

Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Entwurf



Fernleitungsnetzbetreiber

| bayernets GmbH

Poccistraße 7, 80336 München

www.bayernets.de

| Ferngas Netzgesellschaft mbH

Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig

www.ferngas.de

| Fluxys Deutschland GmbH

Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf

www.fluxys.com

| Fluxys TENP GmbH

Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf

www.fluxys.com

| GASCADE Gastransport GmbH

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

www.gascade.de

| Gastransport Nord GmbH

Cloppenburgstraße 363, 26133 Oldenburg (Oldb)

www.gtg-nord.de

| Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Pasteurallee 1, 30655 Hannover

www.gasunie.de

| GRTgaz Deutschland GmbH

Zimmerstraße 56, 10117 Berlin

www.grtgaz-deutschland.de

| Lubmin-Brandov Gastransport GmbH

Hutropstraße 60, 45138 Essen

www.lbtg.de

| NEL Gastransport GmbH

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

www.nel-gastransport.de

| Nowega GmbH

Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster

www.nowega.de

| ONTRAS Gastransport GmbH

Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

www.ontras.com

| OPAL Gastransport GmbH & Co. KG

Emmerichstraße 11, 34119 Kassel

www.opal-gastransport.de

| Open Grid Europe GmbH

Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

www.oge.net

| terranets bw GmbH

Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

www.terranets-bw.de

| Thyssengas GmbH

Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund

www.thyssengas.com



Entwurf

Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Ansprechpartner:

Nils von Ohlen, Vereinigung der
Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.

Georgenstraße 23, 10117 Berlin

www.fnb-gas.de

Umsetzung:

CB.e AG, Agentur für Kommunikation

| Legal Disclaimer

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	134
Ferngasleitungsnetz	1.501 km
Verdichterstationen	1
Verdichtereinheiten	2
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	17 MW
Grenzübergangspunkte	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	169
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	25.822 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	114* TWh

* inkl. GÜP und Speicher


Ferngas
Netzgesellschaft mbH
Schwaig b. Nürnberg

Kunden: Gasverteilernetzbetreiber, Stadtwerke sowie Industriekunden, Händler und Transportkunden

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	33 (Gruppe)
Ferngasleitungsnetz	ca. 214 km
Verdichterstationen	0
Verdichtereinheiten	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	0 MW
Grenzübergangspunkte	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	19*
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	3.560* MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	4,6* TWh

* Ferngas ist seit Oktober 2018 ein Kombinationsbetreiber. Die Werte beziehen sich daher auf den Fernleitungsnetzteil und auf das IV. Quartal 2018.


Fluxys Deutschland GmbH
Düsseldorf

Kunden: Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	5
Ferngasleitungsnetz	ca. 440 km
Verdichterstationen	0
Verdichtereinheiten	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	0 MW
Grenzübergangspunkte	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1, marktgebietsinterne Punkte
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	1.394 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	3 TWh


Fluxys TENP GmbH
Düsseldorf

Kunden: 39

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	11
Ferngasleitungsnetz	1.010 km
Verdichterstationen	4
Verdichtereinheiten	17
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	150 MW
Grenzübergangspunkte	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	22
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	14.405 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	71 TWh

GASCADE Gastransport GmbH
 Kassel (Hessen)


Kunden: Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	ca. 460
Ferngasleitungsnetz	2.429 km
Verdichterstationen	9
Verdichtereinheiten	29
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	ca. 486 MW
Grenzübergangspunkte	8
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	85
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	87.293 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	135 TWh

Gastransport Nord GmbH
 Oldenburg


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

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	44
Ferngasleitungsnetz	322 km
Verdichterstationen	0
Verdichtereinheiten	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	0 MW
Grenzübergangspunkte	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	72
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	9.723 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	30 TWh

Gasunie
Deutschland Transport Services GmbH
 Hannover


Kunden: 140 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	242
Ferngasleitungsnetz	3.795 km
Verdichterstationen	10
Verdichtereinheiten	32
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	206 MW
Grenzübergangspunkte	6
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	181
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	38.534 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	146 TWh

GRTgaz Deutschland GmbH
 Berlin


Kunden: 26 Transportkunden

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	39
Ferngasleitungsnetz	1.161* km
Verdichterstationen	6*
Verdichtereinheiten	23*
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	348* MW
Grenzübergangspunkte	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	15*
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	60.425* MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	220* TWh

* MEGAL-Wert

**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	2
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	39.684 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	1 TWh

Nowega GmbH
Münster

 Wir transportieren Gas.
nowega

Kunden: Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	62
Ferngasleitungsnetz	1.545 km
Verdichterstationen	1
Verdichtereinheiten	2
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	1 MW
Grenzübergangspunkte	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	102
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	6.686 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	27 TWh

ONTRAS Gastransport GmbH
Leipzig

Kunden: 74 nationale und internationale Transportkunden

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	349
Ferngasleitungsnetz	6.935 km
Verdichterstationen	2
Verdichtereinheiten	5
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	38 MW
Grenzübergangspunkte	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	445
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	42.295 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	163 TWh

OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
 Kassel (Hessen)

Kunden: Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	7
Ferngasleitungsnetz	473 km
Verdichterstationen	1
Verdichtereinheiten	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	99 MW
Grenzübergangspunkte	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	53.793 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	0 TWh


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	26
Verdichtereinheiten	97
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	ca. 1.150 MW
Grenzübergangspunkte	17
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1.034
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	136.687 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	ca. 342 TWh

terranets bw GmbH
 Stuttgart

Kunden: mehr als 150 nationale und internationale Kunden – Gasnetzbetreiber, Stadtwerke, Industriekunden und Händler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	235
Ferngasleitungsnetz	2.000 km
Verdichterstationen	2
Verdichtereinheiten	8
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	ca. 38 MW
Grenzübergangspunkte	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	194
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	24.637 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	78 TWh


Thyssengas GmbH
 Dortmund

Kunden: 48 Netzkopplungspartner, 152 Netzanschlusskunden mit 187 NAP

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	357
Ferngasleitungsnetz	4.161 km
Verdichterstationen	6
Verdichtereinheiten	17
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	149 MW
Grenzübergangspunkte	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1.071
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	22.485 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	65,3 TWh

Impressum	2
Inhaltsverzeichnis	7
Abbildungsverzeichnis	10
Tabellenverzeichnis	12
Vorwort Executive Summary	15
1 Einführung	19
1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung	19
1.2 Vorgehensweise und Zeitplan	20
1.3 Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas	21
1.4 Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung vom 04. Mai bis zum 29. Mai 2020	22
2 Bestätigter Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030	29
2.1 Annahmen des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zur deutschen Gasbedarfsentwicklung	29
2.2 Ergebnisse des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zur deutschen Gasbedarfsentwicklung	30
2.3 Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030	33
3 Modellierung der Fernleitungsnetze	37
3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise und Eingangsgrößen für die Netzmodellierung	37
3.2 Wichtige Eingangsgrößen für die Modellierung	38
3.2.1 Verteilernetzbetreiber	38
3.2.2 Gaskraftwerke	39
3.2.3 Industrie	45
3.2.4 Unterspeicherung	45
3.2.5 Biomethan, Wasserstoff und synthetisches Gas	46
3.2.6 LNG-Anlagen	46
3.2.7 Grenzübergangspunkte und VIP	51
3.2.8 H-Gas-Quellenverteilung	52
3.3 Modellierungsvarianten	52
3.4 Marktgebietszusammenlegung	53
3.4.1 Hintergrund	53
3.4.2 Neues Kapazitätsmodell – NewCap	54
3.4.3 Alternativen: Netzausbau und marktbasierende Instrumente	63
3.4.4 Kostenbewertung	65
4 Das heutige Fernleitungsnetz	67
4.1 Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030	68
4.2 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028	72
4.3 Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von Inbetriebnahmedaten	79
4.4 Maßnahmen mit einer Verzögerung	80
4.4.1 Maßnahmen mit einer eingetretenen Verzögerung	80
4.4.2 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung	81
4.5 Weitere Maßnahmen ohne finale Investitionsentscheidung	82
4.6 Zusammenfassung	82

5 Entwicklung der L-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenario	84
5.1 Beschreibung der Situation	84
5.2 Auswirkungen von COVID-19	85
5.3 Umgestellte Bereiche und Erfahrungen aus der bisherigen Umstellung	85
5.4 Gasimportsituation aus den Niederlanden	89
5.5 L-Gas-Leistungsbilanz 2030	90
5.5.1 Inländische Produktion	90
5.5.2 Importe aus den Niederlanden	91
5.5.3 L-Gas-Speicher	93
5.5.4 Konvertierung	94
5.5.5 Bedarf an Ausspeisekapazitäten	94
5.5.6 Kapazitive L-Gas-Bilanz Deutschland	95
5.6 L-Gas-Mengenbilanz	96
5.6.1 Grundsätzliche Vorgehensweise	96
5.6.2 Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2018/2019 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz	96
5.6.3 L-Gas-Mengenbilanzen für Deutschland	97
5.7 Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen	100
5.8 Umstellungsbereiche	101
5.8.1 Festlegung der Umstellungsbereiche	101
5.8.2 Übersicht der Umstellungsbereiche	102
5.8.3 Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2019	106
5.8.4 Mögliche Veränderungen bei der L-H-Gas-Umstellungsplanung	107
5.8.5 Aktuelle Situation der Bereiche im Umstellungsjahr 2020 (Auswirkungen von COVID-19)	107
5.9 Verbleibender L-Gas-Markt 2030	110
5.10 Zusammenfassung	112
6 Entwicklung der H-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenario	114
6.1 H-Gas-Leistungsbilanz 2030	114
6.1.1 Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz	114
6.1.2 Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte und LNG-Anlagen (Einspeisung)	116
6.1.3 Berücksichtigung der Speicher (Einspeisung)	117
6.1.4 Berücksichtigung der deutschen Produktion (Einspeisung)	117
6.1.5 Berücksichtigung des Bedarfs (Ausspeisung)	117
6.1.6 Fazit	119
6.2 H-Gas-Quellenverteilung	119
6.3 Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung	120
6.4 Zusatzbedarf entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung	122
6.5 Zusammenfassung	124
7 Ergebnisse der Modellierung	126
7.1 Modellierungsergebnisse Basisvariante	126
7.1.1 Maßnahmen der Basisvariante	126
7.1.2 Ergebnisse Basisvariante	134
7.1.3 Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen für neue Gaskraftwerke	137
7.1.4 Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen für LNG-Anlagen	138
7.1.5 Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen für die Versorgungssicherheit der Niederlande	138
7.1.6 Ergebnisse der NewCap-Modellierung	138

7.2	Modellierungsergebnisse Auslegungsvariante für Baden-Württemberg	143
7.2.1	Ausgangslage	143
7.2.2	Versorgungsvarianten	144
7.2.3	Ergebnisse der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg und Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber zum weiteren Vorgehen	147
8	Grüngasvariante	149
8.1	Grüngasprojekte aus der Marktpartnerabfrage	149
8.2	Grundsätzliche Vorgehensweise	152
8.3	Ermittlung des potenziellen Wasserstoffnetzes	152
8.4	Erdgasmodellierung	152
8.5	Wasserstoffmodellierung	154
8.6	Eingangsgrößen für die Wasserstoffmodellierung	154
8.6.1	Ergebnisse der Marktpartnerabfrage	154
8.6.2	Berücksichtigung des NEP Strom	156
8.7	Regionale Betrachtung der Wasserstoffmodellierung	156
8.7.1	Region Nord	157
8.7.2	Region Ost	158
8.7.3	Region Süd	158
8.7.4	Region West	158
8.8	Zusätzlicher Wasserstoffbedarf 2025 und 2030 für die Region West	160
8.8.1	Grundsätzliche Vorgehensweise	160
8.8.2	Zusätzlicher Wasserstoffbedarf 2025 und 2030 für die Region West	162
8.9	Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung	163
8.9.1	Maßnahmen zur Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff	163
8.9.2	Neue Maßnahmen der Wasserstoffmodellierung	165
8.9.3	Weitere Maßnahmen der Wasserstoffmodellierung	166
8.10	Ergebnisse der Erdgasmodellierung	167
8.10.1	Neue Maßnahmen der Erdgasmodellierung	167
8.11	Ergebnisse der Grüngasvariante	168
9	Netzausbaumaßnahmen	172
9.1	Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten	172
9.2	Vorschlag der konkreten Netzausbaumaßnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030	174
10	Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne	179
10.1	Grüne Gase	179
10.1.1	Kriterien Grüngasprojekte für zukünftige Netzentwicklungspläne	179
10.1.2	Visionäres Wasserstoffnetz	180
10.1.3	Kapazitätsprodukt Grüngasprojekte	183
10.2	Integrierte Netzplanung	183
10.3	Langfristiger Kapazitätsbedarf in einem deutschlandweiten Marktgebiet	183
Anlagen		186
Anlage 1:	Übersicht über die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen	186
Anlage 2:	Auswertung der Stellungnahmen	191
Glossar		193
Literatur		198

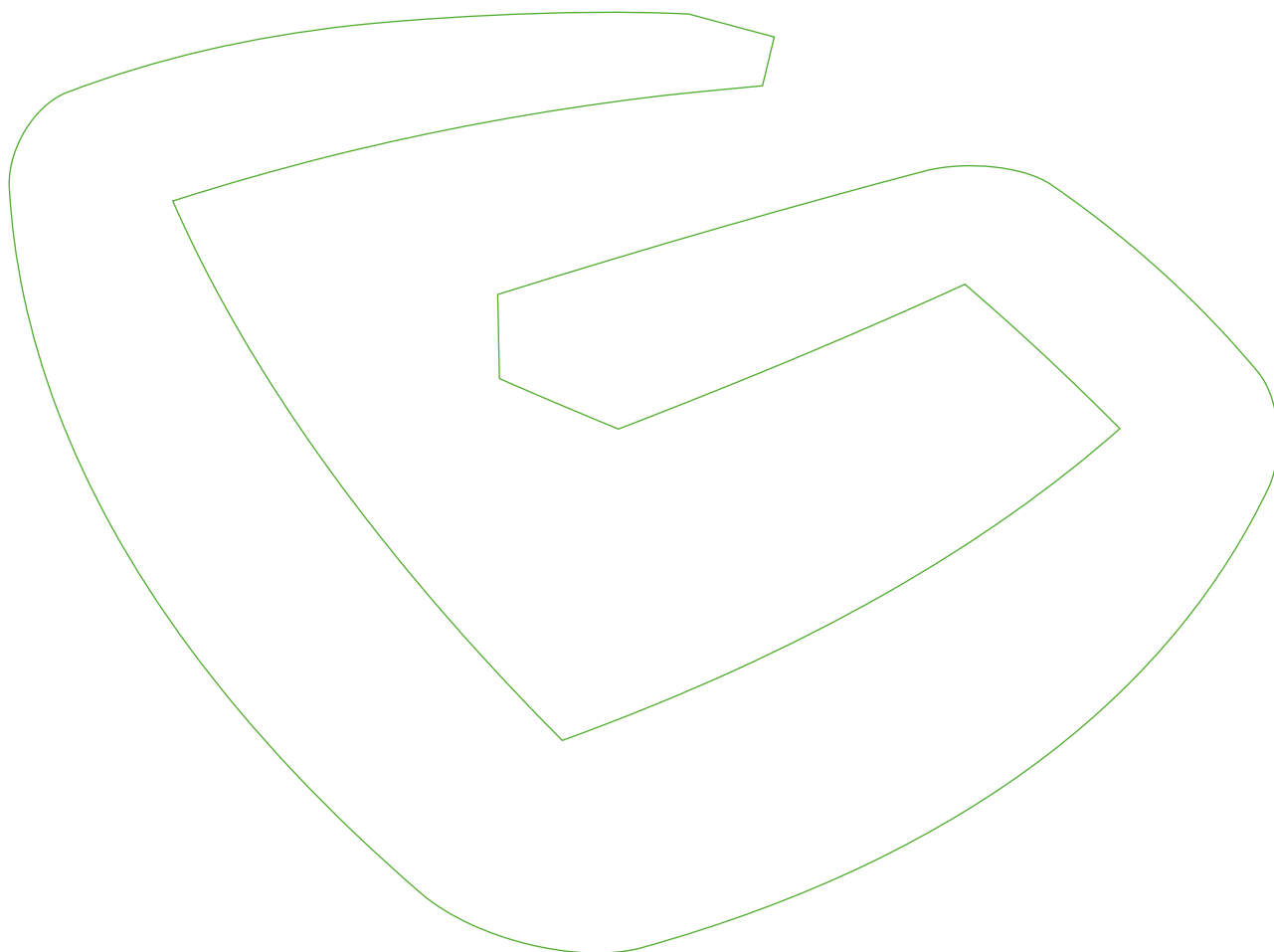
Abbildung 1:	Startseite der NEP-Gas-Datenbank.....	21
Abbildung 2:	Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß Szenario I, Darstellung als Brennwert (H_s)	32
Abbildung 3:	Grundsätzliches Vorgehen der Netzmodellierung.....	37
Abbildung 4:	Eingangsgrößen für die Netzmodellierung	38
Abbildung 5:	Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz.....	41
Abbildung 6:	Neubaugaskraftwerke gemäß Bestätigung des Szenariorahmens mit Anschluss an das Fernleitungsnetz.....	43
Abbildung 7:	Clusteransatz für besondere netztechnische Betriebsmittel in Süddeutschland.....	45
Abbildung 8:	Geplante LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber.....	47
Abbildung 9:	Kapazitätsmodell NewCap.....	54
Abbildung 10:	Variation der Aufspeisung des deutschen Marktgebietes – Gruppierung der GÜP-Einspeisungen und GÜP-Ausspeisungen.....	56
Abbildung 11:	Relative Marktverschiebung der betrachteten Szenarien.....	57
Abbildung 12:	Durchschnittliche Variationshöhe der Quellen pro Szenario.....	58
Abbildung 13:	Exemplarische Variation Quelle Russland im Vergleich zum Basisszenario 2025	58
Abbildung 14:	Beispiel Wheeling.....	60
Abbildung 15:	Beispiel Drittnetznutzung	60
Abbildung 16:	Beispiel börsenbasiertes Spreadprodukt	61
Abbildung 17:	MBI-Bedarf aller 1.095 Lastfälle, Basisszenario 2025 (exemplarisch).....	62
Abbildung 18:	Kosten von marktbasierten Instrumenten und Netzausbau.....	64
Abbildung 19:	H-Gas-Transportnetz.....	67
Abbildung 20:	L-Gas-Transportnetz.....	68
Abbildung 21:	Das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 zum 01. März 2020.....	72
Abbildung 22:	Umsetzungsstand der Maßnahmen zum 01. März 2020.....	78
Abbildung 23:	Umgestellte Bereiche 2015–2019	87
Abbildung 24:	Importpunkte aus den Niederlanden.....	91
Abbildung 25:	Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz.....	95
Abbildung 26:	Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems.....	98
Abbildung 27:	Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz	99

Abbildung 28: Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen.....	100
Abbildung 29: Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030.....	101
Abbildung 30: L-H-Gas-Umstellungsbereiche bis 2025.....	102
Abbildung 31: L-H-Gas-Umstellungsbereiche 2026 bis 2030.....	103
Abbildung 32: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030.....	111
Abbildung 33: Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz.....	115
Abbildung 34: Auslastungsrate europäischer LNG-Anlagen im Jahr 2019	116
Abbildung 35: Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs.....	118
Abbildung 36: Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2030.....	120
Abbildung 37: Ausbaumaßnahmen der Basisvariante bis Ende 2025.....	135
Abbildung 38: Ausbaumaßnahmen der Basisvariante bis Ende 2030.....	136
Abbildung 39: Mittlere Jahresarbeit marktbasierter Instrumente.....	139
Abbildung 40: Mittlere Kosten marktbasierter Instrumente.....	139
Abbildung 41: Mittlere Jahresarbeit marktbasierter Instrumente im Jahr 2025.....	140
Abbildung 42: Mittlere Kosten marktbasierter Instrumente im Jahr 2025.....	141
Abbildung 43: Netzkopplungspunkte zur Versorgung der terranets im Modellierungsjahr 2030/2031 der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg.....	143
Abbildung 44: Darstellung der Versorgungsvarianten für terranets in der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg.....	144
Abbildung 45: Grüngasprojekte aus der Marktpartnerabfrage mit Anschluss an das FNB-Netz.....	151
Abbildung 46: Grundsätzliches Vorgehen der Wasserstoffmodellierung der Grüngasvariante.....	154
Abbildung 47: Deutschlandweite kapazitive Wasserstoffbilanz der Marktpartnerabfrage.....	155
Abbildung 48: Überblick der Regionen für die Grüngasvariante.....	157
Abbildung 49: Zusätzlich angesetzte Elektrolyseleistungen im Jahr 2025 und 2030 in der Region West in MW _{th}	159
Abbildung 50: Ergebnis der Grüngasvariante – Wasserstoffnetz 2025.....	169
Abbildung 51: Ergebnis der Grüngasvariante – Wasserstoffnetz 2030.....	170
Abbildung 52: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber (1/2)	176
Abbildung 53: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber (2/2)	177
Abbildung 54: Vision Wasserstoffnetz.....	182

Tabelle 1: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber bis Ende 2030.....	16
Tabelle 2: Kosten für den Einsatz marktbasierter Instrumente pro Jahr.....	17
Tabelle 3: In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland.....	29
Tabelle 4: Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung	30
Tabelle 5: Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario I, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H_g).....	31
Tabelle 6: Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario II, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H_g).....	31
Tabelle 7: Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten	31
Tabelle 8: Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß Szenario I, Darstellung als Brennwert (H_g)	32
Tabelle 9: Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz.....	40
Tabelle 10: Neubaugaskraftwerke.....	42
Tabelle 11: Zusätzliche Speicherprojekte.....	46
Tabelle 12: In der Modellierung berücksichtigte LNG-Anlagen (Stichtag 01. August 2019).....	46
Tabelle 13: Modellierungsvarianten.....	52
Tabelle 14: Im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 nicht mehr betrachtete Maßnahmen, da diese bereits im Umsetzungsbericht 2019 als in Betrieb genommen ausgewiesen wurden.....	69
Tabelle 15: Gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019 in Betrieb genommene Maßnahmen (Stichtag 01. März 2020).....	69
Tabelle 16: Derzeit im Bau befindliche Maßnahmen (Stichtag 01. März 2020).....	70
Tabelle 17: Weitere Startnetzmaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 (Stichtag 01. März 2020)	71
Tabelle 18: NEP Gas 2020–2030: Umsetzungsstand der NEP-Maßnahmen im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2019 zum 01. März 2020.....	73
Tabelle 19: Umgestellte Bereiche 2015–2019.....	86
Tabelle 20: Kapazitätsprognose gemäß BVEG.....	90
Tabelle 21: Aufteilung der L-Gas-Importleistung auf die Grenzübergangspunkte.....	92
Tabelle 22: Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am FNB-Netz.....	93
Tabelle 23: Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher.....	93
Tabelle 24: Kapazitive deutschlandweite L-Gas-Bilanz.....	95
Tabelle 25: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz kaltes und durchschnittliches Jahr.....	99
Tabelle 26: Übersicht der L-H-Gas-Umstellungsbereiche.....	104

Tabelle 27: Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2019 (Stichtag 01. Oktober 2019).....	106
Tabelle 28: Aktuelle Situation der im Jahr 2020 vorgesehenen Umstellungsbereiche (Stichtag 01. Juni 2020).....	108
Tabelle 29: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030.....	110
Tabelle 30: Daten zur deutschlandweiten kapazitiven H-Gas-Bilanz.....	115
Tabelle 31: Daten zum H-Gas-Leistungsbedarf.....	118
Tabelle 32: Berücksichtigte Grenzübergangspunkte in der H-Gas-Quellenverteilung.....	121
Tabelle 33: H-Gas-Leistungsbilanz für die Jahre 2025/2026 und 2030/2031.....	123
Tabelle 34: Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung.....	124
Tabelle 35: Ergebnisse Basisvariante	134
Tabelle 36: Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen, die unter anderem den Kapazitätsbedarf für neue Kraftwerke decken.....	137
Tabelle 37: Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen, die unter anderem den Kapazitätsbedarf für neue LNG-Anlagen decken.....	138
Tabelle 38: Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen, die unter anderem der Versorgungssicherheit der Niederlande dienen.....	138
Tabelle 39: Kosten für den Einsatz marktbasierter Instrumente pro Jahr.....	141
Tabelle 40: Ergebnisse der Versorgungsvarianten für das Jahr 2030.....	147
Tabelle 41: Grüngasprojekte aus der Marktpartnerabfrage.....	149
Tabelle 42: Summendarstellung der von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Wasserstoffmodellierung berücksichtigten Grüngasprojekte.....	155
Tabelle 43: Berücksichtigte Elektrolyseleistungen aus dem NEP Strom.....	156
Tabelle 44: Region West: Wasserstoffbilanz auf Basis der berücksichtigten Grüngasprojekte.....	158
Tabelle 45: Region West: Wasserstoffbilanz inkl. Verschneidung mit dem NEP Strom.....	160
Tabelle 46: Region West: Deckung des Zusatzbedarfs auf die Jahre 2025 und 2030	162
Tabelle 47: Region West: Wasserstoffbilanz inkl. zusätzlicher Einspeisequellen.....	163
Tabelle 48: Ergebnisse der Grüngasvariante.....	168
Tabelle 49: Plankostenansätze für Standard-Erdgastransportleitungen in Euro/m.....	173
Tabelle 50: Plankostenansätze für Erdgas-Verdichterstationen.....	173
Tabelle 51: Plankostenansätze für Erdgas-GDRM-Anlagen.....	173
Tabelle 52: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber.....	175

Vorwort | Executive Summary



Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

mit dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 legen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber ihren Plan zum Netzausbau vor, der wesentliche Positionen auf dem Weg zu einer auch in Zukunft sicheren, umweltverträglichen und wirtschaftlichen Gasversorgung beschreibt.

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

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

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

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

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

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

Wir bedanken uns bei der Prognos AG für ihre Mitarbeit.

Mit freundlichen Grüßen

Ihre Fernleitungsnetzbetreiber

Executive Summary

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

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

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

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

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

Tabelle 1: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber bis Ende 2030

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

* inkl. GDRM-Anlagen, Armaturenstationen und sonstige Anlagen

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

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

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

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

Tabelle 2: Kosten für den Einsatz marktbasierter Instrumente pro Jahr

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

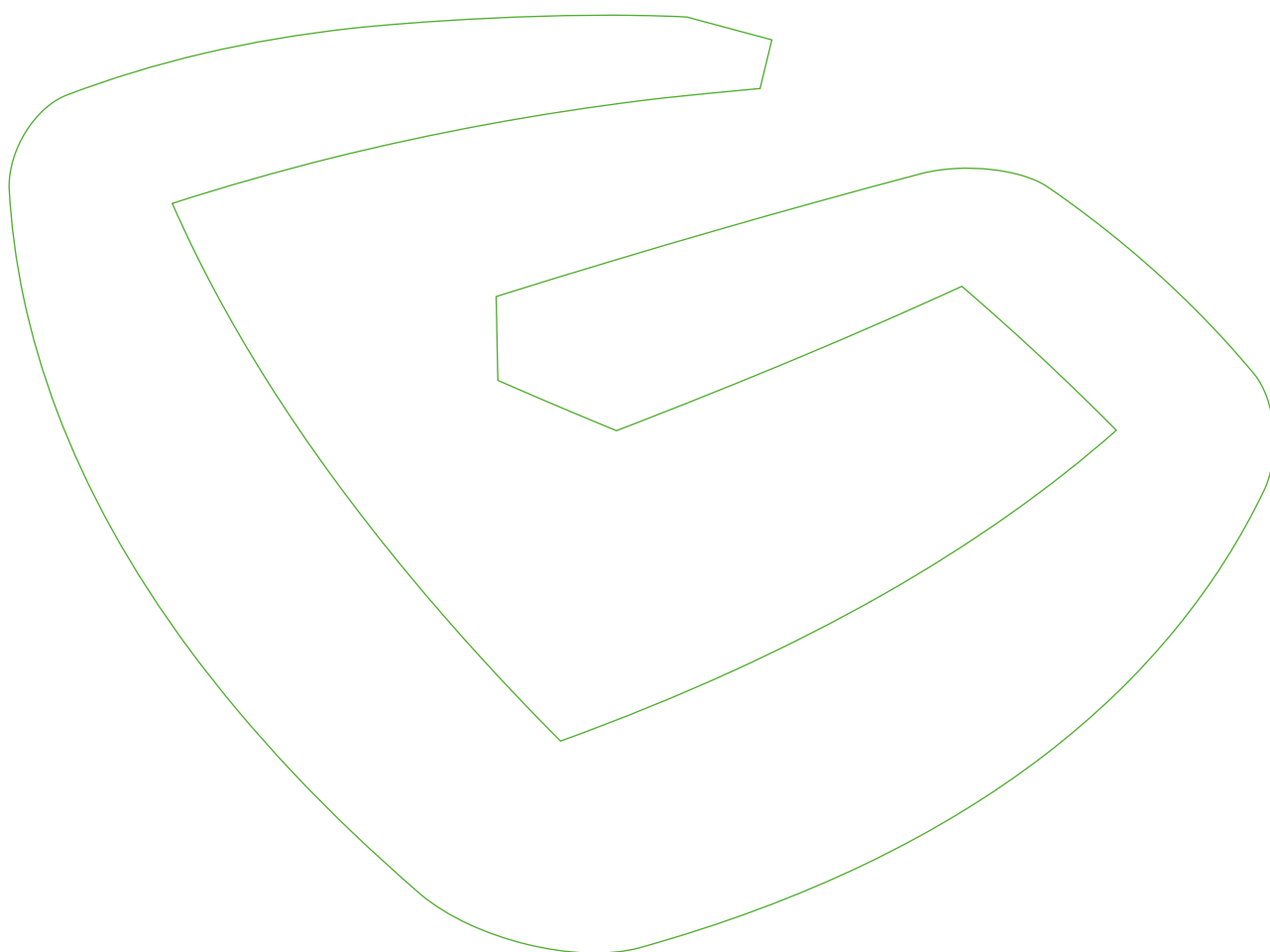
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

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

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

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. Nach § 17 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber zudem verpflichtet, im Verfahren der Netzentwicklungsplanung nach § 15a des EnWG eine marktgebietsweite Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs durchzuführen.

Netzentwicklungsplan Gas

Der deutschlandweite Netzentwicklungsplan Gas nach § 15a EnWG hat alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu enthalten, 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 ein Szenariorahmen, 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 Erdgas, 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 Äußerung 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.

Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs

Mit der Novelle vom 11. August 2017 der GasNZV werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, den langfristigen Kapazitätsbedarf entsprechend § 17 GasNZV im Verfahren der Netzentwicklungsplanung nach § 15a des EnWG in einem netzbetreiberübergreifenden, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren marktgebietsweit zu ermitteln. Dementsprechend ist vorgesehen, dass die Vorgaben gemäß § 17 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 bis 10 GasNZV weiterhin in den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas eingehen.

Netzausbaumaßnahmen in Deutschland mit PCI-Status

In der Liste der Europäischen Kommission vom 31. Oktober 2019 über „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“ (Projects of Common Interest, PCI) ist kein Gastransportprojekt aus Deutschland enthalten [EC 2019].

1.2 Vorgehensweise und Zeitplan

Der Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 wurde von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern gemeinsam in enger Abstimmung erarbeitet. Die folgende Auflistung beschreibt die wichtigsten Schritte und gleichzeitig die Struktur des Dokuments.

- **Kapitel 2** fasst die Annahmen und Ergebnisse des von den Fernleitungsnetzbetreibern erstellten, öffentlich konsultierten und von der BNetzA mit Datum vom 05. Dezember 2019 bestätigten **Szenariorahmen** zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zusammen. Hierzu gehören insbesondere die Annahmen zur Entwicklung des Gasbedarfs und des Gasaufkommens in Deutschland.
- In **Kapitel 3** werden die grundsätzliche Vorgehensweise der **Modellierung** der Fernleitungsnetze, die hierfür benötigten Eingangsgrößen und die Modellierungsvarianten dargestellt. In diesem Kapitel wird auch der Einfluss der Marktgebietszusammenlegung auf die Modellierung und das methodische Vorgehen hierzu beschrieben.
- Den **Stand des heutigen L-Gas- und H-Gas-Fernleitungsnetzes** bildet **Kapitel 4** ab. Es beschreibt neben den bereits in Bau befindlichen oder beschlossenen und geplanten Maßnahmen zum Ausbau des Fernleitungsnetzes den Stand der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028. Sofern absehbare Verzögerungen bei Maßnahmen vorliegen, werden diese ebenfalls in diesem Kapitel dargestellt.
- **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 2030 und Beschreibungen der geplanten Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber.
- Die **Entwicklung der H-Gas-Versorgung** wird in **Kapitel 6** aufgezeigt. Dieses enthält eine H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 sowie die Aufteilung des in den Modellierungsvarianten ermittelten Zusatzbedarfs auf die Grenzübergangspunkte.
- Die **Ergebnisse der Modellierung** der Fernleitungsnetze für die Basisvariante und die Auslegungsvariante für Baden-Württemberg sind in **Kapitel 7** dargestellt. In der Modellierung wurden auf Basis des bestätigten Szenariorahmens Berechnungen durchgeführt und Netzausbaumaßnahmen ermittelt. In diesem Kapitel befinden sich zudem die Ergebnisse der Modellierung zur Marktgebietszusammenlegung.
- In **Kapitel 8** wird das grundsätzliche Vorgehen zur **Grüngasvariante** sowie die daraus resultierenden Modellierungsergebnisse dargestellt.
- **Kapitel 9** enthält den **Netzausbauvorschlag** auf Basis der Modellierungsergebnisse der Fernleitungsnetzbetreiber. Des Weiteren werden in diesem Kapitel die **Kosten** der vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen ausgewiesen.
- **Kapitel 10** gibt einen **Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne** der Fernleitungsnetzbetreiber.

Zeitlicher Ablauf der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas

Das Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 wurde am 04. Mai 2020 auf der FNB Gas-Internetseite www.fnb-gas.de veröffentlicht. Im Rahmen einer öffentlichen Konsultation vom 04. Mai 2020 bis zum 29. Mai 2020 wurde der Öffentlichkeit und dem Markt Gelegenheit zur Äußerung gegeben. Zusätzlich fand am 13. Mai 2020 ein webbasierter Workshop statt, bei dem der Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 erläutert und diskutiert wurde. Die Ergebnisse dieser Öffentlichkeitsbeteiligung sind in Kapitel 1.4 dargestellt.

Nach Abschluss des Konsultationszeitraums wurden die eingegangenen Stellungnahmen ausgewertet und das Konsultationsergebnis in den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 eingearbeitet und der BNetzA zum 01. Juli 2020 übermittelt.

Die BNetzA hat zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 nochmals alle tatsächlichen und potenziellen Netznutzer anzuhören und das Ergebnis zu veröffentlichen. Sie kann anschließend Änderungen des Netzentwicklungsplans Gas verlangen, welche von den Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb von drei Monaten einzuarbeiten sind.

1.3 Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas

Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen der Öffentlichkeit unter 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

In den nachfolgenden Kapiteln wird jeweils auf die entsprechenden Kategorien des Datenbankzyklus „2020 – NEP Entwurf“ 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 des Bildschirms, siehe Abbildung 1. Aufgrund der Marktgebietszusammenlegung der bisherigen Marktgebiete GASPOOL und NCG entfällt in der NEP-Gas-Datenbank ab dem Zyklus „2020 – NEP Konsultation“ in der Kachel „Kapazitäten“ die Punktart „MÜP“ (Marktgebietsübergangspunkt).

Für Rückfragen zur [NEP-Gas-Datenbank](http://www.nep-gas-datenbank.de) steht Ihnen FNB Gas gern zur Verfügung.

1.4 Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung vom 04. Mai bis zum 29. Mai 2020

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben entsprechend § 15a Abs. 2 EnWG im Zeitraum vom 04. Mai 2020 bis zum 29. Mai 2020 der Öffentlichkeit Gelegenheit zur Äußerung zum Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 gegeben.

Insgesamt sind in diesem Zeitraum 32 Stellungnahmen eingegangen. Eine Übersicht über die darin enthaltenen Themen befindet sich in der Anlage 2 („Auswertung der Stellungnahmen zur Konsultation der Fernleitungsnetzbetreiber“).

Besonders hervorzuheben ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber die überwiegend positive Resonanz zur Grüngasvariante. Die Hälfte der Stellungnehmenden, unter anderem Behörden, Verbände, Energiekonzerne und Netzbetreiber, begrüßen die Behandlung der Grünen Gase im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 und den Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber. Die Stellungnehmenden weisen den Grünen Gasen im Hinblick auf die fortschreitende Energiewende und der Dekarbonisierung weiterer Verbrauchssektoren eine entscheidende Rolle für die Energieversorgung zu.

Aufgrund der vielen wichtigen Anmerkungen der Stellungnehmenden zu den Grünen Gasen haben die Fernleitungsnetzbetreiber sowohl Ergänzungen als auch zusätzliche Erläuterungen zu verschiedenen Aspekten in Kapitel 8 und Kapitel 10 ergänzt. Darüber hinaus wurden separate Textbausteine in diesem Unterkapitel zu den Annahmen der Wasserstoffquellenverteilung, zur Wasserstoffbeimischung, zur Berücksichtigung der Verteilernetzbetreiber, zu den regulatorischen Aspekten und zu den Kriterien zur Aufnahme von Grüngasprojekten in zukünftigen Netzentwicklungsplänen erstellt.

Auf die wesentlichen von den Konsultationsteilnehmern und der BNetzA genannten Aspekte wurde wie folgt eingegangen:

Generelle Überarbeitung des Konsultationsdokuments

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 nach der Konsultation redaktionell und inhaltlich überarbeitet. Hierbei wurden einerseits Hinweise aus verschiedenen Stellungnahmen aufgenommen, andererseits haben die Fernleitungsnetzbetreiber eigene Anpassungen vorgenommen. Diese Überarbeitungen betreffen sowohl den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 als auch die **NEP-Gas-Datenbank**. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben beispielsweise zahlreiche Ergänzungen zur Erläuterung der H-Gas-Bilanz (Kapitel 6), des LNG-Ansatzes (Kapitel 3 und Kapitel 6) und der Grüngasvariante (Kapitel 8 und Kapitel 10) aufgenommen.

Kapitel 2: Szenariorahmen

Verschiedene Stellungnahmen beziehen sich auf den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030, insbesondere auf die dargestellten Gasbedarfsszenarien.

Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. Im Frühjahr 2019 wurde der aktuelle Szenariorahmen durch die Fernleitungsnetzbetreiber erarbeitet und anschließend im Juni/Juli 2019 konsultiert. Nach der Überarbeitung des Szenariorahmens auf Basis der eingegangenen Konsultationsstimmungen wurde der Szenariorahmen an die BNetzA weitergeleitet. Die BNetzA hat den Szenariorahmen am 05. Dezember 2019 bestätigt und die letztendlichen Vorgaben für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 festgelegt. An diese Vorgaben sind die Fernleitungsnetzbetreiber gebunden.

Zu den Fragen bezüglich des Szenariorahmens und der Gasbedarfsszenarien sei auf den **bestätigten Szenariorahmen** verwiesen; unter anderem wird hier auch auf die Frage eingegangen, an welchen Stellen die Gasbedarfsszenarien Einfluss auf die Netzmodellierung nehmen.

Der Netzentwicklungsplan Gas und somit auch der Szenariorahmen ist im zweijährigen Rhythmus zu veröffentlichen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 wahrscheinlich Mitte des Jahres 2021 zur Konsultation stellen.

Kapitel 3: Gaskraftwerke

Eine Reihe von Stellungnahmen thematisieren die Modellierung der Gaskraftwerke im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. Hier gehen einige Stellungnehmende kritisch auf das Kapazitätsprodukt für Gaskraftwerke fDZK ein und setzen sich mit den in der Modellierung angesetzten Kraftwerkszuordnungspunkten auseinander.

Entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens haben die Fernleitungsnetzbetreiber in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 Gaskraftwerke auch mit dem fDZK-Produkt modelliert. Ziel ist hier die Ermittlung eines gesamtwirtschaftlich sinnvollen Netzausbaus. Die Fernleitungsnetzbetreiber erachten die Verwendung von fDZK für Gaskraftwerke weiterhin als sachgerecht. Im Zuge der Überarbeitung des Konsultationsdokuments wurden Hinweise aus den Stellungnahmen für Kraftwerkszuordnungspunkte aufgenommen und die Tabellen 9 und 10 im Dokument sowie die **NEP-Gas-Datenbank** entsprechend angepasst.

Kapitel 3 und Kapitel 7: Marktgebietszusammenlegung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben wie im Konsultationsdokument angekündigt, die Ergebnisse der Modellierung der Marktgebietszusammenlegung (NewCap) im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ergänzt. Neben zusätzlichen Erläuterungen im Kapitel 3.4 sind die Ergebnisse in Kapitel 7.1.6 dargestellt.

Kapitel 3 und Kapitel 6: LNG und H-Gas-Bilanz

Einige Stellungnehmer (German LNG Terminal/Hanseatic Energy Hub/Uniper) sprechen sich mit Blick auf die Versorgungssicherheit und die Liquidität des deutschen Marktes deutlich gegen ein DZK-Produkt aus. So stellten LNG-Importe bereits heute einen wesentlichen Beitrag zur Liquidität des europäischen Gasmarktes dar, welche mit einer DZK-Zuordnung nicht zu gewährleisten sei. Jede Einschränkung der Produktqualität schränke den wirtschaftlichen Betrieb stark ein und würde letztendlich sogar die Realisierung des LNG-Projektes gefährden. Nach Ansicht der Stellungnehmer wäre eine Einschränkung der freien Zuordenbarkeit von Einspeisekapazitäten eine Diskriminierung zwischen unterschiedlichen LNG-Anlagen im europäischen Markt. Frei zuordenbare Kapazitäten wären für im internationalen Wettbewerb stehende LNG-Anlagen essentiell. Dahingegen fordert INES eine DZK-Zuordnung zu Speichern.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben auf Basis der Stellungnahmen zum Kapazitätsprodukt für LNG-Anlagen Ergänzungen in Kapitel 3 und Kapitel 6 vorgenommen und auf Basis weiterer Stellungnahmen Erläuterungen der H-Gas-Bilanz in Kapitel 6 ergänzt.

Kapitel 5: Auswirkungen von COVID-19 auf die Marktraumumstellung

Einige Stellungnahmen setzen sich mit der aktuellen Entwicklung der Marktraumumstellung auseinander und stellen die Frage, welche Auswirkungen durch COVID-19 auf die Marktraumumstellung zu erwarten sind.

Die Fernleitungsnetzbetreiber befinden sich bezüglich dieses Themas in einem ständigen Austausch mit den jeweils betroffenen Verteilernetzbetreibern, der BNetzA und dem BMWi sowie dem BDEW und DVGW. In diesem Dokument haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Kapitel 5.8.5 die konkreten Auswirkungen der aktuellen Situation auf die FNB-Schalttermine für die Marktraumumstellung im Jahr 2020 ergänzt und die notwendigen Anpassungen erläutert.

Unter der Annahme, dass sich die aktuelle COVID-19-Situation nicht verschärft, können die für das Jahr 2020 geplanten Umstellungen deutschlandweit nahezu vollständig abgewickelt werden.

Kapitel 7: Darstellung der Ergebnisse der Basisvariante

In Kapitel 7 werden die Ergebnisse der Basisvariante dargestellt. In den Kapiteln 7.1.3 und 7.1.4 wurde bereits im Konsultationsdokument eine Maßnahmenzuordnung zu Kraftwerken und LNG-Anlagen vorgenommen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 in Kapitel 7.1.5 eine Maßnahmenzuordnung für die Versorgungssicherheit der Niederlande ergänzt.

Kapitel 8: Grüngasprojekte im Verteilernetz

In einigen Stellungnahmen wird die Frage aufgegriffen, wie mit den Grüngasprojekten auf Verteilernetzebene im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 umgegangen wird.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben am 21. März 2019 die Marktpartnerabfrage zu Grüngasprojekten und Sektorkopplung gestartet. Es wurde zu entsprechenden Projektmeldungen aufgerufen, damit der NEP-Prozess eine stärker koordinierende Rolle bei der Integration Grüner Gase in das deutsche Fernleitungsnetz und damit auch bei der Umsetzung der Energiewende erfüllen kann. Im Rahmen der Marktpartnerabfrage erfolgten auch Projektmeldungen auf Verteilernetzebene. Diese Projekte wurden zur Information und aus Transparenzgründen im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 dokumentiert. Ein Vorschlag für die zukünftige Berücksichtigung der Verteilernetzbetreiber wurde in Kapitel 8 und Kapitel 10 ergänzt.

Kapitel 8: Beimischung von Wasserstoff

Einige Stellungnahmen thematisieren die Möglichkeiten zur Beimischung von Wasserstoff in das Erdgastransportsystem sowie das Erfordernis Wasserstoff sortenrein in einer separaten Infrastruktur zu transportieren. In diesem Zusammenhang wird auf künftige Potenziale hoher Wasserstoffkonzentrationen in Verteilernetzstrukturen hingewiesen aber auch auf sensible Industrieprozesse, für die bereits die von den Fernleitungsnetzbetreibern angesetzte maximale Volumenkonzentration von 2 % Wasserstoff im Erdgasstrom zu Problemen führt. In dem grundsätzlichen Ansatz für den Wasserstofftransport in Fernleitungsnetzen eine separate Infrastruktur zu entwickeln, sehen sich die Fernleitungsnetzbetreiber durch die Konsultationsbeiträge bestätigt.

Der von den Fernleitungsnetzbetreibern gewählte Ansatz berücksichtigt eine Beimischung von Wasserstoff in das Erdgassystem nur dort, wo unter wirtschaftlichen Aspekten die Anbindung an eine reine Wasserstoffinfrastruktur im Betrachtungszeitraum des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 nicht möglich ist. Dies kommt den Anforderungen der Konsultationsteilnehmer bestmöglich nach, und gewährt weitestgehend die geforderten Freiräume auch in nachgelagerten Verteilernetzen weitere Wasserstoffeinspeisungen zuzulassen. Separate Wasserstoffnetze bieten zudem eine Grundlage künftig im Rahmen der technischen Möglichkeiten der jeweiligen Verteilernetze eine definierte Wasserstoffkonzentration dem Erdgasstrom bedarfsgerecht zuzumischen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind der Auffassung, dass die in Kapitel 8 dargestellte Planung bereits den Interessen und Anforderungen der Konsultationsteilnehmern entspricht. Eine Darstellung der durch Beimischung in das Erdgasnetz und Methanisierung berücksichtigten Projekte der Marktpartnerabfrage wurden in Kapitel 8.4 ergänzt.

Kapitel 8: Wasserstoffquellenverteilung

Einige Stellungnahmen nehmen Bezug auf die von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Wasserstoffmodellierung vorgenommene Wasserstoffquellenverteilung. Die Ergebnisse der Marktpartnerabfrage zeigten einen deutlich höheren Wasserstoffbedarf als durch Einspeisequellen gedeckt werden kann, weshalb die Fernleitungsnetzbetreiber eine Wasserstoffquellenverteilung erarbeitet haben.

Grundsätzlich wird in den Stellungnahmen die Vorgehensweise der Fernleitungsnetzbetreiber für die Wasserstoffquellenverteilung unterstützt. Insbesondere wird aus Sicht der Stellungnehmenden der Import von Wasserstoff als wesentlicher Baustein zur Deckung des Bedarfs in Deutschland gesehen, wobei die Herkunft des Wasserstoffs technologieoffen sein soll. In verschiedenen Stellungnahmen wurde auf ähnliche Überlegungen zum Aufbau einer europäischen Wasserstoffinfrastruktur in angrenzenden Ländern (Niederlande, Norwegen, Belgien, Frankreich) hingewiesen. Auch Speicher werden hier als sinnvolle Option für die Bereitstellung von Wasserstoffleistung angesprochen, wenn entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen werden.

Für die Marktteilnehmer mit industriellen Anwendungen ist die Versorgungssicherheit bzw. Verfügbarkeit ein essentieller Bestandteil für den wirtschaftlichen Betrieb ihrer Anlagen mit teils stofflicher Verwertung des Wasserstoffs. Somit wird die Verbindung zu entsprechenden Infrastrukturen in Nachbarländern als positiv gesehen. Erste Gespräche deutscher Fernleitungsnetzbetreiber mit angrenzenden Transportnetzbetreibern an potenziellen Importpunkten sind bereits geführt worden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen sich in ihren Annahmen zur Bedarfsdeckung in der Wasserstoffquellenverteilung durch die Konsultationsbeiträge bestätigt. Gleichwohl sehen auch die Fernleitungsnetzbetreiber die Herausforderungen beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur. Insbesondere heimischer erneuerbarer Strom wird ein „knappes Gut“ sein, um das mehrere Anwendungen konkurrieren. Es gilt, faire und technologieoffene Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Infrastrukturen zu schaffen und den zur Verfügung stehenden Wasserstoff so effizient wie möglich zu nutzen.

Kapitel 8, Kapitel 9 und Kapitel 10:

Regulatorischer Rahmen für Grüngasmaßnahmen unter Berücksichtigung des Netzausbauvorschlags

Mit Veröffentlichung des Konsultationsdokuments am 04. Mai 2020 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die resultierenden Maßnahmen der Grüngasvariante als konkrete Netzausbaumaßnahmen unter der Maßgabe, dass der rechtlich-regulatorische Rahmen für den Bau, den Betrieb, den Zugang und die Nutzung von Erdgastransportleitungen in gleicher Weise auf die Wasserstoffnetzinfrastruktur zukünftig Anwendung findet, vorgeschlagen. Die BNetzA hat sich bereits im Konsultationsworkshop zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 vom 13. Mai 2020 dahingehend geäußert, dass sie die Modellierung der Grüngasvariante begrüßt, hingegen die Bestätigungsfähigkeit der resultierenden Grüngasmaßnahmen derzeit als nicht gegeben sieht, da die Maßnahmen der Wasserstoffinfrastruktur nicht durch § 15a EnWG erfasst sind.

Im Rahmen der Konsultation zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 haben zahlreiche Marktteilnehmer die Gelegenheit genutzt, sich hierzu zu äußern. Aus den eingegangenen Stellungnahmen ist deutlich erkennbar, dass die Forderung nach einer zeitnahen Anpassung und Erweiterung des rechtlich-regulatorischen Rahmens auf den Energieträger Wasserstoff überwiegend geteilt wird. Wesentliche Beweggründe sind die Rechts- und Planungssicherheit für die Investitionsentscheidungen der Grüngasprojekte, das Potenzial von Wasserstoff als Beitrag zur Versorgungssicherheit sowie die sinnvolle Folgenutzung von Erdgasleitungen nach Abschluss der Marktraumumstellung. Ferner werde dadurch der Weg zur kommerziellen Wasserstoffeinspeisung über den Reallaborcharakter hinaus geebnet. Die Erweiterung des bestehenden Rechtsrahmens für Erdgas zur Erweiterung auf Wasserstoff biete sich nach Auffassung verschiedener Marktteilnehmer durch eine Begriffserweiterung von Erdgas auf Gas im EnWG und GasNZV an. Diese sei nach Auffassung einiger Marktteilnehmer pragmatisch und handhabbar. In diesem Zusammenhang wird auch mehrfach auf den Verbändevorschlag von BDEW, BDI, DIHK, FNB Gas und VIK mit den konkret formulierten Anpassungserfordernissen am Gesetzesrahmen hingewiesen [FNB Gas/BDI/BDEW/VIK/DIHK 2020]. Im Weiteren ist die Wasserstoffinfrastruktur aus Sicht einiger Marktteilnehmer Bestandteil der Gasnetzinfrastruktur, so dass die Anpassung des Rechtsrahmens zwingend sei, um die Integration von Wasserstoff zu fördern.

Auch das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE) spricht sich für eine Prüfung der Anpassung des Gasbegriffs nach § 3 Nr. 19a bzw. § 3 Nr. 10c EnWG zur technologieoffenen Erweiterung auf Wasserstoff aus. Grundlage der Prüfung könne der zuvor genannte Verbändevorschlag sein. Im Weiteren begrüßt das MWIDE, dass der Netzausbau im Wesentlichen durch Umstellung vorhandener Infrastruktur erfolgen soll.

Ein Marktteilnehmer regt an, das Erfordernis einer Regulierung potenzieller Wasserstoffnetze zunächst transparent und unter breiter Beteiligung zu analysieren sowie zu prüfen, inwieweit ein Regulierungseingriff der Entwicklung einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft dient oder dem entgegenwirkt. Zudem weist ein weiterer Akteur daraufhin, dass der Netzausbauvorschlag verfrüht sei, da die politischen und regulatorischen Grundlagen noch in Klärung seien. Zudem wird bemängelt, dass die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung keine Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 findet.

Dem überwiegenden Zuspruch für eine Anpassung des rechtlich regulatorischen Rahmens steht eine Stellungnahme der Deutschen Umwelthilfe (DUH) aus der Konsultation entgegen. Die DUH spricht sich gegen eine Anpassung des rechtlich-regulatorischen Rahmens aus, soweit die Kosten der Wasserstoffinfrastruktur auf alle Gasverbraucher umgelegt werden. Vielmehr sind die Kosten nach Auffassung der DUH von der Industrie, die wesentlicher Nutznießer sei, zu tragen. Dies gelte sowohl für den Neubau von Wasserstoffleitungen als auch die Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen.

Im Weiteren sei der Wasserstofftransport auf „grünen Wasserstoff“, also regenerativ erzeugten Wasserstoff laut DUH zu beschränken. Andere Marktteilnehmer teilen diese Auffassung nicht und betonen ausschließlich das Erfordernis einer Technologieoffenheit bei den Netzausbauvorschlägen. Entsprechend solle der Transport Wasserstoff nicht ausschließlich auf „grünen Wasserstoff“ beschränkt sein, sondern unter anderem auch „blauen Wasserstoff“, welcher durch Abscheidung und Speicherung von CO₂ erzeugt wird, berücksichtigen. Im Weiteren wird von einigen Marktteilnehmern die Konzentration der Netzausbauvorschläge auf die Region Nord-West bemängelt. Andere Marktteilnehmer äußern den Wunsch einer früheren Umsetzung konkreter Netzausbauvorschläge für Wasserstoff.

Die Fernleitungsnetzbetreiber bedanken sich für die vielfältigen eingegangenen Stellungnahmen zu diesem für das Gelingen der Energiewende wichtigen Thema. Die dynamische Entwicklung in diesem Themengebiet wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam mit dem Markt weiter analysiert, gestaltet und in den kommenden Netzentwicklungsplänen entsprechend berücksichtigt. Die Fernleitungsnetzbetreiber appellieren wie auch die Mehrheit der Stellungnehmenden an die Politik, die Anpassung der rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen zeitnah vorzunehmen, damit die Netzausbaumaßnahmen zum Aufbau eines flächendeckenden Wasserstofftransportnetzes realisiert werden können.

Kapitel 10: Kriterien Grüngasprojekte für zukünftige Netzentwicklungspläne

Einige Stellungnahmen fordern mehr Technologieoffenheit bei der Auswahl der im Szenariorahmen zu berücksichtigenden Grüngas- und vergleichbaren Projekte sowie die stärkere Einbindung der Verteilernetzbetreiber.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Sinne der Technologieoffenheit die Kriterien für die zukünftige Aufnahme von Grüngasprojekten in Kapitel 10 ergänzt. In der Modellierung der Grüngasvariante wurde blauer Wasserstoff bereits berücksichtigt.

Mit dem Fokus der möglichen Kriterien für Grüngasprojekte mit Anschluss an das Fernleitungsnetz kommen die Fernleitungsnetzbetreiber der Forderung der BNetzA aus der Bestätigung des Szenariorahmens nach. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Kriterien erweitert, um einen stärkeren Einbezug aller Netzebenen und damit insbesondere der Verteilernetzbetreiber zu ermöglichen. Projektvorhaben, für die ein Anschluss an das Verteilernetz vorgesehen ist, können über die Langfristprognose mit in die Modellierung einbezogen werden. Der Einbezug der Langfristprognosen soll zudem zusätzlich zu einer Erhöhung der Verbindlichkeit des Projektvorhabens beitragen.

Bezüglich der Kriterien für die Berücksichtigung der Grüngasprojekte zeigt sich ein uneinheitliches Bild. Zudem weisen einige Stellungnahmen auf die „Henne-Ei-Problematik“ bezüglich der Umsetzungsentscheidung für die jeweiligen Grüngasprojekte auf Seiten der Projektträger hin. Dies unterstreicht die Notwendigkeit der von den Fernleitungsnetzbetreibern und der Mehrheit der Stellungnehmenden geforderten zügigen Schaffung und Anpassung des Rechtsrahmens.

Kapitel 10: Visionäres Wasserstoffnetz

Verschiedene Stellungnahmen setzen sich mit dem von den Fernleitungsnetzbetreibern veröffentlichten visionären Wasserstoffnetz auseinander. Dabei wird das Thema Wasserstoffstoffinfrastruktur als Zukunftsthema gesehen und die Aufnahme in den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 durch die Mehrheit der Stellungnahmen ausdrücklich begrüßt. Es wird zudem darauf hingewiesen, dass die Umsetzung eines Wasserstoffnetzes nicht bis zum Jahr 2050 warten darf, um das Ziel der Treibhausgasneutralität zu erreichen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben das visionäre Wasserstoffnetz erstmals im Februar 2020 veröffentlicht. Im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 wurden die Planungen für den Aufbau eines Wasserstoffnetzes bis zum Jahr 2030 konkretisiert. Die Entwicklung eines Wasserstoffnetzes ist ein wichtiger Schritt für die zukunftsorientierte und treibhausgasneutrale Ausrichtung der Gasinfrastruktur und eine wichtige Voraussetzung für die Entstehung eines wettbewerblichen Wasserstoffmarktes. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden diese Planungen kontinuierlich vorantreiben, sofern der rechtliche Rahmen ihnen dies ermöglicht.

Kapitel 10: Integrierte Netzentwicklungsplanung

In mehreren Stellungnahmen wird der Ansatz einer zukünftigen integrierten Betrachtung der Sektoren und ihrer Infrastrukturen ausdrücklich begrüßt. Zudem wurde in einigen Stellungnahmen die Einbindung der Verteilernetzbetreiber in den Prozess der Netzentwicklungsplanung gefordert insbesondere zur Anbindung der Verteilernetze an die Wasserstoffinfrastruktur.

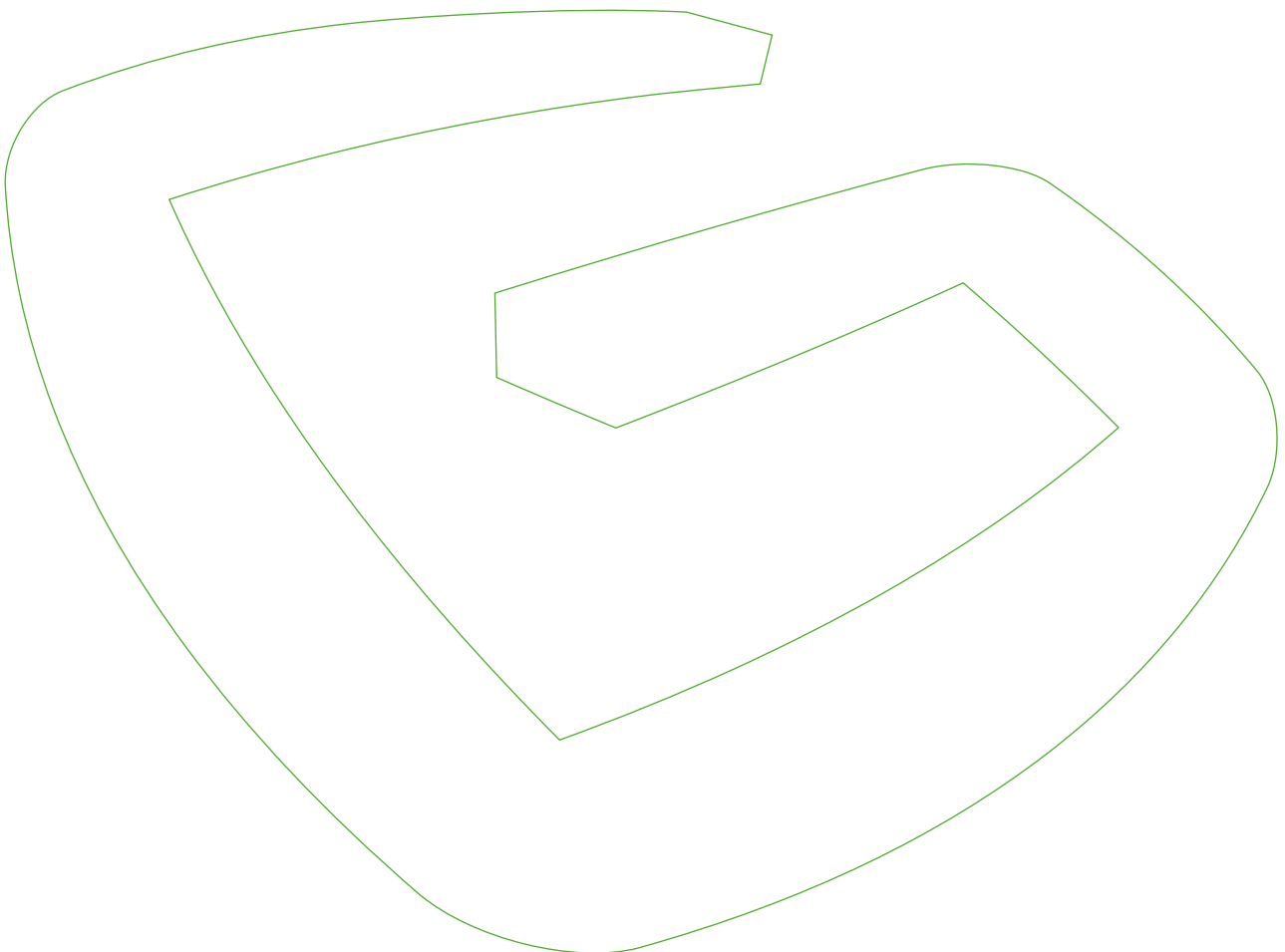
Die Klimaschutzziele können nur dann erreicht werden, wenn erneuerbare Energie in allen Sektoren nutzbar gemacht wird und die Planungsprozesse von Infrastrukturen wie Stromnetze, Gasnetze, Wärmenetze und Speicher aufeinander abgestimmt werden. Die Betrachtung bzw. Erarbeitung eines integrierten Ansatzes der Planungsprozesse erfolgt derzeit im Rahmen der dena-Netzstudie III unter Einbindung sämtlicher Stakeholder.

Der Aufbau einer Wasserstofftransportinfrastruktur ist vollständig in die Netzentwicklungsplanung Gas zu integrieren. Der Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 berücksichtigt bereits (unter dem Vorbehalt der Schaffung eines rechtlichen Rahmens für Wasserstoffnetze) eine Reihe von Wasserstoffprojekten, für die bestehende Leitungsabschnitte umgestellt und um Wasserstoffneubauten ergänzt werden. Vor dem Hintergrund des steigenden Bedarfs an Wasserstoff in der Energieversorgung haben die Fernleitungsnetzbetreiber Anfang 2020 ein mögliches Zukunftsbild für ein Wasserstoffnetz in Deutschland entwickelt. In Reichweite dieses visionären Wasserstoffnetzes befinden sich unter anderem auch große Ballungsräume, die durch Beimischung von Wasserstoff in die dortigen regionalen Verteilernetze, CO₂-Minderungen im Wärmesektor realisieren können. Das Modellierungsergebnis der Grüngasvariante des vorliegenden Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 ist eine erste Konkretisierung des Zukunftsbildes.

NEP-Gas-Datenbank

Die Inbetriebnahmetermine der aus der Wasserstoffmodellierung resultierenden Maßnahmen ID 720-01, ID 721-01, ID 722-01, ID 723-01 und ID 730-01 wurden in der NEP-Gas-Datenbank gemäß Modellierungsergebnis von Dezember 2026 auf Dezember 2030 angepasst. Hintergrund der Anpassung ist die gemeinsame Vorgehensweise der Fernleitungsnetzbetreiber, Grüngasmaßnahmen, die für die Anforderungen des Jahres 2031 benötigt werden, in der NEP-Gas-Datenbank mit dem Inbetriebnahmedatum Dezember 2030 anzugeben. Darüber hinaus wird ein Teil der in der Grüngasvariante umzustellenden Leitungen für die L-H-Gas-Umstellung über das Jahr 2026 hinaus benötigt.

Bestätigter Szenariorahmen 2



2 Bestätigter Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Der Szenariorahmen bildet mit seinen Ergebnissen und Festlegungen eine wesentliche Grundlage für die durchgeführten Modellierungen.

Die BNetzA hat am 05. Dezember 2019 den von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten Entwurf des Szenariorahmens [FNB Gas 2019a] mit Änderungen bestätigt.

Zunächst werden wichtige Annahmen und Ergebnisse des Szenariorahmens hinsichtlich der Gasbedarfsentwicklung kurz vorgestellt [FNB Gas 2019a]. Detailliertere Informationen hierzu sind im Internet abrufbar (Download unter: www.fnb-gas.de). In Kapitel 2.3 werden die wesentlichen Ergebnisse der Bestätigung des Szenariorahmens dargestellt.

2.1 Annahmen des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zur deutschen Gasbedarfsentwicklung

Im Szenariorahmen wurden zwei Szenarien zur Entwicklung des Gasbedarfs in Deutschland bis zum Jahr 2030 dargestellt. Ein Szenario gibt zudem einen langfristigen Ausblick bis ins Jahr 2050.

Für den Szenariorahmen hat die Prognos AG im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber renommierte Studien und Veröffentlichungen zur zukünftigen Entwicklung von Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland analysiert. Dabei wird sich auf Zielszenarien konzentriert, welche die energie- und klimapolitischen Ziele erfüllen. Unter Gasbedarf wird im Folgenden der Bedarf an Erdgas, Biomethan sowie Grünen Gasen verstanden.

Für den Szenariorahmen haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber entschieden, die Szenarien dena-TM95 [dena 2018, Szenario I bis zum Jahr 2050] und EUCO30 [EUCO 2017, Szenario II bis zum Jahr 2030] detaillierter zu betrachten. Dena-TM95 stellt ein Szenario dar, welches eine breite Variation von Technologien und Energieträgern beinhaltet. Mit der Betrachtung des Szenarios EUCO30 bleibt die Konsistenz zum letzten Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 bestehen. Aus den Szenarien wurden der Endenergiebedarf, der nichtenergetische Verbrauch und indirekt auch der Gasbedarf zur Fernwärmeerzeugung in Deutschland entnommen.

Für den Gasbedarf im Umwandlungssektor (Kraftwerke inklusive Eigenbedarf) wurde die Entwicklung unter Anwendung des Prognos-Strommarktmodells abgebildet. In beiden Szenarien wurde der Kohleausstiegspfad, wie von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ („Kohlekommission“) empfohlen [BMW 2019], abgebildet. Ausgehend von der Kraftwerksliste der BNetzA wurden der aktuelle Kraftwerksbestand sowie die Zu- und Rückbauentwicklungen in Deutschland abgebildet. Auch die aktuell bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38 und 39 GasNZV wurden berücksichtigt. In Summe werden steigende Kapazitäten der gasbasierten Stromerzeugung erwartet. Die sich in den Szenarien ergebende Entwicklung der installierten elektrischen Leistung der Gaskraftwerke bis zum Jahr 2030 zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 3: In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland

Installierte Nettoleistung Gaskraftwerke (GW _{el})	2017	2020	2025	2030	2040	2050	Veränderung 2030 zu 2020	Veränderung 2050 zu 2020
	GW _{el}						Prozent	
Szenario I	27	28	36	37	63	57	31	102
Szenario II	27	28	36	37	–	–	31	–

Quelle: Prognos AG

Das Gasaufkommen in Deutschland setzt sich zusammen aus der Inlandsförderung von Erdgas und Erdölgas sowie der Erzeugung und Einspeisung von Grünen Gasen und Biomethan.

- **Inlandsförderung Erdgas:** Der Entwicklungspfad wurde aus einer aktuellen Untersuchung des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) übernommen [BVEG 2019].
- **Grüne Gase (Wasserstoff, synthetisches Methan):** Auf Basis der FfE-Studie [FfE 2019] und weiterer Annahmen wurde prognostiziert, wie sich das Gasaufkommen aus Grünen Gasen in Deutschland entwickelt.
- **Einspeisung Biomethan:** Basis der Auswertung ist die FfE-Studie [FfE 2019]. Die deutschlandweite Regionalisierung der Biomethannutzung zur Strom- und Wärmebereitstellung beruht auf der Auswertung des aktuellen Monitoringberichts 2018 der BNetzA [BNetzA/BKartA Monitoringbericht 2019] und der von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichten Projektliste zur Biomethaneinspeisung [dena 2019].

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der BVEG-Prognose für die konventionelle Erdgasförderung in Deutschland bis zum Jahr 2030.

Tabelle 4: Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung

Erdgasförderung in Deutschland und den Hauptfördergebieten – Szenario I und II								
Deutschland insgesamt*, davon Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark)			... Gebiet Weser-Ems (ohne Ostfriesland)		
	Produktion	Kapazität	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheitsabschlag	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheitsabschlag
Jahr	Mrd. m ³	Mio. m ³ /h	Mrd. m ³	Mio. m ³ /h	Mio. m ³ /h	Mrd. m ³	Mio. m ³ /h	Mio. m ³ /h
2019	6,26	0,80	2,65	0,33	0,31	3,30	0,41	0,38
2020	5,82	0,74	2,47	0,31	0,29	2,98	0,37	0,35
2021	5,72	0,73	2,25	0,28	0,26	3,16	0,40	0,37
2022	5,38	0,68	2,20	0,28	0,25	2,85	0,36	0,33
2023	5,11	0,65	2,13	0,27	0,24	2,55	0,32	0,29
2024	5,76	0,72	1,91	0,24	0,22	2,43	0,30	0,28
2025	5,44	0,68	1,75	0,22	0,20	2,22	0,28	0,25
2026	5,02	0,63	1,60	0,20	0,18	1,97	0,25	0,22
2027	4,61	0,57	1,49	0,19	0,16	1,72	0,21	0,19
2028	4,23	0,52	1,34	0,17	0,14	1,50	0,19	0,16
2029	3,99	0,49	1,22	0,15	0,13	1,35	0,17	0,14
2030	3,73	0,46	1,08	0,14	0,11	1,23	0,15	0,13

* Deutschland insgesamt beinhaltet die beiden Hauptfördergebiete Elbe-Weser (ohne Altmark) und Weser-Ems (ohne Ostfriesland) sowie die Produktion und Kapazität weiterer kleiner Gebiete.

Quelle: BVEG 2019

2.2 Ergebnisse des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zur deutschen Gasbedarfsentwicklung

Der Gasbedarf (Erdgas, Biomethan sowie Grüne Gase) in den Szenarien I und II setzt sich aus den Einzelergebnissen der Entwicklungspfade zum Endenergiebedarf, zum nichtenergetischen Verbrauch, zum Gaseinsatz im Umwandlungssektor (Strom- und Wärmeerzeugung) und zum Eigenverbrauch des Umwandlungssektors zusammen. Im Szenario I wird eine Steigerung des gesamtdeutschen Gasbedarfs um rund 7 % zwischen den Jahren 2020 und 2030 erwartet. Im Szenario II geht der Gasbedarf im gleichen Zeitraum um rund 9 % zurück.

Die folgenden beiden Tabellen zeigen den gesamtdeutschen Gaseinsatz in den untersuchten Szenarien, dargestellt jeweils als Brennwert (H_s).

Tabelle 5: Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario I, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H_s)

Gasbedarf Deutschland – Szenario I Darstellung Brennwert (H_s)	2017	2020	2025	2030	2040	2050	Veränderung 2030 zu 2017	Veränderung 2030 zu 2020	Veränderung 2050 zu 2020
	TWh H_s						Prozent		
Gasbedarf insgesamt	968	980	1.013	1.054	1.095	1.159	9	7	18
Endenergiebedarf Gas	656	650	639	652	687	722	–1	0	11
– Industrie	261	274	297	319	337	355	22	16	29
– Haushalte/GHD	394	371	333	296	225	155	–25	–20	–58
– Verkehr	2	4	9	37	125	212	1.757	734	4.657
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	38	45	57	69	101	157	81	53	247
Gaseinsatz im Umwandlungssektor*	274	285	317	333	307	280	22	17	–2

* Der Gasverbrauch im Umwandlungssektor umfasst Kraftwerke, Fernheizwerke und den Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor.

Quelle: BDEW/AG Energiebilanzen (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), dena 2018, Prognos AG

Tabelle 6: Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario II, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H_s)

Gasbedarf Deutschland – Szenario II Darstellung Brennwert (H_s)	2017	2020	2025	2030	2040	2050	Veränderung 2030 zu 2017	Veränderung 2030 zu 2020	Veränderung 2050 zu 2020
	TWh H_s						Prozent		
Gasbedarf insgesamt	968	980	932	894	–	–	–8	–9	–
Endenergiebedarf Gas	656	656	580	525	–	–	–20	–20	–
– Industrie	261	261	222	204	–	–	–22	–22	–
– Haushalte/GHD	394	393	354	313	–	–	–20	–20	–
– Verkehr	2	3	4	8	–	–	276	185	–
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	38	39	40	40	–	–	5	2	–
Gaseinsatz im Umwandlungssektor*	274	284	312	329	–	–	20	16	–

* Der Gasverbrauch im Umwandlungssektor umfasst Kraftwerke, Fernheizwerke und den Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor.

Quelle: BDEW/AG Energiebilanzen (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), EUCO 2017, Prognos AG

Die konventionelle Erdgasförderung in Deutschland wird entsprechend der BVEG-Prognose bis zum Jahr 2030 stark zurückgehen. Die Prognoseergebnisse sind in der folgenden Tabelle für Einzeljahre in Volumenangaben (Mrd. m^3) und in Energieeinheiten (TWh, Brennwert) ausgewiesen.

Tabelle 7: Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten

Erdgasförderung in Deutschland Szenario I und II	Einheit	2017	2020	2025	2030	Veränderung 2030 zu 2017	Veränderung 2030 zu 2020	Veränderung 2030 zu 2025
Konventionelles Erdgas	Mrd. m^3 *	7,25	5,82	5,44	3,73	–49 %	–36 %	–32 %
Konventionelles Erdgas	TWh H_s **	71	57	53	36			

* Mengenangaben beziehen sich auf Erdgas mit einem einheitlichen Brennwert (H_s) von 9,7692 kWh/ m^3 .

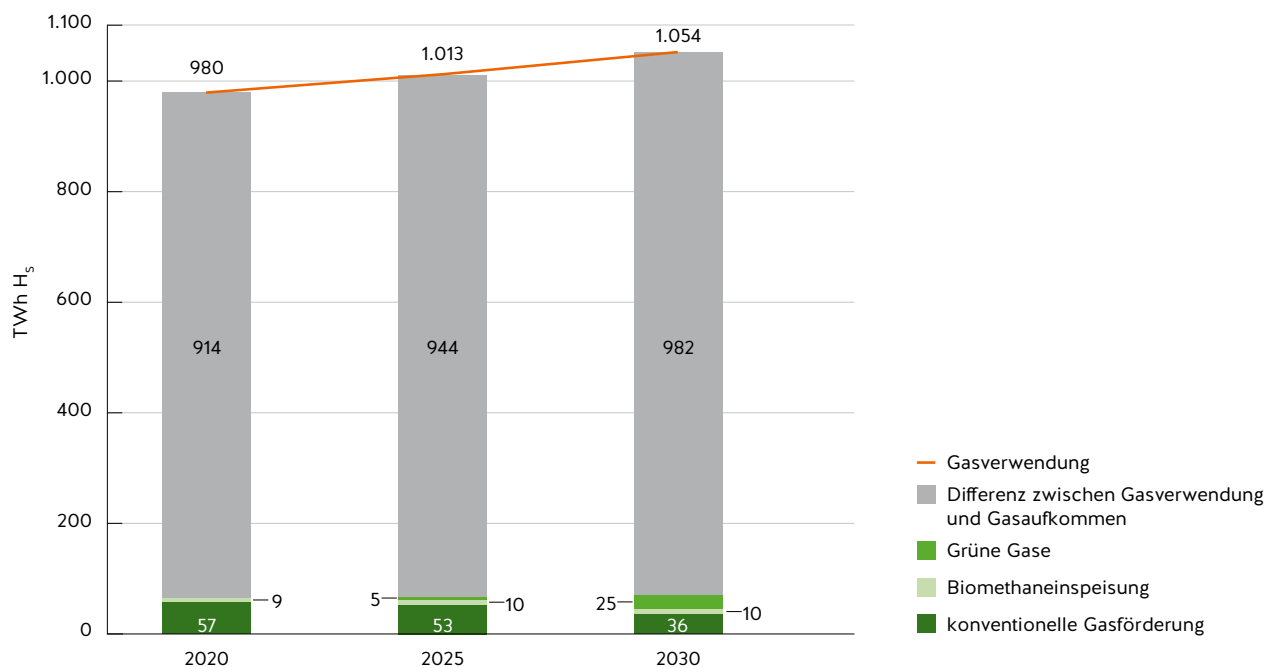
** Mengenangaben umgerechnet in TWh (9,7692 kWh/ m^3), Brennwert (H_s).

Quelle: Prognos AG, BVEG 2019

Eine Förderung nicht-konventioneller Gase wurde in den Gasbedarfsszenarien zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 nicht berücksichtigt.

Gemäß der im Szenariorahmen dargestellten Gasbedarfsszenarien ergibt sich (ohne Transitmengen) eine Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen (konventionelle Erdgasförderung, Biomethaneinspeisung und Grüne Gase). Diese Differenz ist in der folgenden Abbildung 2 und der Tabelle 8 dargestellt. Bei dieser Betrachtung handelt es sich um eine einfache Mengenbilanz auf Basis des Gasbedarfsszenarios I des Szenariorahmens. Die für die Netzmodellierung relevanten Bilanzen sind in den Kapiteln 5 und 6 dargestellt.

Abbildung 2: Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß Szenario I, Darstellung als Brennwert (H_s)



Quelle: Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Tabelle 8: Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß Szenario I, Darstellung als Brennwert (H_s)

Ergebnisse Szenario I Darstellung Brennwert (H_s)	2020	2025	2030
	TWh H_s		
Gasverwendung	980	1.013	1.054
Gasaufkommen	66	68	71
– Konventionelle Gasförderung	57	53	36
– Biomethaneinspeisung	9	10	10
– Grüne Gase (Wasserstoff, synthetisches Methan)	0	5	25
Differenz zwischen Gasverwendung und Gasaufkommen	914	944	982

Quelle: Prognos AG, FfE 2019

2.3 Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Die BNetzA hat den von den Fernleitungsnetzbetreibern nach Konsultation überarbeiteten Entwurf des Szenariorahmens am 05. Dezember 2019 mit Änderungen und Auflagen bestätigt [BNetzA 2019a].

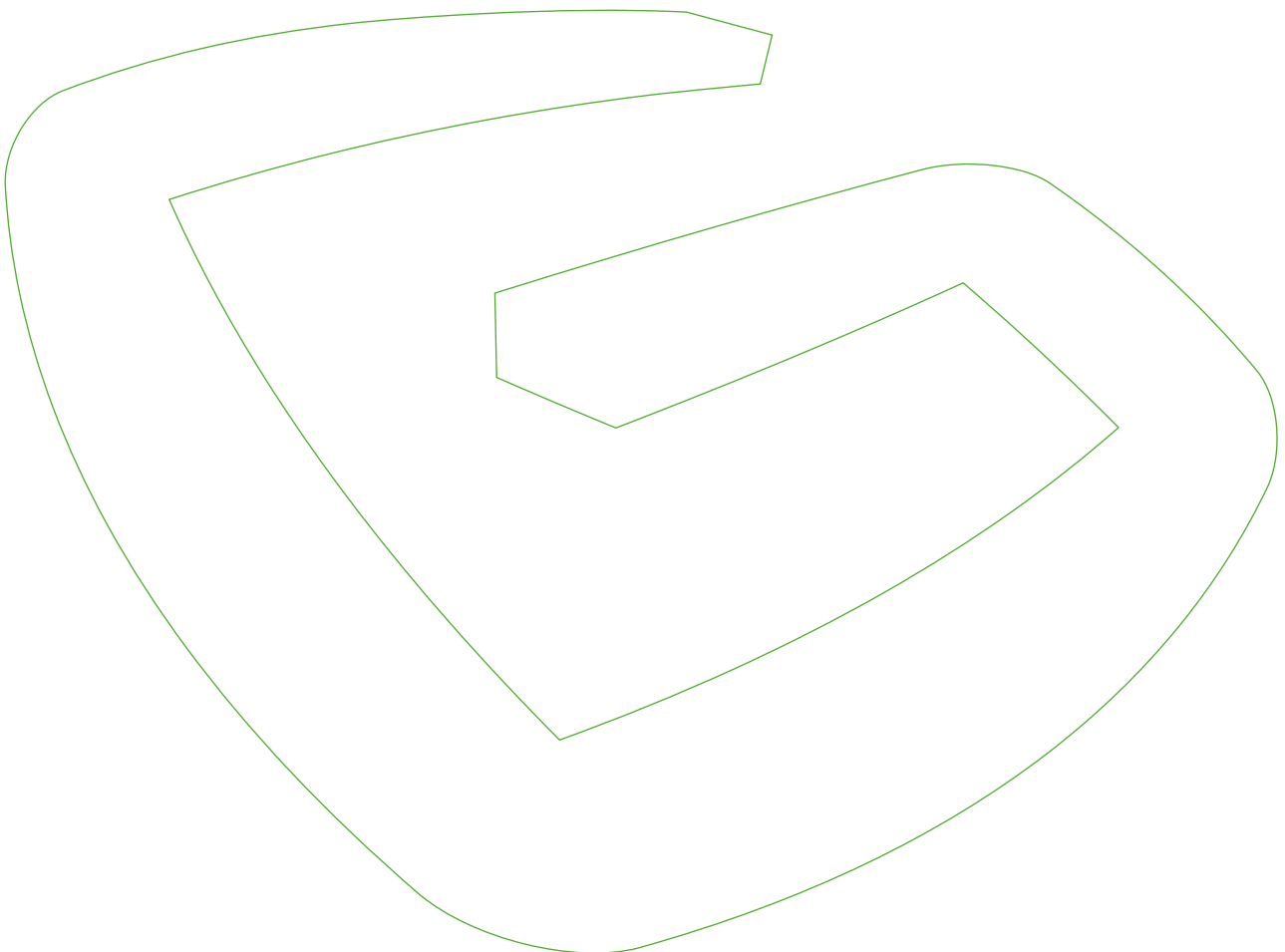
Die Anforderungen der BNetzA aus der Bestätigung des Szenariorahmens werden von den Fernleitungsnetzbetreibern in unterschiedlichen Kapiteln des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 soweit möglich berücksichtigt:

- **Tenor 1** der Bestätigung des Szenariorahmens macht Vorgaben für die Berücksichtigung von Grün gasprojekten:
 - Entsprechend Tenor 1a werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bei der Modellierung der Basisvariante ausschließlich Kapazitäten bestehender Grün gasanlagen für die Einspeisung von Wasserstoff zu berücksichtigen. Diese Vorgabe wurde in der Modellierung (vgl. Kapitel 7) und im Zyklus „2020 – NEP Entwurf“ in der NEP-Gas-Datenbank umgesetzt.
 - Tenor 1b verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber in einer gesonderten Modellierungsvariante (Grün gasvariante) für die Jahre 2025 und 2030 auch die geplanten Grün gasprojekte aus der Marktpartnerabfrage zu berücksichtigen. Hierbei ist für das Jahr 2025 das in Kapitel 10.3 des Szenariorahmens beschriebene Verfahren anzuwenden. Bei der Modellierung für das Jahr 2030 sind Kapazitäten für eine Elektrolyseleistung in Höhe von maximal 2,8 GW_{el} anzusetzen. Diese Vorgabe wurde in der Modellierung umgesetzt (vgl. Kapitel 8).
 - Entsprechend Tenor 1c werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in der Grün gasvariante den aus Grün gasprojekten resultierenden Kapazitäts- und Ausbaubedarf sowie die möglicherweise erforderliche Ertüchtigung oder Umwidmung von bestehender Gasinfrastruktur zu ermitteln und dabei eine möglichst genaue Zuordnung der vorgeschlagenen Infrastrukturmaßnahmen zu den berücksichtigten Projekten vorzunehmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben das Vorgehen bei der Modellierung nachvollziehbar und transparent darzulegen. Zudem haben die Fernleitungsnetzbetreiber darzulegen und zu begründen, welche Kapazitätsprodukte für die Grün gasprojekte zugrunde gelegt wurden. Diese Vorgabe wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern umgesetzt (vgl. Kapitel 8 und 10, Zyklus „2020 – NEP Entwurf“ in der NEP-Gas-Datenbank).
 - Tenor 1d verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, verbindliche Kriterien für die Berücksichtigung und Aufnahme von Grün gas- und vergleichbaren Projekten in zukünftige Netzentwicklungsplanprozesse zu entwickeln und diese mit dem Markt zu konsultieren. Die Kriterien sind im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans zu entwickeln und im Konsultationsdokument darzustellen und zu erläutern. Soweit über konkrete Grün gasprojekte hinausgehende Prognosen bzw. Quellen zur Erzeugung oder der Import von Wasserstoff berücksichtigt werden sollen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber auch hierfür einen methodischen Ansatz zu entwickeln und im Konsultationsdokument darzustellen. Diese Vorgabe wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern umgesetzt (vgl. Kapitel 10).
- In **Tenor 2** bestätigt die BNetzA das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehen, bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 in Bezug auf den Kapazitätsansatz am Grenzübergangspunkt Wallbach (Exit) eine technisch verfügbare Kapazität in Höhe von insgesamt 16,2 GWh/h ab 2026 in der Modellierung zugrunde zu legen und verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, den daraus resultierenden Netzausbau zu ermitteln. Diese Vorgabe wurde in der Modellierung umgesetzt (vgl. Kapitel 7, Zyklus „2020 – NEP Entwurf“ in der NEP-Gas-Datenbank).
- In **Tenor 3** bestätigt die BNetzA das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehen, zusätzlich zu den im Datenbankzyklus „2020 – SR“ an den Grenzübergangspunkten Greifswald und Lubmin II (Entry) anteilig und Bunde/Oude Statenzijl (H, Exit) enthaltenen Bestandskapazitäten dynamisch zuordenbare Kapazitäten in Höhe von je 12 GWh/h für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 an diesen Punkten zu berücksichtigen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden diesbezüglich verpflichtet, im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 folgende Vorgaben zu erfüllen:
 - Entsprechend Tenor 3a haben die Fernleitungsnetzbetreiber den resultierenden Netzausbau zu ermitteln und eine genaue Zuordnung dieser Maßnahmen zu diesem Kapazitätsansatz vorzunehmen. Diese Vorgabe wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern umgesetzt (vgl. Kapitel 3.2.7 und 7, Zyklus „2020 – NEP Entwurf“ in der NEP-Gas-Datenbank).

- Entsprechend Tenor 3b haben die Fernleitungsnetzbetreiber transparent und für Dritte ohne weitere Informationen nachvollziehbar zu begründen, weshalb die Kapazitätserhöhung an den genannten Grenzübergangspunkten und die daraus resultierenden Ausbaumaßnahmen gegenüber anderen Lösungsmöglichkeiten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der relevanten Region (Nordwesteuropa) vorzugswürdig sind. Diese Vorgabe wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern umgesetzt (vgl. Kapitel 3.2.7).
- **Tenor 4** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber in Bezug auf den Kapazitätsansatz an den Anschlusspunkten zu neuen Gaskraftwerken im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 die folgenden Vorgaben umzusetzen:
 - Entsprechend Tenor 4a müssen die Fernleitungsnetzbetreiber auch das Kraftwerk Staudinger im Clusteransatz berücksichtigen. Das Kraftwerk Staudinger ist zusammen mit dem bereits berücksichtigten Kraftwerk Biblis dem Cluster 1 zuzuordnen. Im Cluster 1 ist die angesetzte elektrische Leistung auf 0,3 GW_{el} zu deckeln. In der gesamtdeutschen H-Gas-Bilanz sind in Summe 0,9 GW_{el} für besondere netztechnische Betriebsmittel zu berücksichtigen. Diese Vorgabe wurde in der Modellierung umgesetzt (vgl. Kapitel 3.2.2).
 - Gemäß Tenor 4b werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, den aus Gaskraftwerksneuplanungen resultierenden Netzausbau zu ermitteln, gesondert auszuweisen und eine möglichst genaue Zuordnung der vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen zu den berücksichtigten Gaskraftwerksneuplanungen vorzunehmen. Diese Vorgabe wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern umgesetzt (vgl. Kapitel 7.1.3, Zyklus „2020 – NEP Entwurf“ in der NEP-Gas-Datenbank).
- **Tenor 5** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber in Bezug auf die Betrachtung der im Szenariorahmen enthaltenen Anfragen möglicher LNG-Anlagen im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 die folgenden Vorgaben umzusetzen:
 - In Tenor 5a bestätigt die BNetzA das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehen, die vier im Szenariorahmen enthaltenen Anfragen möglicher LNG-Anlagen planerisch konkurrierend in der Modellierung anzusetzen. Sie haben hierbei das Verlagerungspotenzial auszunutzen, die Konkurrenzonen und die enthaltenen, zu den jeweiligen LNG-Einspeisepunkten in Konkurrenz stehenden Grenzübergangs- und Speicheranschlusspunkte, auszuweisen und im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 transparent darzustellen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den aus dieser Betrachtung resultierenden Netzausbau so konkret wie möglich den jeweiligen Konkurrenzonen bzw. den LNG-Projekten zuzuordnen. Diese Vorgabe wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern umgesetzt (vgl. Kapitel 3.2.6 und 7.1.4, Zyklus „2020 – NEP Entwurf“ in der NEP-Gas-Datenbank).
 - Tenor 5b verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber indikativ abzuschätzen, welche Ausbaurkosten eine Betrachtung der vorliegenden vier Anfragen mit DZK als Planungsprämisse bedeuten würde. Zu diesem Punkt haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Kapitel 3.2.6 Stellung bezogen.
- Gemäß **Tenor 6** haben die Fernleitungsnetzbetreiber das von ihnen entwickelte Marktgebietsmodell NewCap bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 zu berücksichtigen. Die Kapazitäten des Datenbankzyklus „2020 – SR“ werden als Planungskapazitäten unterstellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben außerdem die folgenden Vorgaben zu erfüllen:
 - Gemäß Tenor 6a haben die Fernleitungsnetzbetreiber detailliert zu erläutern, welche Annahmen den im Modell betrachteten Lastsituationen zugrunde liegen. Sie haben ferner zu ermitteln und zu begründen, ob und weshalb zur Behebung der in den betrachteten Lastszenarien auftretenden Engpässe der Einsatz marktbasierter Instrumente (Wheeling, Drittnetznutzung und börsenbasiertes Spreadprodukt) gegenüber dem Ausbau des Netzes vorzugswürdig ist. Die diesbezüglichen Annahmen und Bewertungskriterien sind transparent darzulegen, so dass sie für Dritte ohne weitere Informationen nachvollziehbar sind. Diese Vorgabe wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern umgesetzt (vgl. Kapitel 3.4 und 7.1.6).
 - Tenor 6b verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, sofern die Prüfung ergibt, dass ein Netzausbau gegenüber dem Einsatz von marktbasierter Instrumenten netztechnisch effizienter und preisgünstiger und insoweit vorzugswürdig ist, um die betrachtete Transportaufgabe zu lösen, die zur Engpassbehebung erforderlichen Ausbaumaßnahmen zu ermitteln und mit ihren technischen Charakteristika, den möglichen Inbetriebnahmedaten, den voraussichtlichen Investitionskosten sowie ihren Auswirkungen auf andere Netzbereiche darzustellen. Diese Vorgabe wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern umgesetzt (vgl. Kapitel 3.4 und 7.1.6).

- **Tenor 7** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber die Auslegungsvariante für Baden-Württemberg zusätzlich zur Basisvariante für das Betrachtungsjahr 2030 zu berechnen. In dieser Variante haben die Fernleitungsnetzbetreiber einen Kapazitätsbedarf in Höhe von 35,6 GWh/h im Netz der terranets bw anzusetzen. Die aus dieser Betrachtung resultierenden Ausbaumaßnahmen im Netz der terranets bw sind zu ermitteln und die zugehörigen technischen Charakteristika, die erforderlichen Investitionskosten und mögliche Inbetriebnahmedaten auszuweisen. Weiterhin sind mögliche Auswirkungen, bspw. hinsichtlich ihrer technischen Dimensionierung, auf andere intendierte Projekte im Netzgebiet der terranets bw darzustellen. Zusätzlich sind die Auswirkungen auf andere, insbesondere strömungsmechanisch vorgelagerte Netzgebiete, die resultierenden Ausbaumaßnahmen in diesen Netzen und zugehörige Investitionskosten indikativ abzuschätzen und darzustellen. Diese Vorgabe wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern umgesetzt (vgl. Kapitel 7.2).
- **Tenor 8** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 für die Bedarfe der Industriekunden im Netz der terranets bw einen aggregierten Wert in Höhe von 186 MWh/h zu berücksichtigen. Diese Vorgabe wurde in der Modellierung (vgl. Kapitel 7) und im Zyklus „2020 – NEP Entwurf“ in der NEP-Gas-Datenbank umgesetzt.
- Gemäß **Tenor 9** werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, der BNetzA spätestens zur Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 detaillierte Informationen zu dem im Plan 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. Diese Vorgabe wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern in Form einer Datenlieferung an die BNetzA umgesetzt.
- **Tenor 10** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, den im NEP-Gas-Datenbankzyklus „2020 – SR“ enthaltenen Wert der technisch verfügbaren und der frei zuordenbaren Kapazität am Grenzübergangspunkt Eynatten, konkret ID 541, anzupassen und bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 einen Wert in Höhe von 5.395 MWh/h zu berücksichtigen. Diese Vorgabe wurde in der Modellierung (vgl. Kapitel 7) und im Zyklus „2020 – NEP Entwurf“ der NEP-Gas-Datenbank umgesetzt.

Modellierung der Fernleitungsnetze 3



3 Modellierung der Fernleitungsnetze

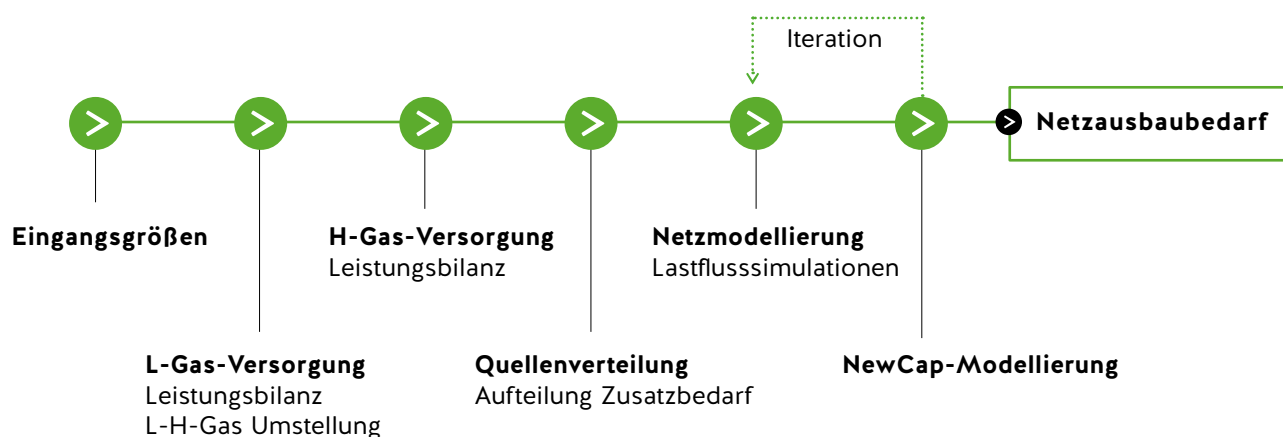
Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen gemeinsam entwickelte Methodik zur deutschlandweiten Modellierung der Fernleitungsnetze im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 weiterentwickelt. Die Grundlage der Modellierungen ist der von der BNetzA am 05. Dezember 2019 bestätigte Szenariorahmen.

3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise und Eingangsgrößen für die Netzmodellierung

Die grundsätzliche Vorgehensweise der Netzmodellierung ist in Abbildung 3 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 anschließend die Netzmodellierung der Fernleitungsnetzbetreiber. Nach mehreren Iterationsschritten werden abschließende Ergebnisse erzielt, die dann zur Feststellung des Netzausbaubedarfs in den einzelnen Modellierungsvarianten führen.

Im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 erfolgen erstmals zusätzliche Iterationsschritte mit dem NewCap-Modell, um die Auswirkungen der Marktgebietszusammenlegung und den daraus resultierenden Ausbaubedarf zu ermitteln und zu verifizieren. Das geplante Vorgehen dazu ist im Kapitel 3.4 beschrieben.

Abbildung 3: Grundsätzliches Vorgehen der Netzmodellierung

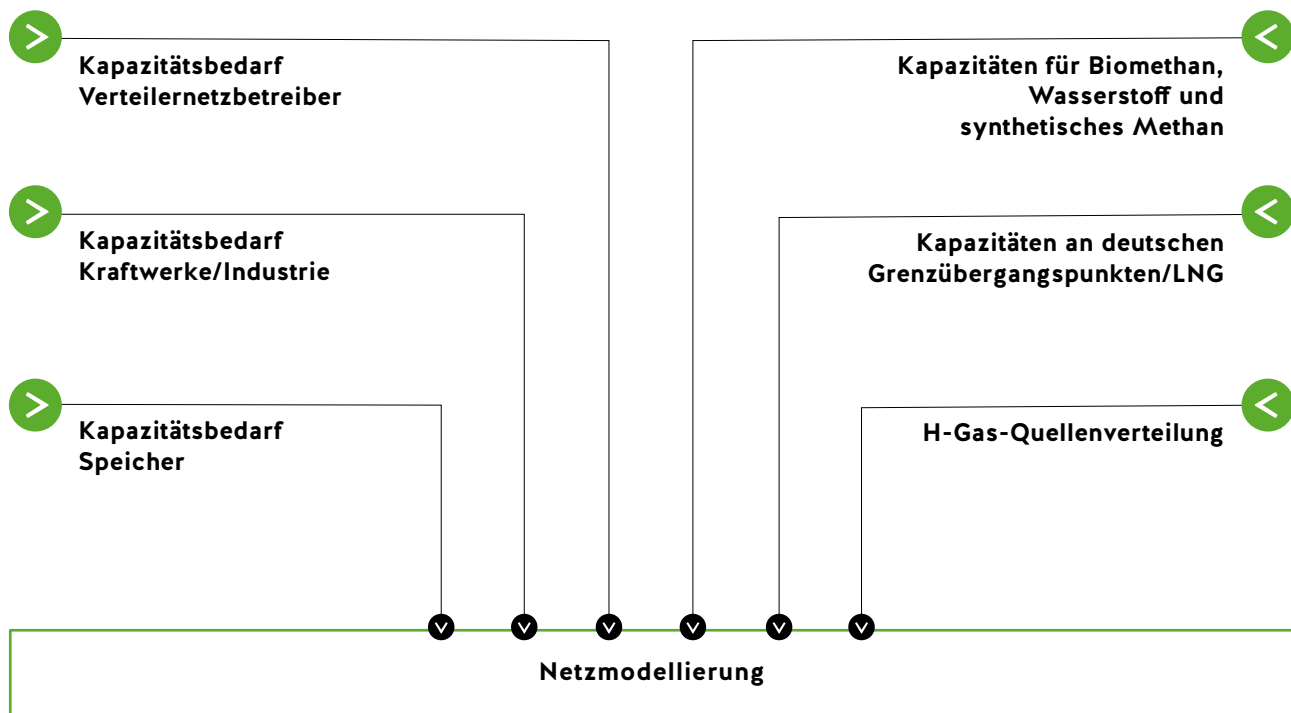


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Zur Ermittlung der Netzausbaumaßnahmen für den Bedarf der Jahre 2025 und 2030 werden die Kapazitätsbedarfe vom 31. Dezember 2025 bzw. vom 31. Dezember 2030 zugrunde gelegt. Diese sind im vorliegenden Dokument als die Gaswirtschaftsjahre 2025/2026 bzw. 2030/2031 ausgewiesen.

Die Eingangsgrößen für die Netzmodellierung umfassen Basisdaten, die aus unterschiedlichen Datenquellen nach gegebenenfalls notwendigen Anpassungen bzw. Aktualisierungen als Input für die Netzmodellierung dienen. Abbildung 4 zeigt alle wichtigen Eingangsgrößen für die Netzmodellierung.

Abbildung 4: Eingangsgrößen für die Netzmodellierung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Eingangsgrößen der Netzmodellierung finden sich in der **NEP-Gas-Datenbank** im Zyklus „2020 – NEP Entwurf“.

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 wird der folgende Modellierungsansatz verwendet:

- Startwert: Angefragte interne Bestellung der Verteilernetzbetreiber für das Jahr 2020.
- Zeitraum 2021–2025: Plausibilisierte Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber gemäß § 16 Abs. 1 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen [BDEW/GEODE/VKU 2019].
- Zeitraum 2026–2030: Konstante Fortschreibung der Werte der plausibilisierten Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber ab dem Jahr 2026.

Abweichend dazu berücksichtigt die Auslegungsvariante für Baden-Württemberg auch im Zeitraum 2026–2030 die plausibilisierte Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber in Baden-Württemberg sowie einen Ausgleich für wegfallende Speicherleistung.

3.2.2 Gaskraftwerke

Bei der Modellierung der Gaskraftwerke ist grundsätzlich zwischen Gaskraftwerken zu unterscheiden, 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 9 und der Abbildung 5 dargestellt.

Entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens haben die Fernleitungsnetzbetreiber systemrelevant eingestufte Gaskraftwerke in allen Modellierungsvarianten für die Jahre 2025 und 2030 modelliert. Das jeweils angesetzte Kapazitätsprodukt ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Tabelle 9: Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz

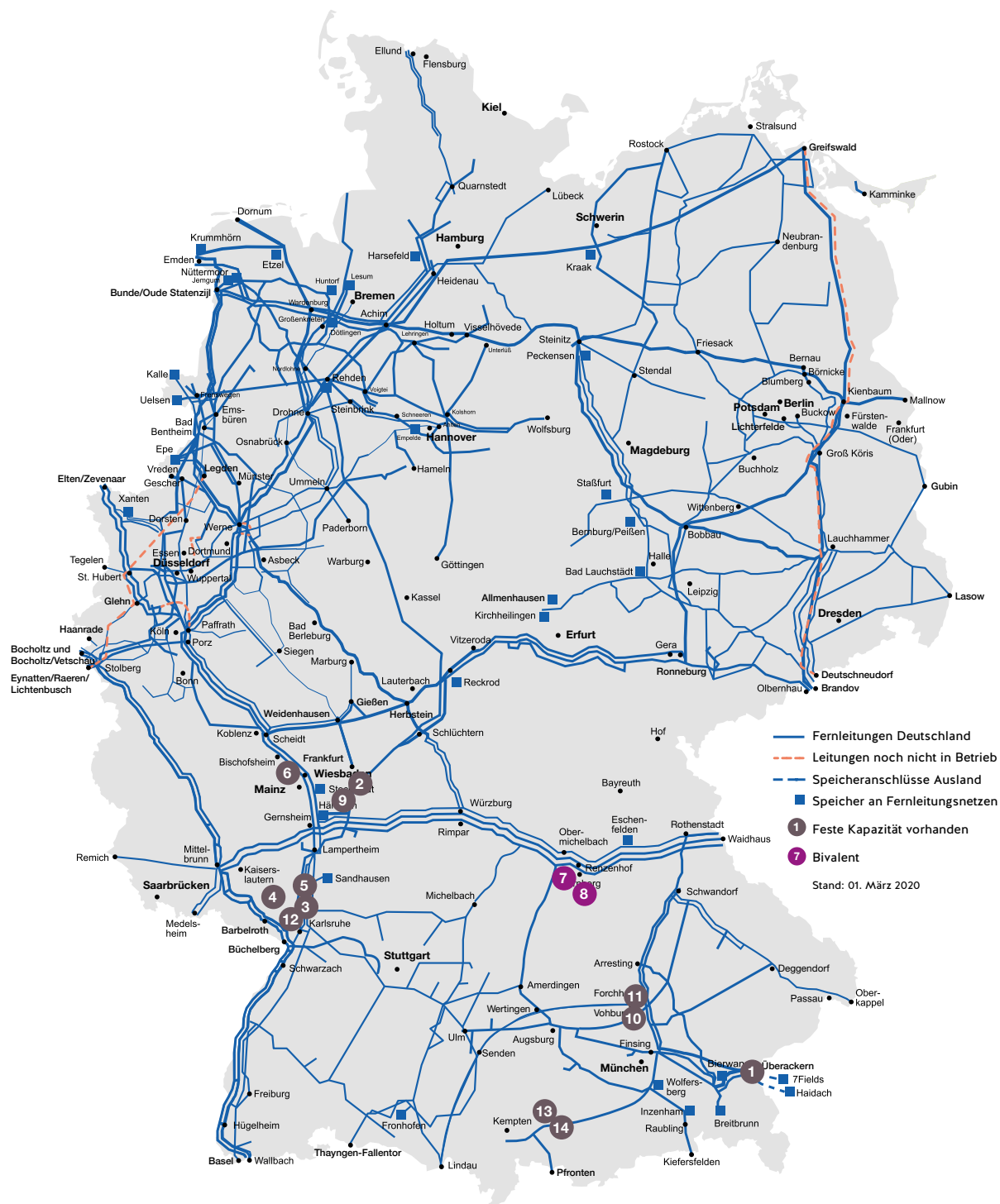
Nr.	Kraftwerksnummer	Kraftwerksname	Eingeplante Ausspeisekapazität in MWh/h	Fernleitungsnetzbetreiber	Zuordnungspunkt	2025	2030
1	BNA0172	Dampfkraftwerk BGH – O1	710	bayernets	–	BZK	BZK
2	BNA0374	Staudinger 4	1.914	OGE	–	FZK	FZK
3	BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk, Karlsruhe	740	OGE	Wallbach	fDZK	fDZK
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 11, Nürnberg	0**	OGE	–	–	–
8	BNA0745	Franken 12, 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, Inzenham-West USP, Wolfersberg/USP	fDZK	fDZK
14	BNA1248b	HKW 3 UPM Schongau	150	bayernets	–	FZK	FZK
			60	bayernets	Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn, Inzenham-West USP, Wolfersberg/USP	fDZK	fDZK

* keine Veröffentlichung aufgrund Geschäftsgeheimnissen Dritter

** bivalente Feuerung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an Kraftwerksliste und Bescheide zu systemrelevanten Gaskraftwerken der BNetzA, BNetzA 2019c, BNetzA 2019d

Abbildung 5: Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Neubaugaskraftwerke

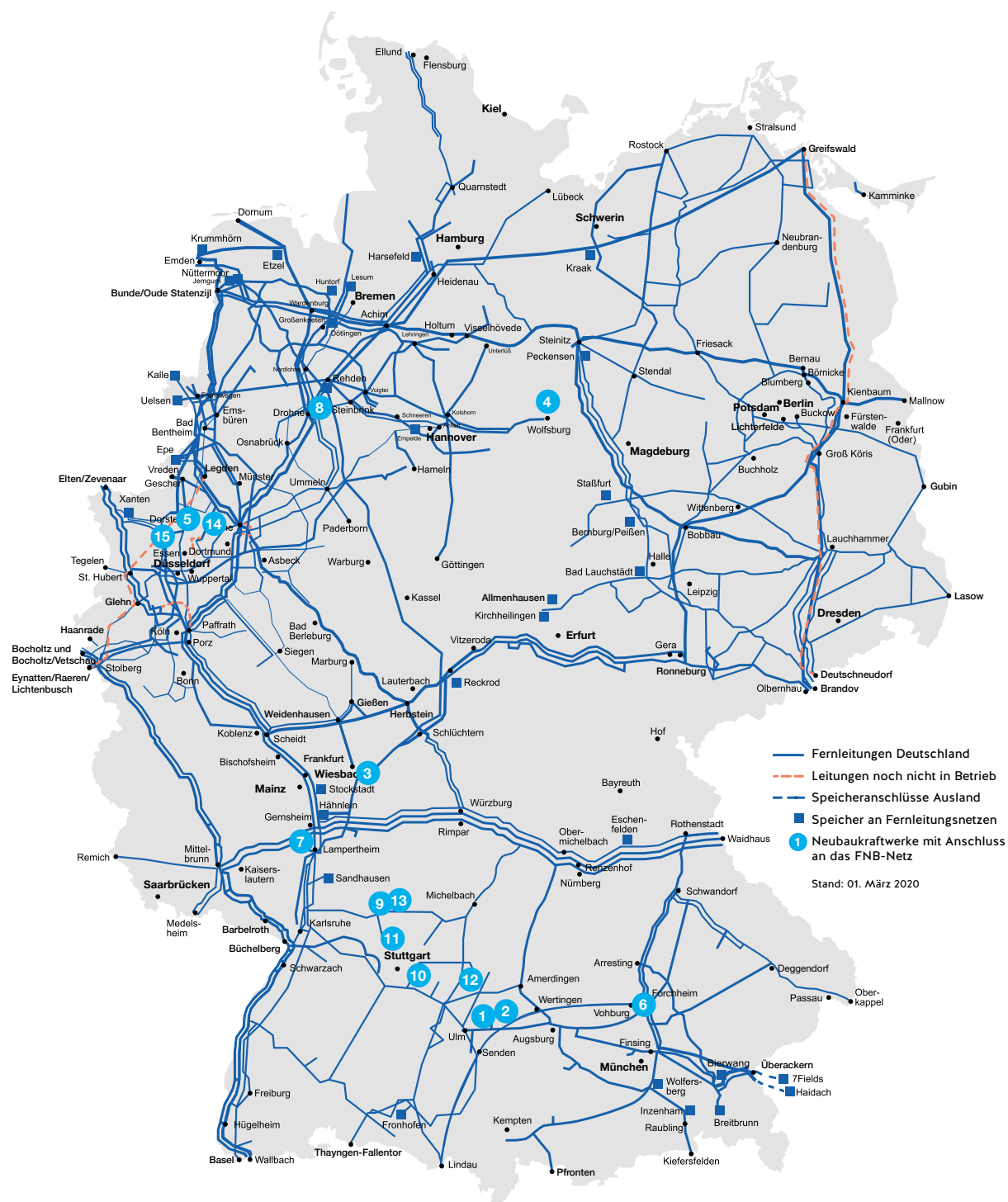
Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die in der Tabelle 10 sowie der Abbildung 6 dargestellten neuen Gaskraftwerke entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens in allen Modellierungsvarianten berücksichtigt. Die für neue Gaskraftwerke erforderlichen Zuordnungspunkte wurden im Rahmen der Modellierung überprüft bzw. ermittelt und sind ebenfalls der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Tabelle 10: Neubaugaskraftwerke

Nr.	Fernleitungsnetzbetreiber	Projektname	Gasart (H-Gas/ L-Gas)	Gasanschlusskapazität (MW)	Status	Zuordnungspunkt	Modellierungsjahre	
							2025	2030
1	bayernets	GuD Leipheim I	H-Gas	1.900	§ 39 GasNZV	Überackern 2, Überackern/ABG	x	x
2	bayernets	GuD Gundremmingen I	H-Gas	1.500	§ 39 GasNZV	Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	x	x
3	GASCADE	Kraftwerk Staudinger	H-Gas	1.000	§ 38 GasNZV	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüstermoor, Bobbau	x	x
4	GUD	GHKW VW2	H-Gas	920	§ 39 GasNZV	Ellund, Greifswald, UGS Harsefeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jemgum EWE	x	x
5	OGE	Kraftwerk Scholven	H-Gas / L-Gas	167	§ 38 GasNZV	Speicher Epe H	x	x
5	OGE	Kraftwerk Scholven	H-Gas / L-Gas	168	§ 38 GasNZV	Speicher Epe H	x	x
5	OGE	Kraftwerk Scholven	H-Gas / L-Gas	40	§ 38 GasNZV	Speicher Epe H	x	x
6	OGE	Kraftwerk Irsching	H-Gas	1.000	§ 38 GasNZV	Speicher Bierwang, Speicher Breitbrunn, Haiming 2 7F	x	x
7	OGE	Kraftwerk Biblis	H-Gas	973	§ 38 GasNZV	Dornum	x	x
8	OGE	Kraftwerk Heyden	L-Gas	813	§ 38 GasNZV	Eynatten/Raeren	x	x
9	terraneis	Gasturbine Heilbronn	H-Gas	1.200	§ 39 GasNZV	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüstermoor, Bobbau	x	x
10	terraneis	GuD-Anlage Altbach	H-Gas	1.200	§ 39 GasNZV	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüstermoor, Bobbau	x	x
11	terraneis	GuD-Anlage Marbach	H-Gas	800	§ 39 GasNZV	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüstermoor, Bobbau	x	x
12	terraneis	GuD-Anlage Aalen	H-Gas	316	§ 39 GasNZV	Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	x	x
13	terraneis	KWK-Anlage AUDI AG Werk Neckersulm	H-Gas	120	§ 39 GasNZV	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüstermoor, Bobbau	x	x
14	Thyssengas	GuD-Kraftwerk Herne	H-Gas	1.600	§ 39 GasNZV	Epe/Xanten I (UGS-E; Innogy)	x	x
15	Thyssengas	GuD-Kraftwerk Walsum	H-Gas	1.250	§ 38 GasNZV	Epe/Xanten I (UGS-E; Innogy)	x	x

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 6: Neubaugaskraftwerke gemäß Bestätigung des Szenariorahmens mit Anschluss an das Fernleitungsnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Berücksichtigung der angefragten Kapazitäten für besondere netztechnische Betriebsmittel in Süddeutschland

Einige der im Szenariorahmen berücksichtigten neuen Gaskraftwerke befinden sich in Süddeutschland und sind als besondere netztechnische Betriebsmittel geplant. Analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 haben die Fernleitungsnetzbetreiber geprüft, ob Kraftwerksprojekte für besondere netztechnische Betriebsmittel in Konkurrenz zueinander stehen. Im Szenariorahmen haben die Fernleitungsnetzbetreiber beschrieben, dass sie bei Eintritt eines solchen Szenarios einen Clusteransatz für besondere netztechnische Betriebsmittel in Süddeutschland vorsehen. Die vollständige Berücksichtigung der Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38 und 39 GasNZV würde ansonsten zu einem überdimensionierten und ineffizienten Netzausbau führen.

Im Bericht der BNetzA zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß § 13 k EnWG vom 31. Mai 2017 wird ein Bedarf für einen Neubau an Netzstabilitätsanlagen in Höhe von 1,2 GW_{el} ausgewiesen [BNetzA 2017]. Daraufhin haben die Übertragungsnetzbetreiber TenneT, Amprion und TransnetBW ab Ende Juni 2018 besondere netztechnische Betriebsmittel in einem Umfang von insgesamt 1,2 GW_{el} technologieoffen ausgeschrieben. Die Ausschreibung erstreckte sich über vier Regionen in Süddeutschland. Folgende Ergebnisse haben sich bisher aus den durchgeführten Ausschreibungen ergeben:

- „Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT hat den Zuschlag für die Errichtung und den Betrieb eines sogenannten besonderen netztechnischen Betriebsmittels an das Energieunternehmen Uniper erteilt. Uniper wird daher am Standort Irsching ein Gaskraftwerk mit einer Kapazität von 300 Megawatt errichten und betreiben.“ [TenneT 2019]
- Zudem hat der Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW in einer Ausschreibung den Zuschlag an die EnBW für die Errichtung eines Kraftwerks am Standort Marbach erteilt [TransnetBW 2019]. Das Kraftwerk wird jedoch mit Öl betrieben [energate 2019], so dass kein Bedarf nach Kapazitäten zu berücksichtigen ist.
- Die zwei weiteren Ausschreibungen sind momentan noch nicht abgeschlossen [TenneT 2018].

Folgende neu geplante Gaskraftwerke (vgl. Tabelle 10) werden durch die Fernleitungsnetzbetreiber als besondere netztechnische Betriebsmittel auf Basis des bestätigten Szenariorahmens berücksichtigt:

- Kraftwerk Biblis (0,3 GW_{el}),
- Kraftwerk Staudinger (0,3 GW_{el}),
- Kraftwerk Irsching (0,3 GW_{el}) und
- GuD Leipheim I (0,67 GW_{el}).

Für die Clusterung von netztechnischen Betriebsmitteln im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ergibt sich somit das folgende Bild (vgl. Abbildung 7):

Die Clusterung durch die Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt anhand der regionalen netztechnischen Lage der Kraftwerke in Bezug auf die Haupttransportsysteme. Hierbei bilden Kraftwerksprojekte, welche den gleichen Haupttransportsystemen zuzuordnen sind, jeweils ein Cluster. Insgesamt wurden drei Cluster gebildet.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in Summe 1,2 GW_{el} als netztechnisch notwendige Betriebsmittel ausgeschrieben. Durch die Vergabe von zwei Losen – Kraftwerk Irsching (0,3 GW_{el}) und Kraftwerk Marbach (0,3 GW_{el}) – verblieben noch 0,6 GW_{el} für die verbleibenden beiden Ausschreibungen. Diese Leistung verteilt sich auf die Cluster 1 und Cluster 2 (0,3 GW_{el} pro Cluster).

• Cluster 1 – Kraftwerke Biblis und Staudinger

Entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens (Tenor 4a) sind die Kraftwerke Biblis und Staudinger dem Cluster 1 zuzuordnen. Diese stehen in Konkurrenz zueinander. Somit wird bilanziell nur ein Kraftwerk berücksichtigt und die angesetzte elektrische Leistung in Cluster 1 auf 0,3 GW_{el} gedeckelt.

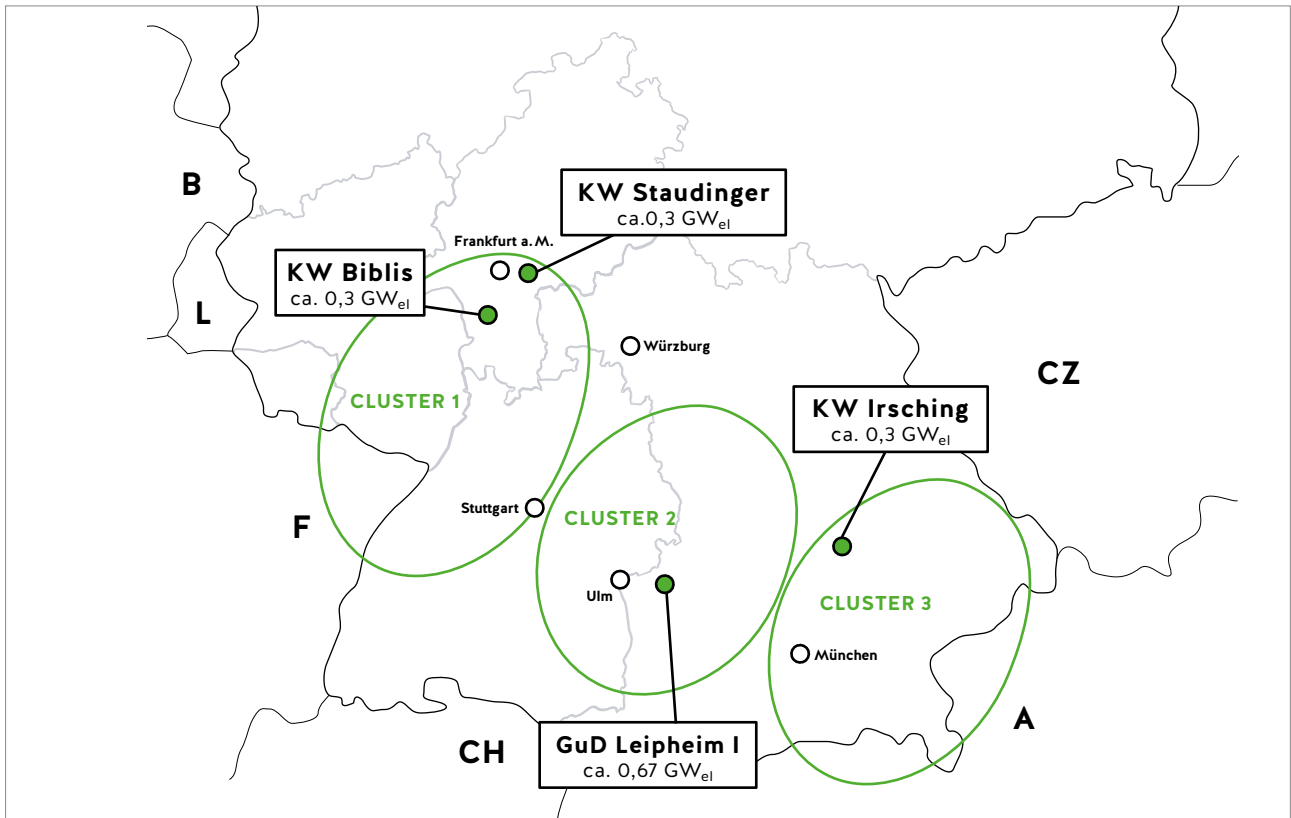
• Cluster 2 – GuD Leipheim

Es liegt im Cluster 2 keine Konkurrenz von neuen Gaskraftwerken für die Ausschreibung besonderer netztechnischer Betriebsmittel vor. Das Kraftwerk GuD Leipheim I (0,67 GW_{el}) wird demzufolge in der Modellierung berücksichtigt.

• Cluster 3 – Kraftwerk Irsching

Es liegt im Cluster 3 keine Konkurrenz von neuen Gaskraftwerken für die Ausschreibung besonderer netztechnischer Betriebsmittel vor. Das Kraftwerk Irsching (0,3 GW_{el}), welches ja auch bereits im Rahmen der Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten hat, wird demzufolge in der Modellierung berücksichtigt.

Abbildung 7: Clusteransatz für besondere netztechnische Betriebsmittel in Süddeutschland



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

○ Cluster ● Kraftwerk ○ Stadt

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 in der Regel die vorliegenden Vertragswerte für die Zukunft konstant fortgeschrieben. Darüber hinaus wurden zum Teil bereits bekannte Veränderungen sowie im Rahmen von Einzelfallprüfungen angefragte Kapazitätserhöhungen berücksichtigt.

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 die in der **NEP-Gas-Datenbank** ausgewiesenen Kapazitäten (vgl. NEP-Gas-Datenbank Zyklus „2020 – NEP Entwurf“) angesetzt. Speicher-Neubauten bzw. -Erweiterungen (vgl. Tabelle 11) wurden mit 100 % fester, temperaturabhängiger Kapazität berücksichtigt.

Tabelle 11: Zusätzliche Speicherprojekte

FNB	Projektname	Gasart (H-Gas/L-Gas)	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

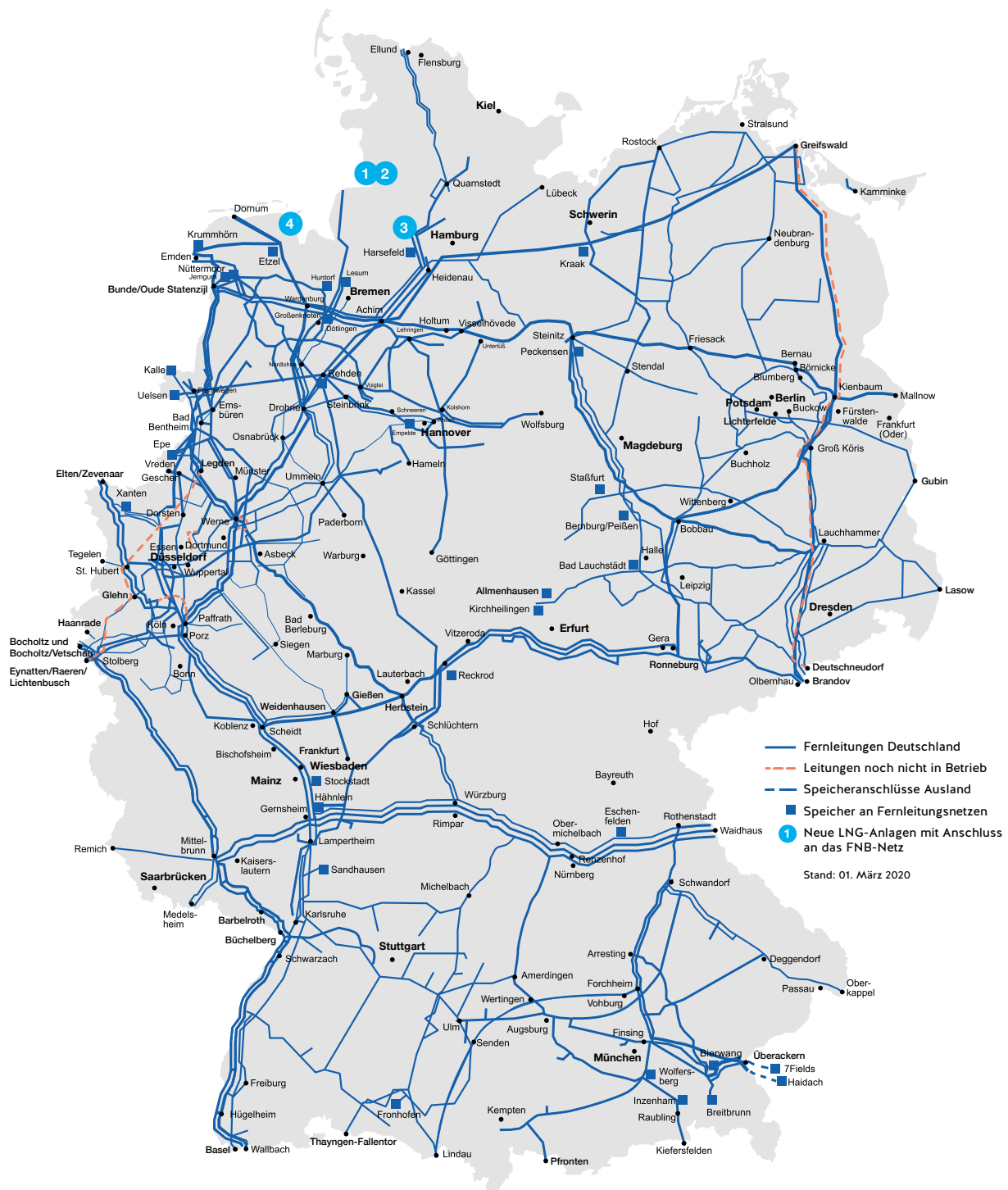
Für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 liegen den Fernleitungsnetzbetreibern Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38 und 39 GasNZV für geplante LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Wilhelmshaven und Stade vor. Diese werden entsprechend dem bestätigten Szenariorahmen in der Modellierung berücksichtigt.

Tabelle 12: In der Modellierung berücksichtigte LNG-Anlagen (Stichtag 01. August 2019)

Nr.	FNB	Projektname	Gasart (H-Gas/L-Gas)	Gasanschlusskapazität (MW)	Status
1	GUD	LNG-Anlage Brunsbüttel	H-Gas	8.700	§ 39 GasNZV
2	GUD	LNG-Anlage Brunsbüttel	H-Gas	1.975	§ 38 GasNZV
3	GUD	LNG-Anlage Stade	H-Gas	9.300	§ 38 GasNZV
4	OGE	LNG-Anlage Wilhelmshaven	H-Gas	12.500	§ 38 GasNZV

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 8: Geplante LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der Kapazitätsbedarf der geplanten LNG-Anlagen wird planerisch konkurrierend zu bestehenden Grenzübergangspunkten und Speicheranschlusspunkten in der Modellierung angesetzt.

Die Kapazitätsreservierungsanfrage nach § 38 GasNZV in Wilhelmshaven im Netz der OGE konnte vollständig durch Verlagerung berücksichtigt werden, wodurch auch die Möglichkeit des Angebots einer konkurrierenden Vermarktung von Leistung an Grenzübergangspunkten besteht. Somit war es möglich, die Kapazitätsreservierungsanfrage nach § 38 GasNZV zu bestätigen.

GUD war es nicht möglich, Einspeisekapazitäten in voller Höhe der angefragten Leistung der LNG-Anlagen Brunsbüttel und Stade zu verlagern. Grund dafür sind äußere Umstände, wie die Möglichkeit zur Verlagerung, die auch aus dem Verhältnis der Höhe der angefragten Leistung in Bezug zur vorhandenen Einspeisekapazität resultiert. Die Kapazitätsreservierungsanfrage nach § 38 GasNZV musste somit abgelehnt werden und ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV wurde geltend gemacht. Aus diesem Kapazitätsausbauanspruch resultieren Maßnahmen zur Darstellung der erforderlichen Leistung im Netz der GUD und darüber hinaus an den Kopplungspunkten zu anderen Fernleitungsnetzbetreibern.

Die Verlagerung erfolgt im OGE-System von den Punkten Dornum, Emden und Oude Statenzijl und im GUD-System von den Punkten Emden, Speicher Jemgum und Oude (H-Gas).

Wie in Abbildung 8 ersichtlich, sind die LNG-Anlagen nicht in unmittelbarer Nähe zur bestehenden Gasinfrastruktur 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 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)**

Zum Anschluss der geplanten LNG-Anlage in Brunsbüttel ist der Bau einer Leitung von Brunsbüttel bis Hetlingen inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen notwendig. Hier war eine Anpassung der Leitungslänge auf Basis aktueller Erkenntnisse im Rahmen des Projektfortschrittes erforderlich.

- **GDRM-Anlage Hetlingen (ID 502-02b)**

Neubau einer GDRM-Station zur Überspeisung zwischen der neuen Leitung Brunsbüttel-Hetlingen in das bestehende GUD-System. Im Projektsteckbrief der **NEP-Gas-Datenbank** wurden Parameter ergänzt.

- **Leitung Stade-Elbe Süd (ID 640-01)**

Zum Anschluss der geplanten LNG-Anlage in Stade ist der Bau einer Leitung von Stade bis Elbe Süd inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen notwendig.

- **GDRM-Anlage Elbe Süd (ID 641-01)**

Neubau einer GDRM-Anlage zur Überspeisung zwischen der neuen Leitung Stade-Elbe Süd in das bestehende GUD-System.

- **WAL (ID 606-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Leitung soll zwischen Wilhelmshaven und Friedeburg Etzel zur Anbindung der LNG-Anlage in Wilhelmshaven errichtet werden.

- **GDRM-Anlage Wilhelmshaven und Verbindungsleitung (ID 607-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer neuen Gasdruckmess-Anlage zur Verbindung der Leitung WAL mit der LNG-Anlage in Wilhelmshaven.

- **GDRM-Anlage Friedeburg-Etzel und Verbindungsleitung (ID 608-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer neuen Gasdruckregel-Anlage zur Verbindung der Leitung WAL mit der Leitung Dornum-Wardenburg.

Die angefragte Leistung der LNG-Anlagen wurde in der Modellierung entsprechend den Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38 und 39 GasNZV als frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) angesetzt. Dies ist nach Auffassung der Fernleitungsnetzbetreiber ein Beitrag zur Versorgungssicherheit und dient der Erhöhung der Liquidität der Märkte durch eine Diversifizierung der Aufkommensquellen.

DZK-Zuordnung für LNG-Anlagen

Für die Berücksichtigung der angefragten Leistung als dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK), gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens, wäre eine geeignete und sinnvolle Zuordnung vorzunehmen. Die Zuordnung kann an eine Vielzahl von Ausspeisepunkten bzw. Gruppen von Ausspeisepunkten vorgenommen werden. Eine Zuordnung durch die Fernleitungsnetzbetreiber wäre willkürlich und somit nicht bedarfsgerecht und diskriminierungsfrei.

Die Fernleitungsnetzbetreiber kommen der BNetzA-Anforderung aus der Bestätigung des Szenariorahmens dennoch nach und betrachten im Folgenden das Thema DZK-Zuordnung für LNG-Anlagen.

Veränderte Rahmenbedingungen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028

Die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 basierte auf den vorhandenen Kapazitätsmodellen der beiden Marktgebiete GASPOOL und NCG. Die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 betrachtet demgegenüber das deutlich größere neue Marktgebiet THE. Zudem wurden die regulatorischen Rahmenbedingungen des § 39 GasNZV zu Gunsten der LNG-Anlagenbetreiber novelliert und deren Bedeutung für die Versorgungssicherheit und Liquidität des gesamtdeutschen Marktes herausgestellt.

Die Zuordnung der Einspeisekapazität der LNG-Anlage Brunsbüttel in Höhe von 8,7 GWh/h erfolgte im Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 im Rahmen der damaligen Marktsituation für LNG als DZK mit Zuordnungsaufgabe auf alle Ausspeisepunkte im Netz der GUD.

Für die LNG-Anlagen am Netz der GUD ist im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 eine Einspeiseleistung in Höhe von nunmehr 19,975 GWh/h zu berücksichtigen. Die Einspeiseleistung der LNG-Anlagen im Netz der GUD hat sich somit im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 mehr als verdoppelt.

LNG-Anlage Wilhelmshaven

Eine DZK-Betrachtung für die LNG-Anlage in Wilhelmshaven wird nicht vorgenommen, da die Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV bestätigt wurde und diese somit planerisch konkurrierend ohne Netzausbau darstellbar ist. Eine Betrachtung als DZK kann somit zu keiner kosteneffizienteren Lösung führen.

LNG-Anlagen Brunsbüttel und Stade

Würde für die LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade in Summe eine Einspeiseleistung von 19,975 GWh/h als DZK in der H-Gas-Bilanz und in der Netzrechnung betrachtet werden, ergäbe sich gegenüber der Betrachtung der Basisvariante bei GUD eine zusätzliche Einspeiseleistung von rund 10 GWh/h. Die Einspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten und Speichern von GUD würden dabei voll angesetzt.

Dies würde dazu führen, dass entweder rund 10 GWh/h zusätzliche Ausspeiseleistung an Grenzübergangspunkten als DZK oder eine entsprechend höhere Überspeisung zwischen GASPOOL und NCG betrachtet werden müsste, da GASPOOL heute schon überspeist ist und somit kein Bedarf an zusätzlicher Einspeiseleistung besteht. Ebenso wäre eine DZK-Zuordnung zu Speichern theoretisch denkbar.

Betrachtung von Grenzübergangspunkten für eine DZK-Zuordnung

Eine DZK-Zuordnung zu Grenzübergangspunkten könnte zu folgenden Nachbarländern vorgenommen werden:

- Grenzübergangspunkte zu den Niederlanden, Belgien, der Schweiz und Frankreich
- Grenzübergangspunkte nach Polen
- Grenzübergangspunkt nach Dänemark
- Grenzübergangspunkte zur Tschechischen Republik und nach Österreich

Die Länder Niederlande, Belgien, Schweiz, Frankreich und Polen werden bereits über bestehende LNG-Anlagen versorgt. Eine weitere zusätzliche direkte Verbindung von deutschen LNG-Anlagen zu den Grenzübergangspunkten der Länder wäre nicht effizient, da die Bedarfe dieser Länder über die bereits bestehenden LNG-Anlagen gedeckt werden könnten. Deshalb ist eine DZK-Zuordnung zu diesen Grenzübergangspunkten nicht sinnvoll.

Dänemark bezieht Gas aus Norwegen. Darüber hinaus soll die Leitung „Baltic Pipe“ zusätzliches Gas in Richtung Dänemark und Polen liefern. Zudem ist der Absatz in Dänemark zu gering, um rund 10 GWh/h aufnehmen zu können. Deshalb ist eine DZK-Zuordnung nicht sinnvoll.

Die Tschechische Republik und indirekt Österreich sind durch die OPAL und EUGAL an alternative leistungsfähige Transportrouten angebunden. Darüber hinaus sind diese Länder über bestehende Infrastrukturen aus Osteuropa vernetzt. Ein Ausbau von den norddeutschen LNG-Anlagen zur Darstellung einer DZK für die Tschechische Republik und Österreich würde aufgrund der langen Transportdistanzen einem FZK-Ausbau gleichkommen. Deshalb ist eine DZK-Zuordnung nicht sinnvoll.

Regionale Betrachtung einer DZK-Zuordnung

Eine DZK-Zuordnung zu GUD oder GASPOOL würde in Verbindung mit den Einspeisungen an Grenzübergangspunkten zu einer noch größeren Überdeckung in diesem Netzgebiet führen. Eine Überspeisung in Richtung NCG käme aufgrund der langen Transportdistanzen einem FZK-Ausbau gleich. Deshalb ist eine DZK-Zuordnung nicht sinnvoll.

Betrachtung von Speichern für eine DZK-Zuordnung

Die Fernleitungsnetzbetreiber unterstellen, dass die Speicher im Winter überwiegend ausspeichern und damit in diesen Fällen für eine DZK-Zuordnung zu Speichern nicht zur Verfügung stehen. Eine DZK-Zuordnung zu Speichern im Norden würde im Sommer in Verbindung mit den Einspeisungen an Grenzübergangspunkten zu einer Überspeisung des nördlichen Netzgebiets führen. Im Süden würde eine DZK-Zuordnung zu Speichern aufgrund der langen Transportdistanzen einem FZK-Ausbau gleichkommen. Deshalb ist eine DZK-Zuordnung nicht sinnvoll.

Fazit zur DZK-Zuordnung für LNG-Anlagen

Aus den oben genannten Gründen ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ein DZK-Ansatz für LNG-Anlagen nicht sinnvoll und würde zu höheren Investitionen als beim planerisch konkurrierenden Ansatz mit FZK führen.

3.2.7 Grenzübergangspunkte und VIP

Die in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 angesetzten Kapazitäten an Grenzübergangspunkten und virtuellen Kopplungspunkten (VIP) sind in der **NEP-Gas-Datenbank** (siehe Zyklus „2020 – NEP Entwurf“) dargestellt.

In der Bestätigung des Szenariorahmens hat die BNetzA den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben, transparent und für Dritte ohne weitere Informationen nachvollziehbar zu begründen, weshalb die Kapazitätserhöhung an den Grenzübergangspunkten Greifswald und Lubmin II (Entry) anteilig und Bunde/Oude Statenzijl (H, Exit) und die daraus resultierenden Ausbaumaßnahmen gegenüber anderen Lösungsmöglichkeiten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der relevanten Region (Nordwesteuropa) vorzugswürdig sind.

Die Bereitstellung der zusätzlich benötigten Kapazität von 12 GW zur Versorgungssicherheit der Niederlande im Sinne der Verordnung (EU) 2017/1938 kann nach einer den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Auswertung der Szenarien des im Mai 2020 erscheinenden Investitionsplans von GTS nicht in geeigneter Höhe und mit der benötigten Zuverlässigkeit aus Norden, Westen oder Süden gewährleistet werden. Diese Erkenntnisse beruhen auf neuen Berechnungen von GTS mit Hilfe von ENTSG auf Basis der TYNDP-Modellierungen, die aktuelle Erkenntnisse der Entwicklung der niederländischen Gasinfrastruktur einbeziehen.

Auf Grundlage der mit Hilfe von ENTSG durchgeführten Berechnungen sieht GTS, dass die BBL-Pipeline in Spitzenzeiten Gas aus der EU nach Großbritannien liefert. Die britische Produktion und die Leistungen der LNG-Anlagen reichen nicht aus, um die inländische Nachfrage im Winter zu decken. Unter diesen Rahmenbedingungen kann nicht erwartet werden, dass in einer Hochlastsituation Gas aus der BBL in die Richtung der Niederlande fließt.

Aus südlicher Richtung fließt nur in den Sommermonaten Gas aus Belgien in Richtung der Niederlande. Dieses stammt aus LNG-Anlagen oder der britischen Produktion und dient der Befüllung der niederländischen Speicher. In den Wintermonaten erwartet GTS kaum Importe aus Belgien, da der belgische Markt selbst stark von Importen abhängig ist. Die Szenarien des niederländischen Investitionsplans 2020 zeigen bis zum Jahr 2030 einen höheren Bedarf an flexibler Einspeisung für Belgien aus Richtung Niederlande.

Eine Erhöhung der niederländischen LNG-Kapazitäten würde im Rahmen technischer Erweiterungen der bereits bestehenden Anlagen nicht ausreichen, um den festgestellten Engpass von 12 GW zu beseitigen. Neben der begrenzten Kapazität der Gate-LNG-Anlagen wird die LNG-Versorgung weitgehend vom weltweiten Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage und von den Preisen abhängen und ist daher nicht zuverlässig, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Norwegisches Pipeline-Gas wird zur Grundlastversorgung herangezogen und bietet kein weiteres Erhöhungspotenzial. Bei den Grenzübergangspunkten zwischen Deutschland und den Niederlanden ist eine sehr hohe Auslastung der Kapazitäten in Richtung der Niederlande zu sehen. Dies ist insbesondere notwendig, um ausreichende Gasmengen in die Niederlande zu importieren und nicht um die niederländische Spitzenversorgung zu decken.

Nur der Import von pipeline-gebundenem Gas über Deutschland mit einem hohen Grad an Beschäftigung, kombiniert mit lokalen Speichern zur Deckung des Spitzenbedarfs, kann nach Aussage von GTS zu einer verlässlichen Versorgung der Niederlande in ausreichender Höhe führen.

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.

Dieser Zusatzbedarf wird in Kapitel 6 ermittelt und entsprechend den dort dargestellten Kriterien auf Grenzübergangspunkte aufgeteilt.

3.3 Modellierungsvarianten

Unter Berücksichtigung der Konsultationsstellungnahmen der Marktteilnehmer haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Szenariorahmen verschiedene Modellierungsvarianten vorgeschlagen [FNB Gas 2019a].

Die folgende Tabelle 13 zeigt die gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens zu berücksichtigenden Modellierungsvarianten.

Tabelle 13: Modellierungsvarianten

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.4 Marktgebietszusammenlegung

3.4.1 Hintergrund

Die beiden deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL sind gemäß GasNZV bis spätestens 01. April 2022 zu einem Marktgebiet zusammenzulegen. Die Fernleitungsnetzbetreiber planen die Zusammenlegung zum 01. Oktober 2021.

Entsprechend der Formulierung von § 21 GasNZV ist es das erklärte Ziel, durch die Zusammenlegung der bisherigen Marktgebiete „die Liquidität des Gasmarktes zu erhöhen“. In Erfüllung dieser gesetzlichen Vorgabe ist es somit geboten, die in den beiden getrennten Marktgebieten GASPOOL und NCG vorhandenen Kapazitäten (z. B. Kapazitäten im Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028) in Höhe und Qualität möglichst weitgehend in Kapazitäten in einem deutschlandweiten Marktgebiet zu überführen.

Wie auch die jüngst veröffentlichten Stellungnahmen im Rahmen des Marktdialoges zum Entwurf des Kapazitätsmodells der Fernleitungsnetzbetreiber zeigen, ist für den Markt ein zukünftiges Angebot von Kapazitäten vergleichbar mit dem derzeitigen Kapazitätsniveau von zentraler Bedeutung. Das im bestätigten Szenario-rahmen veröffentlichte Kapazitätsgerüst an den Grenzübergangspunkten und Speichern entspricht daher im Wesentlichen dem des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028. Abweichungen treten durch die neuen LNG-Kapazitäten und die neuen DZK-Kapazitäten zwischen den Grenzübergangspunkten Greifswald/Lubmin II und dem neu geplanten deutsch-niederländischen Grenzübergangspunkt Knock (Zone Oude) auf.

Das Ziel, die bisherigen Kapazitäten sowohl im Umfang als auch in der Qualität nach der Marktgebietszusammenlegung zu erhalten, stellt jedoch eine große Herausforderung dar. Mit der deutlichen Vergrößerung des Marktgebiets wächst die Anzahl der Kombinationsmöglichkeiten von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten auf ein Vielfaches, so dass insbesondere die frei zuordenbaren Kapazitäten eine deutliche Aufwertung erhalten.

Die vorhandenen Austauschleistungen zwischen den aktuell bestehenden Marktgebieten NCG und GASPOOL reichen allein nicht aus, um die freie Zuordenbarkeit des bisherigen Kapazitätsangebots zu gewährleisten. Neben Investitionsmaßnahmen ist auch der Einsatz marktbasierter Instrumente eine Option zum Erhalt des bisherigen Kapazitätsgerüsts.

Nennenswerte bauliche Maßnahmen sind bis zur Umsetzung der Marktgebietszusammenlegung nicht realisierbar. Um das Ziel einer sowohl sicheren als auch kosteneffizienten Energieversorgung zu gewährleisten, sind die Kosten für einen möglichen Netzausbau (unter Berücksichtigung der Abschreibungszeiträume) mit den Kosten für den Einsatz marktbasierter Instrumente zu vergleichen.

Im Rahmen der Marktdialoge traf der vorgeschlagene Einsatz marktbasierter Instrumente auf große Unterstützung. Die Möglichkeit des Einsatzes marktbasierter Instrumente zum Zwecke des Kapazitätserhalts ist auch Teil des Verfahrens BK7-19-037 KAP+ [BNetzA 2019b].

Für weitere Hintergründe zur Marktgebietszusammenlegung wird auf den Szenariorahmen verwiesen [FNB Gas 2019a].

3.4.2 Neues Kapazitätsmodell – NewCap

Basierend auf den existierenden netztechnischen Gegebenheiten verwenden die jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber in den beiden heutigen Marktgebieten aktuell unterschiedliche Ansätze zur Ermittlung der verfügbaren Kapazitäten. Diese unterschiedlichen Ansätze müssen mit der Zusammenführung der beiden deutschen Marktgebiete harmonisiert werden.

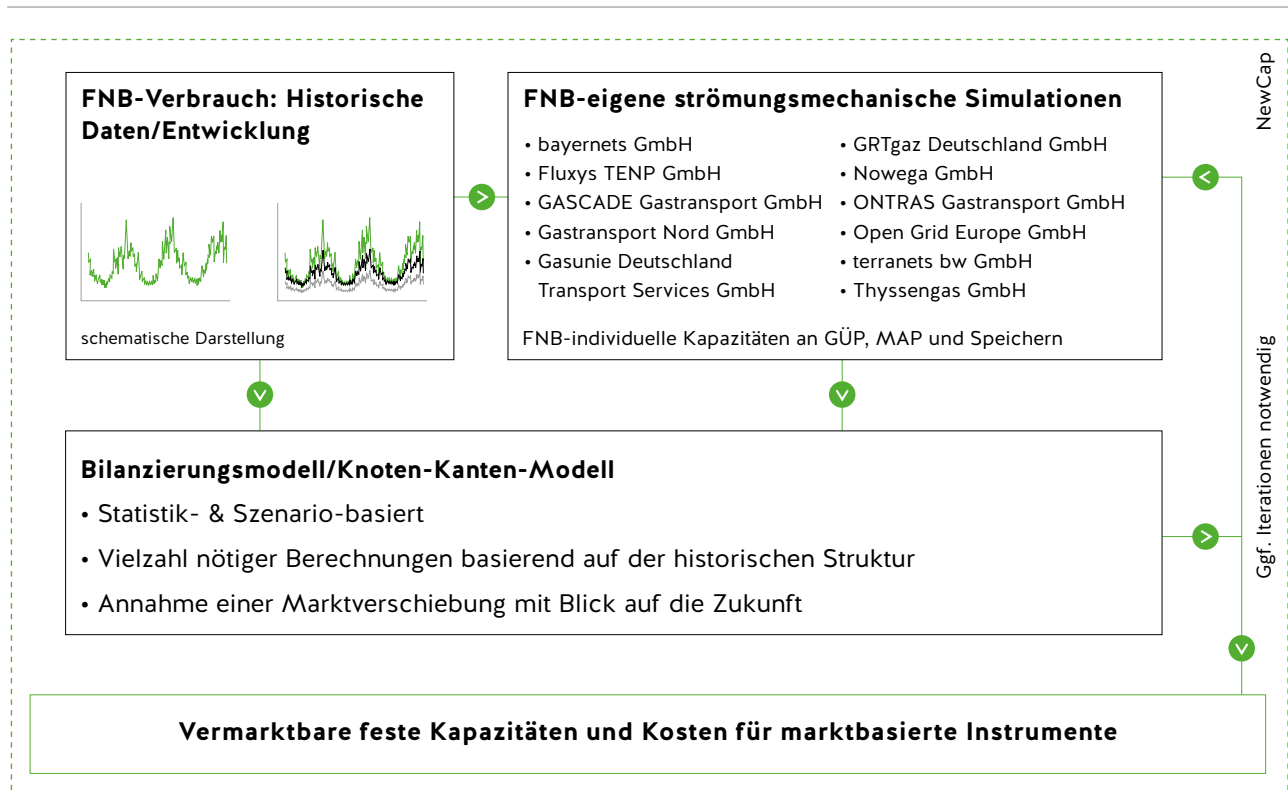
Die Erfahrungen aus zehn Jahren Marktgebietszusammenlegung in unterschiedlichen Modellen sind in die Entwicklung des neuen Kapazitätsmodells eingeflossen. Dabei hat sich die Kombination von einem statistischen Modellansatz mit einer deutschlandweiten Szenarienbildung zur Abwicklung zukünftiger Transportaufgaben als favorisierter Ansatz herausgestellt. Dem Modell liegen historische Flussdaten und (zukünftige) Kapazitäten, sowohl an den Grenzen des zukünftigen Marktgebietes als auch an den Austauschpunkten (MAP) zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den Verbräuchen innerhalb der Netze der verschiedenen Fernleitungsnetzbetreiber zugrunde.

Mit den Netzsimulationen weisen die Fernleitungsnetzbetreiber engpassfreie Netzbereiche aus. Für den Austausch zwischen den Netzbereichen ist es daher ausreichend, ein bilanzielles Modell unter Verwendung einer abstrahierten Netztopologie zu verwenden:

- Knoten in dem Modell stehen unter anderem für eine Aggregation der Netze zu großen Einspeise- bzw. Ausspeisebereichen (z. B. Netze der Fernleitungsnetzbetreiber) oder für Grenzübergangspunkte zu angrenzenden Ländern.
- Kanten in dem Modell stehen für die Verbindungen zwischen den oben genannten Knoten. Mit Kanten werden die Transportmöglichkeiten bzw. -einschränkungen zwischen den einzelnen aggregierten Einspeise-/Ausspeisebereichen und zu angrenzenden Ländern beschrieben.

Die folgende Abbildung zeigt schematisch den Prozess einer Berechnung im neuen Kapazitätsmodell NewCap:

Abbildung 9: Kapazitätsmodell NewCap



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Geplante Ausbaumaßnahmen verändern die Kapazitäten zwischen den einzelnen Netzbereichen. Durch eine Berechnung im Bilanzierungsmodell kann somit die Auswirkung der Ausbaumaßnahmen auf den Bedarf an Kapazitätsinstrumenten abgeschätzt werden. Umgekehrt kann ein (zu) hoher prognostizierter Bedarf an Kapazitätsinstrumenten ein Hinweis auf einen zusätzlichen Ausbaubedarf zwischen den Netzbereichen sein. Ein solcher Ausbau ist dann im Rahmen erneuter strömungsmechanischer Netzberechnungen durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu planen und zu prüfen.

Ein statistischer Ansatz ermöglicht die Betrachtung, wie häufig bestimmte Lastsituationen in der Vergangenheit aufgetreten sind, was als Basis für eine Schätzung des Auftretens in der Zukunft dienen kann. In einem Kapazitätsmodell, das auf statistischen Auswertungen bzw. Annahmen beruht, können somit auch Annahmen bzw. Entscheidungen für zukünftige Lastsituationen getroffen werden.

In den seltenen Netznutzungsfällen, in denen das physische Netz nicht in der Lage für einen Transport wäre, kann eine Vermarktung der Kapazitäten durch den Einsatz zusätzlicher marktbasierter Instrumente erfolgen. Der statistische Ansatz erlaubt somit insbesondere eine Abschätzung bezüglich des benötigten Umfangs für den Einsatz dieser Instrumente.

Statistischer Ansatz in NewCap

Der statistische Ansatz (je Szenario siehe unten) dient zum einen der Erzeugung zahlreicher Netznutzungsfälle für den innerdeutschen Verbrauch.

Die Ermittlung des Bedarfs an marktbasierten Instrumenten basiert auf den tagesscharfen Werten im Zeitraum 01. April 2016 bis 31. März 2019. Die Verbräuche werden auf die prognostizierte Kapazitätsentwicklung nach Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 skaliert. Insbesondere erfolgt eine Berücksichtigung der Marktraumumstellung in der Entwicklung der Verbräuche bis zum Gaswirtschaftsjahr 2030/2031. Die Marktgebietszusammenlegung führt somit zu keiner Beeinflussung der Marktraumumstellung.

Je Szenario werden somit 1.095 Lastfälle für den zukünftigen Verbrauch erzeugt, welche insbesondere auch den temperaturabhängig schwankenden Bedarf unter Berücksichtigung der statistischen Auftretenshäufigkeit abbilden.

Zum anderen werden auch für die Beschäftigung der Grenzübergangspunkte und Speicher zunächst die historischen Lastgänge herangezogen, welche dann im Rahmen der Szenarien variiert werden. Über den innerdeutschen Verbrauch hinaus enthält somit auch die unterstellte Beschäftigung der weiteren Ein- und Ausspeisungen eine statistische Komponente.

Statistische Ansätze sind nur dann aussagekräftig, wenn hinreichend viele Daten zur Verfügung stehen. Bei der Verwendung von über 60 Szenarien mit jeweils 1.095 Lastfällen werden pro Jahr der Berechnung über 65.000 Lastfälle im Rahmen von NewCap analysiert.

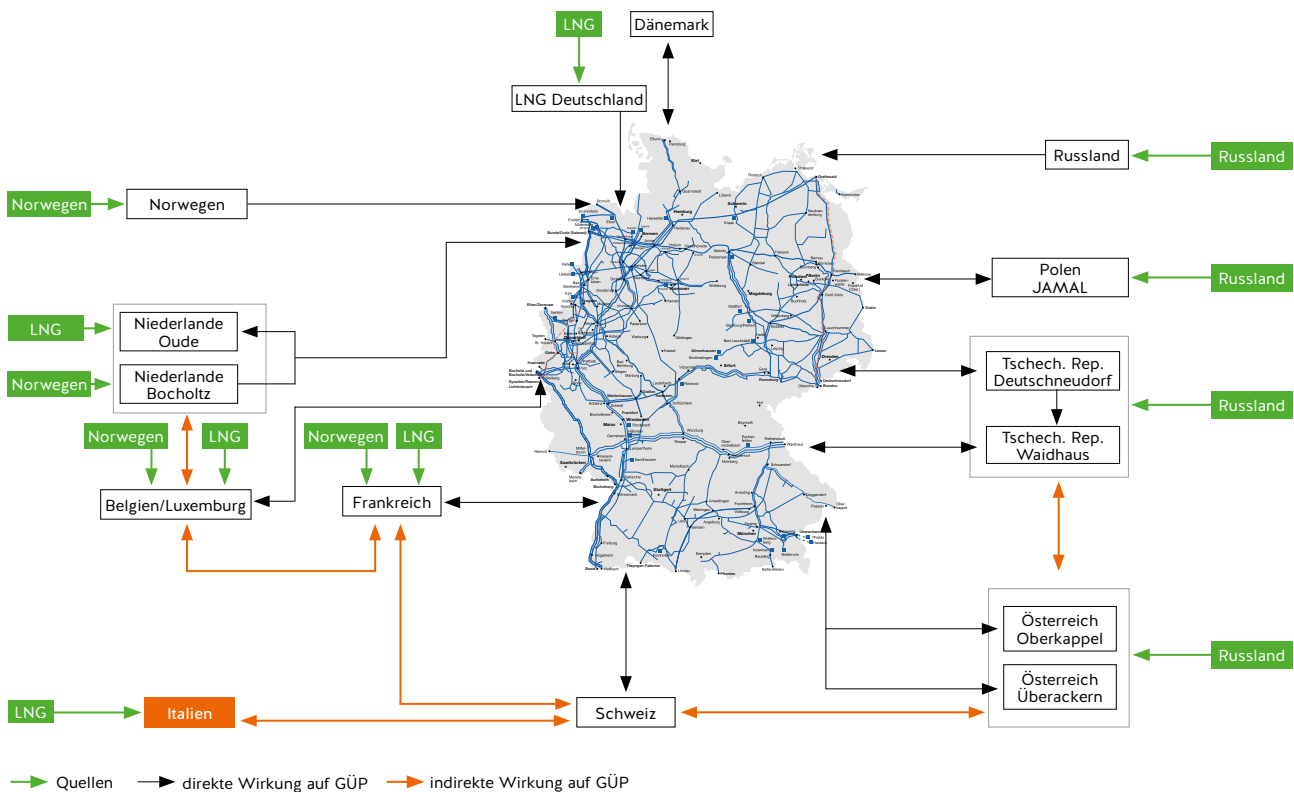
Szenarien in NewCap

Auch für Grenzübergangspunkte, Speicher und Produktion wird analog zum Verbrauch zunächst die historische Beschäftigung im Zeitraum vom 01. April 2016 bis 31. März 2019 herangezogen. Im Gegensatz zum Verbrauch ist für diese Punkte jedoch die Historie allein kein ausreichender Indikator für die zukünftige Beschäftigung.

Der szenariobasierte Ansatz ergänzt den statistischen Ansatz daher um verschiedene unterstellte (extreme) Szenarien. Die Nutzungsprofile der Grenzübergangspunkte werden zunächst auf den skalierten Verbrauch angepasst (Basisszenario) und anschließend im Rahmen der untersuchten Szenarien tageweise erhöht oder reduziert. Dabei bilden die technisch verfügbaren Kapazitäten nach Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 die Grenze.

Die Szenarien bilden eine Variation der Quellen Russland, Norwegen und LNG ab und berücksichtigen insbesondere geplante Ausbaumaßnahmen basierend auf den bisherigen Netzentwicklungsplänen und erwartete Veränderungen der Einspeise- und Ausspeisemengen (z.B. Marktraumumstellung) für die Zukunft. Die Grenzübergangspunkte in Deutschland (Einspeisung und Ausspeisung) werden zu sogenannten Import-Zonen für die drei oben genannten Quellen zusammengefasst.

Abbildung 10: Variation der Aufspeisung des deutschen Marktgebietes – Gruppierung der GÜP-Einspeisungen und GÜP-Ausspeisungen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Szenarien lassen sich in zwei Kategorien einteilen:

- **Umverteilungsvarianten (diversifizierte Versorgung Deutschland)**
Eine prozentuale Erhöhung der saldierten Einspeisemenge in einer Import-Zone (das heißt Erhöhung der historischen Importe bei zeitgleicher Absenkung der historischen Exporte) und eine entsprechende Reduzierung der saldierten Einspeisemenge in einer anderen Zone.
- **Transitvarianten (Transit Deutschland – Versorgung Europa)**
Eine gleichzeitige Erhöhung der Einspeisemenge in einer Import-Zone und eine Erhöhung der Ausspeisemenge in einer anderen Zone. Damit soll eine Erhöhung der Transitmengen simuliert werden.

Die Verlagerung der Mengen zwischen diesen drei Gruppen wird primär paarweise betrachtet, z. B. Russland und Norwegen, Russland und LNG usw.

Marktverschiebung

Abhängig von der Leistung und der historischen Nutzung der einzelnen Import-Zonen führt dieselbe prozentuale Variation zu deutlich unterschiedlichen absoluten Änderungen. Um eine Vergleichbarkeit der verschiedenen Szenarien zu erreichen, wird die Marktverschiebung eines Szenarios relativ zum inländischen Verbrauch betrachtet, das heißt der Quotient aus der absoluten (jährlichen) Änderung der jeweiligen Import-Zone und dem unterstellten inländischen Jahresverbrauch.

Die beschriebene prozentuale Erhöhung der Importe bei zeitgleicher Absenkung der Exporte einer Importzone führt schnell zu Änderungen der saldierten Einspeisemenge um mehr als 30 % bis 50 %. Eine solche Änderung der historischen Verhältnisse ist in der Kooperation an einzelnen Tagen zwar vorstellbar, wird von den Fernleitungsnetzbetreibern im Jahresdurchschnitt aber als unrealistisch angesehen.

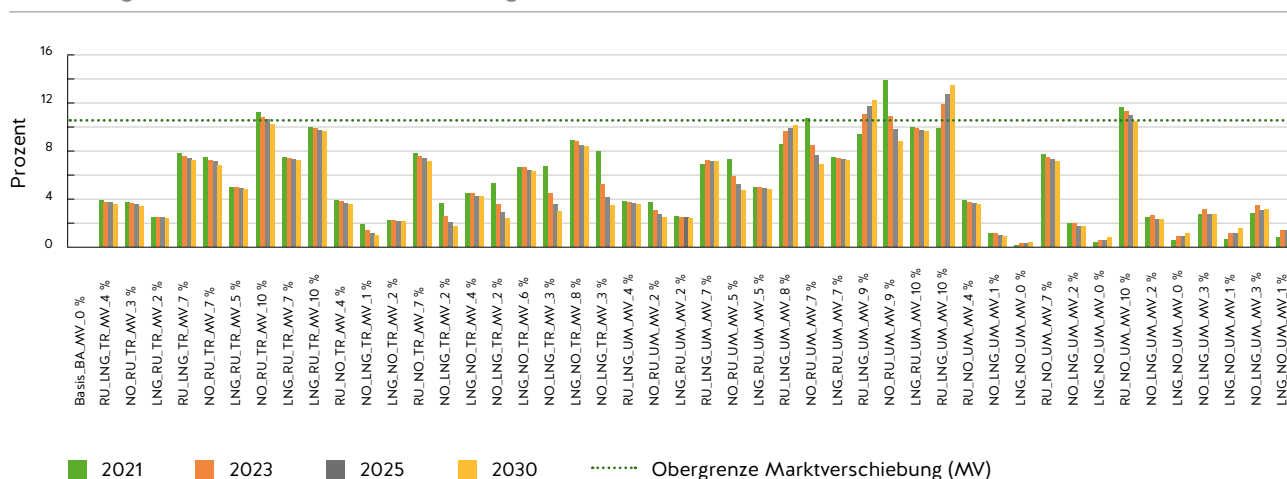
Im Marktgebiet GASPOOL wird im aktuell angewendeten Kapazitätsmodell von einer Marktverschiebung von 5 % ausgegangen. Bis zum Jahr 2014 wurde die 5 %-Grenze temporär an einzelnen Tagen überschritten, seit dem Jahr 2015 wurden keine Überschreitungen mehr registriert. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen zudem davon aus, dass größere Marktverschiebungen, wie die Erfahrungen in den letzten Jahren gezeigt haben, durch den Markt wieder annähernd ausgeglichen werden und aus diesem Grund eine dauerhaft über 10 % liegende Marktverschiebung als nicht nachhaltig eingeschätzt wird.

Zur Abdeckung der Bandbreite realistischer Variationen in NewCap wird von den Fernleitungsnetzbetreibern daher eine Betrachtung der Szenarien mit einer jährlichen Marktverschiebung von bis zu 10 % als ausreichend erachtet. Eine solche Verschiebung berücksichtigt bereits in einzelnen Regionen eine Änderung der jährlichen saldierten Importmenge um bis zu 20 % bis 30 %.

Um eine Vergleichbarkeit zwischen den im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 betrachteten Jahren der NewCap-Berechnung (Gaswirtschaftsjahre 2021/2022, 2023/2024, 2025/2026 und 2030/2031) untereinander zu gewährleisten, muss in jedem Berechnungsjahr die identische Zahl an Szenarien betrachtet werden. Daher werden solche Szenarien berücksichtigt, die in mindestens einem der vier betrachteten Gaswirtschaftsjahre eine Marktverschiebung bis zu (gerundet) 10 % aufweisen.

Insgesamt wurden 47 Szenarien mit einer Marktverschiebung von bis zu 10 % analysiert (vgl. Abb. 11).

Abbildung 11: Relative Marktverschiebung der betrachteten Szenarien



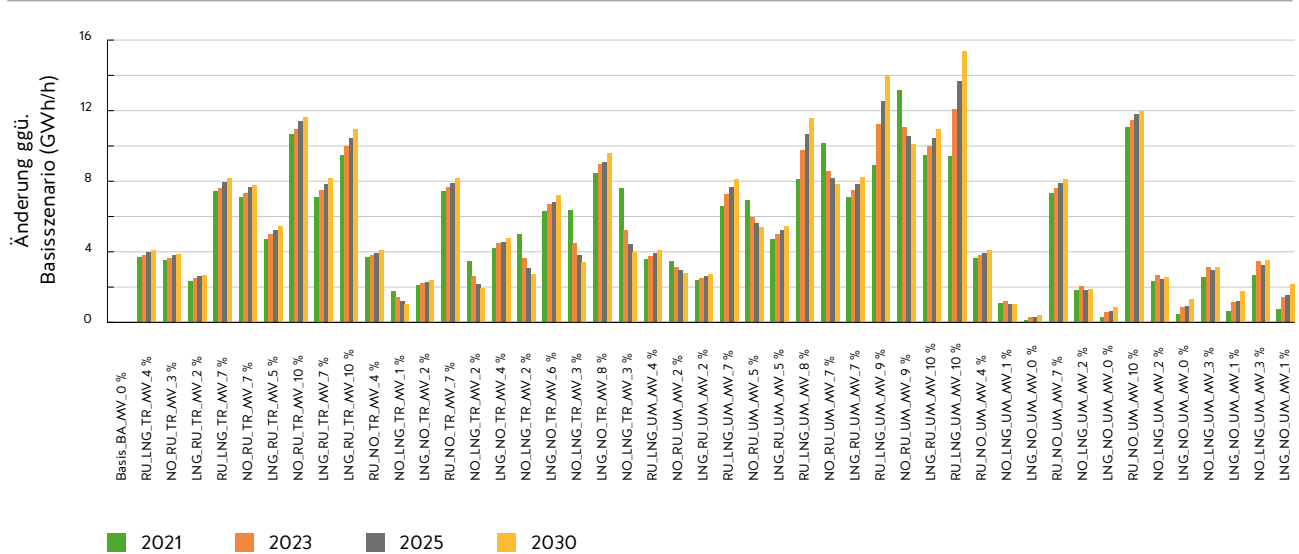
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Zur Erläuterung: Die Szenarienbezeichnung "RU_LNG_TR_MV_4 %" bedeutet beispielsweise, dass der Transit (TR) von Russland (RU) erhöht und LNG (gemäß Zuordnung in Abbildung 10) reduziert wird. Dabei wird eine 4 %-ige Marktverschiebung (MV) berücksichtigt. Darüber hinaus gibt es auch Umverteilungsszenarien (UM).

Da jedes dieser Szenarien aus 1.095 einzelnen Lastfällen besteht, werden für die Analyse potenzieller Engpässe in einem deutschlandweiten Marktgebiet somit über 51.000 einzelne Lastfälle pro Jahr der Berechnung herangezogen.

In den betrachteten Szenarien kommt es zu signifikanten Variationen der verschiedenen Quellen Russland, Norwegen und LNG.

Abbildung 12: Durchschnittliche Variationshöhe der Quellen pro Szenario



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

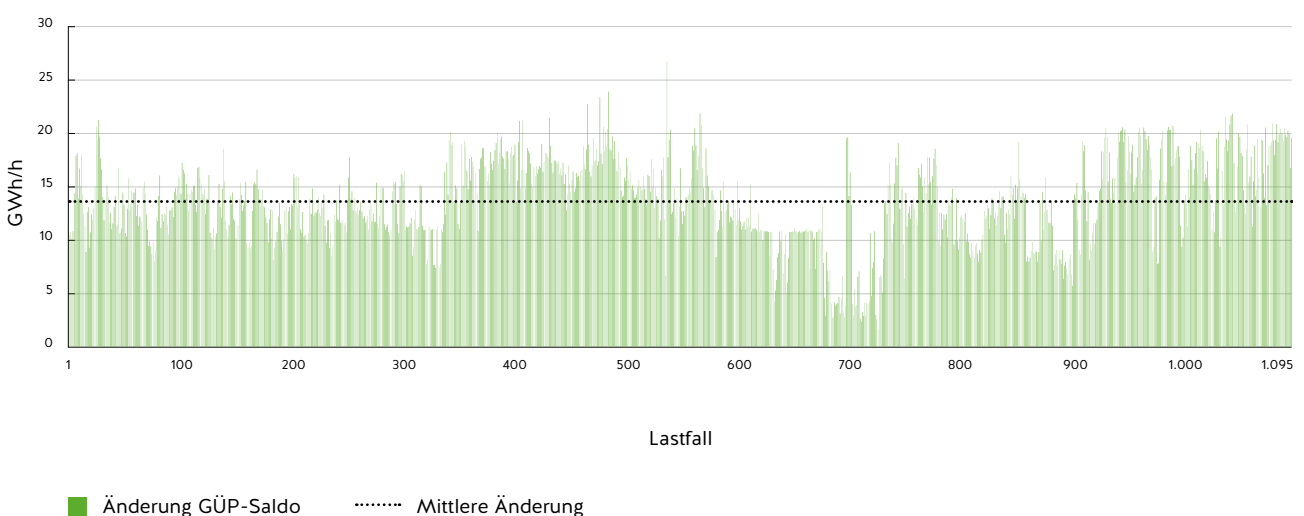
Die vorige Abbildung 12 zeigt die durchschnittliche Variation der verschiedenen Quellen im Vergleich zum Basisszenario.

Betrachtet wird dabei die Änderung des Saldos aus zeitgleichem Import und Export über die verschiedenen Grenzübergangspunkte der jeweiligen Quelle. Die Höhe der Variation hängt dabei unter anderem vom Potenzial der jeweils zu maximierenden Quelle (Russland, Norwegen oder LNG) und der historischen Nutzung/Auslastung der festen Kapazitäten an Import- bzw. Exportpunkten ab.

Der Durchschnitt wird dabei über alle 1.095 Lastfälle eines Szenarios gebildet. Die Bandbreite der Quellenvariation der einzelnen Lastfälle ist dabei deutlich größer als der Durchschnitt.

Exemplarisch wird nachfolgend der Verlauf über die 1.095 Lastfälle eines Szenarios gezeigt. Die durchschnittliche Variation der Quelle Russland des Jahres 2025/2026 beträgt 13,6 GWh/h, während die einzelnen Lastfälle eine Erhöhung des Saldos aus russischen Im- und Exporten zwischen 1,6 GWh/h und 26,7 GWh/h aufweisen.

Abbildung 13: Exemplarische Variation Quelle Russland im Vergleich zum Basisszenario 2025



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Anhand der zahlreichen betrachteten Szenarien für die beiden genannten Kategorien wird sowohl möglicherweise erhöhten Transitbedarfen als auch Verschiebungen zwischen den unterschiedlichen Importquellen Rechnung getragen.

Darüber hinaus ist ein regelmäßiges Monitoring der auftretenden Marktverschiebungen geplant, dessen Ergebnisse dann Einfluss auf die zukünftige Szenarienbildung im Kapazitätsmodell bzw. den erforderlichen Ausbau haben werden. In diesem Sinne ließe sich eine steigende Marktverschiebung bzw. ein steigender Bedarf marktbasierter Instrumente auch als Marktsignal interpretieren.

LNG-Kapazitäten und planerisch konkurrierender Ansatz

In den FNB-eigenen strömungsmechanischen Berechnungen wird sichergestellt, dass die Nutzung der konkurrierenden Kapazitätshöhe sowohl an LNG-Anlagen als auch alternativ an den konkurrierenden Einspeisepunkten engpassfrei genutzt werden kann (vgl. Kapitel 3.2.6). Die Engpassfreiheit bezieht sich mindestens auf das Netz des anschließenden Fernleitungsnetzbetreibers. Die Engpassfreiheit über die FNB-Grenzen hinaus ist – gegebenenfalls unter Einsatz von Netzausbau oder marktbasierten Instrumenten – auch im gesamten Marktgebiet sicherzustellen.

Für die über die obige Prüfung hinausgehenden NewCap-Berechnungen im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 werden die konkurrierend zu vermarktenden LNG-Kapazitäten mit einem vereinfachten Ansatz abgebildet. Dabei wird eine Unterscheidung in Hinblick auf die Qualität der jeweiligen Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38 und 39 GasNZV getroffen.

Ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV führt zu einer Verpflichtung des Anschlussnehmers zur Abgabe einer langfristigen Buchung (≥ 4 Gaswirtschaftsjahre) ab dem Realisierungszeitpunkt. Für die NewCap-Berechnungen wird die Kapazität in diesem Fall an der LNG-Anlage berücksichtigt, auch wenn – im Rahmen des planerisch konkurrierenden Ansatzes – eine gegebenenfalls unterjährige Beschäftigung oder Verlagerung der Kapazität an die konkurrierenden Punkte nicht auszuschließen ist.

Dieses Vorgehen erfolgt in Analogie zur Berücksichtigung von Grenzübergangspunkten. Auch für diese kann zum Zeitpunkt der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 nicht ausgeschlossen werden, dass es zukünftig zu Verlagerungen von Kapazitäten zwischen diesen Punkten kommt.

Eine Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV führt im Gegensatz dazu nur zu einem Angebot zur Reservierung von Kapazitäten, nicht aber zur verpflichtenden Abgabe einer langfristigen Buchung. Ohne Abgabe einer langfristigen Buchung besteht daher eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass die konkurrierende Kapazität vorrangig an Grenzübergangspunkten und nur teilweise an LNG-Anlagen gebucht wird.

Daher wird in diesem Fall in den NewCap-Berechnungen die Kapazität aus modelltheoretischen Gründen an den konkurrierenden Grenzübergangspunkten und nicht an der LNG-Anlage berücksichtigt, um unterjährig auch eine Beschäftigung der konkurrierenden Einspeisepunkte abzubilden. Dieser Ansatz steht nicht im netzplanerischen Widerspruch zur Annahme in der H-Gas-Bilanz.

In der H-Gas-Bilanz wird eine kapazitätsorientierte Bilanz für den Spitzenlastfall erstellt. Aufgrund des planerisch konkurrierenden Ansatzes ist eine alternative Beschäftigung von LNG-Terminals oder Grenzübergangspunkten strömungsmechanisch möglich. Die alternative Beschäftigung in einer Spitzenlastsituation hat dabei keinen Einfluss auf den im NewCap-Modell berechneten Jahresbedarf an marktbasierten Instrumenten.

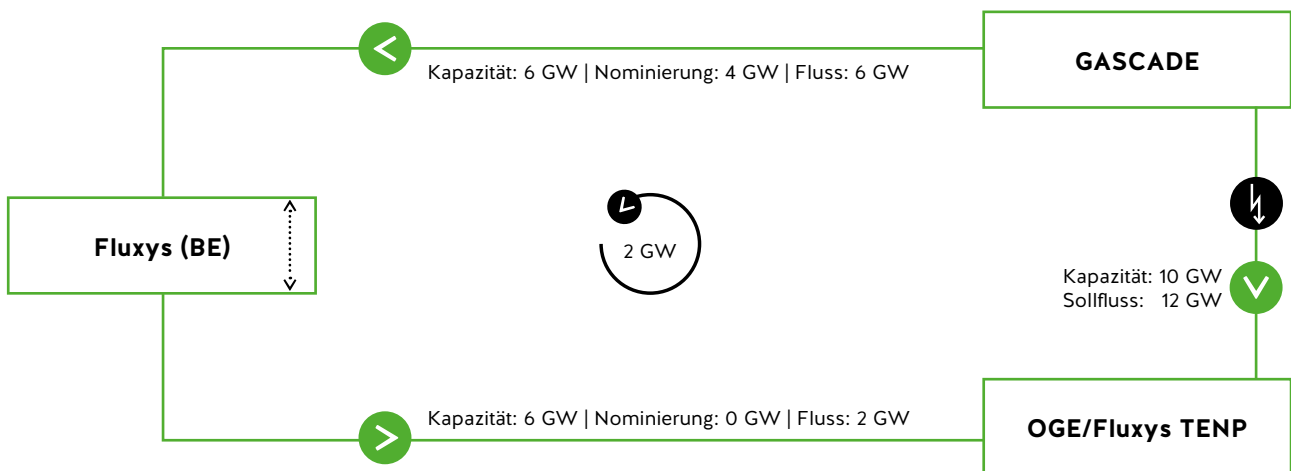
Für die LNG-Anlagen Brunsbüttel und Stade wird die Kapazität von den konkurrierenden Grenzübergangspunkten zu den LNG-Anlagen ab dem Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 verlagert. Als Ansatz für die Nutzung dieser beiden LNG-Anlagen wird ein synthetischer Lastgang für die unterjährige Struktur zugrunde gelegt, welcher auf der historischen Beschäftigung von LNG-Anlagen in Nordwest-Europa beruht und auf die Höhe der vorliegenden Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38 und 39 GasNZV skaliert wird.

Marktbasierte Instrumente (MBI)

Die nachfolgend näher beschriebenen marktbasierten Instrumente (Wheeling, Drittnetznutzung und börsenbasiertes Spreadprodukt) sind aktuell in der Diskussion in Bezug auf Ausgestaltung sowie benötigte Höhe. Um der Vorgabe der Kosteneffizienz Rechnung zu tragen, sollen diese marktbasierten Instrumente immer nur bedarfsgerecht, also nur dann eingesetzt werden, wenn die vorgegebene Infrastruktur nicht ausreicht, um den Netznutzungsfall zu lösen. Darüber hinaus muss deren Einsatz kosten- und nutzenoptimal auf die Netz-situation wirken.

Abbildung 14: Beispiel Wheeling

Wheeling: Gastransport von einem Fernleitungsnetzbetreiber zu einem anderen Fernleitungsnetzbetreiber über einen Grenzübergangspunkt bzw. naheliegende Netzkopplungspunkte

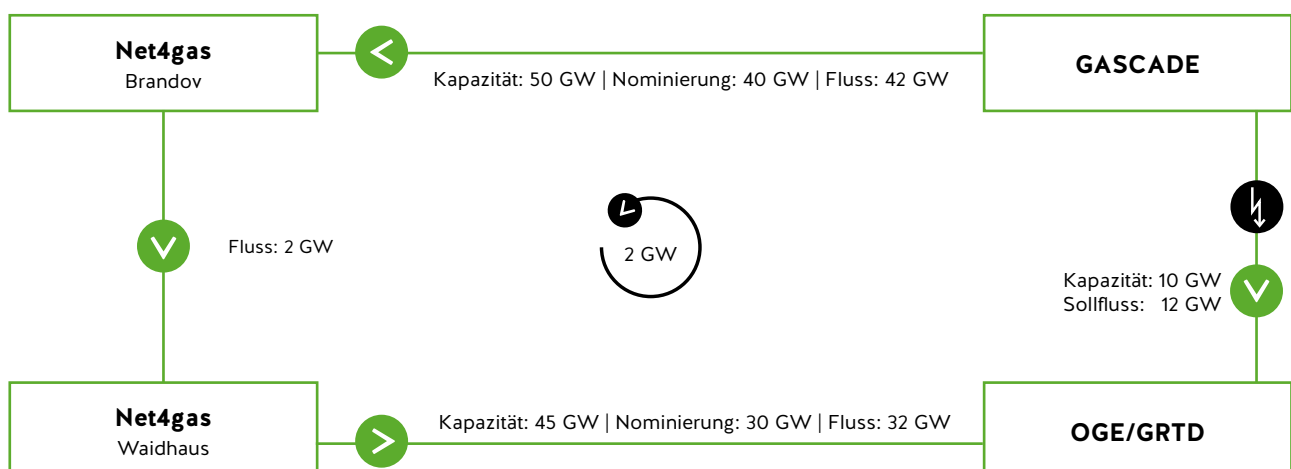


Beispiel Wheeling: Umgehung eines Engpasses zwischen GASCADE und OGE/Fluxys TENP durch einen Fluss über einen Grenzübergangspunkt in Belgien

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 15: Beispiel Drittnetznutzung

Drittnetznutzung: Gastransport von einem Fernleitungsnetzbetreiber zu einem anderen Fernleitungsnetzbetreiber über zwei Grenzübergangspunkte

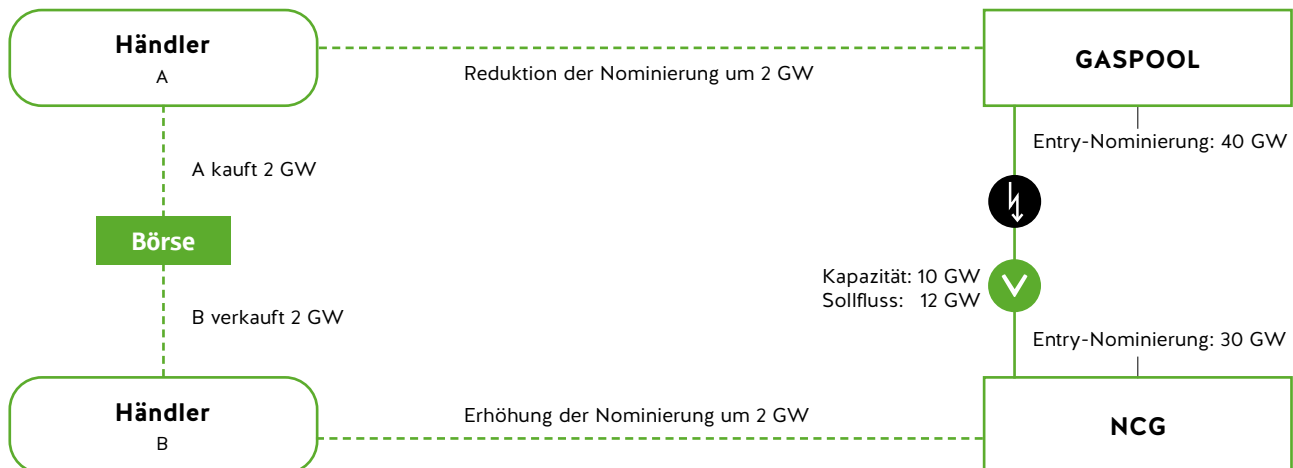


Beispiel Drittnetznutzung: Umgehung eines Engpasses zwischen GASCADE und OGE/GRTD durch einen Fluss über zwei Grenzübergangspunkte in Tschechien

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 16: Beispiel börsenbasiertes Spreadprodukt

Börsenbasiertes Spreadprodukt: Fiktiver Gastransport von einem Fernleitungsnetzbetreiber zu einem anderen Fernleitungsnetzbetreiber durch einen lokalen An- und Verkauf von Gasmengen. Bei dieser Lösung werden die überschüssigen Mengen in einem Netzbereich verkauft und die entsprechend fehlenden Mengen in einem anderen Netzbereich gekauft. Die Netze werden also unter Zuhilfenahme der Marktteilnehmer ausgeglichen.



Beispiel börsenbasiertes Spreadprodukt: Umgehung eines Engpasses zwischen GASPOOL und NCG durch den Verkauf der überschüssigen Mengen im Marktgebiet der GASPOOL und den Ankauf der fehlenden Mengen im Marktgebiet der NCG, Quelle: www.marktgebietszusammenlegung.de

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Während Wheeling und Drittnetznutzung auf konkrete Möglichkeiten angrenzender ausländischer Netze zurückgreifen, soll das börsenbasierte Spreadprodukt nicht punkt- oder netzbetreiberscharf angeboten werden.

Die Verwendung von zwei großen – netzbetreiberübergreifenden – Engpasszonen für das börsenbasierte Spreadprodukt ist geplant, um dem Markt Flexibilität zu bieten und eine ausreichende Liquidität des Produktes sicherzustellen. Nach aktueller Planung werden die Engpasszonen in ihrem Zuschnitt den ehemaligen Marktgebieten GASPOOL und NCG entsprechen.

Eine Nutzung der Instrumente Wheeling und Drittnetznutzung wird nur im Umfang der gebündelt freien festen Kapazitäten unterstellt. Im Rahmen der Szenarien erfolgen verschiedene Variationen der historischen Beschäftigung an Grenzübergangspunkten, welche die Beschäftigung von Im- und Exporten durch Transportkunden simulieren.

Die oben genannten kommerziellen Instrumente werden im Rahmen eines Überbuchungssystems Anwendung finden. Dazu wurde ein förmliches Verwaltungsverfahren durch die BNetzA durchgeführt [BNetzA 2019b].

Der Einsatz der marktbasierenden Instrumente erfolgt modellbedingt am effizientesten Ort, der nicht zwingend mit dem Ort der Verursachung des Engpasses übereinstimmen muss. Damit können weder die Engpässe noch die resultierenden Kosten den einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern eindeutig und verursachungsgerecht zugeordnet werden. Dies muss auch im Effizienzvergleich Berücksichtigung finden. Die Kosten für marktbasierende Instrumente müssen daher ergebnisneutral für die Fernleitungsnetzbetreiber wirken und dürfen den Effizienzvergleich nicht beeinflussen.

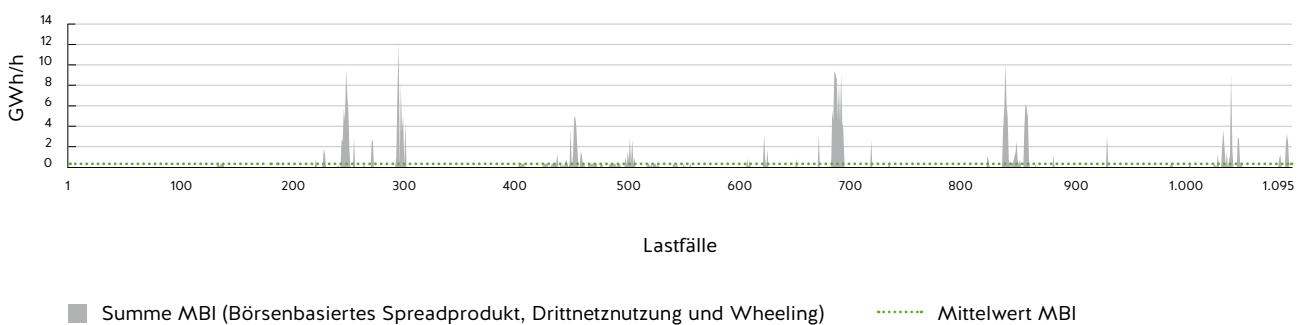
Da in NewCap die jeweils vorhandene Verfügbarkeit der einzelnen marktbasierenden Instrumente berücksichtigt wird, ist in dem verwendeten statistischen Ansatz nicht der maximale Bedarf relevant. Ziel einer NewCap-Berechnung ist vielmehr eine Abschätzung des jährlichen Mengenbedarfs an marktbasierenden Instrumenten und der daraus resultierenden Kosten der Marktgebietszusammenlegung.

Ein einzelnes Szenario umfasst insgesamt 1.095 Lastfälle. Diese werden genutzt, um Aussagen zu Jahresbedarfen für ein repräsentatives Jahr zu generieren.

Die Höhe des Instrumentenbedarfs pro Lastfall ist abhängig vom unterstellten Verbrauch sowie der Beschäftigung der Grenzübergangspunkte und Speicher. Zur Abschätzung des jährlichen Instrumentenbedarfs eines Szenarios wird der durchschnittliche Instrumenteneinsatz über alle Lastfälle auf einen jährlichen Gesamtbedarf hochgerechnet.

Die folgende Abbildung zeigt exemplarisch den Instrumentenbedarf für die 1.095 Lastfälle eines Szenarios. Pro Lastfall wird eine Nutzung der verschiedenen Instrumente nach Verfügbarkeit und kostenminimierendem Einsatz unterstellt.

Abbildung 17: MBI-Bedarf aller 1.095 Lastfälle, Basisszenario 2025 (exemplarisch)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Sollte sich in Zukunft eine Veränderung der Nutzungsstruktur einstellen, so kann dies Auswirkungen auf den Bedarf an Instrumenten haben.

Der Umfang des Instrumentenbedarfs ist ebenfalls abhängig von der unterstellten Beschäftigung der Im- und Exporte und variiert daher zwischen den verschiedenen Szenarien deutlich. Die zukünftige Beschäftigung der verschiedenen Quellen ist unter anderem auch von ihrer jeweiligen Verfügbarkeit und der Entwicklung der Gaspreise abhängig.

Eine gesicherte Prognose dieser Entwicklungen ist zum derzeitigen Zeitpunkt nicht möglich. Für eine konservative Abschätzung des zukünftigen Jahresbedarfs an marktbasierten Instrumenten ist eine reine Betrachtung des Mittelwerts aller Szenarien nicht zielführend. In den Berechnungsergebnissen von NewCap (vgl. Kapitel 7) wird daher zusätzlich zum mittleren Instrumentenbedarf auch die Entwicklung im Szenario mit den maximalen Kosten aufgeführt. Somit wird eine mögliche Bandbreite für die Kosten der Marktgebietszusammenlegung angegeben.

Ein dauerhafter Eintritt des maximalen Szenarios ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber extrem unwahrscheinlich. Die Kosten der marktbasierten Instrumente werden im jeweiligen Betrachtungsjahr somit innerhalb der Bandbreite variieren, aber nicht dauerhaft am äußeren Rand derselben liegen.

Eine genauere Aussage über die Höhe der erforderlichen marktbasierten Instrumente ist erst nach vorliegenden ersten Erfahrungen im neuen Marktgebiet möglich. Erkenntnisse aus dem geplanten Monitoring werden in zukünftigen NewCap-Berechnungen berücksichtigt.

3.4.3 Alternativen: Netzausbau und marktbasierte Instrumente

Eine Alternative zu den durch die Fernleitungsnetzbetreiber vorgeschlagenen marktbasierten Instrumenten ist der Ausbau des Netzes, um die Kapazität im gesamtdeutschen Marktgebiet zu erhalten. Ein überwiegender Teil der erforderlichen Maßnahmen kann bei den aktuell zu Grunde zu legenden Projektlaufzeiten erst in fünf bis sieben Jahren realisiert werden. Damit ist eine Umsetzung bis zum Start des gemeinsamen Marktgebietes definitiv nicht gegeben. Auf Basis früherer Untersuchungen wurden Ausbaukosten im einstelligen Mrd.-Euro-Bereich über einen Abschreibungszeitraum von 55 Jahren abgeschätzt.

Eine weitere theoretische Alternative zum Einsatz der marktbasierten Instrumente wäre die Kürzung von Einspeisekapazität. Insbesondere bFZK und FZK könnten in einem gemeinsamen Marktgebiet nicht vollständig erhalten bleiben. Eine Reduzierung um ca. 200 GWh/h – was etwa 78 % gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 entspräche – wäre die Folge. Bereits gebuchte Kapazitäten und die Reservierungsquote blieben von der Reduzierung unberührt.

Diese theoretische Alternative wird aktuell nicht weiterverfolgt. Durch den Einsatz marktbasierter Instrumente bleiben die festen Kapazitäten vollständig und ohne Kapazitätseinschränkungen erhalten.

Zur Sicherstellung eines effizienten Netzzugangs soll im Netzentwicklungsplan Gas regelmäßig überprüft werden, ob die Kosten der marktbasierten Instrumente nachhaltig die Kosten eines alternativen Netzausbaus übersteigen. Sofern dies der Fall sein sollte, sollten die marktbasierten Instrumente durch einen entsprechenden Netzausbau abgelöst werden.

Im Folgenden wird die Methode zur Abwägung der Kosten der marktbasierten Instrumente versus Ausbau näher beschrieben, wobei die strömungsmechanischen Netzsimulationen mit den Modellierungen des neuen Kapazitätsmodells NewCap verknüpft werden.

Beschreibung Lastsituationen/Festlegung der Rahmenbedingungen

Die Berechnungen des neuen Kapazitätsmodells NewCap erfolgen auf Grundlage der Basisvariante gemäß Szenariorahmen. Die Berechnungen erfolgen für die Gaswirtschaftsjahre 2021/2022, 2023/2024, 2025/2026 und 2030/2031. Die (im Unterschied zur strömungsmechanischen Simulation) zusätzliche Betrachtung der Jahre 2021/2022 und 2023/2024 dient zum Vergleich der Entwicklung der Kosten der marktbasierten Instrumente, auch wenn in diesen ersten beiden Jahren ein Netzausbau aufgrund der notwendigen Realisierungszeiträume als Alternative nicht zur Verfügung steht.

Die Höhe der in der Rechnung zu berücksichtigenden Kapazitäten hängt vom angenommenen Ausbauzustand des Netzes, dem sogenannten Infrastrukturlevel, ab. Der Infrastrukturlevel ändert sich durch Berücksichtigung zusätzlicher Netzausbauten. Durch Variation der Höhe des Netzausbaus ist – bei identischem Kapazitätsgerüst – eine Bewertung der beiden Alternativen Netzausbau versus Einsatz marktbasierter Instrumente möglich. Als Start für die NewCap-Berechnungen wird zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern eine Austauschleistung basierend auf dem bestehenden Netz inklusive aller Ausbaumaßnahmen gemäß bestätigtem Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 und zuzüglich derjenigen bereits ermittelten Ausbaubedarfe, welche nicht durch marktbasierte Instrumente ersetzt werden können, zugrunde gelegt.

Ziel ist es, das Kapazitätsgerüst gemäß dem Szenariorahmen (inklusive aller Kapazitätserhöhungen aus der H-Gas-Bilanz des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030) darzustellen. Eine Kürzung des Kapazitätsgerüsts soll nicht erfolgen.

Eine Veränderung des Infrastrukturlevels kann das Ergebnis einer Ausbauplanung gemäß FNB-interner Netzsimulationen sein, deren Auswirkung auf den Bedarf an marktbasierten Instrumenten dann in einer weiteren NewCap-Berechnung geprüft wird. Umgekehrt können die Ergebnisse einer NewCap-Berechnung aber auch Hinweise für die Ausbauplanung zur Verbindung mehrerer FNB-Netze geben.

Für die Beschreibung der verwendeten Lastsituationen und Szenarien wird auf Kapitel 3.4.2 verwiesen.

Als spezifische Kosten für den Einsatz marktbasierter Instrumente werden in einem ersten Schritt für Wheeling und Drittnetznutzung die (regulierten) (Tages-)Entgelte der angrenzenden ausländischen Netzbetreiber herangezogen. Um für den Einsatz des börsenbasierten Spreadproduktes die von Angebot und Nachfrage abhängige Schwankungsbreite realistisch abzubilden, werden – analog zu dem in Kapitel 3.4.2 beschriebenen statistischen Ansatz – die historischen Zeitreihen für den Spread zwischen Regelenergie-Einkauf und -Verkauf zwischen den Engpasszonen GASPOOL und NCG verwendet.

NEP – Verknüpfung strömungsmechanische Simulation und NewCap-Berechnung

Zunächst ermittelt jeder Netzbetreiber die notwendigen Ausbaumaßnahmen zur Bereitstellung der Kapazitäten in seinem Netzbereich separat anhand eigener, strömungsmechanischer Simulationen wie in vergangenen Netzentwicklungsplänen. Die so identifizierten Netzausbaumaßnahmen resultieren somit abgrenzbar nicht aus der Marktgebietszusammenlegung. Basis für die Modellrechnungen bilden die für die Basisvariante ermittelten Kapazitätsbedarfe aus dem bestätigten Szenariorahmen.

Die aus den ermittelten Netzausbaumaßnahmen resultierenden Kapazitäten zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern gehen anschließend in die NewCap-Berechnungen ein.

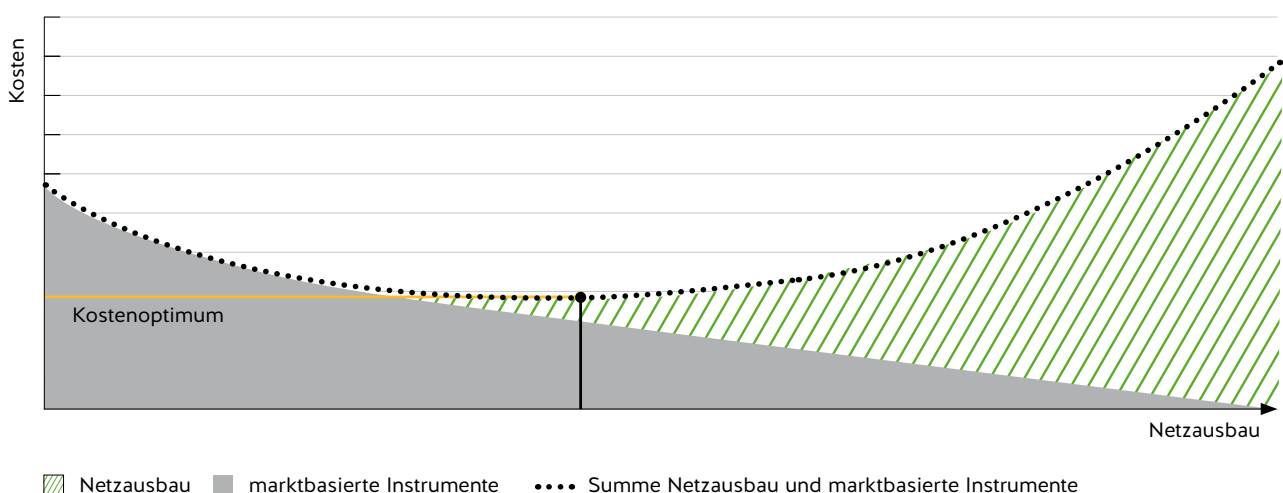
Das Kapazitätsgerüst nach Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bildet die Basis zur Ermittlung der Engpasszonen und des Bedarfs marktbasierter Instrumente mit NewCap für jedes der vier zu betrachtenden Gaswirtschaftsjahre. Dabei entsprechen die Kapazitäten an Grenzübergangspunkten und Speichern im Wesentlichen denen des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028, während insbesondere der innerdeutsche Verbrauch auf die aktuellen Bedarfe des Szenariorahmens angepasst wurde.

Durch die in Kapitel 3.4.2 beschriebene Kombination eines statistischen Modellansatzes mit einer deutschlandweiten Betrachtung extremer Lastszenarien zur Abwicklung zukünftiger Transportaufgaben werden mögliche Engpässe im gemeinsamen Marktgebiet identifiziert.

Die Summe aus den sich hierbei ergebenden Kosten der marktbasierten Instrumente sowie der Kosten des bereits berücksichtigten Netzausbaus werden als Basis-Kosten für die Vergleiche mit den folgenden alternativen Berechnungen herangezogen.

In diesen alternativen Berechnungen wird analysiert, ob die identifizierten Engpässe effizienter durch Investitionen in die Netzinfrastruktur oder durch den Einsatz marktbasierter Instrumente zu beheben sind.

Abbildung 18: Kosten von marktbasierten Instrumenten und Netzausbau



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Alternativ kann auch der minimal benötigte Umfang des Netzausbaus bestimmt werden, wenn die Kosten für die marktbasierenden Instrumente auf ein vorgegebenes Maß begrenzt werden sollen.

Die Höhe und der Ort der durch Netzausbau resultierenden Kapazitätsanpassung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern können entweder Ergebnis der strömungsmechanischen Ausbau-Planung sein, oder die NewCap-Ergebnisse können alternativ Hinweise für notwendige Netzausbauten geben.

Zur Identifikation des günstigsten Netzausbaus können dabei auch mehrere parallele NewCap-Rechnungen unter Variation des Ortes und der Höhe der Anpassungen der Marktgebietsaustauschpunkte durchgeführt werden.

Für jede durchgeführte Variationsrechnung in NewCap wird die Summe der Kosten der marktbasierten Instrumente und Kosten für den Netzausbau ermittelt, so dass ein Vergleich dieser Kosten zwischen verschiedenen Variationsrechnungen und mit den Basis-Kosten vorgenommen werden kann.

Ziel der sukzessiven Variationsrechnungen ist es, die Summe der Kosten der marktbasierten Instrumente und des Netzausbaus zu minimieren.

3.4.4 Kostenbewertung

Im Falle von auftretenden Engpässen wird abgewogen, ob zur Behebung der Einsatz marktbasierter Instrumente gegenüber dem Ausbau des Netzes vorteilhaft ist.

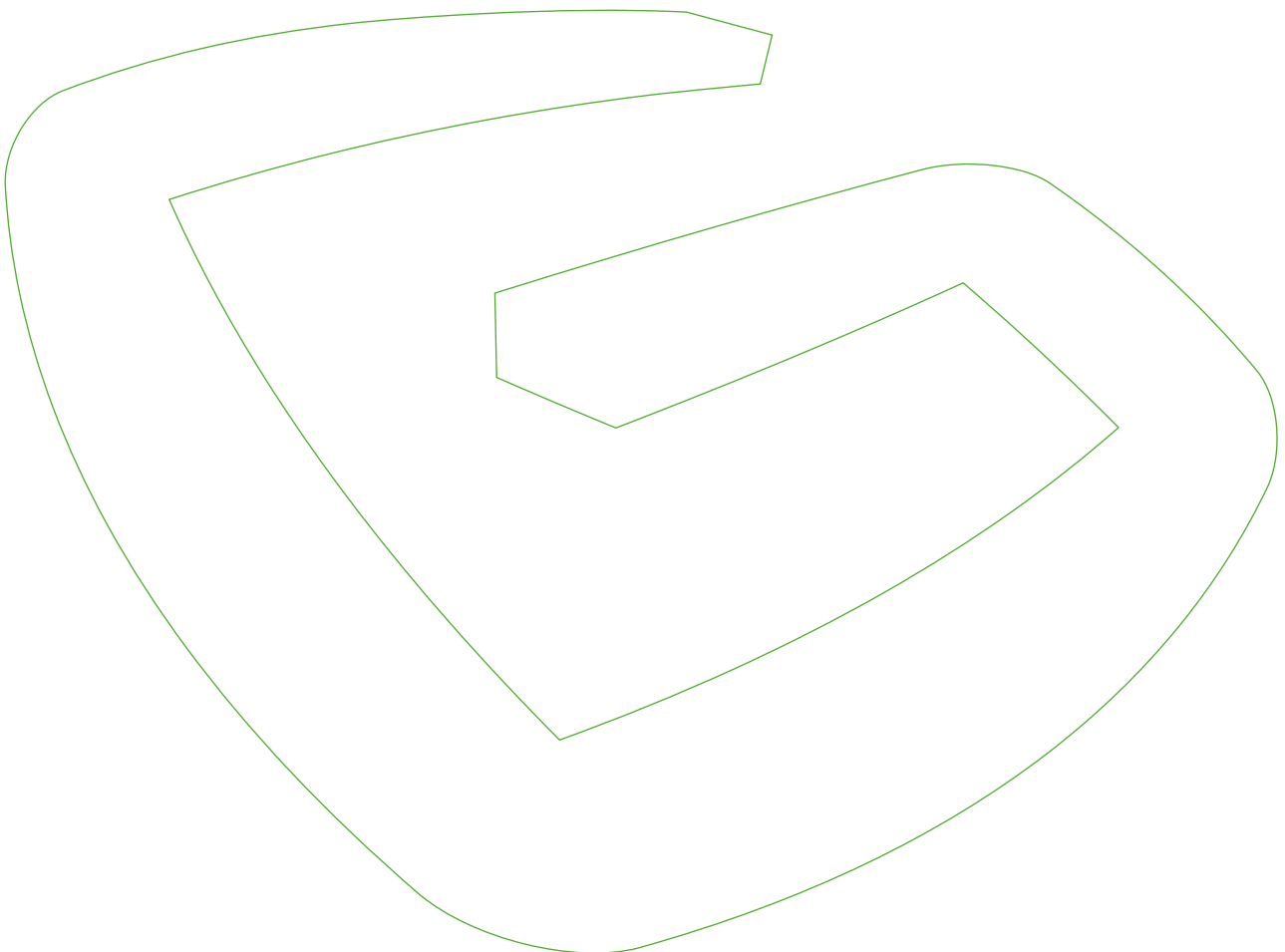
Die Annahmen, die den Einsatz marktbasierter Instrumente bevorzugen, werden transparent dargestellt. Dies beinhaltet die Beschreibung der Szenarien zur Ermittlung der Basiskosten, sonstige Kriterien, die Einfluss auf die Bewertung genommen haben, und die Bewertung einer Vergleichbarkeit von Kosten zwischen marktbasierten Instrumenten und Netzausbau. Die Kosten der marktbasierten Instrumente und die Kosten des Netzausbaus werden durch geeignete Methoden, wie z. B. die Ermittlung eines Barwertes für die Netzausbaukosten, vergleichbar gemacht.

Die Höhe der Kosten der marktbasierten Instrumente eines einzelnen Szenarios ergibt sich dabei als jährliche Kosten im Durchschnitt über alle betrachteten 1.095 Lastfälle. Für den Vergleich der Variationsrechnungen kann für jedes Jahr sowohl der maximale Wert über alle Szenarien als auch der Mittelwert über alle Szenarien herangezogen werden.

Bei einem gegenüber dem Einsatz von marktbasierten Instrumenten vorzugswürdigen Netzausbau werden die daraus resultierenden Maßnahmen ermittelt und mit ihren technischen Charakteristika, den möglichen Inbetriebnahmezeitpunkten sowie den voraussichtlichen Investitionskosten dargestellt.

Die Auswirkungen der ermittelten Maßnahmen, wie bspw. die dadurch resultierende Erhöhung einzelner Kapazitäten der Marktgebietsaustauschpunkte oder Kapazitätssteigerungen in einzelnen Netzbereichen, werden nachvollziehbar beschrieben.

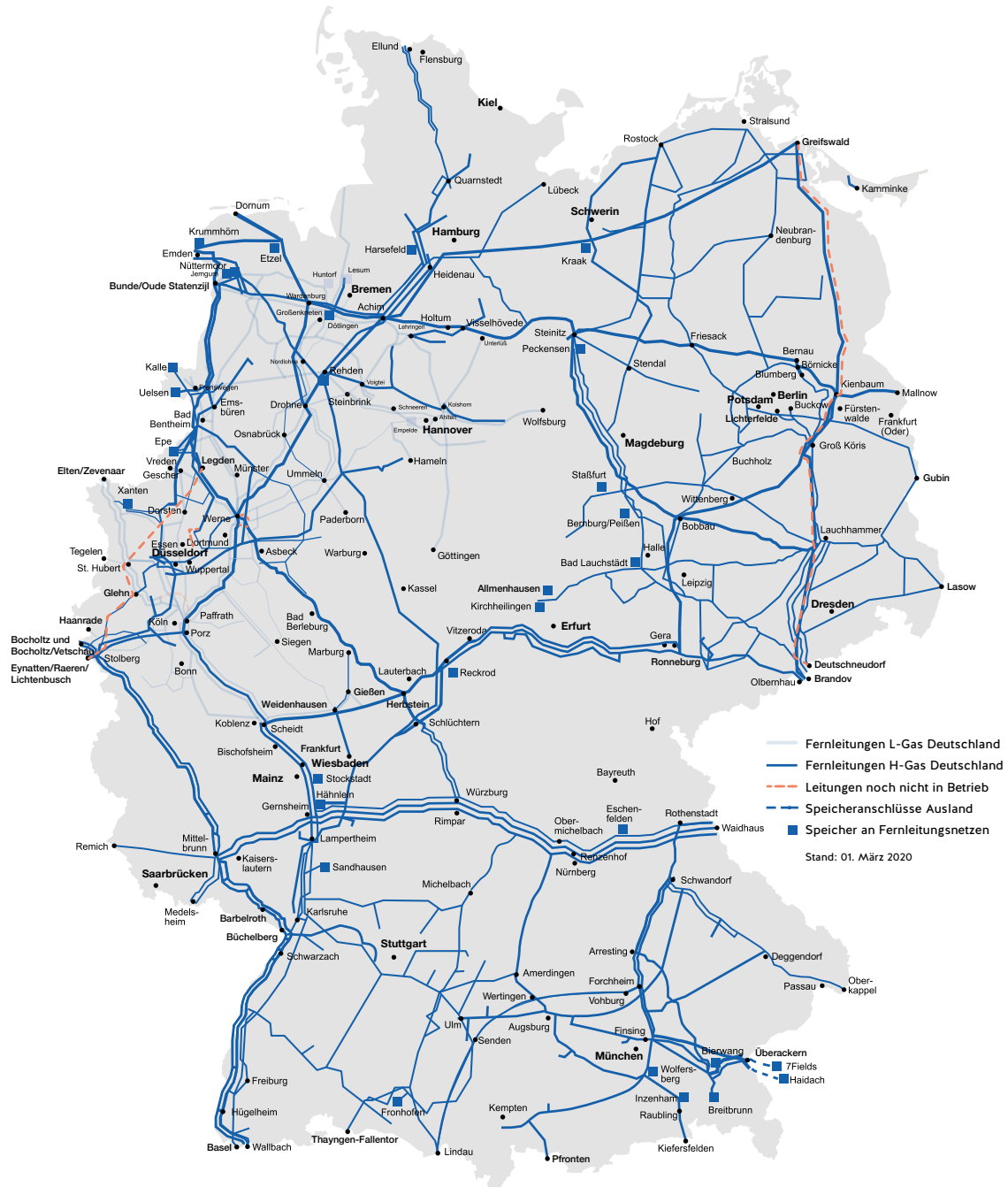
Das heutige Fernleitungsnetz 4



4 Das heutige Fernleitungsnetz

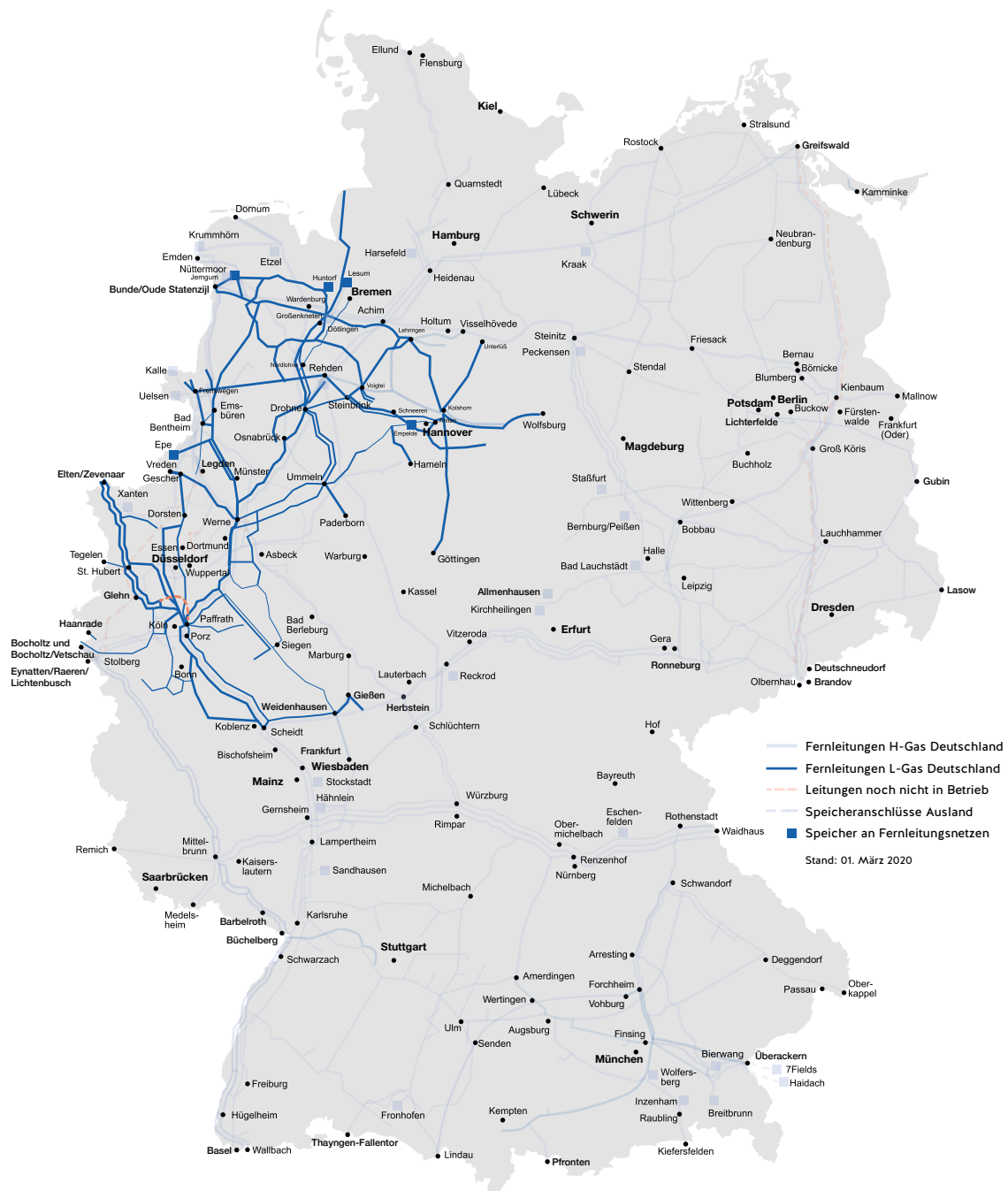
Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz gliedert sich in ein H-Gas- und ein L-Gas-Gebiet. Diese beiden Gebiete sind in Abbildung 19 und Abbildung 20 dargestellt. In Kapitel 4.1 werden das der Modellierung zugrunde gelegte Startnetz (Stichtag 01. März 2020) und der Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028 dargestellt.

Abbildung 19: H-Gas-Transportnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 20: L-Gas-Transportnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

4.1 Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030

Entsprechend dem bestätigten Szenariorahmen umfasst das in der Netzmodellierung angesetzte Startnetz den aktuellen Bestand des Fernleitungsnetzes, in Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019, im Bau befindliche sowie anhand der folgenden Kriterien ausgewählte weitere Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 zum Stichtag 01. März 2020:

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

Stand: 1. Juli 2020

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 für die Modellierung 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 2020–2030

Maßnahmen, die im Umsetzungsbericht 2019 als in Betrieb genommen ausgewiesen wurden, werden im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 sowie in der **NEP-Gas-Datenbank** nicht mehr aufgeführt. Dies gilt für die Maßnahmen in der Tabelle 14.

Tabelle 14: Im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 nicht mehr betrachtete Maßnahmen, da diese bereits im Umsetzungsbericht 2019 als in Betrieb genommen ausgewiesen wurden

Lfd. Nr.	ID-Nummer im USB 2019	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	026-06	VDS Rothenstadt	GRTD/OGE
2	030-02a	MONACO 1	bayernets
3	040-05	VDS Werne	OGE
4	045-04	Leitung Epe-Legden	OGE
5	049-07	VDS Herstein	OGE
6	224-03	GDRM-Anlage Nordlohne und Verbindungsleitung	OGE
7	225-04	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	OGE
8	226-03	GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung	OGE
9	227-05	GDRM-Anlage Marburg und Verbindungsleitung	OGE
10	228-03	GDRM-Anlage Hilter und Verbindungsleitung	OGE
11	304-01	Reversierung West-Ost MEGAL VDS Waidhaus	GRTD/OGE
12	306-02	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	OGE
13	322-02	Leitung Weidenhausen-Gießen	OGE
14	401-01	GDRM-Anlage Wertingen	bayernets
15	414-01	VDS Krummhörn	OGE
16	430-01	GDRM-Anlage Posthausen	GTG Nord

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019

Die folgenden Maßnahmen, die im Umsetzungsbericht 2019 noch in der Planungs- oder Bauphase waren, sind zwischenzeitlich in Betrieb genommen worden:

Tabelle 15: Gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019 in Betrieb genommene Maßnahmen (Stichtag 01. März 2020)

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	028-04a	Leitung Forchheim-Finsing	OGE
2	028-04b	GDRM-Anlage Finsing 3 und Verbindungsleitung	OGE
3	036-04	VDS Wertingen	bayernets/OGE
4	207-03	Reversierung GDRM-Anlage Obermichelbach	OGE/GRTD
5	209-02a	GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL)	OGE/GRTD
6	209-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)	OGE

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
7	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg)	GUD
8	222-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/Achim/Delmenhorst)	GUD
9	324-01	Armaturenstation Niederpleis und Verbindungsleitung	OGE
10	406-01	GDRM-Anlage Amerdingen	bayernets/OGE
11	407-01	GDRM-Anlage Schnaitsee	bayernets/OGE
12	412-04	Erdgasempfangsstation Lubmin II	Fluxys D/GASCADE/GUD/ONTRAS
13	419-02	GDRM-Anlage Hamborn Erweiterung	Thyssengas
14	432-02b	GDRM-Anlage Bunde-Landschaftspolder und H-L-Gas-Mischanlage	GTG Nord
15	503-02a	Erweiterung Armaturenstation Hetlingen	GUD
16	507-01b	Anbindungsleitung NEL	Fluxys D/GASCADE/GUD/ONTRAS
17	507-01c	GDRM-Anlage Lubmin-NEL	Fluxys D/GASCADE/GUD/ONTRAS
18	507-01f	GDRM-Anlage Deutschneudorf-EUGAL	Fluxys D/GASCADE/GUD/ONTRAS
19	507-01g	GDRM-Anlage Kienbaum II inkl. Anschlussleitung an die EUGAL	ONTRAS
20	507-01h	GDRM-Anlage Börnicke (DÜG)	ONTRAS
21	507-02i	GDRM-Anlage Steinitz	GUD/ONTRAS
22	507-01j	GDRM-Anlage Groß Körös	ONTRAS
23	507-02k	GDRM-Anlage Sülstorf	Fluxys D/GUD/NEL Gastransport

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Bau befindliche Maßnahmen

Die folgenden Maßnahmen befinden sich derzeit im Bau:

Tabelle 16: Derzeit im Bau befindliche Maßnahmen (Stichtag 01. März 2020)

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	203-02	VDS Würselen	OGE/Thyssengas
2	204-02a	ZEELINK 1	OGE/Thyssengas
3	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn und Verbindungsleitung	OGE/Thyssengas
4	205-02a	ZEELINK 2	OGE/Thyssengas
5	205-02b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	OGE/Thyssengas
6	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn	OGE/GRTD
7	208-02	GDRM-Anlage Rimpar	OGE/GRTD
8	302-01	Leitung Datteln-Herne	Thyssengas
9	305-02	Reversierung TENP	Fluxys TENP/OGE
10	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn	GRTD/OGE
11	308-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)	OGE
12	309-01	VDS MEGAL Rimpar	GRTD/OGE
13	310-02	GDRM-Anlage Reichertsheim und Verbindungsleitung	OGE
14	311-02	Leitung Schlüchtern-Rimpar	OGE
15	312-02	VDS MEGAL Rimpar	OGE/GRTD
16	323-02	Umstellung Netzgebiet Aggertal	Thyssengas
17	327-03	GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung	OGE
18	328-03	GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung	OGE
19	329-03	GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung	OGE
20	330-02	GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung	OGE
21	331-01	GDRM-Anlage Scheidt	OGE

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
22	415-01	VDS Krummhörn	OGE
23	420-01	VDS Emsbüren	OGE
24	505-01	Erweiterung Konvertierung Rehden	Nowega
25	507-01a	Ferngasleitung EUGAL	Fluxys D/GASCADE/GUD/ONTRAS
26	507-01e	GDRM-Anlage Radeland II	Fluxys D/GASCADE/GUD/ONTRAS
27	507-02d	VDS Radeland II	Fluxys D/GASCADE/GUD/ONTRAS
28	523-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Bergedorf	GTG Nord
29	526-01	Leitung Hamm-Bergkamen	OGE
30	527-01	Leitung Stockum-Bockum Hövel	OGE
31	528-01	Leitung Merschhoven-Daberg	OGE

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Weitere Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030

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

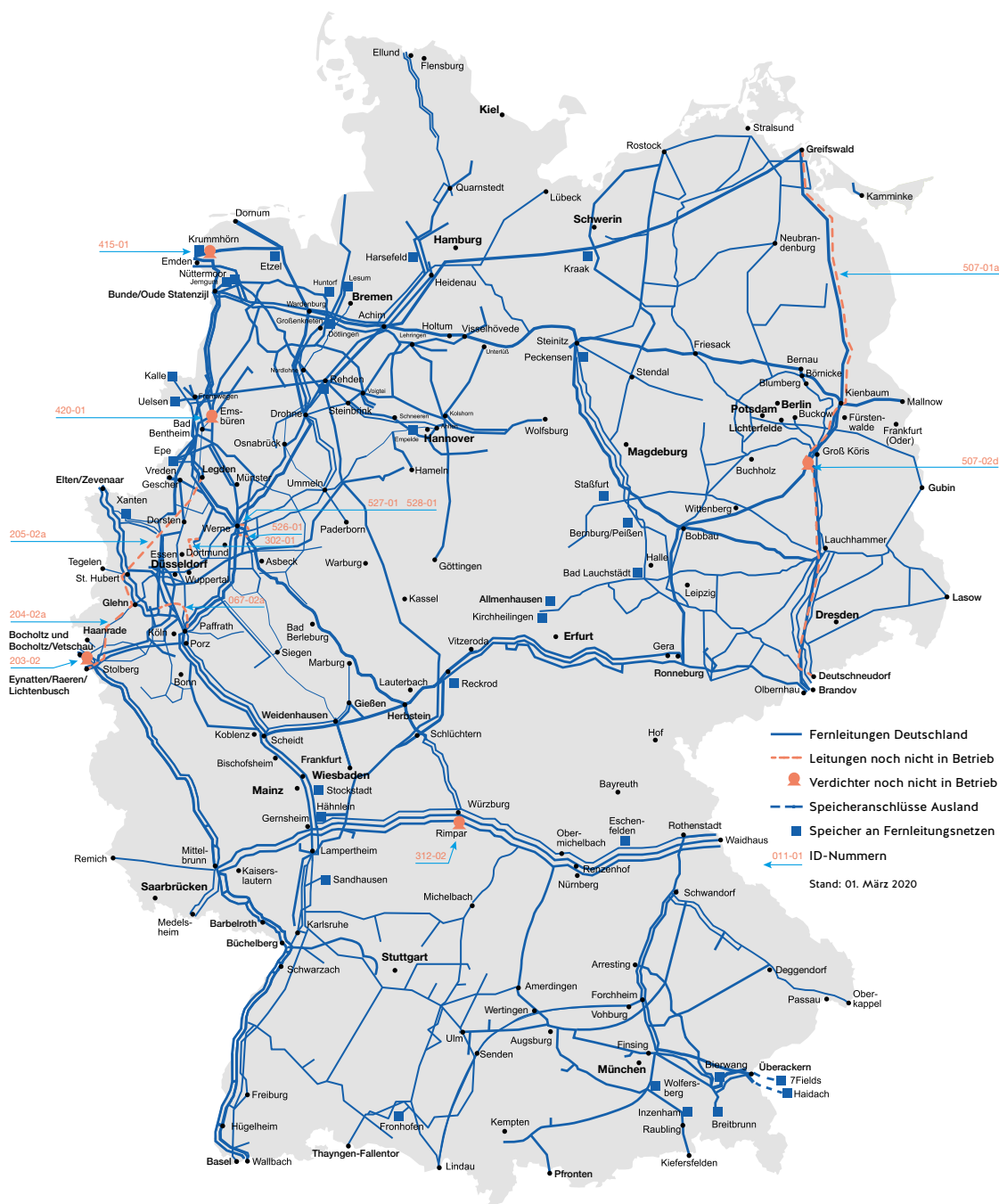
**Tabelle 17: Weitere Startnetzmaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030
(Stichtag 01. März 2020)**

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	067-02a	Leitung Voigtslach-Paffrath	OGE/Thyssengas
2	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert und Verbindungsleitung	OGE/Thyssengas
3	204-02d	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg und Verbindungsleitung	OGE/Thyssengas
4	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas	Thyssengas
5	325-01	Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung	OGE/Thyssengas
6	410-01a	GDRM-Anlage Rehden	GASCADE
7	410-01b	GDRM-Anlage Drohne	GASCADE

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 21 zeigt das aktuelle Fernleitungsnetz mit den in der Modellierung berücksichtigten Maßnahmen sowie den Speicheranlagen mit Stand 01. März 2020. 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 2020–2030 dargestellt. In Betrieb genommene Leitungen werden als Startnetzmaßnahmen wie das Bestandsnetz behandelt und deshalb wie dieses dargestellt.

Abbildung 21: Das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 zum 01. März 2020



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

4.2 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028

Entsprechend § 15a Abs. 2 EnWG muss der aktuelle Netzentwicklungsplan Gas den Stand der Umsetzung des vorhergehenden Netzentwicklungsplans Gas enthalten. Im Umsetzungsbericht 2019 [FNB Gas 2019b] wurde mit Stichtag 01. März 2019 der Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028 dargestellt. Den Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028 haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Tabelle 18 mit Stichtag 01. März 2020 aktualisiert. Maßnahmen, die im Umsetzungsbericht 2019 als in Betrieb genommen dargestellt wurden, werden nicht mehr aufgeführt (vgl. Tabelle 15).

Tabelle 18: NEP Gas 2020–2030: Umsetzungsstand der NEP-Maßnahmen im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2019 zum 01. März 2020

Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen 2012 bis 2030																										
Nr.	ID-Nr. im USB 2019	ID-Nr. im NEP Gas 2020-2030	Netzausbaumaßnahme	Umsetzungsstand 2019 zum 01. März 2020												geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme								
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	USB 2019	NEP GAS 2020-2030
1	028-04a	028-04a	Leitung Forchheim-Finsing																				79,0	79,0	12/2018	12/2018
2	028-04b	028-04b	GDRM-Anlage Finsing 3 und Verbindungsleitung																				0,1	0,1	12/2018	12/2018
3	036-04	036-04	VDS Wertingen																				0,0	0,0	12/2019	12/2019
4	067-02a	067-02a	Leitung Voigtlslach-Paffrath																				23,2	0,0	12/2022	12/2022
5	067-02b	067-03b	GDRM-Anlage Paffrath und Verbindungsleitung																				0,2	0,0	12/2022	12/2022
6	112-02	112-03	Anbindung Heilbronn																				28,0	0,0	12/2021	12/2021
7	116-02	116-02	GDRM-Anlage Wiernsheim (Raum Heilbronn)																				0,1	0,0	12/2021	12/2021
8	119-02	119-03	GDRM-Anlage Achim																				0,1	0,0	10/2021	10/2021
9	203-02	203-02	VDS Würselen																				0,0	0,0	03/2021	03/2021
10	204-02a	204-02a	ZEELINK 1																				112,0	0,0	03/2021	03/2021
11	204-02b	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn und Verbindungsleitung																				0,1	0,0	03/2021	03/2021
12	204-02c	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert und Verbindungsleitung																				0,1	0,0	03/2021	12/2021
13	204-02d	204-02d	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg und Verbindungsleitung																				0,1	0,0	03/2021	12/2021
14	205-02a	205-02a	ZEELINK 2																				115,0	0,0	03/2021	03/2021
15	205-02b	205-02b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung																				0,1	0,0	03/2021	03/2021
16	206-02	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn																				0,1	0,0	12/2019	12/2019
17	207-03	207-03	Reversierung GDRM-Anlage Obermichelbach																				0,1	0,1	12/2019	12/2019
18	208-02	208-02	GDRM-Anlage Rimpf																				0,1	0,0	12/2020	12/2020
19	209-02a	209-02a	GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL)																				0,1	0,1	12/2019	12/2019
20	209-02b	209-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)																				0,1	0,1	12/2019	12/2019
21	221-01	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttmum bis Wolfsburg)																				0,0	0,0	10/2021	10/2021
22	222-02	222-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/ Achim/ Delmenhorst)																				0,0	0,0	12/2020	12/2020
23	223-01	223-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz)																				0,0	0,0	06/2021	06/2021
24	300-02	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas																				0,0	0,0	01/2020	07/2026

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

Nr.	ID-Nr. im USB 2019	ID-Nr. im NEP Gas 2020-2030	Netzausbaumaßnahme													geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme					
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023			2024	2025	2026	2027	2028	2029
25	301-01	301-01	Überspeisung Embsen															0,0	0,0			12/2020	10/2021
26	302-01	302-01	Leitung Datteln-Herne															23,0	0,0			12/2021	12/2021
27	305-02	305-02	Reversierung TENP															0,0	0,0			12/2020	12/2020
28	307-01	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn															0,1	0,0			12/2020	12/2020
29	308-02b	308-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)															0,1	0,0			12/2020	12/2020
30	309-01	309-01	VDS MEGAL Rimpär															0,1	0,0			12/2020	12/2020
31	310-01	310-02	GDRM-Anlage Reichertsheim und Verbindungsleitung															0,1	0,0			12/2020	12/2020
32	311-02	311-02	Leitung Schlüchtern-Rimpär															0,3	0,0			12/2020	12/2020
33	312-02	312-02	VDS MEGAL Rimpär															0,0	0,0			12/2023	12/2023
34	314-01	-	GDRM-Anlage Leeheim und Verbindungsleitung															-	-			12/2025	-
35	320-01	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas															1,0	0,0			12/2020	12/2020
36	323-02	323-02	Umstellung Netzgebiet Aggertal															0,2	0,0			12/2019	10/2020
37	324-01	324-01	Armaturenstation Niederpleis und Verbindungsleitung															0,1	0,1			12/2019	12/2019
38	325-01	325-01	Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung															0,1	0,0			12/2020	12/2020
39	326-02	326-02	Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung															0,1	0,0			12/2020	12/2020
40	327-02	327-03	GDRM-Anlage Niederscheiden u. Verbindungsleitung															0,3	0,3			12/2020	12/2020
41	328-03	328-03	GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung															0,1	0,0			12/2020	12/2020
42	329-03	329-03	GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung															0,2	0,0			12/2020	12/2020
43	330-02	330-02	GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung															0,2	0,2			12/2020	12/2020
44	331-01	331-01	GDRM-Anlage Scheidt															0,2	0,0			12/2020	12/2020
45	333-01	333-02	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung															0,2	0,0			12/2021	12/2021
46	334-02	334-02	Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung															0,1	0,0			12/2020	12/2020
47	335-02a	335-02a	GDRM-Anlage Kemperhöhe und Verbindungsleitung															0,2	0,0			12/2021	12/2021
48	335-02b	335-02b	Leitungen Wipperfurth-Niederscheiden															7,0	0,0			12/2021	12/2021
49	336-02	336-02	Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung															0,1	0,0			12/2020	12/2020
50	337-01	337-02	GDRM-Anlage Porz															0,1	0,0			12/2023	12/2024
51	338-01	338-02	GDRM-Anlage Paffrath															0,2	0,0			12/2022	12/2022
52	402-01a	402-02a	Leitung Wertingen-Kötz															41,0	0,0			12/2022	12/2024

- 1 Projektidee ■ 2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung ■ 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren ■ 4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/Planfeststellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/Wegerechtserwerb ■ 5 Material- u. 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 2019	ID-Nr. im NEP Gas 2020-2030	Netzausbaumaßnahme													geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme								
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	USB 2019	NEP GAS 2020-2030
53	402-01b	402-02b	GDRM-Anlage Wertingen 2																					12/2022	12/2024	
54	402-01c	402-02c	GDRM-Anlage Kötzt																					12/2022	12/2024	
55	406-01	406-01	GDRM-Anlage Amerdingen																					12/2019	12/2019	
56	407-01	407-01	GDRM-Anlage Schnaitsee																					12/2019	12/2019	
57	410-01a	410-02a	GDRM-Anlage Rehden																					12/2020	12/2020	
58	410-01b	410-02b	GDRM-Anlage Drohne																					12/2020	12/2020	
59	412-03	412-04	Erdgasempfangsstation Lubmin II																					01/2020	01/2020	
60	415-01	415-01	VDS Krummhörn																					12/2022	12/2022	
61	416-02	416-02	VDS Legden																					12/2023	12/2023	
62	417-02	417-02	VDS Nordschwarzwaldeleitung																					09/2022	12/2023	
63	418-02	418-02	Erweiterung VDS Scharenstetten																					12/2022	12/2022	
64	419-01	419-02	GDRM-Anlage Hamborn Erweiterung																					10/2018	01/2020	
65	420-01	420-01	VDS Emsbüren																					12/2020	12/2020	
66	422-01	422-01	VDS Elten																					09/2022	09/2022	
67	431-01	431-02	GDRM-Anlage Emstek																					12/2021	12/2021	
68	432-02b	432-02b	GDRM-Anlage Bunde-Landschaftspolder und H-L-Gas-Mischanlage																					06/2019	06/2020	
69	435-02	435-03	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung																					12/2021	12/2021	
70	436-02	436-02a	Leitung Heiden Marbeck-Heiden Borken																					06/2021	12/2026	
71	436-02	436-02b	Leitung Heiden Borken-Dorsten																					06/2021	12/2026	
72	437-01	437-01	GDRM-Anlage Heiden-Borken und Verbindungsleitung																					06/2021	12/2026	
73	438-01	438-01	Umbindung Speicheranbindungsleitungen Epe																					12/2022	12/2025	
74	439-01	439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung																					12/2022	12/2022	
75	440-02	440-02	Leitung Erftstadt-Euskirchen																					12/2021	12/2021	
76	441-01	441-02	Armaturenstation Vinnhorst und Verbindungsleitung																					12/2023	12/2023	
77	442-02	442-02	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung																					12/2023	12/2023	
78	443-01	443-02	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung																					12/2024	12/2024	
79	444-01	444-01	GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung																					12/2025	12/2025	

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

Netzausbaumaßnahme																											
Nr.	ID-Nr. im USB 2019	ID-Nr. im NEP Gas 2020-2030	Netzausbaumaßnahme	realisierte km												geplante km	Inbetriebnahme										
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	USB 2019	NEP GAS 2020-2030		
80	445-01a	445-01a	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtlsch und Verbindungsleitung (NETG)																				0,1	0,0	12/2021	12/2021	
81	445-01b	445-01b	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtlsch und Verbindungsleitung (OGE)																				0,1	0,0	12/2021	12/2021	
82	446-01	446-01	Umstellung Wipperfürth-Niederschelden																				0,1	0,0	12/2021	05/2022	
83	448-01	448-01	GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung																				0,1	0,0	12/2021	12/2021	
84	449-01	449-02	Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL1)																				25,0	0,0	10/2024	10/2024	
85	450-01	450-01	Erweiterung GDRM-Anlage Steinhäule																				0,1	0,0	12/2022	12/2022	
86	451-02	451-02	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein																				0,1	0,0	12/2022	12/2022	
87	501-01a	501-02a	Leitung Walle - Wolfsburg																				33,0	0,0	10/2021	10/2021	
88	501-01d	501-02d	Erweiterung GDRM-Anlage Kolshorn																				0,1	0,0	10/2021	10/2021	
89	501-01e	501-02e	Erweiterung GDRM-Anlage Unterlüß																				0,1	0,0	10/2021	10/2021	
90	503-01a	503-02a	Erweiterung Armaturenstation Hetlingen																				0,1	0,0	10/2019	10/2019	
91	503-01b	503-02b	Erweiterung VDS Embsen																				0,0	0,0	10/2022	10/2022	
92	504-01a	504-01a	Leistungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen																				0,4	0,0	10/2023	10/2023	
93	504-01b	504-02b	Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen																				0,1	0,0	10/2023	10/2022	
94	504-01c	504-02c	GDRM-Anlage Emden																				0,1	0,0	10/2023	10/2022	
95	505-01	505-01	Erweiterung Konvertierung Rehden																				0,0	0,0	01/2021	01/2021	
96	506-02a	-	Leitung Massenheim-Hattersheim																				-	-	12/2023	-	
97	506-02b	-	GDRM-Anlage Massenheim II und Verbindungsleitung																				-	-	12/2023	-	
98	507-01a	507-01a	Ferngasleitung EUGAL																				480,0	480,0	12/2019	12/2019	
99	507-01b	507-01b	Anbindungsleitung NEL																				0,2	0,2	12/2019	12/2019	
100	507-01c	507-01c	GDRM-Anlage Lubmin-NEL																				0,1	0,1	12/2019	12/2019	
101	507-01d	507-02d	VDS Radeland II																				0,0	0,0	12/2020	12/2020	
102	507-01e	507-01e	GDRM-Anlage Radeland II																				0,1	0,0	12/2019	06/2020	
103	507-01f	507-01f	GDRM-Anlage Deutschnudorf-EUGAL																				0,1	0,1	12/2019	12/2019	
104	507-01g	507-01g	GDRM-Anlage Kienbaum II inkl. Anschlussleitung an die EUGAL																				0,1	0,1	12/2019	12/2019	
105	507-01h	507-01h	GDRM-Anlage Börnicke (DÜG)																				0,1	0,1	12/2019	12/2019	
106	507-02i	507-02i	GDRM-Anlage Steinitz																				0,1	0,1	12/2019	12/2019	

1 Projektidee	2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren	4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/Planfeststellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/Wegerechtserwerb	5 Material- u. Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung u. Baubeginn/Montage/Bau	6 Inbetriebnahme Projektabschluss/ Fertigstellung
			</		

6 Inbetriebnahme
Projektabschluss/
Fertigstellung

5 Material- u. Leistungsbe-
schaffung/Bauvorbereitung
u. Baubeginn/Montage/Bau

4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmi-
gungs-/Planfeststellungs-/Genehmigungsverfahren
BImSchG/Wegerechtserwerb

3 Entwurfsplanung/
Raumordnungsverfahren

2 Grundlagenermittlung/
Machbarkeitsprüfung

1 Projektidee

Zukünftige Projektschritte

(Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf

Geplante Änderung

Nr.	ID-Nr. im USB 2019	ID-Nr. im NEP Gas 2020-2030	Netzausbaumaßnahme												geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme									
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	USB 2019	NEP GAS 2020-2030
107	507-01j	507-01j	GDRM-Anlage Groß Körös																				0,1	0,1	12/2019	12/2019
108	507-01k	507-02k	GDRM-Anlage Sülstorf																				0,1	0,1	12/2019	12/2019
109	507-01l	507-01l	Reversierung VDS Holtum																				0,0	0,0	10/2020	10/2022
110	507-01m	507-01m	VDS Sayda																				0,0	0,0	12/2023	12/2023
111	508-01	508-01	Erweiterung GDRM-Anlage Leonberg-West																				0,1	0,0	12/2022	12/2022
112	520-01	520-01	Armaturenstation Visbek Astrup																				0,1	0,0	10/2019	12/2020
113	521-01	521-01	Armaturenstation Twistringen Ehrenburg																				0,1	0,0	12/2020	12/2020
114	523-01	523-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Bergedorf																				0,1	0,0	06/2020	06/2020
115	524-01	524-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Steinfeld-Düpe																				0,1	0,0	12/2021	12/2021
116	525-01	525-01	Leitung Willich-Meerbusch																				4,6	0,0	12/2024	12/2024
117	526-01	526-01	Leitung Hamm-Bergkamen																				5,5	0,0	12/2020	12/2020
118	527-01	527-01	Leitung Stockum-Bockum Hövel																				4,0	0,0	12/2022	12/2022
119	528-01	528-01	Leitung Merschhoven-Daberg																				2,0	0,0	12/2020	12/2020
120	529-01	529-01	Armaturenstationen Elten – St. Hubert																				0,1	0,0	12/2025	12/2025
121	530-01	530-01	Umstellung Köln – Dormagen																				0,3	0,0	12/2024	12/2024
122	531-01a	531-01a	GDRM-Anlage Appeldorn																				0,1	0,0	12/2025	12/2025
123	531-01b	531-01b	Armaturenstation Xanten																				0,1	0,0	12/2025	12/2025
124	–	532-01	GDRM-Anlage Leer und Verbindungsleitung																				0,1	0,0	–	12/2023
125	552-01	552-01	Leitung Mittelbrunn-Schwanheim																				38,0	0,0	12/2024	12/2024
126	554-01	554-01	Leitung Hügelsheim-Tannenkirch																				16,0	0,0	12/2024	12/2024
127	555-02	555-03	Querverbindungen TENP I zu TENP II																				0,1	0,0	12/2021	12/2021

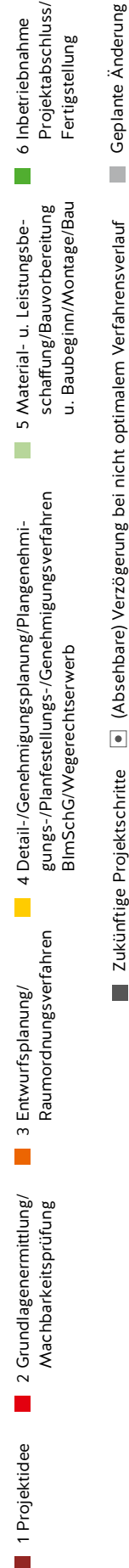
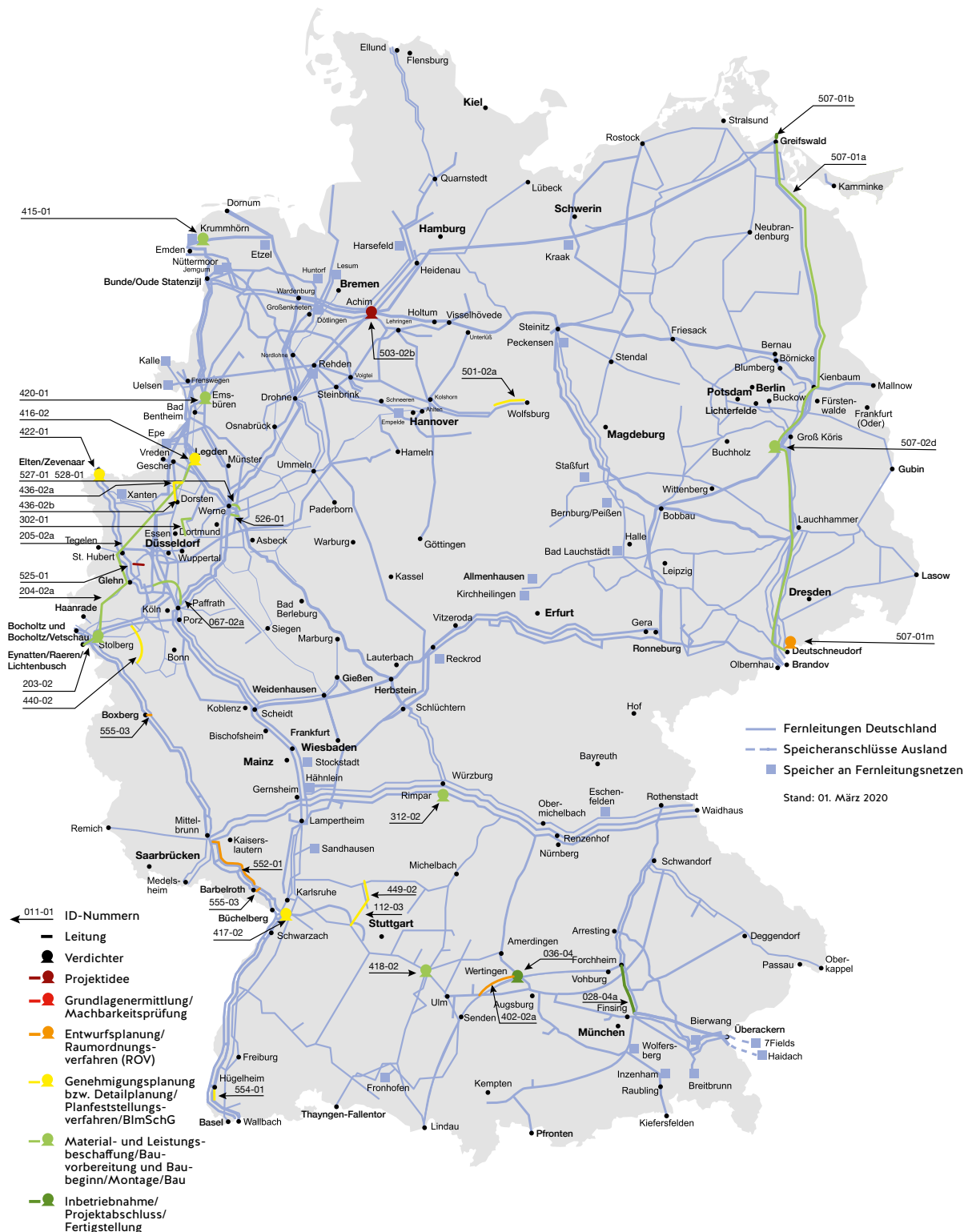


Abbildung 22: Umsetzungsstand der Maßnahmen zum 01. März 2020



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

4.3 Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von Inbetriebnahmedaten

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen mit einer geplanten Änderung des Inbetriebnahmedatums (z. B. wegen der geänderten L-H-Gas-Umstellungsplanung) beziehen sich auf Veränderungen gegenüber den im Umsetzungsbericht 2019 ausgewiesenen planmäßigen Inbetriebnahmetermine.

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 für Anfang 2022 geplant. Daher wird die GDRM-Anlage Ende 2021 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. Der erste Umstellungsschritt ist für Anfang 2022 geplant. Daher wird die GDRM-Anlage Ende 2021 in Betrieb genommen.

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

Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas (ID 300-02)

Aktuelle Planungen zur Marktraumumstellung zeigen, dass die Einheit 3 der VDS Folmhusen bis zur Umstellung des Bereichs Bielefeld-Paderborn im L-Gas benötigt wird.

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

Überspeisung Embsen (ID 301-01)

Veränderte Rahmenbedingungen aus der internen Bestellung, der Umsetzung der LNG-Anlagen und der Marktraumumstellung machen die Realisierung der Überspeisung erst ab Ende des Jahres 2021 erforderlich.

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

GDRM-Anlage Porz (ID 337-02)

Die GDRM-Anlage Porz wird nach der Umstellung des Raumes Mittelrhein von L-Gas auf H-Gas benötigt. Die Umstellung dieses Bereichs wird voraussichtlich in 2023 erfolgen. Daher wird die GDRM-Anlage in 2024 in Betrieb genommen.

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

Leitung Heiden Marbeck-Heiden Borken (ID 436-02a)

Die Leitung Heiden-Dorsten (ID 463-02) wurde in zwei Maßnahmen aufgeteilt. Der erste Teil verläuft von Heiden Marbeck bis Heiden Borken (ID 436-02a), der zweite Teil von Heiden Borken bis Dorsten (ID 436-02b). Die Leitung wird für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas des Umstellungsbereichs Sonsbeck-Dorsten benötigt. Daher wird die Leitung erst in 2026 in Betrieb genommen.

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

GDRM-Anlage Heiden-Borken und Verbindungsleitung (ID 437-01)

Die GDRM-Anlage Heiden-Borken wird für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas des Umstellungsbereichs Sonsbeck-Dorsten benötigt. Daher wird die Leitung erst in 2026 in Betrieb genommen.

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

Umbindung Speichieranbindungsleitungen Epe (ID 438-01)

Die Umbindung der Speichieranbindungsleitungen wird für die Umstellung der Speicher in Epe von L-Gas auf H-Gas benötigt. Erste Erkenntnisse eines möglichen Umstellungskonzeptes zeigen, dass die Maßnahme frühestens in 2026 benötigt wird. Daher wird die Umbindung in 2025 in Betrieb genommen.

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

Umstellung Wipperfürth-Niederschelden (ID 446-01)

Die Inbetriebnahme der Maßnahme Umstellung Wipperfürth-Niederschelden verschiebt sich von 12/2020 auf 05/2022. Die Verschiebung begründet sich durch den Fortschritt der Planungen und durch den Abschluss des Umstellungsfahrplans.

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

Reversierung VDS Holtum (ID 507-01)

Die Reversierung der VDS Holtum wurde ursprünglich für den Abtransport der EUGAL-Mengen benötigt. Im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 muss die Reversierung der VDS Holtum zur Ableitung der Mengen für die Versorgungssicherheit der Niederlande umgesetzt werden. Die Maßnahme wird daher statt im Jahr 2020 erst im Jahr 2022 erforderlich.

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

Armaturenstation Visbek Astrup (ID 520-01)

Die Armaturenstation Visbek Astrup ist notwendig für die Trennung der Umstellungsbereiche EWE-Zone Teil II und Teil III im Jahr 2021. Daher wird die Armaturenstation erst im Jahr 2020 in Betrieb genommen.

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

4.4 Maßnahmen mit einer Verzögerung

4.4.1 Maßnahmen mit einer eingetretenen Verzögerung

Bei den folgenden Maßnahmen sind im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2019 Verzögerungen eingetreten:

GDRM-Anlage Mittelbrunn (ID 206-02)

Zur Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen den Leitungssystemen der MEGAL und der TENP sind in Mittelbrunn die Maßnahmen mit den ID-Nummern 206-02 und 307-01 umzusetzen.

Die Planungen zu den Maßnahmen wurden auf Basis der vollständigen Transportfähigkeit des TENP-Transportsystems begonnen. Aufgrund der temporären Außerbetriebsetzung von Teilabschnitten der TENP I mussten die Planungen geändert bzw. neu aufgesetzt werden, um weitere Kapazitätseinschränkungen während der bautechnischen Umsetzung der Maßnahmen zu vermeiden. Diese Neuplanungen und die damit verbundenen erneuten und zusätzlichen Beschaffungsvorgänge von Material und Leistungen führen zu einer Verlängerung der Projektlaufzeit.

Die Inbetriebnahme wird auf Basis der Neuplanung voraussichtlich im Dezember 2020 erfolgen. Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung werden durch zusätzliche temporäre bautechnische Maßnahmen vermieden.

Umstellung Aggertal (ID 323-02)

Der Inbetriebnahmetermin der Maßnahme Umstellung Netzgebiet Aggertal verzögert sich leicht von 12/2019 auf 04/2020. Die Verschiebung begründet sich durch den Fortschritt der Planungen und durch den Abschluss des Umstellungsfahrplans. Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

GDRM-Anlage Bunde-Landschaftspolder und H-L-Gas-Mischanlage (ID 432-02b)

Bei der Maßnahme GDRM-Anlage Bunde-Landschaftspolder und H-L-Gas-Mischanlage kommt es aufgrund verspäteter Abschlüsse von Genehmigungsverfahren und eines erhöhten Abstimmungsbedarfs in der Detailplanung zu einer Verschiebung der Inbetriebnahme.

Die Inbetriebnahme wird auf Basis der Neuplanung voraussichtlich im Juni 2020 erfolgen. Die Verzögerung hat lediglich Auswirkungen auf das Mischpotenzial von H-Gas zu L-Gas und dementsprechend keinen Einfluss auf die Bereitstellung von Kapazitäten.

GDRM-Anlage Radeland II (ID 507-01e)

Bei der Ausbaumaßnahme GDRM-Anlage Radeland II wird von einer voraussichtlichen Inbetriebnahme im Q2 2020 ausgegangen.

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

4.4.2 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019 beziehen sich ausschließlich auf Verzögerungen gegenüber den in der **NEP-Gas-Datenbank** ausgewiesenen planmäßigen Inbetriebnahmetermenen.

Leitung Wertingen-Kötz (ID 402-02a), GDRM-Anlage Wertingen 2 (ID 402-02b), GDRM-Anlage Kötz (ID 402-02c)

Bei der Maßnahme Leitung Wertingen-Kötz sowie den dazugehörigen GDRM-Anlagen kommt es zu einer Verzögerung der Inbetriebnahme. Diese Verzögerung ergibt sich im Wesentlichen aus der stetigen Veränderung der Rahmenbedingungen rund um die Kraftwerke, welche für Süddeutschland von den ÜNB als „besonderes netztechnisches Betriebsmittel (bnBm-Kraftwerk)“ ausgeschrieben wurden.

Der bayernets lagen seit 2016 diverse Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV mit Kapazitätsbedarfen zwischen 3,4 GW_{th} und 5,7 GW_{th} vor. Weder eine Mitteilung über einen Zuschlag durch den Übertragungsnetzbetreiber für ein „besonderes netztechnisches Betriebsmittel (bnBm-Kraftwerk)“ im Regierungsbezirk Schwaben noch eine Investitionsentscheidung der Kraftwerksplaner liegen der bayernets bisher vor.

Die lange Unklarheit in Baden-Württemberg zum selben Sachverhalt hat die Problematik nicht begünstigt, sondern erschwert. Aufgrund der gestiegenen Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg musste die Leitungsdimension angepasst werden.

Auf der Suche nach einem effizienten und bedarfsgerechten Ausbau im süddeutschen Erdgasnetz kam es daher zu großen Unsicherheiten und immer wieder neuen Anforderungen. Diese stetige Veränderung der Rahmenbedingungen führt zu Verzögerung bei der Konzeption und Planung der NEP-Maßnahme Wertingen-Kötz.

Eine Fertigstellung der Maßnahme Wertingen-Kötz zum im Netzentwicklungsplan Gas 2016 festgelegten Zeitpunkt ist deshalb nicht möglich. Vielmehr wird mit der Inbetriebnahme im aktuellen Planungsstand voraussichtlich Ende 2024 gerechnet.

Die Verzögerung hat Auswirkungen auf die Kapazitätsbereitstellung für das Kraftwerk Gundremmingen sowie die Kapazitätsbereitstellung für Baden-Württemberg. Diverse Maßnahmen zur Linderung der Kapazitätseinschränkung sind in Vorbereitung.

VDS Nordschwarzwaldleitung (ID 417-02)

Bei der Maßnahme VDS Nordschwarzwaldleitung kommt es aufgrund umfangreicher Verhandlungen bei der Standortfindung zu einer Verzögerung der Inbetriebnahme. Der Standort für die VDS Nordschwarzwaldleitung konnte zwischenzeitlich abgestimmt werden.

Die sich daraus ergebenden Verzögerungen führen somit zu einer erwarteten Inbetriebnahme im Dezember 2023. Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung sind aktuell nicht auszuschließen.

4.5 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 2020–2030 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 wird in fünf Teilabschnitte untergliedert. Basierend auf den im Szenariorahmen 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 werden. 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.

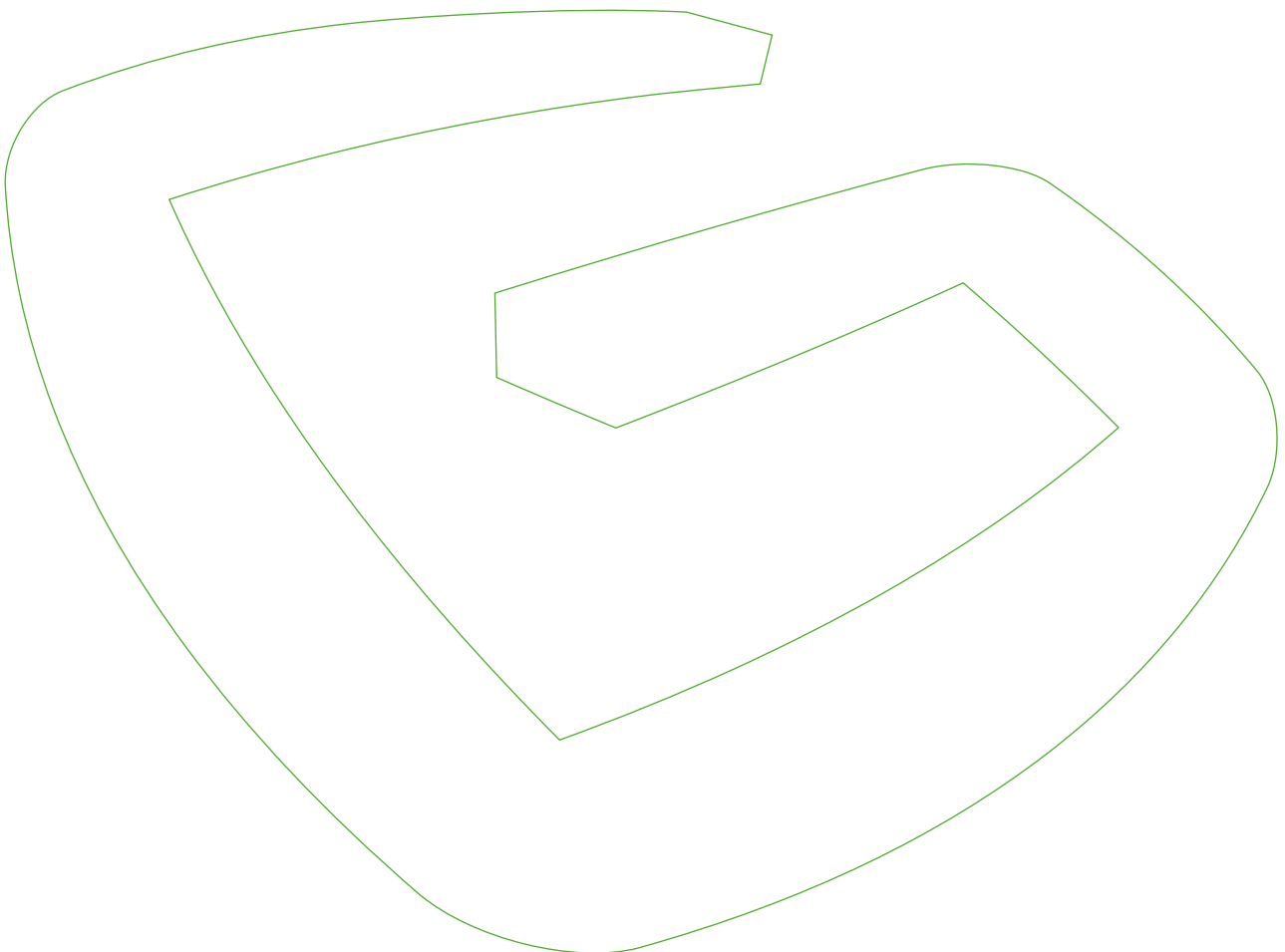
Die ursprüngliche Motivation der SEL zur nachhaltigen und flexiblen Versorgung von Baden-Württemberg bzw. Süddeutschland bleibt somit vollumfänglich gültig.

4.6 Zusammenfassung

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

- Im Zuge der Betrachtung zum Umsetzungsstand (Stichtag 01. März 2020) wurden 127 Maßnahmen betrachtet.
- Im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 haben 61 Maßnahmen die Voraussetzung für die Aufnahme in das Startnetz erfüllt.
- Gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019 wurden 23 Maßnahmen in Betrieb genommen und 31 Maßnahmen befinden sich aktuell in Bau.
- Aufgrund zwischenzeitlich vorliegender Erkenntnisse der Planung erfolgte bei 11 Maßnahmen eine geplante Änderung des Inbetriebnahmedatums.
- Bei acht 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 Erdgasversorgung 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 Erdgas (L-Gas) versorgt. L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen und der niederländischen Produktion. Das hochkalorische Erdgas (H-Gas) stammt im Wesentlichen aus Norwegen und Russland oder gelangt über LNG-Anlagen nach Deutschland. Die beiden unterschiedlichen Gruppen der Erdgasbeschaffenheit 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 qualitätsübergreifenden Marktgebiete stellen sicher, dass bilanziell jeder Kunde mit Energie, unabhängig von der Gasqualität, versorgt werden kann – physisch müssen jedoch die Gasbeschaffengrenzen beachtet werden.

Die L-Gas-Produktion in Deutschland geht kontinuierlich zurück. Die verbleibenden deutschen L-Gas-Aufkommen sollen soweit möglich weiter gefördert und in die Erdgastransportnetze 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. Ab 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 bis zum Jahr 2030 aktualisiert. Dazu sind Erfahrungen aus den bisherigen Umstellungen und eine aktuelle Sicht auf die Gasimportsituation aus den Niederlanden in den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 eingeflossen.

Alle Auswertungen und Bilanzen basieren auf dem Stand der Umstellungsplanung zum Stichtag 01. Oktober 2019, dieser wird in der **NEP-Gas-Datenbank** dargestellt. Im Kapitel 5.7.3 werden die Veränderungen in der L-H-Gas-Umstellungsplanung gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019 beschrieben. Im Kapitel 5.7.4 werden mögliche Veränderungen erläutert. Deren Auswirkungen auf die Bilanzen und auf die Netzausbaumaßnahmen werden die Fernleitungsnetzbetreiber im Umsetzungsbericht 2021 ausweisen.

5.2 Auswirkungen von COVID-19

Durch die schnelle Ausbreitung von COVID-19 in Deutschland haben sich Änderungen gegenüber der dargestellten Umstellungsplanung zum Stichtag 01. Oktober 2019 ergeben. Diese Änderungen werden mit Stichtag 01. Juni 2020 in Kapitel 5.8.5 dargestellt.

5.3 Umgestellte Bereiche und Erfahrungen aus der bisherigen Umstellung

Umgestellte Bereiche

Seit Beginn der L-H-Gas-Umstellung im Jahr 2015 wurden 22 Bereiche mit insgesamt rund 600.000 Geräten umgestellt (vgl. Tabelle 19).

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 Fallingbommel sowie die erste Umstellung eines direkt angeschlossenen Industriekunden. Im Jahr 2017 wurden fünf weitere Umstellungsbereiche von Nienburg bis Hannover (inklusive Umstellung von Kraftwerks- und Industriestandorten) und der Raum Bremen/Achim erfolgreich von L-Gas auf H-Gas umgestellt. In den Jahren 2018 und 2019 folgte die Umstellung weiterer Bereiche im Raum Bremen und die Umstellung im Raum von Hannover/Peine.

Im Netz der OGE wurde mit dem ersten Umstellungsbereich, Teutoburger Wald 1, im Jahr 2017 begonnen. Neben den regulär geplanten Umstellungen konnten in den Jahren 2017 und 2018 zur Entlastung der deutschlandweiten L-Gas-Leistungs- und -Mengenbilanzen auch vorgezogene Umstellungen von Industriestandorten im Fernleitungs- und Verteilernetz realisiert werden (Umstellungsbereiche Leverkusen, Dormagen, Essen und Köln). Im Jahr 2019 wurden erstmals größere durch OGE versorgte Bereiche von L-Gas auf H-Gas umgestellt, darunter die Städte Osnabrück (Umstellungsbereich Osnabrück) und Marburg (Umstellungsbereich Mittelhessen). Im Netzgebiet der OGE wurden im Jahr 2019 insgesamt rund 170.000 Geräte erfolgreich von L-Gas auf H-Gas umgestellt.

Die Umstellungsbereiche Emsland I (Nowega), Hüthum (Thyssengas) sowie Posthausen I und Posthausen II (GTG Nord) wurden in den Jahren 2017 bis 2019 erfolgreich umgestellt.

Insgesamt entspricht das in Deutschland seit dem Jahr 2015 realisierte Umstellungsvolumen einer jährlichen Verbrauchsmenge von rund 40 TWh und einer Leistung von 8,6 GWh/h.

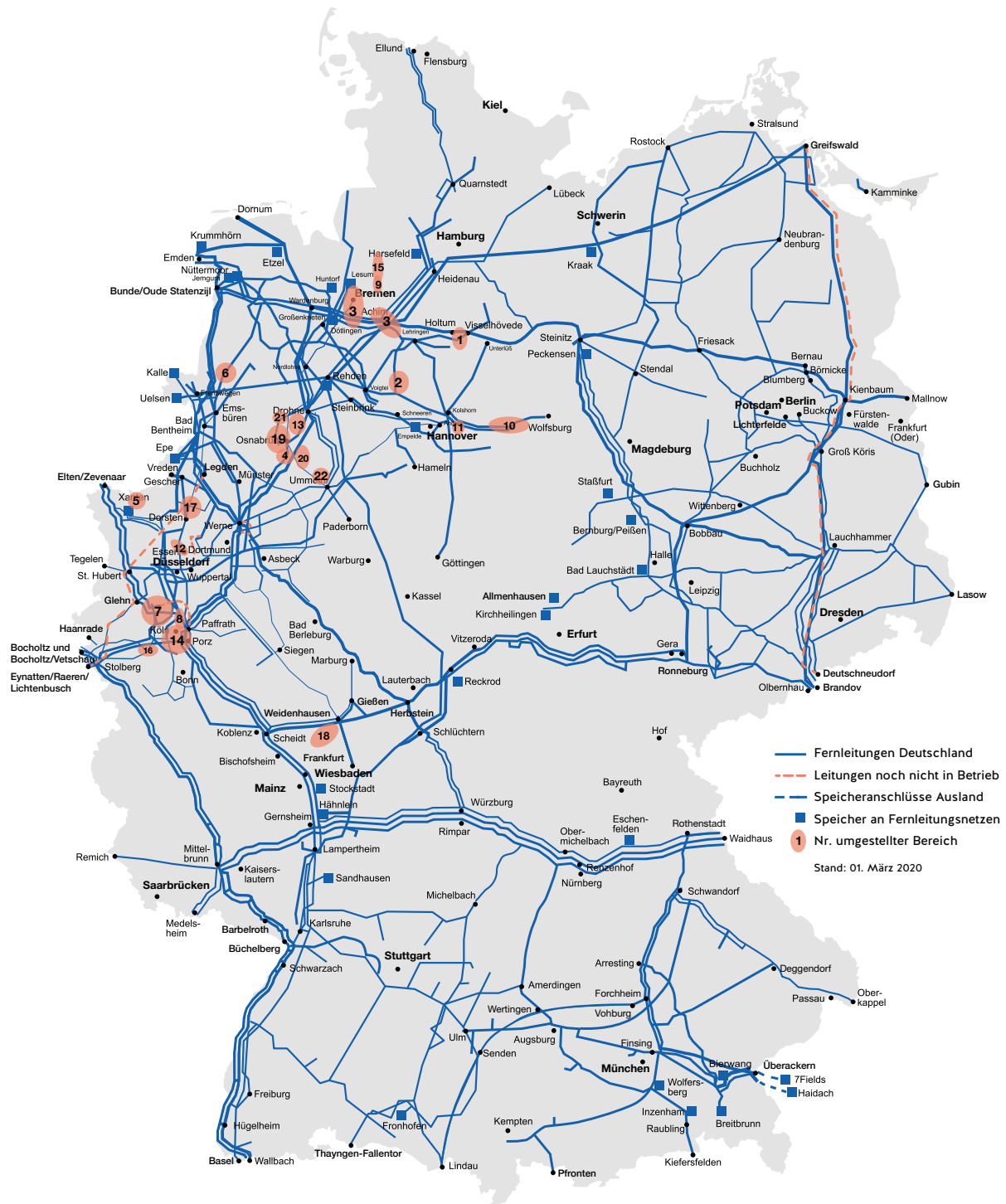
Tabelle 19: Umgestellte Bereiche 2015–2019

Nr. im NEP Gas 2020–2030	Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungs-zeitpunkte	Geschätzte Gerätezahl
1	Schneverdingen	GUD	2015	8.000
1	Walsrode/Fallingbostel	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
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

* keine Verteilernetze

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 23: Umgestellte Bereiche 2015–2019



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Erfahrungen aus der bisherigen Umstellung

Die für die L-H-Gas-Umstellung erforderlichen technischen Netzausbaumaßnahmen wurden seitens der Fernleitungsnetzbetreiber rechtzeitig fertiggestellt. Die Umstellung der Bereiche erfolgte an den zwischen den Beteiligten in den Umstellungsfahrplänen festgelegten Schaltterminen. Betroffen waren Verteilernetzbetreiber, Kraftwerke sowie Industriekunden. Im Zuge der Umstellung wurden bisher rund 600.000 Geräte angepasst.

Mindestens 38 Monate vor der Umstellung muss diese 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 Änderungen sollten durch die jeweiligen Verteilernetzbetreiber bei der Abgabe der internen Bestellungen berücksichtigt werden.

Schwankende Gasqualitäten führten bei einigen Verteilernetzbetreibern zu Problemen 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.

Es wurde festgestellt, dass das Eintreffen des H-Gases in den Morgenstunden präferiert wird. Dies ist begründet durch die speziell in den Industriebetrieben direkt anfallenden Anpassungsarbeiten sowie der Ausnutzung der Morgenspitze, um das H-Gas möglichst weit 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.

5.4 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 Erdgasförderung im Raum Groningen ab 2022 im Fall von durchschnittlichen Jahrestemperaturen einzustellen. Nur für kalte Winter stehen noch Fördermengen aus Groningen bis voraussichtlich 2026 zur Verfügung [Tweede Kamer der Staten-Generaal 2020].

Die erlaubte Produktionsmenge betrug im Gaswirtschaftsjahr 2018/2019 19,4 Mrd. m³. Für das Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 wurden die Fördermengen zunächst auf 11,8 Mrd. m³ begrenzt [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2019] und im März 2020 nochmals auf 10,7 Mrd. m³ reduziert [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020]. Um den Rückgang der Erdgasförderung kompensieren zu können, wurden vom niederländischen Transportnetzbetreiber GTS die folgenden Maßnahmen vorgeschlagen [GTS 2019]:

1. Erhöhung der Auslastung der Konvertierungsanlagen in Ommen und Wieringermeer auf 100 %
2. Versorgung des Grenzübergangspunktes „Oude Statenzijl“ mit konvertiertem bzw. angereichertem Groningen-Gas
3. Versorgung des Erdgasspeichers Norg mit konvertiertem bzw. angereichertem Groningen-Gas
4. Geringere Einlagerungen in den Erdgasspeicher Norg für den Winter 2019

Nach Aussagen der GTS ist die Versorgungssicherheit durch die vier Maßnahmen auch bei Annahme eines kalten Winters nicht gefährdet.

Für das Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 rechnet GTS mit einem Rückgang der Fördermenge auf 9,3 Mrd. m³ [Tweede Kamer der Staten-Generaal 2020], im darauffolgenden Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 wird eine Größenordnung von rund 3 Mrd. m³ in Aussicht gestellt.

Die Kompensation für die weitere Reduktion der L-Gas-Fördermengen bis 2022 erfolgt über einen Ausbau der niederländischen Konvertierungsanlagen, die Umstellung der neun größten Industriekunden am Netz der GTS auf H-Gas sowie den abnehmenden L-Gas Bedarf in den Ländern Deutschland, Belgien und Frankreich.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen in diesem Zusammenhang sowie auch zur Abstimmung der jeweiligen Planungen in den Niederlanden und Deutschland in einem engen Austausch mit GTS. Die in den folgenden Kapiteln dargestellten L-Gas-Leistungs- und -Mengenbedarfe in Deutschland sind somit Bestandteil der niederländischen Netzentwicklungsplanung und gehen daher auch in die Produktionsplanung des niederländischen Ministeriums ein. Der Austausch auf internationaler Ebene erfolgt seit 2019 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 erste Bericht der Task Force wurde im Februar 2020 veröffentlicht. Die Task Force bietet zusätzlich zum Austausch auf Netzbetreiberebene eine ideale Plattform, um harmonisierte Planungsannahmen mit hoher Transparenz zu gewährleisten.

5.5 L-Gas-Leistungsbilanz 2030

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

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Bilanz 2030 werden im Folgenden näher erläutert.

5.5.1 Inländische Produktion

Die in der Tabelle 20 dargestellte Entwicklung der Produktionskapazitäten basiert auf den Angaben des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) vom 15. Mai 2019. Für die Berücksichtigung in der L-Gas-Bilanz (vgl. unter anderem Abbildung 25) sind die Produktionskapazitäten durch den BVEG mit einem Sicherheitsabschlag (7 % bis 17 %, je nach Jahr) versehen worden.

Im Vergleich zur Prognose des Jahres 2018, die Basis für den Umsetzungsbericht 2019 war, hat sich die Kapazitätsprognose für die Summe der Gebiete Elbe-Weser und Weser-Ems bis zum Jahr 2023 reduziert (um 2 % bis 5 %, je nach Jahr), während für den Zeitraum ab 2024 eine höhere Produktionskapazität (2 % bis 4 %, je nach Jahr) gegenüber der Prognose aus dem Jahr 2018 erwartet wird.

Tabelle 20: Kapazitätsprognose gemäß BVEG

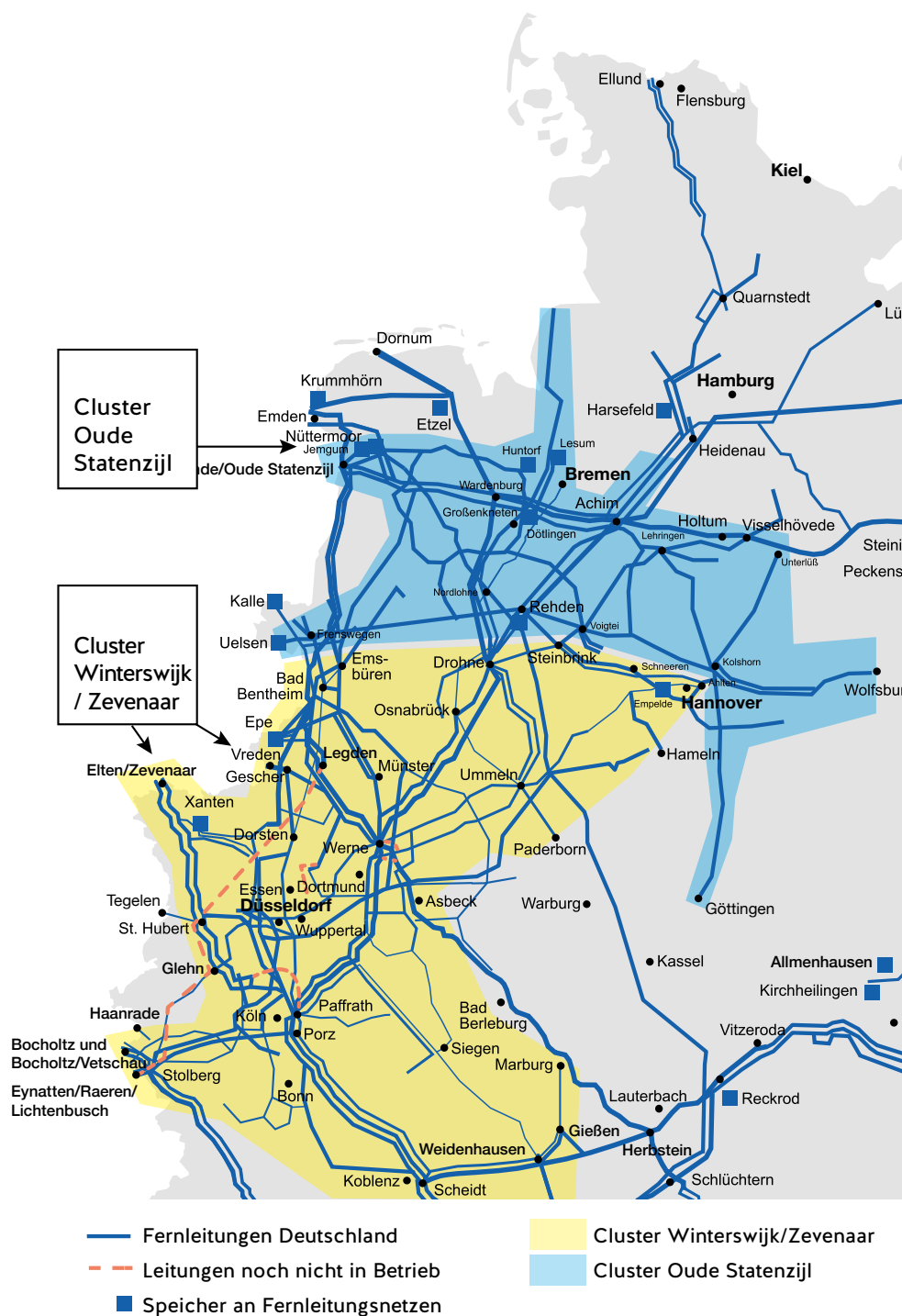
Jahr	Deutschland	Gebiet Elbe-Weser	Gebiet Elbe-Weser mit Sicherheitsabschlag gemäß BVEG	Gebiet Weser-Ems	Gebiet Weser-Ems mit Sicherheitsabschlag gemäß BVEG
	Mio. m³/h				
2020	0,74	0,31	0,29	0,37	0,35
2021	0,73	0,28	0,26	0,40	0,37
2022	0,68	0,28	0,25	0,36	0,33
2023	0,65	0,27	0,24	0,32	0,29
2024	0,72	0,24	0,22	0,30	0,28
2025	0,68	0,22	0,20	0,28	0,25
2026	0,63	0,20	0,18	0,25	0,22
2027	0,57	0,19	0,16	0,21	0,19
2028	0,52	0,17	0,14	0,19	0,16
2029	0,49	0,15	0,13	0,17	0,14
2030	0,46	0,14	0,11	0,15	0,13

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis von BVEG 2019

5.5.2 Importe aus den Niederlanden

Den größten Beitrag auf der Einspeiseseite erbringen die Importe aus den Niederlanden, die mehr als 60 % der L-Gas-Versorgungsleistung darstellen. Dabei ist zwischen den Import-Clustern Oude Statenzijl und Winterswijk/Zevenaar zu unterscheiden (vgl. Abbildung 24). Wegen der höheren Abhängigkeit des Clusters Oude Statenzijl zur niederländischen Produktion ist eine getrennte Betrachtung der Cluster erforderlich.

Abbildung 24: Importpunkte aus den Niederlanden



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Ein Teil dieser Leistung 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 (pro Jahr um 10 % des Ausgangswertes) angesetzt. Die Planungsannahmen bezüglich der Kapazität sind seit dem Jahr 2012 unverändert.

Die in der Tabelle 21 für das Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 aufgezeigte Importleistung in Höhe von 47,7 GWh/h ist der in den Jahren 2010 bis 2013 zeitgleiche maximale Fluss an den drei Importpunkten Oude Statenzijl, Winterswijk/Vreden und Elten/Zevenaar.

Tabelle 21: Aufteilung der L-Gas-Importleistung auf die Grenzübergangspunkte

Gaswirtschafts- jahr	Oude Statenzijl (GASPOOL)	Zevenaar, Winterswijk (NCG)	Summe
	GWh/h		
2019/2020	9,0	38,7	47,7
2020/2021	7,3	35,7	43,0
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
2030/2031	0,0	0,1	0,1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Beimischung von H-Gas wurde in den L-Gas-Leistungsbilanzen sowie in den in Kapitel 5.5.3 gezeigten L-Gas-Mengenbilanzen nicht berücksichtigt. 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.

Mischanlagen sind in den Niederlanden und im Netz der GUD vorhanden. Eine zusätzliche Anlage befindet sich im Netz der GTG Nord in Bau.

5.5.3 L-Gas-Speicher

Die Ausspeicherleistung der in der Tabelle 22 aufgeführten L-Gas-Speicher liegt im Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 bei 20,6 GWh/h. Hierbei werden die Leistungen in der L-Gas-Bilanz berücksichtigt, die mit dem heutigen L-Gas-Netz transporttechnisch realisierbar sind. Diese setzen sich wie folgt zusammen:

Tabelle 22: Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am FNB-Netz

Gaswirtschaftsjahr 2019/2020	Empelede	Epe	Lesum	Nüttermoor/ Huntorf	Summe
In der L-Gas-Bilanz berücksichtigte Leistung	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Jede darüber hinausgehende Leistungsanforderung würde zu einem Netzausbau im L-Gas-Netz bzw. zu einer Umallokation von Leistungen an Grenzübergangspunkten 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.

Zum anderen würde eine stärkere Berücksichtigung der Speicher zu Lasten von anderen Einspeisungen wie Importen aus den Niederlanden oder der deutschen Produktion nicht zielführend sein, da Speicher – über ein Jahr gesehen – keine zusätzlichen Mengen liefern. Andere Quellen liefern zu einer Leistung auch eine entsprechende Menge. Darüber hinaus sind die L-Gas-Speicher eher Leistungsspeicher. Würde man die Leistung in der Leistungsbilanz erhöhen, könnten erhöhte Entnahmeraten zu einer schnelleren Entleerung der Speicher beitragen und damit die Speicherfüllstände während des Winters stärker reduzieren. Insofern sind nachteilige Effekte auf die Versorgungssicherheit nicht auszuschließen.

Auf eine Darstellung der redundanten Speicherleistung wird daher in den kommenden Netzentwicklungsplänen verzichtet.

Die Tabelle 23 zeigt die zeitliche Entwicklung der von den Fernleitungsnetzbetreibern angesetzten Ausspeicherleistungen für die Speicher Empelede, Epe, Lesum und Nüttermoor/Huntorf.

Tabelle 23: Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher

Gaswirtschaftsjahr	Empelede	Epe	Lesum	Nüttermoor/ Huntorf	Summe
	GWh/h				
2019/2020	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6
2020/2021	1,6	9,0	2,1	6,9	19,6
2021/2022	1,6	9,0	0,0	6,4	17,0
2022/2023	1,6	9,0	0,0	5,0	15,6
2023/2024	1,6	7,0	0,0	3,7	12,3
2024/2025	1,6	5,5	0,0	1,9	9,0
2025/2026	1,6	5,0	0,0	0,2	6,8
2026/2027	1,6	3,5	0,0	0,0	5,1
2027/2028	1,6	2,5	0,0	0,0	4,1
2028/2029	1,6	2,0	0,0	0,0	3,6
2029/2030	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6
2030/2031	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Hinsichtlich der Umstellung der L-Gas-Speicher stehen die Fernleitungsnetzbetreiber in einem kontinuierlichen Dialog mit den Speicherbetreibern und der BNetzA. Seit der Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028 und des Umsetzungsberichtes 2019 haben hierzu weitere Gespräche stattgefunden. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden diese Abstimmungsgespräche auch zukünftig mit dem Ziel fortführen, gemeinsam entwickelte Umstellungskonzepte für die L-Gas-Speicher abzustimmen.

5.5.4 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 das H-Gas gemäß DVGW Arbeitsblatt G 260 zu L-Gas 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 Ausspeisekapazitäten eingeplant:

- **Konvertierungsanlage Nowega in Rehden**

Die Konvertierungsanlage im Netzbereich der Nowega verfügt im Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 über eine Gesamtleistung von max. 1,4 GWh/h. Ab 2021 beträgt die maximale Gesamtleistung aufgrund einer Anlagenerweiterung um einen Stickstoffgenerator 2,4 GWh/h in der Spitzenlast.

- **Konvertierungsanlage Thyssengas in Broichweiden**

Die bestehende Konvertierungsanlage verfügt nun 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.

5.5.5 Bedarf an Ausspeisekapazitäten

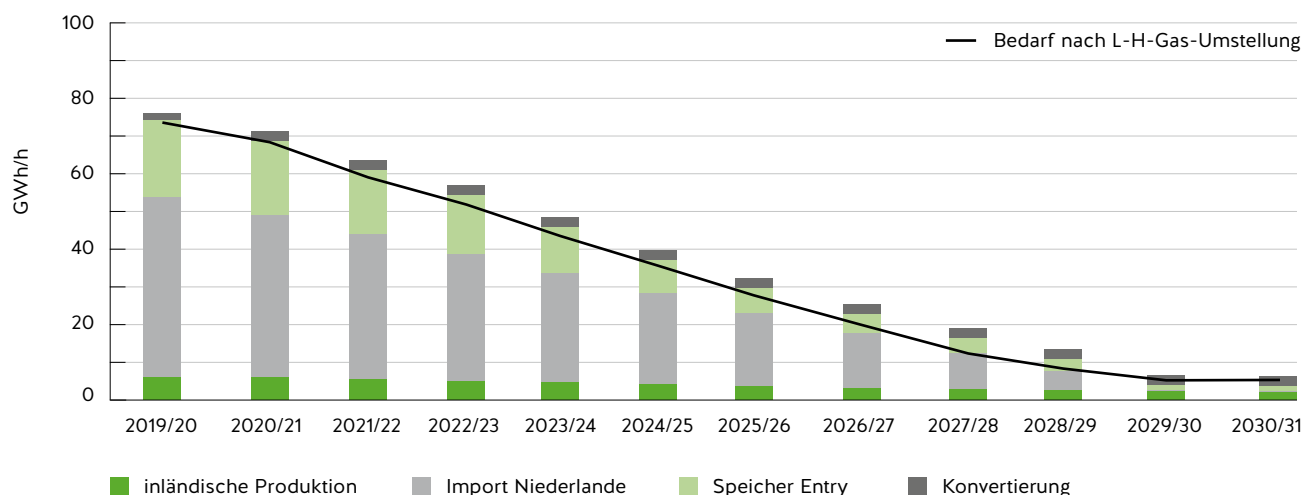
Der Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber entspricht den im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zugrunde gelegten plausibilisierten Langfristprognosen. Ebenfalls aktualisiert gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019 wurden die Kapazitätsbedarfe von Industriekunden und Kraftwerken.

Im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2019 ergeben sich durch fortgeschrittene Umstellungsplanungen und zeitliche Verschiebungen bestimmter Umstellungsbereiche weitere Veränderungen des verbleibenden L-Gas-Bedarfs.

5.5.6 Kapazitive L-Gas-Bilanz Deutschland

Die Abbildung 25 und die Tabelle 24 zeigen die aktualisierte, deutschlandweite L-Gas-Leistungsbilanz.

Abbildung 25: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 24: Kapazitive deutschlandweite L-Gas-Bilanz

Gaswirtschaftsjahr	Inländische Produktion	Import aus Niederlande	Speicher Entry	Konvertierung	Summe Darbietung	L-Gas-Bedarf	L-Gas-Bedarf ohne L-H-Gas-Umstellung
GWh/h							
2019/2020	6,0	47,7	20,6	1,7	75,9	73,3	77,2
2020/2021	6,0	43,0	19,6	2,7	71,1	68,1	78,4
2021/2022	5,5	38,2	17,0	2,7	63,3	58,8	79,7
2022/2023	5,1	33,4	15,6	2,7	56,8	51,6	80,8
2023/2024	4,7	28,6	12,3	2,7	48,3	43,3	81,0
2024/2025	4,2	23,9	9,0	2,7	39,8	35,4	81,0
2025/2026	3,8	19,1	6,8	2,7	32,3	27,6	81,5
2026/2027	3,3	14,3	5,1	2,7	25,4	19,9	81,3
2027/2028	2,9	9,5	4,1	2,4	18,9	12,2	81,4
2028/2029	2,6	4,8	3,6	2,4	13,3	8,2	81,5
2029/2030	2,4	0,1	1,6	2,4	6,4	5,1	81,6
2030/2031	2,1	0,1	1,6	2,4	6,2	5,2	81,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Insgesamt ergeben sich durch die Aktualisierungen der Planungsprämissen im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2030–2030 gegenüber den Ergebnissen des Umsetzungsberichts 2019 lediglich geringe Änderungen der L-Gas-Leistungsbilanz.

5.6 L-Gas-Mengenbilanz

Im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 wird eine aktualisierte L-Gas-Mengenbilanz aufgestellt, um analog zur Aufstellung der L-Gas-Leistungsbilanz die Entwicklungen seit der Veröffentlichung des Umsetzungsberichts 2019 zu berücksichtigen, insbesondere die Ergebnisse der Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2018/2019.

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.

5.6.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Unverändert im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 wird die Bedarfsentwicklung gemäß dem Szenario EUCO30 des Szenariorahmens zugrunde gelegt. In diesem Szenario wird das 30 %-Effizienzziel (Rückgang des Primärenergieverbrauchs um 30 % im Vergleich zur Baseline-Entwicklung 2007) realisiert. Zudem wird das EU-Ziel zur Treibhausgasminderung (mindestens –40 % im Vergleich zum Jahr 1990) erreicht. Dabei wird mit Hilfe einer Temperaturbereinigung (vgl. Kapitel 5.5.3) zwischen einem kalten Jahr und einem durchschnittlichen Jahr unterschieden, um eine möglichst große Bandbreite der Entwicklung des Mengenbedarfs zu berücksichtigen. Darüber hinaus wird hiermit auch dem Ansatz des niederländischen Wirtschaftsministeriums Rechnung getragen, dass die zulässige, jährliche Produktionsmenge in Groningen von den Temperaturen des jeweiligen Jahres abhängt.

5.6.2 Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2018/2019 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz

Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2018/2019

Das Gaswirtschaftsjahr 2018/2019 war deutlich wärmer als ein Durchschnittsjahr. Daher lag der L-Gas-Verbrauch in Deutschland deutlich niedriger als angenommen.

Der L-Gas-Bedarf von Letztverbrauchern betrug 209,6 TWh und lag somit 16,2 TWh unter den Planungsannahmen des Umsetzungsberichts 2019 in Höhe von 225,8 TWh. Umgerechnet auf die Temperaturen des Gaswirtschaftsjahres 2018/2019 beträgt die Planmenge des Umsetzungsberichts 2019 für das Gaswirtschaftsjahr 2018/2019 214,1 TWh, das heißt die Abweichung zwischen Planmenge und tatsächlichem Bedarf beträgt lediglich rund 2 % und ist auf Verbrauchsschwankungen bei Endverbrauchern und Kraftwerken zurückzuführen.

Der L-Gas-Anteil der deutschen Produktion lag im Gaswirtschaftsjahr 2018/2019 mit 48,7 TWh trotz Sicherheitsabschlag von 22 % nur rund 1,5 TWh über der Planungsannahme der Fernleitungsnetzbetreiber.

Der Füllstand der Erdgasspeicher wies zum Stichtag 01. Oktober 2019 einen um 3,8 TWh erhöhten Wert verglichen mit der Planungsannahme auf, während die technische Konvertierung von H-Gas zu L-Gas einen um 1,7 TWh höheren Wert als angenommen aufwies.

In Summe führten die oben beschriebenen Effekte dazu, dass die Importe aus den Niederlanden im Gaswirtschaftsjahr 2018/2019 um 15,8 TWh unter den temperaturbereinigten Planungsannahmen lagen, wovon 11,7 TWh auf den Temperatureinfluss zurückzuführen sind.

Umgerechnet auf ein Jahr mit durchschnittlichen Temperaturen zeigt die Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2018/2019 eine gute Übereinstimmung zwischen dem geplanten Bedarf und den angenommenen Importmengen.

Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz

Die im Gaswirtschaftsjahr 2018/2019 beobachteten Abweichungen zwischen den Plan-Mengen und den Ist-Mengen sind im Wesentlichen auf den Temperatureinfluss zurückzuführen und bestätigen, bereinigt um den Temperatureinfluss, die Planungen der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber.

Auf Basis der Produktionszahlen der vergangenen Jahre sehen es die Fernleitungsnetzbetreiber als sachgerecht an, den Sicherheitsabschlag für die deutsche Produktionsmenge mittels eines zeitabhängigen, variablen Faktors anzupassen. Dabei wird unterstellt, dass die Prognosegüte mit Reichweite der Prognose abnimmt. So wurden in der Vergangenheit die Produktionsprognosen mehrfach nach unten korrigiert, wodurch ein höherer Effekt in den späteren Jahren entstanden ist. Daher steigt der Sicherheitsabschlag von 22 % im Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 auf 28 % bis zum Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 und bleibt konstant bei 30 % ab dem Gaswirtschaftsjahr 2023/2024.

5.6.3 L-Gas-Mengenbilanzen für Deutschland

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Mengenbilanzen bis zum Jahr 2030 werden im Folgenden unter Berücksichtigung der Analyseergebnisse des Gaswirtschaftsjahres 2018/2019 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 Mengenrückgang beim Endenergiebedarf wird in zwei unterschiedlichen Varianten unterstellt:

- **Kaltes Jahr:** In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 der L-Gas-Mengenbedarf für den Zeitraum April 2012 bis März 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf ein kaltes Jahr. Abschließend wird ein Mengenrückgang gemäß Szenario II des Szenariorahmens unterstellt.
- **Durchschnittliches Jahr:** In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 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 ein Mengenrückgang gemäß Szenario II des Szenariorahmens unterstellt.

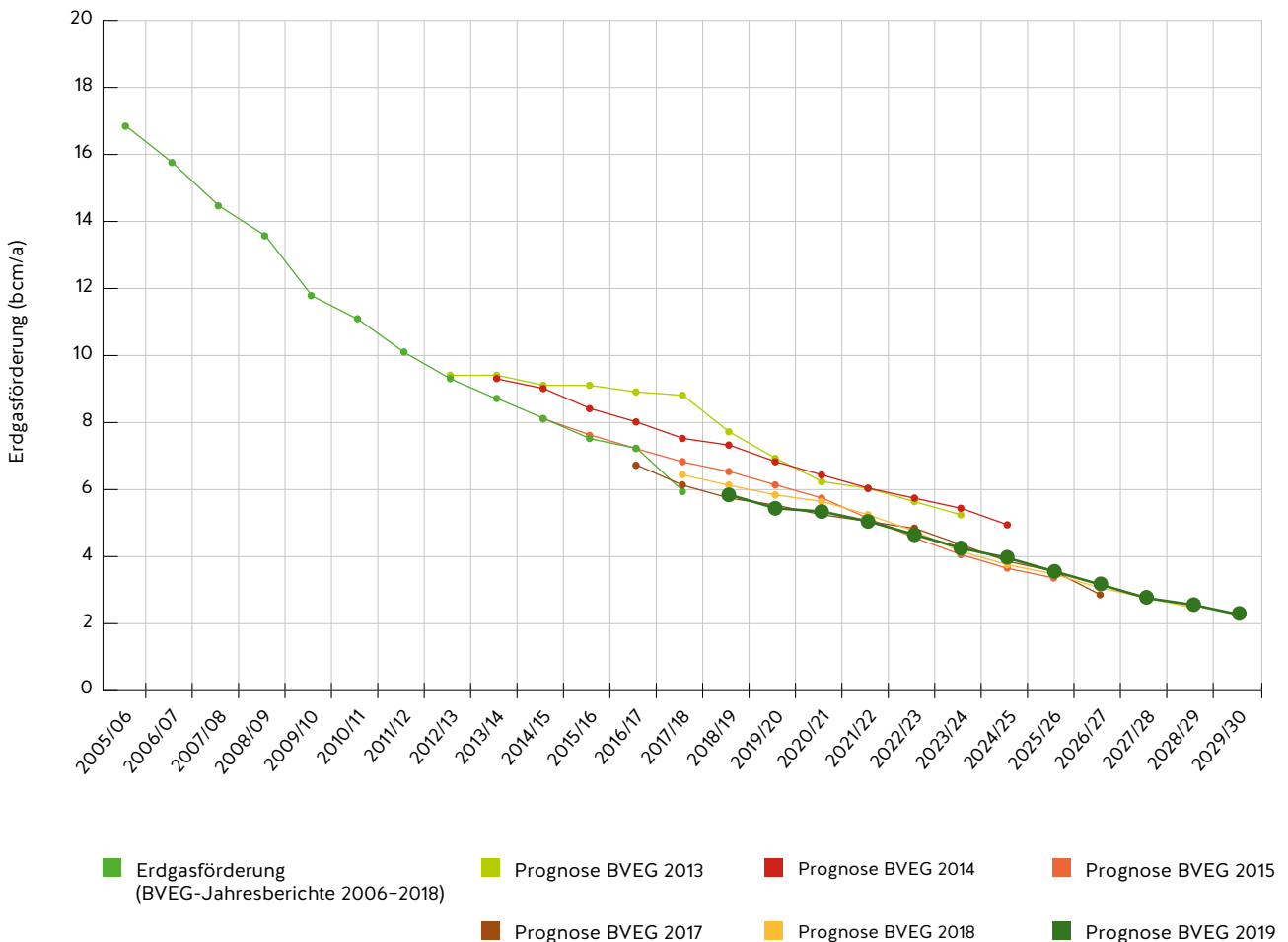
Die Temperaturbereinigung wird mit Hilfe der Gradtagszahlen der entsprechenden Jahre sowie der Gradtagszahl des langjährigen Mittels vorgenommen. Hierzu werden Angaben zu den Gradtagszahlen nach VDI-Richtlinie 3807 herangezogen. Die täglichen Gradtagszahlen geben dabei die Differenz der Tagesmitteltemperaturen 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.

Über die sich aus der Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2018/2019 ergebenden Änderungen hinaus (vgl. 5.5.2) sehen die Fernleitungsnetzbetreiber keinen weiteren Anpassungsbedarf hinsichtlich der unterstellten Bedarfsentwicklung.

Inländische Produktion

Abbildung 26 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung der deutschen Erdgasförderung im Zeitraum 2005/2006 bis 2029/2030.

Abbildung 26: Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Produktionsdaten der Jahre 2006 (entspricht dem Gaswirtschaftsjahr 2005/2006) bis 2018 (Gaswirtschaftsjahr 2017/2018) basieren auf den durch den BVEG für die beiden wichtigsten deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems [BVEG 2018] veröffentlichten Zahlen. Für die Zeit ab 2019 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des BVEG vom 15. Mai 2019 bis zum Jahr 2030. Für die L-Gas-Mengenbilanz wird ein Anteil von 78 % im Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 herangezogen, der sich bis zum Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 auf 70 % reduziert (vgl. auch Kapitel 5.6.2).

Im Vergleich zur Prognose des Jahres 2018, die Basis für den Umsetzungsbericht 2019 war, hat der BVEG seine Prognose zur jährlichen Erdgasförderung bis zum Jahr 2023 leicht reduziert.

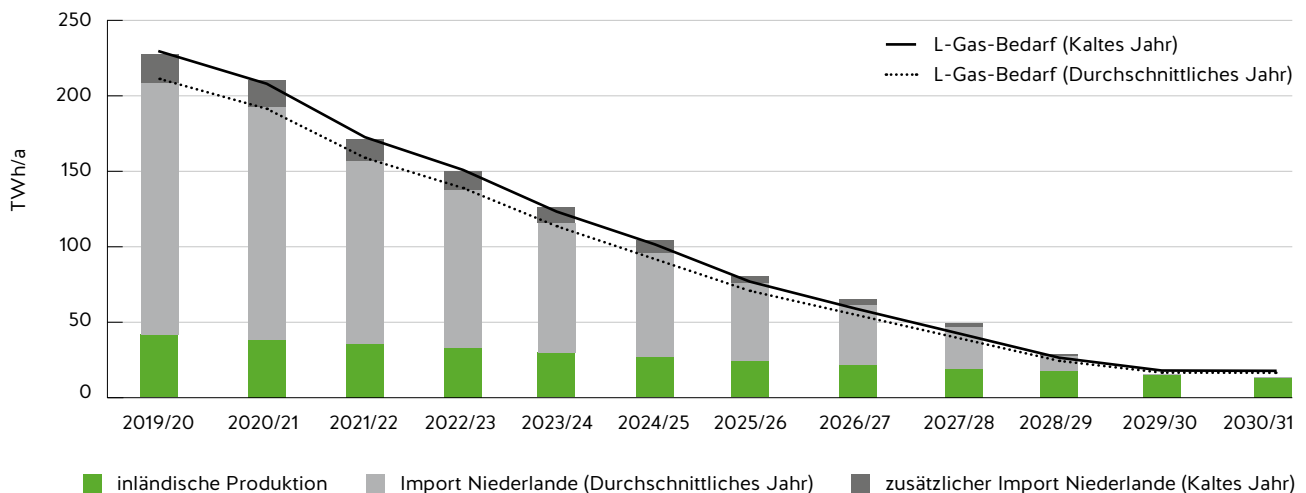
Importe aus den Niederlanden

Im Rahmen der Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2018/2019 wurde festgestellt, dass die realisierten Importe nahe an den um den Temperatureinfluss bereinigten Annahmen aus dem Umsetzungsbericht 2019 lagen. Daher haben sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in Abstimmung mit GTS dazu entschieden, für die deutsche Mengenbilanz die Importannahmen des Umsetzungsberichts 2019 nicht zu verändern.

Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz

In der Abbildung 27 und der Tabelle 25 werden die Ergebnisse der deutschlandweiten L-Gas-Mengenbilanz dargestellt. Dabei werden die aktualisierten Bedarfsannahmen der aktuellen Prognose für die inländische Produktion und den Importannahmen aus den Niederlanden gegenübergestellt. Zielsetzung ist eine transparente Darstellung der Veränderungen der Mengenbilanz, die sich aus der aktualisierten Produktions- und Bedarfsentwicklung ergeben.

Abbildung 27: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 25: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz kaltes und durchschnittliches Jahr

Gaswirtschafts-jahr	L-Gas-Bedarf Kaltes Jahr	L-Gas-Bedarf Durchschnittliches Jahr	Inländische Produktion	Import NL Kaltes Jahr (Summe)	Import NL Kaltes Jahr (davon Oude Statenzijl)	Import NL Durchschnittliches Jahr (Summe)	Import NL Durchschnittliches Jahr (davon Oude Statenzijl)
TWh/a							
2019/2020	229,1	210,9	41,6	185,4	49,5	166,7	43,7
2020/2021	207,7	191,1	38,1	171,7	45,2	154,4	40,0
2021/2022	172,3	158,6	35,5	135,1	38,6	121,1	34,3
2022/2023	150,6	138,6	32,9	116,9	37,5	104,7	33,7
2023/2024	123,0	113,3	29,7	96,1	35,3	85,8	31,9
2024/2025	101,2	93,2	27,1	76,9	30,8	68,5	27,8
2025/2026	76,6	70,5	24,4	55,9	15,8	51,4	15,3
2026/2027	58,7	54,0	21,9	42,8	8,6	39,4	8,2
2027/2028	41,4	38,1	19,4	29,7	7,7	27,3	7,4
2028/2029	26,2	24,1	17,6	11,1	7,7	10,2	7,4
2029/2030	17,7	16,3	15,3	0,3	0,0	0,3	0,0
2030/2031	17,5	16,2	12,9	0,3	0,0	0,3	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

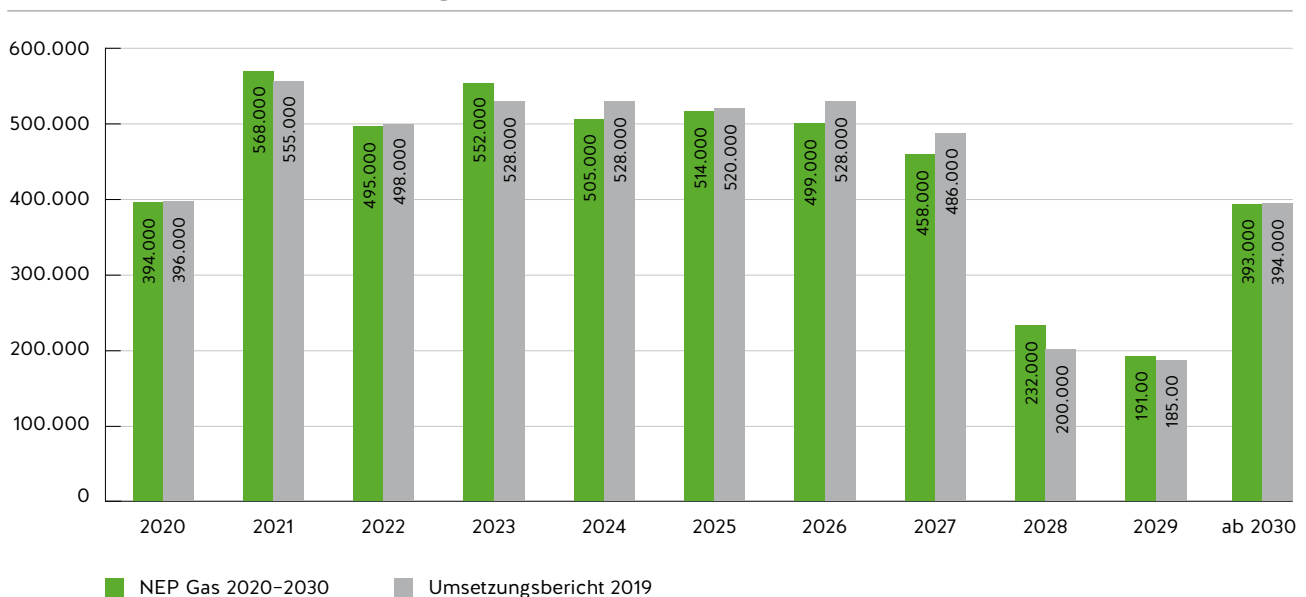
5.7 Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen

Das Jahr 2020 ist bereits das sechste Jahr mit Geräteanpassungen im Zuge der Marktraumumstellung. Seit Beginn der L-H-Gas-Umstellung ist ein stetiger Anstieg der jährlichen Gerätezahlen zu verzeichnen. Dies führt zu einem kontinuierlichen Aufbau von Ressourcen und zur Qualifikation von Personal für die Durchführung der Geräteanpassungen. Im Zuge der Detailplanung der Verteilernetzbetreiber ergaben sich im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2019 Veränderungen in der Umstellungsplanung und eine Erhöhung der Gerätezahl in 2021. Bis in das Jahr 2024 sind die Konzepte zur Durchführung der Marktraumumstellung in den betroffenen Bereichen weitestgehend mit den Verteilernetzbetreibern und Anschlusskunden abgestimmt.

Für die Umstellungsjahre bis einschließlich 2026 ist die Entwicklung der benötigten Umstellungskonzepte weit fortgeschritten und konnten gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019 weiter konkretisiert werden. Solange sich die äußeren Rahmenbedingungen nicht grundlegend ändern, sind nur noch einige wenige Anpassungen der Umstellungskonzepte für die Jahre bis 2026 zu erwarten.

Die Umstellungsplanungen für den Umstellungszeitraum ab 2027 haben im Wesentlichen aufgrund des Zeithorizonts noch keinen tiefen Detaillierungsgrad. Hier wird es im Umsetzungsbericht 2021 weitere Änderungen und Konkretisierungen geben, in die die Erfahrungen der laufenden Umstellungen einfließen können. In Abbildung 28 wird der Vergleich der anzupassenden Gerätezahlen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019 dargestellt.

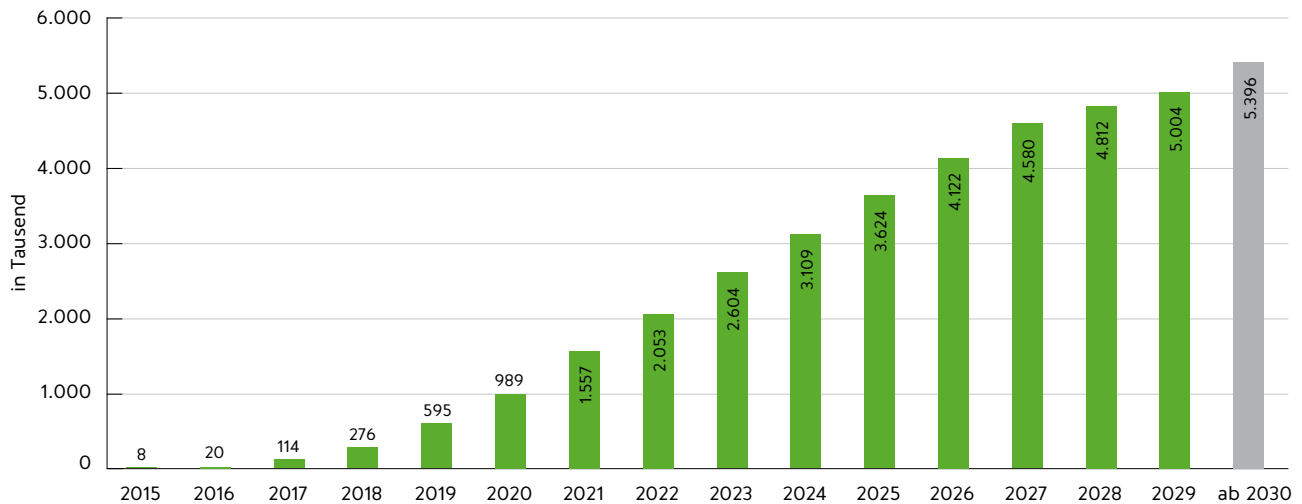
Abbildung 28: Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In Abbildung 29 wird zusätzlich die kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte für den Zeitraum der Marktraumumstellung dargestellt.

Abbildung 29: Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.8 Umstellungsbereiche

5.8.1 Festlegung der Umstellungsbereiche

Die Umstellung von Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas ist organisatorisch sehr aufwendig 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 sehr enge Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern zu erreichen. Die in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen sowie dem Umsetzungsbericht 2019 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.

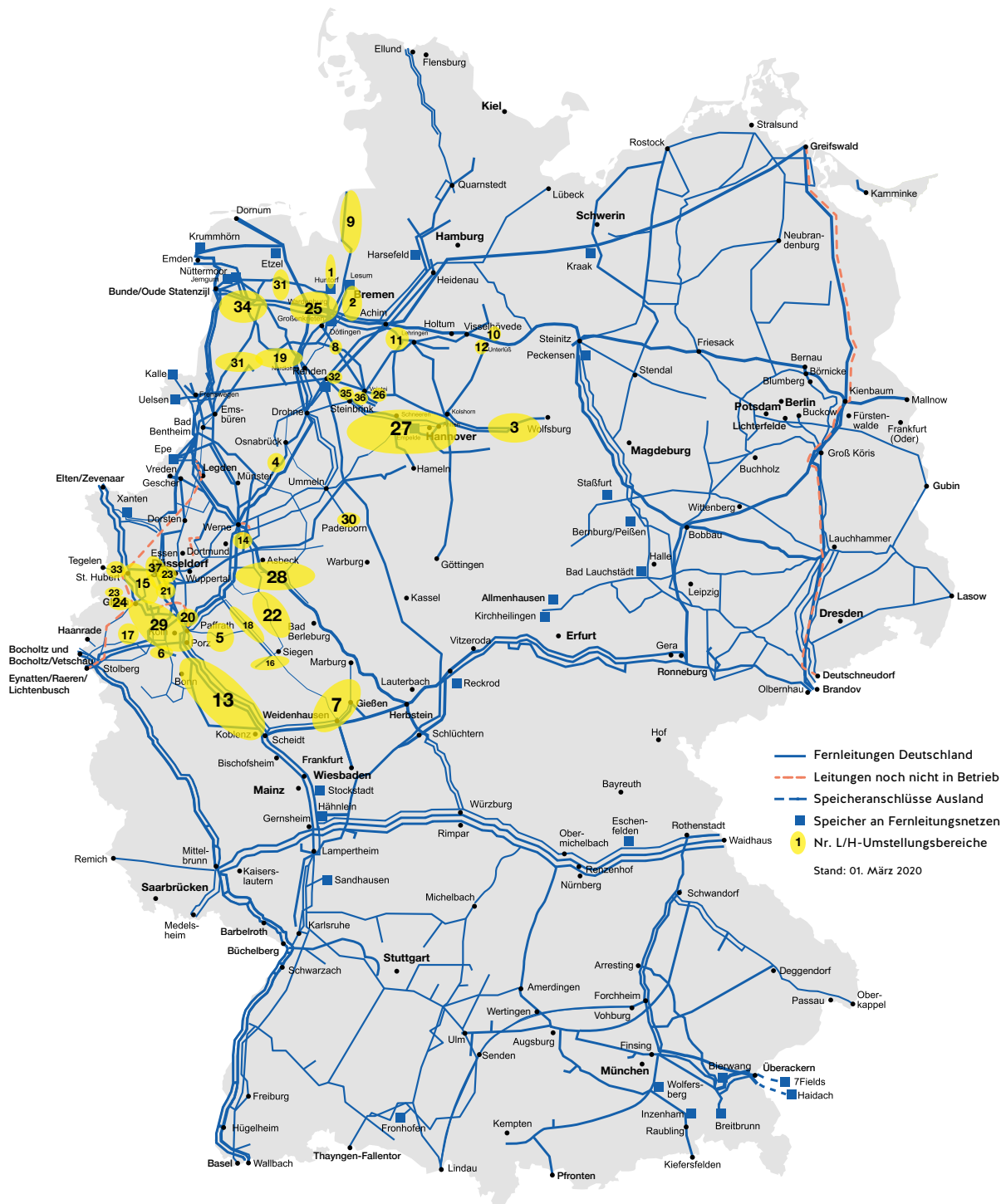
Im Zuge der guten Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern konnten die Umstellungskonzepte für die geplanten Bereiche bereits weitestgehend bis 2026 abgestimmt werden.

Die L-H-Gas-Umstellungsplanung erfolgt in einem kontinuierlichen Prozess, der bis zur vertraglichen Fixierung ständigen Anpassungen unterworfen ist. Für den vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 wurde, wie im Szenariorahmen beschrieben, der Stichtag 01. Oktober gewählt. Mögliche Änderungen, die sich später ergeben haben, sind nicht Bestandteil der zuvor gezeigten Bilanzen und Auswertungen. Diese werden in Kapitel 5.8.4 beschrieben.

5.8.2 Übersicht der Umstellungsbereiche

Die folgende Abbildung 30 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre bis 2025. Die Größe der gelb dargestellten Formen steht symbolisch für den Leistungsbedarf des umzustellenden Bereichs.

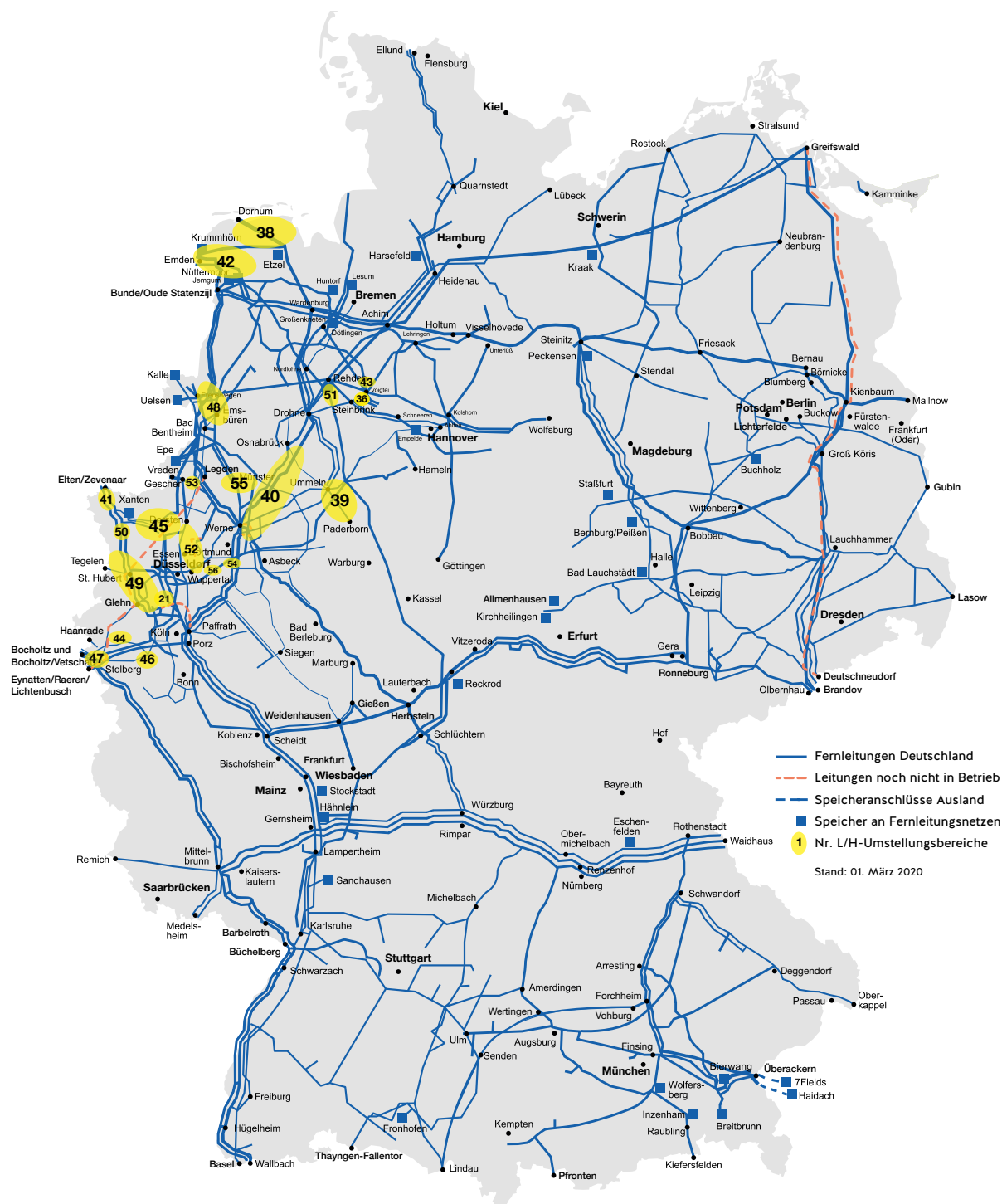
Abbildung 30: L-H-Gas-Umstellungsbereiche bis 2025



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 31 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre 2026 bis 2030.

Abbildung 31: L-H-Gas-Umstellungsbereiche 2026 bis 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle 26 zeigt eine Übersicht aller Umstellungsbereiche bis zum Jahr 2030. Eine punktscharfe Auflistung der Umstellungsbereiche mit rund 1.100 umzustellenden Netzkopplungs- und Netzanschlusspunkten findet sich darüber hinaus in der **NEP-Gas-Datenbank**. Die indikativen Umstellungszeitpunkte beziehen sich jeweils auf das genannte Kalenderjahr.

Tabelle 26: Übersicht der L-H-Gas-Umstellungsbereiche

Nr.	L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2020–2030
1	EWE-Zone Teil I	GTG	2020
2	Bremen/Delmenhorst	GUD	
3	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	
4	Teutoburger Wald 5	Nowega	
4	Teutoburger Wald 5	OGE	
5	Aggertalleitung	OGE	
5	Aggertalleitung	Thyssengas	
6	Bonn	OGE	2021
7	Mittelhessen	OGE	
3	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	
5	Aggertalleitung	Thyssengas	
7	Mittelhessen	OGE	
8	EWE-Zone Teil II	GTG	
9	Bremen Nord/Osterholz Scharmbeck/Bremerhaven/Cuxhaven	GUD	
10	Unterlüß-Gockenholz	GUD	
11	Verden	GUD	
12	Bereich Munster Gockenholz	Nowega	
13	Mittelrhein	OGE	
14	Oberaden	OGE	
15	Rheinland	OGE	
15	Rheinland	Thyssengas	
16	Westerwald/Sieg	OGE	
17	Bergheim 1	Thyssengas	
18	Oberbergisches Land	Thyssengas	
13	Mittelrhein	OGE	2022
16	Westerwald/Sieg	OGE	
18	Oberbergisches Land	OGE	
18	Oberbergisches Land	Thyssengas	
19	EWE-Zone Teil III	GTG	
20	Bergisches Land	OGE	
20	Bergisches Land	Thyssengas	
21	Düsseldorf	OGE	
21	Düsseldorf	Thyssengas	
22	Südwestfalen	OGE	
23	Viersen-Meerbusch	OGE	
23	Viersen-Meerbusch	Thyssengas	
24	Mönchengladbach	Thyssengas	

Nr.	L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz- betreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2020–2030
13	Mittelrhein	OGE	2023
23	Viersen – Meerbusch	OGE	
23	Viersen – Meerbusch	Thyssengas	
25	EWE-Zone Teil IV	GTG	
26	Bereich Voigtei	Nowega	
27	Drohne – Ahlten	OGE	
28	Hagen – Iserlohn – Ergste	OGE	
29	Köln – Bergisch Gladbach	OGE	
29	Köln – Bergisch Gladbach	Thyssengas	
30	Paderborn	OGE	
20	Bergisches Land	OGE	2024
27	Drohne – Ahlten	OGE	
29	Köln – Dormagen	OGE	
29	Köln – Dormagen	Thyssengas	
30	Paderborn	OGE	
31	EWE-Zone Teil V	GTG	
32	Rehden – Bassum	Nowega	
33	Kaldenkirchen	OGE	2025
27	Drohne – Ahlten	OGE	
29	Köln – Dormagen	OGE	
29	Köln – Dormagen	Thyssengas	
34	EWE-Zone Teil VI	GTG	
35	Bereich Lemförde	Nowega	
36	Petershagen	Nowega	
37	Düsseldorf – Neuss	OGE	
37	Düsseldorf – Neuss	Thyssengas	2026
21	Düsseldorf	OGE	
21	Düsseldorf	Thyssengas	
38	EWE-Zone Teil VII	GTG	
39	Bielefeld/Paderborn	GUD	
40	Werne – Ummeln – Drohne	OGE	
41	Emmerich	Thyssengas	2027
40	Werne – Ummeln – Drohne	OGE	
42	EWE-Zone Teil VIII	GTG	
43	Zone Westnetz	GTG	
44	Rommerskirchen/Blatzheim	Thyssengas	
44	Rommerskirchen/Kerpen	OGE	
45	Sonsbeck – Oberhausen	Thyssengas	
45	Sonsbeck – Dorsten	OGE	
46	Hürth/Brühl/Bergheim 2	Thyssengas	
47	Weisweiler/Düren	Thyssengas	2028
40	Werne – Ummeln – Drohne	OGE	
41	Kalkar	Thyssengas	
48	Emsland II	Nowega	
49	Krefeld – Langenfeld	OGE	
49	Krefeld – Langenfeld	Thyssengas	2028
50	Hamb/Kapellen/Aldekerk	Thyssengas	

Nr.	L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz- betreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2020–2030
36	Petershagen Messlinger Straße	Nowega	2029
40	Werne – Ummeln – Drohne	OGE	
45	Sonsbeck – Dorsten	OGE	
51	Bereich Rehden – Lengerich	Nowega	
52	Dorsten – Leichlingen	OGE	
53	Gescher	OGE	
54	Hagen	OGE	
55	Münsterland	OGE	
56	Wuppertal	Thyssengas	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.8.3 Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2019

Im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2019 haben sich Änderungen bei den folgenden Umstellungsbereichen ergeben:

**Tabelle 27: Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2019
(Stichtag 01. Oktober 2019)**

Nr.	Veränderter L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz- betreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2020–2030
20	Bergisches Land	Thyssengas	2022
40	Werne – Ummeln – Drohne	OGE	2026/2027/2029
27	Drohne – Ahlten	OGE	2023/2024/2025
30	Paderborn	Thyssengas	2023/2024
45	Sonsbeck – Dorsten	OGE	2027/2029
48	Emsland II	Nowega	2028

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Umstellung des Netzkoppelpunktes Lindlar–Scheel wurde gemäß Vereinbarung mit der Rheinischen NETZGesellschaft dem Umstellungsbereich **Bergisches Land** zugeordnet. Hieraus ergibt sich keine Veränderung der zeitlichen Umstellung.

Im Umstellungsbereich **Werne–Ummeln–Drohne** wurde ein kleinerer Netzbereich im Raum Beckum auf Wunsch eines Verteilernetzbetreibers vom Jahr 2026 in das Jahr 2027 verschoben. Zusätzlich wurde ein Industriekunde im Raum Stewede vom Jahr 2026 in das Jahr 2029 verschoben.

Aufgrund der gemeinsamen Detailplanung des Fernleitungsnetzbetreibers OGE mit dem zuständigen Verteilernetzbetreiber enercity Netz GmbH zur Umstellung im Raum Hannover wird ein Teil des Umstellungsbereichs **Drohne–Ahlten** aus dem Jahr 2024 ein Jahr vorgezogen und nun im Jahr 2023 umgestellt.

Gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019 wurden kleinere Netzbereiche südlich von Paderborn aus dem Umstellungsbereich Werne–Ummeln–Drohne im Jahr 2026 in den neu geschaffenen Umstellungsbereich **Paderborn** in die Jahre 2023 und 2024 vorgezogen.

Beim Umstellungsbereich **Sonsbeck–Dorsten** ist die Änderung des Umstellungsjahres von 2027 auf 2029 das Ergebnis einer präziseren und detaillierteren Umstellungsplanung zur Vermeidung von größeren Netzausbaumaßnahmen. Die zeitliche Anpassung der voraussichtlichen Umstellungstermine erfolgt im Raum Bottrop, Gladbeck, Marl und Dorsten.

Der Umstellungsbereich **Emsland II** wurde von 2029 nach 2028 vorgezogen.

5.8.4 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.

Zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich aufgrund der durch COVID-19-bedingten Einschränkungen in Deutschland und den hieraus resultierenden Verzögerungen jedoch noch Änderungen an der Umstellungsplanung bis zum Jahr 2026 ergeben werden.

Für die Jahre 2027 bis 2029 konnten bisher keine detaillierten Umstellungsplanungen durch die Fernleitungsnetzbetreiber entwickelt werden. Die beiden Fernleitungsnetzbetreiber OGE und Thyssengas haben erste Gespräche zur Entwicklung und Abstimmung von Umstellungskonzepten mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern geführt. Hieraus können sich noch Änderungen in diesen Umstellungsjahren ergeben.

Ein Großteil des verbleibenden Restmarktes im L-Gas liegt im Netzbereich der Nowega. Derzeit gibt es für den Bereich Salzgitter mit über 380.000 umzustellenden Geräten noch kein finales Umstellungskonzept. Die Umstellung ist nach 2030 vorgesehen. Aufgrund aktueller Entwicklungen finden derzeit Gespräche über das Vorziehen dieses Umstellungsbereiches in die Jahre 2028–2030 statt.

5.8.5 Aktuelle Situation der Bereiche im Umstellungsjahr 2020 (Auswirkungen von COVID-19)

Durch die schnelle Ausbreitung von COVID-19 in Deutschland haben sich für das Jahr 2020 leichte Änderungen gegenüber der im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ursprünglich dargestellten Umstellungsplanung ergeben.

Aufgrund der COVID-19-Pandemie werden alle Beteiligten vor teilweise bislang unbekannte Herausforderungen gestellt. Dazu gehören insbesondere die Reduzierung oder temporäre Aussetzung von Erhebungs- und Anpassungsmaßnahmen (Ursache unter anderem „Einlassverweigerer“), die Gewährleistung der vollumfänglichen Verfügbarkeit von Umstdienstleistern, die Umsetzung besonderer Hygienekonzepte sowie die umfassende Information der betroffenen Kunden.

Im Ergebnis kommt es dadurch auch zu Auswirkungen auf einzelne, zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern vereinbarte Schaltmaßnahmen, die nicht wie geplant durchgeführt werden können.

Der aktuelle Stand der Marktraumumstellung im Kontext von COVID-19 stellt sich zum Stichtag 01. Juni 2020 wie folgt dar:

Es ist eine deutliche Beruhigung im Markt gegenüber der im März und April teilweise sehr emotional geführten Diskussionen eingetreten. BDEW und DVGW erheben werktäglich die Werte für Zutrittsverweigerung und Krankheitsstand direkt von den MRU-Dienstleistern zwecks Monitoring der weiteren Entwicklung.

Ein gemeinsames „Fahren auf Sicht“ durch die Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber hat sich zum Umgang mit der COVID-19-Situation in der Marktraumumstellung etabliert. Gute Erfahrungen wurden darüber hinaus mit COVID-19-spezifischer Kommunikation zur Marktraumumstellung gemacht.

In den aktuell durchgeführten Schaltungen wird kaum von COVID-19-bedingten Problemen berichtet. Deutschlandweit wurden in Abstimmung mit den jeweiligen Verteilernetzbetreibern Schaltschritte (rund 1 bis 3 Monate) in verschiedenen Umstellungsbereichen verschoben.

Im Vergleich zum Stand des Konsultationsdokumentes des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 (Stichtag 01. Oktober 2019) ergibt sich, aufgrund der durch COVID-19-bedingten Einschränkungen in Deutschland, folgender aktueller Stand der Umstellungsplanung für die Umstellungsbereiche des Jahres 2020:

Tabelle 28: Aktuelle Situation der im Jahr 2020 vorgesehenen Umstellungsbereiche (Stichtag 01. Juni 2020)

Nr.	Bereich im NEP Gas 2020–2030	Fernleitungsnetz-betreiber	Gerätezahl (geschätzt) NEP 2020 Stichtag 01.10.2019	Gerätezahl (geschätzt) Aktuell Stichtag 01.06.2020	geplanter techn. Umstellungsmonat NEP 2020 Stichtag 01.10.2019	geplanter techn. Umstellungsmonat Aktuell Stichtag 01.06.2020
1	EWE-Zone Teil I	GTG	50.000	38.000	Februar–Juni	Februar–Juni
1	EWE-Zone Teil I	GTG	17.000	23.000	September–Oktober	September–November
2	Bremen/Delmenhorst	GUD	30.000	30.000	Juli	Juli
2	Bremen/Delmenhorst	GUD	22.000	22.000	September	September
3	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	5.000	5.000	März	März
3	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	34.000	34.000	April	Mai
3	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	27.000	27.000	Juni	Juni
3	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	8.000	8.000	September	September
3	Hannover Ost/Wolfsburg*	GUD	0	0	Oktober	Oktober
4	Teutoburger Wald 5	OGE (Nowega)	39.000	39.000	Oktober	Oktober
5	Aggertalleitung	OGE	4.000	4.000	April	August
5	Aggertalleitung	OGE	3.000	0	August	–
5	Aggertalleitung	OGE	–	3.000	–	September
5	Aggertalleitung	Thyssengas	0	0	April	April
5	Aggertalleitung	Thyssengas	5.000	5.000	April	August
5	Aggertalleitung	Thyssengas	10.000	15.000	Juni	September
5	Aggertalleitung	Thyssengas	9.000	20.000	August	November
5	Aggertalleitung	Thyssengas	16.000	0	Oktober	–
6	Bonn	OGE	21.000	21.000	März	März
6	Bonn	OGE	4.000	4.000	Juni	Juli
7	Mittelhessen	OGE	22.000	22.000	März	März
7	Mittelhessen	OGE	20.000	20.000	April	April
7	Mittelhessen	OGE	17.000	17.000	Juni	Juni
7	Mittelhessen	OGE	16.000	16.000	Juli	Juli
7	Mittelhessen	OGE	16.000	16.000	September	September
	Summe		395.000	389.000		

* keine Verteilernetze

Hinweis: Die Eintragungen in der NEP-Gas-Datenbank bilden den Stand zum 01. Oktober 2019 ab.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die ersten Schaltungen des Umstellungsbereichs **EWE-Zone Teil I** konnten wie geplant von Februar bis März vorgenommen werden. Aufgrund von COVID-19 wurde ab März bei dem betreffenden Verteilernetzbetreiber der Umstellungsprozess ausgesetzt. Dadurch kam es zu Verzögerungen sowohl bei der Erfassung von Gasgeräten für kommende Umstellungsbezirke als auch bei der Schaltung von drei geplanten Umstellungsbezirken im April und Mai. Daraufhin hat der Verteilernetzbetreiber in Abstimmung mit dem Fernleitungsnetzbetreiber GTG eine Neuplanung für 2020 vorgenommen. Die ursprüngliche Umstellung des zweiten Schrittes der EWE-Zone Teil I (September bis Oktober) verschiebt sich demnach in den Zeitraum Juni bis November. Daher verschiebt sich ein Schaltbezirk mit rund 6.000 Geräten aufgrund der Verzögerung, die durch COVID-19 entstanden sind, auf die kommenden Jahre.

Im Umstellungsbereich **Bremen/Delmenhorst** wurden die bisherigen Umstellungsschritte wie geplant durchgeführt. Die Vorbereitungen für die letzten beiden Umstellungsschritte am 30. Juni 2020 und 22. September 2020 liegen aktuell im Plan. Für beide Schalttermine mit den Stadtwerken Delmenhorst wird eine termingerechte Schaltung erwartet.

Aufgrund der der COVID-19-bedingten Einschränkungen im April wurde im Umstellungsbereich **Hannover Ost/Wolfsburg** ein Umstellungsschritt einvernehmlich von allen Beteiligten von Ende April auf Anfang Mai verlegt. Hauptgründe für die Verzögerungen in den Gerätevoranpassungen waren die Zugänglichkeiten zu den jeweiligen Haushalten aufgrund der öffentlichen Wahrnehmung des Coronavirus und im späteren Verlauf die zweiwöchige Untersagung der Anpassungsarbeiten für die Region Braunschweig. Die eingetretene Verzögerung konnte wieder aufgeholt werden, so dass die Vorbereitungen für die weiteren Umstellungsschritte im Jahr 2020 wieder im Plan liegen. Eine termingerechte Umsetzung der übrigen Schalttermine wird derzeit erwartet.

Die vorbereitenden Arbeiten zur Umstellung des Bereiches **Teutoburger Wald 5** wurden aufgrund von COVID-19 im Frühjahr 2020 vorübergehend ausgesetzt. Zwischenzeitlich wurden die Tätigkeiten wieder aufgenommen und liegen aktuell im Plan. Hieraus ergibt sich aktuell keine Veränderung der zeitlichen Umstellung.

Aufgrund der COVID-19-bedingten Einschränkungen in Deutschland im Frühjahr 2020 hat der für den Umstellungsbereich **Aggertalleitung** zuständige Verteilernetzbetreiber Ende März um eine einvernehmliche Anpassung der Terminplanung zur Umstellung des betreffenden Netzgebietes ersucht. Im April erfolgte demnach lediglich die planmäßige Umstellung eines Industriekunden. Daraufhin wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern OGE und Thyssengas gemeinsam mit dem Verteilernetzbetreiber umgehend eine Neuplanung der Marktraumumstellung für den Umstellungsbereich Aggertalleitung für das Jahr 2020 begonnen. Es wurde ein Terminplan entwickelt, der die Durchführung aller für das Jahr 2020 geplanten Umstellungsschritte ermöglichen soll. Die ursprüngliche Umstellung (April bis September) verschiebt sich demnach in den Zeitraum August bis November.

Beim Umstellungsbereich **Bonn** ist die erste Schaltung (Umstellungsschritt 1) im März wie geplant durchgeführt worden. Für den zweiten Umstellungsschritt (Juni 2020) wurde auf Wunsch des beteiligten Verteilernetzbetreibers eine Verschiebung um vier Wochen vereinbart.

Im Umstellungsbereich **Mittelhessen** sind fünf Umstellungsschritte für das Jahr 2020 vorgesehen. Der erste Schalttermin im März 2020 wurde planmäßig durchgeführt. Der zweite Umstellungsschritt im Jahr 2020 wurde trotz der teils erheblichen Auswirkungen während der Hochphase der COVID-19-Pandemie planmäßig im April durchgeführt. Die Durchführung des dritten Schaltschrittes Anfang Juni wurde final bestätigt. Die Vorbereitungen für die letzten beiden Umstellungsschritte im Jahr 2020 liegen aktuell im Plan und die termingerechte Schaltung der beiden Schritte wird erwartet.

Unter der Annahme, dass sich die aktuelle COVID-19-Situation nicht verschärft, können die für das Jahr 2020 geplanten Umstellungen deutschlandweit nahezu vollständig abgewickelt werden.

5.9 Verbleibender L-Gas-Markt 2030

Aus den Festlegungen der Umstellungsbereiche bis zum Jahr 2030 resultiert der verbleibende L-Gas-Markt. Die Förderung der verbleibenden deutschen Produktion wird überwiegend über das Netz der Nowega abtransportiert.

Nach der aktuellen Planung entwickelt sich der L-Gas-Markt in Deutschland zu einer Versorgungsinsel um die verbleibenden deutschen Aufkommen herum. 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.

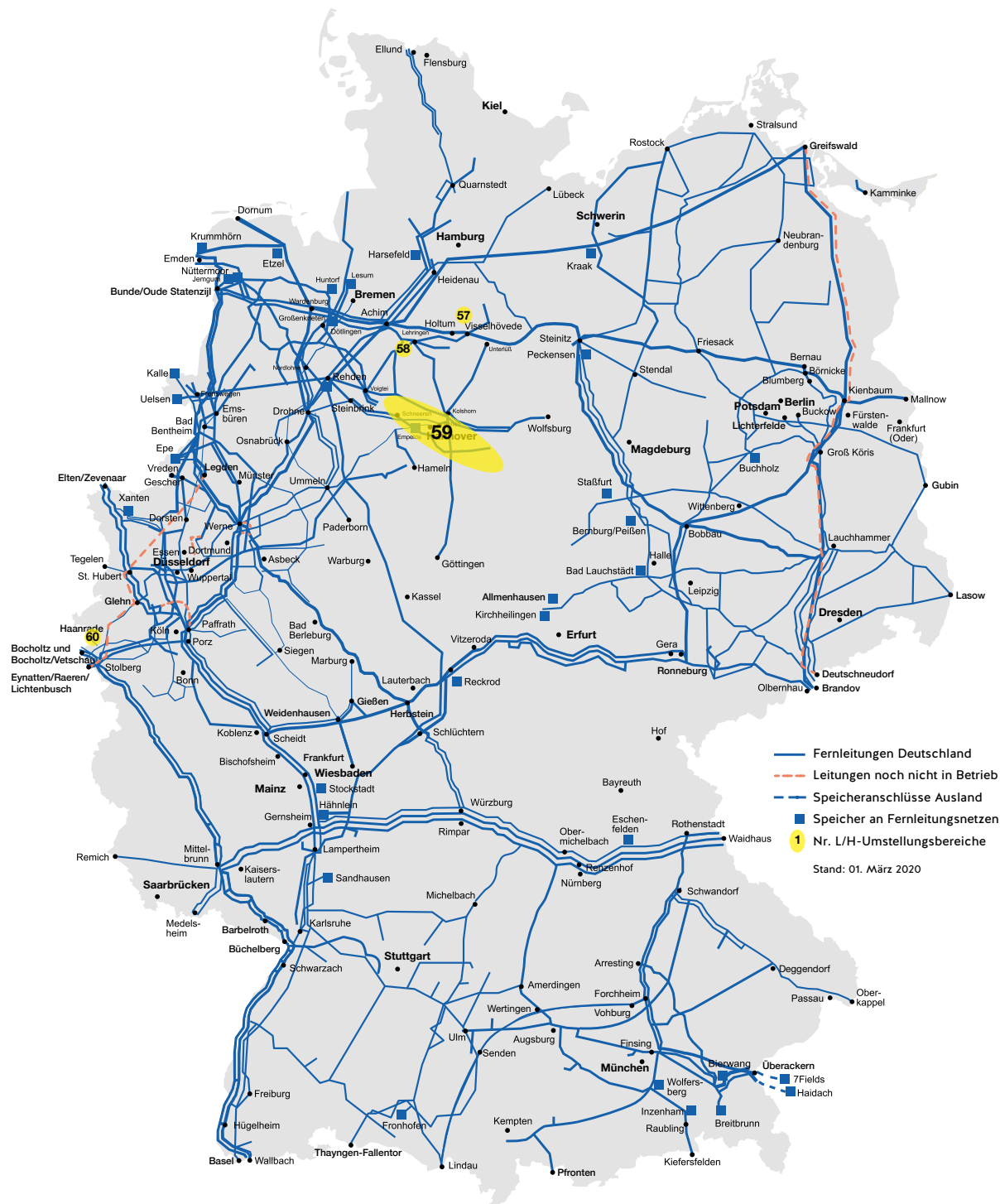
Tabelle 29: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030

Nr.	L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2020–2030
57	im Produktionsbereich/vorgelagert	GUD	nach 2030
58	Voigtei (GUD)	GUD	
59	Bereich Salzgitter	Nowega	
60	Haanrade	Thyssengas	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der verbleibende L-Gas-Markt nach 2030 ist in Abbildung 32 dargestellt.

Abbildung 32: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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.

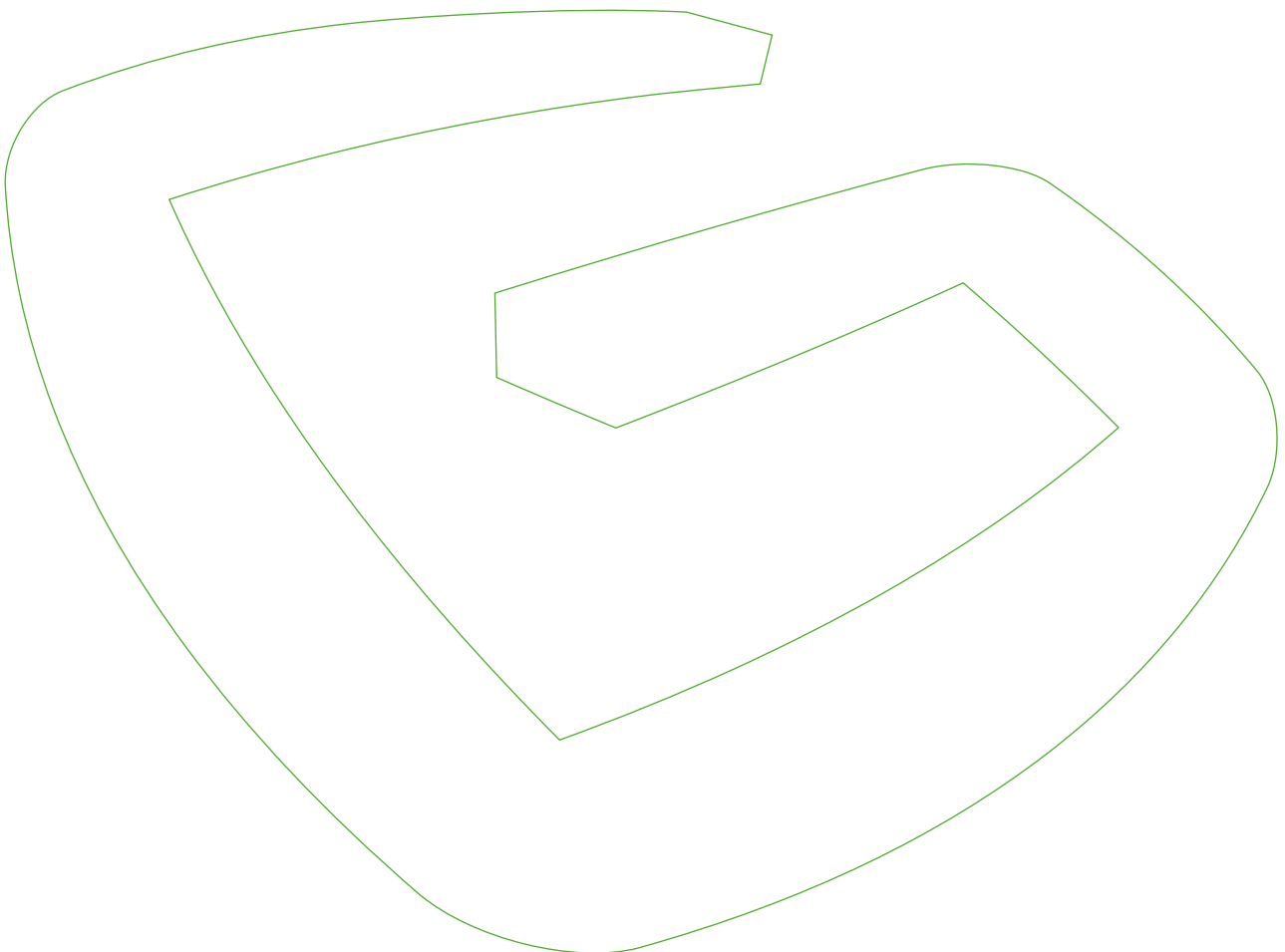
5.10 Zusammenfassung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in diesem Kapitel die folgenden Punkte intensiv betrachtet:

- Ermittlung und Darstellung der L-Gas-Leistungs- und -Mengenbilanz unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis zum Jahr 2030,
- Darstellung der Anzahl der pro Jahr von L-Gas auf H-Gas anzupassenden Geräte,
- Prüfung der zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendigen technischen Maßnahmen, die rechtzeitig den L-Gas-Rückgang kompensieren können,
- Erstellung einer vollständigen, jahresscharfen Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche,
- Änderungen an der L-H-Gas-Umstellungsplanung aufgrund von COVID-19-bedingten Verzögerungen für das Umstellungsjahr 2020 mit Stichtag 01. Juni 2020 wurden berücksichtigt,
- Konkretisierung des verbleibenden L-Gas-Marktes,
- Berücksichtigung der vorliegenden Detailplanungen der Verteilernetzbetreiber.

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 – Versorgungssicherheitsszenario

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen weiterhin die Notwendigkeit, insbesondere vor dem Hintergrund der rückläufigen L-Gas-Verfügbarkeit, den H-Gas-Bedarf zu untersuchen und in einer Leistungsbilanz bis 2030 darzustellen.

6.1 H-Gas-Leistungsbilanz 2030

In der H-Gas-Leistungsbilanz 2030 wird untersucht, ob genügend H-Gas-Leistung zur Verfügung steht, um die erwartete Gasbedarfsentwicklung decken zu können. Hierbei werden die im Spitzenlastfall verfügbaren Einspeiseleistungen, feste Kapazitäten zuzüglich gegebenenfalls unterbrechbare 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 „2020 – NEP Entwurf“) angesetzt.
- Industriekunden werden mit den Kapazitäten gemäß der **NEP-Gas-Datenbank** (Zyklus „2020 – NEP Entwurf“) angesetzt.
- Umstellungen von heute noch mit L-Gas versorgten Bereichen auf eine Versorgung mit H-Gas werden entsprechend in die Betrachtung einbezogen.
- Neue Gaskraftwerke sowie Cluster-Ansatz werden gemäß Kapitel 3.2.2 berücksichtigt.
- Die LNG-Anlagen werden mit Kapazitäten gemäß **NEP-Gas-Datenbank** (Zyklus „2020 – NEP Entwurf“) als frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) vollständig angesetzt. Darüber hinaus werden rund 50 % der LNG-Anlagenleistung an konkurrierenden Grenzübergangspunkten und Speichern reduziert.

6.1.1 Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz

Der H-Gas-Bedarf steigt im Betrachtungszeitraum von 2020 bis 2031 von 382 GW auf 522 GW (vgl. Tabelle 30). Im Wesentlichen ursächlich hierfür sind die L-H-Gas-Umstellung, neue Kraftwerke, die Buchungen aus der Jahresauktion 2017 im Kontext von „more capacity“ und der aus Versorgungssicherheitsgründen von der GTS angenommene erhöhte Bedarf der Niederlande.

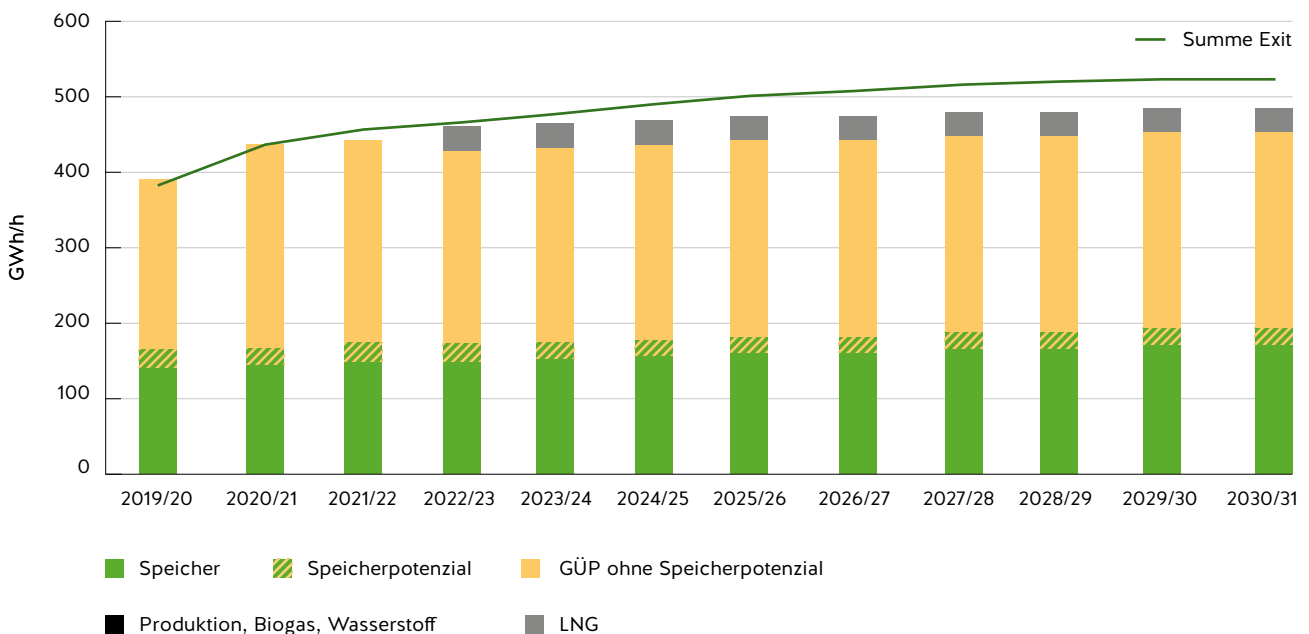
Das H-Gas-Aufkommen steigt im Betrachtungszeitraum von 2020 bis 2031 von 390 GW auf 483 GW (vgl. Tabelle 30). Ursächlich hierfür sind hauptsächlich die Buchungen in der Jahresauktion 2017 im Kontext von „more capacity“, eine erhöhte Leistungsbereitstellung der Speicher (z. B. neue und umgestellte Speicher), erhöhte Einspeisungen an den Grenzübergangspunkten Greifswald und Lubmin 2 zur Versorgung der Niederlande und neue LNG-Anlagen.

Insgesamt ergibt sich bilanziell für die Modellierungsjahre 2025/2026 und 2030/2031 ein H-Gas-Zusatzbedarf in Höhe von 27 GWh/h bzw. 39 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 2018–2028 ermittelt.

Die Produktion inklusive Biogas und Wasserstoff mit Einspeisung in das H-Gas-Netz leistet über den gesamten Betrachtungszeitraum einen Beitrag von unter einer GWh/h zur Bedarfsdeckung.

Abbildung 33: Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 30: Daten zur deutschlandweiten kapazitiven H-Gas-Bilanz

Gaswirtschafts-jahr	Speicher	Speicher-potenzial	Grenzüber-gangspunkte	LNG	Produktion, Biogas, Wasserstoff	Summe Entry	Summe Exit	Zusatz-bedarf
	GWh/h							
2019/2020	141	24	225	0	0	390	382	0
2020/2021	143	23	270	0	0	436	436	0
2021/2022	149	25	268	0	0	442	456	14
2022/2023	148	24	256	32	0	460	465	5
2023/2024	152	22	257	32	0	464	476	12
2024/2025	156	20	259	32	0	468	489	21
2025/2026	161	20	260	32	0	473	500	27
2026/2027	161	20	260	32	0	473	507	34
2027/2028	166	22	258	32	0	478	515	37
2028/2029	166	22	258	32	0	478	519	41
2029/2030	171	22	258	32	0	483	522	39
2030/2031	171	22	258	32	0	483	522	39

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.1.2 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 uneingeschränkt bleibt. Die Speicher werden anschließend unter Berücksichtigung lokaler transporttechnischer Gegebenheiten zur Leistungsdeckung herangezogen. Insgesamt steigt die Leistungsbereitstellung der Grenzübergangspunkte im Betrachtungszeitraum von 249 GWh/h auf 312 GWh/h. Diese Leistungen beinhalten auch die LNG-Anlagen und das Speicherpotenzial.

Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen in der H-Gas-Bilanz drei geplante LNG-Anlagen an den Standorten in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Stade mit einer Gesamtleistung von 32,5 GWh/h.

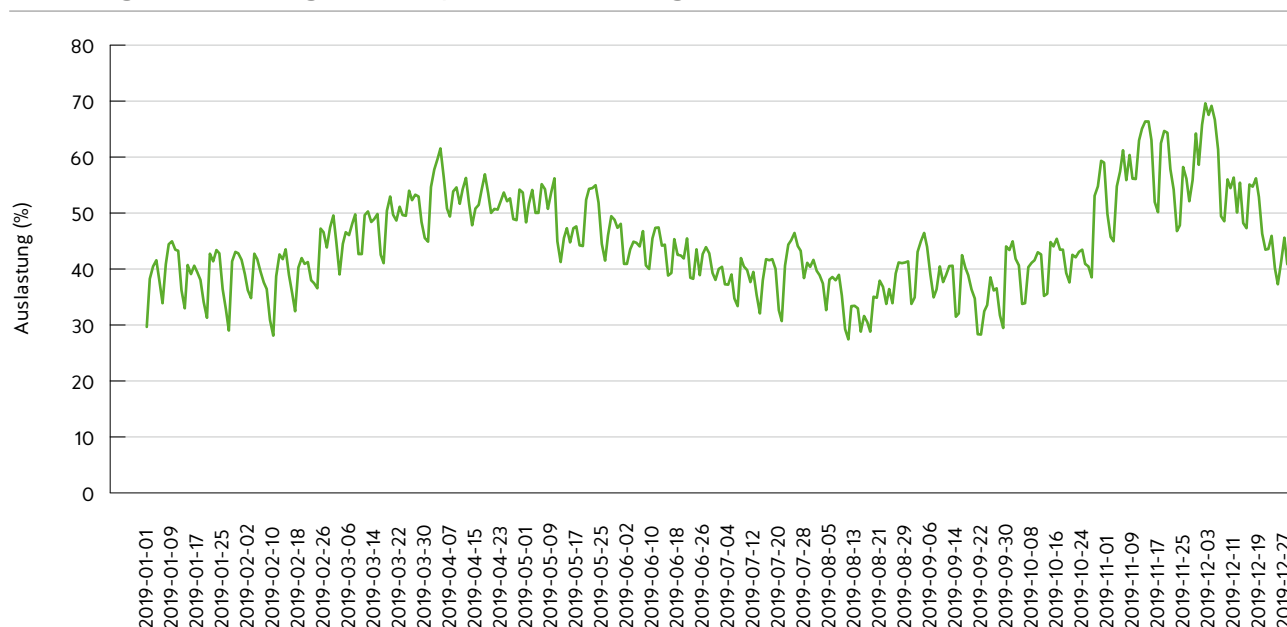
Die vorliegenden Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38 und 39 GasNZV werden dabei gemäß dem bestätigten Szenariorahmen planerisch konkurrierend zu entsprechenden Grenzübergangspunkten und Speichern im Netzgebiet der Gasunie Deutschland und der Open Grid Europe betrachtet und – wie in Kapitel 3.2.6 beschrieben – als frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) angesetzt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass eine gleichzeitige Beschäftigung aller drei LNG-Anlagen 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 bilanziell lediglich um 50 % der LNG-Einspeiseleistung reduziert. Somit erhöht sich die in der Spitzenlastsituation angesetzte Leistung um 16,25 GWh/h.

Die Analyse der Auslastungsraten der europäischen LNG-Anlagen führte zu dem Ergebnis, dass im Betrachtungsjahr 2019 die durchschnittliche Auslastung – definiert als Verhältnis des täglichen „Send Out“ zur maximalen „Send Out Capacity“ – rund 45 % pro Tag betrug. Dies beruht auf einer Auswertung der Auslastungsraten der nordwest-europäischen LNG-Anlagen, die von GLE (GAS LNG EUROPE) auf der Plattform ALSI (AGGREGATED LNG STORAGE INVENTORY) veröffentlicht werden.

Die maximale Auslastungsrate im Jahr 2019 betrug gemäß den Daten der GLE rund 70 %.

Abbildung 34: Auslastungsrate europäischer LNG-Anlagen im Jahr 2019



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Auf Basis dieser Daten halten es die Fernleitungsnetzbetreiber für sachgerecht, in einer Spitzenlastsituation eine Auslastung der deutschen LNG-Anlagen in Höhe von 50 % als Planungsprämisse zu unterstellen.

Dieser Ansatz korrespondiert auch zu der von den Fernleitungsnetzbetreibern im Szenariorahmen vorgestellten Analyse zur Ermittlung der erforderlichen Ausspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Wallbach. Hier wurde von der gemeinsamen länderübergreifenden Arbeitsgruppe im präferierten Szenario II ebenfalls eine planerische Auslastung der italienischen LNG-Anlagen von rund 50 % unterstellt.

In der H-Gas-Bilanz werden daher in einer Spitzenlastsituation zusätzlich 16,25 GWh/h angesetzt. Die LNG-Anlagen leisten damit einen signifikanten Beitrag zur Deckung des zusätzlichen Gesamtbedarfs.

6.1.3 Berücksichtigung der Speicher (Einspeisung)

Speicher werden in der H-Gas-Bilanz analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 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 2018–2028 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 2019/2020 in Summe rund 24 GWh/h und für das Gaswirtschaftsjahr 2030/2031 rund 22 GWh/h (vgl. Tabelle 30).

Der H-Gas-Bedarf im Gaswirtschaftsjahr 2030/2031 würde damit zu 37 % durch deutsche Speicher gedeckt (193 GWh/h von 522 GWh/h).

6.1.4 Berücksichtigung der deutschen Produktion (Einspeisung)

In den deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems liegen mit den Feldern Imbrock, Groothusen und Leer 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 200 MWh/h. Diese Leistung wurde mit dem gemittelten jährlichen prozentualen Rückgang der BVEG-Prognose fortgeschrieben und entsprechend in der H-Gas-Bilanz berücksichtigt.

6.1.5 Berücksichtigung des Bedarfs (Ausspeisung)

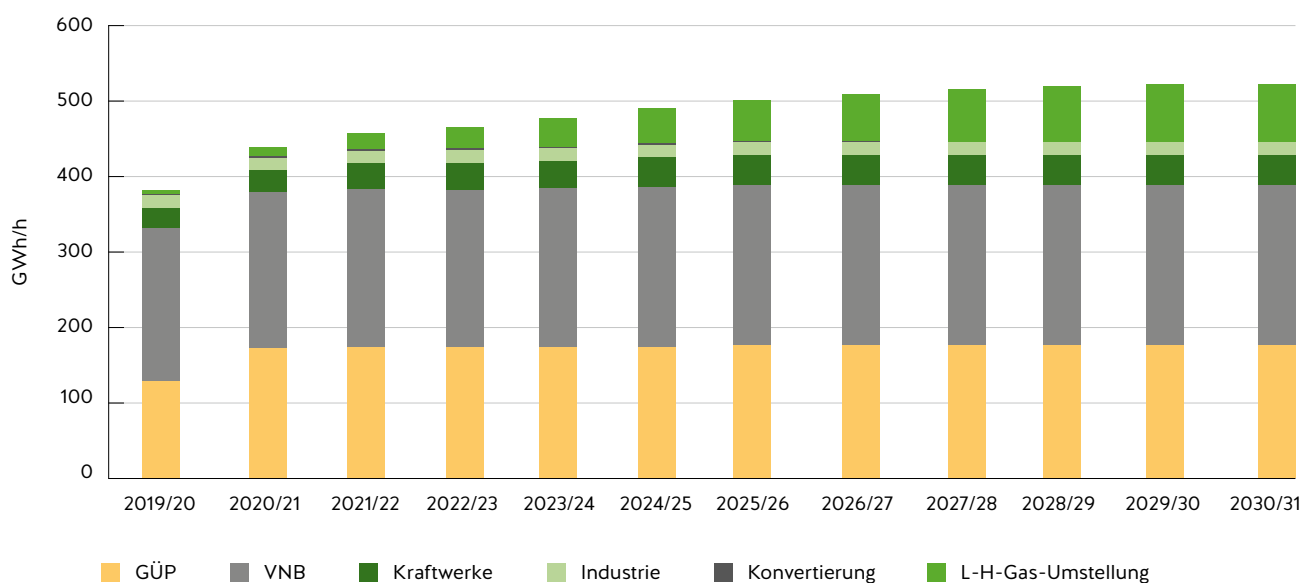
Der H-Gas-Bedarf ergibt sich als Summe des Kapazitätsbedarfs

- 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 140 GWh/h von 382 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 auf 522 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2030/2031. Davon entfallen im Gaswirtschaftsjahr 2030/2031 rund 72 GWh/h auf den zusätzlichen H-Gas-Bedarf durch die Umstellung (vgl. Tabelle 31). Der zusätzliche Ausspeisebedarf an den Grenzübergangspunkten in Höhe von rund 48 GWh/h bis zum Gaswirtschaftsjahr 2030/2031 ist wesentlich auf die durch die Nord Stream 2 bedingten höheren Exporte in die Tschechische Republik und den erhöhten Ausspeisebedarf in die Niederlande im Falle einer Spitzenlastsituation zurückzuführen.

Auch der angenommene Ausspeisebedarf in Richtung Niederlande steigt durch die neuen Ausspeisekapazitäten in Höhe von 12 GWh/h im Falle einer Spitzenlastsituation deutlich an. Der restliche Zuwachs ist wesentlich auf steigende Bedarfe bei Verteilernetzbetreibern und Kraftwerken zurückzuführen.

Abbildung 35: Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 31: Daten zum H-Gas-Leistungsbedarf

Gaswirtschaftsjahr	Grenzübergangspunkte	Verteilernetzbetreiber	Kraftwerke	Industrie	Konvertierung	L-H-Gas-Umstellung	Summe Exit
GWh/h							
2019/2020	129	202	27	17	2	4	382
2020/2021	172	206	29	17	2	11	436
2021/2022	174	208	34	17	2	21	456
2022/2023	173	209	35	17	2	29	465
2023/2024	174	210	35	17	2	38	476
2024/2025	174	211	39	17	2	46	489
2025/2026	177	211	39	17	2	54	500
2026/2027	177	211	39	17	2	61	507
2027/2028	177	211	39	17	1	69	515
2028/2029	177	211	39	17	1	73	519
2029/2030	177	211	39	17	1	76	522
2030/2031	177	211	39	17	1	76	522

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.1.6 Fazit

Aufgrund der Ergebnisse der H-Gas-Leistungsbilanz entsteht in den nächsten Jahren ein kontinuierlich steigender H-Gas-Bedarf in Deutschland, der größtenteils durch Importe gedeckt werden muss. Die Vorgehensweise wurde im Szenariorahmen detailliert beschrieben. In Kapitel 6.5 erfolgt eine kurze Zusammenfassung.

6.2 H-Gas-Quellenverteilung

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

Um die Auswirkungen zukünftiger Ausbauten der H-Gas-Importinfrastruktur nach Europa auf die deutschen Fernleitungsnetze abschätzen zu können, haben die Fernleitungsnetzbetreiber das bewährte, akzeptierte Modell aktualisiert und die Ergebnisse im Szenariorahmen vorgestellt.

Folgende Änderungen haben sich im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 bei der Erstellung der H-Gas-Quellenverteilung ergeben:

- TYNDP: Verwendung des TYNDP 2018 anstatt des TYNDP 2017.
- LNG: Berücksichtigung von Neubauanlagen nur bei Vorliegen einer FID.
- Leitungen: Berücksichtigung von neuen Leitungsprojekten nur bei Vorliegen einer FID.

Für die grafische Darstellung der Aufteilung der Gasquellen für Europa (vgl. Abbildung 25 im Szenariorahmen 2020) wurde im Szenariorahmen für Lieferregionen der Mittelwert der in den Szenarien des TYNDP 2018 hinterlegten Unter- und Obergrenzen der Gasbereitstellung verwendet. Der Restbedarf wurde LNG-Anlagen zugewiesen. Es wird somit planerisch unterstellt, dass der Bedarf zuerst durch Pipeline-Gas gedeckt wird und der verbleibende Bedarf durch LNG.

Der für das Jahr 2020 angesetzte und konstant bis 2030 fortgeschriebene LNG-Wert liegt – bedingt durch diese Planungsannahme – deutlich unter dem im TYNDP 2018 angegebenen, durchschnittlichen LNG-Wert für 2020, da sich bei Berücksichtigung dieses höheren Wertes eine bilanzielle Überdeckung der Bilanz ergeben würde. Eine planerisch unterstellte, höhere Berücksichtigung von LNG-Liefermengen würde zur Vermeidung einer Bilanzüberdeckung eine planerische Reduzierung der Pipeline-Liefermengen erfordern.

Zur Deckung des europäischen H-Gas-Zusatzbedarfs wurden zuerst Leitungsprojekte mit der im TYNDP 2018 angegebenen Menge herangezogen. Anschließend wurde angenommen, dass der restliche H-Gas-Zusatzbedarf durch LNG-Anlagen gedeckt wird. Es wird davon ausgegangen, dass auch in Zukunft Leitungen bevorzugt ausgelastet werden.¹

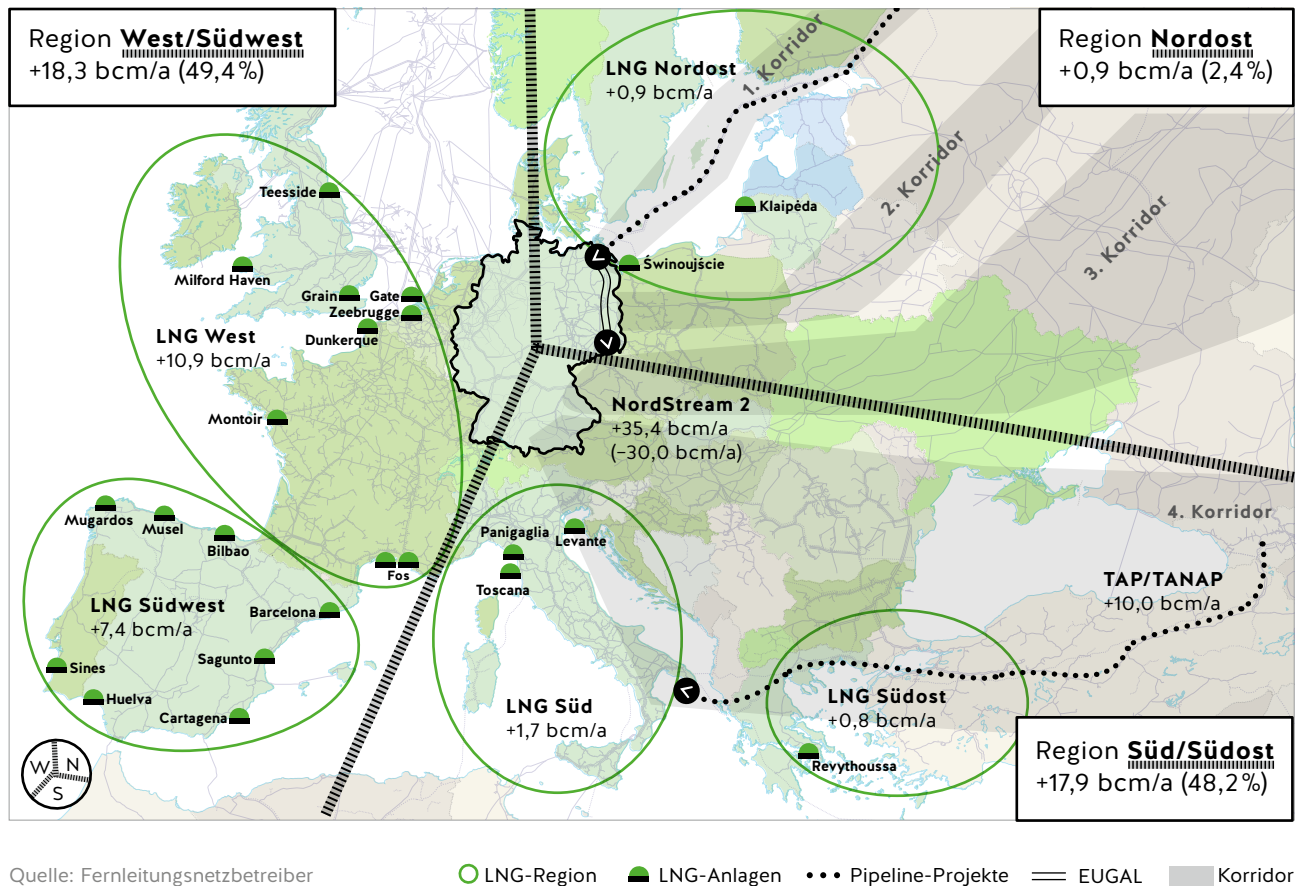
Das Ergebnis für die zusätzlichen Leitungs- und LNG-Mengen zur Deckung des Zusatzbedarfs sowie die Verteilung der Mengen auf Regionen und Teilregionen ist in Abbildung 36 dargestellt.

Insgesamt ergibt sich folgende regionale Aufteilung:

- Anteil Region Nordost: 2,4 %
- Anteil Region West/Südwest: 49,4 %
- Anteil Region Süd/Südost: 48,2 %

¹ Alternative Annahmen zu den Auslastungsraten von Leitungen liegen den Fernleitungsnetzbetreibern nicht vor und wurden im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens 2020–2030 von den Konsultationsteilnehmern nicht vorgeschlagen.

Abbildung 36: Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2030



6.3 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:

- Informationen aus Netzentwicklungsplänen angrenzender Nachbarländer/Netzbetreiber sowie Plänen benachbarter Fernleitungsnetzbetreiber zur Erhöhung der Einspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten.
- Informationen des TYNDP 2018 über geplante Investitionsmaßnahmen in die Erdgastransportinfrastruktur der angrenzenden Nachbarländer und die Entwicklung der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten.
- Kapazitätsbedarf im angrenzenden Netzgebiet zu Grenzübergangspunkten (z. B. aufgrund der Marktraumumstellung oder des Zusatzbedarfs von Gaskraftwerken).
- Deckung des Zusatzbedarfs durch optimierte Netzausbaumaßnahmen.
- Berücksichtigung des hohen LNG-Importpotenzials im TYNDP 2018 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 32 aufgeführten Grenzübergangspunkte für eine Berücksichtigung in der H-Gas-Quellenverteilung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 identifiziert:

Tabelle 32: Berücksichtigte Grenzübergangspunkte in der H-Gas-Quellenverteilung

Grenzübergangspunkt	Land	Region	Kriterium	Erläuterung
Bunde/Oude Statenzijl	Niederlande	West-/ Südwest-europa	c	Nach der Umstellung von den heute mit L-Gas versorgten Gebieten auf H-Gas soll das angebundene System für den H-Gas-Transport effizient weiterbetrieben werden.
Bocholtz-Vetschau	Niederlande	West-/ Südwest-europa	c	Nach der Umstellung von den heute mit L-Gas versorgten Gebieten auf H-Gas soll das angebundene System für den H-Gas-Transport effizient weiterbetrieben werden.
Elten/Zevenaar	Niederlande	West-/ Südwest-europa	c	Nach der Umstellung von den heute mit L-Gas versorgten Gebieten auf H-Gas soll das angebundene System für den H-Gas-Transport effizient weiterbetrieben werden.
Vreden	Niederlande	West-/ Südwest-europa	c	Nach der Umstellung von den heute mit L-Gas versorgten Gebieten auf H-Gas soll das angebundene System für den H-Gas-Transport effizient weiterbetrieben werden.
Eynatten/Raeren/ Lichtenbusch	Belgien	West-/ Südwest-europa	a, c, d	Der belgische Transportnetzbetreiber Fluxys Belgium SA hat mehrfach bestätigt, dass Belgien über den Grenzübergangspunkt Eynatten Gasmen- gen bis zu 13 bcm/a, mit zusätzlichem Potenzial auf bis zu 20 bcm/a, für den deutschen Markt aus den LNG-Anlagen in Zeebrügge und Dünkir- chen (Frankreich) bereitstellen kann.
Medelsheim	Frankreich	West-/ Südwest-europa	d, e	Aufgrund des hohen LNG-Importpotenzials für Frankreich sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Möglichkeit, den Grenzübergangspunkt Medelsheim weiterhin in der Quellenverteilung anzusetzen.
Wallbach	Schweiz	Süd-/ Südost-europa	a, b, c, d	Das grenzübergreifende Projekt von Snam Rete Gas und FluxSwiss zur Ermöglichung der Transportflüsse aus Italien über die Schweiz in Rich- tung Deutschland und Frankreich wurde im Jahr 2018 auf der italieni- schen und schweizerischen Seite abgeschlossen. Die Reversierung der Verdichterstation der TENP (Teil der Maßnahme mit der ID 305-02) dient dem Abtransport von aus der Region Süd/Südost kommenden zusätzli- chen Leistungen in Höhe von 10 GWh/h, die gemäß H-Gas-Quellenvertei- lung am Grenzübergangspunkt Wallbach bereitgestellt werden.
Überackern	Österreich	Süd-/ Südost-europa	a, b, c	Die Gas Connect Austria weist im KNEP 2019-2028 [KNEP 2018] eine technische Ausspeisekapazität (Exit Österreich/Entry Deutschland) am Grenzübergangspunkt Überackern von rund 7,3 GWh/h aus.
Überackern 2	Österreich	Süd-/ Südost-europa	a, b, c	Im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2017–2026 [KNEP 2016] stellt Gas Connect Austria GmbH (GCA) am Grenzübergangspunkt Überackern 2 (Überackern-SÜDAL) einen Zusatzbedarf an FZK (Exit Deutschland/Entry Österreich) in Höhe von 250.000 Nm³/h (rund 2.800 MWh/h) dar.
Oberkappel	Österreich	Süd-/ Südost-europa	a, d	Über die Leitungsprojekte TAP (TRA-F-051, TRA-N-1193) und die Transitmengen der Nord Stream 2 (TRA-F-937) stehen in der Region Süd/ Südost zusätzliche Mengen zur Verfügung.
Waidhaus	Tschechien	Süd-/ Südost-europa	a	Über die Leitungsprojekte TAP (TRA-F-051, TRA-N-1193) und die Transitmengen der Nord Stream 2 (TRA-F-937) stehen in der Region Süd/ Südost zusätzliche Mengen zur Verfügung.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Aufgrund des deutlich gestiegenen Gesamtbedarfs im H-Gas – trotz Berücksichtigung der drei LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshaven – werden in der Quellenverteilung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 alle Grenzübergangspunkte berücksichtigt, die mindestens zwei der oben aufgeführten Kriterien erfüllen. Dies betrifft die Grenzübergangspunkte Eynatten/Raeren/Lichtenbusch, Medelsheim, Wallbach, Oberkappel und Überackern.

Die Höhe der zusätzlich zu übernehmenden Leistungen in den Modellierungsvarianten finden sich im anschließenden Kapitel 6.4.

6.4 Zusatzbedarf entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung

Die H-Gas-Leistungsbilanz ist in Tabelle 30 dargestellt. Im Modellierungsjahr 2025/2026 ergibt sich für Deutschland eine Unterdeckung in Höhe von 26,8 GWh/h und im Modellierungsjahr 2030/2031 in Höhe von 39,3 GWh/h. Der sich aus der H-Gas-Bilanz ergebende Zusatzbedarf wird nach Maßgabe des Szenariorahmens auf Zuordnungspunkte aufgeteilt. Diese sind in Tabelle 33 dargestellt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben entsprechend dem Szenariorahmen keine zusätzlichen Kapazitäten aus der Region Nordost angesetzt. Deshalb wird der Anteil der Region Nordost von 2,4 % am Zusatzbedarf gleichmäßig auf die anderen Regionen verteilt. Somit ergibt sich für die Region West/Südwest ein Anteil von rund 51 % und für die Region Süd/Südost ein Anteil von rund 49 %.

Zudem weisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hin, dass es sich bei den in Tabelle 33 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, so dass faktisch für diese Grenzübergangspunkte eine Verringerung der Ausspeiseleistung angesetzt werden kann und somit ein zusätzlicher Netzausbau vermieden wird.

Tabelle 33: H-Gas-Leistungsbilanz für die Jahre 2025/2026 und 2030/2031

	2025/2026	2030/2031
	GWh/h	
Summe Exit (Bedarf)	-499,6	-522,1
Summe Entry	472,7	482,8
– Entry GÜP und Produktion	312,2	312,2
– Entry Speicher	160,5	170,7
Saldo	-26,8	-39,3
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs über die H-Gas-Quellenverteilung:		
Summe	26,8	39,3
– Region Nordost (0 %)	0,0	0,0
– Region West/Südwest (50,6 %)	13,6	19,9
– Region Süd/Südost (49,4 %)	13,3	19,4
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs in den Regionen:		
Summe Region Nordost	0,0	0,0
Summe Region West/Südwest	13,6	19,9
– davon Kraftwerk Heyden (NEU), Zuordnungspunkt: Eynatten (OGE)	0,8	0,8
– davon Medelsheim	3,0	7,0
– davon Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	9,8	12,1
Summe Süd/Südost	13,3	19,4
– davon Kraftwerk KW Leipheim, Zuordnungspunkt: Überackern 2, Überackern/ABG	1,9	1,9
– davon Kraftwerk RDK 4, Zuordnungspunkt: Wallbach (OGE)	0,7	0,7
– davon Oberkappel	1,0	7,1
– davon Wallbach	9,7	9,7

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

Tabelle 34: Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung

Grenzübergangspunkt	Fernleitungs- netzbetreiber	Entry/Exit	GÜP	Kapazitätsart	Zusätzliche Leistung 2025/2026 (GWh/h)	Zusätzliche Leistung 2030/2031 (GWh/h)
Eynatten – OGE	OGE	Entry	GÜP	fDZK	0,8	0,8
Eynatten/Raeren/ Lichtenbusch	OGE, Fluxys TENP, Thyssengas	Entry	GÜP	unterbrechbar	9,8	12,1
Medelsheim	OGE, GRTD	Entry	GÜP	unterbrechbar	3,0	7,0
Wallbach	OGE	Entry	GÜP	fDZK	0,7	0,7
Oberkappel	OGE, bayernets	Entry	GÜP	unterbrechbar	1,0	7,1
Wallbach	OGE, Fluxys TENP	Entry	GÜP	unterbrechbar	9,7	9,7
Überackern	bayernets	Entry	GÜP	fDZK	1,9	1,9

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

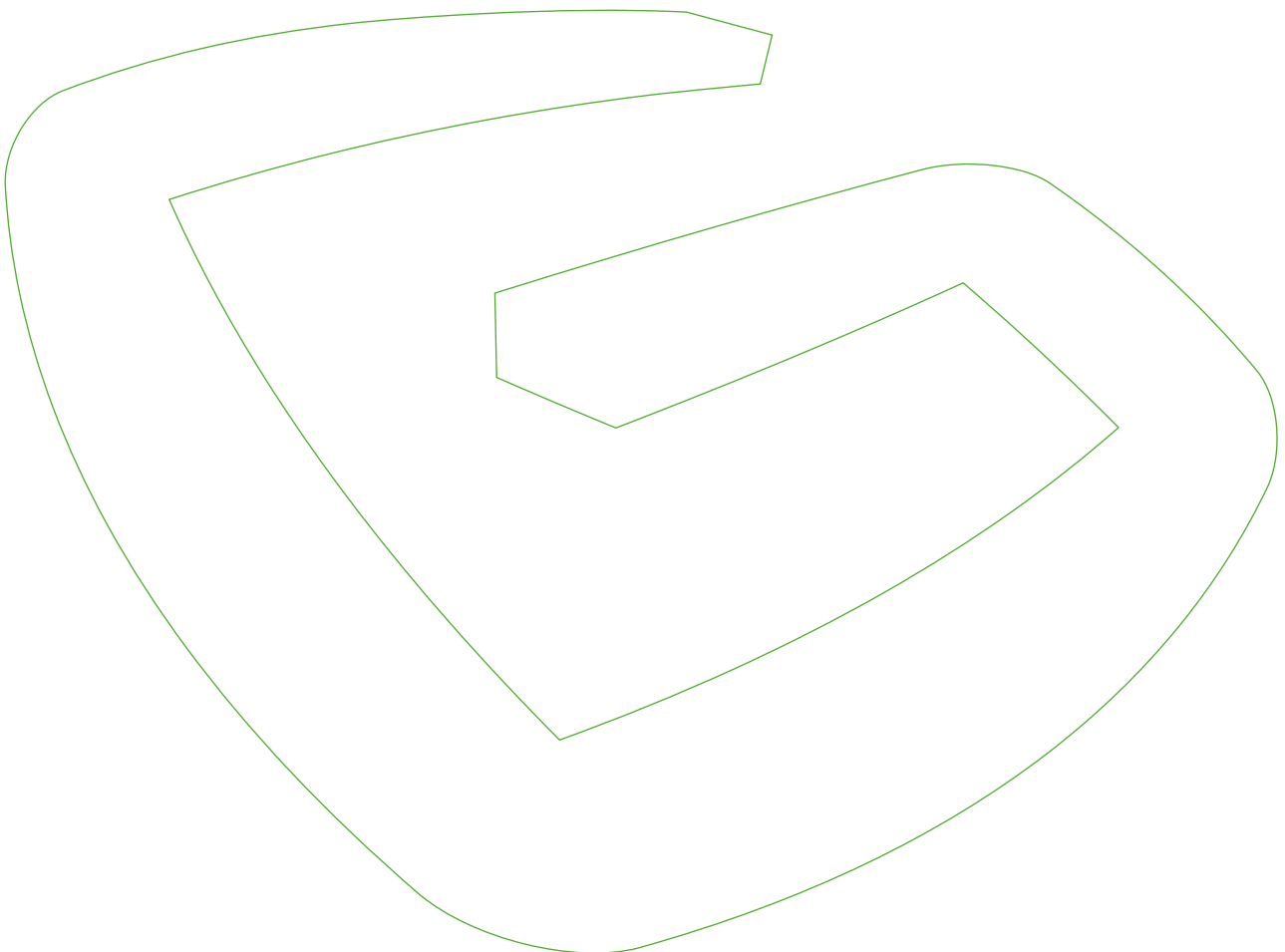
6.5 Zusammenfassung

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.

Ergebnisse der Modellierung 7



7 Ergebnisse der Modellierung

7.1 Modellierungsergebnisse Basisvariante

7.1.1 Maßnahmen der Basisvariante

Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse für die Jahre 2025 und 2030 beschrieben. Hierbei werden die Unterschiede gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019² hervorgehoben. Grundsätzlich wird dabei eine Einteilung in die nachfolgenden vier Kategorien vorgenommen:

A) Unveränderte Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019

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 2019

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 2019

D) Entfallene Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019

Innerhalb einer Kategorie wird dann noch in jeweiligen Unterkapiteln zwischen den Jahren 2025 und 2030 unterschieden. Eine Beschreibung der Maßnahmen des Netzausbauvorschlages der Fernleitungsnetzbetreiber findet sich in der **NEP-Gas-Datenbank** unter der Kachel „Ausbaumaßnahmen“.

A) Unveränderte Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen aus dem Umsetzungsbericht 2019 sind unverändert Ergebnis der Modellierung für das Jahr 2025:

- GDRM-Anlage Wiernsheim (Raum Heilbronn) (ID 116-02)
- Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz) (ID 223-01)
- Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas (ID 300-02)
- Überspeisung Embsen (ID 301-01)
- Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung (ID 326-02)
- Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung (ID 334-02)
- GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung (ID 335-02a)
- Leitungen Wipperfürth-Niederschelden (ID 335-02b)
- Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung (ID 336-02)
- VDS Legden (ID 416-02)
- VDS Nordschwarzwaldleitung (ID 417-02)

² „Umsetzungsbericht 2019“ bezieht sich hier auf die in der NEP-Gas-Datenbank unter der Kachel „Ausbaumaßnahmen“ im NEP-Zyklus „2018 – USB zum NEP“ geführten Daten [FNB Gas 2019b].

- Erweiterung VDS Scharenstetten (ID 418-02)
- VDS Elten (ID 422-01)
- Umbindung Speicheranbindungsleitung Epe (ID 438-01)
- GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung (ID 439-01)
- Leitung Erfstadt-Euskirchen (ID 440-02)
- GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung (ID 442-02)
- GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung (ID 444-01)
- Armaturenstationen St. Hubert-Voigtslach und Verbindungsleitung (NETG) (ID 445-01a)
- Armaturenstationen St. Hubert-Voigtslach und Verbindungsleitung (OGE) (ID 445-01b)
- Umstellung Wipperfürth-Niederschelden (ID 446-01)
- GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung (ID 448-01)
- Erweiterung GDRM-Anlage Steinhäule (ID 450-01)
- Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein (ID 451-02)
- Leitungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen (ID 504-01a)
- Reversierung VDS Holtum (ID 507-01l)
- VDS Sayda (ID 507-01m)
- Erweiterung GDRM-Anlage Leonberg-West (ID 508-01)
- Armaturenstation Visbek Astrup (ID 520-01)
- Armaturenstation Twistringern Ehrenburg (ID 521-01)
- Systemanpassung GDRM-Anlage Steinfeld-Düpe (ID 524-01)
- Leitung Willich-Meerbusch (ID 525-01)
- Armaturenstation Elten-St. Hubert (ID 529-01)
- Umstellung Köln – Dormagen (ID 530-01)
- GDRM-Anlage Appeldorn (ID 531-01a)
- Armaturenstation Xanten (ID 531-01b)
- Leitung Mittelbrunn-Schwanheim (ID 552-01)
- Leitung Hülkelheim-Tannenkirch (ID 554-01)

Darüber hinaus sind die folgenden Maßnahmen aus dem Umsetzungsbericht 2019 unverändert Ergebnis der Modellierung für 2030:

- Leitung Heiden Marbeck-Heiden Borken (ID 436-02a, Aufteilung der Leitung Heiden-Dorsten in zwei Leitungsabschnitte)
- GDRM-Anlage Heiden-Borken und Verbindungsleitung (ID 437-01)

B) Veränderte Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019

Folgende Maßnahmen aus dem Umsetzungsbericht 2019 sind mit geänderten technischen Parametern Ergebnis der Modellierung für das Jahr 2025. Die Gründe für die Anpassung der Netzausbaumaßnahmen werden im Folgenden dargestellt:

- **GDRM-Anlage Paffrath und Verbindungsleitung (ID 067-03b)**
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- **Anbindung Heilbronn (ID 112-03)**
Anpassung der Leitungslänge auf der Basis aktueller Erkenntnisse des abgeschlossenen Raumordnungsverfahrens.
- **GDRM-Anlage Achim (ID 119-03)**
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Detailplanung.
- **GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung (ID 333-02)**
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- **GDRM-Anlage Porz (ID 337-02)**
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- **GDRM-Anlage Paffrath (ID 338-02)**
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- **Leitung Wertingen-Kötz (ID 402-02a)**
Anpassung der Leitungsdimension auf der Basis der gestiegenen Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg.
- **GDRM-Anlage Wertingen 2 (ID 402-02b)**
Geringfügige Anpassung der Anlagenleistung auf der Basis der gestiegenen Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg.
- **GDRM-Anlage Kötz (ID 402-02c)**
Geringfügige Anpassung der Anlagenleistung auf der Basis der gestiegenen Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg.
- **GDRM-Anlage Emstek (ID 431-02)**
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- **GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung (ID 435-03)**
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- **Armaturenstation Vinnhorst und Verbindungsleitung (GDRM-Anlage Vinnhorst und Verbindungsleitung) (ID 441-02)**
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Detailplanung.
- **GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung (ID 443-02)**
Anpassung der Anlagenleistung auf der Basis der gestiegenen Kapazitätsnachfrage eines Verteilernetzbetreibers sowie zur Berücksichtigung des Kapazitätsbedarfs des geplanten neuen Kraftwerks Heyden.
- **Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1) (ID 449-02)**
Anpassung technischer Parameter auf Basis aktueller Erkenntnisse. Die Maßnahme wird in Verbindung mit der Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2) (ID 612-01) sowie der Leitung Heidelberg-Heilbronn (SEL 3) (ID 614-01) errichtet.
- **Leitung Walle-Wolfsburg (ID 501-02a)**
Anpassung der Leitungslänge auf Basis aktueller Erkenntnisse im Rahmen des Projektfortschrittes.
- **Erweiterung GDRM-Anlage Kolshorn (ID 501-02d)**
Ergänzung von technischen Parametern.

- **Erweiterung GDRM-Anlage Unterlüß (ID 501-02e)**
Ergänzung von technischen Parametern.
- **Erweiterung VDS Embsen (ID 503-02b)**
Ergänzung von technischen Parametern.
- **Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen (ID 504-02b)**
Anpassung der Anlagenleistung und des Inbetriebnahmedatums aufgrund des Versorgungssicherheitsbedarfs der Niederlande.
- **GDRM-Anlage Emden (ID 504-02c)**
Anpassung der Anlagenleistung und des Inbetriebnahmedatums aufgrund des Versorgungssicherheitsbedarfs der Niederlande.
- **Querverbindungen TENP I zu TENP II (ID 555-03)**
Anpassung technischer Parameter sowie der Entfall der Querverbindung in Büchelberg auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Detailplanung.

C) Zusätzliche Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierung für das Jahr 2025 gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019 werden im Folgenden beschrieben:

- **GDRM-Anlage Leer und Verbindungsleitung (ID 532-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer GDRM-Anlage und der dazu gehörigen Anschlussleitung zur Übernahme von H-Gasmengen aus dem Netz der GASCADE. Sie dient dem Antransport von H-Gasmengen für den L-H-Gas-Umstellungsprozess.
- **Leitung GDRM-Anlage Lauchhammer (ID 601-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um einen Leitungsneubau inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Leitung soll auf dem Gelände der GDRM-Anlage Lauchhammer errichtet werden und der Erhöhung der Einspeisekapazität in das nachgelagerte DP 25 bar-System dienen.
- **Leitung Schwanheim-Elchesheim (ID 602-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Leitung soll zwischen Schwanheim und Elchesheim in Parallelführung zu der bereits existierenden Erdgastransportleitung TENP II errichtet werden.
- **Leitung Schwarzach-Eckartsweier (ID 603-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Leitung soll zwischen Schwarzach und Eckartsweier in Parallelführung zu der bereits existierenden Erdgastransportleitung TENP II errichtet werden.
- **Leitung Tannenkirch-Hüsing (ID 604-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Leitung soll zwischen Tannenkirch und Hüsing in Parallelführung zu der bereits existierenden Erdgastransportleitung TENP II errichtet werden.
- **Leitung Wesseling-Knapsack (ID 605-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Leitung soll zwischen Wesseling und Knapsack errichtet werden.
- **Leitung Wirtheim-Lampertheim (ID 609-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Diese Leitung schließt an das MIDAL-System bei Wirtheim an und dient der Versorgung von neuen Kraftwerken in Neckarsulm, Heilbronn, Marbach und Altbach sowie der Erhöhung der Überspeisekapazität zu Verteilernetzbetreibern in Baden-Württemberg.

- **GDRM-Anlage Wirtheim (ID 610-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer GDRM-Anlage. Die Anlage dient der Überspeisung zwischen der MIDAL in die neue Leitung Wirtheim-Lampertheim (ID 609-01) der terranets.

- **GDRM-Anlage Lampertheim (ID 611-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer GDRM-Anlage. Die Anlage dient der Überspeisung zwischen der neuen Leitung Wirtheim-Lampertheim (ID 609-01) in das bestehende Leitungssystem der terranets.

- **Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2) (ID 612-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die Leitung stellt einen der neu zu errichtenden Abschnitte der planfestgestellten SEL in Baden-Württemberg dar. Die Maßnahme wird in Verbindung mit der Leitung Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1) (ID 449-02) sowie der Leitung Heidelberg-Heilbronn (SEL 3) (ID 614-01) errichtet. Diese Abschnitte der SEL dienen der allgemeinen Versorgung sowie der Versorgung der neuen Kraftwerke in Neckarsulm, Heilbronn, Marbach und Altbach.

- **GDRM-Anlage Bietigheim (ID 613-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer GDRM-Anlage. Die Anlage dient der Überspeisung zwischen den neuen Leitungen Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1) (ID 449-02), Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2) (ID 612-01) sowie Anbindung Heilbronn (ID 112-03) der terranets.

- **Leitung Heidelberg-Heilbronn (SEL 3) (ID 614-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die Leitung stellt einen der neu zu errichtenden Abschnitte der planfestgestellten SEL in Baden-Württemberg dar. Die Maßnahme wird in Verbindung mit der Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1) (ID 449-02) sowie der Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2) (ID 612-01) errichtet. Diese Abschnitte der SEL dienen der allgemeinen Versorgung sowie der Versorgung der neuen Kraftwerke in Neckarsulm, Heilbronn, Marbach und Altbach.

- **GDRM-Anlage Heidelberg (ID 615-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer GDRM-Anlage. Die Anlage dient der Überspeisung zwischen der neuen Leitung Heidelberg-Heilbronn (SEL 3) (ID 614-01) in das bestehende Leitungssystem der terranets.

- **GDRM-Anlage Heilbronn (ID 617-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer GDRM-Anlage. Die Anlage dient der Überspeisung zwischen der neuen Leitung Heidelberg-Heilbronn (SEL 3) (ID 614-01) in das bestehende Leitungssystem der terranets.

- **GDRM-Anlage Kirchheim unter Teck (ID 619-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer GDRM-Anlage. Die Anlage dient der Regelung und Steuerung zusätzlicher Gasmengen des Nord-Süd-Transports in den Schwarzwald.

- **GDRM-Anlage Hittistetten (ID 621-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer GDRM-Anlage. Die Anlage dient der Regelung und Steuerung zusätzlicher Gasmengen aus dem Osten.

- **GDRM-Anlage Eichstegen (ID 622-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer GDRM-Anlage. Die Anlage dient der Regelung und Steuerung zusätzlicher Gasmengen in den Bodenseeraum.

- **GDRM-Anlage Weißensberg 2 (ID 623-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer GDRM-Anlage. Die Anlage dient der Regelung und Steuerung zusätzlicher Gasmengen in den Bodenseeraum.

- **GDRM-Anlage Scharenstetten (ID 625-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Mess- und Regelschiene zur Sicherstellung eines dauerhaften und unterbrechungsfreien Gastransportes.

- **Leitung Aalen-Essigen (ID 626-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Diese Leitung dient dem Anschluss und der Versorgung von Gemeinden der Ostalb-Region sowie der Kraftwerksversorgung in Aalen.

- **Leitung MIDAL Mitte Nord (ID 627-01)**

Bei der beschriebenen Maßnahme handelt es sich um eine Loop-Leitung für die bestehende MIDAL-Ferngasleitung im nördlichen Bereich der VDS Lippe. Die Maßnahme ist vorgesehen zur Erhöhung der Transportkapazität auf dem Mitte-Nord-Abschnitt der MIDAL-Ferngasleitung. Die Maßnahme ist nur bei der Umsetzung beider LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade erforderlich.

- **Leitung MIDAL Mitte Süd (ID 628-01)**

Bei der beschriebenen Maßnahme handelt es sich um eine Loop-Leitung für die bestehende MIDAL-Ferngasleitung im nördlichen Bereich der VDS Reckrod. Die Maßnahme ist vorgesehen zur Erhöhung der Transportkapazität auf dem Mitte-Süd-Abschnitt der MIDAL-Ferngasleitung. Die Maßnahme ist nur bei der Umsetzung beider LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade erforderlich.

- **VDS Reckrod (ID 629-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um einen Neubau zur Erweiterung der bestehenden Verdichterstation Reckrod. Die Maßnahme dient zur Erhöhung der Transportkapazität der Ferngasleitung MIDAL-Süd. Der Standort liegt bei Eiterfeld in Hessen.

- **GDRM-Anlage Lampertheim 5 (ID 630-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um eine neue GDRM-Anlage Lampertheim 5. Die Maßnahme dient der Überspeisung von Gasmengen von der neuen Leitung Wirtheim-Lampertheim der terranets (ID 609-01) in die Ferngasleitung MIDAL-Süd der GASCADE. Die Maßnahme befindet sich bei Lampertheim in Hessen.

- **GDRM-Anlage Lubmin 2 (ID 631-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um eine Erweiterung der bestehenden GDRM-Anlage Lubmin 2. Die Maßnahme ist vorgesehen zur Übergabe von Gasmengen aus der Nordstream Pipeline. Die Maßnahme befindet sich bei Greifswald in Mecklenburg-Vorpommern.

- **GDRM-Anlage Greifswald (ID 632-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um eine Erweiterung der bestehenden GDRM-Anlage Greifswald. Die Maßnahme ist vorgesehen zur Übergabe von Gasmengen aus der Nordstream Pipeline. Die Maßnahme befindet sich bei Greifswald in Mecklenburg-Vorpommern.

- **VDS NEL (Mitte) (ID 633-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Verdichterstation. Die Station ist vorgesehen zur Erhöhung der Transportkapazität der Ferngasleitung NEL in Richtung Westen und zur Überspeisung in die dort gelegenen Ferngasleitungen. Der Standort liegt bei Schwerin in Mecklenburg-Vorpommern.

- **Leitung NEL West (ID 634-01)**

Bei der beschriebenen Maßnahme handelt es sich um eine Loop-Leitung für die bestehende NEL-Ferngasleitung im Bereich des westlichen Endes der NEL. Die Maßnahme dient zur Erhöhung der Transportkapazität der Ferngasleitung NEL im Streckenabschnitt Achim bis Rehden. Die Maßnahme ist nur bei der Umsetzung beider LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade erforderlich.

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

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Erweiterung der beschriebenen GDRM-Anlage Embsen wegen des sich im Rahmen des Gastransports zur Versorgungssicherheit der Niederlande erhöhenden Leistungsbedarfs.

- **Leitung Elbe Süd-Achim (ID 636-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Loop-Leitung inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen zwischen Elbe Süd und Achim. Diese wird zur Ableitung der Gasmengen der im GUD System geplanten LNG-Anlagen benötigt. Die Maßnahme wird nur im Falle der Umsetzung beider LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade gebraucht.

- **Anpassung Verdichter Achim (ID 637-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um Anpassungen an der Verdichteranlage in Achim. Diese wird zur Ableitung der Gasmengen der im GUD System geplanten LNG-Anlagen benötigt. Die Maßnahme wird nur im Falle der Umsetzung beider LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade gebraucht.

- **Vorwärmung Embsen (ID 638-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Erweiterung der Vorwärmung auf der Station Embsen zur Ableitung der Mengen der LNG-Anlage Stade, für die Marktraumumstellung und erhöhter Langfristprognosen.

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

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Erweiterung der beschriebenen GDRM-Anlage Achim wegen des sich im Rahmen des Gastransports zur Versorgungssicherheit der Niederlande erhöhenden Leistungsbedarfs.

- **GDRM-Anlage Ludwigshafen (ID 642-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um eine Erweiterung der bestehenden GDRM-Anlage Ludwigshafen. Die Maßnahme ist vorgesehen zur zusätzlichen Vorwärmung von Gasmengen und dient der Erhöhung der Transportkapazität der Ferngasleitung MIDAL-Süd. Die Maßnahme befindet sich bei Ludwigshafen in Rheinland-Pfalz.

- **GDRM-Anlage Herringhausen (ID 650-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Erweiterung der bestehenden GDRM-Anlage Herringhausen wegen des sich im Rahmen der L-H-Gas-Umstellung einstellenden höheren Betriebsdrucks.

- **GDRM-Anlage Neuss Rheinpark und Verbindungsleitung (ID 651-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer neuen GDRM-Anlage, sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung zur Verbindung der heute im L-Gas betriebenen Leitung zum Kraftwerk Lausward mit der Leitung Neuss Floßhafenstraße und dem daran nördlich angeschlossenen Leitungsnetz für die L-H-Gas-Umstellung.

- **GDRM-Anlage Engelbostel und Verbindungsleitung (ID 652-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer neuen GDRM-Anlage, sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung zur Verbindung der nördlich an das H-Gas-Leitungsnetz der GUD bei Resse angebundenen Leitung mit den heute im L-Gas betriebenen nach Süden verlaufenden Leitungen nach Vinnhorst für die L-H-Gas-Umstellung.

- **Armaturenstation Iserlohn Hennen (ID 654-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Erweiterung der Armaturenstation Iserlohn Hennen zur Trennung der Leitung Werne-Paffrath und der Leitung Hennen Eisborn für die L-H-Gas-Umstellung.

- **Umstellung auf H-Gas (Bereich Rehden-Bassum) (ID 657-01)**

Diese Maßnahme beinhaltet die notwendigen Anpassungen zur Umstellung des Bereiches zwischen Rehden und Messingen bzw. Bassum auf H-Gas.

- **Umstellung auf H-Gas (Kolshorn-Ahlten-Speicher Empelde) (ID 659-01)**

Der Bereich zwischen Kolshorn, Ahlten und dem Speicher Empelde soll auf H-Gas umgestellt werden. Diese Maßnahme dient sowohl der Umstellung der Enercity als auch zur sukzessiven Einbindung des Speichers Empelde im H-Gas.

Außerdem sind folgende zusätzliche Netzausbaumaßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019 Ergebnis der Modellierung für das Jahr 2030:

- **Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2026-2029 (ID 229-01)**
Anpassungen des Transportsystems der OGE zur Umstellung der OGE-Netzgebiete im Zeitraum von 2026 bis 2029. Die entsprechenden Maßnahmen werden in den folgenden Netzentwicklungsplänen konkretisiert.
- **Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellungen (ID 447-01)**
Anpassungen des Transportsystems der Thyssengas zur Umstellung der Thyssengas-Netzgebiete im Zeitraum von 2026 bis 2029. Die entsprechenden Maßnahmen werden in den folgenden Netzentwicklungsplänen konkretisiert.
- **GDRM-Anlage Kleinenhammer und Verbindungsleitung (ID 653-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer neuen GDRM-Anlage, sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung zur Verbindung der heute getrennt voneinander mit unterschiedlichen Betriebsdrücken betriebenen Leitung Bergische Leitung II bei Remscheid für die L-H-Gas-Umstellung.
- **Armaturenstation Essen Dellwig und Verbindungsleitung (ID 655-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Erweiterung der Armaturenstation Essen Dellwig zur Verbindung des heute im L-Gas betriebenen Abschnitts der Leitung Dorsten-Oberhausen-Mintard (Nord) und der Leitung Essen Dellwig-Duisburg Hamborn mit dem heute im H-Gas betriebenen Abschnitt der Leitung Dorsten-Oberhausen-Mintard (Süd).
- **Armaturenstation Duisburg Mündelheim und Verbindungsleitung (ID 656-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Erweiterung der Armaturenstation Duisburg Mündelheim zur Verbindung der heute im L-Gas betriebenen Leitung Werne-Duisburg mit der im H-Gas betriebenen Leitung Hüls Wuppertal für die L-H-Gas-Umstellung.
- **Umstellung auf H-Gas (Bereich Emsland II) (ID 658-01)**
Die hier beschriebene Maßnahme enthält die notwendigen technischen Anpassungen zur Umstellung des Ringsystems im Umstellungsbereich Emsland II von L- auf H-Gas.

D) Entfallene Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2019

- **GDRM-Anlage Leeheim und Verbindungsleitung (ID 314-01)**
Die Maßnahme ist aufgrund geänderter Bedarfsmeldungen und aktueller Erkenntnisse der Detailplanung nicht mehr erforderlich.
- **Leitung Heiden Borken-Dorsten (ID 436-02b)**
Die Leitung Heiden-Dorsten (ID 463-02) wurde in zwei Maßnahmen aufgeteilt. Der erste Teil verläuft von Heiden Marbeck bis Heiden Borken (ID 436-02a), der zweite Teil von Heiden Borken bis Dorsten (ID 436-02b). Da zum einen der Mehrbedarf eines Netzanschlusskunden zum 15.07.2019 nicht mehr gemeldet wurde und zum anderen das Umstellungskonzept Sonsbeck-Dorsten angepasst wurde, ist die Maßnahme Leitung Heiden Borken-Dorsten nicht mehr erforderlich.
- **Leitung Massenheim-Hattersheim (ID 506-02a)**
Der Kapazitätsbedarf für das Kraftwerk Griesheim konnte im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 nicht berücksichtigt werden. Die Leitung Massenheim-Hattersheim ist daher nicht mehr Ergebnis der Modellierung der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030.
- **GDRM-Anlage Massenheim II und Verbindungsleitung (ID 506-02b)**
Der Kapazitätsbedarf für das Kraftwerk Griesheim konnte im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 nicht berücksichtigt werden. Die GDRM-Anlage Massenheim II und Verbindungsleitung ist daher nicht mehr Ergebnis der Modellierung der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030.

7.1.2 Ergebnisse Basisvariante

Die Basisvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 35: Ergebnisse Basisvariante

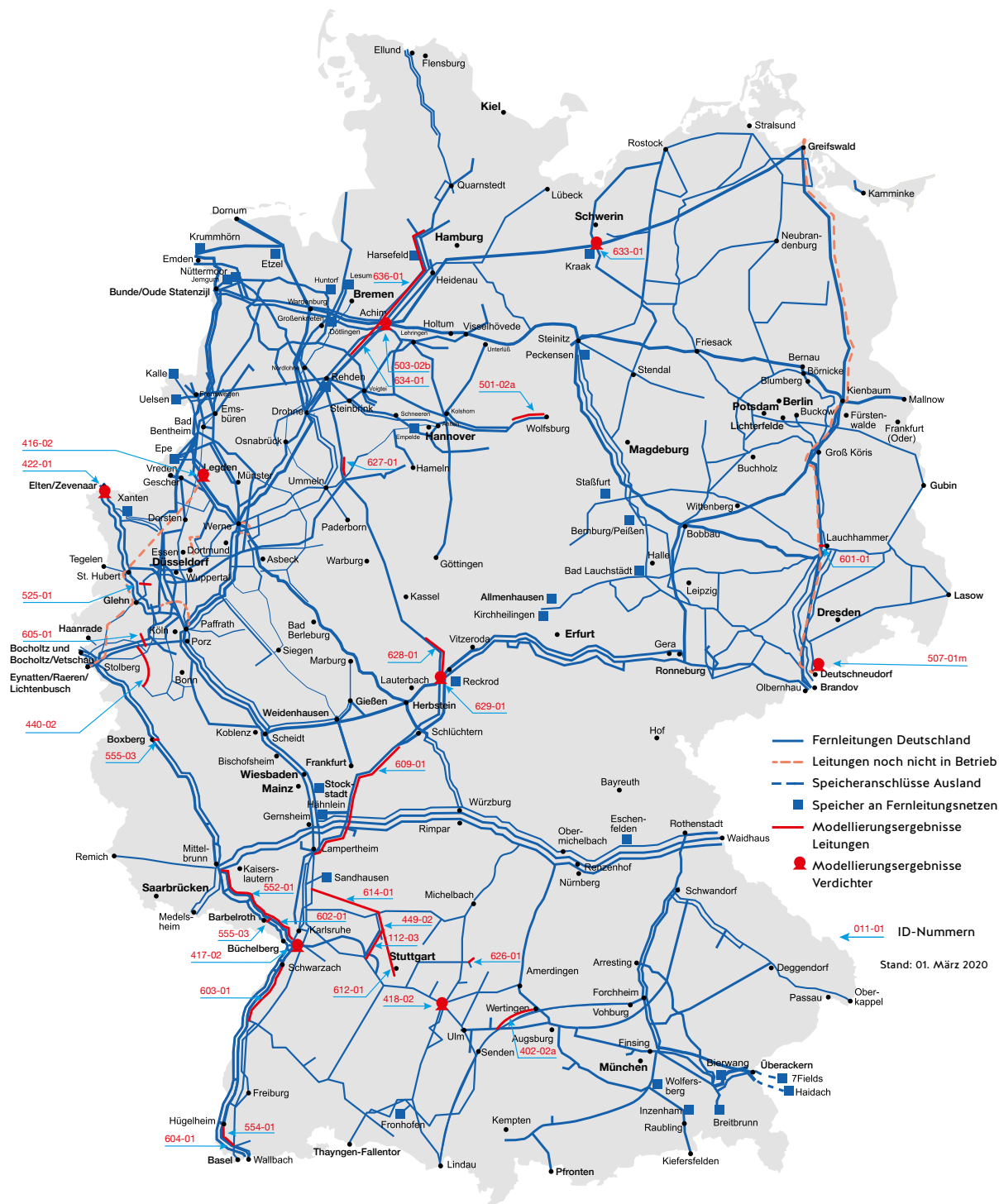
	Bis Ende 2025	Bis Ende 2030
Modellierungsergebnis		
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	205 MW	205 MW
Leitungsbau	741 km	743 km
Kosten	3,3 Mrd. Euro	3,3 Mrd. Euro
Startnetzmaßnahmen		
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	200 MW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

* inkl. GDRM-Anlagen, Armaturenstationen und sonstige Anlagen

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

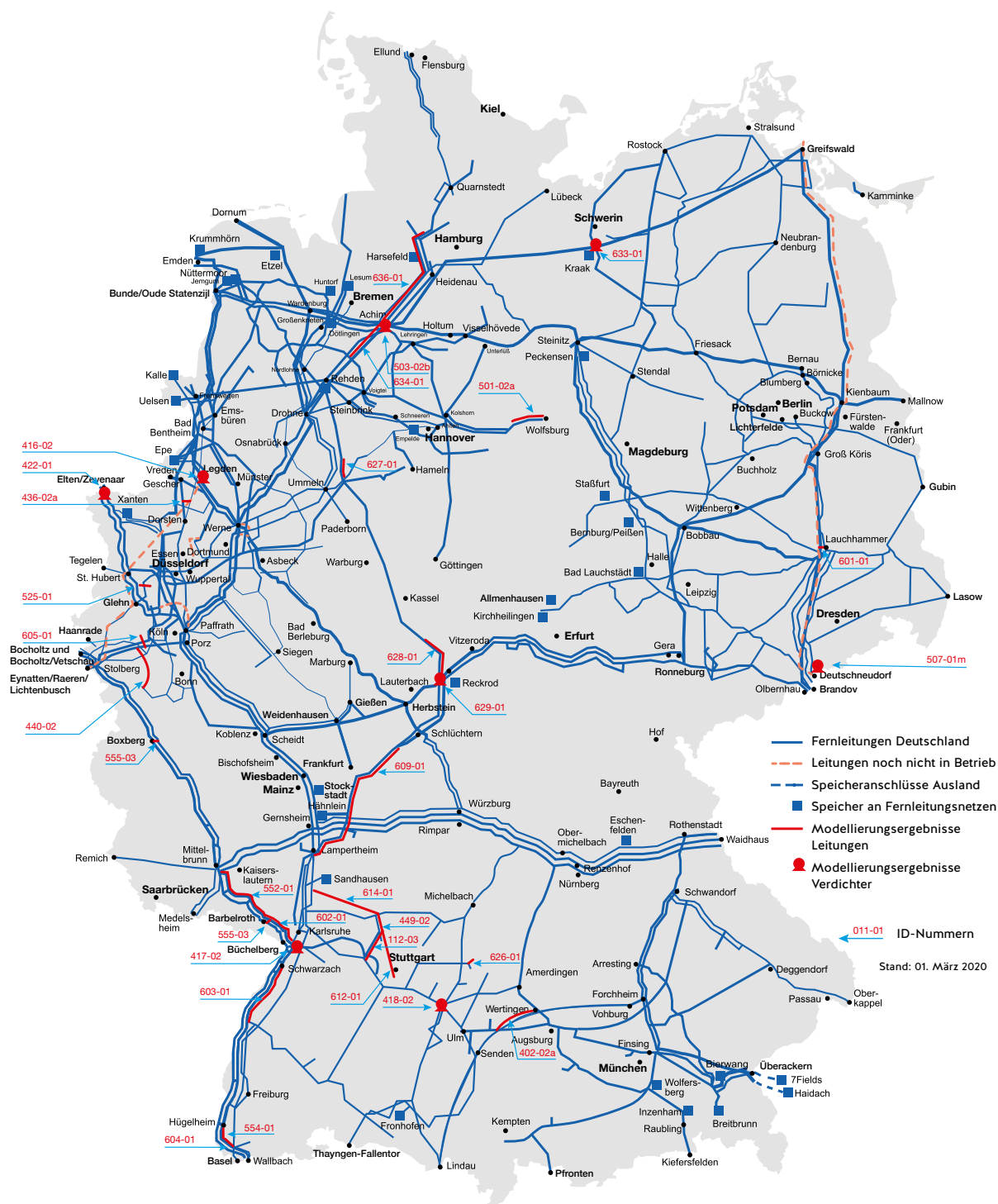
Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der [NEP-Gas-Datenbank](#) aufgeführt und werden in den folgenden Abbildungen dargestellt.

Abbildung 37: Ausbaumaßnahmen der Basisvariante bis Ende 2025



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 38: Ausbaumaßnahmen der Basisvariante bis Ende 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.1.3 Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen für neue 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 36 umgesetzt.

Tabelle 36: Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen, die unter anderem den Kapazitätsbedarf für neue Kraftwerke decken

ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme	Nur für Kraftwerk notwendig	Geplante neue Gaskraftwerke														
			GuD Leipheim I	GuD Grundremmingen	Kraftwerk Staudinger*	GHKW VW2	Kraftwerk Scholven*	Kraftwerk Irsching*	Kraftwerk Biblis*	Kraftwerk Heyden	Gasturbine Heilbronn	GuD-Anlage Altbach	GuD-Anlage Marbach	GuD-Anlage Aalen	KWK-Anlage AUDI AG Werk Neckarsulm	GuD-KW Herne	GuD-KW Walsum*
036-04	VDS Wertingen		x	x										x			
302-01	Leitung Datteln-Herne	x														x	
402-02a	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 Nordschwarzwaldleitung											x					
443-02	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung									x							
449-02	Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL1)										x	x	x				
501-02a	Leitung Walle – Wolfsburg	x				x											
501-02d	Erweiterung GDRM-Anlage Kolshorn					x											
501-02e	Erweiterung GDRM-Anlage Unterlüß					x											
609-01	Leitung Wirtheim- Lampertheim										x	x	x		x		
610-01	GDRM-Anlage Wirtheim										x	x	x		x		
611-01	GDRM-Anlage Lampertheim										x	x	x		x		
612-01	Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2)											x	x				
614-01	Leitung Heidelberg-Heilbronn (SEL 3)										x	x	x		x		
615-01	GDRM-Anlage Heidelberg										x	x	x		x		
616-01	GDRM-Anlage Heidelberg										x	x	x		x		
617-01	GDRM-Anlage Heilbronn										x	x	x		x		
618-01	GDRM-Anlage Heilbronn										x	x	x		x		
626-01	Leitung Aalen-Essingen													x			
629-01	VDS Reckrod										x	x	x		x		
630-01	GDRM-Anlage Lampertheim 5										x	x	x		x		
642-01	GDRM-Anlage Ludwigshafen										x	x	x		x		

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.1.4 Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen für LNG-Anlagen

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 37 umgesetzt.

Tabelle 37: Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen, die unter anderem den Kapazitätsbedarf für neue LNG-Anlagen decken

ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme	Geplante neue LNG-Anlagen			
		Brunsbüttel	Stade	Stade und Brunsbüttel	Wilhelmshaven
301-01	Überspeisung Embsen	x		x	
627-01	Leitung MIDAL Mitte Nord			x	
628-01	Leitung MIDAL Mitte Süd			x	
634-01	Leitung NEL West			x	
636-01	Leitung Elbe Süd-Achim			x	
637-01	Anpassung Verdichter Achim			x	
638-01	Vorwärmung Embsen		x	x	

Hinweis: In Kapitel 3.2.6 sind weitere Maßnahmen zur Anbindung der LNG-Anlagen dargestellt.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.1.5 Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen für die Versorgungssicherheit der Niederlande

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben auf Grundlage der Bestätigung des Szenariorahmens die Versorgungssicherheit der Niederlande in der Modellierung berücksichtigt. In der Bestätigung des Szenariorahmens hat die BNetzA den Fernleitungsnetzbetreibern zudem aufgetragen, alle Netzausbaumaßnahmen zu benennen, die unter anderem zur Versorgungssicherheit der Niederlande beitragen. Diese Anforderung haben die Fernleitungsnetzbetreiber in der folgenden Tabelle 38 umgesetzt.

Tabelle 38: Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen, die unter anderem der Versorgungssicherheit der Niederlande dienen

ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme
504-01a	Leitungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen
504-02b	Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen
504-02c	GDRM-Anlage Emden
507-01l	Reversierung VDS Holtum
631-01	GDRM-Anlage Lubmin 2
632-01	GDRM-Anlage Anlandestation Greifswald – Anlagenerweiterung 3
633-01	VDS NEL (Mitte)
635-01	GDRM-Anlage Embsen
639-01	GDRM-Anlage Achim

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.1.6 Ergebnisse der NewCap-Modellierung

Im Zuge der Zusammenlegung der beiden deutschen Marktgebiete erfolgt im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 erstmals auch eine NewCap-Modellierung (vgl. Kapitel 3.4). Hierbei wurden die Maßnahmen der Basisvariante gemäß 7.1.1 vollständig berücksichtigt.

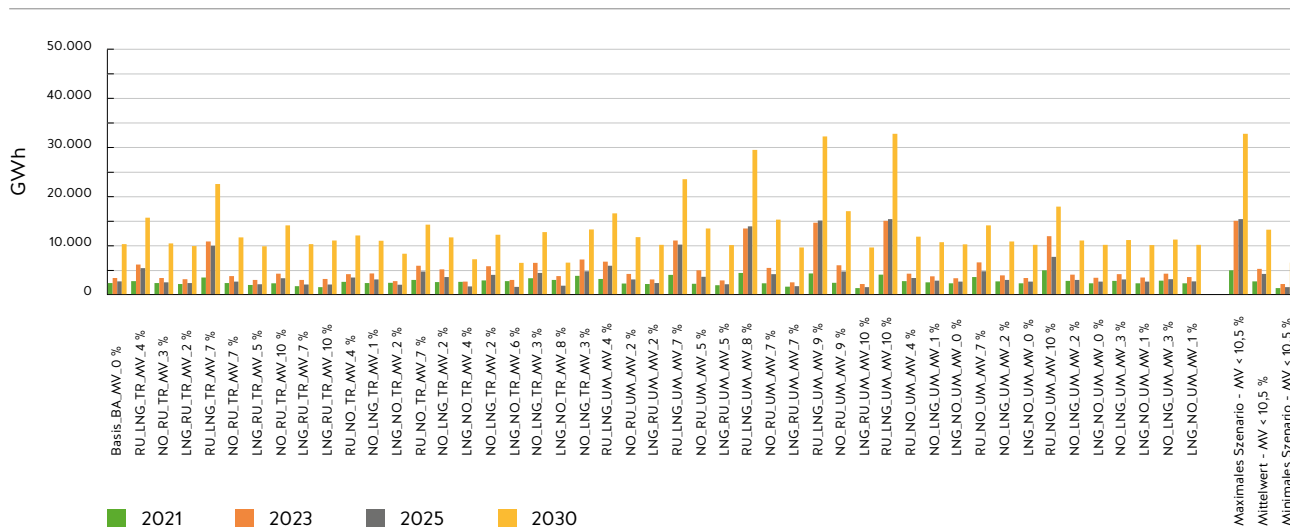
Lokale Engpässe

Im Ergebnis identifiziert die NewCap-Modellierung keine statistisch signifikanten lokalen Engpässe. Einzige Ausnahme ist das Netzgebiet der terranets im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022. Hier kann es – abhängig vom betrachteten Szenario – an bis zu maximal fünf Tagen im Jahr zu Unterdeckungen kommen. Die Höhe der Unterdeckung liegt dabei zwischen 0,0 GWh/h und maximal 3,0 GWh/h. Ab dem Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 treten in der durchgeführten NewCap-Berechnung, bedingt durch höhere Austauschleistungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern, auch im Netzgebiet der terranets keinerlei Unterdeckungen mehr auf.

Bedarf an marktbasierter Instrumente

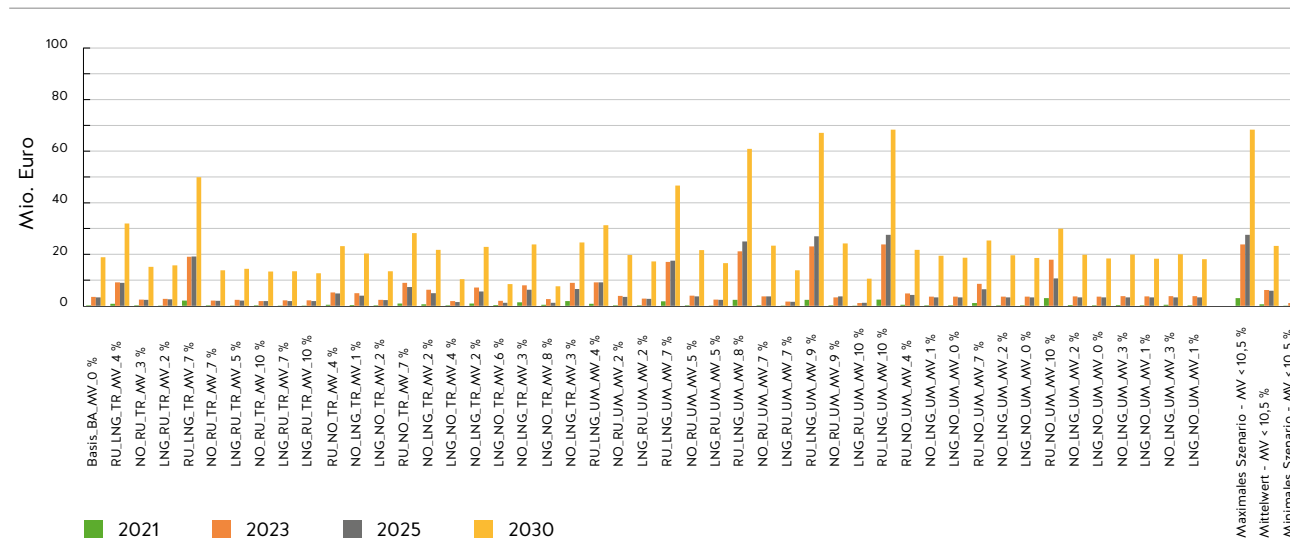
Der Bedarf an marktbasierter Instrumente steigt im Zeitraum zwischen den Gaswirtschaftsjahren 2021/2022 und 2030/2031 an.

Abbildung 39: Mittlere Jahresarbeit marktbasierter Instrumente



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 40: Mittlere Kosten marktbasierter Instrumente



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Ursache für den in Summe steigenden Bedarf an marktbasierten Instrumenten ist der wachsende innerdeutsche Verbrauch, vor allem bedingt durch die Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas.

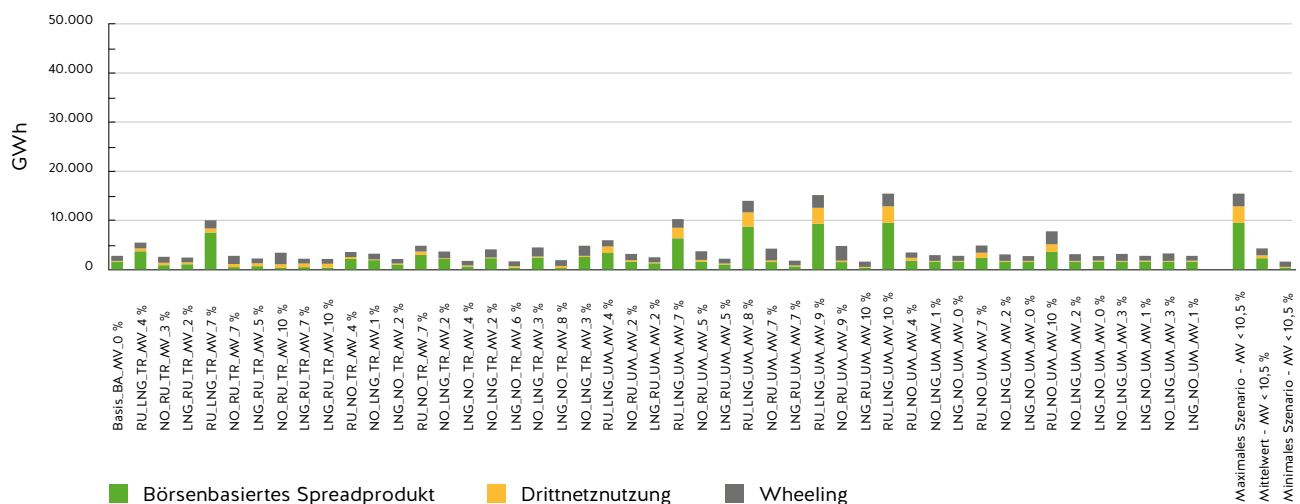
Während die bisherige Umstellungsplanung die freie Zuordenbarkeit im Rahmen der bisherigen Marktgebiete GASPOOL und NCG garantierte, können die zusätzlichen Kombinationsmöglichkeiten von Ein- und Ausspeisekapazitäten im neuen Marktgebiet zu einem wachsenden Bedarf an marktbasierten Instrumenten führen.

Der geringe Zuwachs im Szenario mit den maximalen Kosten zwischen den Gaswirtschaftsjahren 2023/2024 und 2025/2026 ist dadurch zu erklären, dass eine Anpassung der Austauschleistungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern die Flexibilität im Marktgebiet erhöht. Im Mittel aller Szenarien sind die Kosten sogar leicht sinkend.

Im Laufe der Jahre verschieben sich die Anteile der Instrumente börsenbasiertes Spreadprodukt, Drittnetznutzung und Wheeling untereinander, so dass die Entwicklung der Mengen von der Entwicklung der Kosten abweicht. Insbesondere im Gaswirtschaftsjahr 2030/2031 steigt die Nutzung des börsenbasiertes Spreadprodukts, da die verfügbaren Leistungen von Wheeling und Drittnetznutzung keine Erhöhung dieser Produktnutzung mehr zulassen.

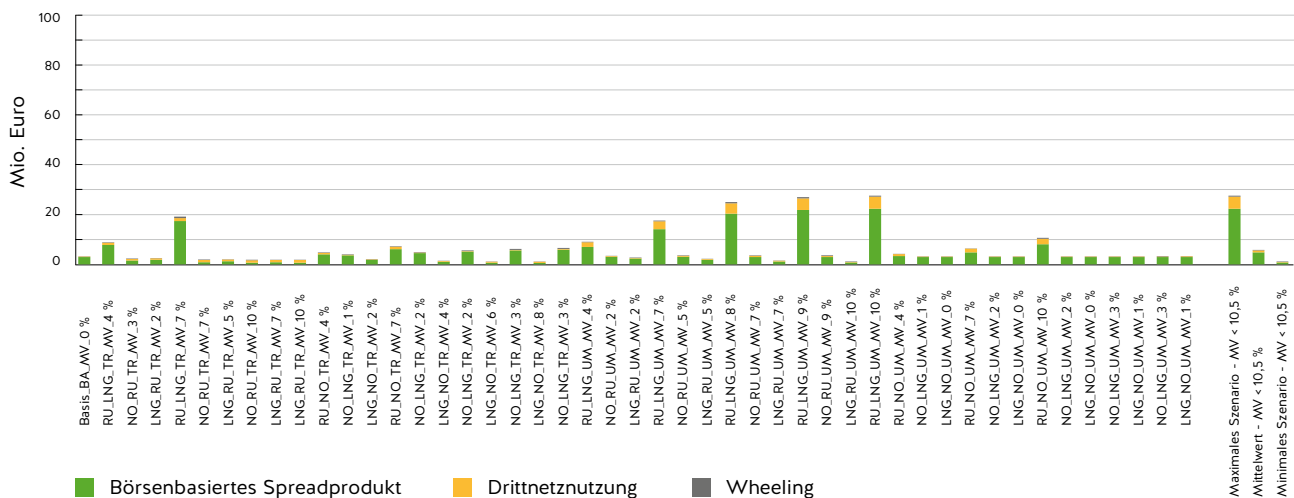
Exemplarisch zeigen die folgenden Abbildungen 41 und 42 eine Aufteilung des Bedarfs in die Instrumente börsenbasiertes Spreadprodukt, Drittnetznutzung und Wheeling für das Gaswirtschaftsjahr 2025/2026.

Abbildung 41: Mittlere Jahresarbeit marktbasierter Instrumente im Jahr 2025



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 42: Mittlere Kosten marktbasierter Instrumente im Jahr 2025



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Bedingt durch die unterschiedlichen Annahmen bzgl. der spezifischen Preise ist der Anteil des börsenbasierten Spreadprodukts an den jährlichen Kosten höher als der Anteil an der Jahresmenge. Umgekehrt wird in einigen Szenarien durch Wheeling über die Hälfte der benötigten Jahresmenge an marktbasierter Instrumenten abgedeckt, während der Kostenanteil in diesen Szenarien marginal ist.

Operativ wird es zu einem kostenoptimalen Einsatz der Produkte im Rahmen ihrer täglichen Verfügbarkeit kommen.

Bewertung der Alternativen marktbasierter Instrumente und Netzausbau

Die folgende Tabelle 39 zeigt die Entwicklung der Kosten für den Einsatz marktbasierter Instrumente für das maximale und das minimale Szenario sowie für den Mittelwert der betrachteten Szenarien.

Tabelle 39: Kosten für den Einsatz marktbasierter Instrumente pro Jahr

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Wie in Kapitel 3.4.2 beschrieben, hängt der Bedarf an marktbasierter Instrumenten neben der innerdeutschen Nutzungsstruktur auch von der zukünftigen Beschäftigung der Im- und Exporte ab. Der Bedarf variiert daher stark zwischen den betrachteten Szenarien.

Die Ergebnisse der NewCap-Modellierung können somit nur eine mögliche Bandbreite der Kosten der Marktgebietszusammenlegung zeigen, wobei im Minimum gegebenenfalls keine Kosten entstehen.

Für die Bewertung, ob ein Netzausbau das kosteneffizientere Mittel zur Erhöhung der Austauschfähigkeit zwischen den heutigen Marktgebieten GASPOOL und NCG ist, kann daher nicht allein die Kostenentwicklung des maximalen Szenarios herangezogen werden.

Während die marktbasierten Instrumente kurzfristig beschafft und somit bedarfsgerecht eingesetzt werden können, führen Investitionen zu einer langfristigen Erhöhung der Netzkosten, selbst wenn die zukünftig eintretenden Szenarien einen geringeren Austauschbedarf benötigen als im maximalen Szenario unterstellt.

Die Bewertung eines alternativen Netzausbaus zur Reduktion der Kosten marktbasierter Instrumente ist für die Gaswirtschaftsjahre 2021/2022 und 2023/2024 nicht von Relevanz, da Ausbaumaßnahmen aufgrund der Realisierungszeiträume zu diesen frühen Zeitpunkten nicht bereitstehen können. Die Betrachtung der Gaswirtschaftsjahre 2021/2022 und 2023/2024 dient, wie ebenfalls oben bereits erwähnt, lediglich dem Vergleich der Entwicklung der Kosten der marktbasierten Instrumente.

Für das Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 liegen die ermittelten Kosten für marktbasierte Instrumente mit rund 27,6 Mio. Euro selbst für das maximale Szenario auf einem akzeptablen Niveau. Die maximal zu erwartenden Kosten für das Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 liegen damit unter den Kosten, die im Rahmen des Marktdialogs zur Marktgebietskooperation/Kapazitätsmodell am 06. Februar 2019 für das Jahr 2023 veröffentlicht wurden. Die vorab im Rahmen eines Proof of Concept ermittelten Werte lagen damals bei bis zu 30 Mio. Euro bereits im Gaswirtschaftsjahr 2023/2024.

Mit Blick auf einen alternativen Netzausbau müssen für eine sachgerechte Bewertung neben den Kosten für das maximale Szenario weitere statistische Kenngrößen herangezogen werden. Diese berücksichtigen den oben bereits erwähnten Effekt, dass die sich tatsächlich einstellenden Kosten durchaus unter den Kosten des maximalen Szenarios liegen können – bis hin zu keinen zusätzlichen Kosten.

Hierzu wird zusätzlich zum maximalen Szenario der Mittelwert der Kosten für marktbasierte Instrumente für alle relevanten Szenarien betrachtet. Dieser beträgt rund 5,8 Mio. Euro jährlich. Eine Investition mit vergleichbaren zusätzlichen annuitätischen Kosten würde keine signifikante kapazitive Wirkung entfalten. Marktbasierte Instrumente sollen nur dann durch einen entsprechenden Netzausbau abgelöst werden, wenn die Kosten der marktbasierten Instrumente nachhaltig die Kosten eines alternativen Netzausbaus übersteigen.

Zur Verdeutlichung dieser Aussage dient als Beispiel eine neue Verdichtereinheit der Leistungsklasse 20 MW mit einem jährlichen Betrieb von ca. 2.000 Volllaststunden. Lediglich die für diese neue Verdichtereinheit anfallenden Energiekosten – ohne Berücksichtigung der zusätzlichen annuitätischen Kapitalkosten – belaufen sich auf eine ähnliche Größenordnung wie der Mittelwert der Kosten für marktbasierte Instrumente in Höhe von rund 5,8 Mio. Euro.

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

Eine Bewertung für den Zeitraum nach dem Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber erst nach vorliegenden Erfahrungen im neuen Marktgebiet möglich. Die Fernleitungsnetzbetreiber greifen dabei nicht zuletzt auf den Ansatz der BNetzA zurück, die sich im Rahmen des Beschlusses zur Genehmigung eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems der Fernleitungsnetzbetreiber für das Angebot zusätzlicher Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet BK7-19-037 KAP+ [BNetzA 2019 b] mit Tenorziffer 3 lit. b) für einen Monitoring-Prozess entschieden hat. Darin „wird den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben, der Bundesnetzagentur bis zum 01. Dezember eines jeden Kalenderjahres (erstmal zum 01.12.2022) einen gemeinsamen Bericht vorzulegen, in dem der Einsatz der marktbasierten Instrumente beziehungsweise des Kapazitätsrückkaufs im abgelaufenen Gaswirtschaftsjahr ausgewertet wird.“

Im Sinne eines bedarfsgerechten Netzausbaus sollen für eine Bewertung möglicher baulicher Maßnahmen für den Zeitraum nach dem Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 alternativ zum Einsatz marktbasierter Instrumente die Erkenntnisse des tatsächlichen Einsatzes und deren Bewertung mit einbezogen werden. Wie bereits unter 3.4.2 erwähnt, werden Erkenntnisse aus dem laufenden Monitoring in zukünftigen NewCap-Berechnungen berücksichtigt.

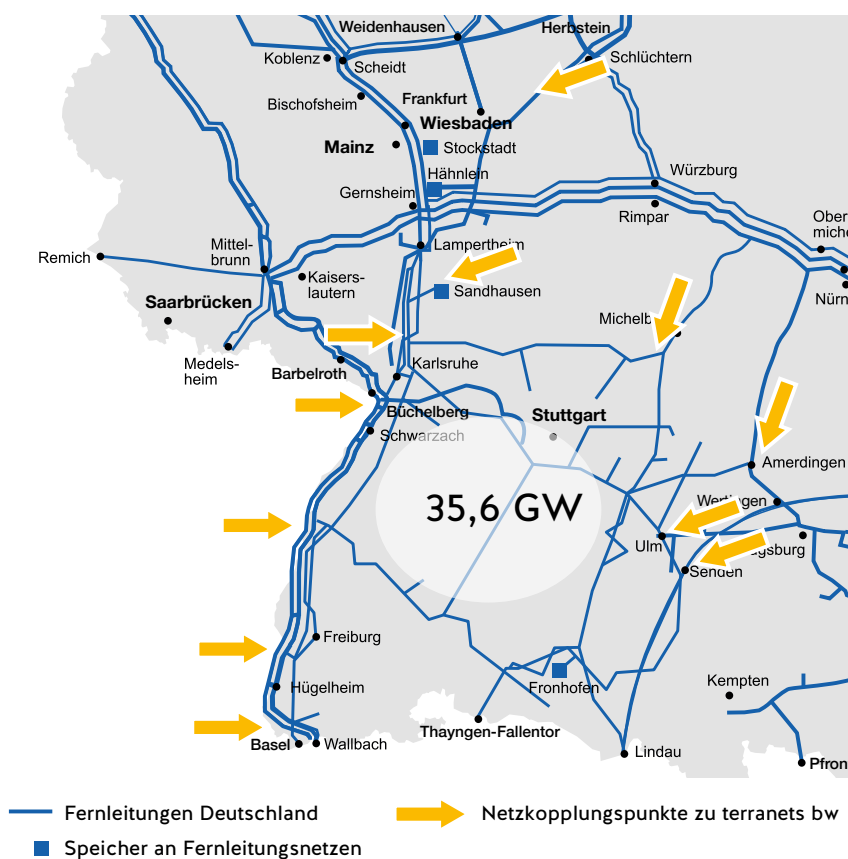
7.2 Modellierungsergebnisse Auslegungsvariante für Baden-Württemberg

7.2.1 Ausgangslage

Die Auslegungsvariante für Baden-Württemberg untersucht aufbauend auf der Basisvariante eine erhöhte Bedarfsentwicklung in Baden-Württemberg für das Modellierungsjahr 2030/2031.

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

Abbildung 43: Netzkopplungspunkte zur Versorgung der terranets im Modellierungsjahr 2030/2031 der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg



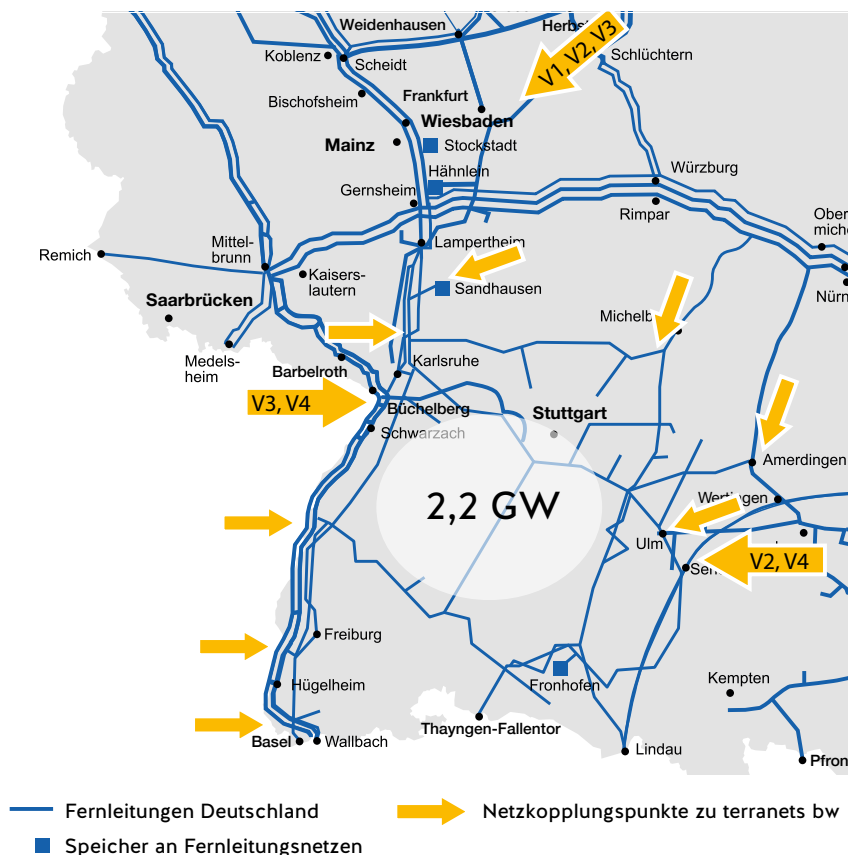
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.2.2 Versorgungsvarianten

Aufbauend auf der Basisvariante erfolgte eine Untersuchung der potenziellen Aufspeisung und Versorgung innerhalb der terranets, um den bestätigten Kapazitätsbedarf der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg von rund 35,6 GWh/h zu decken.

Zur Feststellung des erforderlichen Netzausbaus für den zusätzlichen Kapazitätsbedarf von 2,2 GWh/h gegenüber der Basisvariante haben die Fernleitungsnetzbetreiber verschiedene Versorgungsvarianten betrachtet.

Abbildung 44: Darstellung der Versorgungsvarianten für terranets in der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

- **Versorgungsvariante 1: Nord (V1)**

Die Bereitstellung der Zusatzkapazität erfolgt vollständig über den neuen Netzkopplungspunkt Wirtheim.

- **Versorgungsvariante 2: Nord+Ost (V2)**

Die Bereitstellung der Zusatzkapazität erfolgt über den neuen Netzkopplungspunkt Wirtheim sowie den östlichen Netzkopplungspunkt Hittistetten bzw. Steinhäule.

- **Versorgungsvariante 3: Nord+West (V3)**

Die Bereitstellung der Zusatzkapazität erfolgt über den neuen Netzkopplungspunkt Wirtheim sowie den westlichen Netzkopplungspunkt Au am Rhein.

- **Versorgungsvariante 4: West+Ost (V4)**

Die Bereitstellung der Zusatzkapazität erfolgt über den westlichen Netzkopplungspunkt Au am Rhein sowie den östlichen Netzkopplungspunkt Hittistetten bzw. Steinhäule.

Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse für die unterschiedlichen Versorgungsvarianten dargestellt, die auf den Netzausbaumaßnahmen der Basisvariante für das Modellierungsjahr 2025 aufbauen. Die Varianten wurden, wie mit der BNetzA vereinbart, von terranets modelliert und durch die strömungsmechanisch vorgelegerten Fernleitungsnetzbetreiber indikativ geprüft. Basierend darauf erfolgte die Identifikation erforderlicher Netzausbaumaßnahmen sowie eine Gegenüberstellung daraus resultierender Investitionskosten.

Versorgungsvariante 1: Nord

In der Variante 1 erfolgt die Bereitstellung des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs in Höhe von rund 2,2 GWh/h über den Netzkopplungspunkt Wirthheim in Hessen.

Die im Rahmen des Szenariorahmens eingegangenen Kapazitätsmeldungen zeigen Verbrauchsschwerpunkte im Netzgebiet der terranets im Großraum Stuttgart/Heilbronn sowie im Süden des Netzes inklusive Großraum Bodenseeraum. Im Rahmen der Modellierung durch terranets wurden über die Ausbauvorschläge der Basisvariante hinausgehende Maßnahmen identifiziert.

Im Folgenden werden die neben den in der Basisvariante benötigten Netzausbaumaßnahmen beschrieben:

- **GDRM-Anlage Heidelberg (ID 616-01)**
Diese Maßnahme ist eine Erweiterung der in der Basisvariante identifizierten Maßnahme mit der ID 615-01 und ist für den Kapazitätstransport in den Raum Stuttgart und Heilbronn notwendig.
- **GDRM-Anlage Heilbronn (ID 618-01)**
Diese Maßnahme ist eine Erweiterung der in der Basisvariante identifizierten Maßnahme mit der ID 617-01 und ist für den Kapazitätstransport in den Raum Stuttgart und Heilbronn notwendig.
- **GDRM-Anlage Kirchheim unter Teck (ID 620-01)**
Diese Maßnahme ist eine Erweiterung der in der Basisvariante identifizierten Maßnahme mit der ID 619-01 und ist für den Kapazitätstransport in den Südschwarzwald sowie die Bodenseeregion notwendig.
- **GDRM-Anlage Weißensberg 2 (ID 624-01)**
Diese Maßnahme ist eine Erweiterung der in der Basisvariante identifizierten Maßnahme mit der ID 623-01 und ist für den Kapazitätstransport in die Bodenseeregion notwendig.
- **Leitung Nenzingen-Stahringen (ID 643-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Leitung zwischen Nenzingen und Stahringen, welche die Region Konstanz im Rahmen eines potenziellen Speicherwegfalles versorgt. Diese Maßnahme ist in der Basisvariante nicht notwendig und hängt maßgeblich an der Verbrauchsentwicklung im Raum Konstanz.
- **VDS Schwäbische Alb (ID 644-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Verdichterstation an der Leitung in Richtung des südlichen Schwarzwalds. Diese Maßnahme ermöglicht den Kapazitätstransport vom Norden des Netzes bis in den Südschwarzwald sowie in die Bodenseeregion. Diese Maßnahme ist in der Basisvariante nicht notwendig.

Die zusätzlichen Investitionen im Netzgebiet der terranets belaufen sich im Vergleich zur Basisvariante auf rund 64 Mio. Euro.

Die vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreiber haben keinen additiv notwendigen Netzausbau im Vergleich zur Basisvariante.

Versorgungsvariante 2: Nord+Ost

In der Variante 2 erfolgt die Bereitstellung des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs in Höhe von 1,65 GWh/h über den Netzkopplungspunkt Wirthheim in Hessen sowie 0,55 GWh/h über den Netzkopplungspunkt Hittistetten im Osten.

Zum Abtransport der aufgeteilten Kapazitäten wurden Maßnahmen im Netzgebiet der terranets identifiziert. Diese umfassen Dimensionierungsanpassungen wie bei Variante 1 sowie eine zusätzliche Südverdichtung in Richtung Oberschwaben/Bodenseeregion. Zur Kompensation des potenziellen Speicherwegfalls im Verteilernetz am Bodensee wurde ein lokaler Leitungsneubau ermittelt.

Die zusätzlichen Investitionen im Netzgebiet der terranets belaufen sich im Vergleich zur Basisvariante auf rund 64 Mio. Euro.

Die vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreiber schätzen den additiv notwendigen Netzausbau im Vergleich zur Basisvariante auf rund 50 Mio. Euro.

Versorgungsvariante 3: Nord+West

In der Variante 3 erfolgt die Bereitstellung des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs in Höhe von 0,40 GWh/h über den Netzkopplungspunkt Wirthheim in Hessen sowie 1,80 GWh/h über den Netzkopplungspunkt Au am Rhein im Westen.

Zum Abtransport der aufgeteilten Kapazitäten wurden Maßnahmen im Netzgebiet der terranets identifiziert. Diese umfassen Dimensionierungsanpassungen wie bei Variante 1, eine Anpassung der Maßnahme VDS Nordschwarzwaldleitung (ID 417-02) im Großraum Karlsruhe sowie eine zusätzliche Südverdichtung in den Südschwarzwald sowie die Bodenseeregion. Zur Kompensation des potenziellen Speicherwegfalls im Verteilernetz am Bodensee wurde ein lokaler Leitungsneubau ermittelt.

Die zusätzlichen Investitionen im Netzgebiet der terranets belaufen sich im Vergleich zur Basisvariante auf rund 90 Mio. Euro.

Die vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreiber schätzen den additiv notwendigen Netzausbau im Vergleich zur Basisvariante auf rund 100 Mio. Euro.

Versorgungsvariante 4: West+Ost

In der Variante 4 erfolgt die Bereitstellung des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs in Höhe von 1,80 GWh/h über den Netzkopplungspunkt Au am Rhein im Westen Baden-Württembergs sowie 0,40 GWh/h über den Netzkopplungspunkt Hittistetten im Osten.

Zum Abtransport der aufgeteilten Kapazitäten wurden Maßnahmen im Netzgebiet der terranets identifiziert. Diese umfassen Dimensionierungsanpassungen der Maßnahme VDS Nordschwarzwaldleitung (ID 417-02) im Großraum Karlsruhe sowie eine zusätzliche Südverdichtung in Richtung Oberschwaben/Bodenseeregion. Zur Kompensation des potenziellen Speicherwegfalls im Verteilernetz am Bodensee wurde ein lokaler Leitungsneubau ermittelt.

Die zusätzlichen Investitionen im Netzgebiet der terranets belaufen sich im Vergleich zur Basisvariante auf rund 84 Mio. Euro.

Die vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreiber schätzen den additiv notwendigen Netzausbau im Vergleich zur Basisvariante auf rund 140 Mio. Euro.

7.2.3 Ergebnisse der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg und Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber zum weiteren Vorgehen

Die Auslegungsvariante für Baden-Württemberg betrachtet lokale Veränderungen im Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber Baden-Württembergs. Sie dient der Darstellung des Zukunftspotenzials der in der Basisvariante identifizierten Maßnahmen. Das betrifft sowohl Dimensionierungsanpassungen von Maßnahmen der Basisvariante als auch zusätzlich notwendige Neubaumaßnahmen.

Die folgende Tabelle 40 zeigt die im Vergleich zur Basisvariante notwendigen zusätzlichen Investitionen in den betrachteten Versorgungsvarianten.

Tabelle 40: Ergebnisse der Versorgungsvarianten für das Jahr 2030

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

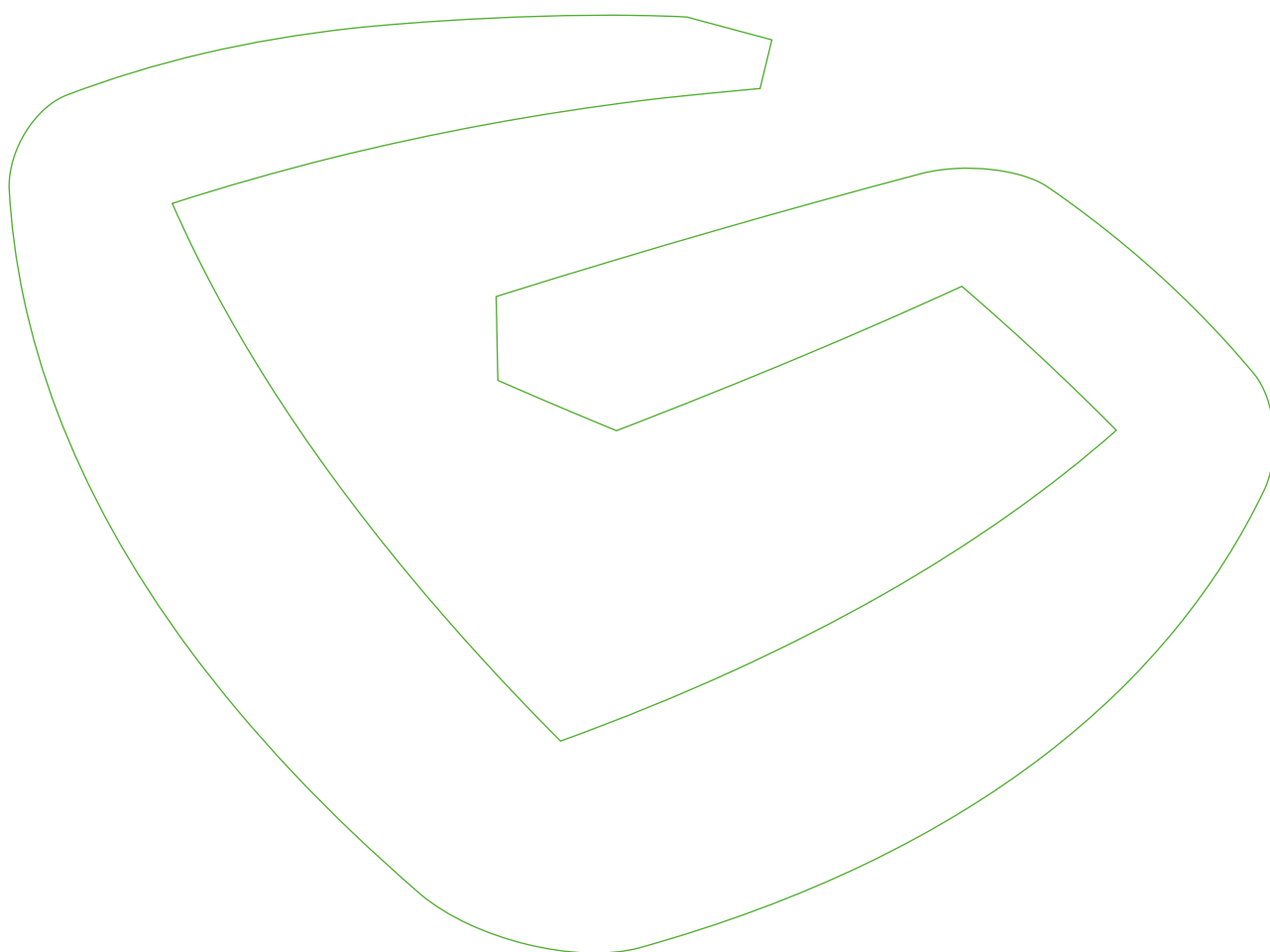
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Entsprechend dem Vergleich der abgeschätzten Investitionen ist die Versorgungsvariante 1 in der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg die kostengünstigste Alternative. Die Ergebnisse der Versorgungsvariante 1 sind in der [NEP-Gas-Datenbank](#) dargestellt.

Die im Rahmen der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg ermittelten Netzausbaumaßnahmen unterteilen sich in neue und veränderte Maßnahmen im Vergleich zur Basisvariante.

Die im Vergleich zur Basisvariante ermittelten neuen Netzausbaumaßnahmen resultieren aus der Entwicklung und Verteilung des Kapazitätsbedarfs unter den bestätigten Prämissen der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg im Zeitraum bis zum Jahr 2030. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen hierfür noch keine Berücksichtigung im Netzausbauvorschlag vor. Eine erneute Prüfung und Bewertung der ermittelten Neubaumaßnahmen soll auf Basis der weiteren Entwicklungen, insbesondere im Hinblick auf den Kohleausstieg, im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 vorgenommen werden.

Maßnahmen, die eine Veränderung technischer Parameter der Basisvariante bedeuten, sind differenziert zu bewerten. Spätere Dimensionierungsanpassungen von GDRM-Anlagen sind unter Neubewertung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 darstellbar, sind aber mit Zeitverlusten verbunden. terranets schlägt daher vor, die Dimensionierung der GDRM-Anlagen nach der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg umzusetzen.



8 Grüngasvariante

8.1 Grüngasprojekte aus der Marktpartnerabfrage

Im Rahmen der Marktpartnerabfrage für Grüne Gase (Marktpartnerabfrage) wurden den Fernleitungsnetzbetreibern bis zum 12. Juli 2019 insgesamt 31 Grüngasprojekte gemeldet. Zu diesen 31 Projekten haben 27 Projektträger einer Veröffentlichung zugestimmt. Die folgende Tabelle 41 zeigt diese Projekte und klassifiziert diese nach den Parametern Gasart, Quelle/Senke, geplante Inbetriebnahme, zuständiger Fernleitungsnetzbetreiber und Anschluss an das FNB- und/oder VNB-Netz.

Tabelle 41: Grüngasprojekte aus der Marktpartnerabfrage

Nr.	Bezeichnung	Beteiligte Unternehmen	Gasart	Quelle/ Senke	Geplante Inbetrieb- nahme	Zuständiger FNB	Anschluss an	
							FNB- Netz	VNB- Netz
1	Green Hydrogen Integration	BASF	Wasserstoff	Senke	2022	GASCADE	x	
2	HySynGas/ ARGE Brunsbüttel	ARGE Netz GmbH & Co. KG, MAN, Vattenfall	Wasserstoff, synthetisches Methan	Quelle	bis 2025	GUD	x	x
3	SALCOS	Salzgitter Flachstahl GmbH	Wasserstoff	Senke	ab 2025	Nowega	x	
4	GET H2	enertrag, Forschungszentrum Jülich, hydrogenious, IKEM, nowega, RWE, SIEMENS, Stadtwerke Lingen	Wasserstoff	Quelle/ Senke	2023	Nowega	x	
5	Audi Industriegas	Audi Industriegas	Wasserstoff, synthetisches Methan	Quelle	in Betrieb	Nowega	x	x
6	BP	BP Europa SE, Ruhr Oel GmbH	Wasserstoff	Quelle/ Senke	2022	Nowega/ OGE	x	
7	Innogy Gas Storage	Innogy Gas Storage	Wasserstoff	Quelle/ Senke	2025	Nowega/ OGE	x	
8	Evonik	Evonik	Wasserstoff	Quelle/ Senke	2023	Nowega/ OGE	x	x
9	Biogas-Anlage InfraServ Wiesbaden	InfraServ GmbH & Co. Wiesbaden KG	Biogas	Quelle	2020/2021	OGE		x
10	Wasserstoff thyssenkrupp	thyssenkrupp Steel Europe AG	Wasserstoff	Senke	ab 2021	OGE	x	
11	BW Bürgerwindpark Fehndorf/Lindloh	BW Bürgerwindpark Fehndorf/ Lindloh GmbH & Co. KG	Wasserstoff	Quelle	2021	OGE	x	
12	hybridge	Amprion, OGE	Wasserstoff, synthetisches Methan	Quelle/ Senke	2023	OGE	x	
13	Biogasanlage Stadtwerke Trier	Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH	Biogas	Quelle	2019	OGE		x
14	PtG STEAG	STEAG GmbH	Wasserstoff	Quelle	2024	OGE		x
15	Kreis Steinfurt/ Münster	Kreis Steinfurt/Stadtwerke Münster GmbH/münsterNETZ	Wasserstoff	Quelle/ Senke	2024/2020	OGE	x	
16	Wasserstoff- einspeisung Mainz	Mainzer Netze GmbH	Wasserstoff	Quelle	2018/2021	OGE		x
17	ZinQ	Voigt & Schweitzer/ZINQ	Wasserstoff	Senke	ab 2021	OGE		x
18	Grapzow	WIND-WASSERSTOFF-projekt GmbH & Co. KG	Wasserstoff	Quelle	2022	ONTRAS	x	

Nr.	Bezeichnung	Beteiligte Unternehmen	Gasart	Quelle/ Senke	Geplante Inbetrieb- nahme	Zuständiger FNB	Anschluss an	
							FNB- Netz	VNB- Netz
19	Energiepark Bad Lauchstädt	DBI GTI, Terrawatt Planungsge- sellschaft mbH, Uniper Energy Storage GmbH, VNG Gas- speicher GmbH, ONTRAS	Wasserstoff	Quelle/ Senke	2023	ONTRAS	x	
20	Wasserstoffregion Lausitz	Energiequelle GmbH, Enertrag AG, IKEM, ONTRAS	Wasserstoff	Quelle	2021	ONTRAS	x	
21	GASAG/E.dis AG	GASAG/E.dis AG	Wasserstoff	Quelle	2020/2021	ONTRAS		x
22	BGEA Schwarze Pumpe	Zweckverband Industriepark Schwarze Pumpe	Biogas	Quelle	2022	ONTRAS	x	
23	ELEMENT EINS	Thyssengas GmbH (TG) TenneT TSO GmbH Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD)	Wasserstoff, synthetisches Methan	Quelle	bis 2030	GUD, Thyssengas	x	x
24	BGEA Krefeld	EGK Entsorgungsanlagengesell- schaft Krefeld GmbH & Co. KG	Biogas	Quelle	in Betrieb	Thyssengas	x	
25	BGEA Coesfeld	GFC mbH – Gesellschaft des Kreises Coesfeld zur Förderung regenerativer Energien mbH	Wasserstoff	Quelle	bis 2025	Thyssengas	x	
26	Salzbergen	keine Angabe	Wasserstoff	Senke	2023	OGE	x	
27	Statkraft Emden	Statkraft Markets GmbH	Wasserstoff	Quelle	2022	OGE	x	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Grüngasanfragen mit einer Anschlussanfrage an das FNB- und VNB-Netz wurden in der Modellierung der Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigt.

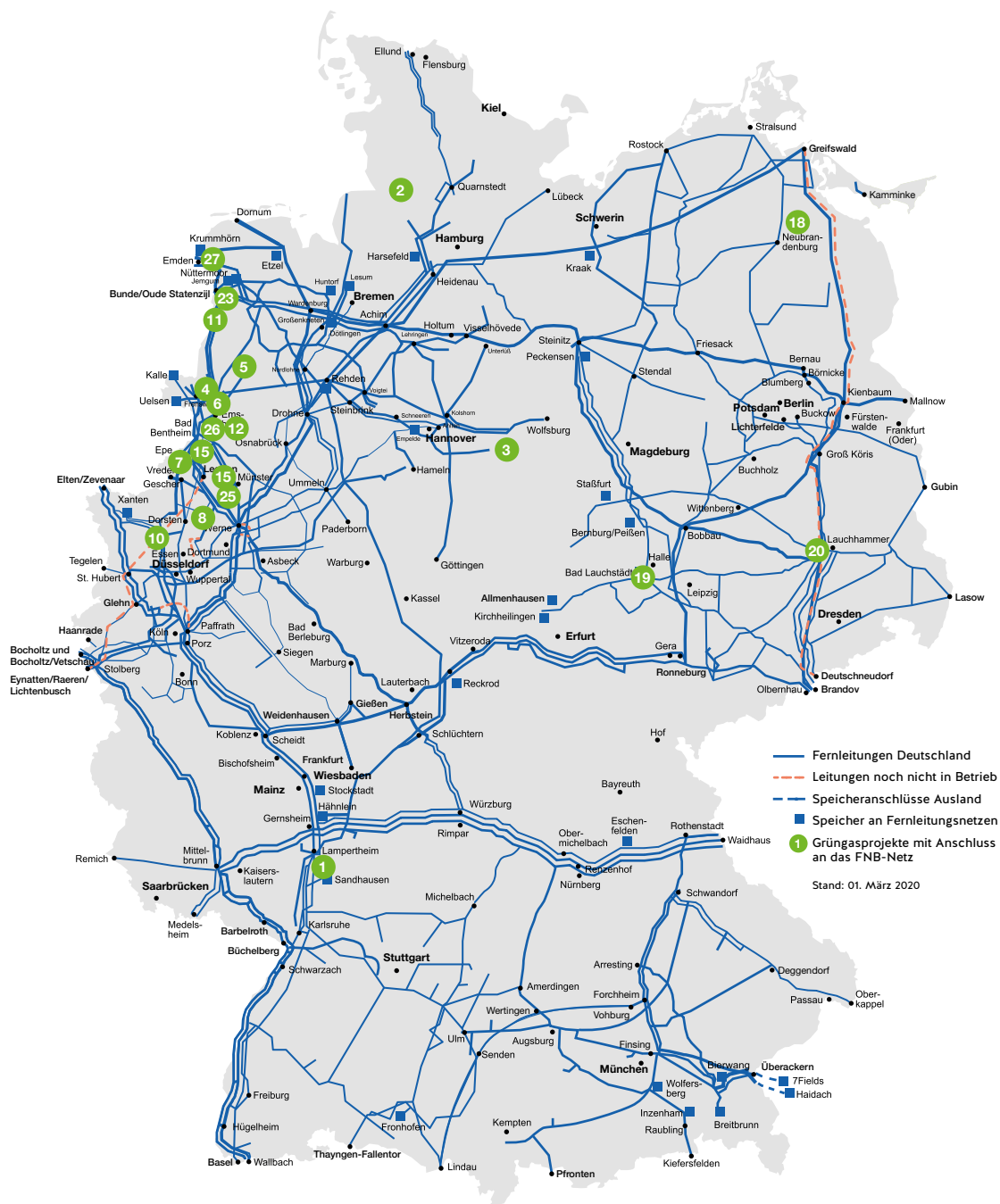
Grüngasanfragen mit einer ausschließlichen Anschlussanfrage an das VNB-Netz wurden in der Modellierung der Fernleitungsnetzbetreiber nicht berücksichtigt. Hier gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, dass die entsprechenden Anfragen bei den Verteilernetzbetreibern platziert sind bzw. platziert werden und dort bearbeitet werden. Eine Berücksichtigung in den Planungen der Fernleitungsnetzbetreiber sollte dann über eine Rückmeldung der Verteilernetzbetreiber an die Fernleitungsnetzbetreiber unter anderem im Rahmen einer angepassten Langfristprognose erfolgen.

Grüngasprojekte, bei denen der erzeugte Wasserstoff direkt am Industriestandort verbraucht wird und die dementsprechend keinen Netzanschluss an das Fernleitungsnetz benötigen, sind den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Marktpartnerabfrage nicht gemeldet worden.

Die Modellierung der Grüngasvariante erfolgt für die Jahre 2025 und 2030. In Abstimmung mit den jeweiligen Projektpartnern kann eine frühere Inbetriebnahme außerhalb der Prozesse des Netzentwicklungsplans geprüft werden.

In Abbildung 45 werden die Grüngasprojekte mit Anschluss an das FNB-Netz dargestellt.

Abbildung 45: Grünasprojekte aus der Marktpartnerabfrage* mit Anschluss an das FNB-Netz



*Hinweis: Einige Grünasprojekte aus der Marktpartnerabfrage in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen und Bayern werden aufgrund von Betriebsgeheimnissen nicht dargestellt.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Den Fernleitungsnetzbetreibern sind nach dem Stichtag 12. Juli 2019 weitere Grünasprojekte gemeldet worden. Diese Projekte werden mit den entsprechenden Marktteilnehmern besprochen und geprüft. Eine Neubewertung der zu berücksichtigenden Projekte wird im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 durchgeführt.

8.2 Grundsätzliche Vorgehensweise

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben ausschließlich die Grüngasprojekte in die Modellierung einbezogen, welche an das FNB-Netz angeschlossen werden sollen.

Die Grüngasvariante besteht aus zwei Modellierungen:

- **Erdgasmodellierung:** Überprüfung, welche Leitungen des bestehenden Fernleitungsnetzes von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können. Zusätzlich wird die Beimischung von Wasserstoff oder synthetischem Methan in das bestehende Erdgasnetz modelliert.
- **Wasserstoffmodellierung:** Wasserstofftransport in einem separaten Wasserstoffnetz (umgestellte³ oder neue Netzausbaumaßnahmen).

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

Die Vorgehensweise stellt sich dabei wie folgt dar:

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

8.3 Ermittlung des potenziellen Wasserstoffnetzes

Ausgangsbasis für die Ermittlung des potenziellen Wasserstoffnetzes sind die Überlegungen, die von den Fernleitungsnetzbetreibern in das am 28. Januar 2020 veröffentlichte visionäre Wasserstoffnetz (vgl. Kapitel 10) eingegangen sind sowie die Ergebnisse der Marktpartnerabfrage.

In einem ersten Analyseschritt wurden Leitungen des visionären Wasserstoffnetzes ausgewählt, über welche die Projekte der Marktpartnerabfrage für die Jahre 2025 bzw. 2030 erreicht werden könnten. Dies ergab ein „potenzielles Wasserstoffnetz“ für den nächsten Prüfungsschritt.

Im Rahmen der Erdgasmodellierung wurde im nächsten Schritt bestimmt, welche Leitungen des potenziellen Wasserstoffnetzes gegebenenfalls in Verbindung mit welchen Maßnahmen (im Erdgas- bzw. im Wasserstoffnetz) in den Modellierungsjahren 2025 und 2030 für den Wasserstofftransport genutzt werden können.

8.4 Erdgasmodellierung

Grundlage der Erdgasmodellierung ist die Basisvariante des vorliegenden Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 mit den in diesem Dokument dargestellten Bestands- und Neubauleitungen. Im Rahmen der Erdgasmodellierung wird geprüft, welche Leitungen des potenziellen Wasserstoffnetzes aus der Erdgasmodellierung abgetrennt/herausgelöst werden können, so dass der zukünftige Erdgasbedarf über die verbleibenden Leitungen noch gedeckt werden kann und das Gesamtoptimum zur Erdgas- und Wasserstoffversorgung aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber erreicht wird. Ist dies der Fall, steht der identifizierte Leitungsabschnitt für den Wasserstofftransport grundsätzlich zur Verfügung.

Die Analyse beinhaltet zudem die Prüfung, ob gegebenenfalls längere Abschnitte einer Leitung des potenziellen Wasserstoffnetzes z. B. durch den Neubau einer kürzeren Erdgasleitung für den Wasserstofftransport genutzt werden können.

³ Bei umgestellten Leitungen handelt es sich um heute im Fernleitungsnetz genutzte Gasleitungen, welche in Zukunft Wasserstoff statt Methan transportieren.

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten an dieser Stelle darauf hinweisen, dass es sich bei den identifizierten potenziellen Wasserstoffleitungen um Erdgasleitungen handelt, die grundsätzlich für den Erdgastransport benötigt werden. Der Erdgasbedarf kann jedoch in Verbindung mit den Verstärkungen des Erdgasnetzes (vgl. Netzausbaumaßnahmen in Kapitel 8.10.1) ohne diese Leitungen gedeckt werden.

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

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

Im Rahmen der durchgeführten Marktpartnerabfrage wurden neun Projekte identifiziert, für die in der Modellierung die Beimischung von Wasserstoff sowie von synthetischem Methan in das bestehende Erdgasnetz geprüft wurde. Dies begründet sich darauf, dass für diese Projekte im Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2030 keine auf Wasserstoff umzustellende Erdgasleitung identifiziert werden konnte und der Anschluss an eine neu zu errichtende Wasserstoffinfrastruktur aufgrund der Entfernung zum potenziellen Wasserstoffnetz (vgl. Kapitel 8.3) nicht sinnvoll erschien. Darüber hinaus haben die Fernleitungsnetzbetreiber auch technische Restriktionen berücksichtigt, wie beispielsweise die in den betroffenen Leitungssystemen vorherrschenden strömungsmechanischen Verhältnisse, die zu einer Überschreitung einer maximalen Beimischungskonzentration geführt hätten (z. B. Gefahr von Wasserstoffpfropfenbildung bei bidirektionaler Transportrichtung).

Basierend auf den zuvor beschriebenen Randbedingungen sowie den Ergebnissen der Erdgasmodellierung eignen sich die im Folgenden aufgeführten fünf Projekte für eine direkte Wasserstoffbeimischung in die bestehende Erdgasinfrastruktur:

1. BW Bürgerwindpark Fehndorf/Lindloh,
2. Grapzow,
3. Wasserstoffregion Lausitz,
4. BEGA Coesfeld,
5. Statkraft Emden.

Für drei Projekte der Marktpartnerabfrage hat die Erdgasmodellierung ergeben, dass eine direkte Wasserstoffeinspeisung in das bestehende Erdgasnetz aufgrund der oben genannten technischen Restriktionen nicht möglich ist. In diesem Fall muss eine vorherige Methanisierung, unter Einhaltung der Gasbeschaffheitsanforderungen, erfolgen. Von den drei Projekten unterliegen zwei der Geheimhaltung, das dritte Projekt ist HySynGas/ARGE Brunsbüttel.

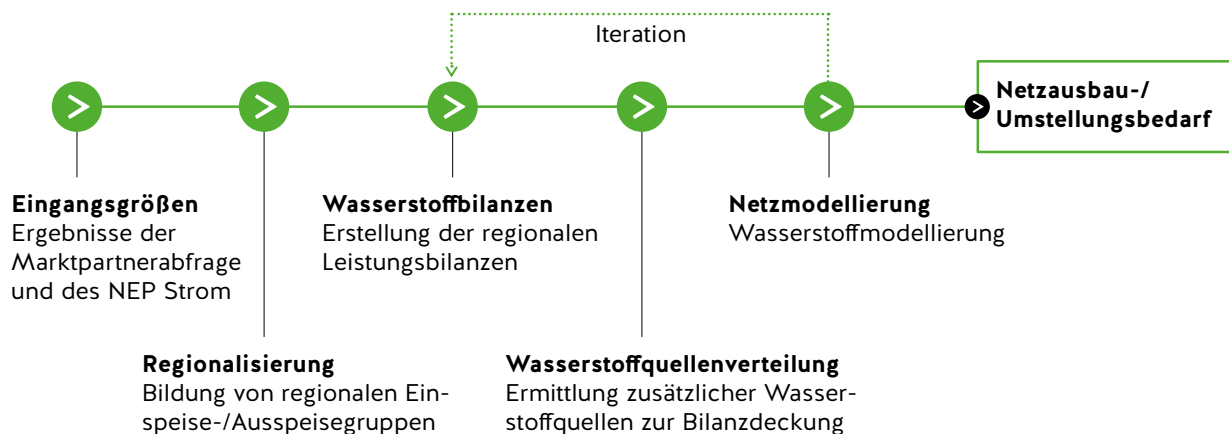
Die Ergebnisse der Erdgasmodellierung zeigen darüber hinaus, dass nicht alle Wasserstoffausspeiseanfragen aus der Marktpartnerabfrage an ein potenzielles Wasserstoffnetz angeschlossen werden können, da die bestehende Gasinfrastruktur bis zum Jahr 2030 noch nicht für eine Umstellung auf Wasserstoff zur Verfügung steht. Dies führt dazu, dass für das Projekt Green Hydrogen Integration keine Anbindung an ein Wasserstoffnetz eines Fernleitungsnetzbetreibers bis zum Jahr 2030 möglich sein wird.

Im Rahmen der Erdgasmodellierung wird geprüft, welche Leitungen für die Wasserstoffmodellierung zur Verfügung gestellt werden können (vgl. Kapitel 8.9). Weiterhin wird geprüft, welche Maßnahmen gegebenenfalls notwendig sind, um die Leitungen des potenziellen Wasserstoffnetzes in den Modellierungsjahren 2025 und 2030 für die Nutzung zum Wasserstofftransport zur Verfügung zu stellen. Die identifizierten Erdgasleitungen finden sich zusammen mit den Ergebnissen der Modellierung in Kapitel 8.10.

8.5 Wasserstoffmodellierung

Die grundsätzliche Vorgehensweise der Wasserstoffmodellierung der Grüngasvariante ist in Abbildung 46 dargestellt. Ausgangspunkt sind die Eingangsgrößen der Netzmodellierung der Grüngasvariante, das heißt die Projektmeldungen der Marktpartnerabfrage zum 12. Juli 2019 sowie die Ergebnisse des Netzentwicklungsplans Strom 2019–2030 (NEP Strom) mit den Standorten von PtG-Anlagen. Unter Berücksichtigung dieser Eingangsgrößen erfolgt im nächsten Schritt die Bildung von regionalen Einspeise-/Auspeisegruppen. Nach Bildung der entsprechenden Gruppen werden für die identifizierten Regionen Wasserstoffleistungsbilanzen erstellt und der über die Ergebnisse der Marktpartnerabfrage und des NEP Strom zusätzlich zur Bilanzdeckung erforderliche Wasserstoffleistungsbedarf ermittelt. Anschließend wird auf Basis dieser Ergebnisse der benötigte Wasserstoffzusatzbedarf auf die im Rahmen der Wasserstoffquellenverteilung ermittelten Einspeisepunkte aufgeteilt. Danach erfolgt die Netzmodellierung der Fernleitungsnetzbetreiber, wobei der erforderliche Netzausbau- bzw. Umstellungsbedarfs ermittelt wird. Für die Ermittlung des Wasserstoffnetzausbaus erfolgt gegebenenfalls im Rahmen der Modellierung eine Iteration.

Abbildung 46: Grundsätzliches Vorgehen der Wasserstoffmodellierung der Grüngasvariante



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

8.6 Eingangsgrößen für die Wasserstoffmodellierung

Entsprechend den im Szenariorahmen beschriebenen Kriterien fanden 21 Grüngasprojekte (Wasserstoff, synthetisches Methan) Berücksichtigung in der Wasserstoffmodellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. Einige Projektträger wünschten eine Anonymisierung der gemeldeten Daten.

8.6.1 Ergebnisse der Marktpartnerabfrage

Aus der Marktpartnerabfrage wurde für den Gesamtzeitraum bis 2030 die in Tabelle 42 und Abbildung 47 dargestellte deutschlandweite kapazitive Wasserstoffbilanz erstellt.

Insgesamt ergibt sich bilanziell eine Unterdeckung, das heißt es liegt ein höherer Wasserstoffbedarf vor als durch vorhandene Wasserstoffquellen gedeckt werden kann. Für die Modellierungsjahre 2025 und 2030 beträgt die Unterdeckung 1.166 MW_{th} bzw. 1.906 MW_{th}. Dieser ermittelte Zusatzbedarf ist durch weitere Wasserstoffquellen zu decken (vgl. Kapitel 8.8).

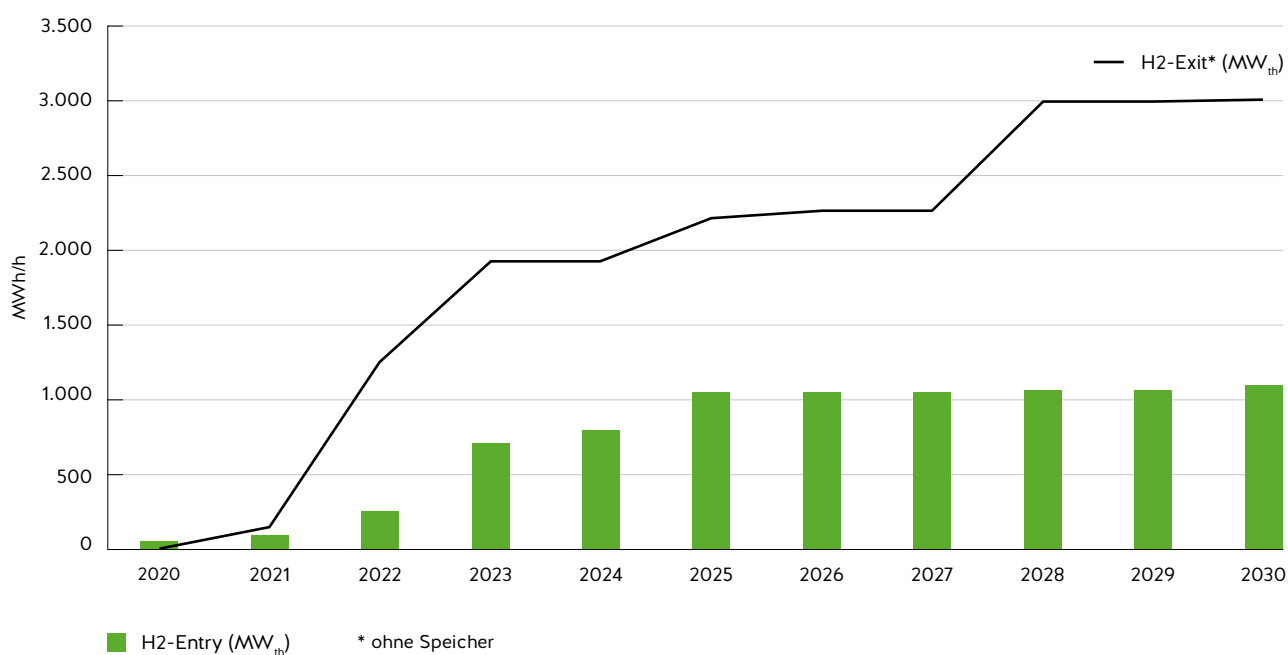
Tabelle 42: Summendarstellung der von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Wasserstoffmodellierung berücksichtigten Grünasprojekte

Jahr	Elektrolysekapazität	H2-Entry	H2-Exit*	Zusatzbedarf
	MW _{el}		MW _{th}	
2020	67	50	1	0
2021	119	89	147	58
2022	338	253	1.248	995
2023	943	707	1.922	1.215
2024	1.042	793	1.922	1.130
2025	1.397	1.044	2.210	1.166
2026	1.397	1.044	2.260	1.216
2027	1.397	1.044	2.260	1.216
2028	1.417	1.058	2.989	1.931
2029	1.417	1.058	2.989	1.931
2030	1.467	1.095	3.002	1.906

* ohne Speicher

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 47: Deutschlandweite kapazitive Wasserstoffbilanz der Marktpartnerabfrage



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

8.6.2 Berücksichtigung des NEP Strom

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

Hierzu hat die BNetzA in der Bestätigung des Szenariorahmens festgelegt, dass zusätzlich zu den Ergebnissen der Marktpartnerabfrage, die von den Übertragungsnetzbetreibern (Strom) im Szenariorahmen 2019–2030 (Szenario B 2030) angenommenen landkreisscharfen Elektrolyseleistungen für Wasserstoff berücksichtigt werden können. Bedingung hierfür ist, dass die in der Marktpartnerabfrage ermittelte Elektrolyseleistung, die im NEP Strom angegebene Leistung nicht überschreitet. In der folgenden Tabelle 43 sind die Elektrolyseleistungen aus dem NEP Strom von insgesamt 400 MW_{el} bzw. 1.600 MW_{el} auf Ebene der Bundesländer für die Modellierungsjahre 2025 und 2030 dargestellt. Dies entspricht einer thermischen Leistung von 300 MW_{th} im Jahr 2025 und 1.200 MW_{th} im Jahr 2030.

Tabelle 43: Berücksichtigte Elektrolyseleistungen aus dem NEP Strom

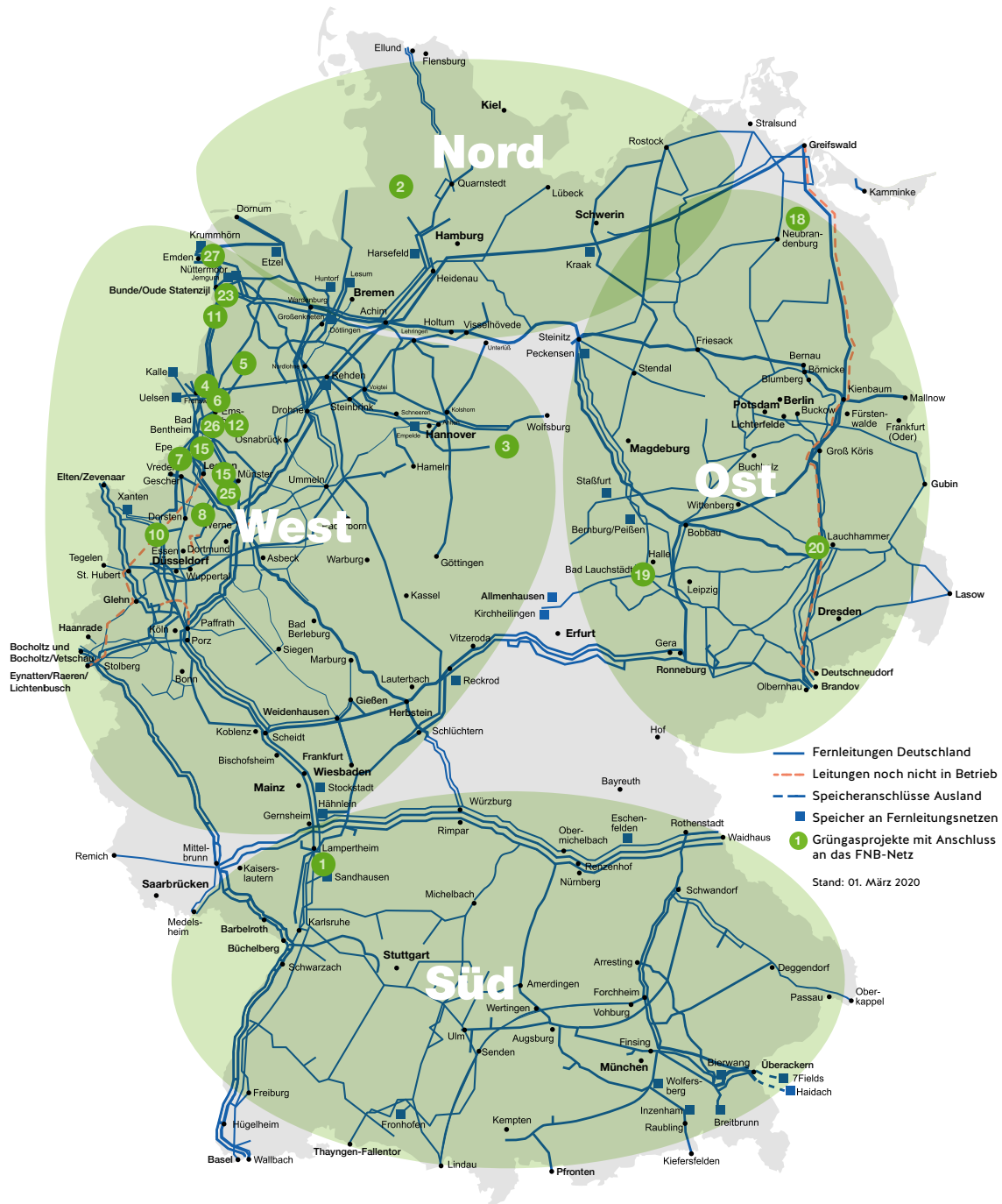
Bundesland	Elektrische Leistung (MW _{el})	
	2025	2030
Baden-Württemberg	0,7	3,0
Bayern	25,5	99,0
Berlin	0,2	1,0
Brandenburg	37,7	147,0
Bremen	2,1	8,0
Hamburg	2,1	8,0
Hessen	2,1	8,0
Mecklenburg-Vorpommern	0,2	1,0
Niedersachsen	49,9	195,0
Nordrhein-Westfalen	151,4	611,0
Rheinland-Pfalz	27,6	107,0
Sachsen	31,8	125,0
Sachsen-Anhalt	39,9	175,0
Schleswig-Holstein	21,2	83,0
Thüringen	5,3	21,0
Summe	400	1.600

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

8.7 Regionale Betrachtung der Wasserstoffmodellierung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für die Grüngasprojekte eine regionale Betrachtung durchgeführt und Projektmeldungen in räumlicher Nähe zusammengefasst. Hierbei haben sich vier Regionen ergeben, die im Folgenden beschrieben werden (vgl. Abbildung 48).

Abbildung 48: Überblick der Regionen für die Grün gasvariante



Hinweis: Weitere Grün gasprojekte aus der Marktpartnerabfrage in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen und Bayern werden aufgrund von Betriebsgeheimnissen nicht dargestellt.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

8.7.1 Region Nord

In der Region Nord befindet sich mit dem Projekt HySynGas/ARGE Brunsbüttel nur ein Projekt, das eine Einspeisung von Grün gas vorsieht. Der Bezug von Wasserstoff wurde in der Region nicht nachgefragt. Eine bilanzielle Betrachtung der Region ist somit nicht erforderlich. Die Planung der Fernleitungsnetzbetreiber sieht derzeit keine Umstellung einer angrenzenden Leitung auf Wasserstoff bis zum Jahr 2030 vor. Aus diesem Grund sollte eine Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz oder eine Methanisierung angestrebt werden.

8.7.2 Region Ost

Bestandteil des Projektes Energiepark Bad Lauchstädt ist die Anbindung mindestens einer Kaverne des UGS Bad Lauchstädt an ein bestehendes Wasserstoffnetz mittels eines bis dahin ins H-Gas-Netz der ONTRAS integrierten Leitungszuges (FGL 46.04/FGL 201.07) mit einer Länge von ca. 20 km. Dieser Leitungszug wird dazu komplett aus dem ONTRAS Netz herausgelöst und ausschließlich für den Transport des Wasserstoffs genutzt. Eine separate Modellierung dieses Leitungszuges und eine bilanzielle Betrachtung der Region ist nicht erforderlich.

8.7.3 Region Süd

BASF hat einen Wasserstoffabnahmebedarf für den Chemiestandort Ludwigshafen im Rahmen der Grüngasprojektanfrage angemeldet. Langfristiges Ziel ist eine Reduktion der CO₂-Emissionen am Standort Ludwigshafen unter anderem durch den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff. Im Rahmen der bearbeiteten Carbon-Management-Programme können die Bedarfe bis zum Jahr 2050 deutlich steigen.

Der gemeldete Bedarf kann nicht durch eine Einspeisung von Wasserstoff aus der Region Süd gedeckt werden, da hier bisher keine geeigneten potenziellen Wasserstoffquellen vorhanden sind. Eine Berücksichtigung dieses Bedarfs in der Region West ist für den Planungshorizont bis zum Jahr 2030 nach derzeitigem Stand ebenfalls nicht möglich, da bis dahin noch keine Wasserstoffinfrastruktur zur Verfügung stehen wird. Daher ist dieses Projekt im Rahmen des visionären Wasserstoffnetzes der Fernleitungsnetzbetreiber zu berücksichtigen.

Im Bundesland Bayern wurde ein Projekt zur Produktion von Wasserstoff und zur anschließenden Einspeisung in das Gasnetz gemeldet. Der Marktpartner bat um eine anonyme Behandlung dieses Projektes, daher muss auf eine detaillierte Beschreibung und eine Ausweisung von Ausbaumaßnahmen verzichtet werden.

8.7.4 Region West

Die Mehrheit der im Rahmen der Marktpartneranfrage gemeldeten Grüngasprojekte befindet sich in Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen. Daher haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine gemeinsame Betrachtung dieser Projekte in einem Bilanzraum und Netzgebiet „West“ vorgenommen.

Wasserstoffbilanz der Grüngasprojekte für die Region West

Die in Tabelle 44 dargestellte Wasserstoffbilanz stellt den sich auf Basis der berücksichtigten Grüngasprojekte ergebenden Wasserstoffbedarf der Region West dem erwarteten Wasserstoffaufkommen gegenüber.

Tabelle 44: Region West: Wasserstoffbilanz auf Basis der berücksichtigten Grüngasprojekte

Jahr	Entry insgesamt	Entry insgesamt	Exit* insgesamt	Zusatzbedarf
	MW _{el}	MW _{th}		
2025	1.071	803	1.730	927
2030	1.193	890	2.751	1.861

* ohne Speicher

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Es ergibt sich bilanziell für das Modellierungsjahr 2025 eine Unterdeckung von 927 MW_{th} und für das Modellierungsjahr 2030 eine Unterdeckung von 1.861 MW_{th}, die durch zusätzliche Wasserstoffquellen zu decken ist.

Berücksichtigung des NEP Strom für die Region West

Die Berücksichtigung des NEP Strom ergibt für die Region West die in der Abbildung 49 zusätzlich angesetzten, thermischen Elektrolyseleistungen. Einige Leistungen wurden aufgrund der großen Entfernung zum FNB-Wasserstoffnetz bilanziell nicht berücksichtigt.

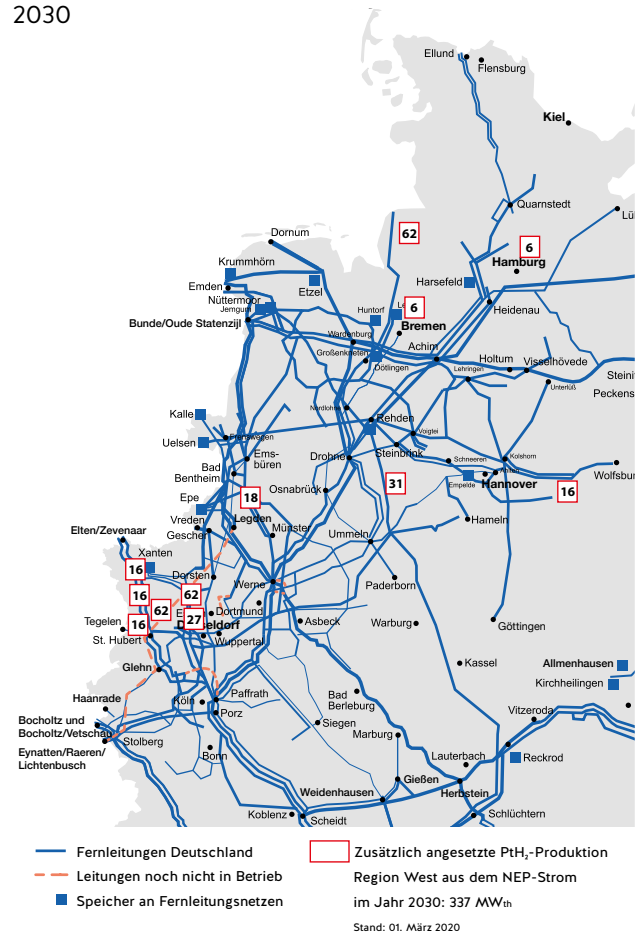
Insgesamt ergibt sich für das Modellierungsjahr 2025 eine zusätzlich anzusetzende Leistung von 40 MW_{th} und für das Modellierungsjahr 2030 eine zusätzlich anzusetzende Leistung von 337 MW_{th}.

Abbildung 49: Zusätzlich angesetzte Elektrolyseleistungen im Jahr 2025 und 2030 in der Region West in MW_{th}

2025



2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Für die Region West ergibt sich unter Berücksichtigung der Verschneidung der Marktpartnerabfrage mit dem NEP Strom die in Tabelle 45 dargestellte Wasserstoffbilanz.

Tabelle 45: Region West: Wasserstoffbilanz inkl. Verschneidung mit dem NEP Strom

Jahr	Entry insgesamt	Zusatzleistung NEP Strom	Exit* insgesamt	Zusatzbedarf
	MW _{th}			
2025	803	40	1.730	887
2030	890	337	2.751	1.523

* ohne Speicher

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Es ergibt sich bilanziell für das Modellierungsjahr 2025 eine Unterdeckung von 887 MW_{th} und für das Modellierungsjahr 2030 eine Unterdeckung von 1.523 MW_{th}, die durch zusätzliche Wasserstoffquellen im Rahmen der Wasserstoffquellenverteilung zu decken ist. In Kapitel 8.8 wird die Deckung des zusätzlichen Wasserstoffbedarfs dargestellt.

8.8 Zusätzlicher Wasserstoffbedarf 2025 und 2030 für die Region West

Im Folgenden wird für die Modellierungsjahre 2025 und 2030 für die Region West untersucht, welche – über die Ergebnisse der Marktpartnerabfrage und die Berücksichtigung des NEP Strom hinausgehende – zusätzlichen Wasserstoffquellen zur Deckung des Wasserstoffbedarfs zur Verfügung stehen könnten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bereits im Szenariorahmen, unter Verweis auf diverse Studien und die im Jahr 2019 durchgeführte Marktpartnerabfrage, dargelegt, dass der Bedarf an Wasserstoff allein durch eine prognostizierte Elektrolyseleistung von 2,8 GW_{el} im Jahr 2030 nicht gedeckt werden kann. Insoweit besteht die Notwendigkeit, weitere Aufkommensquellen für eine ausgeglichene Wasserstoffbilanz zu erschließen.

8.8.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Da die Elektrolyseleistung aus der Marktpartnerabfrage und dem NEP Strom nicht ausreicht, um den Wasserstoffbedarf zu decken, haben die Fernleitungsnetzbetreiber weitere potenzielle Wasserstoffquellen betrachtet:

- Inländische Produktion von „grünem“ Wasserstoff von Onshore-Windparks, deren EE-Förderung ausgelaufen ist
- Import von dekarbonisiertem Wasserstoff („grün“ oder „blau“)
- Speicher

Inländische Produktion von „grünem“ Wasserstoff von Onshore-Windparks, deren EE-Förderung ausgelaufen ist

In den nächsten Jahren werden zunehmend Onshore-Windenergieanlagen über 20 Jahre in Betrieb sein. Diese Windenergieanlagen scheiden dann aus der Fördersystematik des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) aus, da diese Förderung auf maximal 20 Jahre begrenzt ist. Es ist davon auszugehen, dass ein gewisser Teil der Windenergieanlagen repowered wird, das heißt es erfolgt ein standortgleicher und leistungsstärkerer Ersatz. Ein weiterer Teil der Anlagen wird voraussichtlich unverändert oder mit einer Revision weiterbetrieben werden. Strom aus diesen Anlagen wird dann direkt an den Strombörsen oder über sogenannte Power Purchase Agreements (PPA) veräußert [BWE 2019]. Zudem besteht die Möglichkeit, den Strom mittels Power-to-X-Technologien in Wärme oder Grüne Gase umzuwandeln.

Es wird daher für die Modellierung der Grünasvariante angenommen, dass auch Windenergieanlagen als weitere Quelle für die Bereitstellung von erneuerbarem Strom für Elektrolyseanlagen zur Verfügung stehen werden. Um das Potenzial für diese zusätzlichen Elektrolyseleistung zu bestimmen, wurde das EEG-Anlagenstammdatenregister der Übertragungsnetzbetreiber Strom ausgewertet [ÜNB 2019]. Anhand dieses Registers lässt sich standortgenau die Windenergieleistung ermitteln, deren EE-Förderung in den nächsten fünf bis zehn Jahren auslaufen wird. Im Jahr 2025 sind dies rund 15,6 GW_{el} und im Jahr 2030 rund 24,4 GW_{el}. Anhand der Postleitzahlen der einzelnen Windanlagenstandorte können diese Leistungen den einzelnen Kreisen in Deutschland zugeordnet werden.

Für die Wasserstoffquellenverteilung erfolgt eine Konzentration auf die Region West, da hier in der gewählten Systematik der Marktpartnerabfrage ein Wasserstoffbedarf vorliegt, welcher gedeckt werden muss. In der Region, bestehend aus den Bundesländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen, liegt das Windenergieanlagenpotenzial, bei dem die EE-Förderung bis zum Jahr 2030 auslaufen wird, bei rund 10,8 GW_{el} (7,4 GW_{el} im Jahr 2025).

Da davon auszugehen ist, dass Windenergieanlagen bei denen die EE-Förderung ausgelaufen ist, zu einem großen Anteil auch weiterhin der Deckung des Strombedarfs dienen, wird lediglich ein geringer Anteil der Leistungen der inländischen Produktion von „grünem“ Wasserstoff dieser Onshore-Windparks zur Deckung der Leistungsbilanz angesetzt (Anteil 2030: 4 %).

Import von dekarbonisiertem Wasserstoff („grün“ oder „blau“)

Potenzial zum Ausgleich der Wasserstoffbilanz wird von den Fernleitungsnetzbetreibern in den angrenzenden europäischen Nachbarländern, insbesondere in den Niederlanden gesehen. Die Niederlande haben im Juni 2019 das National Climate Agreement verabschiedet. Bestandteil des Agreements ist es unter anderem, Wasserstoff sowohl als klimaneutralen Energieträger zu etablieren als auch grenzüberschreitend zur Verfügung zu stellen.

In den Niederlanden gibt es bereits zahlreiche Großprojekte, in denen klimaneutraler Wasserstoff erzeugt werden soll. Die EU-Kommission hat zudem im letzten Jahr den Forschungsrahmen Hydrogen for Important Projects of Common European Interest (H2-IPCEI) als ein wichtiges Instrument des „Green Deals“ ausgelobt. Bisher gibt es zwölf Projektvorschläge zu den H2-IPCEI. In den Niederlanden und Belgien sollen im Projekt Green Octopus zur Erzeugung von grünem Wasserstoff mit einer Elektrolyseleistung i. H. v. 6 GW_{el} realisiert werden. Eine vom Projekt Green Octopus veröffentlichte Karte weist die Umstellung von rund 2.000 km vorhandener Erdgastransportleitungen auf Wasserstoff aus, wobei auch Grenzübergangspunkte nach Deutschland vorgesehen sind.

Weitere größere Projekte sollen zu einer Steigerung des Wasserstoffaufkommens in den Niederlanden beitragen, beispielsweise das Projekt Green Flamingo, welches Wasserstoffimporte aus Portugal im GW-Maßstab vorsieht.

Neben grünem Wasserstoff wird in den Niederlanden mit Nachdruck auch die Option verfolgt, Wasserstoff klimaneutral aus Erdgas zu erzeugen. Für diesen sogenannten blauen Wasserstoff gibt es in den Niederlanden bereits größere Projekte, die in den nächsten Jahren mit der Produktion von klimaneutralem Wasserstoff starten werden. Das Projekt Magnum in Eemshaven mit einer Wasserstofferzeugungskapazität von rund 1 GW_{th} sowie das Projekt H2-vision in Rotterdam mit rund 1 GW_{th} bis 3 GW_{th} sind Beispiele hierfür.

Insgesamt ist davon auszugehen, dass in den Niederlanden im Jahr 2030 eine Erzeugungskapazität von klimaneutralem Wasserstoff von rund 10 GW_{th} zur Verfügung stehen wird. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen vor diesem Hintergrund von einem steigenden Anteil des Wasserstoffexports nach Deutschland bis zum Jahr 2030 aus, so dass eine Verfügbarkeit von einer Erzeugungsleistung von rund einem GW_{th} Leistung für den Export nach Deutschland als realistisch eingeschätzt wird.

Speicher

Im Rahmen der Marktpartnerabfrage sind Anfragen für Einspeisungen von Wasserstoff aus Speichern ans Fernleitungsnetz in Höhe von rund 300 MW_{th} eingegangen. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass auch größere Ausspeicherleistungen zur Verfügung stehen können, wenn erste Kavernen auf Wasserstoff umgestellt werden. Daher haben die Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 entschieden, zusätzliche Leistung aus Speichern in der Wasserstoffquellenverteilung zu berücksichtigen.

Aufteilung des zusätzlichen Wasserstoffbedarfs

Insgesamt unterstellen die Fernleitungsnetzbetreiber daher folgende prozentuale Verteilung der weiteren Wasserstoffquellen zur Deckung des Wasserstoffbedarfs:

- Import von dekarbonisiertem Wasserstoff aus den Niederlanden: 70 %
- Inländische Produktion von „grünem“ Wasserstoff von Onshore Windparks, deren EE-Förderung ausgelaufen ist: 20 %
- Zusätzliche Leistung aus Speichern: 10 %

8.8.2 Zusätzlicher Wasserstoffbedarf 2025 und 2030 für die Region West

Die zuvor ermittelte prozentuale Verteilung bezieht sich im Wesentlichen auf das Betrachtungsjahr 2030. Da in 2025 noch keine 70 % der benötigten Leistung aus den Niederlanden zur Verfügung stehen, wird die Verteilung für das Jahr 2025 leicht angepasst. Aufgrund der im Vorfeld durchgeführten ersten Abstimmungen mit GTS setzen die Fernleitungsnetzbetreiber die in der Tabelle 46 dargestellten, zusätzlichen Einspeiseleistungen an.

Tabelle 46: Region West: Deckung des Zusatzbedarfs auf die Jahre 2025 und 2030

	Zusatzbedarf (MW _{th})	
	2025	2030
Import von dekarbonisiertem Wasserstoff aus den Niederlanden	500	1.066
Inländische Produktion von „grünem“ Wasserstoff von Onshore-Windparks, deren EE-Förderung ausgelaufen ist	235	305
Speicher	152	152
Summe Zusatzbedarf	887	1.523

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In der Modellierung wird die Leistung aus den Niederlanden im Jahr 2025 im Raum Vlieghuis angesetzt, im Jahr 2030 in Elten.

Weitere potenzielle Einspeisepunkte aus den Niederlanden sind ab dem Jahr 2030 auch Vreden und Oude/Statenzijl. Da die Niederlande und Deutschland über verschiedene leistungsstarke Transportwege an Norwegen angeschlossen sind, wäre eine Berücksichtigung von Importen aus Norwegen ebenfalls denkbar.

Die inländische Produktion von „grünem“ Wasserstoff wurde in der Modellierung der Region West anhand der Postleitzahlen der einzelnen Windanlagenstandorte regionalisiert und in 2025 in den beiden Clustern Emsbüren und Ochtrup und im Jahr 2030 in den drei Clustern Lönigen, Rehden und Ochtrup zusammengefasst berücksichtigt.

Die in der Wasserstoffmodellierung angesetzten Speicherleistungen haben für die Modellierung der Basisvariante keine Auswirkungen, da lediglich ein geringeres Arbeitsgasvolumen beansprucht wird. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass am Speicherstandort Epe eine Kaverne auf Wasserstoff umgestellt wird und dies auf Grund der Größe des Speichers für die Leistungsbereitstellung im Erdgas nicht relevant ist.

Insgesamt ergibt sich damit die in Tabelle 47 dargestellte Gesamtbilanz für die Region West.

Tabelle 47: Region West: Wasserstoffbilanz inkl. zusätzlicher Einspeisequellen

Jahr	Entry insgesamt	Zusatzleistung NEP Strom	Zusatzleistung Import NL	Zusatzleistung Windparks	Zusatzleistung Speicher	Exit* insgesamt
	MW _{th}					
2025	803	40	500	235	152	1.730
2030	890	337	1.066	305	152	2.751

* ohne Speicher

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

8.9 Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung

Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse für die Jahre 2025 und 2030 der Wasserstoffmodellierung beschrieben. Grundsätzlich wird dabei eine Einteilung in die nachfolgenden beiden Kategorien vorgenommen:

- Maßnahmen zur Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff
- Neue Maßnahmen auf Basis der Wasserstoffmodellierung

Eine Beschreibung der Maßnahmen findet sich in der [NEP-Gas-Datenbank](#) unter der Kachel „Ausbaumaßnahmen“ im Zyklus „2020 – NEP Entwurf“.

8.9.1 Maßnahmen zur Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierung für das Jahr 2025 gegenüber der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 werden im Folgenden beschrieben:

- **Umstellung Leitungssystem Energiepark Bad Lauchstädt (ID 701-01)**
Das Leitungssystem FGL 46.04 / FGL 201.07 wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport zwischen Bad Lauchstädt und Schkopau/Leuna umgestellt werden.
- **Umstellung Leitungssystem Lingen-Bad Bentheim (ID 702-01)**
Die Leitungsverbindung von Lingen nach Bad Bentheim wird derzeit im Erdgas verwendet und kann zukünftig für den potenziellen Wasserstofftransport umgestellt werden.
- **Umstellung Leitungssystem Emsbüren-Bad Bentheim (ID 706-01)**
Das Leitungssystem Emsbüren-Bad Bentheim wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.
- **Umstellung Leitungssystem Bad Bentheim-Legden (ID 707-01)**
Das sich im Gemeinschaftseigentum der OGE und Nowega befindende Leitungssystem Bad Bentheim-Legden wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.
- **Umstellung Leitungssystem Legden-Dorsten (ID 708-01)**
Das sich im Gemeinschaftseigentum der OGE und Nowega befindende Leitungssystem Legden-Dorsten wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.
- **Umstellung Leitungssystem Kalle-Ochtrup (ID 713-01)**
Das Leitungssystem Kalle-Ochtrup wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.
- **Umstellung Leitungssystem Elbe Süd-Heidenau (ID 714-01)**
Das Leitungssystem Elbe Süd-Heidenau wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.

- **Umstellung Leitungssystem Eckel-Achim (ID 715-01)**

Das Leitungssystem Eckel-Achim wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.

- **Umstellung Leitungssystem Ganderkesee-Achim (ID 717-01)**

Das Leitungssystem Ganderkesee-Achim wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.

- **Umstellung Leistungssystem Ganderkesee-Bremen (ID 718-01)**

Das Leitungssystem Ganderkesee-Bremen wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.

- **Umstellung Leitungssystem Südbayern (anonym) (ID 724-01)**

Das sich im Eigentum der bayernets befindende Leitungssystem wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierung für das Jahr 2030 gegenüber der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 werden im Folgenden beschrieben:

- **Umstellung Leitungssystem Messingen-Egenstedt (ID 703-01)**

Die Leitungsverbindung von Messingen nach Egenstedt wird derzeit im Erdgas verwendet und kann zukünftig für den potenziellen Wasserstofftransport umgestellt werden. Die enthaltenen Leitungsabschnitte sind: Messingen-Rehden; Rehden-Voigtei; Voigtei-Mitte Weser; Kolshorn-Egenstedt.

- **Umstellung Leitungssystem Mitte Weser-Kolshorn (ID 704-01)**

Das Leitungssystem Mitte Weser-Kolshorn wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.

- **Umstellung Leitungssystem Lönigen-Emsbüren (ID 705-01)**

Das Leitungssystem Lönigen-Emsbüren wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.

- **Umstellung Leitungssystem Rheine-Wettringen (ID 709-01)**

Das Leitungssystem Rheine-Wettringen wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.

- **Umstellung Leitungssystem Wettringen-Albachten (ID 710-01)**

Das Leitungssystem Wettringen-Albachten wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.

- **Umstellung Leitungssystem Elten-Sonsbeck (NETG) (ID 711-01)**

Das Leitungssystem Elten-Sonsbeck (NETG) wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.

- **Umstellung Leitungssystem Sonsbeck-Hamborn (ID 712-01)**

Das sich im Gemeinschaftseigentum der OGE und Thyssengas befindende Leitungssystem Sonsbeck-Hamborn wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.

- **Umstellung Leitungssystem Oude Statenzijl-Ganderkesee (ID 716-01)**

Das Leitungssystem Oude Statenzijl-Ganderkesee wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.

- **Umstellung Leistungssystem Folmhusen-Nüttermoor (ID 719-01)**

Das Leitungssystem Folmhusen-Nüttermoor wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.

- **Umstellung Leistungssystem Barßel-Rheine (ID 720-01)**

Das Leitungssystem Barßel-Rheine wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.

- **Umstellung Leitungssystem Ganderkesee-Drohne (ID 721-01)**

Das Leitungssystem Ganderkesee-Drohne wird derzeit für den Transport von Erdgas verwendet und kann für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden.

- **GDRM-Anlage Ganderkesee (ID 722-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Umbau einer GDRM Anlage zur Verbindung des umzustellenden Leitungsabschnitts Ganderkesee-Drohne mit den umzustellenden Leitungssystemen Oude Stanzijl-Ganderkesee, Ganderkesee-Bremen und Ganderkesee-Achim.

- **GDRM-Anlage Barßel (ID 723-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Umbau einer GDRM Anlage zur Verbindung des umzustellenden Leitungsabschnitts Barßel-Emsbüren mit dem umzustellenden Leitungssystem Oude Stanzijl-Ganderkesee.

8.9.2 Neue Maßnahmen der Wasserstoffmodellierung

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierung für das Jahr 2025 gegenüber der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 werden im Folgenden beschrieben:

- **Neubau Leitung Frensdorfer Bruchgraben-Frenswegen (ID 731-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen, das der Netzkopplung zwischen Thyssengas und Nowega dient. Diese wird notwendig im Zuge der Aufspeisung des Netzes mit Wasserstoff aus den Niederlanden. Die Maßnahme befindet sich nordwestlich von Nordhorn.

- **Neubau Leitung Dorsten-Hamborn (ID 733-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Wasserstoffleitung soll zwischen Dorsten und Hamborn zur Verbindung der umzustellenden Leitungen Bad Bentheim-Legden und Sonsbeck-Hamborn errichtet werden.

- **Neubau Leitung Epe-Ochtrup (ID 734-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Wasserstoffleitung soll zwischen Epe und Ochtrup zur Verbindung der umzustellenden Leitung Bad Bentheim-Legden mit dem Gasspeicher Epe errichtet werden.

- **Neubau Leitung Dorsten-Marl (ID 735-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Wasserstoffleitung soll zwischen Dorsten und Marl zur Verbindung der umzustellenden Leitung Legden-Dorsten mit dem Industriepark in Marl errichtet werden.

- **GDRM-Anlage Dorsten und Verbindungsleitung (ID 739-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der umzustellenden Leitung Legden-Dorsten mit den neu zu errichtenden Leitungen Dorsten-Hamborn und Dorsten-Marl.

- **GDRM-Anlage Bad Bentheim und Verbindungsleitung (ID 740-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der umzustellenden Leitungen Emsbüren-Bad Bentheim, Bad Bentheim-Legden und Lingen-Bad Bentheim.

- **Neubau Leitung Vliegghuis-Kalle (ID 743-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Wasserstoffleitung soll zwischen der niederländischen Grenze bei Vliegghuis und Kalle zur Verbindung potenzieller niederländischer Wasserstoffquellen mit dem umzustellenden System Kalle-Ochtrup errichtet werden.

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierung für das Jahr 2030 gegenüber der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 werden im Folgenden beschrieben:

- **GDRM-Anlage Schlootdamm/Steinfeld (ID 730-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Überspeisung von Gasmengen aus dem Leitungssystem Ganderkesee-Drohne in das System der Nowega, sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung.
- **Neubau Leitung Egenstedt-Hallendorf (ID 732-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Anpassungen. Die neue Wasserstoffleitung soll zwischen Egenstedt und Hallendorf errichtet werden und dient der Versorgung mit Wasserstoff.
- **GDRM-Anlage Elten und Verbindungsleitung (ID 736-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung des umzustellenden Leitungsabschnitts Elten-Sonsbeck der NETG zum Anschluss an die potenziellen Wasserstoffquellen aus den Niederlanden.
- **GDRM-Anlage Sonsbeck und Verbindungsleitung (ID 737-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung des umzustellenden Leitungsabschnitts Elten-Sonsbeck der NETG mit der umzustellenden Leitung Sonsbeck-Hamborn.
- **GDRM-Anlage Hamborn und Verbindungsleitung (ID 738-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der umzustellenden Leitung Sonsbeck-Hamborn und der neu zu errichtenden Leitung Dorsten-Hamborn.
- **GDRM-Anlage Emsbüren und Verbindungsleitung (ID 741-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der umzustellenden Leitungen Lönigen-Emsbüren, Emsbüren-Bad Bentheim und Barßel-Emsbüren.
- **Armaturenstation Wettringen und Verbindungsleitung (ID 742-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer neuen Armaturenstation zur Verbindung der umzustellenden Leitungen Rheine-Wettringen und Wettringen-Albachten.

8.9.3 Weitere Maßnahmen der Wasserstoffmodellierung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben zur bilanziellen Deckung des Wasserstoffbedarfs, zusätzlich zu den berücksichtigten Grüngasprojekten, auch Elektrolyseleistungen aus dem NEP Strom und aus Windkraftanlagen, deren EE-Förderung auslaufen wird, angesetzt.

Die Maßnahmen, die sich aus dem Anschluss dieser Projekte bzw. Anlagen an das Fernleitungsnetz ergeben, werden nicht ausgewiesen. Zum einen handelt es sich hierbei voraussichtlich um Anbindungsleitungen, die gemäß den Ausführungen der BNetzA im Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 nicht die Tatbestandsvoraussetzungen des § 15a EnWG erfüllen und demnach nicht zu den Maßnahmen gehören, die Bestandteil des Netzentwicklungsplans sein können. Zum anderen können die Maßnahmen für einen Netzausbauvorschlag noch nicht ausreichend konkretisiert werden.

Auch für die Projekte, die im Rahmen der von den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführten Marktpartnervoranfrage gemeldet wurden, ist jeweils eine Anschlussinfrastruktur erforderlich. Diese besteht für die Ausspeisung in der Regel aus Anschlussleitung und GDRM-Anlage, für die Einspeisung in das Transportnetz gegebenenfalls zusätzlich aus einem Verdichter, um die Wasserstoffeinspeisung auf das erforderliche Druckniveau zu erhöhen. Dies gilt ebenfalls für eine potenzielle Verdichtung an Grenzübergangspunkten für den Import von Wasserstoff. Diese Anschlussinfrastrukturen haben die Fernleitungsnetzbetreiber aus den oben genannten Gründen ebenfalls nicht ausgewiesen.

Neue Verdichterstationen für das Wasserstoffnetz bis 2030 werden im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 nicht benötigt. Die Leitungen, die für die Umstellung auf Wasserstoff identifiziert wurden, sind größtenteils Bestandteil des heutigen L-Gas-Netzes und sind entsprechend des heutigen L-Gas-Bedarfs dimensioniert. Aufgrund des noch vergleichsweise niedrigen Wasserstoffbedarfs des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030, kann der Wasserstofftransport mit sehr geringen Druckverlusten realisiert werden.

8.10 Ergebnisse der Erdgasmodellierung

Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse für die Jahre 2025 und 2030 der Erdgasmodellierung beschrieben.

Eine Beschreibung der Maßnahmen findet sich in der [NEP-Gas-Datenbank](#) unter der Kachel „Ausbaumaßnahmen“ im Zyklus „2020 – NEP Entwurf“.

8.10.1 Neue Maßnahmen der Erdgasmodellierung

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierung für das Jahr 2025 gegenüber der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 werden im Folgenden beschrieben:

- **Leitung Heiden Borken-Dorsten (ID 436-02b, Aufteilung der Leitung in zwei Abschnitte)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Leitung soll zwischen Heiden Borken und Dorsten errichtet werden. Die Leitungstrasse beginnt mit dem Anschluss an die Leitung Heiden Marbeck-Heiden Borken und die GDRM-Anlage Heiden-Borken und endet mit der Einbindung an die bereits existierende Erdgastransportleitung Gescher-Dorsten bei Dorsten.
- **Leitung Rehden-Diepholz (ID 760-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Leitung soll zwischen Rehden und Diepholz zur Versorgung eines nachgelagerten Netzbetreibers mit H-Gas errichtet werden.
- **Leitung Egenstedt-Clauen (ID 761-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Leitung soll zwischen Egenstedt und Clauen errichtet werden zur Versorgung eines nachgelagerten Netzbetreibers mit H-Gas.
- **Leitung Elbe Süd-Achim (ID 767-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben in Parallelführung zum bestehenden Leitungssystem zwischen Elbe Süd und Achim inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Für den Abtransport von LNG der geplanten Anlagen in Brunsbüttel und Stade muss eine Leitung zwischen Elbe Süd und Achim errichtet werden. Wird diese mit einem größeren Durchmesser, als für den Abtransport von LNG benötigt, ausgelegt, können alle Gasflüsse über die neu errichtete Leitung dargestellt werden. Das bestehende Leitungssystem zwischen Elbe Süd und Achim steht dann zur Umstellung auf einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport bereit.

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierung für das Jahr 2030 gegenüber der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 werden im Folgenden beschrieben:

- **Leitung Wallach-Alpen (ID 762-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendiger technischer Einrichtungen zur Versorgung von Alpen mit H-Gas. Die neue Leitung soll zwischen Wallach und Alpen errichtet werden.
- **Leitung Budberg-Eversael (ID 763-01)**
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendiger technischer Einrichtungen zur Versorgung von Eversael mit H-Gas. Die neue Leitung soll zwischen Budberg und Eversael errichtet werden.

- **Umbindungen Anschlussleitungen Sonsbeck-Oberhausen (ID 764-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um mehrere Vorhaben entlang der Leitung Sonsbeck-Hamborn zur Versorgung der Anschlusskunden und Netzkopplungspunkte über ein paralleles Leitungssystem mit H-Gas. Die Maßnahmen befinden sich im westlichen Ruhrgebiet und dem Raum Wesel.

- **GDRM-Anlage Glehn II (ID 765-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Überspeisung von Gasmengen aus der NETG in das Leitungssystem der Thyssengas, sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitungen. Die Maßnahme befindet sich ca. 10 km östlich von Mönchengladbach.

- **GDRM-Anlage Hamborn I (ID 766-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Erweiterung einer GDRM-Anlage zur Überspeisung von Gasmengen aus dem Leitungssystem Hünxe-Hamborn in das Leitungssystem Hamborn-Barmen. Die Maßnahme befindet sich in Duisburg.

- **Leitung Hassel-Westen (ID 768-01)**

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben zwischen Hassel und Westen inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen mit Anschluss an das kreuzende H-Gas-System. Die Ausspeisepunkte Westen und Hassel können somit weiter mit Erdgas versorgt werden, während das Leitungssystem Mitte Weser-Kolshorn zur Umstellung auf einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport bereitsteht.

Entfallene Netzausbaumaßnahmen der Modellierung für das Jahr 2025 gegenüber der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 werden im Folgenden beschrieben:

- **Leitung Elbe Süd-Achim (ID 636-01)**

In der Grüngasvariante wird die Maßnahme Leitung Elbe Süd-Achim (ID 636-01) mit einer größeren Dimensionierung als Maßnahme Leitung Elbe Süd-Achim (ID 767-01) eingeplant. Die Maßnahme ID 767-01 ersetzt daher in der Grüngasvariante die Maßnahme ID 636-01.

8.11 Ergebnisse der Grüngasvariante

Die Grüngasvariante führt insgesamt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 48: Ergebnisse der Grüngasvariante

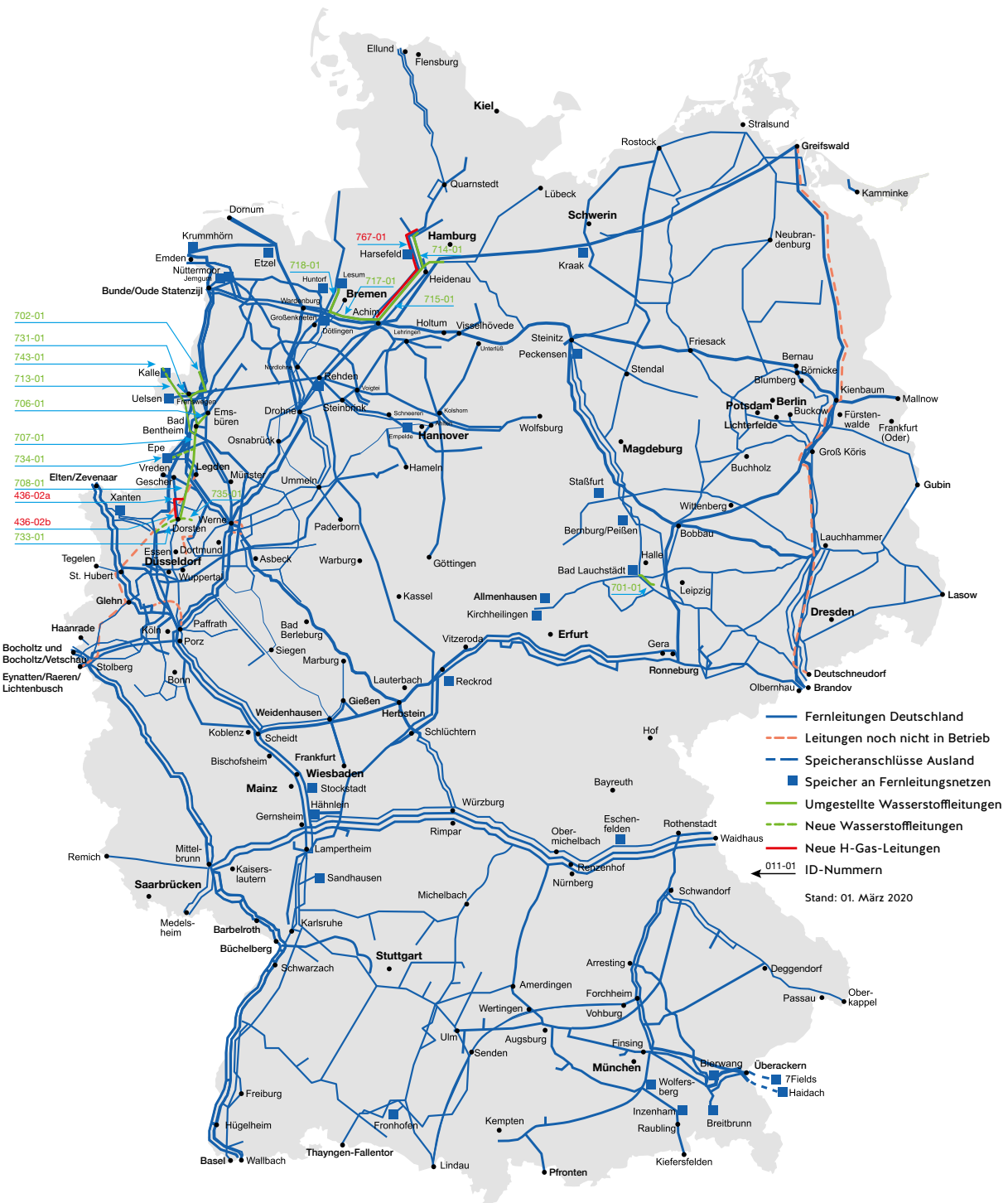
	Bis Ende 2025	Bis Ende 2030
Modellierungsergebnis zusätzlich zur Basisvariante		
Verdichterstationen	0 MW	0 MW
Leitungen	471 km	1.294 km
– davon umgestellte Leitungen	389 km	1.142 km
– davon neue Wasserstoffleitungen	63 km	94 km
– davon neue H-Gas-Leitungen	19 km	57 km
Zusätzliche Kosten im Vergleich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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Mit den bereits in Kapitel 7 dargestellten Ergebnissen der Basisvariante ergeben sich für das Jahr 2025 Gesamtkosten für die Grüngasvariante in Höhe von rund 8,0 Mrd. Euro und für das Jahr 2030 rund 8,5 Mrd. Euro.

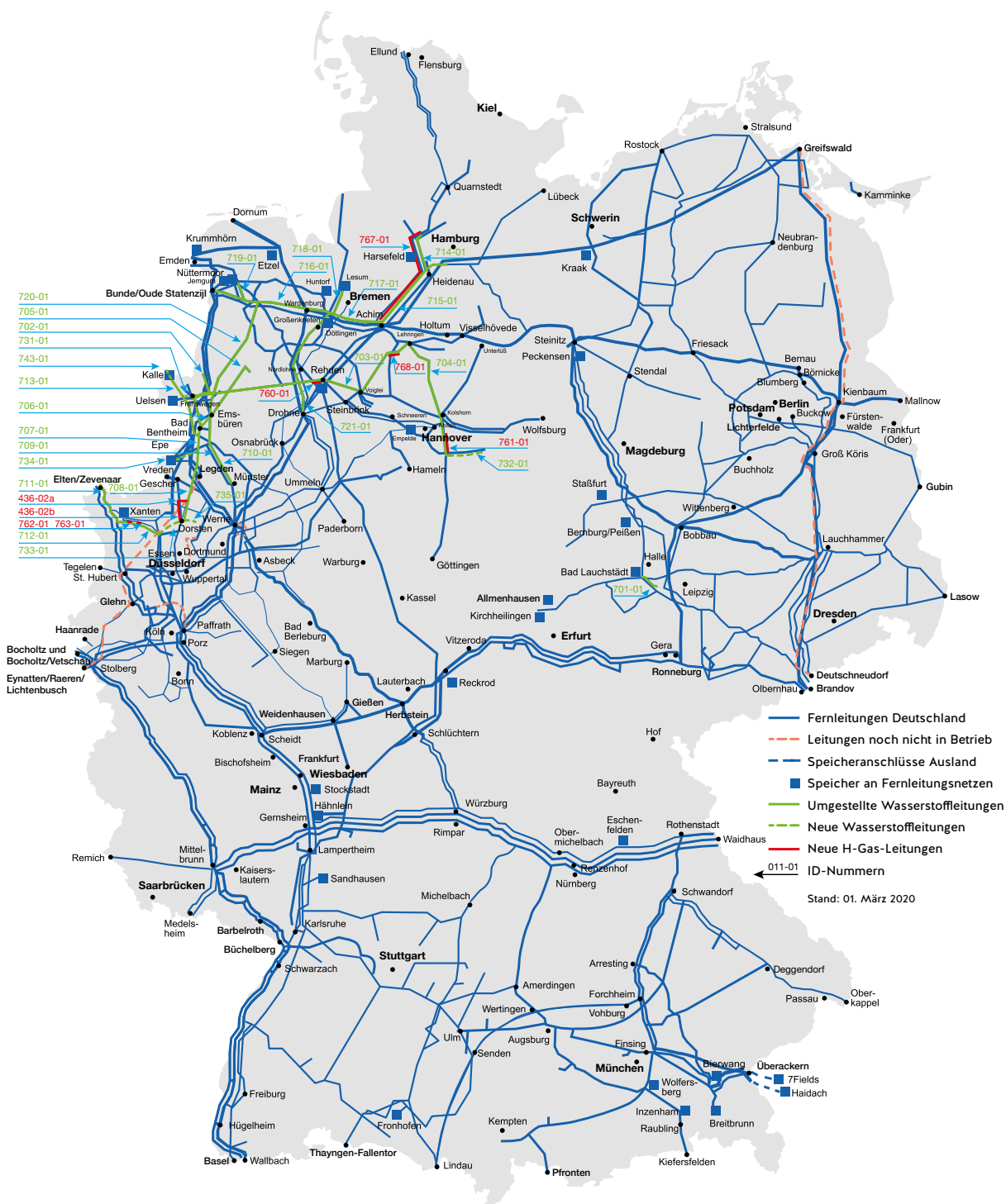
Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der **NEP-Gas-Datenbank** im Zyklus „2020 – NEP Entwurf“ aufgeführt.

Abbildung 50: Ergebnis der Grünasvariante – Wasserstoffnetz 2025



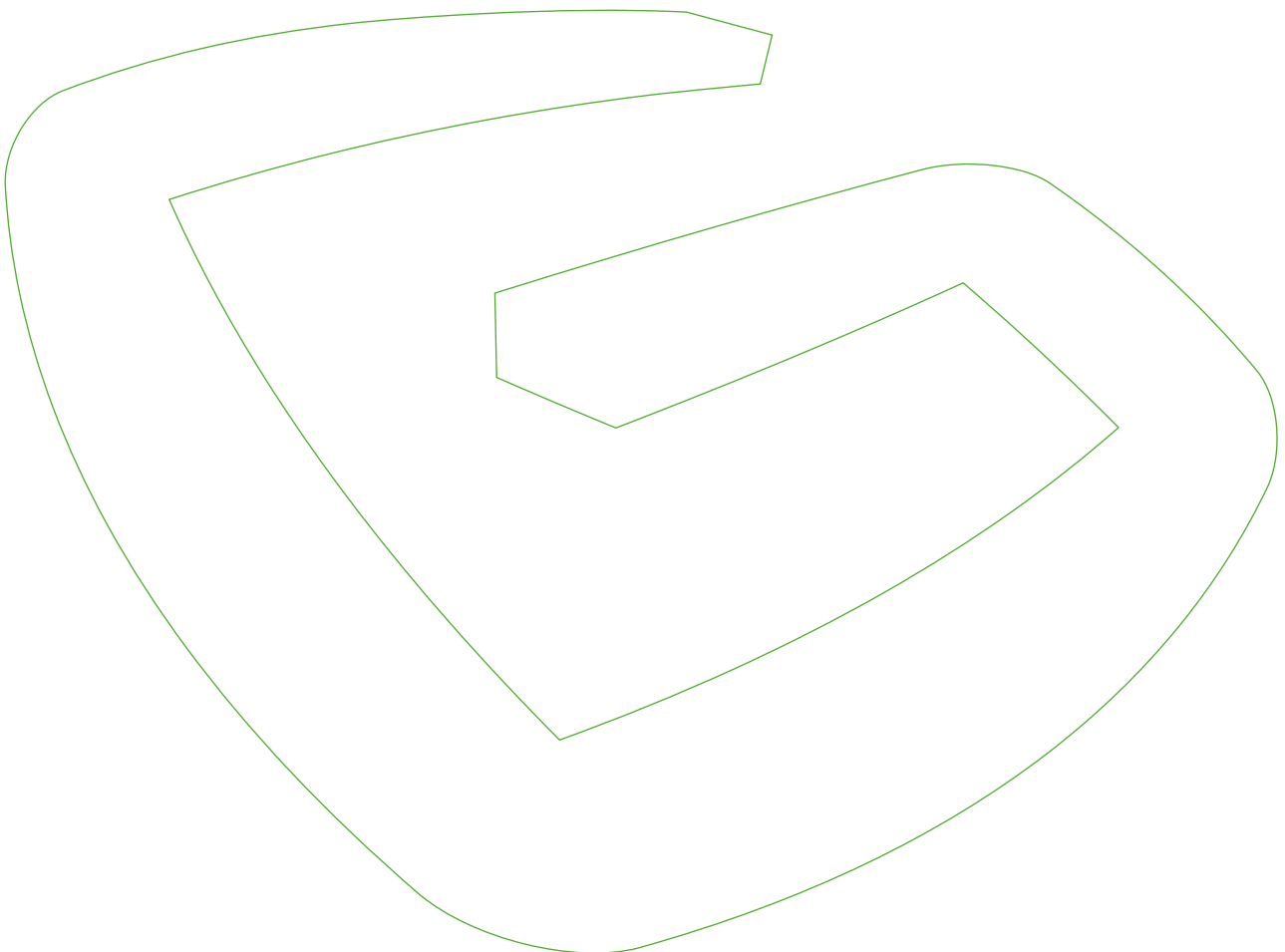
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 51: Ergebnis der Grünasvariante – Wasserstoffnetz 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Netzausbaumaßnahmen 9



9 Netzausbaumaßnahmen

Die Maßnahmen zum Ausbau des Transportnetzes erfordern erhebliche finanzielle Mittel, die von den Fernleitungsnetzbetreibern bereitgestellt werden müssen. Die durch den Netzausbau entstehenden Kosten werden über die Netzentgelte umgelegt. Es ist daher von allen an der Entwicklung des Netzentwicklungsplans Gas Beteiligten besonderes Augenmerk darauf zu legen, dass der Netzausbau unter langfristigen Gesichtspunkten gesamtwirtschaftlich sinnvoll und für die investierenden Unternehmen angesichts immer kürzer werdender Bindungsfristen von Transportkunden wirtschaftlich zumutbar bleibt. Dies erfordert vor allem einen stabilen und nachhaltigen Regulierungsrahmen mit einer risikoadäquaten Verzinsung.

9.1 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 Standard-Konditionen 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.

Mit der erstmaligen Berücksichtigung eines reinen Wasserstofftransports im Rahmen der Grüngasvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 sind Kosten für die Umstellung von heute im Erdgas genutzten Transportleitungen für einen Transport von Wasserstoff sowie Kosten für die Errichtung von neuen Wasserstoffleitungen zu berücksichtigen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber verwenden sowohl für die Umstellung von heute im Erdgas genutzten Transportleitungen für einen Transport von Wasserstoff als auch für die Errichtung von neuen Wasserstoffleitungen individuelle projektspezifische Kostenermittlungen. Dies ist vor allem für die Umstellung von heute im Erdgas genutzten Transportleitungen wegen deren unterschiedlichen Errichtungszeiträume, technischen Dimensionierungen und Auslegungen z. B. bezüglich der verwendeten Rohrstähle, Rohrverbindungen und der Armaturen erforderlich. Auch für die Errichtung von neuen Wasserstoffleitungen haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber dazu entschieden jeweils individuelle projektspezifische Kostenermittlungen vorzunehmen. Diese berücksichtigen wesentliche Elemente der auch für die Errichtung von Erdgastransportleitungen verwendeten spezifischen Kostensätze z. B. für die Planungsleistungen, die Projektlaufzeiten und den Rohr- und Tiefbau. Darüber hinaus wurden maßnahmenspezifische Einschätzungen in den Kosten berücksichtigt.

Für die Kostenermittlung der Maßnahmen zur Erweiterung des Erdgastransportnetzes 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 1,0 % angesetzt. Dieser Wert entspricht der Höhe des durchschnittlichen „Preisindex der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte“ [Destatis 2020] der Jahre 2009 bis 2019. Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 hat sich der Indexwert zur Eskalation der Kosten zum Zeitpunkt der planerischen Inbetriebnahme der Maßnahmen um 0,2 Prozentpunkte erhöht.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die spezifischen Kostensätze gegenüber den Angaben des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028 überprüft und sind zu dem Ergebnis gekommen, dass eine generelle Anpassung der Kostensätze nicht erforderlich ist. Die Plankostensätze wurden im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 lediglich um den Kostensteigerungsfaktor (1,0 % pro Jahr) angepasst.

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

Kostenermittlung für Ferngasleitungen im Erdgastransportnetz

Tabelle 49: Plankostenansätze für Standard-Erdgastransportleitungen in Euro/m

DN*	DP** 70	DP 80	DP 100
mm	Euro/m		
400	1.350	1.360	1.370
500	1.500	1.510	1.530
600	1.640	1.650	1.720
700	1.800	1.830	1.920
800	1.970	2.020	2.120
900	2.150	2.200	2.340
1.000	2.390	2.450	2.620
1.100	2.490	2.630	2.840
1.200	2.770	2.860	3.100
1.400	3.470	3.620	3.950

* DN – Normdurchmesser in Millimeter

** DP – Druckstufe in bar

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kostenermittlung für Verdichterstationen im Erdgastransportnetz

Tabelle 50: Plankostenansätze für Erdgas-Verdichterstationen

Kostenangaben in 1.000 Euro/MW installierte Antriebsleistung je Station		Komplexität der Verdichterstation		
		Einfach	Mittel	Hoch
Leistungsklassen je Maschineneinheit	< 10 MW	4.590	5.100	5.610
	10–20 MW	3.570	4.080	4.590
	> 20 MW	2.550	3.060	3.570
Transportmenge der Station	Euro/(Nm³/h)	10	15	20

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kostenermittlung für GDRM-Anlagen im Erdgastransportnetz

Tabelle 51: Plankostenansätze für Erdgas-GDRM-Anlagen

Anlagenleistung (m³/h)	Kosten DP 100 (Mio. Euro)	Kosten für Vorwärmung DP 100 (Mio. Euro)	Kosten gesamt DP 100 (Mio. Euro)
500.000	7,4	1,0	8,5
1.000.000	10,6	1,5	12,1
2.000.000	13,8	2,0	15,8
5.000.000	24,3	4,1	28,4

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kostenermittlung für Armaturenstationen im Erdgastransportnetz

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

9.2 Vorschlag der konkreten Netzausbaumaßnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

In diesem Kapitel werden die in Umsetzung der Anforderungen des § 15a Abs. 1 EnWG von den Fernleitungsnetzbetreibern des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen aufgeführt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen die Netzausbaumaßnahmen der Grüngasvariante vor. Davon abweichend sollen vier Maßnahmen in der Dimensionierung der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg in dem Netzausbauvorschlag berücksichtigt werden. Eine Auflistung der Maßnahmen findet sich in Anlage 1. Sämtliche Details zu den Netzausbaumaßnahmen und den Startnetzmaßnahmen sind in der **NEP-Gas-Datenbank** im Zyklus „2020 – NEP Entwurf“ enthalten.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

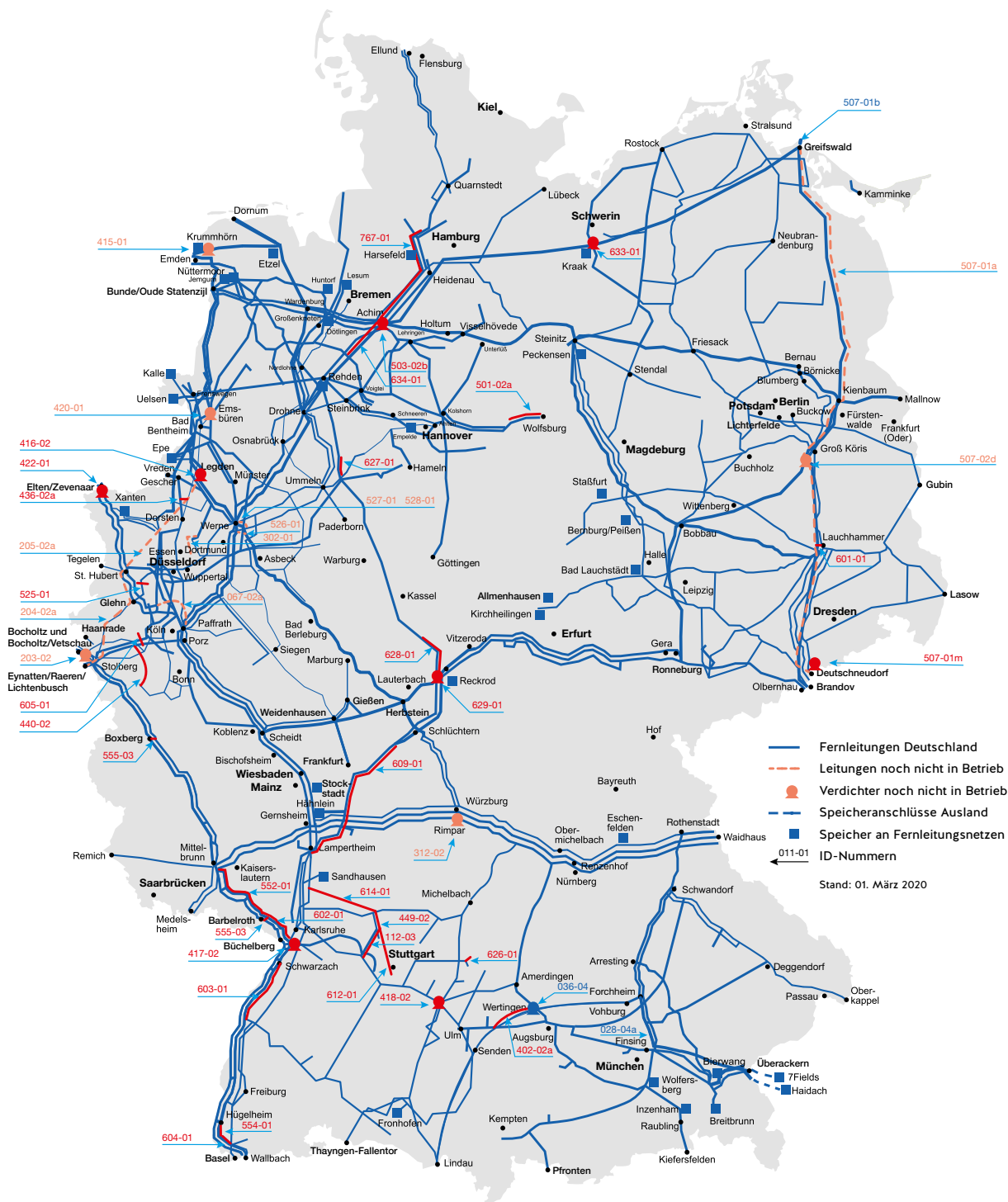
Tabelle 52: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber

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

* inkl. GDRM-Anlagen, Armaturenstationen und sonstige Anlagen

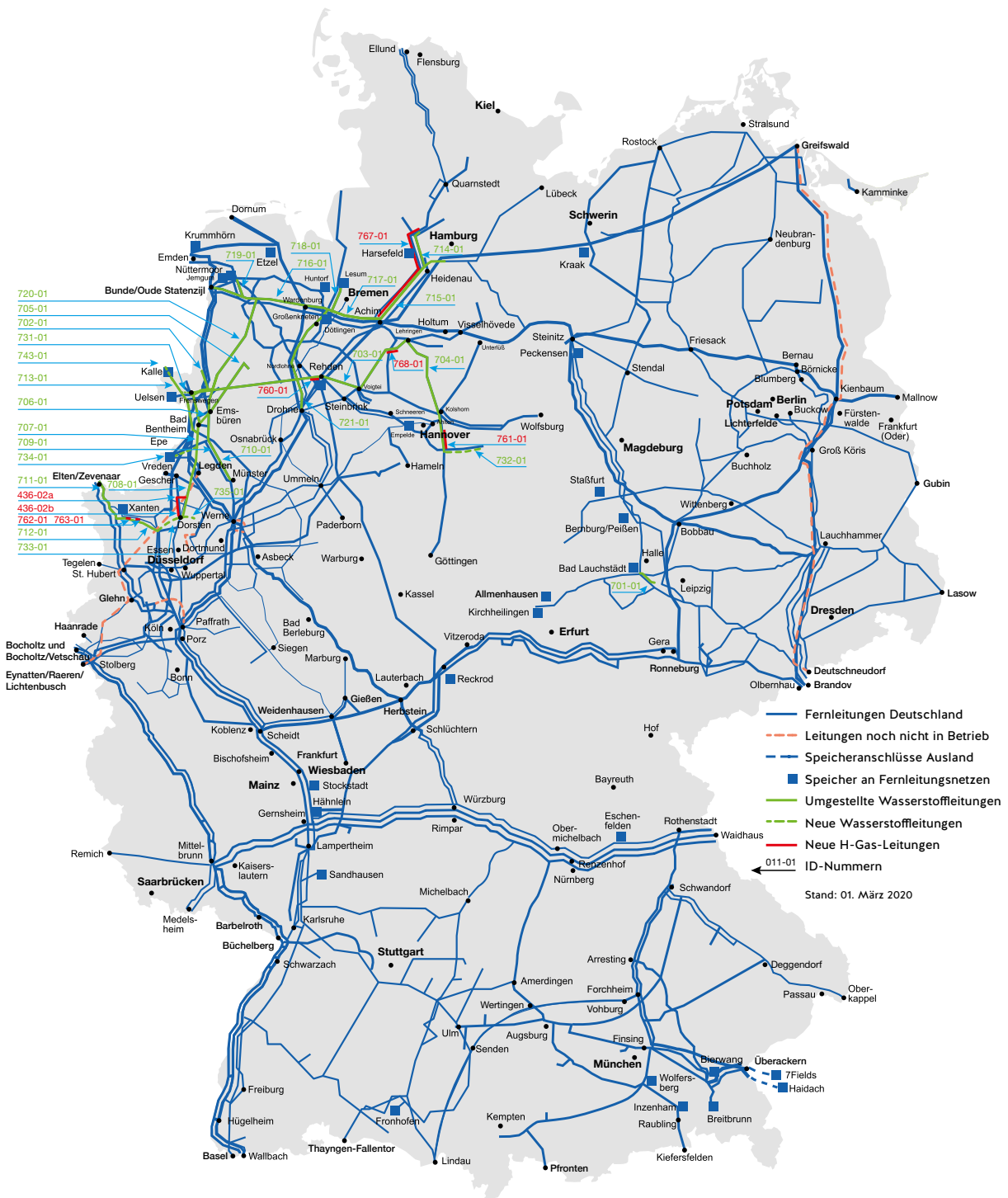
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 52: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber (1/2)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

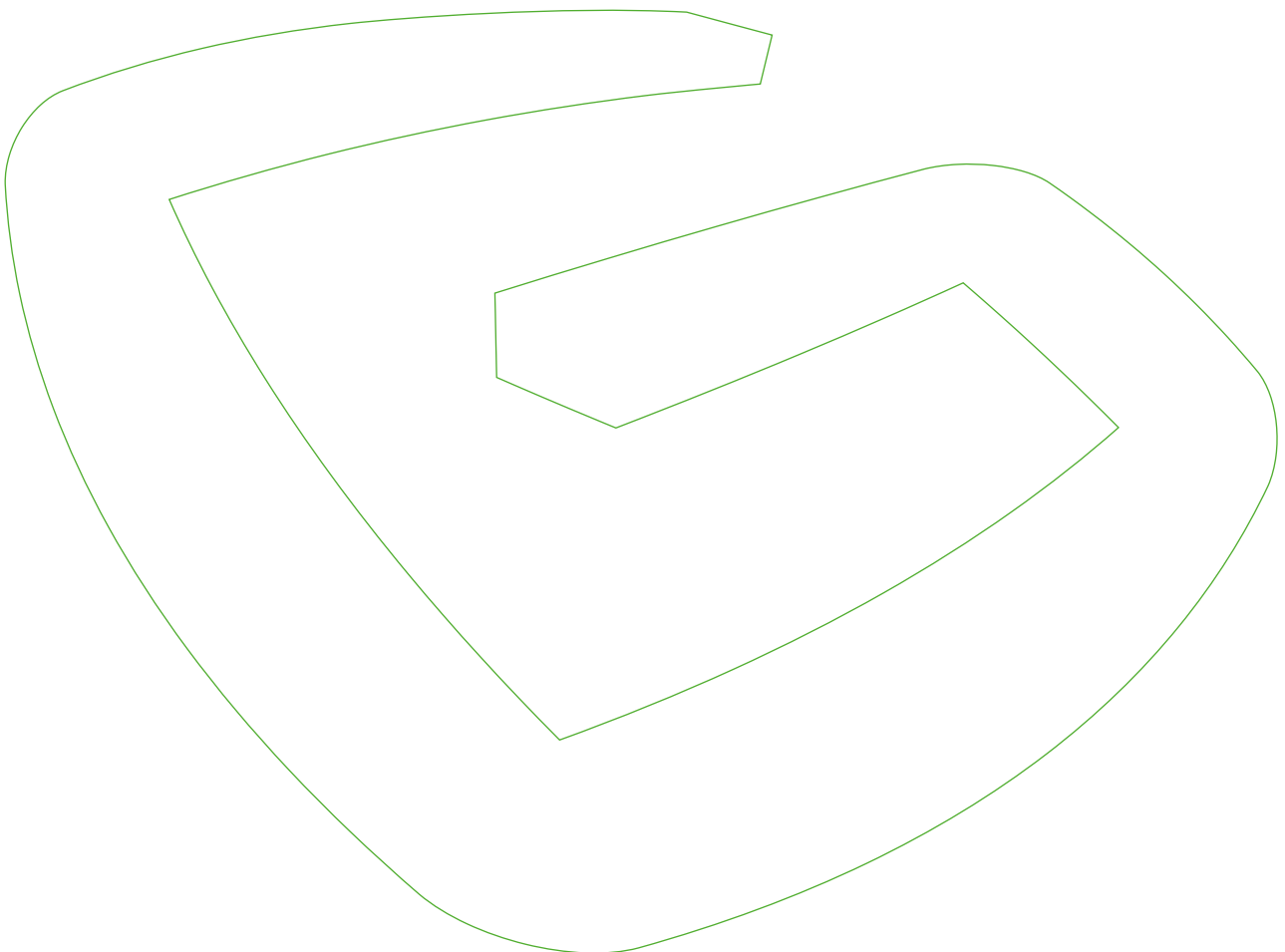
Abbildung 53: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber (2/2)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne

10



10 Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne

10.1 Grüne Gase

10.1.1 Kriterien Grüngasprojekte für zukünftige Netzentwicklungspläne

Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden von der BNetzA mit der Bestätigung des Szenariorahmens aufgefordert, verbindliche Kriterien für die Berücksichtigung und Aufnahme von Grüngas- und vergleichbaren Projekten in zukünftige Netzentwicklungsplanprozesse zu entwickeln und diese mit dem Markt zu konsultieren. Die Kriterien sollen im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 entwickelt und im Konsultationsdokument dargestellt und erläutert werden. Soweit über konkrete Grüngasprojekte hinausgehende Prognosen bzw. Quellen zur Erzeugung oder der Import von Wasserstoff berücksichtigt werden sollen, sollen die Fernleitungsnetzbetreiber auch hierfür einen methodischen Ansatz entwickeln und im Konsultationsdokument darstellen.

Der Verpflichtung zur frühzeitigen Entwicklung möglicher Kriterien für die Berücksichtigung und Aufnahme der Grüngas- und vergleichbaren Projekte für zukünftige Netzentwicklungsplanprozesse kommen die Fernleitungsnetzbetreiber nach:

- Ein Projektvorhaben wird im Szenariorahmen berücksichtigt, wenn ein Anschluss an das Fernleitungsnetz vorgesehen ist und im Rahmen der genannten Frist einer zukünftigen Marktpartnerabfrage gemeldet wird.
- Ist jedoch ein Anschluss an das Verteilernetz geplant, kann das Projektvorhaben insofern berücksichtigt werden, indem der Verteilernetzbetreiber, an dessen Netz das Projektvorhaben angeschlossen werden soll, dieses bei der Meldung seiner Langfristprognose einbezieht. Durch die Pflicht zur Begründung eines rückläufigen Erdgasbedarfs, kann dies an dieser Stelle mit einem steigenden Wasserstoffaufkommen begründet und damit auch das Grüngasprojekt eingebracht werden.
- Ein Projektvorhaben wird im Szenariorahmen berücksichtigt, wenn vollständige Angaben zu den folgenden Parametern vorliegen:
 1. Name des Projektvorhabens
 2. Beschreibung des Projektvorhabens und Projektstand
 3. Angaben zur Gasart (Wasserstoff, synthetisches Methan, Biogas)
 4. Lage des geplanten Netzkopplungs- oder Netzanschlusspunkts am Fernleitungsnetz
 5. Geplante Inbetriebnahme (Monat/Jahr)
 6. Einspeise- bzw. Ausspeisedruck am Netzkopplungs- oder Netzanschlusspunkt (Mindestdruck)
 7. Angaben zur Gasbeschaffenheit mit Spezifikation des Wasserstoffanteils sowie des Reinheitsgrads des Wasserstoffs
 8. Elektrische Leistung der Anlage (MW_{el}) bei Wasserstofferzeugung aus elektrischem Strom
 9. Ein- und/oder Ausspeiseleistung am Netzkopplungs- oder Netzanschlusspunkt am Fernleitungsnetz (MW_{th}), inklusive Importe
 10. Ein- und/oder Ausspeisemenge am Netzkopplungs- oder Netzanschlusspunkt am Fernleitungsnetz (MWh_{th}) pro Jahr, inklusive Importe
 11. Kapazitätsprognose (Zeitreihe in MW_{th}) für den Abfragezeitraum des jeweiligen Netzentwicklungsplans inklusive Erläuterung der Zeitreihe
- Ein Projektvorhaben wird im Szenariorahmen berücksichtigt, wenn dieses vollumfänglich öffentlich dargestellt werden kann. In diesem Falle gehen die Fernleitungsnetzbetreiber von einer ausreichenden Verbindlichkeit der Projektplanung aus.

Die Fernleitungsnetzbetreiber prüfen die gemeldeten Projektvorhaben auf Einhaltung der oben genannten Parameter und plausibilisieren die Angaben.

Unabhängig davon, an welchen Fernleitungsnetzbetreiber ein Projektvorhabenträger seine Anfrage stellt, ermitteln die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierung an wessen Netz die Anlage angeschlossen werden soll.

Die Umsetzung der sich aus den Projektvorhaben ergebenden Netzausbaumaßnahmen steht unter dem Vorbehalt des Abschlusses eines Realisierungsfahrplans in Verbindung mit einer langfristigen Buchung zwischen dem Projektvorhabenträger und dem jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an § 39 GasNZV.

Bis zur nächsten Marktpartnerabfrage zu Grüngas- und vergleichbaren Projekten für die Berücksichtigung im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 verbleibt nach aktuellem Plan noch ein größerer Zeitraum. Die Fernleitungsnetzbetreiber behalten sich daher vor, die oben genannten Kriterien im Zeitraum bis zum nächsten Netzentwicklungsplanprozess, den marktlichen und regulatorischen Entwicklungen sinnvoll anzupassen und diese im dann verbindlichen Prozess erneut zu konsultieren und festzulegen.

10.1.2 Visionäres Wasserstoffnetz

Vor dem Hintergrund eines steigenden Interesses an Wasserstoff in verschiedenen Sektoren, insbesondere der Industrie, haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein mögliches Zukunftsbild für ein überregionales Wasserstoffnetz entwickelt und im Januar dieses Jahres veröffentlicht. Die in dem visionären Netz dargestellten Leitungen verbinden Regionen der Wasserstofferzeugung und des Wasserstoffverbrauchs unter Nutzung überwiegend existierender Erdgasinfrastrukturen (zu über 90 %). Es umfasst eine Gesamtlänge von rund 5.900 km. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden dieses visionäre Wasserstoffnetz auf Basis neuer Erkenntnisse stetig weiterentwickeln.

Grundlage für das visionäre Wasserstoffnetz war eine Studie zur Regionalisierung von Wasserstofferzeugung und -verbrauch bei der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE), die die Fernleitungsnetzbetreiber in Auftrag gegeben haben [FfE 2019]. Danach sind die potenziellen inländischen Erzeugungsschwerpunkte von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien zukünftig überwiegend in den Regionen Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen zu erwarten. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben zudem eine Marktpartnerabfrage für derzeit in der Entwicklung befindliche Grüngasprojekte durchgeführt. Im Ergebnis wurden 31 Projekte, darunter überwiegend Wasserstoffprojekte, in den industriellen Verbrauchszentren gemeldet.

In Reichweite des Wasserstoffnetzes befinden sich:

- Kavernenspeicherstandorte für die potenzielle Nutzung als Wasserstoffspeicher zum Ausgleich von Wasserstoffverbrauch und Wasserstofferzeugung bzw. Importen
- industrielle Verbraucher wie Stahlproduktion, chemische Industrie, Raffinerien und vom Kohleausstieg betroffene Regionen sowie die heute schon bestehenden lokalen Wasserstoffnetze
- große Ballungsräume, die durch Beimischung von Wasserstoff in die dortigen regionalen Verteilernetze CO₂-Minderungen im Wärmesektor realisieren können
- ca. 80 % des deutschen Fahrzeugbestandes und ein Teil des nicht elektrifizierten Schienenverkehrs, um damit einen Beitrag zur Verkehrswende zu ermöglichen
- Regionen mit hohem Aufkommen erneuerbarer Energien zur Wasserstofferzeugung sowie mögliche Importstandorte für Wasserstoff

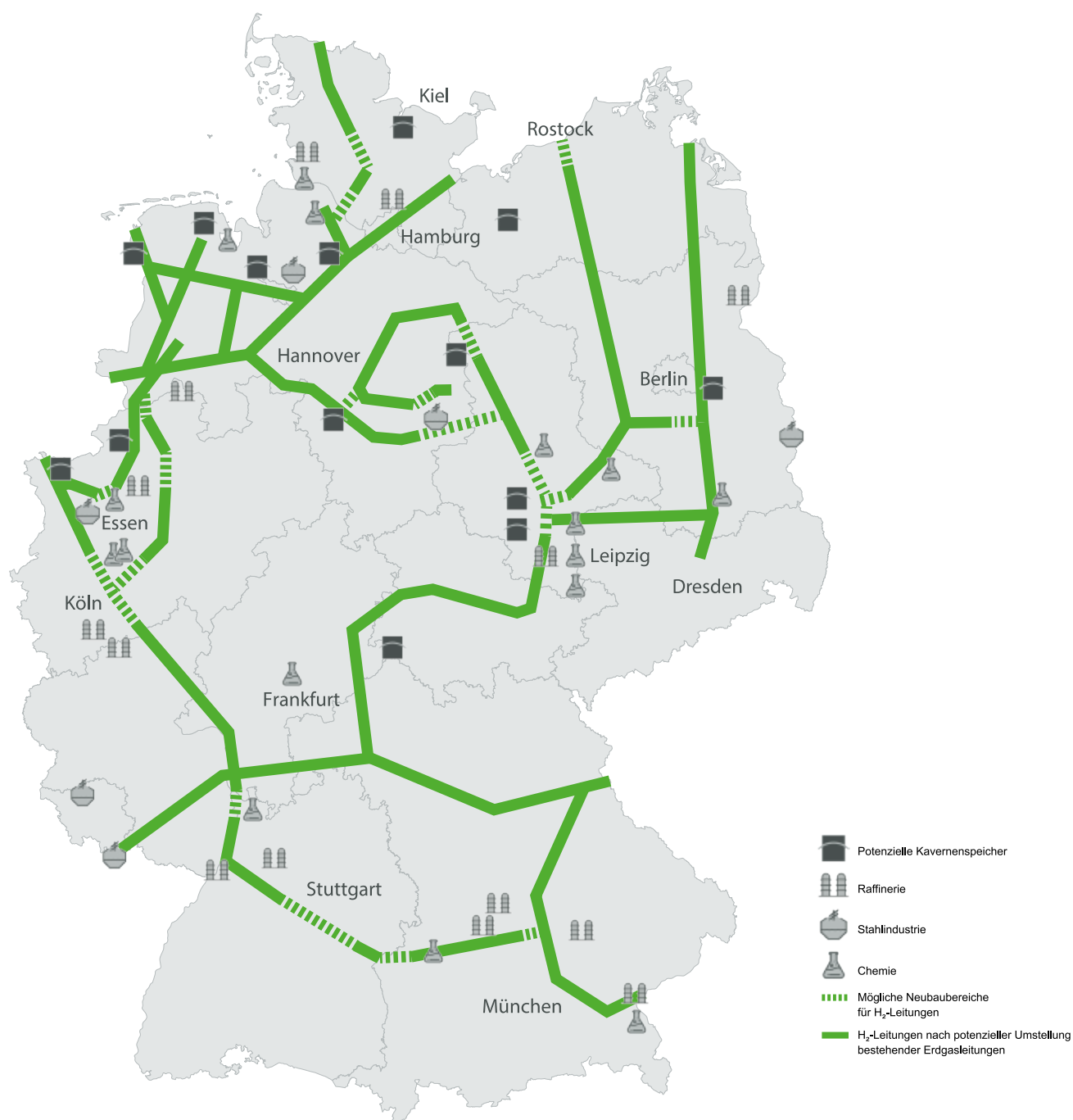
Die Umsetzung erster Wasserstoffprojekte (z. B. Reallabore als Keimzelle einer Wasserstoffwirtschaft) sind bereits bis 2025 vorgesehen. Diese lassen sich mit den ersten Realisierungsschritten des Wasserstoffnetzes verbinden.

Das Wasserstoffnetz ist technologieoffen. Es kann grundsätzlich Wasserstoff unabhängig von der Herkunft aufnehmen. So bieten beispielsweise Regionen mit hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Nord- und Ostdeutschland oder Importe, die über Pipelines oder Tankschiffe nach Deutschland gelangen, große Potenziale.

Der Aufbau des Wasserstoffnetzes wird räumlich vermutlich von Norden nach Süden erfolgen, da die potenziellen Quellen und Speicherstandorte für Wasserstoff sich überwiegend nördlich der Mainlinie befinden. Der Ausbau in Richtung Süden wird sich zu den großen Verbrauchsschwerpunkten hin entwickeln.

Durch die Verbindung des Wasserstoffnetzes mit Wasserstoffinfrastrukturen in unseren europäischen Nachbarländern, ist der europaweite Austausch von Wasserstoff bereits zu einem frühen Zeitpunkt möglich.

Abbildung 54: Vision Wasserstoffnetz



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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

10.1.3 Kapazitätsprodukt Grüngasprojekte

Mit Bestätigung des Szenariorahmens vom 05. Dezember 2019 werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, neben der Entwicklung von verbindlichen Kriterien zur Aufnahme von Grüngasprojekten in den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 sowie der Darlegung konkreter Auskünfte zur Zuordnung von Grüngasprojekten zur Gasnetzinfrastruktur auch herauszustellen, welches Kapazitätsprodukt für den Transport von Wasserstoff anzusetzen ist.

Wie im Folgenden dargestellt und von der BNetzA auch bestätigt, bedarf der Transport von Wasserstoff in einer neuen oder umzustellenden Leitungsinfrastruktur der Klärung umfangreicher regulatorischer Aspekte. Hierzu zählt insbesondere auch die Ausgestaltung des zukünftigen Marktmodells für den Wasserstofftransport. Damit einhergehend sind zum heutigen Zeitpunkt wenige gesicherte Anhaltspunkte für eine zukünftige Wasserstoffnetzinfrastruktur bekannt. Es ist jedoch das Ziel, die bewährten Kapazitätsprodukte für Erdgas mit einer zunehmenden Liquidität, einer steigenden Nachfrage sowie einem wachsenden Wasserstoffangebot – nach Klärung sämtlicher regulatorischer Fragen – auf den Wasserstoffmarkt zu übertragen.

10.2 Integrierte Netzplanung

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

Im Rahmen der dena-Netzstudie III werden mit Beginn der Phase 2 erstmalig die Fernleitungsnetzbetreiber eingebunden. Zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern und anderen Stakeholdern wird an gemeinsamen Inputparametern bzw. Ankerpunkten für die individuelle Gas- und Stromnetzplanung gearbeitet. Außerdem geht es darum, die Schnittstellen zwischen den Netzplanungsprozessen zu verbessern. Diesen Prozess werden die Fernleitungsnetzbetreiber weiter aktiv begleiten.

Voraussetzung für eine zukünftig integrierte Netzplanung ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber zudem die Harmonisierung der Betrachtungszeiträume und des zeitlichen Prozesses zur Erstellung der Netzentwicklungspläne Strom und Gas. Ferner sollten durch die Netzbetreiber, der individuellen Netzplanung vorgelagert, Optimierungspotenziale über die Infrastrukturen hinweg identifiziert und verbindliche Parameter für die Sektorkopplung festgelegt werden.

Durch die Nutzung der vorhandenen Optimierungspotenziale könnten beispielsweise im Rahmen der zukünftigen integrierten Netzplanung Standorte für PtG-Anlagen nicht mehr nur verbrauchsnahe/industrienah festgelegt werden, sondern auch ein stromnetzentlastender Transport von Wasserstoff über die vorhandenen Fernleitungsnetze oder ein zukünftiges Wasserstoffnetz Berücksichtigung finden.

10.3 Langfristiger Kapazitätsbedarf in einem deutschlandweiten Marktgebiet

Die BNetzA fordert die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Bestätigung zum Szenariorahmen auf, einen Vorschlag zu erarbeiten, der mögliche Kriterien und Indikatoren zur Bestimmung der Höhe des langfristigen Kapazitätsbedarfs bezogen auf das neue deutschlandweite Marktgebiet beinhaltet. Dieser Vorschlag soll bereits im Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 zur Diskussion gestellt werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen der Verpflichtung gemäß § 21 Abs. 1 Satz 2 GasNZV, spätestens ab 01. April 2022 aus den bestehenden zwei Marktgebieten Net Connect Germany und GASPOOL ein deutschlandweites Marktgebiet zu bilden, bereits zum 01. Oktober 2021 nachzukommen. Aus heutiger Sicht ist geplant, ab dem 01. Oktober 2021 ein Überbuchungs- und Rückkaufsystem nach dem Verfahren „KAP+“ für zusätzliche Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet (Az. BK7-19-037) umzusetzen.

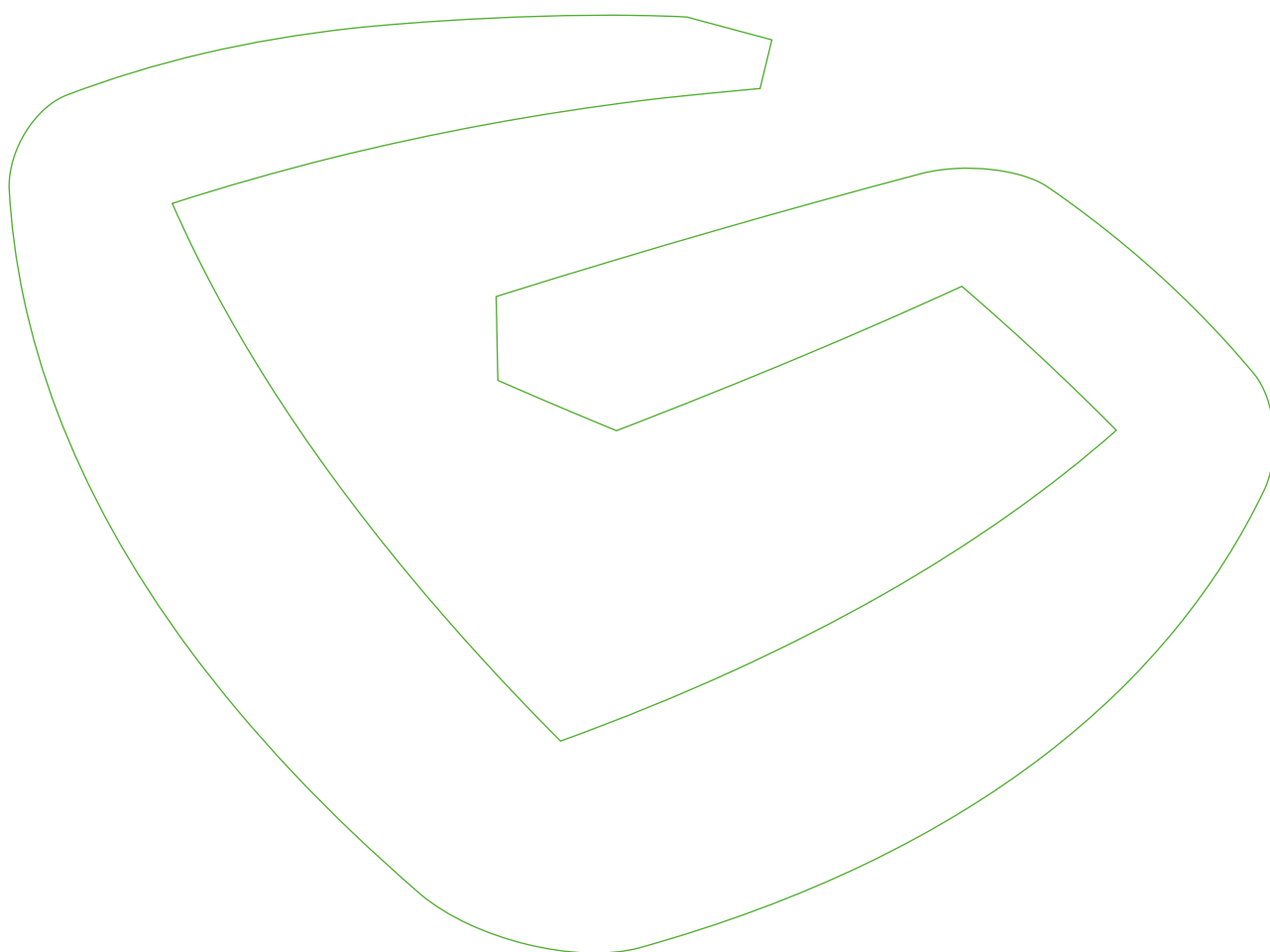
Die Beschlusskammer 7 der BNetzA hat den Weg über ein Überbuchungs- und Rückkaufsystem gewählt und diesen zusätzlich mit einer dreijährigen Testphase versehen. Die Ermittlung des Kapazitätsbedarfs nach § 9 Abs. 3 GasNZV bezogen auf das neue deutschlandweite Marktgebiet wird aus Sicht der BNetzA aktuell als nicht mit ausreichender Sicherheit möglich eingestuft. Zunächst müssten Erfahrungen auch bezüglich des Buchungsverhaltens im neuen zusammengelegten Marktgebiet gesammelt werden.

In Anlehnung an § 17 Nr. 8 GasNZV sollen „vorliegende Erkenntnisse über Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten nach § 21 ergibt“ Berücksichtigung finden. Vor diesem Hintergrund wäre es nur folgerichtig, die Frage der Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs auf einen Zeitpunkt zu verschieben, zu dem bereits ausreichende Informationen über das Buchungsverhalten der Transportkunden vorliegen.

Die Beschlusskammer 7 der BNetzA schreibt dazu in ihrem Verfahren „KAP+“ für zusätzliche Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet: „Die Berücksichtigung des sich aus unterjähriger Nachfrage ergebenden Kapazitätsbedarfs in einem deutschlandweiten Marktgebiet ist dagegen erst ab dem Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2024–2034 möglich, da erst ab dem Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 unterjährige Buchungen in einem deutschlandweiten Marktgebiet vorgenommen werden können. [...] Der Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, der voraussichtlich im zweiten Quartal 2021 (und somit noch vor der Marktgebietszusammenlegung) veröffentlicht wird, kann bereits Erkenntnisse über den Bedarf an festen frei zuordenbaren Kapazitäten in einem deutschlandweiten Marktgebiet abbilden.“

Die Fernleitungsnetzbetreiber stimmen mit der BNetzA überein, dass Jahres- und unterjährige Buchungen gegebenenfalls Kriterien zur Bestimmung des Bedarfes an festen frei zuordenbaren Kapazitäten sein könnten. Die Fernleitungsnetzbetreiber halten es allerdings nicht für zielführend, bereits in dem hier vorliegenden Dokument Kriterien bzw. objektive Indikatoren zur Bestimmung der Höhe des langfristigen Kapazitätsbedarfs zu entwickeln. Vielmehr schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, erst Erfahrungen mit den Jahresauktionen 2020 und 2021 und den unterjährigen Buchungen des Gaswirtschaftsjahres 2021/2022 zu sammeln, um eine valide Basis für die Entwicklung von Kriterien zu schaffen. Darüber hinaus sollte die Testphase des Überbuchungs- und Rückkaufsystems (zumindest ein aussagefähiger Teil davon) genutzt werden, um auf Basis der Erkenntnisse eine fundierte, sachgerechte Abwägung zwischen dem Überbuchungs- und Rückkaufsystem auf der einen Seite und dem § 9 Abs. 3 GasNZV auf der anderen Seite zu ermöglichen.

Anlagen



Anlage 1: Übersicht über die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
1	028-04a	Leitung Forchheim-Finsing
2	028-04b	GDRM-Anlage Finsing 3 und Verbindungsleitung
3	036-04	VDS Wertingen
4	067-02a	Leitung Voigtslach-Paffrath
5	067-03b	GDRM-Anlage Paffrath und Verbindungsleitung
6	112-03	Anbindung Heilbronn
7	116-02	GDRM-Anlage Wiernsheim (Raum Heilbronn)
8	119-03	GDRM-Anlage Achim
9	203-02	VDS Würselen
10	204-02a	ZEELINK 1
11	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn und Verbindungsleitung
12	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert und Verbindungsleitung
13	204-02d	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg und Verbindungsleitung
14	205-02a	ZEELINK 2
15	205-02b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung
16	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn
17	207-03	Reversierung GDRM-Anlage Obermichelbach
18	208-02	GDRM-Anlage Rimpar
19	209-02a	GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL)
20	209-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)
21	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg)
22	222-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/ Achim/ Delmenhorst)
23	223-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz)
24	229-01	Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2026-2029
25	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas
26	301-01	Überspeisung Embsen
27	302-01	Leitung Datteln-Herne
28	305-02	Reversierung TENP
29	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn
30	308-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)
31	309-01	VDS MEGAL Rimpar
32	310-02	GDRM-Anlage Reichertsheim und Verbindungsleitung
33	311-02	Leitung Schlüchtern-Rimpar
34	312-02	VDS MEGAL Rimpar
35	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas
36	323-02	Umstellung Netzgebiet Aggertal
37	324-01	Armaturenstation Niederpleis und Verbindungsleitung
38	325-01	Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung
39	326-02	Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung
40	327-03	GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung
41	328-03	GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
42	329-03	GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung
43	330-02	GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung
44	331-01	GDRM-Anlage Scheidt
45	333-02	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung
46	334-02	Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung
47	335-02a	GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung
48	335-02b	Leitungen Wipperfürth-Niederschelden
49	336-02	Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung
50	337-02	GDRM-Anlage Porz
51	338-02	GDRM-Anlage Paffrath
52	402-02a	Leitung Wertingen-Kötz
53	402-02b	GDRM-Anlage Wertingen 2
54	402-02c	GDRM-Anlage Kötz
55	406-01	GDRM-Anlage Amerdingen
56	407-01	GDRM-Anlage Schnaitsee
57	410-02a	GDRM-Anlage Rehden
58	410-02b	GDRM-Anlage Drohne
59	412-04	Erdgasempfangsstation Lubmin II
60	415-01	VDS Krummhörn
61	416-02	VDS Legden
62	417-02	VDS Nordschwarzwaldleitung
63	418-02	Erweiterung VDS Scharenstetten
64	419-02	GDRM-Anlage Hamborn Erweiterung
65	420-01	VDS Emsbüren
66	422-01	VDS Elten
67	431-02	GDRM-Anlage Emstek
68	432-02b	GDRM-Anlage Bunde-Landschaftspolder und H-L-Gas-Mischanlage
69	435-03	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung
70	436-02a	Leitung Heiden Marbeck-Heiden Borken
71	436-02b	Leitung Heiden Borken-Dorsten
72	437-01	GDRM-Anlage Heiden-Borken und Verbindungsleitung
73	438-01	Umbindung Speicheranbindungsleitungen Epe
74	439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung
75	440-02	Leitung Erftstadt-Euskirchen
76	441-02	Armaturenstation Vinnhorst und Verbindungsleitung
77	442-02	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung
78	443-02	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung
79	444-01	GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung
80	445-01a	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtlach und Verbindungsleitung (NETG)
81	445-01b	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtlach und Verbindungsleitung (OGE)
82	446-01	Umstellung Wipperfürth-Niederschelden
83	447-01	Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellungen (bisher nicht genauer spezifiziert)
84	448-01	GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung
85	449-02	Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL1)
86	450-01	Erweiterung GDRM-Anlage Steinhäule

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
87	451-02	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein
88	501-02a	Leitung Walle - Wolfsburg
89	501-02d	Erweiterung GDRM-Anlage Kolshorn
90	501-02e	Erweiterung GDRM-Anlage Unterlüß
91	503-02a	Erweiterung Armaturenstation Hetlingen
92	503-02b	Erweiterung VDS Embsen
93	504-01a	Leistungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen
94	504-02b	Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen
95	504-02c	GDRM-Anlage Emden
96	505-01	Erweiterung Konvertierung Rehden
97	507-01a	Ferngasleitung EUGAL
98	507-01b	Anbindungsleitung NEL
99	507-01c	GDRM-Anlage Lubmin-NEL
100	507-01e	GDRM-Anlage Radeland II
101	507-01f	GDRM-Anlage Deutschneudorf-EUGAL
102	507-01g	GDRM-Anlage Kienbaum II inkl. Anschlussleitung an die EUGAL
103	507-01h	GDRM-Anlage Börnicke (DÜG)
104	507-01j	GDRM-Anlage Groß Körös
105	507-01l	Reversierung VDS Holtum
106	507-01m	VDS Sayda
107	507-02d	VDS Radeland II
108	507-02i	GDRM-Anlage Steinitz
109	507-02k	GDRM-Anlage Sülstorf
110	508-01	Erweiterung GDRM-Anlage Leonberg-West
111	520-01	Armaturenstation Visbek Astrup
112	521-01	Armaturenstation Twistringen Ehrenburg
113	523-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Bergedorf
114	524-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Steinfeld-Düpe
115	525-01	Leitung Willich-Meerbusch
116	526-01	Leitung Hamm-Bergkamen
117	527-01	Leitung Stockum-Bockum Hövel
118	528-01	Leitung Merschhoven-Daberg
119	529-01	Armaturenstationen Elten - St. Hubert
120	530-01	Umstellung Köln - Dormagen
121	531-01a	GDRM-Anlage Appeldorn
122	531-01b	Armaturenstation Xanten
123	532-01	GDRM-Anlage Leer und Verbindungsleitung
124	552-01	Leitung Mittelbrunn-Schwanheim
125	554-01	Leitung Hügelsheim-Tannenkirch
126	555-03	Querverbindungen TENP I zu TENP II
127	601-01	Leitung GDRM-Anlage Lauchhammer
128	602-01	Leitung Schwanheim-Elchesheim
129	603-01	Leitung Schwarzbach-Eckartsweier
130	604-01	Leitung Tannenkirch-Hüdingen
131	605-01	Leitung Wesseling-Knapsack

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
132	609-01	Leitung Wirtheim-Lampertheim
133	610-01	GDRM-Anlage Wirtheim
134	611-01	GDRM-Anlage Lampertheim
135	612-01	Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2)
136	613-01	GDRM-Anlage Bietigheim
137	614-01	Leitung Heidelberg-Heilbronn (SEL 3)
138	616-01	GDRM-Anlage Heidelberg
139	618-01	GDRM-Anlage Heilbronn
140	620-01	GDRM-Anlage Kirchheim unter Teck
141	621-01	GDRM-Anlage Hittistetten
142	622-01	GDRM-Anlage Eichstegen
143	624-01	GDRM-Anlage Weißensberg 2
144	625-01	GDRM-Anlage Scharrenstetten
145	626-01	Leitung Aalen-Essingen
146	627-01	Leitung MIDAL Mitte Nord
147	628-01	Leitung MIDAL Mitte Süd
148	629-01	VDS Reckrod
149	630-01	GDRM-Anlage Lampertheim 5
150	631-01	GDRM-Anlage Lubmin 2
151	632-01	GDRM-Anlage Anlandestation Greifswald – Anlagenerweiterung 3
152	633-01	VDS NEL (Mitte)
153	634-01	Leitung NEL West
154	635-01	GDRM-Anlage Embsen
155	637-01	Anpassung Verdichter Achim
156	638-01	Vorwärmung Embsen
157	639-01	GDRM-Anlage Achim
158	642-01	GDRM-Anlage Ludwigshafen
159	650-01	GDRM-Anlage Herringhausen
160	651-01	GDRM-Anlage Neuss Rheinpark und Verbindungsleitung
161	652-01	GDRM-Anlage Engelbostel und Verbindungsleitung
162	653-01	GDRM-Anlage Kleinenhammer und Verbindungsleitung
163	654-01	Armaturenstation Iserlohn Hennen
164	655-01	Armaturenstation Essen Dellwig und Verbindungsleitung
165	656-01	Armaturenstation Duisburg Mündelheim und Verbindungsleitung
166	657-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Rehden-Bassum)
167	658-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Emsland II)
168	659-01	Umstellung auf H-Gas (Kolshorn-Ahlten-Speicher Empelde)
169	701-01	Umstellung Leitungssystem Energiepark Bad Lauchstädt
170	702-01	Umstellung Leitungssystem Lingen-Bad Bentheim
171	703-01	Umstellung Leitungssystem Messingen-Egenstedt
172	704-01	Umstellung Leitungssystem Mitte Weser-Kolshorn
173	705-01	Umstellung Leitungssystem Lönningen-Emsbüren
174	706-01	Umstellung Leitungssystem Emsbüren-Bad Bentheim
175	707-01	Umstellung Leitungssystem Bad Bentheim-Legden
176	708-01	Umstellung Leitungssystem Legden-Dorsten

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme
177	709-01	Umstellung Leitungssystem Rheine-Wettringen
178	710-01	Umstellung Leitungssystem Wettringen-Albachten
179	711-01	Umstellung Leitungssystem Elten-Sonsbeck (NETG)
180	712-01	Umstellung Leitungssystem Sonsbeck-Hamborn
181	713-01	Umstellung Leitungssystem Kalle-Ochtrup
182	714-01	Umstellung Leitungssystem Elbe Süd-Heidenau
183	715-01	Umstellung Leitungssystem Eckel-Achim
184	716-01	Umstellung Leitungssystem Oude Statenzijl-Ganderkesee
185	717-01	Umstellung Leitungssystem Ganderkesee-Achim
186	718-01	Umstellung Leitungssystem Ganderkesee-Bremen
187	719-01	Umstellung Leitungssystem Folmhusen-Nüttermoor
188	720-01	Umstellung Leitungssystem Barßel-Emsbüren
189	721-01	Umstellung Leitungssystem Ganderkesee-Drohne
190	722-01	GDRM-Anlage Ganderkesee
191	723-01	GDRM-Anlage Barßel
192	724-01	Umstellung Leitungssystem Südbayern (anonym)
193	730-01	GDRM-Anlage Schlootdamm/Steinfeld
194	731-01	Neubau Leitung Frensdorfer Bruchgraben-Frenswegen
195	732-01	Neubau Leitung Egenstedt-Hallendorf
196	733-01	Neubau Leitung Dorsten-Hamborn
197	734-01	Neubau Leitung Epe-Ochtrup
198	735-01	Neubau Leitung Dorsten-Marl
199	736-01	GDRM-Anlage Elten und Verbindungsleitung
200	737-01	GDRM-Anlage Sonsbeck und Verbindungsleitung
201	738-01	GDRM-Anlage Hamborn und Verbindungsleitung
202	739-01	GDRM-Anlage Dorsten und Verbindungsleitung
203	740-01	GDRM-Anlage Bad Bentheim und Verbindungsleitung
204	741-01	GDRM-Anlage Emsbüren und Verbindungsleitung
205	742-01	Armaturenstation Wettringen und Verbindungsleitung
206	743-01	Neubau Leitung Vliegghuis-Kalle
207	760-01	Leitung Rehden-Diepholz
208	761-01	Leitung Egenstedt-Clauen
209	762-01	Leitung Wallach-Alpen
210	763-01	Leitung Budberg-Eversael
211	764-01	Umbindungen Anschlussleitungen Sonsbeck-Oberhausen
212	765-01	GDRM-Anlage Glehn II
213	766-01	GDRM-Anlage Hamborn I
214	767-01	Leitung Elbe Süd-Achim
215	768-01	Leitung Hassel-Westen

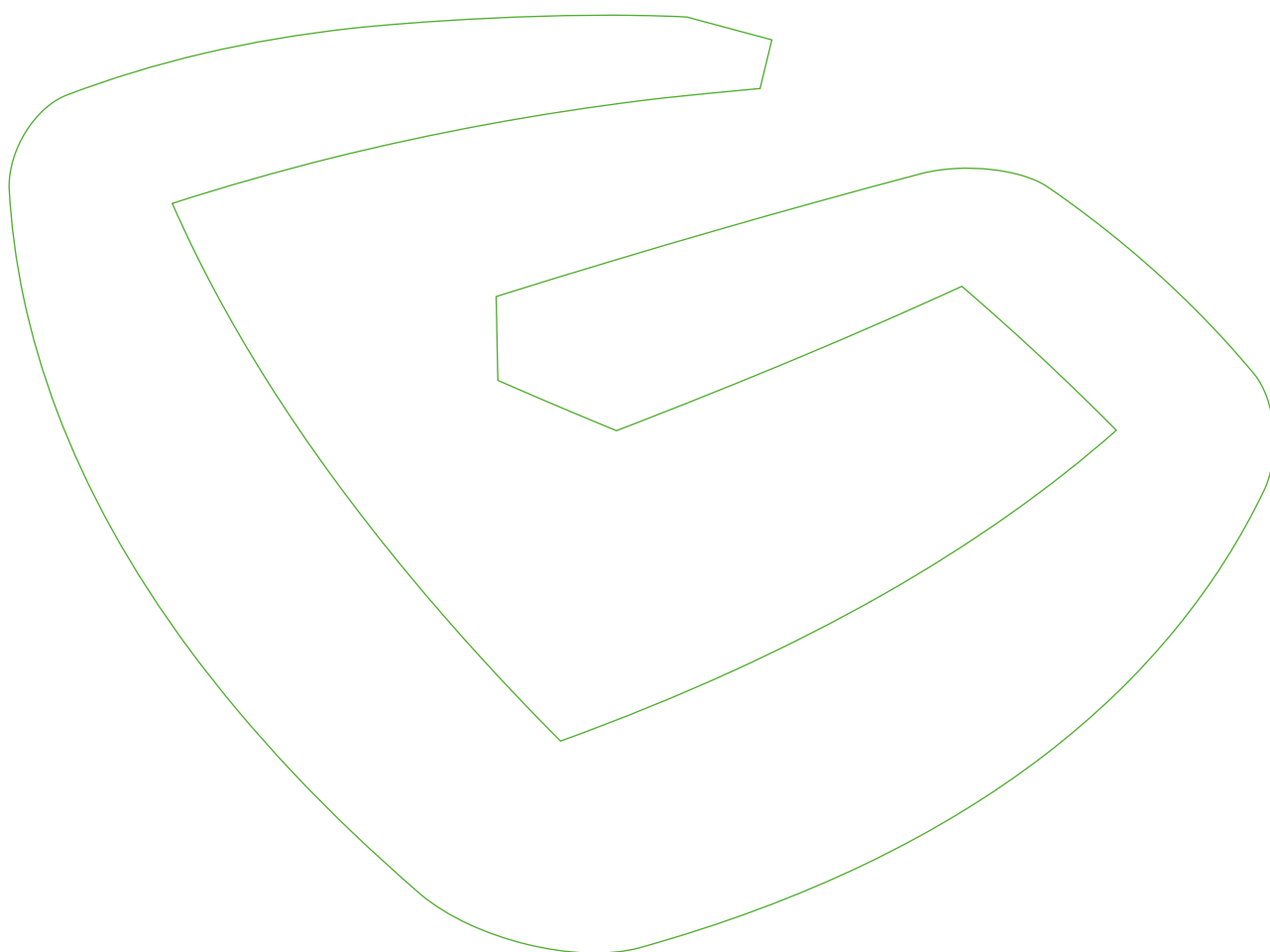
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Anlage 2: Auswertung der Stellungnahmen

Kapitel	Inhalt: Konsultationsdokument, Konsultation der Fernleitungsnetzbetreiber vom 4. Mai 2020 bis zum 29. Mai 2020	Stellungnahmen-Häufigkeit		
		selten (bis 5)	häufig (6–10)	sehr häufig (>10)
	Übergeordnete Themen			
	• NEP-Dokumente/Konsultation/Zeitplan	x		
	• Informationen zur Gasinfrastruktur	x		
1	Einleitung			
2	Bestätigter Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030			
	• Gasbedarfsszenarien des Szenariorahmens		x	
	• Gaskraftwerke	x		
3	Modellierung der Fernleitungsnetze			
	• Marktgebietszusammenlegung		x	
	• Kapazitätsprodukt für und Anbindung von LNG-Anlagen			x
	• Modellierung von Gaskraftwerken			x
	• Kapazitätsbedarf Niederlande	x		
	• Weitere Inputparameter für die Modellierung		x	
4	Das heutige Fernleitungsnetz			
5	Entwicklung der L-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenario			
	• Marktraumumstellung und Corona	x		
	• Planung der Gerätezahlen	x		
	• Gasimportsituation aus den Niederlanden	x		
6	Entwicklung der H-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenario			
	• H-Gas-Bilanz GÜP/LNG		x	
	• H-Gas-Bilanz Speicher	x		
	• H-Gas-Bilanz Exit/Mengenbilanz	x		
	• H-Gas-Bilanz Sonstiges	x		
7	Ergebnisse der Modellierung			
	• Netzausbaumaßnahmen generell	x		
	• Netzausbaumaßnahmen für Süddeutschland	x		
	• Auslegungsvariante Baden-Württemberg		x	
	• LNG-Anlagen und LNG-bedingter Ausbau		x	
	• Darstellung der Karten	x		
8	Grüngasvariante			
	• Grüngasvariante			x
	• Marktpartnerabfrage		x	
	• Regulatorischer Rahmen			x
	• Wasserstoffquellenverteilung			x
	• Wasserstoffinfrastruktur und Beimischung			x
	• Grüngasmaßnahmen und konkrete einzelne Grüngasprojekte		x	
	• Sonstiges	x		
9	Netzausbaumaßnahmen			
	• Bemerkungen zu einzelnen Maßnahmen	x		
	• Netzausbauvorschlag		x	
10	Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne			
	• Visionäres Wasserstoffnetz		x	
	• Integrierte Netzentwicklungsplanung		x	
	• Kriterien für Grüngasprojekte			x
	• Vorschläge für weitere Entwicklungen	x		
	Anlage			
	• NEP-Gas-Datenbank	x		

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

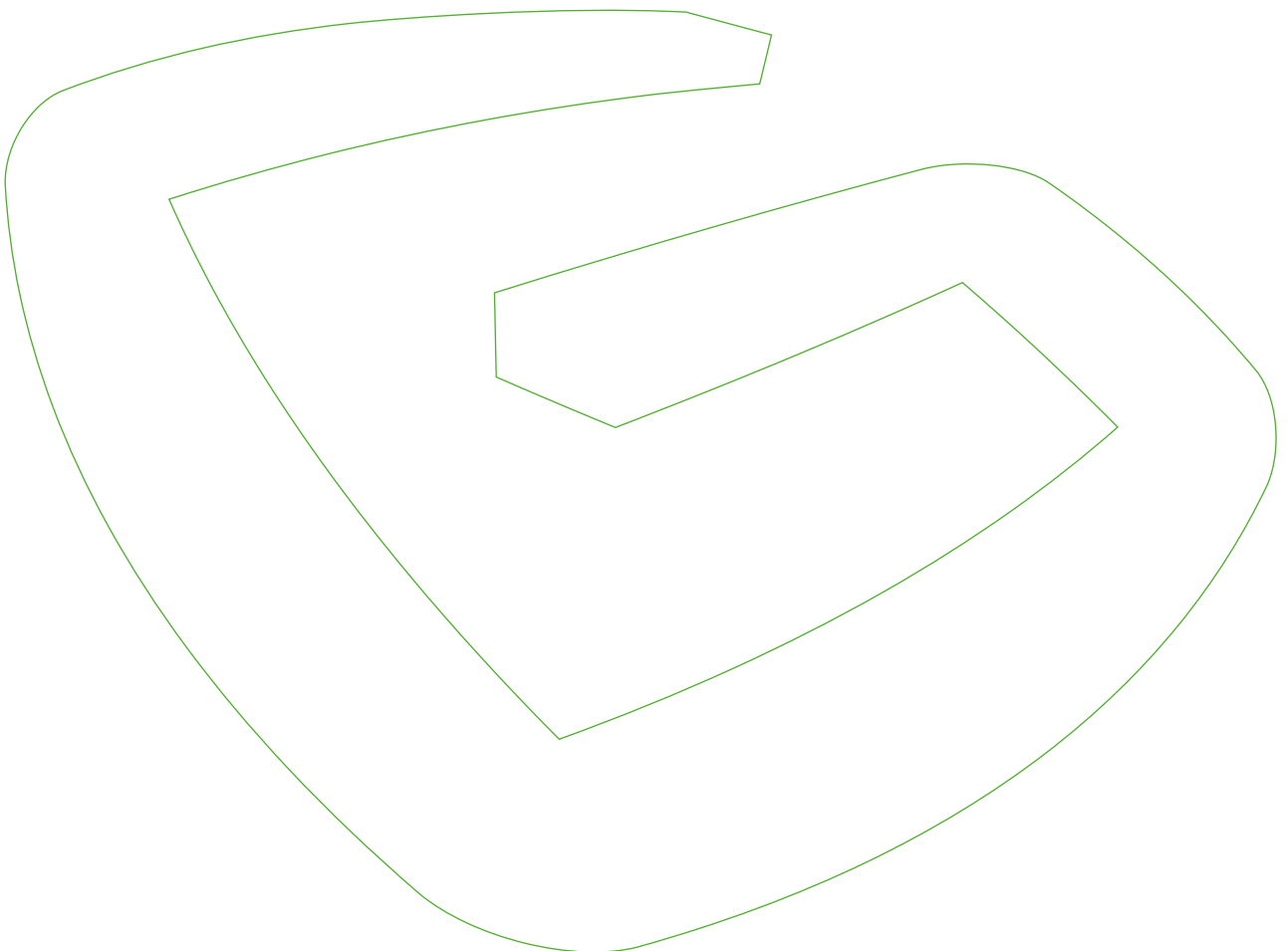
bar	Druck bezogen auf Normalnull
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.
bFZK	Bedingt feste frei zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn beschäftigungs-/ gasflussabhängige Bedingungen erfüllt sind.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
bnBM	Besondere netztechnische Betriebsmittel
BKartA	Bundeskartellamt
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
DIHK	Deutsche Industrie- und Handelskammertag e. V.

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
Entry	Einspeisung
ENTSOG	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
FZK	Frei zuordenbare Kapazitäten, ermöglichen es, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads zu nutzen
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/Gasnetzzugangsverordnung
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
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-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value))

H _s	oberer Heizwert, Umrechnungsfaktor zum unteren Heizwert rund 0,902
H _i	unterer Heizwert, Umrechnungsfaktor zum oberen Heizwert rund 1,109
ID	Identifikationsnummer
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
INES	Initiative Erdgasspeicher e. V.
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan (der Gas Connect Austria)
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 ³	Kubikmeter. Sofern nicht anders spezifiziert, ist hierunter ein Volumen im Normzustand zu verstehen.
MBI	Marktbasierte Instrumente
MEGAL	Mittel-Europäische Gasleitung(sgesellschaft)
MIDAL	Mitteldeutsche Anbindungsleitung
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
MWh	Megawattstunde
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan
NETG	Nordrheinische Erdgastransportgesellschaft
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

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
VIK	VIK Verband der Industrielle Energie- und Kraftwirtschaft e. V.
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



[BDEW/GEODE/VKU 2019] Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, download unter (Download am 25. März 2020): https://www.bdew.de/media/documents/20190429_Hauptteil_KoV_X-1_Anpassungen_clean_1.pdf

[BMW i 2020] Die Nationale Wasserstoffstrategie, Juni 2020, download unter (Download am 10. Juni 2020): <https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>

[BMW i 2019] Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ Abschlussbericht, download unter (Download am 25. März 2020): https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile

[BNetzA 2019a] Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030, download unter (Download am 25. März 2020): https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2020/NEP_Gas2020_Bestaetigung_BNetzA.pdf?__blob=publicationFile&v=2

[BNetzA 2019b] Verfahren der Beschlusskammer 7, Verfahren „KAP+“ für zusätzliche Kapazitäten in einem deutschlandweiten Marktgebiet, download unter (Download am 25. März 2020): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2019/BK7-19-0037/BK7-19-0037_VerfEinleit.html

[BNetzA 2019c] Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Liste zum Zu- und Rückbau von Kraftwerken, Stand 07. März 2019, download unter (Download am 15. April 2019): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

[BNetzA 2019d] Systemrelevante Kraftwerke, download unter (Download am 18. Mai 2017): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/Systemrel_KW_node.html

[BNetzA 2017] Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß § 13k EnWG, download unter (Download am 25. März 2020): https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/BNetzA_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?__blob=publicationFile&v=3

[BNetzA/BKartA Monitoringbericht 2019] Monitoringbericht 2019, download unter (Download am 25. März 2020): https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6

[BVEG 2019] Erhebung für den Netzentwicklungsplan Gas – Produktionsvorausschätzung der Erdgasförderung für die Jahre 2019–2030

[BWE 2019] Effiziente Flächennutzung durch Repowering und Weiterbetrieb von Windenergieanlagen, 14. Dezember 2018, download unter (Download am 25. März 2020): https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/sonstiges-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/20181214_Effiziente_Flaechennutzung.pdf

[dena 2019] Biogaspartner Einspeiseatlas Deutschland – Excel-Datei, Stand März 2019, download unter (Download am 25. März 2020): <https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/>

[dena 2018] dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, download unter (Download am 25. März 2020): <https://www.dena.de/integrierte-energiewende/>

[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020] Verlaging gaswinning Groningen veld gasjaar 2019–2020, 16. März 2020, download unter (Download am 02. April 2020): <https://www.rijksoverheid.nl/ministeries/ministerie-van-economische-zaken-en-klimaat/documenten/kamerstukken/2020/03/16/kamerbrief-over-verlaging-gaswinning-groningen-velde-gasjaar-2019-2020>

[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2019] Gaswinningsniveau Groningen in 2019–2020, 10. September 2019, download unter (Download am 26. März 2020): <https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/kamerstukken/2019/09/10/kamerbrief---gaswinningsniveau-groningen-in-2019-2020/Kamerbrief---+Gaswinningsniveau+Groningen+in+2019-2020.pdf>

[Destatis 2020] Preisindex der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte, download unter (Download am 25. März 2020): https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erzeugerpreisindex-gewerbliche-Produkte/_inhalt.html#sprg238940

[EC 2019] Europäische Kommission, Liste Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI), download unter (Download am 02. April 2020): https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/c_2019_7772_1_annex.pdf

[energate 2019] Transnet BW lässt Ölkraftwerk bauen, 20.08.2019, download unter (Download am 25. März 2020): <https://www.energate-messenger.de/news/194347/transnet-bw-laesst-oelkraftwerk-bauen>

[EUCO 2017] Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios, download unter (Download am 25. März 2020): https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes_corrected.pdf

[FfE 2019] Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020–2030, download unter (Download am 25. März 2020): https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_ptg-studie_ffe_klein.pdf

[FNB Gas 2020] NEP-Gas-Datenbank, abrufbar unter: www.nep-gas-datenbank.de

[FNB Gas 2019a] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 der Fernleitungsnetzbetreiber, download unter (Download am 25. März 2020): https://www.fnb-gas.de/media/2019_08_16_nep-gas-2020-2030_szenariorahmen_final.pdf

[FNB Gas 2019b] Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 der Fernleitungsnetzbetreiber, 1. April 2019, download unter (Download am 25. März 2020): https://www.fnb-gas.de/media/2019_04_01_umsetzungsbericht_2019_1.pdf

[FNB Gas/BDI/BDEW/VIK/DIHK 2020] Auf dem Weg zu einem wettbewerblichen Wasserstoffmarkt - Gemeinsamer Verbändevorschlag zur Anpassung des Rechtsrahmens für Wasserstoffnetze, April 2020, download unter (Download am 10. Juni 2020): https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_bdi_bdew_vik_dihk_auf_dem_weg_zu_einem_wettbewerblichen_wasserstoffmarkt_april_2020_final.pdf

[GTS 2019] Finaal advies over maatregelen om de Groningenproductie te reduceren, 25. Juli 2019, download unter (Download am 26. März 2020): <https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/publicaties/2019/09/10/bijlage-1--advies-gts-finaal-advies-inzake-maatregelen-reductie-groningenproductie/Bijlage+1+-+Advies+GTS+Finaal+advies+inzake+maatregelen+reductie+Groningenproductie.pdf>

[KNEP 2018] Koordinierter Netzentwicklungsplan 2018 für die Erdgas Fernleitungsinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2019–2028, download unter (Download am 02. April 2020): <https://www.aggm.at/netzinformationen/netzentwicklungsplaene/knep>

[KNEP 2016] Koordinierter Netzentwicklungsplan 2016 für die Erdgas Fernleitungsinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2017–2026, download unter (Download am 02. April 2020): <https://www.aggm.at/netzinformationen/netzentwicklungsplaene/knep>

[TenneT 2019] TenneT-Pressemitteilung: Besondere netztechnische Betriebsmittel: TenneT erteilt Zuschlag an Uniper, download unter (Download am 25. März 2020): https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/German/Hoerschens/2019/20190109_PM-TenneT-besondere-netztechnische-Betriebsmittel.pdf

[TenneT 2018] Ausschreibung besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm), 28. Juni 2018, download unter (Download am 25. März 2020): <https://platform.negometrix.com/PublicBuyerProfile/PublishedTenderInformation.aspx?isPublicProfile=false&tenderId=90695&tab=&page=1&searchParam=&sortParam=Id&sortDirection=False>

[TransnetBW 2019] Transnet BW vergibt Auftrag für besondere netztechnische Betriebsmittel, 20. August 2019, download unter (Download am 25. März 2020): <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/transnetbw-vergibt-auftrag-fuer-besondere-netztechnische-betriebsmittel>

[Tweede Kamer der Staten-Generaal 2020] BRIEF VAN DE MINISTER VAN ECONOMISCHE ZAKEN EN KLIMAAT, 21. Februar 2020, download unter: (Download am 26. März 2020): <https://www.tweedekamer.nl/downloads/document?id=651f0d35-6a1a-49a5-9679-555989e2b4d6&title=Raming%20gaswinning%20Groningen%202020%2F2021%20en%20de%20jaren%20daarna.pdf>

[ÜNB 2019] EEG-Anlagenstammdaten, EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2018, download unter (Download am 25. März 2020): <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>