weiterentwickelt.
- Prognos hat auf Basis der Anlage 2 [FNB Gas 2021a] und der Liste mit den Netzanbindepunkten die Bilanzen für die definierten Lastszenarien erstellt und die bilanzielle Über- bzw. Unterdeckung in den Szenarien und Modellierungsjahren ermittelt.
- In den Fällen einer bilanziellen Unterdeckung entwickeln die Fernleitungsnetzbetreiber Vorschläge für den bilanziellen Ausgleich („Wasserstoffquellenverteilung“). Diese Vorschläge werden mit allen anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern diskutiert und ggf. weiterentwickelt.

## 4. Individuelle Netzrechnung I (vgl. Kapitel 8.4)

- Durchführung einer freiwilligen individuellen Prüfung (Rechnung) durch die an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber, ob die bisher berücksichtigte Infrastruktur seiner Meinung nach ausreichend ist.
- Die Prüfung erfolgt auf Basis der vorliegenden Infrastrukturdaten, Bedarfe und Lastszenarien.

## 5. Gesamtnetzanalyse I (vgl. Kapitel 8.4)

- Gemeinsame Zusammenfassung der Rückmeldungen und Interpretation der Ergebnisse.
- Ist die Infrastruktur ausreichend, so wird mit Schritt 10 weiter verfahren.

## 6. Update Infrastruktur (vgl. Kapitel 8.4)

- Wenn die Infrastruktur aus Schritt 5 nicht ausreicht, können zusätzliche Leitungen und Verdichter durch die an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern eingebracht werden, um die Landkreise zu versorgen, die im Schritt 1 in der Merkliste enthalten sind, oder um Engpässe zu beheben.
- Allgemein können sowohl Bestandsleitungen als auch Neubauleitungen, Regler, Armaturen oder Verdichter berücksichtigt werden.
- Die Informationen über die neu eingebrachten Leitungen und Verdichter stehen allen an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern zur Verfügung.



## 7. Aktualisierung Schritt 1. bis 3. (vgl. Kapitel 8.4)

- Auf Basis der vor Beginn des Prozesses bereitgestellten Infrastrukturdaten und der zusätzlichen Infrastruktur aus Schritt 6 werden die Landkreise mit Bedarf ermittelt, die nicht erreicht werden können.
- Die Merkliste aus Schritt 1 wird aktualisiert und allen an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern zugänglich gemacht.
- Neue Netzanbindepunkte und die Zuordnung der MoU zu diesen werden in der Anlage 2 [FNB Gas 2021a] ergänzt.
- Die sich aus den Lastszenarien ergebenden Bilanzen sowie die Wasserstoffquellenverteilung aus Schritt 3 sind ggf. anzupassen.

## 8. Individuelle Netzrechnung II (vgl. Kapitel 8.4)

- Durchführung einer freiwilligen individuellen Prüfung (Rechnung) von Schritt 6 durch die an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber, ob die bisher berücksichtigte Infrastruktur ihrer Meinung nach ausreichend ist.
- Die Prüfung erfolgt wieder auf Basis der vorliegenden Infrastrukturdaten, Bedarfe und Lastszenarien.

## 9. Gesamtnetzanalyse II (vgl. Kapitel 8.4)

- Gemeinsame Zusammenfassung der Rückmeldungen und Interpretation der Ergebnisse.
- Ist die Infrastruktur ausreichend, so wird mit Schritt 10 weiter verfahren.
- Ist die Infrastruktur nicht ausreichend, so beginnt der Prozess wieder mit Schritt 5.

## 10. Veröffentlichung (vgl. Kapitel 8.4)

- Die Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung werden im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 veröffentlicht.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der einzelnen Prozessschritte beschrieben.

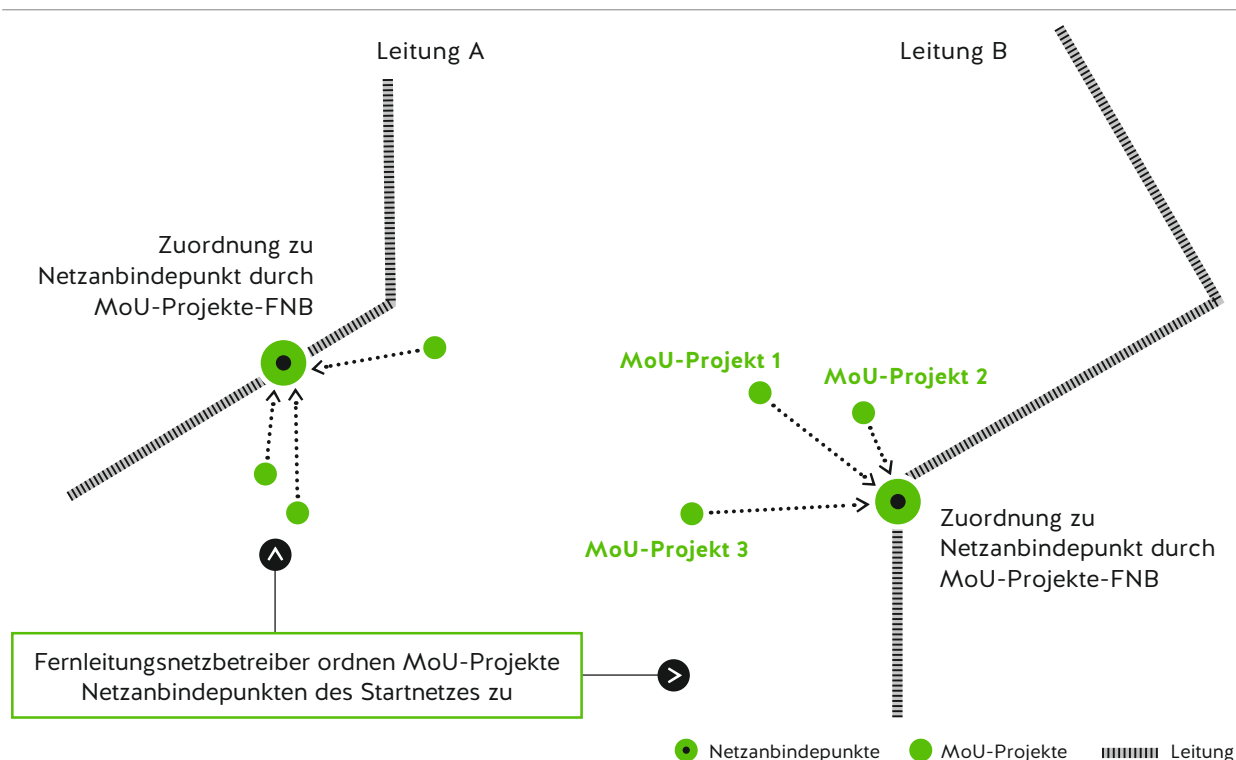
### 8.2.4 Modellierungsvorbereitung und Leitungszuordnung

Vor dem Beginn der Modellierung erfolgte ein Datenaustausch zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern. Dieser Datenaustausch umfasste

- die in der aktualisierten Anlage 2 [FNB Gas 2021a] vom 25. November 2021 veröffentlichten Ein- und Ausspeisebedarfe aus der WEB-Abfrage, für die ein MoU abgeschlossen wurde,
- das H<sub>2</sub>-Startnetz 2030 des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 (Veröffentlichung im Mai 2020),
- das Ergebnis der ersten Leitungsdatenabfrage (Veröffentlichung im Dezember 2021) und
- das Ergebnis der zweiten Leitungsdatenabfrage einschließlich der gemeldeten Leitungsdaten von den Fernleitungsnetzbetreibern (Veröffentlichung am 29. März 2022).

Vor dem Hintergrund vertraglicher Geheimhaltungspflichten der Fernleitungsnetzbetreiber gegenüber den Projektvorhabenträgern dürfen die Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber bestimmte Detailinformationen der abgefragten Daten nicht untereinander austauschen. Die Fernleitungsnetzbetreiber und die anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber haben sich deshalb darauf verständigt, ihre jeweiligen Anfragen durch ein neutrales Beratungsunternehmen zu anonymisieren und zugleich für die Netzplanung handhabbar zusammenzufassen. Hierfür wurden netzintern sogenannte Netzanbindepunkte gebildet, die die Daten aus mehreren in der Umgebung einer gemeldeten/eingebrachten Leitung befindlichen Projekten (Ein- und Ausspeisung) zusammenfassen. Diese Netzanbindepunkte müssen auf der eingebrachten Leitung liegen. Um eine Netzmodellierung zu ermöglichen, ist es notwendig die Position des Netzanbindepunktes auf der Leitung anzugeben. Hierzu eignen sich Längenangaben von definierten Anfangs- und Endknoten auf einer eingebrachten Leitung bis hin zum eingebrachten Netzanbindepunkte, die in einer sogenannten Knoten-Kanten-Liste erfasst wurden.

Abbildung 36: Bildung von Netzanbindepunkten durch mehrere MoU-Projekte



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber

### 8.2.5 Szenarien

Zur Auslegung des Wasserstoffnetzes auf stark wechselnde Lastsituationen ist eine Betrachtung von Szenarien erforderlich. Ausgehend von den in Anlage 2 [FNB Gas 2021a] veröffentlichten Ergebnissen der WEB mit abgeschlossenen MoU haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Abstimmung mit den anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern für die Erstellung der Wasserstoffbilanzen zusätzlich zu den Ergebnissen der WEB gemäß Anlage 2 [FNB Gas 2021a] (Szenario 0) fünf Szenarien definiert, die im Folgenden beschrieben werden.

Wesentliche Annahmen für die Lastsituationen sind entweder das Vorhandensein eines Stromüberschusses, so dass Wasserstoff produziert werden kann, oder eines „Strommangels“ (Dunkelflaute) mit der Folge einer geringen Wasserstoffproduktion aus Elektrolyseuren.

Einspeiseprojekte werden hierbei unterteilt in volatile (weniger als 5.500 Vollbenutzungsstunden) und nicht-volatile Projekte (mehr als 5.500 Vollbenutzungsstunden). Die Klassifikation beruht auf einer Auswertung der Vollbenutzungsstunden der gemäß Anlage 2 [FNB Gas 2021a] gemeldeten Einspeiseprojekte. Hierbei hat sich für das Jahr 2032 eine durchschnittliche Benutzungsstundenzahl der Einspeiseprojekte von rund 5.000 Vollbenutzungsstunden ergeben, wobei rund 1/3 der Projekte mehr als 6.000 und rund 2/3 höchstens 5.000 Vollbenutzungsstunden haben. Vor diesem Hintergrund wurde als Grenze zur Unterscheidung ein Wert von 5.500 Vollbenutzungsstunden angesetzt.

### Szenario 1: PtG

Im Power to Gas Szenario (PtG) ist überschüssige elektrische Energie vorhanden, so dass Wasserstoff produziert und unter anderem in das Fernleitungsnetz und in Speicher eingespeist werden kann. Zusätzliche Einspeiseleistungen aus Speichern sind zur Bedarfsdeckung nicht erforderlich. Da Stromüberschuss besteht, wird in diesem Szenario keine wasserstoffbasierte Stromerzeugung unterstellt.

- Einspeiseleistung: Einspeiseprojekte 100 %, Speicher 0 %
- Ausspeiseleistung: Kraftwerke 0 %, Speicher 100 %

### Szenario 2: Dunkelflaute

In diesem Szenario herrscht wegen Flaute oder Schwachwind und zugleich auftretender Dunkelheit „Strommangel“ und es wird kein Wasserstoff aus Elektrolyseuren und mittels volatiler Einspeiseprojekte erzeugt, der in Wasserstoffnetze eingespeist wird. Zusätzliche Einspeiseleistungen aus Speichern sowie zusätzliche wasserstoffbasierte Stromerzeugung ist in diesem Szenario erforderlich.

- Einspeiseleistung: Volatile Einspeiseprojekte 0 %, Nicht-volatile Einspeiseprojekte 100 %, Speicher 100 %
- Ausspeiseleistung: Kraftwerke 100 %, Speicher 0 %

### Szenario 3: PtG + 50 % Großprojekte

Das Szenario „PtG + 50 % Großprojekte“ unterstellt wie in Szenario 1 einen Stromüberschuss, allerdings wird im Unterschied zu Szenario 1 die Einspeiseleistung aus Großprojekten (Leistung > 1 GW) nur zu 50 % angesetzt. Wie in Szenario 1 sind zusätzliche Einspeiseleistungen aus Speichern sowie eine zusätzliche wasserstoffbasierte Stromerzeugung nicht erforderlich.

- Einspeiseleistung: Einspeiseprojekte > 1 GW: 50 %, übrige 100 %, Speicher 0 %
- Ausspeiseleistung: Kraftwerke 0 %, Speicher 100 %

### Szenario 4: Dunkelflaute + 50 % Großprojekte

Das Szenario „Dunkelflaute + 50 % Großprojekte“ unterstellt wie in Szenario 2 wegen Flaute oder Schwachwind und zugleich auftretender Dunkelheit einen „Strommangel“ und keine Wasserstofferzeugung aus Elektrolyseuren und mittels volatiler Einspeiseprojekte. Zusätzlich wird im Unterschied zu Szenario 2 der aus Großprojekten (Leistung > 1 GW) erzeugte Wasserstoff zu 50 % für die Netzeinspeisung angesetzt. Zusätzliche Einspeiseleistungen aus Speichern sowie zusätzliche wasserstoffbasierte Stromerzeugung sind in diesem Szenario erforderlich.

- Einspeiseleistung: nicht-volatile Einspeiseprojekte > 1 GW: 50 %, übrige nicht-volatile Einspeiseprojekte 100 %, volatile Einspeiseprojekte 0 %, Speicher 100 %
- Ausspeiseleistung: Kraftwerke 100 %, Speicher 0 %

### Szenario 5: Teillastfall

Das Szenario „Teillastfall“ unterstellt, wie in Szenario 1 das Vorhandensein überschüssiger elektrischer Energie, so dass Wasserstoff produziert und unter anderem in das Fernleitungsnetz und in Speicher eingespeist werden kann. Zusätzliche Einspeiseleistungen aus Speichern sowie zusätzliche wasserstoffbasierte Stromerzeugung sind nicht erforderlich. Die übrigen Exits sind bei unterstelltem Teillastfall mit 60 % angesetzt, um den Fall einer zeitweisen geringeren Wasserstoffnutzung abzubilden.

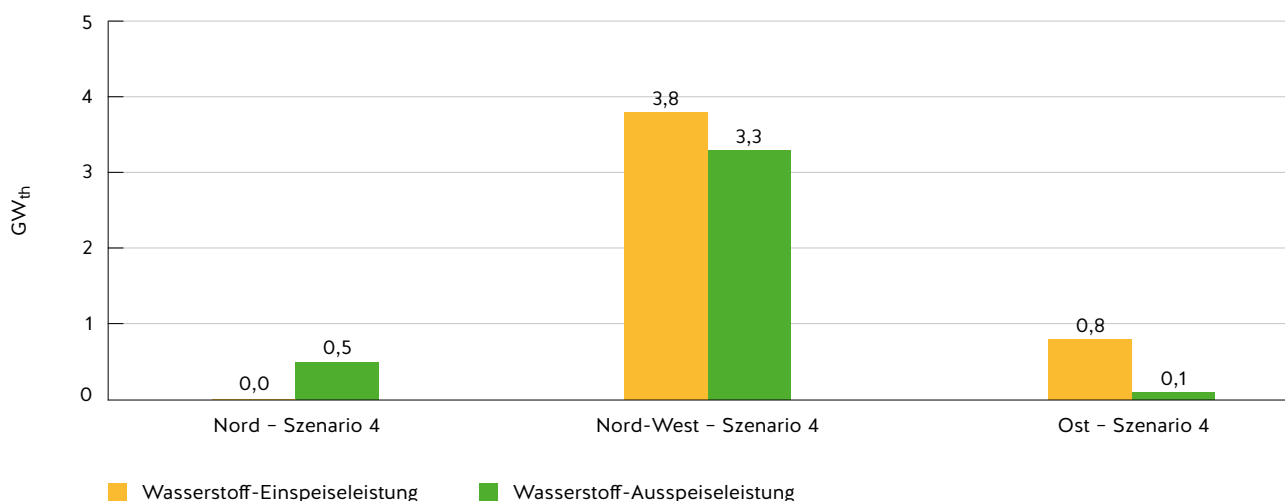
- Einspeiseleistung: Einspeiseprojekte 100 %, Speicher 0 %
- Ausspeiseleistung: Kraftwerke 0 %, Speicher 100 %, übrige Exits 60 %

### 8.2.6 Wasserstoffbilanzen 2027 und 2032

#### Wasserstoffbilanz 2027

Die jeweiligen Ein- und Ausspeiseleistungen für die Teilnetze Nord, Nord-West (NW) und Ost sind ausschließlich für das Szenario 4 (Dunkelflaute + 50 % Großprojekte) in Abbildung 37 dargestellt, da dieses Szenario die geringsten Einspeiseleistungen und somit die größte bilanzielle Unterdeckung aufweist.

**Abbildung 37: Wasserstoffbilanz – Ein-/Ausspeiseleistungen 2027 für die Teilnetze Nord, Nord-West (NW) und Ost für das Szenario „Dunkelflaute + 50 % Großprojekte“**



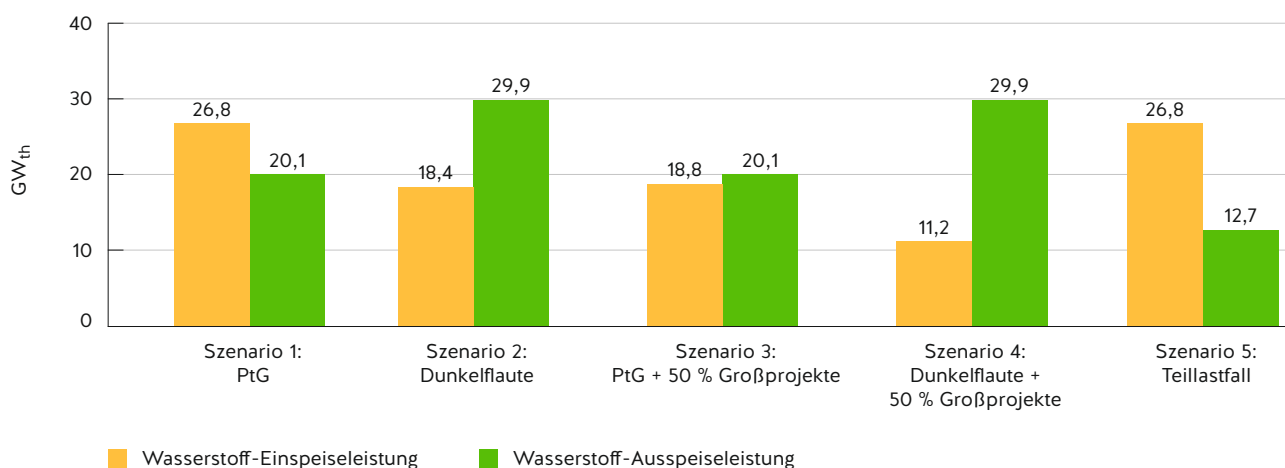
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H<sub>2</sub>-Netzbetreiber

Im Teilnetz Nord ergibt sich eine bilanzielle Unterdeckung und in den Teilnetzen Nord-West und Ost eine bilanzielle Überdeckung.

#### Wasserstoffbilanz 2032

Die jeweiligen Ein- und Ausspeiseleistungen in den entsprechenden Szenarien für das in großen Teilen zusammenhängende deutschlandweite Wasserstoffnetz sind in Abbildung 38 dargestellt.

**Abbildung 38: Wasserstoffbilanz – Ein-/Ausspeiseleistungen 2032 für das deutschlandweite Netz**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H<sub>2</sub>-Netzbetreiber

Die Szenarien bilden ein breites Spektrum bilanzieller Überspeisungen und Unterdeckungen ab, wobei die bilanzielle Unterdeckung im Szenario 4 (Dunkelflaute + 50 % Großprojekte) am größten ist.

Darüber hinaus bleiben einige Teilnetze bestehen, die individuell betrachtet werden müssen (vgl. Kapitel 8.2.8)

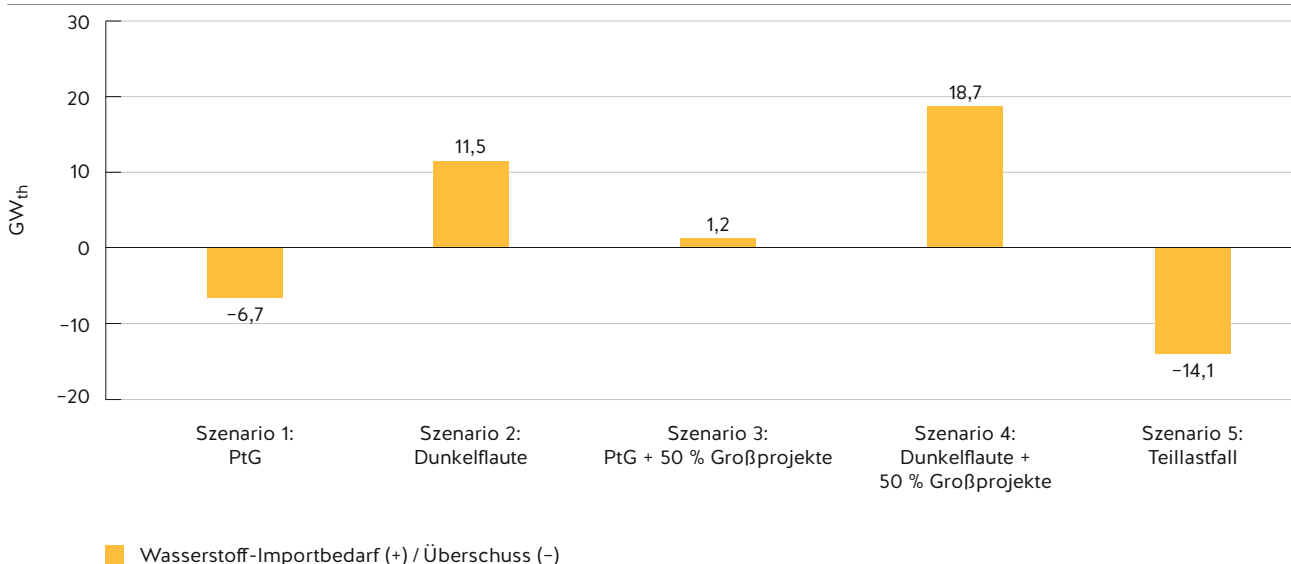
### 8.2.7 Zusätzlicher Wasserstoffbedarf 2027 und 2032 für Deutschland

#### Modellierungsjahr 2032

Im Szenario „Dunkelflaute + 50 % Großprojekte“ beträgt der zusätzliche Wasserstoffbedarf in Deutschland rund 18,7 GW.

Da davon auszugehen ist, dass das deutsche Einspeisepotenzial im Rahmen der Marktabfrage WEB von den Projektvorhabensträgern und Speicherbetreibern gemeldet wurde, muss der Zusatzbedarf über Importe gedeckt werden.

Abbildung 39: Wasserstoffbilanzen – Ein-/Ausspeseleistungen 2032 nach Szenario



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H<sub>2</sub>-Netzbetreiber

Zur Einschätzung und Bewertung der angrenzenden, potenziellen Länder für den Import von Wasserstoff wurden die folgenden Informationsquellen ausgewertet:

- Die im Rahmen der Konsultation zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 abgegebenen Stellungnahmen,
- die im Rahmen der Marktabfrage WEB abgegebenen Projektmeldungen aus dem Ausland,
- Informationen aus vorliegenden Studien zu möglichen Aufkommensquellen, insbesondere der EHB-Studie,
- Informationen aus Gesprächen mit potenziellen Projektvorhabenträgern und ausländischen Fernleitungsnetzbetreibern,
- Informationen aus Pressemitteilungen und sonstigen Veröffentlichungen.

Auf Basis dieser Informationen wurden folgende Einschätzungen zur Berücksichtigung angrenzender Länder in der Wasserstoffquellenverteilung vorgenommen:

**Niederlande**

Gemäß der Konsultationsstellungnahme der GTS kann aus den Niederlanden über die Grenzübergangspunkte Oude Statenzijl, Vliegghuis und Zevenaar im Jahr 2032 bis zu 5,9 GWh/h für den deutschen Markt ohne zusätzlichen Netzausbau in den Niederlanden bereitgestellt werden. Daher werden die Grenzübergangspunkte Oude Statenzijl, Vliegghuis und Zevenaar in der Wasserstoffquellenverteilung angesetzt.

**Belgien**

Gemäß der Konsultationsstellungnahme der Fluxys SA kann aus Belgien über den Grenzübergangspunkt Eynatten ab dem Jahr 2030 Wasserstoff von bis zu 4 GWh/h für den deutschen Markt bereitgestellt werden. Daher wird der Grenzübergangspunkt Eynatten in der H<sub>2</sub>-Quellenverteilung angesetzt.

**Frankreich**

Gemäß der Konsultationsstellungnahme der GRTgaz kann aus Frankreich ab Mitte der 2030'er Jahre Wasserstoff von bis zu 55 TWh/a bereitgestellt werden, u. a. über Wasserstoffimporte aus Spanien, aber auch durch Wasserstoffproduktion in Frankreich. Da im vorliegenden Netzentwicklungsplan die Modellierungsjahre 2027 und 2032 betrachtet werden und gemäß Stellungnahme der GRTgaz Wasserstoff aus Frankreich, abgesehen von regionalen Projekten („mosaHYc“), dann noch nicht für den Export zur Verfügung steht, wird der Grenzübergangspunkt Medelsheim im aktuellen Netzentwicklungsplan in der Wasserstoffquellenverteilung nicht angesetzt.

**Tschechien**

Gemäß der Stellungnahme der Net4Gas können über das tschechische Transportsystem sowohl Wasserstoff aus der Ukraine und der Slowakei als auch Wasserstoff aus Nordafrika über den Lieferweg Italien für den deutschen Markt zur Verfügung gestellt werden. Die European Hydrogen Backbone Initiative (EHB) klassifiziert Nordafrika und die Ukraine auf Basis des hohen PV-Potenzials als wichtige, potenzielle Wasserstoff-Lieferländer außerhalb der EU. Daher werden Importe aus Nordafrika und der Ukraine (bzw. Südosteuropa) über den Grenzübergangspunkt Waidhaus in der Wasserstoffquellenverteilung angesetzt.

**Österreich**

Gemäß der Stellungnahme von GCA können bis 2030 über die für den Transport erforderliche Wasserstoffinfrastruktur signifikante Wasserstoffmengen an den Grenzübergangspunkten Überackern und Oberkappel bereitgestellt werden. Die European Hydrogen Backbone Initiative (EHB) klassifiziert Nordafrika und die Ukraine auf Basis des hohen PV-Potenzials als wichtige, potenzielle Wasserstoff-Lieferländer außerhalb der EU. Sowohl Wasserstoff aus der Ukraine als auch Wasserstoff aus Nordafrika über den Lieferweg Italien können so für den deutschen Markt zur Verfügung gestellt werden. Daher werden Importe aus Nordafrika und der Ukraine (bzw. Südosteuropa) über den Grenzübergangspunkt Überackern für die Versorgung des Teilnetzes Altötting angesetzt.

**Dänemark**

Im Rahmen der Marktabfrage WEB wurde vom Projektvorhabensträger das Projekt „Green Hydrogen Hub Denmark“ mit Einspeisekapazitäten von 245 MW im Jahr 2027 und 700 MW im Jahr 2032 gemeldet. Neben der Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse umfasst das Projekt die Speicherung von Wasserstoff. Zusätzlich wurde im Rahmen der Marktabfrage WEB das Projekt „North Sea Wind Power Hub“ mit Beteiligung der dänischen energinet gemeldet, welches ebenfalls potenzielle Wasserstofflieferungen aus in der Nordsee geplanten Windparks nach Dänemark umfasst. Daher werden Importe aus Dänemark über den Grenzübergangspunkt Ellund in der Wasserstoffquellenverteilung angesetzt.

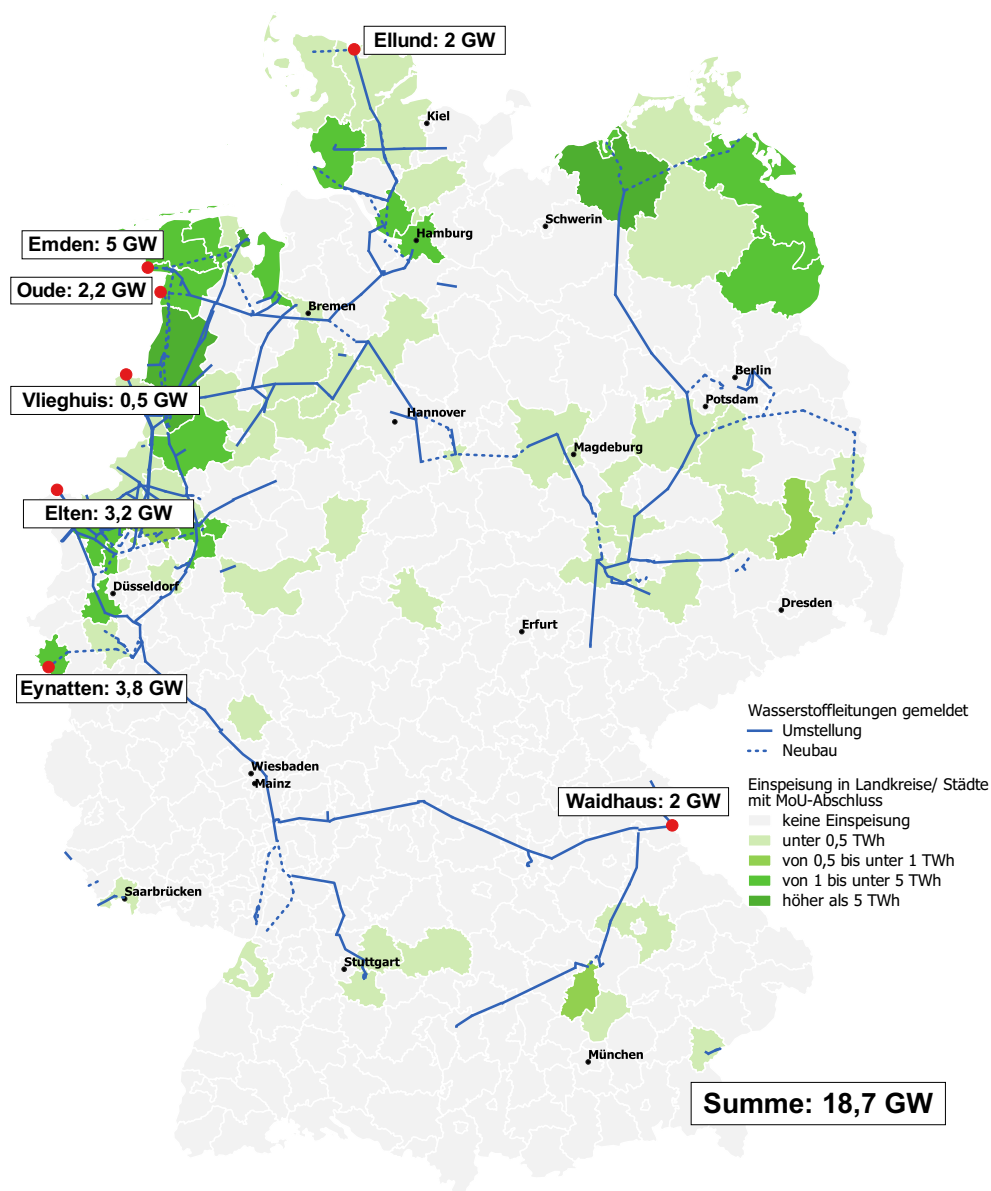
**Norwegen**

Gemäß Stellungnahme der norwegischen Equinor sieht diese aufgrund ihrer Projekte einen Bedarf von 0,4 GW in 2027 und 2,5 GW in 2032 für den Transport von Wasserstoff aus Norwegen über die Niederlande nach Deutschland. Darüber hinaus wird gemäß Equinor untersucht, Wasserstoff von Norwegen nach Deutschland über umgestellte bestehende oder neue Leitungen bzw. über Beimischung nach Deutschland zu importieren. Hierüber könnten in der kommenden Dekade rund 2 Mio. t (ca. 79 TWh) Wasserstoff pro Jahr importiert werden. Daher werden Importe aus Norwegen über den Grenzübergangspunkt Emden in der Wasserstoffquellenverteilung angesetzt.

Zur Deckung des sich im Szenario „Dunkelflaute + 50 % Großprojekte“ ergebenden Zusatzbedarfs von 18,7 GW in 2032 setzen die Fernleitungsnetzbetreiber die folgenden Kapazitätsbereitstellungen aus angrenzenden Ländern an:

- Dänemark: 2,0 GW (Basis: WEB-Meldungen „Green Hydrogen Hub Denmark“ und „North Sea Wind Power Hub“)
- Norwegen: 5,0 GW (Basis: Stellungnahme Equinor)
- Niederlande: 5,9 GW (Basis: Stellungnahme GTS)
- Belgien: 3,8 GW (Basis: Stellungnahme Fluxys)
- Tschechien: 2,0 GW (Basis: Stellungnahme NET4Gas)

**Abbildung 40: Ergebnis Wasserstoffquellenverteilung für das Jahr 2032**

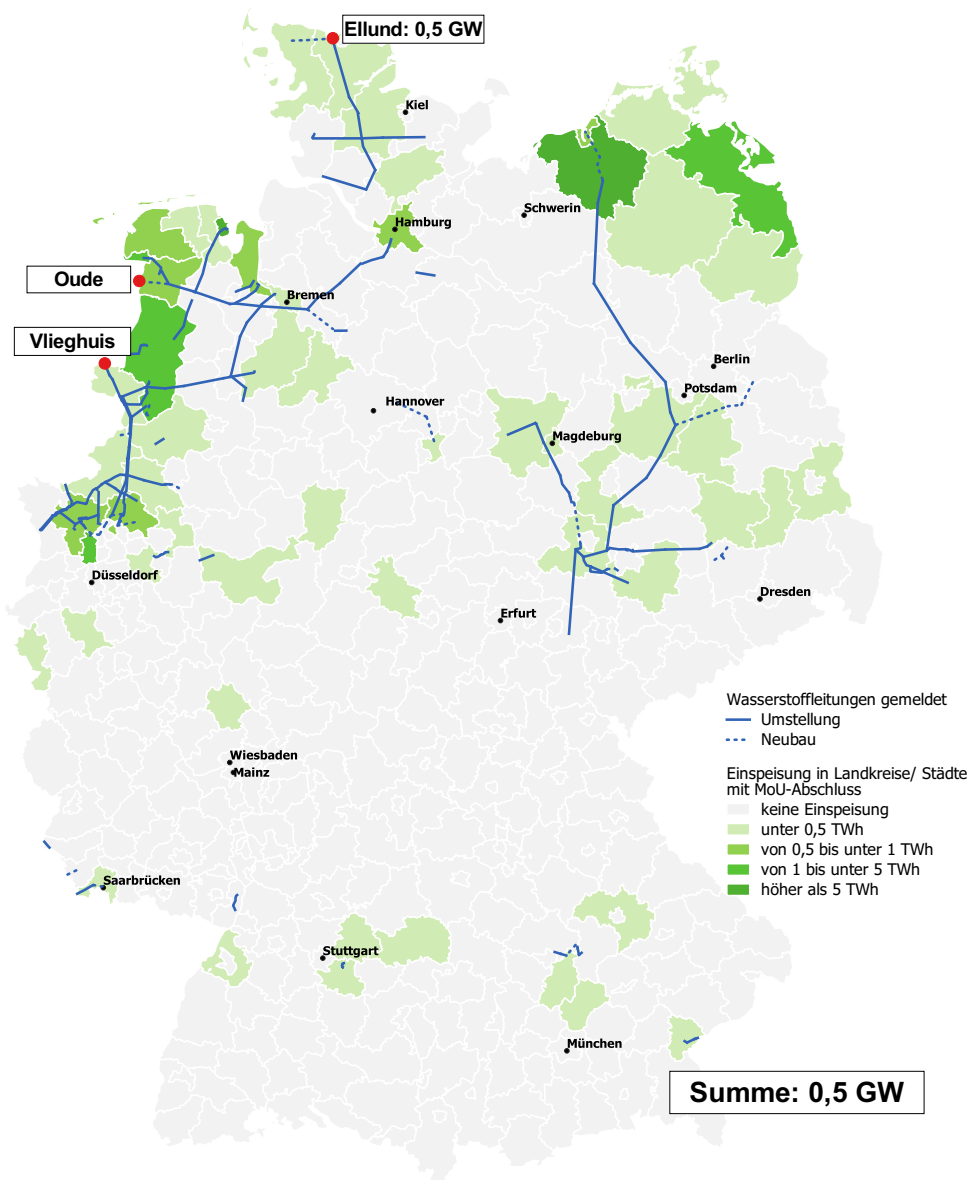


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H<sub>2</sub>-Netzbetreiber, schematische Darstellung

### Modellierungsjahr 2027

Im Teilnetz Nord ergibt sich eine bilanzielle Unterdeckung von rund 0,5 GW, während die beiden anderen Teilnetze Nord-West und Ost eine bilanzielle Überdeckung aufweisen. Da das Teilnetz Nord über den Grenzübergangspunkt Ellund an Dänemark angebunden ist, wird die Deckung des Wasserstoffzusatzbedarfs über Dänemark auf Basis der WEB-Meldung „Green Hydrogen Hub“ (245 MW) und der WEB-Meldung des Projektes „North Sea Wind Power Hub“ unterstellt.

Abbildung 41: Ergebnis Wasserstoffquellenverteilung für das Teilnetz Nord im Jahr 2027



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H<sub>2</sub>-Netzbetreiber, schematische Darstellung



### 8.2.8 Weitere Teilnetze

Für die Jahre 2027 und 2032 wurden weitere Teilnetze modelliert, individuell geprüft und sowohl einer bilanziellen als auch einer strömungsmechanischen Betrachtung unterzogen.

Für die Mehrzahl dieser Teilnetze sind bereits konkrete Projekte mit Ein- und Ausspeisebedarfen vorhanden und es liegen bereits MoU im Zuge der Marktabfrage WEB vor. Die Teilnetze bilden den Grundstein von lokalen/regionalen Bedarfsschwerpunkten für den Markthochlauf von Wasserstoff. Hierfür werden neben Umstellungsmaßnahmen von Methanleitungen auf Wasserstoff auch Neubaumaßnahmen, wie Wasserstoffleitungen und GDRM-Anlagen, benötigt.

Für das deutschlandweite überregionale Wasserstofftransportnetz im Jahr 2032 sowie für die drei größeren Teilnetze Nord, Nord-West und Ost im Jahr 2027 wurden Meldungen von ausländischen Vorhabenträgern, Produzenten und Transportnetzbetreibern berücksichtigt, um die Mengenbilanz Wasserstoff über die Quellenverteilung auszugleichen. Kleineren Teilnetzen können durch Projektmeldungen aus den Nachbarländern konkrete Mengen zugeordnet werden.

#### Teilnetze im Jahr 2027

In Tabelle 54 sind die Teilnetze für das Jahr 2027 aufgelistet.

**Tabelle 54: Zuordnung der Teilnetze im Jahr 2027 zu den Bundesländern**

Teilnetze im Jahr 2027	Bundesland/Bundesländer
Altötting	Bayern
Cloppenburg-Emsland	Niedersachsen
Emsland	Niedersachsen
Ennepe-Ruhr-Kreis	Nordrhein-Westfalen
Esslingen	Baden-Württemberg
Germersheim	Baden-Württemberg
Hannover-Peine	Niedersachsen
Kelheim-Eichstätt	Bayern
Kreis Steinfurt	Nordrhein-Westfalen
Kreis Wesel	Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen
Lüneburg	Niedersachsen
Merzig-Wadern	Saarland
Nord-West	Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen
Ost	Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Sachsen und Brandenburg
Pinneberg (Offshore)	Schleswig-Holstein
Regionalverband Saarbrücken	Saarland
Saarlouis	Saarland
Nord	Schleswig-Holstein

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H<sub>2</sub>-Netzbetreiber

- Die drei größeren Teilnetze Nord, Nord-West und Ost wurden in den vorherigen Kapiteln ausführlich beschrieben.
- Die Teilnetze im Saarland (Merzig-Wadern, Regionalverband Saarbrücken und Saarlouis) sind im Rahmen des grenzüberschreitenden Projekts „mosaHYc“ in Frankreich angebunden und können hierüber versorgt werden.
- Für das Teilnetz Altötting in Bayern wird in den Betrachtungsjahren 2027 und 2032 der Anschluss zum Grenzübergangspunkt Österreich angesetzt. Hierüber sind insbesondere die von der Industrie im Chemiedreieck Burghausen entstehenden Bedarfe zu decken. Darüber hinaus wurden im Nachgang zur WEB-Abfrage für das Teilnetz Altötting bereits weitere Wasserstoffbedarfe angefragt, die in der Wasserstoffmodellierung kapazitiv noch nicht berücksichtigt wurden.

- Innerhalb des Teilnetzes Kehlheim-Eichstätt bei Ingolstadt in Bayern werden bis zum Jahr 2027 die beteiligten Industriestandorte des Projektes „HyPipe Bavaria/H2-Cluster Ingolstadt“ durch ein regionales Wasserstofftransportnetz miteinander verbunden. Im Jahr 2027 ist das Teilnetz noch nicht an das übergreifende deutschlandweite Transportnetz angeschlossen, ein Anschluss ist hier für das Jahr 2030 vorgesehen.
- Das Teilnetz Kreis Steinfurt kann erst im Jahr 2032 an das deutschlandweite Transportnetz angebunden werden. Im Jahr 2027 können Quelle und Senke über eine auf Wasserstoff umgestellte Leitung verbunden werden.
- Für die Teilnetze Cloppenburg-Emsland, Esslingen, Hannover-Peine, Kreis Wesel, Lüneburg und Pinneberg (OS) wurden Leitungsnetzinfrastrukturen allerdings keine MoU-Projekte gemeldet.
- Für die Teilnetze Germersheim, Ennepe-Ruhr-Kreis und Emsland liegen MoU-Bedarfe vor, die nicht mit einem anderen Teilnetz bis 2027 verbunden werden konnten. In diesen Teilnetzen liegt eine Überspeisung (Emsland) bzw. Unterspeisung (Germersheim und Ennepe-Ruhr-Kreis) vor.

### Teilnetze im Jahr 2032

Die in Tabelle 54 dargestellten Teilnetze aus dem Jahr 2027 entwickeln sich überwiegend bis zum Jahr 2032 zu einem überregionalen deutschlandweiten Wasserstofftransportnetz weiter. Für das Jahr 2032 bestehen nur noch wenige Teilnetze. In der folgenden Tabelle 55 sind diese Teilnetze für das Jahr 2032 aufgelistet.

**Tabelle 55: Zuordnung der Teilnetze im Jahr 2032 zu den Bundesländern**

Teilnetze im Jahr 2032	Bundesland/Bundesländer
Altötting	Bayern
Lüneburg	Niedersachsen
Merzig-Wadern	Saarland
Nienburg (Weser)	Niedersachsen
Regionalverband Saarbrücken	Saarland
Rhein-Kreis Neuss	Nordrhein-Westfalen
Saarlouis	Saarland

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber

- Die Teilnetze im Saarland (Merzig-Wadern, Regionalverband Saarbrücken und Saarlouis) sind im Rahmen des grenzüberschreitenden Projekts „mosaHYc“ in Frankreich angebunden und können hierüber versorgt werden.
- Für das Teilnetz Altötting in Bayern wird in den Betrachtungsjahren 2027 und 2032 der Anschluss zum Grenzübergangspunkt Österreich angesetzt. Hierüber sind insbesondere die von der Industrie im Chiemdriedeck Burghausen entstehenden Bedarfe zu decken. Darüber hinaus wurden im Nachgang zur WEB-Abfrage für das Teilnetz Altötting bereits weitere Wasserstoffbedarfe angefragt, die in der Wasserstoff-modellierung kapazitiv noch nicht berücksichtigt wurden.
- Innerhalb der Teilnetze Lüneburg, Nienburg (Weser) und Rhein-Kreis-Neuss wurden keine MoU-Projekte gemeldet.

### 8.3 Erdgasverstärkende Maßnahmen aus dem NEP Gas 2020–2030

Bereits im Netzentwicklungsplan 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber basierend auf den Kapazitätsbedarfen einer Marktpartnerabfrage ein Wasserstofftransportnetz entwickelt. Hierzu wurden Maßnahmen zur Errichtung neuer Wasserstoffinfrastruktur sowie die Umstellung von Transportinfrastruktur auf Wasserstoff vorgeschlagen. Um eine uneingeschränkte Bereitstellung der Transportkapazitäten durch die Transportinfrastruktur zu gewährleisten, wurde zudem der Neubau von Transportinfrastruktur (verstärkende Maßnahmen im Erdgasnetz) in geringfügigem Umfang vorgeschlagen.

Dieser Neubau von Transportinfrastruktur (ID Nr. 760–768, 436-02b) ist Bestandteil des verbindlichen Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030. Mit der Aufnahme dieser Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan Gas sollen Verzögerungen für den politisch in der Nationalen Wasserstoffstrategie festgelegten und gewünschten schnellen Markthochlauf vermieden werden. Die Neubaumaßnahmen von Transportinfrastruktur werden umgesetzt, wenn die bedarfsauslösenden Wasserstoffinfrastrukturprojekte realisiert werden.

Die Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung zeigen, dass alle im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zur Umstellung auf Wasserstoff vorgesehene Transportinfrastrukturen auch weiterhin zur Entwicklung des Wasserstoffnetzes erforderlich sind. Zur Umstellung dieser Infrastruktur auf Wasserstoff sind die bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 enthaltenen Neubaumaßnahmen von Transportinfrastruktur weiterhin erforderlich, um die vorzuhaltenden Kapazitäten bereitzustellen. Wie zu Beginn des Kapitels 8 dargelegt, haben die Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 keine neuen erdgasverstärkenden Maßnahmen ermittelt.

**Tabelle 56: Erdgasverstärkende Maßnahmen aus dem NEP Gas 2020–2030**

ID-Nummer	Name der Ausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
436-02b	Leitung Heiden Borken-Dorsten	OGE
760-01	Leitung Rehden-Diepholz	Nowega
761-01	Leitung Egenstedt-Clauen	Nowega
762-01	Leitung Wallach-Alpen	Thyssengas
763-01	Leitung Budberg-Eversael	Thyssengas
764-01	Umbindungen Anschlussleitungen Sonsbeck-Oberhausen	Thyssengas
765-01	GDRM-Anlage Glehn II	Thyssengas
766-01	GDRM-Anlage Hamborn I	Thyssengas
767-02	Leitung Elbe Süd-Achim	GUD
768-01	Leitung Hassel-Westen	GUD

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

#### 8.4 Netzausbaumaßnahmen der Wasserstoffmodellierung

Seit der Veröffentlichung der Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen deutschen Wasserstoffnetzes im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 vom 29. März 2022 [FNB Gas 2022], wurden weitere Leitungsabschnitte (Neubau sowie Umstellung) in Abstimmung mit allen an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern aufgenommen, um Engpässe zu beseitigen und weitere Wasserstoffprojekte, für die ein MoU abgeschlossen wurde, an das Wasserstoffnetz anzuschließen. Die Ergebnisse der Wasserstoffnetzplanung sind in der Anlage 3 dargestellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben zusammen mit den anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern eine Liste über bestehende und geplante Leitungsnetzinfrastrukturen im Rahmen der Wasserstoffnetzplanung vervollständigt. Zur Kostenberechnung wurden die im Netzentwicklungsplan Gas unterstellten Orientierungskostensätze der Transportinfrastruktur zu Grunde gelegt. Sie wurden um geeignete Faktoren zur Berücksichtigung der grundsätzlichen Mehr- oder Minderkosten für wasserstofftaugliche Bauteile erweitert. Von einer Veröffentlichung der Orientierungskostensätze in diesem Dokument sehen die Fernleitungsnetzbetreiber wegen möglicher Marktauswirkungen ab. Die Wasserstoffmodellierung führt insgesamt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 57: Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung

	Bis Ende 2027	Bis Ende 2032
<b>Technische Parameter*, **</b>		
Streckenverdichter	0–25 MW	0–245 MW
Kopfverdichter	0 MW	0–100 MW
Leitungen	2.900–3.000 km	7.600–8.500 km
umzustellende Leitungen	2.000–2.200 km	4.900–5.900 km
Neubauleitungen	800–900 km	2.300–2.900 km
Regelanlagen (Anzahl)	1–4	4–18
<b>Investitionen Wasserstoffmodellierung*, **</b>		
Streckenverdichter	0–0,2 Mrd. Euro	0–1,6 Mrd. Euro
Kopfverdichter***	0 Mrd. Euro	0–0,7 Mrd. Euro
Leitungen	2,1–2,8 Mrd. Euro	7,4–9,6 Mrd. Euro
umzustellende Leitungen	0,7 Mrd. Euro	2,1–2,9 Mrd. Euro
Neubauleitungen	1,4–2,1 Mrd. Euro	4,9–7,1 Mrd. Euro
Regelanlagen	2–21 Mio. Euro	14–135 Mio. Euro
<b>Gesamtkosten („Kostenspanne“)</b>	<b>2,3–2,8 Mrd. Euro</b>	<b>8,1–10,2 Mrd. Euro</b>

\* Gerundete Werte

\*\* Gesamtleitungslänge und -investitionen nicht durch Addition von umzustellenden Leitungen und Neubauleitungen ableitbar

\*\*\* Kostentragung noch zu klären, vgl. Kapitel 8.5

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber

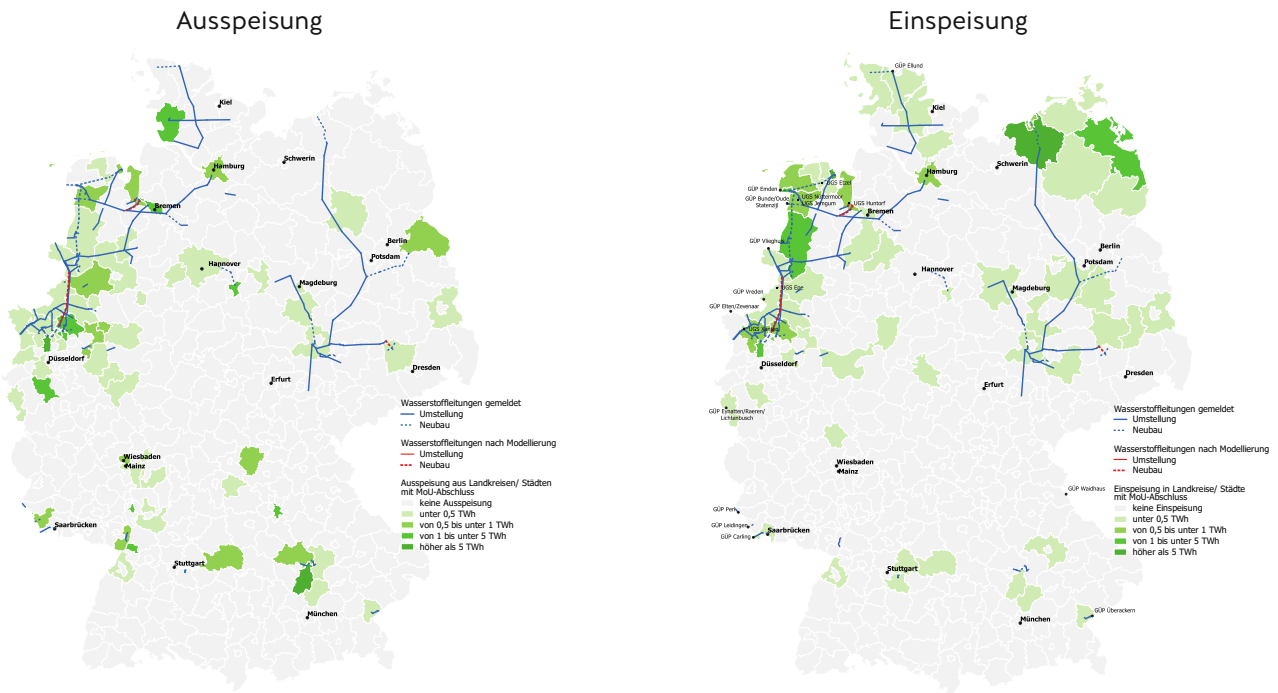
Das ermittelte Wasserstoffnetz der Wasserstoffmodellierung und die damit verbundenen Investitionen beruhen u. a. auf den zugrundeliegenden MoU-Bedarfen. Die Transportleistung auf Basis der Marktabfrage WEB hat sich im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 verzehnfacht, was sich im Umfang des Wasserstoffnetzes und damit auch bei den erforderlichen Investitionen widerspiegelt.

Die Varianz der Ergebnisse in Tabelle 57 liegt darin begründet, dass die Fernleitungsnetzbetreiber und die anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber teilweise unterschiedliche Lösungen für die Transportaufgabe entwickelt haben. Diese unterschiedlichen Lösungen führen dazu, dass Alternativen entstehen und sich die Gesamtleitungslänge dadurch nicht durch Addition von umzustellenden Leitungen und Neubauleitungen ableiten lässt.

Aufgrund der in Kapitel 8 beschriebenen Dynamik im Gasmarkt ist eine finale Einschätzung, welche Leitungen konkret neuzubauen oder umzustellen sind, zum aktuellen Zeitpunkt nicht möglich. Somit sind die angegebenen Kosten als indikativ zu betrachten.

In den folgenden Abbildungen sind alle Wasserstoffmaßnahmen (umzustellende und Neubauleitungen) dargestellt. Dabei wird in den Karten zwischen den Leitungsmeldungen zum 18. März 2022 und den zusätzlich im Rahmen der Wasserstoffmodellierung ermittelten Leitungen unterschieden.

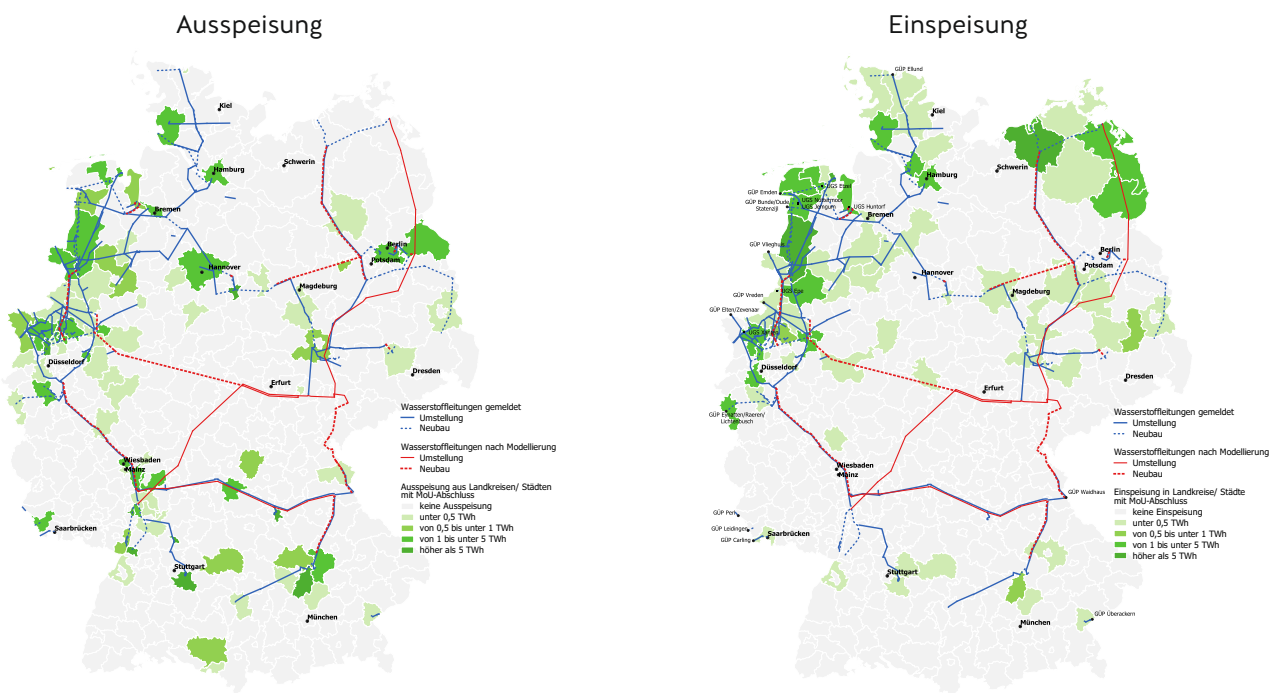
Abbildung 42: Netzausbaumaßnahmen Wasserstoffvariante 2027



Hinweis: Alternative Ausbaumaßnahmen zur Erfüllung der gleichen Transportaufgabe innerhalb eines Wasserstoffkorridors werden in den Ausbaukarten nicht dargestellt. Diese werden jedoch in der Anlage 3 ausgewiesen.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H<sub>2</sub>-Netzbetreiber, schematische Darstellung

Abbildung 43: Netzausbaumaßnahmen Wasserstoffvariante 2032



Hinweis: Alternative Ausbaumaßnahmen zur Erfüllung der gleichen Transportaufgabe innerhalb eines Wasserstoffkorridors werden in den Ausbaukarten nicht dargestellt. Diese werden jedoch in der Anlage 3 ausgewiesen.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H<sub>2</sub>-Netzbetreiber, schematische Darstellung

Auf der FNB Gas Webseite wurde zudem eine aktualisierte Tabelle mit den MoU- und WEB-Meldungen veröffentlicht (Anlage 2). Hier gab es Anpassungen aufgrund der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 (vgl. Kapitel 8.1.2). und es wurden zusätzliche Spalten ergänzt aus denen ersichtlich wird, welche MoU-Projekte in den Jahren 2027 und 2032 an das ermittelte Wasserstoffnetz angeschlossen werden können.

Im Ergebnis der Wasserstoffmodellierung konnten über 230 MoU-Projekte (rund 90 %) mit dem Wasserstoffnetz erreicht werden. Ein kleiner Teil der MoU-Projekte konnte aktuell noch nicht berücksichtigt werden, hierfür gibt es zum Beispiel folgende Gründe:

- Verhältnis von Netzausbaubedarf und angefragtem Transportbedarf,
- Entfernung zum Wasserstoffnetz,
- Clusterbildung noch nicht sinnvoll möglich.

Zu den jeweiligen projektspezifischen Hintergründen werden Gespräche zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den MoU-Projektvorhabensträgern stattfinden.

### 8.5 Weitere Maßnahmen der Wasserstoffmodellierung

Für die Projekte, die im Rahmen der von den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführten Marktabfrage WEB gemeldet wurden, sind Anschlussinfrastrukturen erforderlich. Diese bestehen für die Auspeisung in der Regel aus Anschlussleitung und GDRM-Anlage, für die Einspeisung in das Transportnetz gegebenenfalls zusätzlich aus einem Verdichter, um den Druck der Wasserstoffeinspeisung auf das erforderliche Niveau zu erhöhen. Die Maßnahmen, die sich aus dem Anschluss dieser Projekte bzw. Anlagen an das potenzielle Wasserstoffnetz ergeben, wurden in Anlehnung an das Vorgehen für Methan nicht ausgewiesen.

Die Kosten für Kopf- und Streckenverdichter sind in der Tabelle 57 dargestellt. Die Standorte möglicher Verdichter variieren abhängig von den ermittelten Lösungspfaden der Fernleitungsnetzbetreiber und sind maßgeblich abhängig von der zukünftigen Entwicklung im Wasserstoffmarkt. Diese werden daher in der Maßnahmenliste nicht standortscharf aufgeführt. Des Weiteren ist die Kostentragung für potenzielle Kopfverdichter für Wasserstoff an Grenzübergangspunkten noch zu klären.

Ferner werden für die verursachungsgerechte Allokation von Wasserstofftransportkosten grundsätzlich Messanlagen an den Eigentumsgrenzen der netzaufspannenden Wasserstoffnetzbetreiber erforderlich. Allerdings bedarf es für eine kosteneffiziente Bilanzierung zunächst der weiteren Ausgestaltung des Wasserstoffmesswesens, der Klärung von Marktrollen und des Netzzugangsmodells einschließlich der Entwicklung einer netzbetreiberübergreifenden Bilanzierung, um Investitionen zu optimieren. Angesichts der noch ausstehenden Aktivitäten zu den vorgenannten Punkten wird auf die Ausweisung von Messanlagen an Eigentums- und Grenzübergängen im Ergebnis der Wasserstoffmodellierung verzichtet.

Regelanlagen, die zur Verbindung von Leitungen mit unterschiedlichen Druckniveaus erforderlich werden, sind Ergebnis der Netzmodellierung und entsprechend Bestandteil der Wasserstoffnetzplanung im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032. Aufgrund der Vielzahl wird auf die Darstellung von Einzelmaßnahmen verzichtet. Die Kosten für die Regelanlagen werden daher summarisch ausgewiesen.

## 8.6 Wasserstoffprüfung

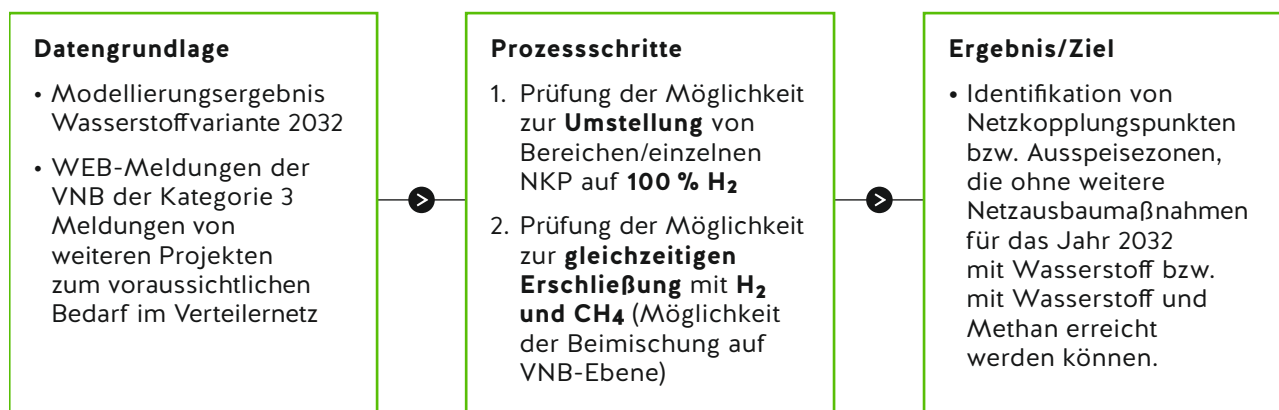
Basierend auf den Modellierungsergebnissen der Wasserstoffvariante 2032, führen die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas für das Jahr 2032 eine Wasserstoffprüfung durch. Dies stellt keine eigenständige Modellierungsvariante dar.

Ziel der Wasserstoffprüfung ist es, Netzkopplungspunkte bzw. Ausspeisezonen der Verteilernetzbetreiber zu identifizieren, die ohne weitere FNB-seitige Netzausbaumaßnahmen auf Basis der Ergebnisse der Wasserstoffvariante für das Jahr 2032 mit einer Wasserstoffinfrastruktur erreicht werden können. Weiterhin wird geprüft, ob für die identifizierten Netzkopplungspunkte grundsätzlich eine gleichzeitige Versorgung mit Methan in Frage käme, sodass eine Beimischung auf Verteilernetzebene möglich wäre. Insofern die Möglichkeit bestünde, erste Bereiche bzw. einzelne Netzkopplungspunkte in diesen Netzen auf 100 % Wasserstoff umzustellen, könnten, analog zu dem Planungsprozess der L-H-Gas-Umstellung, erste potenzielle „Wasserstoffumstellungsbereiche“ ermittelt werden.

Nach eben dieser Vorgehensweise wurde die L-H-Gas-Umstellung geplant, die seit 2015 in Deutschland sukzessive erfolgreich durchgeführt wird. Dementsprechend ermitteln die Fernleitungsnetzbetreiber, anhand der eingegangenen Meldungen der Verteilernetzbetreiber und der Modellierungsergebnisse der Wasserstoffvariante 2032, erste Regionen für eine mögliche initiale Nutzung von Wasserstoff im Verteilernetz.

Das geplante Vorgehen ist in der Abbildung 44 dargestellt.

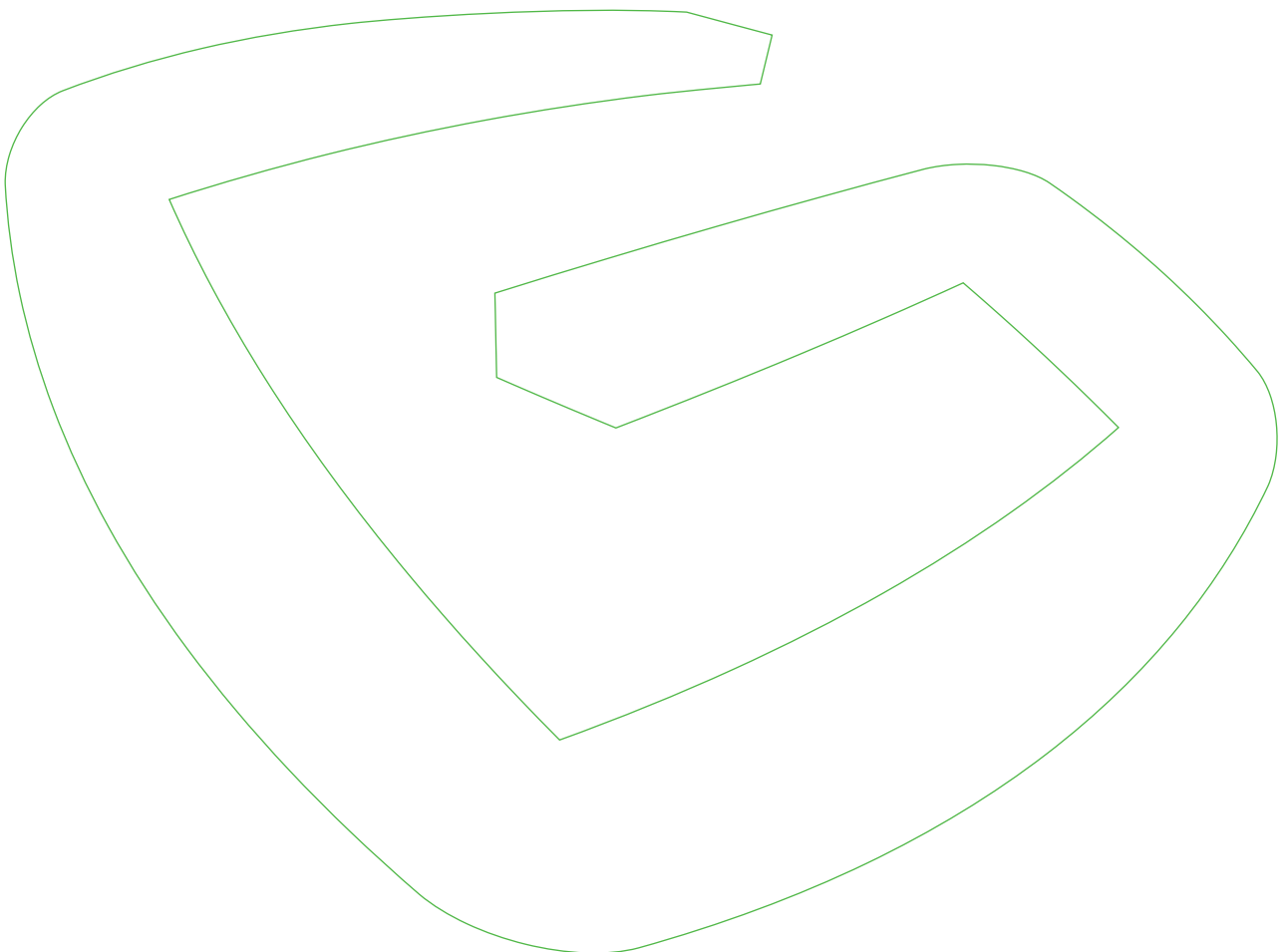
Abbildung 44: Konzept der Wasserstoffprüfung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

# Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne

9





## 9 Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne

Der Umbau der Energieversorgung in Deutschland stellt auch neue Anforderungen an die Netzentwicklungsplanung. Diese muss zukünftig stärker sektorübergreifend und im Rahmen einer gesamtheitlichen Betrachtung von Energieszenarien erfolgen, die Strom und Gas einschließlich Wasserstoff einschließen. Nur so kann eine volkswirtschaftlich vorteilhafte Kopplung der Energieinfrastrukturen unter Berücksichtigung der energie- und klimapolitischen Zielsetzung erfolgen.

### 9.1 Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur

Der Hochlauf des Wasserstoffmarktes in der EU ist eine zwingende Voraussetzung für die Entwicklung eines klimaneutralen und versorgungssicheren Energiesystems. Aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation ist es umso dringender, diesen Markthochlauf zu beschleunigen. Grundvoraussetzung dafür ist die schnelle Verfügbarkeit einer leistungsfähigen Wasserstoffinfrastruktur.

Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft erfordert auf der Transportebene eine mitwachsende Wasserstoffinfrastruktur, welche die Erzeugungszentren im In- und Ausland mit den Speichern und Verbrauchern in Deutschland verbindet. Die Entwicklung dieser Wasserstofftransportinfrastruktur ist vollständig in die Netzentwicklungsplanung Gas zu integrieren, da hierfür große Teile des bestehenden Gasnetzes genutzt und durch Lückenschlüsse bzw. Neubau ergänzt werden können. Die Umstellung von Methanleitungen setzt eine integrierte und iterative Modellierung der Netze im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas voraus. Nicht zuletzt, weil für weitere Jahrzehnte neben dem Wasserstoffhochlauf die Versorgung mit Erdgas, Transite und zukünftig auch vermehrt die Versorgung mit Biomethan und synthetischem Methan sichergestellt werden muss. Ein getrennter Netzentwicklungsplan für Wasserstoff ist daher nicht zielführend und wäre volkswirtschaftlich ineffizient. Die Fernleitungsnetzbetreiber sprechen sich klar dafür aus, einen integrierten Planungsprozess für die Gas- und Wasserstoffnetze einzuführen und werden im Rahmen des Wasserstoffberichtes gemäß § 28q EnWG (2021) ein entsprechendes Konzept für eine integrierte Gasnetzplanung entwickeln, um bestehende Synergien mit den bewährten Prozessen im Netzentwicklungsplan Gas auch in Zukunft zu nutzen.

Voraussetzung für einen schnellen Markthochlauf von Wasserstoff und eine schnellere Unabhängigkeit von Erdgas ist außerdem ein technologieoffener Ansatz, der einen Einsatz von Wasserstoff in allen Sektoren ermöglicht.

#### 9.1.1 Regulierung von Wasserstoffnetzen in Deutschland

Der aktuelle regulatorische Rahmen für Wasserstoffnetze enthält für die Fernleitungsnetzbetreiber einige Hürden, die einem schnellen Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur entgegenstehen.

Mit der Novellierung des EnWG vom 16. Juli 2021 wurde eine erste rechtliche Grundlage für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur und eine Übergangsregulierung geschaffen. In diesem vorübergehenden Rechtsrahmen ergänzen Betreiber von Wasserstoffnetzen die bisherigen Betreiberrollen (FNB, VNB, ÜNB etc.) von Transportinfrastruktur (vgl. § 3 lit. 10b. EnWG).

Die Betreiber von Wasserstoffnetzen unterliegen bislang nur der Regulierung, wenn sie sich gem. § 28j Abs. 3 EnWG erklären haben und eine positive Bedarfsprüfung ihrer Wasserstoffinfrastrukturen durch die BNetzA entsprechend § 28 p EnWG nachgewiesen werden konnte. Die Vorschriften des EnWG für Wasserstoffnetze (§§ 28j bis 28p) gelten ausschließlich für regulierte Betreiber von Wasserstoffnetzen (im Einzelfall auch unregulierte). Fernleitungsnetzbetreiber werden in den genannten Paragraphen nicht explizit erwähnt.

Um die Umstellung sowie den effizienten Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur zu beschleunigen, ist es aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber notwendig, dass über die bestehende Übergangsregulierung hinaus ein stabiler Regulierungsrahmen geschaffen wird, in dem die notwendigen langfristigen Investitionen sicher umsetzbar sind. Eine gemeinsame Regulierung und Finanzierung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur ist dafür der beste und am schnellsten umsetzbare Weg, der sowohl in der Markthochlaufphase des Wasserstoffmarktes als auch in der Phase sinkenden Methanbedarfes prohibitiv hohe Entgelte vermeiden und vorhersagbare, planbare Tarife ermöglichen kann.

### 9.1.2 Umstellung von Methanleitungen auf Wasserstoff

Das Vorgehen bei der Umstellung von Methanleitungen auf Wasserstoff ist nach § 113b EnWG geregelt: Die Fernleitungsnetzbetreiber können im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas die Leitungen kenntlich machen, die perspektivisch auf Wasserstoff umgestellt werden können. Sich daraus ergebende Ausbaumaßnahmen, die zur Verstärkung des Erdasnetzes notwendig werden, sind in geringfügigem Maß zulässig. Bei der Umstellung von Leitungen auf Wasserstoff ist sicherzustellen, dass durch das verbleibende Fernleitungsnetz die dem Szenariorahmen zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe erfüllt werden können. Erst danach erfolgt gemäß den derzeit geltenden EnWG-Regelungen die ad-hoc Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit der betreffenden Wasserstoffinfrastrukturen durch die BNetzA entsprechend § 28p EnWG. Diese wiederum ist Voraussetzung dafür, dass ein Betreiber von Wasserstoffnetzen überhaupt im Regulierungsrahmen operativ agieren kann.

Die im EnWG skizzierten Voraussetzungen für potenzielle Umstellungen von Methanleitungen sind aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber nicht hinreichend definiert, um eine sichere und effiziente Netzplanung abzuwickeln: Für die Ad-hoc-Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit ist bei umzustellenden Leitungen der Nachweis erforderlich, dass diese aus dem Methanetz herausgenommen werden können ohne die Sicherheit der Methanversorgung einzuschränken. Dieser Nachweis soll durch die entsprechende Kenntlichmachung im Netzentwicklungsplan Gas erbracht werden. In der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 auf den Seiten 39 ff. erläutert die BNetzA, wie die Negativplanung auf der Methanseite und die Positivplanung auf Wasserstoffseite voneinander abzugrenzen sind. Es ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber fraglich, ob dieser sehr linear gedachte Prozess bereits die notwendige Flexibilität enthält, die für die dynamische Entwicklung des Wasserstoffnetzes einerseits und den gleichzeitigen Erhalt der Versorgungssicherheit Gas in einem sich wandelnden Gasmarkt andererseits notwendig wäre. So ist beispielsweise zu erwarten, dass zur Deckung von Wasserstoffbedarfen mehrere Umstellungsoptionen aus dem Gasnetz möglich wären, zwischen denen eine Abwägung stattfinden muss, die sowohl der Wasserstoff- als auch der Methanetzentwicklung gerecht wird. Ein starrer Zeitablauf, in dem als erster Schritt immer eine unumkehrbare Bezeichnung von einzelnen Gas-Assets als „herauslösbar“ erfolgen müsste, würde dem nicht gerecht und steht im Widerspruch zu einer optimierten Gesamtnetz Betrachtung. Überdies verlangsamt die mangelnde Flexibilität bei der Berücksichtigung der sich dynamisch – und voneinander abhängig – entwickelnden Gas- und Wasserstofftransportbedarfe die Entwicklung der Wasserstoffnetze, da die Fernleitungsnetzbetreiber so gezwungen würden, nach dem Vorsichtsprinzip die Gastransportbedarfe zu priorisieren. Eine zielführende Lösung für dieses Dilemma liegt aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber in einer gemeinsamen Regulierung bzw. Netzplanung von Gas und Wasserstoff durch die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend dem in § 112b EnWG adressierten Zielkonzept.

### 9.1.3 Regulierung von Wasserstoffnetzen in der Europäischen Union

Die Europäische Kommission hat am 15. Dezember 2021 den Entwurf des sogenannten „Wasserstoff- und Gasbinnenmarktpaketes“ veröffentlicht.<sup>1</sup> Die Änderungen der derzeit bestehenden Vorschriften für den europäischen Gasbinnenmarkt sollen um Regelungen für den Einsatz erneuerbarer und CO<sub>2</sub>-armer Gase in der bestehenden Gasinfrastruktur sowie um Vorgaben für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur und eines Wasserstoffmarktes ergänzt werden.

Insbesondere durch die grundsätzliche Trennung zwischen Methan- und Wasserstoffnetzen, durch die vorgeschlagenen Regelungen zur Entflechtung, zur Finanzierung, zur Kostenermittlung und Entgeltbildung sowie auch zur Netzentwicklungsplanung würden durch den neuen EU-Regulierungsrahmen erhebliche Hürden und Risiken für den Aufbau der Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff in Deutschland geschaffen. Ein schneller Markthochlauf für Wasserstoff würde damit deutlich verzögert, wenn nicht sogar verhindert.

<sup>1</sup> Dieses Paket umfasst eine Neufassung der Verordnung über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff und der Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff (COM(2021) 803/COM(2021) 804).

Die aktuell geplanten vertikalen Entflechtungsregelungen bergen eine existenzielle Gefahr für den Aufbau des deutschen Wasserstoffnetzes: Denn diese sehen eine Befristung des im europäischen Gassektor weit verbreiteten und bewährten ITO-Modells für Wasserstoffnetzbetreiber bis Ende 2030 vor und würden somit einen Großteil aller bestehenden europäischen Fernleitungsnetzbetreiber faktisch vom Wasserstofftransportgeschäft ausschließen. Dies würde dazu führen, dass die heutigen ITO-FNB ihr sich im Aufbau befindendes Wasserstoffnetz nach 2030 bereits wieder veräußern müssten. Diese Perspektive würde die Investitionen und damit den schnellen Aufbau des Wasserstoffnetzes hemmen und ist besonders kritisch für Deutschland, das im Zentrum eines künftigen EU H<sub>2</sub>-Backbones liegt.

Außerdem verbieten die vorgesehenen Regelungen zur horizontalen Entflechtung den gemeinsamen Betrieb von Methan- und Wasserstoffnetzen und gehen damit über die Anforderungen hinaus, die für eine Entflechtung zwischen Strom- und Gasnetzen gelten. Die vorgeschlagene Verpflichtung zur zusätzlichen gesellschaftsrechtlichen, informatorischen und organisatorischen Entflechtung von Gas- und Wasserstoffnetzbetreibern verhindert insbesondere durch das Verbot des Austausches von Informationen und der Nutzung von gemeinsamen Leistungen die Realisierung des enormen Synergiepotentials, welches bei einem gemeinsamen Betrieb von Gas- und Wasserstoffnetzen gegeben ist.

Um den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur effizient zu gewährleisten ist es unbedingt notwendig, dass die bestehenden und bewährten Entflechtungsregelungen für Gas auf Wasserstoff übertragen werden. Einheitliche Entflechtungsregeln schaffen für die Fernleitungsnetzbetreiber Planbarkeit für Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur und ermöglichen die effiziente Nutzung von Synergien. Das im Gasbereich bewährte ITO-Modell muss dauerhaft auch für den Wasserstoffnetzbetrieb möglich sein und die horizontalen Entflechtungsvorgaben müssen den Netzbetrieb von Wasserstoff- und Methanetzen in demselben Unternehmen erlauben. Darüber hinaus ist die Überarbeitung der horizontalen Entflechtungsregelungen (z. B. informatorisches Unbundling) notwendig, um eine integrierte Gasnetzplanung für Methan und Wasserstoff zu ermöglichen.

## 9.2 Wasserstoffbericht gem. § 28q EnWG

Ein Bestandteil der EnWG-Novelle vom Juli 2021 ist der Bericht zur erstmaligen Erstellung des Netzentwicklungsplans Wasserstoff nach § 28q EnWG (Wasserstoffbericht). Betreiber von Wasserstoffnetzen, welche eine Erklärung nach § 28j Abs. 3 EnWG abgegeben haben, sind verpflichtet, gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern den Wasserstoffbericht bis spätestens zum 01. September 2022 der BNetzA vorzulegen. Wasserstoffnetzbetreiber, die keine Erklärung nach § 28j Abs. 3 EnWG abgegeben haben, sind in dem Umfang zur Mitarbeit verpflichtet, der für eine sachgerechte Erstellung des Berichts erforderlich ist. Insbesondere sind sie verpflichtet, die für die Erstellung erforderlichen Informationen zur Verfügung zu stellen. Auf der Grundlage des Berichts kann die BNetzA Empfehlungen für die rechtliche Implementierung eines verbindlichen Netzentwicklungsplans Wasserstoff abgeben.

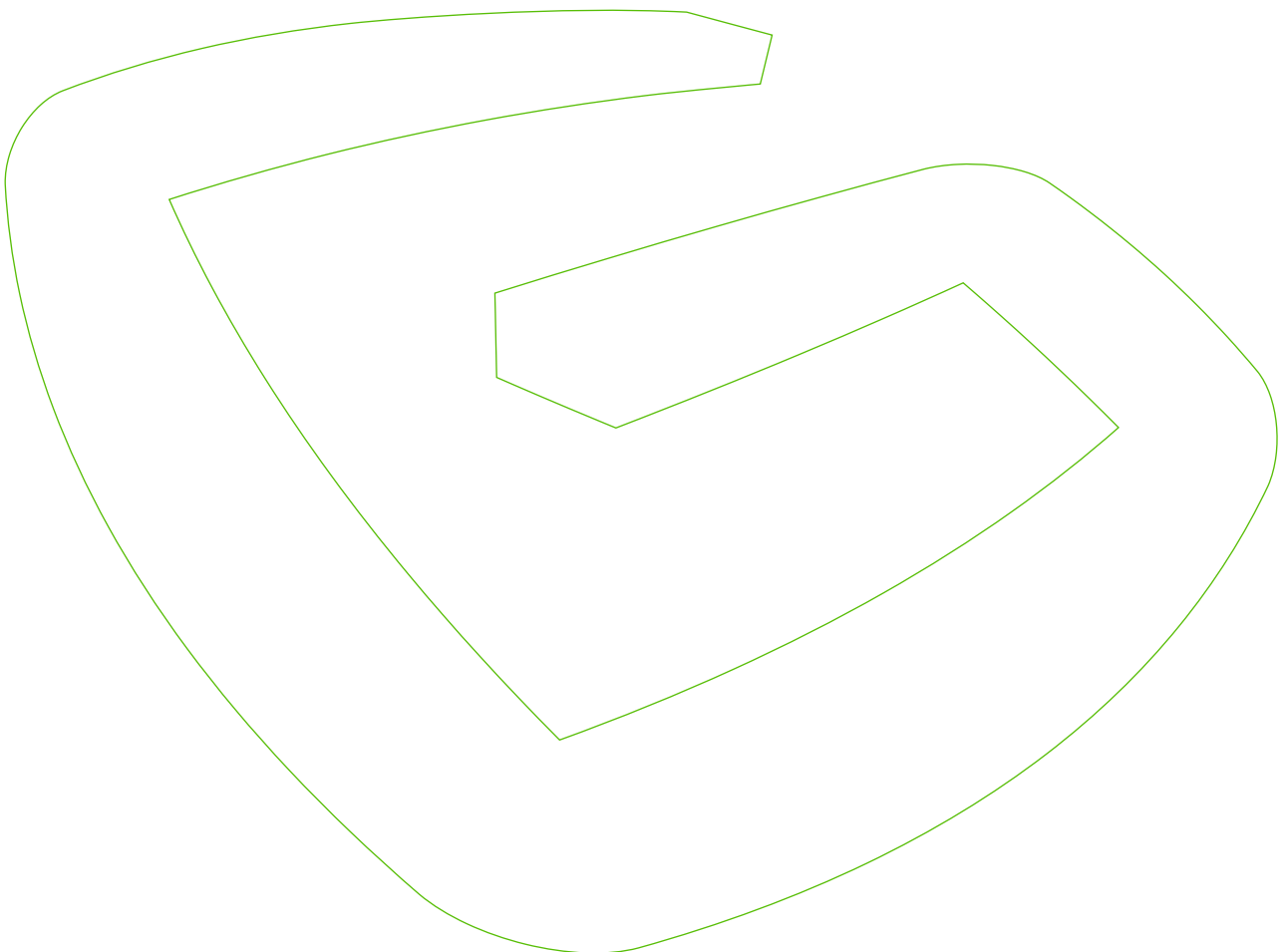
Die Fernleitungsnetzbetreiber erarbeiten aktuell den Wasserstoffbericht und werden diesen fristgerecht an die BNetzA übergeben und im Anschluss veröffentlichen.

## 9.3 Gesamtheitliche Betrachtung des Energiesystems für Strom und Gas (Methan und Wasserstoff)

Vor dem Hintergrund der energie- und klimapolitischen Zielsetzungen ist die gesamtheitliche Betrachtung von Energieversorgungsinfrastrukturen von zentraler Bedeutung. Die Fernleitungsnetzbetreiber setzen sich an verschiedenen Stellen intensiv mit diesem Thema auseinander und stehen dazu ebenfalls in engem Austausch mit anderen Fernleitungsnetzbetreibern (Gas, Wasserstoff und Strom). So wird mit dem Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 ein Konzept dargestellt, wie die klimapolitischen Ziele künftig im Rahmen der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden können. Des Weiteren beschreiben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Erstellung des Wasserstoffberichts (vgl. Kapitel 9.2) einen entsprechenden Prozess zur gesamtheitlichen Betrachtung des Energiesystems, welcher u. a. die zentralen Schnittstellen sowie Wechselwirkungen zwischen der Strom- und Gasnetzplanung (Methan und Wasserstoff) berücksichtigt.

# Anlagen

---



## Anlage 1: Analyse des Mehrbedarfs der Verteilernetzbetreiber

Gemäß Tenorziffer 10 der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 [BNetzA 2022] wurden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die Verteilernetzbetreiber anzugeben, bei denen für das Jahr 2027 nach deren plausibilisierten Langfristprognosen ein Mehrbedarf von mehr als 3 % im Vergleich zu den internen Bestellungen des Jahres 2022 ermittelt wurde. Für diese Verteilernetzbetreiber muss der konkrete Mehrbedarf insgesamt sowie der Anteil ausgewiesen werden, der auf den Anschluss neuer Netzgebiete mit Haushaltskunden entfällt. Dieser Verpflichtung sind die Fernleitungsnetzbetreiber mit nachfolgender Tabelle nachgekommen.

FNB	Verteilernetzbetreiber	Netzkopplungs- punkt	Interne Bestellung	Langfrist- prognose	Zuwachs insgesamt	Davon aus dem Anschluss neuer Netzgebiete mit Haushaltskunden*
			kWh/h			
		Punkt-/Zonenname	2022	2027	2027/2022	2027/2022
bayernets	Energienetze Bayern GmbH & Co. KG	Gesamt	6.879.160	7.217.389	338.229	37.800
bayernets	REWAG Regensburger Energie- und Wasserversorgung AG & Co KG	vNKP (vNKP REWAG)	1.061.374	1.149.000	87.626	58.000
bayernets	schwaben netz regional gmbh	schwaben netz regional virtuell (vNKP SN)	3.000.000	3.315.530	315.530	150.000
bayernets	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG	(vNKP SWM)	7.325.227	7.690.274	365.047	0
bayernets	Stadtwerke Landshut Netzbetrieb	Stadtwerke Landshut (Station Landshut II- Dreisesselstraße und Landshut I Altdorf-Angeweg) (vNKP SWL)	315.883	342.766	26.883	9.409
Ferngas	EAM Netz GmbH	AZ ENM – FNB	90.359	93.799	3.440	k.A.
Ferngas	Ferngas Netzgesellschaft mbH	AZ FG – FNB	3.727.273	3.869.158	141.885	31.023
Ferngas	AZ OHG 1 – FNB	AZ OHG 1 – FNB	364.640	378.521	13.881	K.A.
Ferngas	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co.KG	AZ TEN FNB	458.529	475.987	17.458	11.931
Ferngas	Eisenach-Nord – FNB	Eisenach-Nord – FNB	109.259	113.418	4.159	K.A.
Ferngas	Gera – FNB	Gera – FNB	112.000	116.263	4.263	k.A.
Ferngas	Stadtwerke Gotha NETZ GmbH	Gotha-Ost – FNB	84.938	88.171	3.233	500
Ferngas	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co.KG	Neukirchen – FNB	410.000	425.607	15.607	10.668
GASCADE	Gasnetz Hamburg GmbH	Heidenau HH	4.239.292	4.739.292	500.000	0
GASCADE	Stadtwerke Lemgo GmbH	Lemgo	155.000	170.000	15.000	0
GASCADE	Stadtwerke Lippstadt GmbH	Lippstadt	250.000	270.000	20.000	0
GASCADE	e-Netz Südhessen GmbH & Co. KG	RMN	687.496	742.086	54.590	16.490
GASCADE	Stadtwerke Soest GmbH	Soest	201.055	215.000	13.945	3.800
GASCADE	Stadtwerke Weinheim GmbH	Weinheim	150.000	160.000	10.000	1.000
GASCADE	EAM Netz GmbH	Malsfeld-Ostheim	456.963	500.000	43.037	0
GASCADE	Westnetz GmbH	Warburg I	871.000	972.130	101.130	5.264
GASCADE	Stadtwerke Glauchau Dienstleistungsgesellschaft mbH	Glauchau	82.471	87.000	4.529	0
GASCADE	WSW Netz GmbH	Wuppertal-Hohenhagen	533.438	638.774	105.336	0
GASCADE	Stadtwerke Hünfeld GmbH	Hünfeld	64.926	68.000	3.074	320
GTG	Westnetz GmbH	Zone GTG- Westnetz	62.000	65.848	3.848	2.078
GUD	Stadtwerke Uelzen GmbH	H154 – Uelzen	161.486	173.986	12.500	0

\* Sofern es sich bei den neuen Netzgebieten um Mischgebiete handelt, in denen Haushaltskunden zusammen mit Gewerbekunden und/oder Kraftwerken angeschlossen werden sollen, so ist in diesen Fällen nur der Anteil der Haushaltskunden anzuzeigen.

FNB	Verteilernetzbetreiber	Netzkopplungs- punkt	Interne Bestellung	Langfrist- prognose	Zuwachs insgesamt	Davon aus dem Anschluss neuer Netzgebiete mit Haushaltskunden*
			kWh/h			
		Punkt-/Zonenname	2022	2027	2027/2022	2027/2022
GUD	Schleswig-Holstein Netz AG	H160 – Schlewig-Holstein 1	4.989.133	5.357.333	368.200	100.000
GUD	Celle-Uelzen Netz GmbH	H165 – Uelzen Nord	77.551	83.000	5.449	0
GUD	Avacon Hochdrucknetz GmbH	H172 – Lüneburg	630.000	680.000	50.000	10.000
GUD	Gasnetz Hamburg GmbH	H195 – Hamburg	2.383.843	2.823.843	440.000	0
GUD	Avacon Hochdrucknetz GmbH	H269 – Hannover Ost	3.600.000	4.790.000	1.190.000	50.000
GUD	Stadtwerke Verden GmbH	H609 – Verden	173.711	174.232	521	0
GUD	Avacon Hochdrucknetz GmbH	L101 – Hassel	99.000	113.000	14.000	0
GUD**	EWE Netz RVN GmbH	H290 – Hatten-Sandkrug	–	–	–	–
NGT	Versorgungsbetriebe Elbe GmbH	Boizenburg	110.000	114.000	4.000	3.000
Nowega	Westnetz GmbH	Zone Artland	181.000	191.503	10.503	4.832
Nowega	Westnetz GmbH	Zone Wallenhorst	83.000	86.470	3.470	885
Nowega	Westnetz GmbH	Zone Neuenkirchen	22.000	23.847	1.847	1.034
Nowega	Westnetz GmbH	Zone Lemförde	55.000	59.431	4.431	2.969
Nowega	Stadtwerke Uelzen	Zone Uelzen	125.552	138.052	12.500	0
Nowega	SW Münster Bisingen	Zone Münster	109.517	115.000	5.483	3.000
Nowega	Gelsenwasser Energienetze GmbH	Zone Bohnhorst	30.229	31.610	1.381	k.A.
Nowega	Gelsenwasser Energienetze GmbH	Zone Landesbergen	14.229	14.988	759	k.A.
Nowega	SW Bramsche	Zone Bramsche	110.000	115.000	5.000	k.A.
OGE	Bayernwerk Netz GmbH	Wildenranna	5.946	6.711	765	0
OGE	Bonn-Netz GmbH	Bonn L2	1.226.609	1.439.109	212.500	61.425
OGE	Creos Deutschland GmbH	Saar-Pfalz 1	481.228	505.393	24.165	k.A.
OGE	Creos Deutschland GmbH	Saar-Pfalz 2	3.895.274	4.019.537	124.263	k.A.
OGE	Currenta GmbH & Co. OHG	Dormagen Chempark H	110.000	860.000	750.000	0
OGE	Currenta GmbH & Co. OHG	Leverkusen Chempark L	140.000	245.000	105.000	0
OGE	enercity Netz GmbH	Hannover 1	2.520.479	3.151.517	631.038	0
OGE	Energie- und Wasserversorgung Hamm GmbH	Hamm	680.764	724.764	44.000	11
OGE	Energienetze Bayern GmbH & Co. KG	Obernzell – Rothenkreuz	17.300	18.120	820	80
OGE	Energieversorgung Lohr-Karlstadt und Umgebung GmbH & Co. KG	EVLK 2	230.000	250.000	20.000	0
OGE	e-netz Südhessen AG	AZ Darmstadt	2.586.477	2.797.137	210.660	65.960
OGE	e-regio GmbH & Co. KG	RGE H1	178.919	194.845	15.926	13.819
OGE	e-regio GmbH & Co. KG	RGE L1	962.850	1.050.597	87.747	77.012
OGE	EWE NETZ GmbH	Neurhede, Kuhweg	221.729	396.896	175.167	0
OGE	Ferngas Netzgesellschaft mbH	OGR Bayerischer Wald	559.826	585.476	25.650	22.001
OGE	Ferngas Netzgesellschaft mbH	OGR Hauptnetz Ost	5.141.285	5.511.394	370.109	254.881

\* Sofern es sich bei den neuen Netzgebieten um Mischgebiete handelt, in denen Haushaltskunden zusammen mit Gewerbekunden und/oder Kraftwerken angeschlossen werden sollen, so ist in diesen Fällen nur der Anteil der Haushaltskunden anzuzeigen.

\*\* Neuer Punkt im GUD-System. Leistung wurde seitens EWE am GTG System reduziert.

FNB	Verteilernetzbetreiber	Netzkopplungs- punkt	Interne Bestellung	Langfrist- prognose	Zuwachs insgesamt	Davon aus dem Anschluss neuer Netzgebiete mit Haushaltskunden*
			kWh/h			
		Punkt-/Zonenname	2022	2027	2027/2022	2027/2022
OGE	Netzgesellschaft Düsseldorf mbH	Düsseldorf	1.610.056	1.660.057	50.001	0
OGE	Rheinische NETZGesellschaft mbH	BELKAW I	139.914	144.142	4.228	500
OGE	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Dormagen	154.130	158.789	4.659	500
OGE	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Köln 1	1.263.641	1.301.835	38.194	12.000
OGE	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Köln 2	441.952	455.309	13.357	1.500
OGE	Rheinische NETZGesellschaft mbH	Leverkusen	523.170	538.983	15.813	1.000
OGE	Rhein-Sieg Netz GmbH	Königswinter H	57.979	62.275	4.296	1.074
OGE	Rhein-Sieg Netz GmbH	Mettmann	99.520	106.895	7.375	1.844
OGE	Rhein-Sieg Netz GmbH	Niederkassel H	133.365	143.284	9.919	2.480
OGE	Rhein-Sieg Netz GmbH	Rhein-Sieg H	769.209	826.211	57.002	14.250
OGE	Rhein-Sieg Netz GmbH	Rommerskirchen- Eckum, Hermeshoven	32.028	34.401	2.373	593
OGE	Stadtwerke Kempen GmbH	Kempen	169.423	175.000	5.577	0
OGE	Stadtwerke Langenfeld GmbH	Langenfeld	228.213	237.000	8.787	15.000
OGE	SWO Netz GmbH	Osnabrück H	760.000	783.000	23.000	0
OGE	Thüga Energienetze GmbH	Minfeld 1	312.479	360.627	48.148	552
OGE	Thüga Energienetze GmbH	Philippsburg	33.190	51.584	18.394	48
OGE	Westerwald-Netz GmbH	Betzdorf/ Kirchen H	70.640	76.249	5.609	1.850
OGE	Westerwald-Netz GmbH	Westerwald Nord H	268.254	289.556	21.302	7.030
OGE	Westnetz GmbH	Bayern 1	143.060	161.465	18.405	0
OGE	Westnetz GmbH	Bohnte- Ostercappeln H	57.500	60.069	2.569	1.644
OGE	Westnetz GmbH	Freudenberg H	39.000	41.720	2.720	0
OGE	Westnetz GmbH	Georgsmarienhütte- Hilter	260.000	282.579	22.579	9.935
OGE	Westnetz GmbH	Sohren, Dill	122.000	126.881	4.881	2.685
OGE	YNCORIS GmbH & Co. KG	Hürth	60.000	80.000	20.000	0
ONTRAS	E.DIS Netz GmbH	NKP-Zone E.DIS	1.209.140	1.247.670	38.530	0
ONTRAS	Gasversorgung Zehdenick GmbH	NKP-Zone GV Zehdenick	24.883	26.100	1.217	0
ONTRAS	InfraLeuna GmbH	NKP-Zone InfraLeuna	400.500	450.500	50.000	0
ONTRAS	Infrastrukturbetrieb der Stadt Arneburg	NKP-Zone ISB Arneburg	120.000	125.000	5.000	0
ONTRAS	NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG	NKP-Zone NBB 2	9.800.151	10.300.151	500.000	0
ONTRAS	Netz Leipzig GmbH	NKP-Zone Netz Leipzig	1.473.517	2.033.517	560.000	0
ONTRAS	SachsenNetze GmbH	NKP-Zone SachsenNetze HS.HD Zone 2	1.516.391	1.694.682	178.291	33.550
ONTRAS	Stadt- und Überlandwerke GmbH Luckau-Lübbenau	NKP-Zone SÜW Luckau-Lübbenau	130.000	137.000	7.000	4.000
ONTRAS	Stadtwerke Bernau GmbH	NKP-Zone SW Bernau	125.169	133.000	7.831	1.175

\* Sofern es sich bei den neuen Netzgebieten um Mischgebiete handelt, in denen Haushaltskunden zusammen mit Gewerbekunden und/oder Kraftwerken angeschlossen werden sollen, so ist in diesen Fällen nur der Anteil der Haushaltskunden anzuzeigen.



FNB	Verteilernetzbetreiber	Netzkopplungs- punkt	Interne Bestellung	Langfrist- prognose	Zuwachs insgesamt	Davon aus dem Anschluss neuer Netzgebiete mit Haushaltskunden*
			kWh/h			
		Punkt-/Zonenname	2022	2027	2027/2022	2027/2022
ONTRAS	Stadtwerke Ribnitz-Damgarten GmbH	NKP-Zone SW Ribnitz-Damgarten	16.000	16.500	500	500
ONTRAS	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	NKP-Zone TEN	290.000	320.183	30.183	7.546
terranets	bnNetze GmbH	RC badenova	4.380.000	4.700.000	320.000	0
terranets	Stadtwerke Balingen	RC Balingen 1	53.600	57.600	4.000	3.000
terranets	Stadtwerke Bebra GmbH	RC Bebra	34.850	36.500	1.650	1.650
terranets	e.wa riss Netze GmbH	RC Biberach	250.906	265.906	15.000	0
terranets	Stadtwerke Bretten GmbH	RC Bretten	90.000	94.655	4.655	0
terranets	Energie- und Wasserversorgung Bruchsal GmbH	RC Bruchsal	150.000	156.300	6.300	150
terranets	Stadtwerke Crailsheim GmbH	RC Crailsheim	102.989	108.213	5.224	2.400
terranets	EAM Netz GmbH	RC EAM Heringen	19.665	21.000	1.335	0
terranets	Stadtwerke Ellwangen GmbH	RC Ellwangen	90.500	97.000	6.500	3.500
terranets	Netze BW GmbH	RC EnBW Stuttgart	6.993.234	9.090.921	2.097.687	12.566
terranets	Netze BW GmbH	RC EnBW-Nord	248.995	266.446	17.451	419
terranets	Netze ODR GmbH	RC EnBW-ODR	327.000	393.000	66.000	44.000
terranets	Stadtwerke Bietigheim-Bissingen GmbH	RC Erligheim	3.814	4.859	1.045	1.045
terranets	GEO Gesellschaft für Energieversorgung Ostalb mbH	RC Essingen-Oberkochen	104.515	140.115	35.600	1.200
terranets	SWE Netz GmbH	RC Ettlingen	210.000	220.000	10.000	6.000
terranets	Energieversorgung Filstal GmbH & Co. KG	RC Filstal	537.000	687.000	150.000	20.000
terranets	NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH	RC Frankfurt	4.917.397	5.302.626	385.229	0
terranets	NHF Netzgesellschaft Heilbronn-Franken mbH	RC Gaildorf	37.012	40.000	2.988	588
terranets	Stadtwerke Giengen GmbH	RC Giengen	133.069	145.069	12.000	k.A.
terranets	TWS Netz GmbH	RC GVO	935.225	1.015.000	79.775	0
terranets	Stadtwerke Heidelberg Netze GmbH	RC Heidelberg	644.841	711.000	66.159	35.000
terranets	Hellenstein-Energie-Logistik GmbH	RC Heidenheim	302.325	325.690	23.365	0
terranets	RhönEnergie Osthessen GmbH	RC Homberg (Ohm)	169.000	180.000	11.000	0
terranets	eneREGIO GmbH	RC Kuppenheim	20.200	22.500	2.300	k.A.
terranets	Stadtwerke Heidenheim regio GmbH	RC Königsbrunn	26.090	28.590	2.500	0
terranets	Stadtwerke Mühlacker GmbH	RC Mühlacker	95.000	102.500	7.500	0
terranets	Regionalwerke Neckar-Kocher GmbH & Co. KG	RC Neckarsulm	108.000	112.000	4.000	k.A.
terranets	Netze-Gesellschaft Südwest mbH	RC NGS-Nordbaden	674.061	753.708	79.647	0
terranets	Netze-Gesellschaft Südwest mbH	RC NGS-Oberschwaben	657.893	719.246	61.353	0

\* Sofern es sich bei den neuen Netzgebieten um Mischgebiete handelt, in denen Haushaltskunden zusammen mit Gewerbekunden und/oder Kraftwerken angeschlossen werden sollen, so ist in diesen Fällen nur der Anteil der Haushaltskunden anzuzeigen.



FNB	Verteilernetzbetreiber	Netzkopplungs- punkt	Interne Bestellung	Langfrist- prognose	Zuwachs insgesamt	Davon aus dem Anschluss neuer Netzgebiete mit Haushaltskunden*
			kWh/h			
		Punkt-/Zonenname	2022	2027	2027/2022	2027/2022
terrane	Thüga Energienetze GmbH	RC Oberschwaben	654.127	722.209	68.082	1.415
terrane	RhönEnergie Osthessen GmbH	RC Osthessen	260.000	270.000	10.000	0
terrane	SWP Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co. KG	RC Pforzheim	637.000	715.000	78.000	54.600
terrane	FairNetz GmbH	RC Reutlingen	1.174.000	1.236.000	62.000	10.000
terrane	ENRW Energieversorgung Rottweil GmbH & Co. KG	RC Rottweil	232.195	246.480	14.285	4.714
terrane	Stadtwerke Schramberg GmbH & Co. KG	RC Schramberg	102.218	117.218	15.000	5.000
terrane	Stadtwerke Schwäbisch Gmünd GmbH	RC Schwäbisch-Gmünd	204.930	252.784	47.854	17.854
terrane	Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH	RC Schwäbisch-Hall	160.000	165.000	5.000	5.000
terrane	Thüga Energienetze GmbH	RC Singen	561.449	619.886	58.437	1.390
terrane	Stadtwerke Stockach GmbH	RC Stockach	25.870	29.000	3.130	2.130
terrane	Stadtwerk Tauberfranken GmbH	RC Tauberfranken	295.000	320.000	25.000	14.000
terrane	Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH	RC Ulm	897.766	979.801	82.035	1.500
Thyssengas	Regionetz GmbH – H	Aachen – Regionetz GmbH – H	615.000	670.000	55.000	2.500
Thyssengas	Rheinische Netzgesellschaft mbH	Aggertal – Rheinische Netzgesellschaft mbH	719.265	741.005	21.740	2.000
Thyssengas	Rheinische Netzgesellschaft mbH	BELKAW II – Rheinische Netzgesellschaft mbH	270.493	278.668	8.175	500
Thyssengas	Westnetz GmbH	Bergheim I – Westnetz GmbH	190.433	197.742	7.309	1.309
Thyssengas	Westnetz GmbH	Bergheim II – Westnetz GmbH	90.000	148.507	58.507	993
Thyssengas	Westnetz GmbH	Bergheim III – Westnetz GmbH	48.000	50.213	2.213	1.554
Thyssengas	Bocholter Energie- und Wasserversorgung GmbH	Bocholt – Bocholter Energie- und Wasserversorgung GmbH	243.000	268.000	25.000	0
Thyssengas	Stadtwerke Borken/Westf. GmbH	Borken – Reken-Velen-Heiden-Borken-Raesfeld – Stadtwerke Borken/Westf.	132.500	140.651	8.151	367
Thyssengas	Stadtwerke Borken/Westf. GmbH	Borken – Stadt – Stadtwerke Borken/Westf. GmbH	189.000	200.627	11.627	407
Thyssengas	Westnetz GmbH	Büren – Weine – Westnetz GmbH	421.000	542.078	121.078	240
Thyssengas	Stadtwerke Coesfeld GmbH	Coesfeld – Stadtwerke Coesfeld GmbH	145.000	152.400	7.400	k.A.
Thyssengas	Gelsenwasser Energienetze GmbH	Darup – Gelsenwasser Energienetze GmbH	154.417	161.500	7.083	k.A.

\* Sofern es sich bei den neuen Netzgebieten um Mischgebiete handelt, in denen Haushaltskunden zusammen mit Gewerbekunden und/oder Kraftwerken angeschlossen werden sollen, so ist in diesen Fällen nur der Anteil der Haushaltskunden anzuzeigen.

FNB	Verteilernetzbetreiber	Netzkopplungs- punkt	Interne Bestellung	Langfrist- prognose	Zuwachs insgesamt	Davon aus dem Anschluss neuer Netzgebiete mit Haushaltskunden*
			kWh/h			
		Punkt-/Zonenname	2022	2027	2027/2022	2027/2022
Thyssengas	Regionetz GmbH	Dinslaken – Regionetz GmbH	160.000	165.000	5.000	500
Thyssengas	Netzgesellschaft Düsseldorf mbH	Düsseldorf – Netzgesellschaft Düsseldorf mbH	1.610.057	1.670.057	60.000	k.A.
Thyssengas	Stadtwerke Emsdetten GmbH	Emsdetten – Stadtwerke Emsdetten GmbH	144.898	159.077	14.179	k.A.
Thyssengas	Westnetz GmbH	Everswinkel – Westnetz GmbH	28.500	29.611	1.111	385
Thyssengas	Stadtwerke Geldern Netz GmbH	Geldern – Stadtwerke Geldern Netz GmbH	140.000	150.000	10.000	0
Thyssengas	Gelsenwasser Energienetze GmbH	Geseke – Gelsenwasser Energienetze GmbH	64.521	69.000	4.479	k.A.
Thyssengas	Stadtwerke Haltern am See GmbH	Haltern I – Stadtwerke Haltern am See GmbH	129.554	135.000	5.446	1.650
Thyssengas	Veolia Industriepark Deutschland GmbH	Heinsberg – Veolia Industriepark Deutschland GmbH	44.000	46.000	2.000	k.A.
Thyssengas	Westnetz GmbH	Holzwickede – Westnetz GmbH	65.000	66.658	1.658	15
Thyssengas	Gelsenwasser Energienetze GmbH	Kalkar I – Gelsenwasser Energienetze GmbH	13.446	13.947	501	k.A.
Thyssengas	Gelsenwasser Energienetze GmbH	Kalkar II – Gelsenwasser Energienetze GmbH	29.818	31.000	1.182	k.A.
Thyssengas	Westnetz GmbH	Kerpen – Westnetz GmbH	121.650	126.487	4.837	1.280
Thyssengas	Stadtwerke Goch GmbH	Kranenburg – Stadtwerke Goch GmbH	22.706	27.920	5.214	5.000
Thyssengas	Rheinische Netzgesellschaft mbH	Köln I – Rheinische Netzgesellschaft mbH	1.214.086	1.250.781	36.695	5.000
Thyssengas	Westnetz GmbH	Möhnesee – Westnetz GmbH	33.000	34.822	1.822	965
Thyssengas	Westnetz GmbH	Neuenkirchen – Westnetz GmbH	59.000	60.512	1.512	579
Thyssengas	Gelsenwasser Energienetze GmbH	NGW I – Gelsenwasser Energienetze GmbH	164.446	177.137	12.691	k.A.
Thyssengas	Gelsenwasser Energienetze GmbH	NGW III – Gelsenwasser Energienetze GmbH	87.209	90.000	2.791	k.A.
Thyssengas	Gelsenwasser Energienetze GmbH	NGW VI – Gelsenwasser Energienetze GmbH	33.417	34.000	583	k.A.
Thyssengas	Gelsenwasser Energienetze GmbH	NGW VIII – Gelsenwasser Energienetze GmbH	252.836	264.618	11.782	k.A.

\* Sofern es sich bei den neuen Netzgebieten um Mischgebiete handelt, in denen Haushaltskunden zusammen mit Gewerbekunden und/oder Kraftwerken angeschlossen werden sollen, so ist in diesen Fällen nur der Anteil der Haushaltskunden anzuzeigen.

FNB	Verteilernetzbetreiber	Netzkopplungs- punkt	Interne Bestellung	Langfrist- prognose	Zuwachs insgesamt	Davon aus dem Anschluss neuer Netzgebiete mit Haushaltskunden*
			kWh/h			
		Punkt-/Zonenname	2022	2027	2027/2022	2027/2022
Thyssengas	Rheinische Netzgesellschaft mbH	Rhein-Erft – Rheinische Netz- gesellschaft mbH	721.060	742.854	21.794	2.500
Thyssengas	Gelsenwasser Energienetze GmbH	Rosendahl – Gelsenwasser Energienetze GmbH	32.341	33.000	659	k.A.
Thyssengas	Westnetz GmbH	Rüthen – Westnetz GmbH	31.000	31.952	952	512
Thyssengas	Gelsenwasser Energienetze GmbH	Saerbeck – Gelsenwasser Energienetze GmbH	17.099	17.851	752	k.A.
Thyssengas	Stadtwerke Steinfurt GmbH	Steinfurt – Stadtwerke Steinfurt GmbH	133.023	141.056	8.033	k.A.
Thyssengas	SVS-Versorgungsbetriebe GmbH	Südlohn – SVS-Versorgungs- betriebe GmbH	46.188	51.000	4.812	0
Thyssengas	Stadtwerke Unna GmbH	Unna – Stadtwerke Unna GmbH	234.700	250.000	15.300	0
Thyssengas	SVS-Versorgungsbetriebe GmbH	Vreden – SVS-Versorgungs- betriebe GmbH	76.150	79.000	2.850	0
Thyssengas	Westnetz GmbH	Wettringen – Westnetz GmbH	22.000	22.635	635	293
Thyssengas	WSW Netz GmbH	Wuppertal I – WSW Netz GmbH	608.899	640.363	31.464	0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

\* Sofern es sich bei den neuen Netzgebieten um Mischgebiete handelt, in denen Haushaltskunden zusammen mit Gewerbekunden und/oder Kraftwerken angeschlossen werden sollen, so ist in diesen Fällen nur der Anteil der Haushaltskunden anzuzeigen.

## **Anlage 2: Übersicht aller Projektmeldungen im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase**

Eine detaillierte Übersicht aller Projektmeldungen im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase ist auf der Website des FNB Gas in Form einer Excel-Datei veröffentlicht:

<https://fnb-gas.de/netzentwicklungspl%C3%A4ne/netzentwicklungsplan-2022/>

## **Anlage 3: Ergebnis Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen deutschen Wasserstoffnetzes im Rahmen des NEP Gas 2022-2032**

Die Ergebnisse der Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen deutschen Wasserstoffnetzes im Rahmen des NEP Gas 2022-2032 sind auf der Website des FNB Gas in Form einer Excel-Datei veröffentlicht:

<https://fnbgas.de/netzentwicklungspl%C3%A4ne/netzentwicklungsplan-2022/>

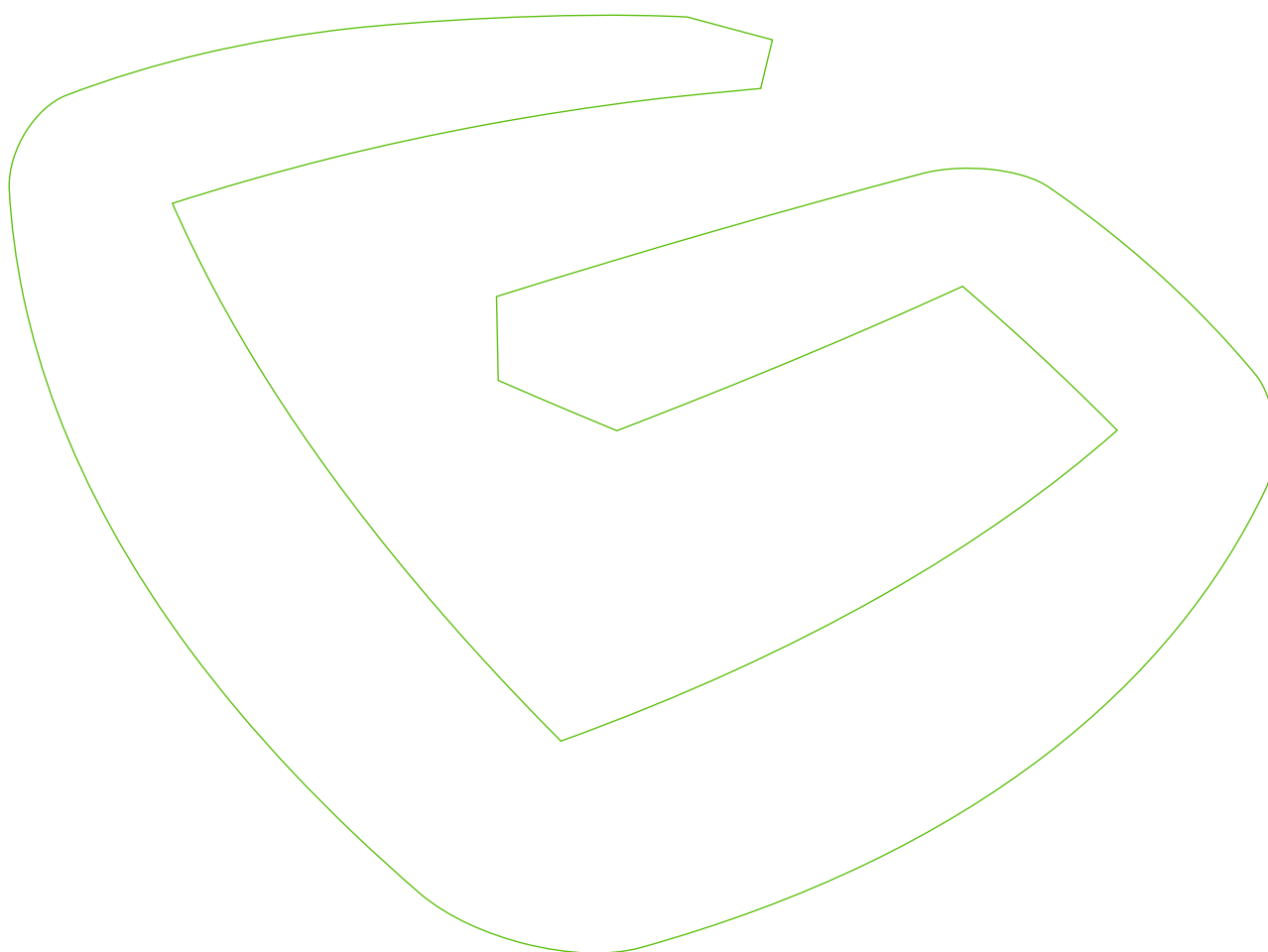
## **Anlage 4: Übersichtskarten Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen deutschen Wasserstoffnetzes im Rahmen des NEP Gas 2022-2032**

Die Übersichtskarten der Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen deutschen Wasserstoffnetzes im Rahmen des NEP Gas 2022-2032 sind auf der Website des FNB Gas in Form einer PDF-Datei veröffentlicht:

<https://fnb-gas.de/netzentwicklungspl%C3%A4ne/netzentwicklungsplan-2022/>

# Glossar

---



**Fernleitungsnetzbetreiber**

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

**Sonstige Abkürzungen**

bar	Druck bezogen auf Normalnull
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
bFZK	Bedingt feste frei zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn beschäftigungs-/ gasflussabhängige Bedingungen erfüllt sind.
BISchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge
BKartA	Bundeskartellamt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
bnBM	Besondere netztechnische Betriebsmittel
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V.
BZK	Beschränkt zuordenbare Kapazität: Kapazität kann nur mit Zuordnungsaufgabe genutzt werden. Kein VHP-Zugang.
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DN	Normdurchmesser
DP	Design Pressure (Auslegungsdruck)

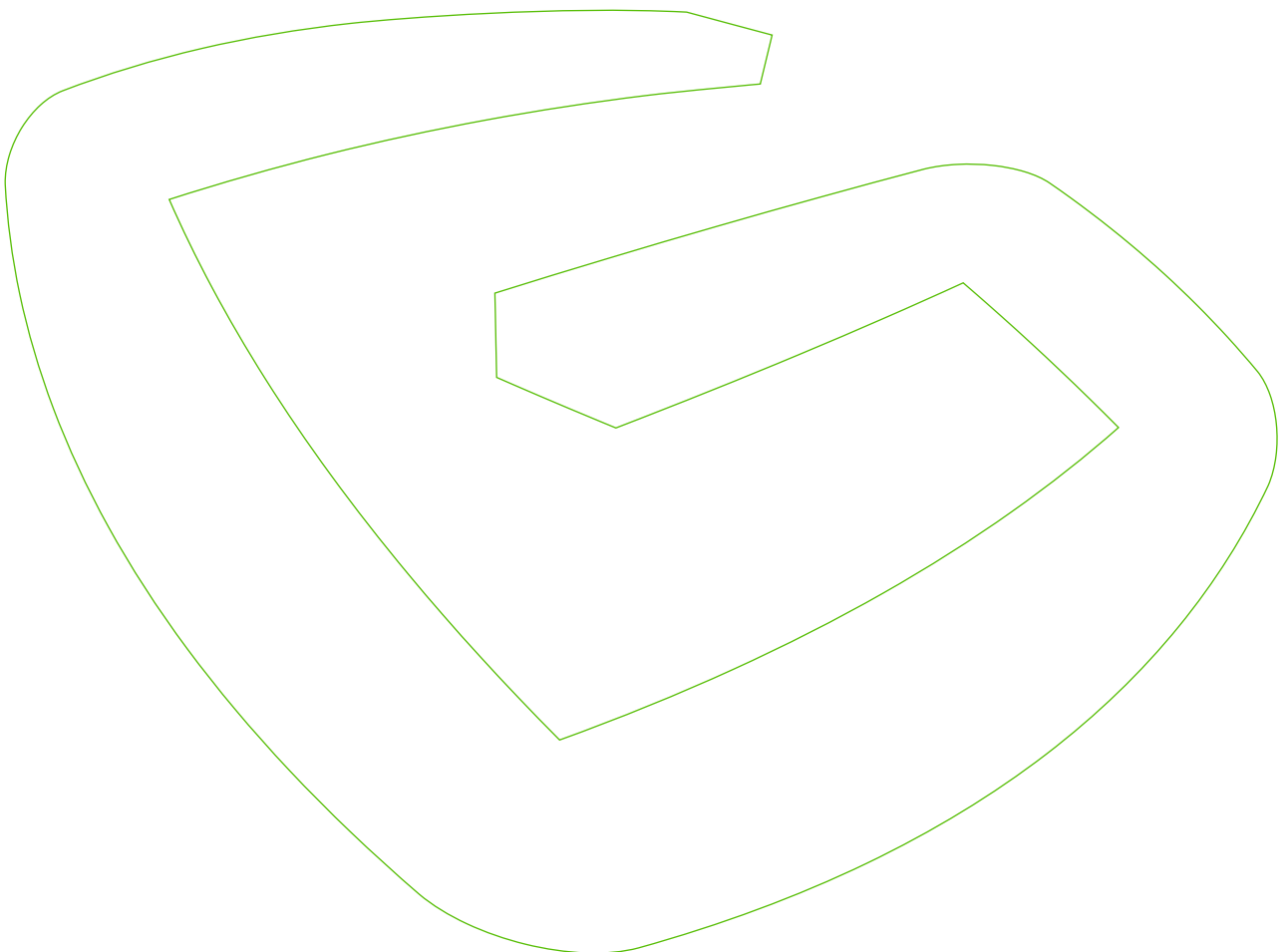
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität. Kapazität ist fest, wenn sie ohne Nutzung des VHP zu bilanziell ausgeglichenem Transport zwischen Ein- und Ausspeisekapazitäten mit Nominierungspflicht genutzt werden.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EHB	European Hydrogen Backbone Initiative
Entry	Einspeisung
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung
Exit	Ausspeisung
fDZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität. Kapazität ist fest, wenn sie ohne Nutzung des VHP zu bilanziell ausgeglichenem Transport zwischen Ein- und Ausspeisekapazitäten mit Nominierungspflicht genutzt werden.
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
FGL	Ferngasleitung
FID	Final Investment Decision
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
FSRU	LNG-Floating Storage and Regasification Units
FZK	Frei zuordenbare Kapazitäten, ermöglichen es, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads zu nutzen
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/Gasnetzzugangsverordnung
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GDRM	Gas-Druckregel- und Messanlage
GEODE	Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie
Grüne Gase	Wasserstoff und synthetisches Methan
GTS	Gasunie Transport Services B. V.
GuD	Gas-und-Dampf
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value))

H <sub>s</sub>	oberer Heizwert, Umrechnungsfaktor zum unteren Heizwert rund 0,902
H <sub>i</sub>	unterer Heizwert, Umrechnungsfaktor zum oberen Heizwert rund 1,109
ID	Identifikationsnummer
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
INES	Initiative Erdgasspeicher e. V.
ITO	Independent Transmission Operator
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan (der Gas Connect Austria)
Kopfverdichter	Eingesetzte Verdichtereinheiten an Grenzübergangspunkten um den Einspeisedruck in das Fernleitungsnetz zu erhöhen sowie den Abtransport von Gasen gewährleisten zu können.
KoV	Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen
kWh	Kilowattstunde
LaFZK	Lastabhängig fest, frei zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn eine bestimmte Netzlast vorhanden ist.
Lastflusszusage	Vertragliche Vereinbarungen mit Dritten, die bestimmte Lastflüsse zusichern sowie geeignet und erforderlich sind, die Ausweisbarkeit frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erhöhen
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
Loop	Parallel zu einer vorhandenen Leitung verlegte Leitung
m <sup>3</sup>	Kubikmeter. Sofern nicht anders spezifiziert, ist hierunter ein Volumen im Normzustand zu verstehen.
MBI	Marktbasierte Instrumente
MEGAL	Mittel-Europäische Gasleitung(sgesellschaft)
MIDAL	Mitteldeutsche Anbindungsleitung
MOP	Maximum Operating Pressure, Maximaler Betriebsdruck
MoU	Memorandum of Understanding
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
MWh	Megawattstunde
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan
NETG	Nordrheinische Erdgastransportgesellschaft
NC CAM	Network Codes Capacity Allocation Mechanisms
NewCap	Modell zur Ermittlung der Marktbasierten Instrumente
NM	Normkubikmeter
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung



PCI	Project of Common Interest/Projekt von gemeinsamem Interesse
PPA	Power Purchase Agreements (PPA)
PtG	Power-to-Gas
SEL	Süddeutsche Erdgasleitung
SNG	Synthetic Natural Gas
Strecken- verdichter	Eingesetzte Verdichtereinheiten in einer Transportleitung um die Druckverluste auszugleichen sowie den Abtransport von Gasen gewährleisten zu können.
SR	Szenariorahmen
TaK	Temperaturabhängige Kapazität: Kapazität ist innerhalb eines definierten Temperaturbereichs fest und außerhalb unterbrechbar.
TAP	Trans-Adriatic-Pipeline
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
THE	Trading Hub Europe
TVK	Technisch verfügbare Kapazitäten
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (von ENTSOG)
UGS	Untergroundspeicher
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USB	Umsetzungsbericht
VDS	Verdichterstation
VHP	Virtueller Handelspunkt
VIP	Virtual Interconnection Point (Virtueller Kopplungspunkt)
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
VNB	Verteilernetzbetreiber
Wasserstoff, blau	Wasserstoff, der mittels Carbon Capture and Storage (CCS) und Carbon Capture and Utilization (CCU) dekarbonisiert wird
Wasserstoff, grün	Wasserstoff, der mittels Elektrolyse aus Erneuerbaren Energien hergestellt wird

# Literatur



**[BNetzA 2021a]**

Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Liste zum Zu- und Rückbau von Kraftwerken, Stand 19.01.2021

**[BNetzA 2021b]** Systemrelevante Kraftwerke, download unter (Download am 27.05.2021):

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante\\_KW/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/start.html)

**[BNetzA 2022]** Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, download unter (Download am 22. Juni 2022): [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP\\_2022/NEP\\_Gas2022\\_Bestaetigung\\_BNetzA.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2022/NEP_Gas2022_Bestaetigung_BNetzA.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

**[BVEG 2007–2021]** Jahresberichte des BVEG, download unter (Download am 22. Juni 2022):

<https://www.bveg.de/der-verband/publikationen/>

**[BVEG 2020, 2021]** Erhebung für den Netzentwicklungsplan Gas – Produktionsvorausschätzung für den Netzentwicklungsplan Gas, nicht veröffentlicht

**[Destatis 2022]** Preisindex der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte, download unter

(Download am 22. Juni 2022): [https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erzeugerpreisindex-gewerbliche-Produkte/Publikationen/\\_publikationen-innen-erzeugerpreise-monat.html](https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erzeugerpreisindex-gewerbliche-Produkte/Publikationen/_publikationen-innen-erzeugerpreise-monat.html)

**[EC 2021]** Europäische Kommission, Liste Vorhaben von gemeinsamem Interesse

(Projects of Common Interest, PCI), download unter (Download am 22. Juni 2022): [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip\\_21\\_6094](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_6094)

**[FNB Gas 2021, SR]** [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/210909\\_DE\\_FNB\\_GAS\\_2022\\_SR.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/210909_DE_FNB_GAS_2022_SR.pdf)

**[FNB Gas 2021, USB]** [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb\\_gas\\_umsetzungsbericht\\_2021\\_de.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_umsetzungsbericht_2021_de.pdf)

**[FNB Gas 2021a]** Überarbeitete Anlage 2 des Szenariorahmens 2022, download unter

(Download am 26. April 2022): [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/11/2021\\_11\\_25\\_Uebersicht-Projektmeldungen-Marktabfrage-WEB-und-gruene-Gase-nach-MoU-Stand-01.10.2021.xlsx](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/11/2021_11_25_Uebersicht-Projektmeldungen-Marktabfrage-WEB-und-gruene-Gase-nach-MoU-Stand-01.10.2021.xlsx)

**[FNB Gas 2022]** Veröffentlichung der Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen deutschen Wasserstoffnetzes im Rahmen des NEP Gas 2022–2032 vom 29. März 2022, download unter (Download am: 27. Juni 2022): [https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Ffnb-gas.de%2Fwp-content%2Fuploads%2F2022%2F03%2F2022\\_03\\_29\\_FNB-Gas\\_Ergebnis-Aufruf-zur-Meldung-von-Leitungsinfrastruktur\\_final.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK](https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Ffnb-gas.de%2Fwp-content%2Fuploads%2F2022%2F03%2F2022_03_29_FNB-Gas_Ergebnis-Aufruf-zur-Meldung-von-Leitungsinfrastruktur_final.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK)

**[Ministry of Economic Affairs and Climate Policy 2022]**

L-Gas Market Conversion Review, download unter (Download am 23. Juni 2022):

<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/03/14/l-gas-market-conversion-review>

**[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2021]** Brief des niederländischen Wirtschaftsministers Stef

Blok vom 24.09.2021 mit dem Betreff „Gaswinningsniveau Groningen gasjaar 2021–2022“ (Download am 23. Juni 2022): [https://open.overheid.nl/repository/ronl-d048fa24-e83a-4136-9984-f51c05dac055/1/pdf/DOMUS-21226201-v15-Kamerbrief\\_gaswinningsniveau\\_Groningen\\_gasjaar\\_2021-2022.pdf](https://open.overheid.nl/repository/ronl-d048fa24-e83a-4136-9984-f51c05dac055/1/pdf/DOMUS-21226201-v15-Kamerbrief_gaswinningsniveau_Groningen_gasjaar_2021-2022.pdf)

**[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2022a]**

Brief des niederländischen Wirtschaftsministers Stef Blok vom 06. Januar 2022 mit dem Betreff „Mogelijke verhoging gaswinning Groningen veld gasjaar 2021–2022“, download unter (Download am 23. Juni 2022):

<https://open.overheid.nl/repository/ronl-f27181c9-b88f-4574-8246-4979f53f431f/1/pdf/22003005.pdf>

**[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2022b]** Brief vom niederländischen Wirtschaftsministerium

(Staatssekretär J.A. Vrijlbrief) mit dem Betreff „Kamerbrief over gaswinning Groningen in winningsjaar 2021–2022“, download unter (Download am 23. Juni 2022): <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/03/14/gaswinning-groningen-winningsjaar-2021-2022>