

# **Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 der Fernleitungsnetzbetreiber**

Ansprechpartner:  
Nils von Ohlen

[info@fnb-gas.de](mailto:info@fnb-gas.de)

Berlin, 01. April 2019

- 1. bayernets GmbH**  
Poccistraße 7  
80336 München
- 2. Ferngas Netzgesellschaft mbH**  
Reichswaldstraße 52  
90571 Schwaig
- 3. Fluxys Deutschland GmbH**  
Elisabethstraße 11  
40217 Düsseldorf
- 4. Fluxys TENP GmbH**  
Elisabethstraße 11  
40217 Düsseldorf
- 5. GASCADE Gastransport GmbH**  
Kölnische Straße 108-112  
34119 Kassel
- 6. Gastransport Nord GmbH**  
Cloppenburgstraße 363  
26133 Oldenburg (Oldb)
- 7. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**  
Pasteurallee 1  
30655 Hannover
- 8. GRTgaz Deutschland GmbH**  
Zimmerstraße 56  
10117 Berlin
- 9. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**  
Huttrupstr. 60  
45138 Essen
- 10. NEL Gastransport GmbH**  
Kölnische Straße 108-112  
34119 Kassel
- 11. Nowega GmbH**  
Anton-Bruchhausen-Str. 4  
48147 Münster
- 12. ONTRAS Gastransport GmbH**  
Maximilianallee 4  
04129 Leipzig
- 13. OPAL Gastransport GmbH & Co. KG**  
Emmerichstraße 11  
34119 Kassel
- 14. Open Grid Europe GmbH**  
Kallenbergstraße 5  
45141 Essen
- 15. terranets bw GmbH**  
Am Wallgraben 135  
70565 Stuttgart
- 16. Thyssengas GmbH**  
Emil-Moog-Platz 13  
44137 Dortmund

Name	bayernets GmbH	
Unternehmenssitz	München	
Kunden	45 nachgelagerte Netzbetreiber (davon 12 direkt nachgelagert), sowie nationale und internationale Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	127
Ferngasleitungsnetz	km	1.412
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	2
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	17
Grenzübergangspunkte	Anzahl	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	160
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	23.286
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	121*

\* inkl. GÜP und Speicher

Name	Ferngas Netzgesellschaft mbH	
Unternehmenssitz	Schwaig b. Nürnberg	
Kunden	Gasverteilernetzbetreiber, Stadtwerke sowie Industriekunden, Händler und Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	35 (gem. Ferngas-Gruppe)
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 214
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	19 <sup>1)</sup>
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	3.560 <sup>1) 2)</sup>
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	4,6 <sup>1) 2)</sup>

<sup>1)</sup> nur bezogen auf Fernleitungsnetzteil

<sup>2)</sup> Wert nur für IV. Quartal 2018

Name	Fluxys Deutschland GmbH	
Unternehmenssitz	Düsseldorf	
Kunden	Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	5
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 440
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1, und marktgebietsinterne Punkte
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	0
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0

Name	Fluxys TENP GmbH	
Unternehmenssitz	Düsseldorf	
Kunden	40	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	12
Ferngasleitungsnetz	km	1.010
Verdichterstationen	Anzahl	4
Verdichtereinheiten	Anzahl	17
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	150
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	22
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	19.575
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	68

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31. Dezember 2018  
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31. Dezember 2017



Name	GASCADE Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Kassel (Hessen)	
Kunden	ca. 80 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	ca. 460
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 2.400
Verdichterstationen	Anzahl	9
Verdichtereinheiten	Anzahl	29
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 486
Grenzübergangspunkte	Anzahl	8
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	82
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	85.813
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	138



Name	Gastransport Nord GmbH	
Unternehmenssitz	Oldenburg	
Kunden	ca. 50 nationale und internationale Transportkunden, Regionalgesellschaften und Industriekunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	42
Ferngasleitungsnetz	km	322
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	81
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	8.383
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	30



Name	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	
Unternehmenssitz	Hannover	
Kunden	140 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	234
Ferngasleitungsnetz	km	3.784
Verdichterstationen	Anzahl	10
Verdichtereinheiten	Anzahl	32
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	208
Grenzübergangspunkte	Anzahl	6
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	175
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	37.506
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	185



Name	GRTgaz Deutschland GmbH	
Unternehmenssitz	Berlin	
Kunden	25 Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	33
Ferngasleitungsnetz	km	1.161
Verdichterstationen	Anzahl	6
Verdichtereinheiten	Anzahl	23
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	303
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	15
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	65.097
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	225*

\* MEGAL-Wert

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31. Dezember 2018  
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31. Dezember 2017

### Lubmin-Brandov Gastransport

Name	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Essen	
Kunden	Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	3
Ferngasleitungsnetz	km	472
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	96
Grenzübergangspunkte	Anzahl	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	k.A.
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0



Name	NEL Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Kassel (Hessen)	
Kunden	Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	6
Ferngasleitungsnetz	km	441
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	2
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	39.293
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	1

Wir transportieren Gas.

### nowega

Name	Nowega GmbH	
Unternehmenssitz	Münster	
Kunden	Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	67
Ferngasleitungsnetz	km	1.545
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	2
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	1
Grenzübergangspunkte	Anzahl	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	102
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	6.686
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	27,0



Name	ONTRAS Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Leipzig	
Kunden	73 nationale und internationale Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	352
Ferngasleitungsnetz	km	6.936
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	5
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	38
Grenzübergangspunkte	Anzahl	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	445
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	37.643
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	163

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31. Dezember 2018  
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31. Dezember 2017



Name	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG	
Unternehmenssitz	Kassel (Hessen)	
Kunden	Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	7
Ferngasleitungsnetz	km	473
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	99
Grenzübergangspunkte	Anzahl	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	49.191
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0



Name	Open Grid Europe GmbH	
Unternehmenssitz	Essen	
Kunden	mehr als 450 nationale und internationale Ferngasgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	ca. 1.450
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 12.000
Verdichterstationen	Anzahl	26
Verdichtereinheiten	Anzahl	88
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 1.000
Grenzübergangspunkte	Anzahl	17
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	ca. 1.100
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	141.692
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	ca. 632



Name	terraneis bw GmbH	
Unternehmenssitz	Stuttgart	
Kunden	mehr als 150 nationale und internationale Kunden: Gasnetzbetreiber, Stadtwerke, Industriekunden und Händler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	223
Ferngasleitungsnetz	km	2.000
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	8
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 38
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	194
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	24.073
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	82



Name	Thyssengas GmbH	
Unternehmenssitz	Dortmund	
Kunden	48 Netzkopplungspartner, 155 Netzanlasskunden mit 189 NAP	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	330
Ferngasleitungsnetz	km	4.167
Verdichterstationen	Anzahl	6
Verdichtereinheiten	Anzahl	17
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	149
Grenzübergangspunkte	Anzahl	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1.092
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	20.539
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	67

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31. Dezember 2018  
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31. Dezember 2017

# Inhalt

<b>Executive Summary</b>	<b>11</b>
<b>1 Einführung</b>	<b>12</b>
1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung	12
1.2 Vorgehensweise und Zeitplan	12
<b>2 Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas</b>	<b>13</b>
<b>3 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas</b>	<b>16</b>
3.1 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas	17
3.2 In Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028	30
3.3 Veränderte Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028	31
3.3.1 Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von technischen Parametern	31
3.3.2 Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von Inbetriebnahmedaten	31
3.4 Entfallene Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028	33
3.5 Maßnahmen mit einer Verzögerung	33
3.5.1 Maßnahmen mit einer eingetretenen Verzögerung	33
3.5.2 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung	34
3.6 Zusammenfassung	35
<b>4 Entwicklung der L-Gas-Versorgung – L-H-Gas-Umstellung</b>	<b>36</b>
4.1 Beschreibung der Situation	36
4.2 Umgestellte Bereiche und Erfahrungen aus der bisherigen Umstellung	37
4.3 Gasimportsituation aus den Niederlanden	40
4.4 L-Gas-Leistungsbilanz 2030	41
4.4.1 Inländische Produktion	41
4.4.2 Importe aus den Niederlanden	43
4.4.3 L-Gas-Speicher	45
4.4.4 Konvertierung	46
4.4.5 Bedarf an Ausspeisekapazitäten	47
4.4.6 Kapazitive L-Gas-Bilanz Deutschland	48
4.4.7 Kapazitive L-Gas-Bilanz GASPOOL-Marktgebiet	49
4.4.8 Kapazitive L-Gas-Bilanz NCG-Marktgebiet	50
4.5 L-Gas-Mengenbilanz	51
4.5.1 Grundsätzliche Vorgehensweise	51
4.5.2 Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2017/2018 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz	51
4.5.3 L-Gas-Mengenbilanzen für Deutschland und die Marktgebiete	52

4.6	Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen	60
4.7	Umstellungsbereiche	62
4.7.1	Festlegung der Umstellungsbereiche	62
4.7.2	Übersicht der Umstellungsbereiche	63
4.7.3	Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028	68
4.7.4	Mögliche Veränderungen bei der L-H-Gas- Umstellungsplanung	70
4.8	Verbleibender L-Gas-Markt 2030	71
4.9	Risikobetrachtung in der L-H-Gas-Umstellung	73
4.10	Zusätzlicher Konvertierungsbedarf	75
4.11	Zusammenfassung	76
<b>Anlagen</b>		<b>77</b>
<b>Glossar</b>		<b>78</b>
<b>Literatur</b>		<b>80</b>
<b>Legal Disclaimer</b>		<b>81</b>

## Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas	29
Abbildung 2:	Umgestellte Bereiche 2015-2018	39
Abbildung 3:	Importpunkte aus den Niederlanden	43
Abbildung 4:	Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz	48
Abbildung 5:	Kapazitive L-Gas-Bilanz im GASPOOL-Marktgebiet	49
Abbildung 6:	Kapazitive L-Gas-Bilanz im NCG-Marktgebiet	50
Abbildung 7:	Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems	53
Abbildung 8:	Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz	55
Abbildung 9:	L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL	57
Abbildung 10:	L-Gas-Mengenbilanz NCG	59
Abbildung 11:	Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen	60
Abbildung 12:	Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030	61
Abbildung 13:	Umstellungsbereiche bis 2024	63
Abbildung 14:	Umstellungsbereiche 2025 bis 2030	64
Abbildung 15:	Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030	72

Tabelle 1:	Bestätigte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028	13
Tabelle 2:	Im Umsetzungsbericht 2019 nicht mehr betrachtete Maßnahmen, da diese bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 als in Betrieb genommen ausgewiesen wurden (Stichtag 01. Januar 2018)	17
Tabelle 3:	Umsetzungsstand der Netzentwicklungsplan-Maßnahmen zum 01. März 2019	18
Tabelle 4:	Gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 in Betrieb genommene Maßnahmen (Stichtag 01. März 2019)	30
Tabelle 5:	Umgestellte Bereiche 2015-2018	38
Tabelle 6:	Kapazitätsprognose gemäß BVEG	42
Tabelle 7:	Aufteilung der L-Gas-Importleistung auf die Grenzübergangspunkte	44
Tabelle 8:	Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am FNB-Netz	45
Tabelle 9:	Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher	46
Tabelle 10:	Kapazitive deutschlandweite L-Gas-Bilanz	48
Tabelle 11:	Kapazitive L-Gas-Bilanz im GASPOOL-Marktgebiet	49
Tabelle 12:	Kapazitive L-Gas-Bilanz im NCG-Marktgebiet	50
Tabelle 13:	Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz kaltes und durchschnittliches Jahr	55
Tabelle 14:	L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL kaltes und durchschnittliches Jahr	57
Tabelle 15:	L-Gas-Mengenbilanz NCG - kaltes und durchschnittliches Jahr	59
Tabelle 16:	Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche	65
Tabelle 17:	Geänderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 (Stichtag 01. November 2018)	68
Tabelle 18:	Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030	71

## Executive Summary

Die Fernleitungsnetzbetreiber legen hiermit den Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 (Umsetzungsbericht 2019) gemäß § 15b EnWG vor. Dieser Umsetzungsbericht bezieht sich auf den am 20. März 2019 veröffentlichten Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028.

Gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wurden 16 Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von rund 840 Mio. Euro in Betrieb genommen. Dabei handelt es sich um drei Leitungsprojekte mit einer Leitungslänge von 113 Kilometern, fünf Verdichtermaßnahmen mit einer Leistung von 146 MW und acht GDRM-Anlagen.

Im Umsetzungsbericht 2019 sind aufgrund zwischenzeitlich vorliegender Erkenntnisse der Planung zehn Maßnahmen mit einer Veränderung dargestellt. Eine Maßnahme konnte entfallen und bei sechs Maßnahmen werden Verzögerungen ausgewiesen. Diese Änderungen und Verzögerungen haben keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung. Die weiteren 109 Maßnahmen werden gemäß den Planungen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 unverändert fortgeführt.

Darüber hinaus berichten die Fernleitungsnetzbetreiber – analog zur Vorgehensweise bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne – über den Stand der erforderlichen Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas.

Im Rahmen der Umstellungsplanung werden L-Gas-Mengen- und -Leistungsbilanzen für Deutschland und die beiden Marktgebiete GASPOOL und NCG aufgestellt. Für diese Mengen- und Leistungsbilanzen werden Prognosen für die Aufkommensentwicklung und den Verbrauch erstellt. Die im vorliegenden Dokument angenommene Aufkommensentwicklung ist auch Bestandteil der niederländischen Netzentwicklungsplanung und geht somit auch in die Planungen für die zukünftige L-Gas-Produktion in den Niederlanden ein.

Die Anzahl der jährlich anzupassenden Geräte bleibt auf einem ähnlich hohen Niveau wie im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028. Bislang wurden rund 300.000 Geräte erfolgreich von L-Gas auf H-Gas angepasst. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen damit ihre Planungsgrundlage bisher als bestätigt an.

Darüber hinaus haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine Risikobetrachtung für die L-H-Gas-Umstellung durchgeführt. Nach Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber kann die Versorgungssicherheit für die heute mit L-Gas versorgten Bereiche durch die konsequente Umsetzung der eingeleiteten L-H-Gas-Umstellung und temporäre technische Konvertierung sowie Beibehaltung des Konvertierungsentgeltes von H-Gas zu L-Gas weiterhin gewährleistet werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen weiterhin darauf hin, dass die termingerechte Fertigstellung von Maßnahmen zur Bereitstellung von H-Gas unter anderem von der Dauer der behördlichen Genehmigungsverfahren abhängig ist. Für die fristgerechte Durchführung des Umstellungsprozesses bei Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist es erforderlich, dass bei allen am Prozess Beteiligten die entsprechenden Ressourcen bereitgestellt werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Datenbank für den Umsetzungsbericht 2019 um den NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2018 – USB zum NEP“ erweitert. Die Datenbank steht der Öffentlichkeit unter [www.nep-gas-datenbank.de](http://www.nep-gas-datenbank.de) zur Verfügung.

# 1 Einführung

## 1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung

Mit der Erstellung des Umsetzungsberichts 2019 (USB 2019) und der Vorlage bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) zum 01. April 2019 kommen die Fernleitungsnetzbetreiber ihren Verpflichtungen gemäß den Vorgaben des § 15b EnWG nach.

Der Umsetzungsbericht 2019 soll im Wesentlichen eine Fortschreibung der Umsetzungsberichterstattung aus dem zuletzt veröffentlichten Netzentwicklungsplan enthalten. Gegenstand des Berichts sind alle laufenden Netzausbaumaßnahmen.

Die BNetzA prüft und veröffentlicht den Umsetzungsbericht und gibt allen tatsächlichen und potenziellen Netznutzern Gelegenheit zur Äußerung. Das Ergebnis der Äußerungen kann in Vorgaben zum nächsten Netzentwicklungsplan oder in andere Regulierungsverfahren einfließen.

## 1.2 Vorgehensweise und Zeitplan

Der vorliegende Umsetzungsbericht 2019 wurde von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern gemeinsam erarbeitet. Grundlage für diesen Umsetzungsbericht 2019 ist der aktuell verbindliche Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028.

Das Dokument ist wie folgt strukturiert:

- Kapitel 2 gibt einen Überblick über die Maßnahmen des verbindlichen Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028.
- In Kapitel 3 berichten die Fernleitungsnetzbetreiber über den Stand der Umsetzung der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028.
- Kapitel 4 behandelt mit der Entwicklung der L-Gas-Versorgung die Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas. Es enthält außerdem L-Gas-Bilanzen bis 2030 und eine Darstellung der Umstellungsbereiche.

## 2 Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas

Im Umsetzungsbericht 2019 werden die bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 betrachtet (vgl. Tabelle 1).

*Tabelle 1: Bestätigte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028*

Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP Gas 2018-2028	Netzausbaumaßnahmen gemäß Änderungsverlangen der BNetzA NEP Gas 2018-2028	Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP Gas 2018-2028	Netzausbaumaßnahmen gemäß Änderungsverlangen der BNetzA NEP Gas 2018-2028
1	024-04a	Leitung Schwandorf-Forchheim	31	205-02a	ZEELINK 2
2	024-04b	GDRM-Anlage Schwandorf und Verbindungsleitung	32	205-02b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung
3	024-04c	GDRM-Anlage Arresting und Verbindungsleitung	33	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn
4	026-06	VDS Rothenstadt	34	207-03	Reversierung GDRM-Anlage Obermichelbach
5	028-04a	Leitung Forchheim-Finsing	35	208-01	GDRM-Anlage Rimpar
6	028-04b	GDRM-Anlage Finsing 3 und Verbindungsleitung	36	209-02a	GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL)
7	030-02a	MONACO 1	37	209-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)
8	030-02b	GDRM-Anlage Finsing 2	38	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttm bis Wolfsburg)
9	036-04	VDS Wertingen	39	222-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/ Achim/ Delmenhorst)
10	038-01	VDS Werne	40	223-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz)
11	040-05	VDS Werne	41	224-03	GDRM-Anlage Nordlohne und Verbindungsleitung
12	045-04	Leitung Epe-Legden	42	225-04	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung
13	049-07	VDS Herbstein	43	226-03	GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung
14	067-02a	Leitung Voigtslach-Paffrath	44	227-05	GDRM-Anlage Marburg und Verbindungsleitung
15	067-02b	GDRM-Anlage Paffrath und Verbindungsleitung	45	228-03	GDRM-Anlage Hilter und Verbindungsleitung
16	069-01a	Nordschwarzwaldleitung	46	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas
17	069-01c	GDRM-Anlage Ettlingen-Hägenich	47	301-01	Überspeisung Embsen
18	069-01d	GDRM-Anlage Leonberg-West	48	302-01	Leitung Datteln-Herne
19	072-03a	VDS Ochtrup	49	304-01	Reversierung West-Ost MEGAL VDS Waidhaus
20	072-03b	GDRM Anlage Hermann-Löns Weg III	50	305-02	Reversierung TENP
21	072-03c	GDRM Anlage Ochtrup, Wester II	51	306-02	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung
22	072-03d	Leitung Ochtrup, Anbindungsleitungen	52	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn
23	112-02	Anbindung Heilbronn	53	308-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)
24	116-02	GDRM-Anlage Raum Heilbronn	54	309-01	VDS MEGAL Rimpar
25	119-02	GDRM-Anlage Achim	55	310-01	GDRM-Anlage Reichertsheim und Verbindungsleitung
26	203-02	VDS Würselen	56	311-02	Leitung Schlüchtern-Rimpar
27	204-02a	ZEELINK 1	57	312-02	VDS MEGAL Rimpar
28	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn und Verbindungsleitung	58	314-01	GDRM-Anlage Leeheim und Verbindungsleitung
29	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert und Verbindungsleitung	59	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas
30	204-02d	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg und Verbindungsleitung			

Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP Gas 2018-2028	Netzausbaumaßnahmen gemäß Änderungsverlangen der BNetzA NEP Gas 2018-2028	Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP Gas 2018-2028	Netzausbaumaßnahmen gemäß Änderungsverlangen der BNetzA NEP Gas 2018-2028
60	322-02	Leitung Weidenhausen-Gießen	94	421-01	VDS Scheidt
61	323-02	Umstellung Netzgebiet Aggertal	95	422-01	VDS Elten
62	324-01	Armaturenstation Niederpleis und Verbindungsleitung	96	430-01	GDRM-Anlage Posthausen
63	325-01	Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung	97	431-01	GDRM-Anlage Emstek
64	326-02	Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung	98	432-02b	GDRM-Anlage Bunde-Landschaftspolder und H-L-Gas-
65	327-02	GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung	99	435-02	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung
66	328-03	GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung	100	436-02	Leitung Heiden-Dorsten
67	329-03	GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung	101	437-01	GDRM-Anlage Marbeck und Verbindungsleitung (GDRM-Anlage Dorsten und Verbindungsleitung)
68	330-02	GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung	102	438-01	Umbindung Speicheranbindungsleitungen Epe
69	331-01	GDRM-Anlage Scheidt	103	439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung
70	333-01	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung	104	440-01	Leitung Erftstadt-Euskirchen
71	334-02	Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung	105	441-01	GDRM-Anlage Vinnhorst und Verbindungsleitung
72	335-02a	GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung	106	442-02	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung
73	335-02b	Leitungen Wipperfürth-Niederschelden	107	443-01	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung
74	335-02c	Armaturenstationen Wipperfürth-Niederschelden	108	444-01	GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung (Stationsumbau VDS Werne)
75	336-01	Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung	109	445-01a	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtlsch und Verbindungsleitung
76	337-01	GDRM-Anlage Porz	110	445-01b	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtlsch und Verbindungsleitung
77	338-01	GDRM-Anlage Paffrath	111	446-01	Umstellung Wipperfürth-Niederschelden
78	401-01	GDRM-Anlage Wertingen	112	448-01	GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung
79	402-01a	Leitung Wertingen-Kötz	113	449-01	Verlängerung Anbindung Heilbronn
80	402-01b	GDRM-Anlage Wertingen 2	114	450-01	Erweiterung GDRM-Anlage Steinhäule
81	402-01c	GDRM-Anlage Kötz	115	451-02	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein
82	406-01	GDRM-Anlage Amerdingen	116	501-01a	Leitung Walle - Wolfsburg
83	407-01	GDRM-Anlage Schnaitsee	117	501-01d	Erweiterung GDRM-Anlage Kolshorn
84	410-01a	GDRM-Anlage Rehden	118	501-01e	Erweiterung GDRM-Anlage Unterlüß
85	410-01b	GDRM-Anlage Drohne	119	503-01a	Erweiterung Armaturenstation Hetlingen
86	412-03	Erdgasempfangsstation Lubmin II	120	503-01b	Erweiterung VDS Embsen
87	414-01	VDS Krummhörn	121	504-01a	Leistungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen
88	415-01	VDS Krummhörn	122	504-01b	Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen
89	416-02	VDS Legden	123	504-01c	GDRM-Anlage Emden
90	417-02	VDS Nordschwarzwaldleitung	124	505-01	Erweiterung Konvertierung Rehden
91	418-02	Erweiterung VDS Scharenstetten	125	506-02a	Leitung Massenheim-Hattersheim
92	419-01	GDRM-Anlage Hamborn Erweiterung			
93	420-01	VDS Emsbüren			

Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP Gas 2018-2028	Netzausbaumaßnahmen gemäß Änderungsverlangen der BNetzA NEP Gas 2018-2028	Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP Gas 2018-2028	Netzausbaumaßnahmen gemäß Änderungsverlangen der BNetzA NEP Gas 2018-2028
126	506-02b	GDRM-Anlage Massenheim II und Verbindungsleitung	141	520-01	Armaturenstation Visbek Astrup
127	507-01a	Ferngasleitung EUGAL	142	521-01	Armaturenstation Twistringhen Ehrenburg
128	507-01b	Anbindungsleitung NEL	143	523-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Bergedorf
129	507-01c	GDRM-Anlage Lubmin-NEL	144	524-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Steinfeld-Düpe
130	507-01d	VDS Radeland II	145	525-01	Leitung Willich-Meerbusch
131	507-01e	GDRM-Anlage Radeland II	146	526-01	Leitung Hamm-Bergkamen
132	507-01f	GDRM-Anlage Deutschneudorf-EUGAL	147	527-01	Leitung Stockum-Bockum Hövel
133	507-01g	GDRM-Anlage Kienbaum II inkl. Anschlussleitung an die EUGAL	148	528-01	Leitung Merschhoven-Daberg
134	507-01h	GDRM-Anlage Börnicke (DÜG)	149	529-01	Armaturenstationen Elten - St. Hubert
135	507-01j	GDRM-Anlage Groß Körös	150	530-01	Umstellung Köln - Dormagen
136	507-01k	GDRM-Anlage Sülstorf	151	531-01a	GDRM-Anlage Appeldorn
137	507-01l	Reversierung VDS Holtum	152	531-01b	Armaturenstation Xanten
138	507-01m	VDS Sayda	153	552-01	Leitung Mittelbrunn-Schwanheim
139	507-02i	GDRM-Anlage Steinitz	154	554-01	Leitung Hülgelheim-Tannenkirch
140	508-01	Erweiterung GDRM-Anlage Leonberg-West	155	555-01	Querverbindungen TENP I zu TENP II

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### **3 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas**

Entsprechend § 15b EnWG muss der Umsetzungsbericht Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt veröffentlichten Netzentwicklungsplans und, im Falle von Verzögerungen der Umsetzung, die dafür maßgeblichen Gründe enthalten.

In Kapitel 3.1 weisen die Fernleitungsnetzbetreiber den Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 vollständig in tabellarischer Form und darüber hinaus die wesentlichen Leitungs- und Verdichterbaumaßnahmen graphisch in einer Karte aus.

In Kapitel 3.2 werden die Maßnahmen aufgelistet, die im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 noch in der Planungs- oder Bauphase waren, jedoch zwischenzeitlich in Betrieb genommen werden konnten.

Kapitel 3.3 behandelt Maßnahmen mit einer Veränderung gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028. In dem jeweiligen Unterkapitel wird zwischen den Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von technischen Parametern und den Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von Inbetriebnahmedaten unterschieden und entsprechend berichtet.

Kapitel 3.4 berichtet über Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028, die entfallen können.

In Kapitel 3.5 werden Maßnahmen mit einer Verzögerung dargestellt und über die für die Verzögerung maßgeblichen Gründe informiert. In dem jeweiligen Unterkapitel wird zwischen den Maßnahmen mit einer eingetretenen Verzögerung und den Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung differenziert.

Der Stichtag der Betrachtung in diesem Umsetzungsbericht 2019 ist der 01. März 2019.

Maßnahmen, die im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 als in Betrieb genommen ausgewiesen wurden, werden im Umsetzungsbericht 2019 sowie in der NEP-Gas-Datenbank nicht mehr aufgeführt. Dies gilt für die Maßnahmen in der Tabelle 2.

**Tabelle 2:** *Im Umsetzungsbericht 2019 nicht mehr betrachtete Maßnahmen, da diese bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 als in Betrieb genommen ausgewiesen wurden (Stichtag 01. Januar 2018)*

Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP Gas 2018-2028	Netzausbaumaßnahmen	Fernleitungsnetzbetreiber
1	024-04a	Leitung Schwandorf-Forchheim	OGE
2	024-04b	GDRM-Anlage Schwandorf und Verbindungsleitung	OGE
3	024-04c	GDRM-Anlage Arresting und Verbindungsleitung	OGE
4	030-02b	GDRM-Anlage Finsing 2	bayernets
5	038-01	VDS Werne	OGE
6	069-01a	Nordschwarzwaldleitung	terranets bw
7	069-01c	GDRM-Anlage Ettlingen-Hägenich	terranets bw
8	069-01d	GDRM-Anlage Leonberg-West	terranets bw
9	072-03a	VDS Ochtrup	Thyssengas
10	072-03b	GDRM Anlage Hermann-Löns Weg III	Thyssengas
11	072-03c	GDRM Anlage Ochtrup, Wester II	Thyssengas
12	072-03d	Leitung Ochtrup, Anbindungsleitungen	Thyssengas
13	335-02c	Armaturenstationen Wipperfürth-Niederschelden	OGE

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 3.1 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas

Der Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 ist in der Tabelle 3 dargestellt.

**Tabelle 3: Umsetzungsstand der Netzentwicklungsplan-Maßnahmen zum 01. März 2019**

Nr.	ID- Nummer im NEP Gas 2018	ID- Nummer im USB 2019	Maßnahme	Heute																											ge- plante km	reali- sierte km	In- betrieb- nahme NEP Gas 2018	In- betrieb- nahme USB 2019
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030												
1	026-06	026-06	VDS Rothenstadt																												0,0	0,0	12/2018	12/2018
2	028-04a	028-04a	Leitung Forchheim-Finsing																												79,0	78,0	12/2018	12/2018
3	028-04b	028-04b	GDRM-Anlage Finsing 3 und Verbindungsleitung																												0,1	0,1	12/2018	12/2018
4	030-02a	030-02a	MONACO 1																												86,7	86,7	10/2018	10/2018
5	036-04	036-04	VDS Wertingen																												0,0	0,0	12/2019	12/2019
6	040-05	040-05	VDS Werne																												0,0	0,0	12/2018	12/2018
7	045-04	045-04	Leitung Epe-Legden																												15,0	15,0	12/2018	12/2018
8	049-07	049-07	VDS Herbstein																												0,0	0,0	12/2018	12/2018
9	067-02a	067-02a	Leitung Voigtslach-Paffrath																												23,2	0,0	12/2022	12/2022
10	067-02b	067-02b	GDRM-Anlage Paffrath und Verbindungsleitung																												0,1	0,0	12/2022	12/2022
11	112-02	112-02	Anbindung Heilbronn																												40,0	0,0	12/2021	12/2021
12	116-02	116-02	GDRM-Anlage Raum Heilbronn																												0,1	0,0	12/2021	12/2021
13	119-02	119-02	GDRM-Anlage Achim																												0,0	0,0	10/2021	10/2021

1

Projekt-  
idee

2

Grundlagen-  
ermittlung/ Mach-  
barkeitsprüfung

3

Entwurfsplanung/  
Raumordnungs-  
verfahren

4

Detailplanung/  
Genehmigungsplanung/  
Plangenehmigungsver-  
fahren/ Planfestellungs-  
verfahren/ Genehmigungs-  
verfahren BImSchG/  
Wegerechtserwerb

5

Materiel- und  
Leistungsbeschaffung/  
Bauvorbereitung und  
Baubeginn/  
Montage/ Bau

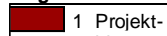
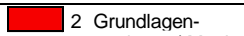
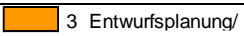
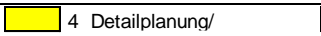
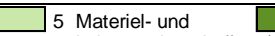
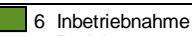
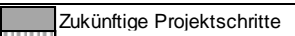
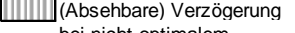
6

Inbetriebnahme  
Projekt-  
abschluss/  
Fertigstellung

Zukünftige Projektschritte  
(Absehbare) Verzögerung  
bei nicht optimalem  
Verfahrensverlauf









Geplante Änderung

**Legende**

 1 Projekt- idee	 2 Grundlagen- ermittlung/ Mach- barkeitsprüfung	 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs- verfahren	 4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver- fahren/ Planfestellungs- verfahren/ Genehmigungs- verfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb	 5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Bau	 6 Inbetriebnahme Projekt- abschluss/ Fertigstellung	 Zukünftige Projektschritte (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf	 Geplante Änderung
--	---	--	---	---	--	---	---

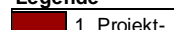
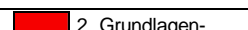
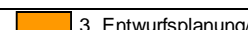
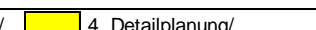
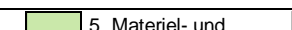
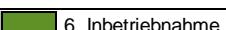
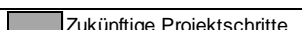
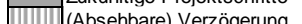
Nr.	ID- Nummer im NEP Gas 2018	ID- Nummer im USB 2019	Maßnahme																		Heute										ge- plante km	reali- sierte km	In- betrieb- nahme NEP Gas 2018	In- betrieb- nahme USB 2019
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030												
14	203-02	203-02	VDS Würselen																				0,0	0,0	03/2021	03/2021								
15	204-02a	204-02a	ZEELINK 1																				112,0	0,0	03/2021	03/2021								
16	204-02b	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn und Verbindungsleitung																				0,1	0,0	03/2021	03/2021								
17	204-02c	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert und Verbindungsleitung																				0,1	0,0	03/2021	03/2021								
18	204-02d	204-02d	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg und Verbindungsleitung																				0,1	0,0	03/2021	03/2021								
19	205-02a	205-02a	ZEELINK 2																				115,0	0,0	03/2021	03/2021								
20	205-02b	205-02b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung																				0,1	0,0	03/2021	03/2021								
21	206-02	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn																				0,1	0,0	12/2019	12/2019								
22	207-03	207-03	Reversierung GDRM-Anlage Obermichelbach																				0,1	0,0	12/2019	12/2019								
23	208-01	208-02	GDRM-Anlage Rimpar																				0,1	0,0	12/2019	12/2020								
24	209-02a	209-02a	GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL)																				0,1	0,1	12/2019	12/2019								
25	209-02b	209-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)																				0,1	0,0	12/2019	12/2019								
26	221-01	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg)																				0,0	0,0	10/2021	10/2021								
27	222-02	222-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/ Achim/ Delmenhorst)																				0,0	0,0	12/2020	12/2020								

**Legende**

	1 Projekt-idee		2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver-fahren/ Planfestellungs-verfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau		6 Inbetriebnahme Projekt-abschluss/ Fertigstellung		Zukünftige Projektschritte (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf		Geplante Änderung
---	----------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	--	---	--	---	-------------------

Nr.	ID-Nummer im NEP Gas 2018	ID-Nummer im USB 2019	Maßnahme	Heute																	ge- plante km	reali- sierte km	In- betrieb- nahme NEP Gas 2018	In- betrieb- nahme USB 2019		
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028					2029	2030
28	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
29	224-03	224-03	GDRM-Anlage Nordlohe und Verbindungsleitung																				0,3	0,3	12/2018	03/2019
30	225-04	225-04	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung																				0,3	0,3	12/2018	12/2018
31	226-03	226-03	GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung																				1,0	1,0	12/2018	12/2018
32	227-05	227-05	GDRM-Anlage Marburg und Verbindungsleitung																				0,1	0,1	12/2018	12/2018
33	228-03	228-03	GDRM-Anlage Hilter und Verbindungsleitung																				0,3	0,3	12/2018	12/2018
34	300-02	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas																				0,0	0,0	10/2020	01/2020
35	301-01	301-01	Überspeisung Embsen																				0,0	0,0	12/2020	12/2020
36	302-01	302-01	Leitung Datteln-Herne																				23,0	0,0	12/2021	12/2021
37	304-01	304-01	Reversierung West-Ost MEGAL VDS Waidhaus																				0,0	0,0	12/2018	12/2018
38	305-02	305-02	Reversierung TENP																				0,0	0,0	12/2020	12/2020
39	306-02	306-02	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung																				0,1	0,1	12/2018	12/2018
40	307-01	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn																				0,1	0,0	12/2020	12/2020
41	308-02b	308-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)																				0,1	0,0	12/2020	12/2020

**Legende**

	1 Projekt-idee		2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver-fahren/ Planfestellungs-verfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau		6 Inbetriebnahme Projekt-abschluss/ Fertigstellung		Zukünftige Projektschritte (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf		Geplante Änderung
---	----------------	---	---	---	---	--	---	---	---	---	--	---	--	---	-------------------

Nr.	ID- Nummer im NEP Gas 2018	ID- Nummer im USB 2019	Maßnahme																		Heute											ge- plante km	reali- sierte km	In- betrieb- nahme NEP Gas 2018	In- betrieb- nahme USB 2019
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030													
42	309-01	309-01	VDS MEGAL Rimpar																					0,1	0,0	12/2020	12/2020								
43	310-01	310-01	GDRM-Anlage Reichertsheim und Verbindungsleitung																					0,1	0,0	12/2020	12/2020								
44	311-02	311-02	Leitung Schlüchtern-Rimpar																					0,3	0,0	12/2020	12/2020								
45	312-02	312-02	VDS MEGAL Rimpar																					0,0	0,0	12/2023	12/2023								
46	314-01	314-01	GDRM-Anlage Leeheim und Verbindungsleitung																					0,1	0,0	12/2025	12/2025								
47	320-01	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas																					1,0	0,0	12/2020	12/2020								
48	322-02	322-02	Leitung Weidenhausen-Gießen																					9,0	9,0	12/2018	12/2018								
49	323-02	323-02	Umstellung Netzgebiet Aggertal																					0,2	0,0	12/2019	12/2019								
50	324-01	324-01	Armaturenstation Niederpleis und Verbindungsleitung																					0,1	0,0	12/2019	12/2019								
51	325-01	325-01	Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung																					0,1	0,0	12/2020	12/2020								
52	326-02	326-02	Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung																					0,1	0,0	12/2020	12/2020								
53	327-02	327-02	GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung																					0,1	0,0	12/2020	12/2020								
54	328-03	328-03	GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung																					0,1	0,0	12/2020	12/2020								
55	329-03	329-03	GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung																					0,2	0,0	12/2020	12/2020								

1 Projekt-  
idee

2 Grundlagen-  
ermittlung/ Mach-  
barkeitsprüfung

3 Entwurfsplanung/  
Raumordnungs-  
verfahren

4 Detailplanung/  
Genehmigungsplanung/  
Plangenehmigungsver-  
fahren/ Planfestellungs-  
verfahren BImSchG/  
Wegerechtserwerb


5 Materiel- und  
Leistungsbeschaffung/  
Bauvorbereitung und  
Baubeginn/  
Montage/ Bau

6 Inbetriebnahme  
Projekt-  
abschluss/  
Fertigstellung

Zukünftige Projektschritte  
(Absehbare) Verzögerung  
bei nicht optimalem  
Verfahrensverlauf









Geplante Änderung

**Legende**

	1 Projekt-idee		2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsverfahren/ Planfestellungsverfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau		6 Inbetriebnahme Projekt-abschluss/ Fertigstellung		Zukünftige Projektschritte (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf		Geplante Änderung
---	----------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	--	---	--	---	-------------------

Nr.	ID- Nummer im NEP Gas 2018	ID- Nummer im USB 2019	Maßnahme																		Heute											ge- plante km	reali- sierte km	In- betrieb- nahme NEP Gas 2018	In- betrieb- nahme USB 2019
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030													
56	330-02	330-02	GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung																					0,2	0,0	12/2020	12/2020								
57	331-01	331-01	GDRM-Anlage Scheidt																					0,2	0,0	12/2020	12/2020								
58	333-01	333-01	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung																					0,1	0,0	12/2021	12/2021								
59	334-02	334-02	Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung																					0,1	0,0	12/2020	12/2020								
60	335-02a	335-02a	GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung																					0,2	0,0	12/2021	12/2021								
61	335-02b	335-02b	Leitungen Wipperfürth-Niederschelden																					7,0	0,0	12/2021	12/2021								
62	336-01	336-02	Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung																					0,1	0,0	12/2020	12/2020								
63	337-01	337-01	GDRM-Anlage Porz																					0,0	0,0	12/2023	12/2023								
64	338-01	338-01	GDRM-Anlage Paffrath																					0,2	0,0	12/2022	12/2022								
65	401-01	401-01	GDRM-Anlage Wertingen																					0,2	0,2	12/2018	12/2018								
66	402-01a	402-01a	Leitung Wertingen-Kötz																					44,0	0,0	12/2022	12/2022								
67	402-01b	402-01b	GDRM-Anlage Wertingen 2																					0,3	0,0	12/2022	12/2022								
68	402-01c	402-01c	GDRM-Anlage Kötz																					0,4	0,0	12/2022	12/2022								
69	406-01	406-01	GDRM-Anlage Amerdingen																					0,2	0,0	12/2019	12/2019								

**Legende**

	1 Projekt-idee		2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsverfahren/ Planfestellungsverfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau		6 Inbetriebnahme Projekt-abschluss/ Fertigstellung		Zukünftige Projektschritte (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf		Geplante Änderung
---	----------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	--	---	--	---	-------------------

Nr.	ID- Nummer im NEP Gas 2018	ID- Nummer im USB 2019	Maßnahme	Heute																	ge- plante km	reali- sierte km	In- betrieb- nahme NEP Gas 2018	In- betrieb- nahme USB 2019		
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028					2029	2030
70	407-01	407-01	GDRM-Anlage Schnaitsee																				0,1	0,0	12/2019	12/2019
71	410-01a	410-01a	GDRM-Anlange Rehden																				0,0	0,0	12/2020	12/2020
72	410-01b	410-01b	GDRM-Anlange Drohne																				0,0	0,0	12/2020	12/2020
73	412-03	412-03	Erdgasempfangsstation Lubmin II																				0,0	0,0	01/2020	01/2020
74	414-01	414-01	VDS Krummhörn																				0,0	0,0	12/2019	12/2019
75	415-01	415-01	VDS Krummhörn																				0,0	0,0	12/2022	12/2022
76	416-02	416-02	VDS Legden																				0,0	0,0	12/2023	12/2023
77	417-02	417-02	VDS Nordschwarzwaldleitung																				0,0	0,0	09/2022	09/2022
78	418-02	418-02	Erweiterung VDS Scharenstetten																				0,0	0,0	12/2022	12/2022
79	419-01	419-01	GDRM-Anlage Hameln Erweiterung																				0,0	0,0	10/2018	10/2018
80	420-01	420-01	VDS Emsbüren																				0,0	0,0	12/2020	12/2020
81	421-01	---	VDS Scheidt	Projekt entfällt. Die dazugehörige Begründung findet sich in Kapitel 3.4.																	---	---	12/2021	---		
82	422-01	422-01	VDS Elten																				0,0	0,0	09/2022	09/2022
83	430-01	430-01	GDRM-Anlage Posthausen																				0,1	0,1	10/2018	10/2018

**Legende**

1

Projekt-  
idee

2

Grundlagen-  
ermittlung/ Mach-  
barkeitsprüfung

3

Entwurfsplanung/  
Raumordnungs-  
verfahren

4

Detailplanung/  
Genehmigungsplanung/  
Plangenehmigungsver-  
fahren/ Planfestellungs-  
verfahren/ Genehmigungs-  
verfahren BlmSchG/  
Wegerechtserwerb

5

Materiel- und  
Leistungsbeschaffung/  
Bauvorbereitung und  
Baubeginn/  
Montage/ Bau

6









Inbetriebnahme  
Projekt-  
abschluss/  
Fertigstellung

Zukünftige Projektschritte  
(Absehbare) Verzögerung  
bei nicht optimalem  
Verfahrensverlauf

Geplante Änderung









Nr.	ID-Nummer im NEP Gas 2018	ID-Nummer im USB 2019	Maßnahme	Heute																	geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme NEP Gas 2018	Inbetriebnahme USB 2019
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
84	431-01	431-01	GDRM-Anlage Emstek																					
85	432-02b	432-02b	GDRM-Anlage Bunde-Landschaftspolder und H-L-Gas-Mischanlage																					
86	435-02	435-02	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung																					
87	436-02	436-02	Leitung Heiden-Dorsten																					
88	437-01	437-01	GDRM-Anlage Heiden-Borken und Verbindungsleitung (GDRM-Anlage Marbeck und Verbindungsleitung)																					
89	438-01	438-01	Umbindung Speicheranbindungsleitungen Epe																					
90	439-01	439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung																					
91	440-01	440-02	Leitung Ertstadt-Euskirchen																					
92	441-01	441-01	GDRM-Anlage Vinnhorst und Verbindungsleitung																					
93	442-02	442-02	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung																					
94	443-01	443-01	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung																					
95	444-01	444-01	GDRM-Anlage Weme und Verbindungsleitung																					
96	445-01a	445-01a	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtslach und Verbindungsleitung (NETG)																					
97	445-01b	445-01b	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtslach und Verbindungsleitung (OGE)																					

**Legende**

	1 Projekt-idee		2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver-fahren/ Planfestellungs-verfahren/ Genehmigungs-verfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau		6 Inbetriebnahme Projekt-abschluss/ Fertigstellung		Zukünftige Projektschritte (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf		Geplante Änderung
---	----------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	--	---	--	---	-------------------









Nr.	ID-Nummer im NEP Gas 2018	ID-Nummer im USB 2019	Maßnahme	Heute																	geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme NEP Gas 2018	Inbetriebnahme USB 2019
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
98	446-01	446-01	Umstellung Wipperföth-Niederschelden																					
99	448-01	448-01	GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung																					
100	449-01	449-01	Verlängerung Anbindung Heilbronn																					
101	450-01	450-01	Erweiterung GDRM-Anlage Steinhäule																					
102	451-02	451-02	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein																					
103	501-01a	501-01a	Leitung Walle - Wolfsburg																					
104	501-01d	501-01d	Erweiterung GDRM-Anlage Kolshorn																					
105	501-01e	501-01e	Erweiterung GDRM-Anlage Unterlöß																					
106	503-01a	503-01a	Erweiterung Armaturenstation Hetlingen																					
107	503-01b	503-01b	Erweiterung VDS Embsen																					
108	504-01a	504-01a	Leistungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen																					
109	504-01b	504-01b	Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen																					
110	504-01c	504-01c	GDRM-Anlage Emden																					
111	505-01	505-01	Erweiterung Konvertierung Rehden																					

**Legende**

	1 Projekt-idee		2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver-fahren/ Planfestellungs-verfahren BlmSchG/ Wegerechtserwerb		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau		6 Inbetriebnahme Projekt-abschluss/ Fertigstellung		Zukünftige Projektschritte (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf		Geplante Änderung
---	----------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	--	---	--	---	-------------------









Nr.	ID- Nummer im NEP Gas 2018	ID- Nummer im USB 2019	Maßnahme	Heute																	ge- plante km	reali- sierte km	In- betrieb- nahme NEP Gas 2018	In- betrieb- nahme USB 2019		
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028					2029	2030
112	506-02a	506-02a	Leitung Massenheim-Sulzbach																				15,0	0,0	12/2023	12/2023
113	506-02b	506-02b	GDRM-Anlage Massenheim II und Verbindungsleitung																				0,1	0,0	12/2023	12/2023
114	507-01a	507-01a	Ferngasleitung EUGAL																				480,0	110,0	12/2019	12/2019
115	507-01b	507-01b	Anbindungsleitung NEL																				0,2	0,2	12/2019	12/2019
116	507-01c	507-01c	GDRM-Anlage Lubmin-NEL																				0,1	0,0	12/2019	12/2019
117	507-01d	507-01d	VDS Radeland II																				0,0	0,0	12/2020	12/2020
118	507-01e	507-01e	GDRM-Anlage Radeland II																				0,1	0,0	12/2019	12/2019
119	507-01f	507-01f	GDRM-Anlage Deutschnedorf-EUGAL																				0,1	0,0	12/2019	12/2019
120	507-01g	507-01g	GDRM-Anlage Kienbaum II inkl. Anschlussleitung an die EUGAL																				0,1	0,0	12/2019	12/2019
121	507-01h	507-01h	GDRM-Anlage Börnicke (DÜG)																				0,1	0,0	12/2019	12/2019
122	507-02i	507-02i	GDRM-Anlage Steinitz																				0,1	0,0	12/2019	12/2019
123	507-01j	507-01j	GDRM-Anlage Groß Köris																				0,1	0,0	12/2019	12/2019
124	507-01k	507-01k	GDRM-Anlage Sülstorf																				0,0	0,0	12/2019	12/2019
125	507-01l	507-01l	Reversierung VDS Holtum																				0,0	0,0	10/2020	10/2020

**Legende**

	1 Projekt-idee		2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver-fahren/ Planfestellungs-verfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau		6 Inbetriebnahme Projekt-abschluss/ Fertigstellung		Zukünftige Projektschritte (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf		Geplante Änderung
---	----------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	--	---	--	---	-------------------









Nr.	ID- Nummer im NEP Gas 2018	ID- Nummer im USB 2019	Maßnahme	Heute																	ge- plante km	reali- sierte km	In- betrieb- nahme NEP Gas 2018	In- betrieb- nahme USB 2019		
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028					2029	2030
126	507-01m	507-01m	VDS Sayda																				0,0	0,0	12/2023	12/2023
127	508-01	508-01	Erweiterung GDRM-Anlage Leonberg-West																				0,1	0,0	08/2022	12/2022
128	520-01	520-01	Armaturenstation Visbek Astrup																				0,1	0,0	10/2019	10/2019
129	521-01	521-01	Armaturenstation Twistringen Ehrenburg																				0,1	0,0	12/2020	12/2020
130	523-01	523-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Bergedorf																				0,1	0,0	06/2020	06/2020
131	524-01	524-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Steinfeld-Düpe																				0,1	0,0	12/2021	12/2021
132	525-01	525-01	Leitung Willich-Meerbusch																				4,6	0,0	12/2024	12/2024
133	526-01	526-01	Leitung Hamm-Bergkamen																				5,5	0,0	12/2020	12/2020
134	527-01	527-01	Leitung Stockum-Bockum Hövel																				4,0	0,0	12/2022	12/2022
135	528-01	528-01	Leitung Merschhoven-Daberg																				2,0	0,0	12/2020	12/2020
136	529-01	529-01	Armaturenstationen Elten - St. Hubert																				0,1	0,0	12/2025	12/2025
137	530-01	530-01	Umstellung Köln - Dormagen																				0,3	0,0	12/2024	12/2024
138	531-01a	531-01a	GDRM-Anlage Appeldorn																				0,1	0,0	12/2025	12/2025
139	531-01b	531-01b	Armaturenstation Xanten																				0,1	0,0	12/2025	12/2025

**Legende**

	1 Projekt-idee		2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver-fahren/ Planfestellungs-verfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau		6 Inbetriebnahme Projekt-abschluss/ Fertigstellung		Zukünftige Projektschritte (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf		Geplante Änderung
---	----------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	--	---	--	---	-------------------

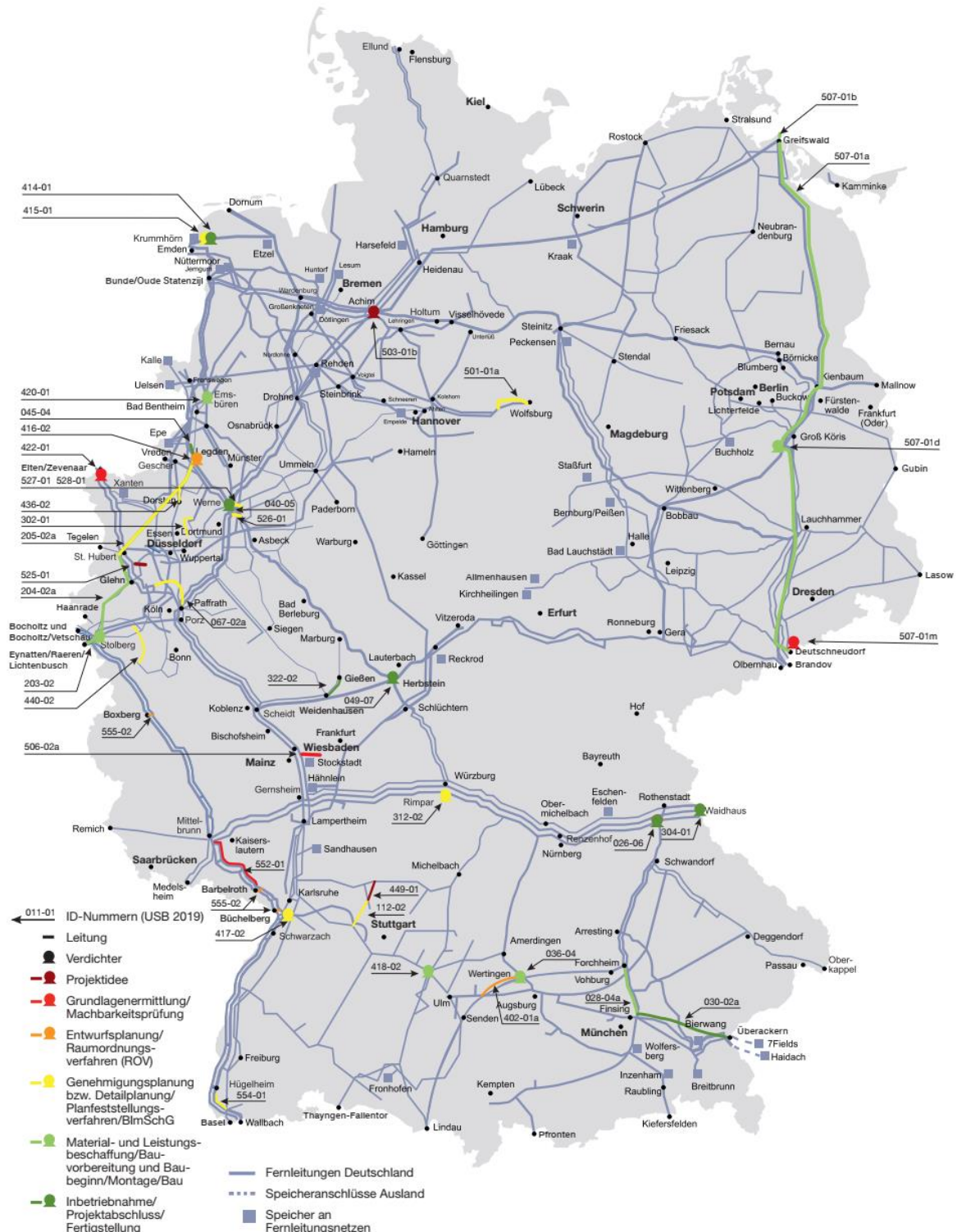
Nr.	ID- Nummer im NEP Gas 2018	ID- Nummer im USB 2019	Maßnahme																			Heute												ge- plante km	reali- sierte km	In- betrieb- nahme NEP Gas 2018	In- betrieb- nahme USB 2019
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030															
140	552-01	552-01	Leitung Mittelbrunn-Schwanheim																											38,0	0,0	12/2024	12/2024				
141	554-01	554-01	Leitung Hülgelheim-Tannenkirch																											16,0	0,0	12/2024	12/2024				
142	555-01	555-02	Querverbindungen TENP I zu TENP II																											0,1	0,0	12/2021	12/2021				

#### Legende

	1 Projekt- idee		2 Grundlagen- ermittlung/ Mach- barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs- verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver- fahren/ Planfestellungs- verfahren/ Genehmigungs- verfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau		6 Inbetriebnahme Projekt- abschluss/ Fertigstellung		Zukünftige Projektschritte (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf		Geplante Änderung
---	--------------------	---	---	---	--	---	--	---	---	---	--	---	---	---	-------------------

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber; zum 01. April 2019 (Datenstand 01. März 2019)

Abbildung 1: Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas



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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In der Tabelle 3 werden für die Maßnahmen in einer Spalte „realisierte km“ ausgewiesen. Unter „realisierte km“ sind die im Rahmen einer Maßnahme im Rohrgraben verlegten Leitungsabschnitte zu verstehen. Dabei handelt es sich nicht zwangsläufig um vollständig miteinander verbundene betriebsbereite Teilabschnitte. Gerade bei Leitungsbaumaßnahmen mit einer größeren Länge kann, z. B. wegen Genehmigungsaufgaben wie Bauzeitenbeschränkungen oder aus technischen Gründen, nicht chronologisch von einem Startpunkt zu einem Endpunkt gebaut werden. Deshalb würde die Angabe der betriebsbereiten Länge dem jeweiligen Projektfortschritt nicht gerecht werden.

### 3.2 In Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

Die in der folgenden Tabelle 4 ausgewiesenen Maßnahmen, die im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 noch in der Planungs- oder Bauphase waren, sind zwischenzeitlich in Betrieb genommen worden:

*Tabelle 4: Gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 in Betrieb genommene Maßnahmen (Stichtag 01. März 2019)*

Lfd. Nr.	ID-Nummer im USB 2019	Maßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	026-06	VDS Rothenstadt	GRTgazD/ OGE
2	030-02a	MONACO 1	bayernets
3	040-05	VDS Werne	OGE
4	045-04	Leitung Epe-Legden	OGE
5	049-07	VDS Herbstein	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	GRTgazD/ 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

Gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wurden 16 Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von rund 840 Mio. Euro in Betrieb genommen. Dabei handelt es sich um drei Leitungsprojekte mit einer Leitungslänge von 113 Kilometern, fünf Verdichtermaßnahmen mit einer Leistung von 146 MW und acht GDRM-Anlagen.

### **3.3 Veränderte Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028**

#### **3.3.1 Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von technischen Parametern**

Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 haben sich bei den folgenden Maßnahmen Veränderungen bei den technischen Parametern ergeben:

##### GDRM-Anlage Rimpar (ID 208-02)

Anpassung des Leitungsdurchmessers der Anbindungsleitung auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Detailplanung.

##### Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung (ID 336-02)

Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.

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

Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.

##### Querverbindungen TENP I zu TENP II (ID 555-02)

Anpassung des Leitungsdurchmessers auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Planung.

#### **3.3.2 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 Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 ausgewiesenen planmäßigen Inbetriebnahmetermenen.

##### GDRM-Anlage Rimpar (ID 208-02)

Im Rahmen der Umsetzung der Maßnahmen GDRM-Anlage Rimpar (ID 208-02) und VDS MEGAL Rimpar (ID 309-01) hat die Genehmigungsplanung und bautechnische Realisierung beider Maßnahmen gemeinsam zu erfolgen. Damit ergibt sich für die GDRM-Anlage Rimpar ebenfalls der Inbetriebnahmetermin Dezember 2020.

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

##### GDRM-Anlage Nordlohne und Verbindungsleitung (ID 224-03)

Die GDRM-Anlage in Nordlohne wird für die Umstellung des Raums Osnabrück von L-Gas auf H-Gas benötigt. Der erste Umstellungsschritt ist für den 05. April 2019 geplant. Daher wird die GDRM-Anlage erst Ende März 2019 in Betrieb genommen.

Dies hat dementsprechend keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung für die L-H-Gas-Umstellung.

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

Das Vorziehen der Inbetriebnahme wird nötig, da ein Anstieg der Bestelleistung im H-Gas ab dem Jahr 2019 bei gleichzeitiger Darstellung der Kapazitätsanfragen aus more capacity den Kapazitätsbedarf im H-Gas ab Januar 2020 erhöht. Eine Entlastung im L-Gas macht es möglich, dass die kleinere der beiden anschließenden Leitungen für die Leistungsbereitstellung im L-Gas ausreicht, während durch Nutzung der größeren Leitung die benötigte höhere Leistung im H-Gas dargestellt werden kann.

#### GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung (ID 444-01)

In Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern konnte in den letzten Monaten ein Umstellungskonzept für die Umstellungsbereiche Drohne-Ahlten (2024, 2025) und Werne-Ummeln-Drohne (2026) erarbeitet werden. Aufgrund der Größe der beiden Umstellungsbereiche musste die Umstellung der beiden Teilnetze Ahlen und Hamm in das Jahr 2027 verschoben werden. Auf Basis dieser Ergebnisse wird die GDRM-Anlage Werne erst zu Dezember 2025 benötigt, und somit ein Jahr später realisiert.

Dies hat dementsprechend keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung für die L-H-Gas-Umstellung.

#### Verlängerung Anbindung Heilbronn (ID 449-01)

Die Änderung des Realisierungszeitpunkts bei der Maßnahme Verlängerung Anbindung Heilbronn resultiert aus der Entscheidung in Heilbronn kein besonderes netztechnisches Betriebsmittel für die Übertragungsnetzbetreiber zu errichten. Die Anpassung des Realisierungszeitplans für einen Fuel Switch von Kraftwerken in Heilbronn führt somit zu einer Anpassung des Inbetriebnahmedatums auf Oktober 2024.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme stellt die benötigten Kapazitäten zum neu geplanten Zeitpunkt im Oktober 2024 zur Verfügung.

#### Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein (ID 451-02) und Erweiterung GDRM-Anlage Leonberg-West (ID 508-01)

Die Erhöhung der Anlagenleistungen der Maßnahmen Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein und Erweiterung GDRM-Anlage Leonberg-West sind an die Erhöhung der Transportleistung durch die Fertigstellung der VDS Nordschwarzwaldleitung (ID 417-02) gekoppelt. Eine Erweiterung dieser Anlagen ist nur bei Inbetriebnahme der Verdichterstation erforderlich. Auf Basis der verzögerten Inbetriebnahme der VDS Nordschwarzwaldleitung (vgl. Kapitel 3.5.2) werden die Erweiterungen der GDRM-Anlagen erst im Dezember 2022 benötigt.

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

### **3.4 Entfallene Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028**

Die folgende Maßnahme ist im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 entfallen:

#### VDS Scheidt (ID 421-01)

In Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern konnte in den letzten Monaten ein Umstellungskonzept für die Umstellungsbereiche Mittelhessen (2019-2021) und Mittelrhein (2021-2023) finalisiert werden. Im Rahmen der Detailplanung wurde festgestellt, dass unter Berücksichtigung eines bedarfsgerechten Netzausbaus auf die Maßnahme VDS Scheidt verzichtet werden kann. Dies hat dementsprechend keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der erforderlichen zusätzlichen Kapazitätsbereitstellungen. Darüber hinaus sind unter den aktuell bekannten Planungsprämissen die Stabilität des Gesamtsystems und die Einbindung in das nationale und internationale Verbundnetz zukünftig auch ohne die Maßnahme VDS Scheidt gewährleistet.

### **3.5 Maßnahmen mit einer Verzögerung**

#### **3.5.1 Maßnahmen mit einer eingetretenen Verzögerung**

Bei folgenden Maßnahmen sind im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 Verzögerungen eingetreten:

#### Leitung Forchheim-Finsing (ID 028-04a)

Die Maßnahme Leitung Forchheim-Finsing konnte nicht zum geplanten Zeitpunkt in Betrieb genommen werden. Dies ist auf einen verspäteten Abschluss des Genehmigungsverfahrens zurückzuführen. Die Genehmigung wurde unter Auflagen mit Bauzeitenbeschränkungen erteilt. Diese führten zusätzlich zum bereits verspäteten Baustart zu weiteren Verzögerungen in der Bauausführung, die nicht mehr kompensiert werden konnten.

Die Inbetriebnahme wird im April 2019 erwartet. Dies hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

#### GDRM-Anlage Finsing 3 und Verbindungsleitung (ID 028-04b)

Die Maßnahme GDRM-Anlage Finsing 3 und Verbindungsleitung konnte nicht zum geplanten Zeitpunkt in Betrieb genommen werden. Dies ist auf einen verspäteten Abschluss des Genehmigungsverfahrens zurückzuführen. Die dadurch bedingte Verschiebung des Bauablaufes konnte in einer Phase schwieriger Witterungsbedingungen nicht mehr aufgeholt werden.

Die Inbetriebnahme wird im April 2019 erwartet. Dies hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

#### GDRM-Anlage Hamborn Erweiterung (ID 419-01)

Die Kapazitätserhöhung der Gasdruckregelanlage Hamborn durch Umbindung der ehemals zur Gasmischung genutzten L-Gas-Schienen erfolgte termingerecht im Oktober 2018. Die Nutzung der umgebundenen Schienen ist seitdem durch eine temporär installierte Steuerungstechnik sichergestellt. Der finale Umbau der Stationssteuerung musste infolge von Lieferschwierigkeiten auf Oktober 2019 verschoben werden.

### **3.5.2 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung**

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 beziehen sich ausschließlich auf Verzögerungen gegenüber den in der NEP-Gas-Datenbank ausgewiesenen planmäßigen Inbetriebnahmetermenen.

#### 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.

#### VDS Nordschwarzwaldleitung (ID 417-02)

Bei der Maßnahme VDS Nordschwarzwaldleitung kommt es aufgrund umfangreicher Verhandlungen bei der Standortfindung zu einer Verzögerung der Inbetriebnahme. Derzeit sind verschiedene Standorte mit den betroffenen Gemeinden und Behörden in Diskussion.

Die sich verzögernde Durchführung des Genehmigungsverfahrens führt somit zu einer erwarteten Inbetriebnahme im Dezember 2022. Diese leichte Verzögerung von drei Monaten 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 Dezember 2019 erfolgen. Die Verzögerung hat lediglich Auswirkungen auf das Mischpotenzial von H-Gas zu L-Gas und dementsprechend keinen Einfluss auf die Bereitstellung von Kapazitäten.

### 3.6 Zusammenfassung

Zum Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 lassen sich die folgenden Ergebnisse festhalten:

- Im Umsetzungsbericht 2019 wurden 142 Maßnahmen betrachtet. Der Umsetzungsstand wurde zum Stichtag 01. März 2019 aktualisiert. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Datenbank für den Umsetzungsbericht 2019 um den NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2018 – USB zum NEP“ erweitert.
- Gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wurden 16 Maßnahmen in Betrieb genommen.
- Aufgrund zwischenzeitlich vorliegender Erkenntnisse der Planung wurden zehn Maßnahmen geändert.
- Eine Maßnahme konnte gegenüber den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 entfallen.
- Bei sechs Maßnahmen wurden Verzögerungen ausgewiesen. Diese Verzögerungen haben keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.
- Die weiteren 109 Maßnahmen werden gemäß den Planungen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 unverändert fortgeführt.

## 4 Entwicklung der L-Gas-Versorgung – L-H-Gas-Umstellung

### 4.1 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 beziehungsweise gelangt über LNG-Terminals 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 Gasbeschaffheitsgrenzen 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.

Ab Oktober 2020 erfolgt ein kontinuierlicher Rückgang der Erdgasexporte aus den Niederlanden. Dies hat sowohl in Bezug auf die in Deutschland verfügbaren Jahresmengen als auch auf die zur Verfügung stehenden Leistungen erhebliche Auswirkungen. Deshalb befinden sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in einem regelmäßigen Austausch mit dem niederländischen Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie Transport Services B.V. (GTS) zur Harmonisierung und Aktualisierung der Planungsannahmen für zukünftige L-Gas-Importe.

Im Folgenden wird die bereits in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen und dem Umsetzungsbericht 2017 beschriebene L-H-Gas-Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 aktualisiert. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben aufgrund der aktuellen Entwicklungen zudem die Möglichkeit geprüft, Umstellungsbereiche und Industriekunden vorzeitig umstellen zu können.

Die folgenden Auswertungen und Bilanzen basieren auf dem Stand der Umstellungsplanung zum Stichtag 01. November 2018, dieser wird in der NEP-Gas-Datenbank dargestellt. Im Kapitel 4.7.3 werden die Veränderungen in der L-H-Gas-Umstellungsplanung gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 beschrieben. Im Kapitel 4.7.4 werden mögliche Veränderungen erläutert. Deren Auswirkungen auf die Bilanzen und auf die Netzausbaumaßnahmen werden die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 ausweisen.

## 4.2 Umgestellte Bereiche und Erfahrungen aus der bisherigen Umstellung

### Umgestellte Bereiche

Seit Beginn der L-H-Gas-Umstellung im Jahr 2015 wurden 14 Bereiche mit insgesamt rund 300.000 Geräten umgestellt (vgl. Tabelle 5).

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

Im Netz der OGE wurde mit dem ersten Umstellungsbereich im Jahr 2017 begonnen. Im nördlichen Teil des L-Gas-Netzes wurde der Bereich Teutoburger Wald 1 umgestellt. In der gleichen Region erfolgte die Umstellung des Bereichs Teutoburger Wald 2 im Jahr 2018. Im September 2018 wurde im Umstellungsbereich Essen der OGE ein großer Industriekunde erfolgreich umgestellt.

Zur Entlastung der deutschlandweiten L-Gas-Leistungs- und -Mengenbilanzen sind im Jahr 2017 durch OGE und GASCADE in Abstimmung mit dem Verteilernetzbetreiber Currenta GmbH & Co. OHG zwei Industriestandorte von L-Gas auf H-Gas umgestellt worden. Die Umstellung dieser Standorte war ursprünglich für die Jahre 2021 und 2024 vorgesehen. In der NEP-Gas-Datenbank sind dementsprechend die beiden neuen Umstellungsbereiche Leverkusen und Dormagen angelegt worden. Darüber hinaus ist im Jahr 2018 durch OGE und GASCADE ein weiterer Industriestandort von L-Gas auf H-Gas umgestellt worden. Die Umstellung dieses Standortes war bisher für das Jahr 2024 vorgesehen. In der NEP-Gas-Datenbank wurde dementsprechend der neue Umstellungsbereich Köln angelegt.

Die Umstellungsbereiche Emsland I (Nowega), Hüthum (Thyssengas) und Posthausen I (GTG Nord) wurden in den Jahren 2017 und 2018 erfolgreich umgestellt.

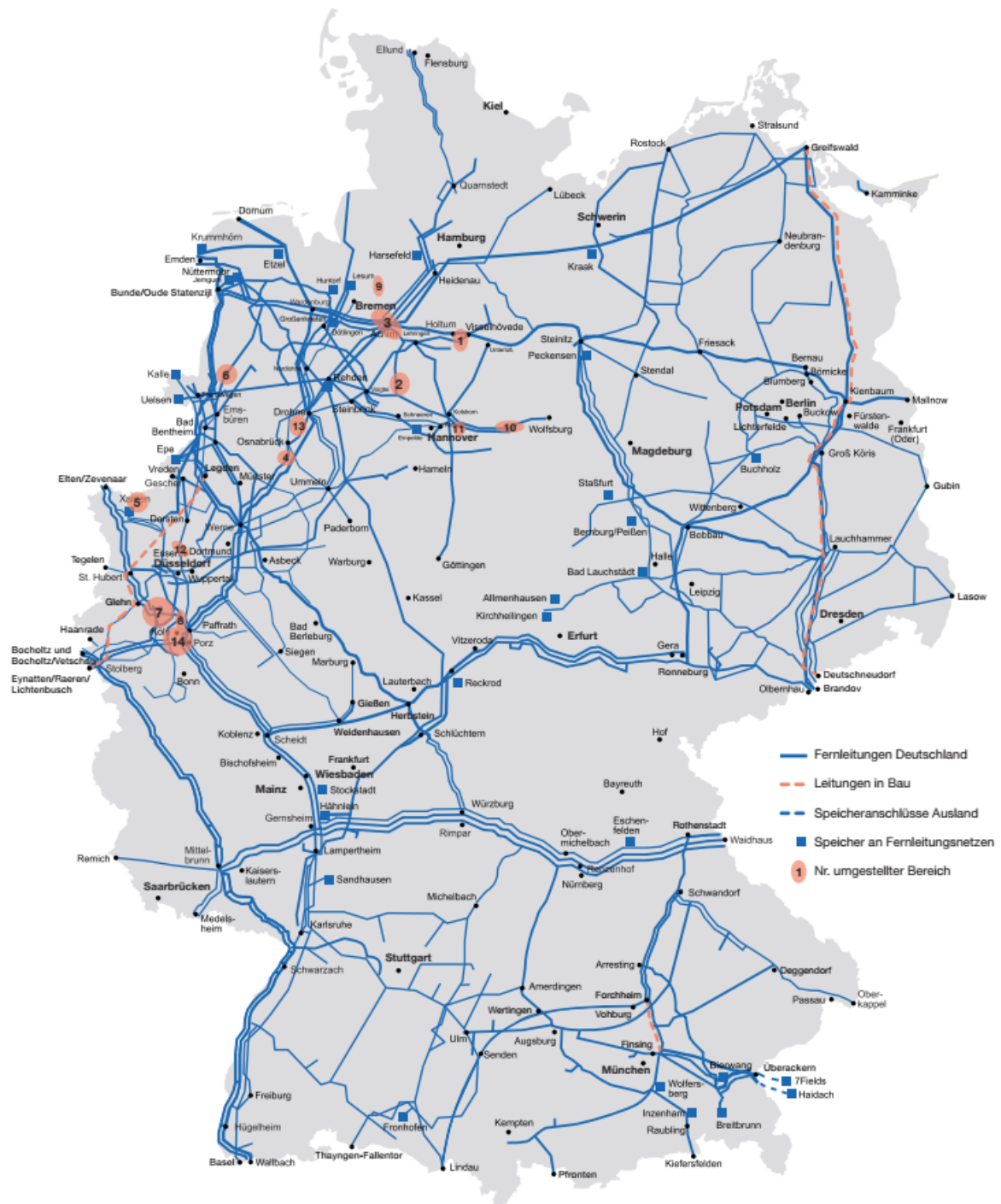
**Tabelle 5: Umgestellte Bereiche 2015-2018**

Nr. im USB 2019	Umstellungsbereich	FNB	Umstellungszeitpunkte	Geschätzte Gerätezahl
1	Schneverdingen	GUD	2015	8.000
1	Walsrode / Fallingbostal	GUD	2016	12.000
3	Achim	GUD	2017	23.000
2	Nienburg / Neustadt / Hannover Nord	GUD	2017	44.000
3	Bremen / Delmenhorst	GUD	2017	15.000
4	Teutoburger Wald 1	OGE	2017	2.000
5	Hüthum	TG	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	---

\* keine Verteilernetze

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 2: Umgestellte Bereiche 2015-2018



**Hinweis:** Die Basiskarte wurde für den Umsetzungsbericht 2019 aktualisiert (Stichtag 01. März 2019). Aktuell in Bau befindliche Maßnahmen sind in hellrot dargestellt. In der NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2018 – USB zum NEP“) wurden in Bezug auf die Angaben zum Startnetz keine Veränderungen im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 vorgenommen. Eine Aktualisierung des Startnetzes wird im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 erfolgen.

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 unterschiedlichen Schaltterminen. Betroffen waren Verteilernetzbetreiber, Kraftwerke sowie Industriekunden, wobei eine Glashütte hervorzuheben ist. Im Zuge der Umstellung wurden bisher rund 300.000 Geräte angepasst.

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. Das Eintreffen des H-Gases ist gerade auf längeren Leitungsabschnitten abhängig von unterschiedlichen Parametern (z. B. Leitungsdruck, Abnahme durch die angeschlossenen Netzknoten). Die ungefähre Eintreffzeit des H-Gases konnte in der Vergangenheit auf Basis der durch die Abnehmer prognostizierten Bezüge gut abgeschätzt werden.

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 ggf. automatisierte Datenbereitstellung der Qualitätsparameter Brennwert und Wobbe-Index kann eine Optimierung des Prozesses auf beiden Seiten erreicht werden.

## **4.3 Gasimportsituation aus den Niederlanden**

In den letzten Jahren sind im Umfeld des Groningen-Feldes vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Erdgasförderung gesehen werden. Am 08. Januar 2018 hatte ein Erdbeben mit einer Stärke von 3,4 auf der Richterskala die Region Groningen erschüttert. Dieses Erdbeben hat in den Niederlanden zu einer verstärkten politischen Diskussion hinsichtlich der Groningen Produktion geführt.

Um den Risiken aus der Erdgasförderung Rechnung zu tragen, hat das niederländische Wirtschaftsministerium im März 2018 angekündigt, die Erdgasförderung im Raum Groningen bis spätestens 2030 komplett zu beenden. Als Zwischenziel soll spätestens im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 die Produktionsmenge bis auf 12 Mrd. m<sup>3</sup> begrenzt werden. [RVO 2018a]

Im vergangenen Gaswirtschaftsjahr 2017/2018 betrug die erlaubte Produktionsmenge noch 21,6 Mrd. m<sup>3</sup>, wobei das oberste Verwaltungsgericht der Niederlande am 15. November 2017 die zu Grunde liegenden Entscheidungen aus Juni 2016 und April 2017 für ungültig erklärt hatte. Das Verwaltungsgericht begründete den Beschluss unter

anderem damit, dass die Risiken für die Bewohner der Region Groningen in den vorherigen Entscheidungen nicht ausreichend reflektiert seien. Das niederländische Wirtschaftsministerium wurde aufgefordert, innerhalb von 12 Monaten eine neue Entscheidung zur Groningen-Produktion vorzulegen. [Raad van State 2017]

In der Folge hat das niederländische Wirtschaftsministerium für das laufende Gaswirtschaftsjahr 2018/2019 eine Fördermenge von 19,4 Mrd. m<sup>3</sup> festgelegt. [RVO 2018b] Die Kompensation für diese Reduktionen der Fördermenge erfolgt sowohl durch Maßnahmen in den Niederlanden als auch durch eine Aktualisierung der Bedarfsannahmen in den Abnehmerländern. Auch der Rückgang auf 12 Mrd. m<sup>3</sup> bis 2022 wird neben den ohnehin geplanten Maßnahmen zur Marktraumumstellung in den Abnehmerländern Deutschland, Belgien und Frankreich primär durch Maßnahmen in den Niederlanden erreicht. Einen wesentlichen Beitrag zur Absenkung der Groningen-Produktion liefert der Ausbau der niederländischen Konvertierungsanlagen mit einer geplanten Inbetriebnahme bis April 2022. Ferner ist geplant, große Industriekunden (jährlicher Verbrauch von mehr als 100 Mio. m<sup>3</sup> pro Industriekunde) in den Niederlanden auf H-Gas umzustellen, was ebenfalls zu einer Reduktion der Groningen-Produktion beiträgt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen in diesem Zusammenhang sowie auch zur Abstimmung der jeweiligen Planungen in den Niederlanden und Deutschland in einem engen Austausch mit der 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. GTS und die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber werden die Abstimmungsgespräche in einem regelmäßigen Turnus fortführen, um harmonisierte Planungsannahmen auch in Zukunft zu gewährleisten.

## **4.4 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.

### **4.4.1 Inländische Produktion**

Die in der Tabelle 6 dargestellte Entwicklung der Produktionskapazitäten basiert auf den Angaben des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG vom 31. Juli 2018). Für die Berücksichtigung in der L-Gas-Bilanz (vgl. u. a. Abbildung 4) sind die Produktionskapazitäten durch den BVEG mit einem Sicherheitsabschlag von 6 % bis 15 % je nach Jahr versehen worden. Der vom BVEG prognostizierte Rückgang bis 2029 wird von den Fernleitungsnetzbetreibern bis 2030 fortgeschrieben.

Im Vergleich zur Prognose des Jahres 2017, die Basis für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 war, hat sich die Kapazitätsprognose für die Summe der Gebiete Elbe-Weser und Weser-Ems bis zum Jahr 2022 nur geringfügig verändert (+/-2 % bis +/-3 % je

nach Jahr), während für den Zeitraum ab 2023 eine um 6 % bis 7 % geringere Produktionskapazität gegenüber der Prognose aus dem Jahr 2017 erwartet wird.

*Tabelle 6: Kapazitätsprognose gemäß BVEG*

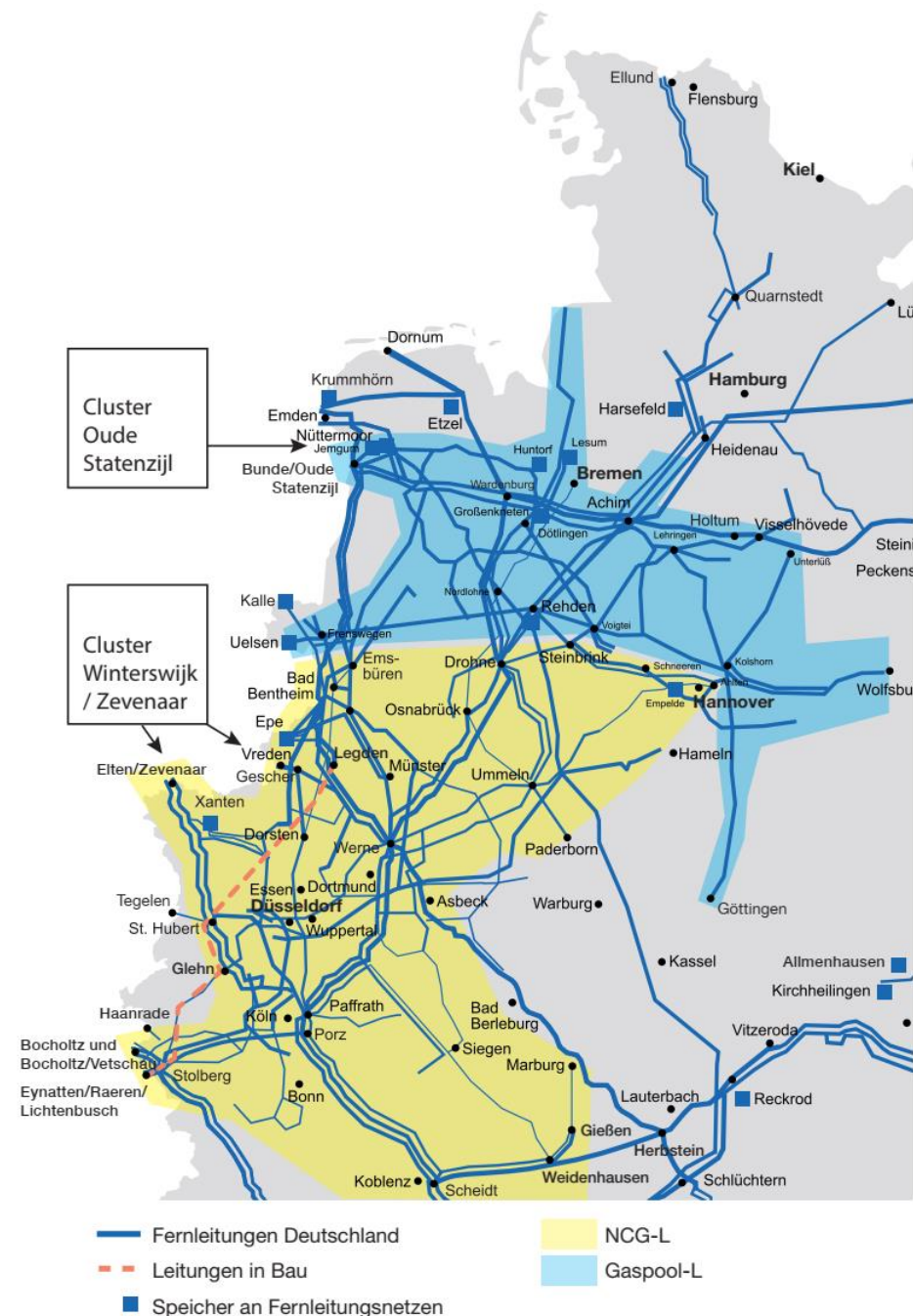
Angaben in Mio. m <sup>3</sup> /h	Deutschland	Gebiet Elbe- Weser	Gebiet Elbe- Weser mit Sicherheits- abschlag gem. BVEG	Gebiet Weser-Ems	Gebiet Weser- Ems mit Sicherheits- abschlag gem. BVEG
2018	0,85	0,36	0,34	0,44	0,41
2019	0,82	0,32	0,30	0,44	0,41
2020	0,78	0,30	0,28	0,42	0,39
2021	0,76	0,31	0,29	0,40	0,37
2022	0,71	0,28	0,26	0,38	0,35
2023	0,66	0,25	0,23	0,34	0,32
2024	0,60	0,22	0,20	0,31	0,28
2025	0,54	0,20	0,18	0,28	0,25
2026	0,49	0,19	0,17	0,25	0,22
2027	0,44	0,18	0,15	0,22	0,19
2028	0,40	0,16	0,14	0,20	0,17
2029	0,36	0,15	0,13	0,18	0,16

Quelle: BVEG 2018

#### 4.4.2 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 3).

Abbildung 3: 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 Reduktion der L-Gas-Exportleistung nach Deutschland ab Oktober 2020. Ab dem 01. Oktober 2029 sind keine Exportleistungen nach Deutschland mehr eingeplant. Daher wird in der L-Gas-Leistungsbilanz die Leistung bis einschließlich des Gaswirtschaftsjahres 2019/2020 konstant angesetzt und reduziert sich in den Folgejahren linear abfallend (pro Jahr um 10 % des Ausgangswertes) bis auf einen Wert von 0 ab dem Gaswirtschaftsjahr 2029/2030. Die Planungsannahmen bezüglich der Kapazität sind seit dem Jahr 2012 unverändert.

Die in der Tabelle 7 aufgezeigte Importleistung in Höhe von 47,7 GWh/h ist der in den Jahren 2010-2013 zeitgleiche maximale Fluss an den drei Importpunkten Oude Statenzijl, Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar. Diese Importleistung wird anfänglich mit 10,3 GWh/h über Oude Statenzijl und mit 37,4 GWh/h über Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar berücksichtigt.

*Tabelle 7: Aufteilung der L-Gas-Importleistung auf die Grenzübergangspunkte*

Angaben in GWh/h	Oude Statenzijl (GASPOOL)	Zevenaar, Winterswijk (NCG)	Summe
2018/19	10,3	37,5	47,7
2019/20	9,0	38,7	47,7
2020/21	7,3	35,7	43,0
2021/22	7,0	31,2	38,2
2022/23	7,0	26,4	33,4
2023/24	7,0	21,6	28,6
2024/25	7,0	16,9	23,9
2025/26	7,0	12,1	19,1
2026/27	3,0	11,3	14,3
2027/28	2,2	7,3	9,5
2028/29	2,2	2,6	4,8
2029/30	0,0	0,0	0,0

*Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber*

Die Aufteilung auf die beiden Marktgebiete erfolgt mit dem Ziel, die Sicherheit der L-Gas-Versorgung in beiden Marktgebieten zu gewährleisten und die Flexibilität über die Grenzübergangspunkte auch zukünftig nutzen zu können. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben Leistungs- und Mengenbilanzen je Marktgebiet aufgestellt, um die Auswirkungen der Leistungsaufteilung an den Importpunkten bewerten zu können.

Die Beimischung von H-Gas wurde in den L-Gas-Leistungsbilanzen sowie in den in Kapitel 4.5.3 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.

In Abhängigkeit der Qualität des beizumischenden H-Gases könnten bis zu 30 % zugemischt werden. Mischanlagen sind in den Niederlanden und im Netz der GUD vorhanden. Eine zusätzliche Anlage ist im Netz der GTG Nord geplant. Zu den Auswirkungen dieser Anlage auf die Groningen-Produktion stehen GTG Nord und GTS in Austausch.

Es ist notwendig, für die Beimischung von H-Gas in L-Gas klare Regeln zwischen den Niederlanden und Deutschland zu definieren, die den Betrieb von Mischanlagen beschreiben und dabei die Regelenergievorgaben der deutschen Seite berücksichtigen. Erste Gespräche dazu haben bereits stattgefunden.

#### 4.4.3 L-Gas-Speicher

Die Ausspeicherleistung der in der Tabelle 8 aufgeführten L-Gas-Speicher liegt bei einem 50 %-igen Füllstand im Gaswirtschaftsjahr 2018/2019 bei 25,9 GWh/h. Davon werden die Leistungen in der L-Gas-Bilanz berücksichtigt, die mit dem heutigen L-Gas-Netz transporttechnisch realisierbar sind (21,1 GWh/h). Diese setzen sich wie folgt zusammen:

*Tabelle 8: Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am FNB-Netz*

Angaben in GWh/h für das Gaswirtschaftsjahr 2018/19	Empelede	Epe	Lesum	Nüttermoor/ Huntorf	Summe
50% Füllstand	2,2	9,7	2,1	11,9	<b>25,9</b>
In der L-Gas-Bilanz berücksichtigte Leistung	1,6	9,0	2,1	8,4	<b>21,1</b>

*Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber*

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

Die Ermittlung der Werte erfolgte in Abstimmung mit den L-Gas-Speicherbetreibern. Sofern ein Speicher sowohl an das deutsche als auch an das niederländische Fernleitungsnetz angeschlossen ist, wird in Absprache mit dem jeweiligen Speicherbetreiber nur die für den deutschen Markt gesichert verfügbare Ausspeicherleistung berücksichtigt.

Die Tabelle 9 zeigt die zeitliche Entwicklung der von den Fernleitungsnetzbetreibern angesetzten Ausspeicherleistungen für die Speicher Empelede, Epe, Lesum und Nüttermoor/ Huntorf.

*Tabelle 9: Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher*

Angaben in GWh/h	Empelde	Epe	Lesum	Nüttermoor/ Huntorf	Summe
2018/19	1,6	9,0	2,1	8,4	<b>21,1</b>
2019/20	1,6	9,0	2,1	7,9	<b>20,6</b>
2020/21	1,6	9,0	2,1	7,3	<b>20,0</b>
2021/22	1,6	9,0	0,0	7,2	<b>17,8</b>
2022/23	1,6	9,0	0,0	6,1	<b>16,7</b>
2023/24	1,6	7,0	0,0	5,1	<b>13,7</b>
2024/25	1,6	5,5	0,0	3,9	<b>11,0</b>
2025/26	1,6	5,0	0,0	2,3	<b>8,9</b>
2026/27	1,6	3,5	0,0	1,1	<b>6,1</b>
2027/28	1,6	2,5	0,0	0,0	<b>4,1</b>
2028/29	1,6	2,0	0,0	0,0	<b>3,6</b>
2029/30	1,6	0,0	0,0	0,0	<b>1,6</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die angesetzten Ausspeicherleistungen sind im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 unverändert.

Hinsichtlich der Umstellung der L-Gas-Speicher stehen die Fernleitungsnetzbetreiber in einem kontinuierlichen Dialog mit den Speicherbetreibern und der Bundesnetzagentur. Seit der Veröffentlichung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 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.

#### 4.4.4 Konvertierung

Eine weitere Möglichkeit der Kompensation rückläufiger L-Gas-Aufkommen und -Importe ist der Einsatz von technischen Konvertierungsanlagen. Hierbei wird mittels Beimischung von Stickstoff oder Luft in einen H-Gas-Strom L-Gas gemäß DVGW Arbeitsblatt G 260 konditioniert.

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

- Konvertierungsanlage Nowega in Rehden  
Die Konvertierungsanlage im Netzbereich der Nowega verfügt über eine Gesamtleistung von max. 1,4 GWh/h.
- 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.

#### **4.4.5 Bedarf an Ausspeisekapazitäten**

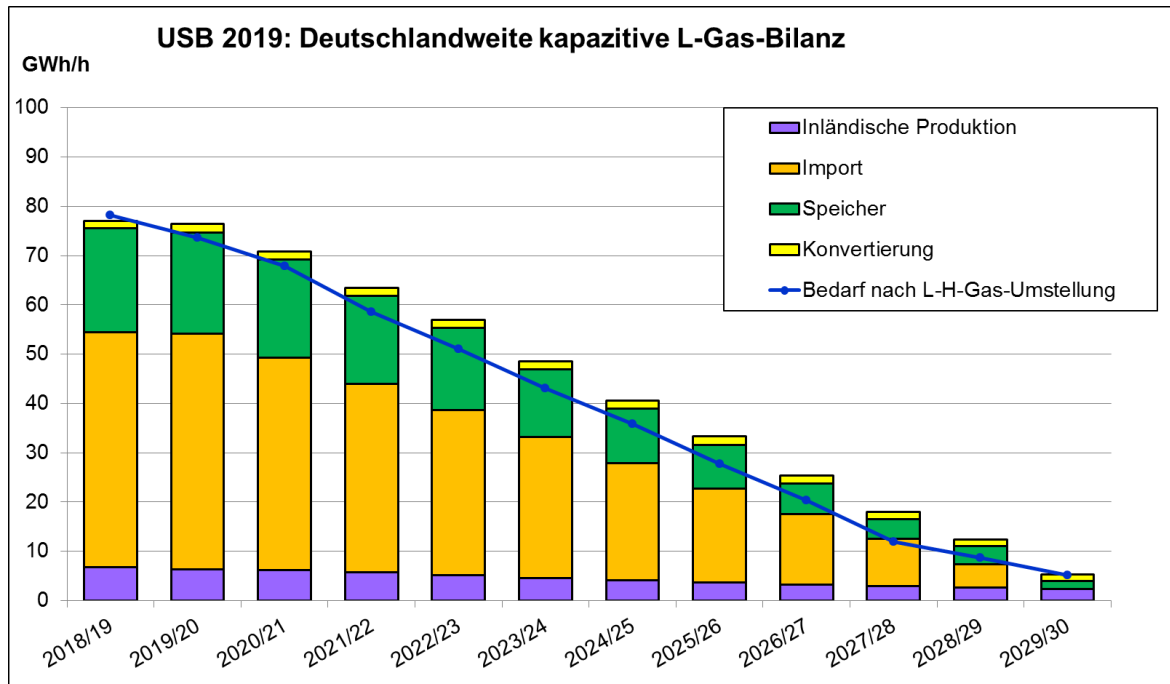
Der Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber entspricht den im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 zugrunde gelegten plausibilisierten Langfristprognosen. Ebenfalls unverändert wurde der Kapazitätsbedarf von Industriekunden und Kraftwerken berücksichtigt.

Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 ergeben sich durch fortgeschrittene Umstellungsplanungen und zeitliche Verschiebungen bestimmter Umstellungsbereiche geringfügige Veränderungen des verbleibenden L-Gas-Bedarfs.

#### 4.4.6 Kapazitive L-Gas-Bilanz Deutschland

Die Abbildung 4 und die Tabelle 10 zeigen die deutschlandweite L-Gas-Leistungsbilanz.

Abbildung 4: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 10: Kapazitive deutschlandweite L-Gas-Bilanz

Angaben in GWh/h	Inländische Produktion	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung Nowega/ TG	Summe Darbietung	L-Gas-Bedarf	L-Gas-Bedarf ohne L-H-Gas-Umstellung
2018/19	6,8	47,7	21,1	1,4	77,0	78,2	81,2
2019/20	6,3	47,7	20,6	1,7	76,4	73,7	83,4
2020/21	6,3	43,0	20,0	1,7	70,9	67,8	84,1
2021/22	5,8	38,2	17,8	1,7	63,4	58,6	85,7
2022/23	5,2	33,4	16,7	1,7	57,0	51,1	85,9
2023/24	4,6	28,6	13,7	1,7	48,5	43,1	86,0
2024/25	4,1	23,9	11,0	1,7	40,6	35,8	86,4
2025/26	3,7	19,1	8,9	1,7	33,3	27,7	86,4
2026/27	3,3	14,3	6,1	1,7	25,4	20,3	86,4
2027/28	3,0	9,5	4,1	1,4	18,0	12,0	86,4
2028/29	2,7	4,8	3,6	1,4	12,4	8,6	86,4
2029/30	2,4	0,0	1,6	1,4	5,4	5,2	86,4

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

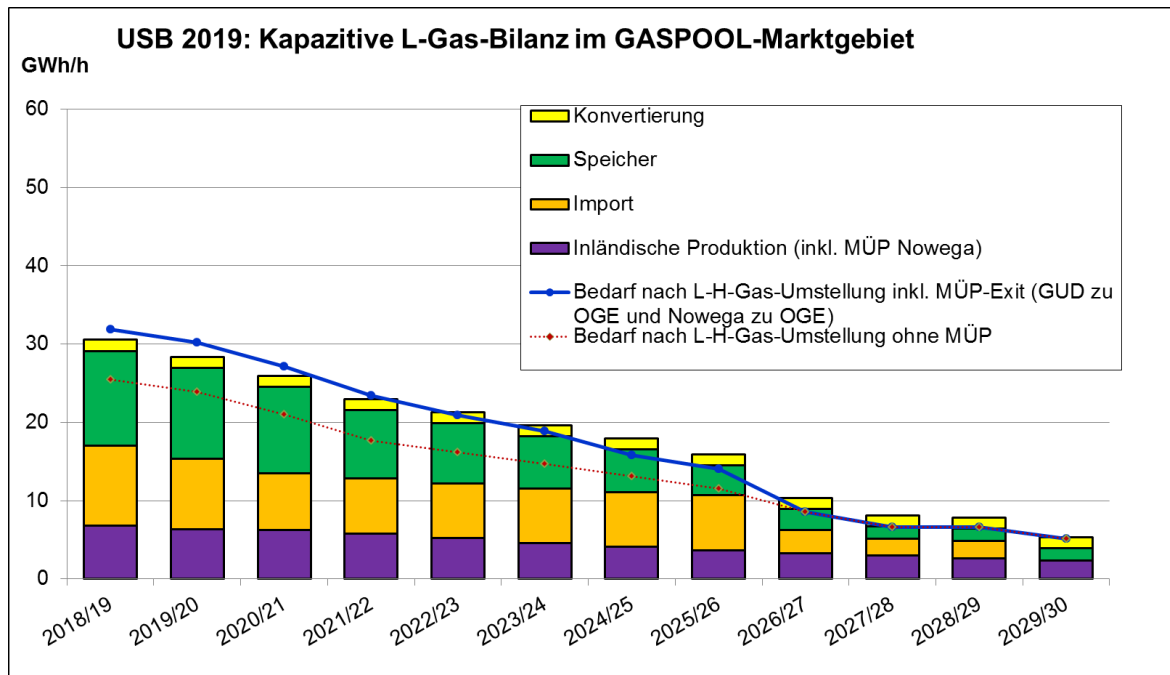
Auf Basis der oben genannten Aufteilungen der Importleistungen aus den Niederlanden ergeben sich die folgenden L-Gas-Leistungsbilanzen der Marktgebiete GASPOOL und NCG. Die Aufteilung dieser Leistungen und die Bestimmung der Höhe der am Marktgebietsübergang berücksichtigten Kapazitäten erfolgte unter der Prämisse, eine

möglichst gleichmäßige Deckung aller Netzbereiche auch in Spitzenlastfällen zu erreichen, um so ein Höchstmaß an Versorgungssicherheit zu erzielen.

#### 4.4.7 Kapazitive L-Gas-Bilanz GASPOOL-Marktgebiet

Die Abbildung 5 und die Tabelle 11 zeigen die L-Gas-Leistungsbilanz für das GASPOOL-Marktgebiet.

Abbildung 5: Kapazitive L-Gas-Bilanz im GASPOOL-Marktgebiet



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 11: Kapazitive L-Gas-Bilanz im GASPOOL-Marktgebiet

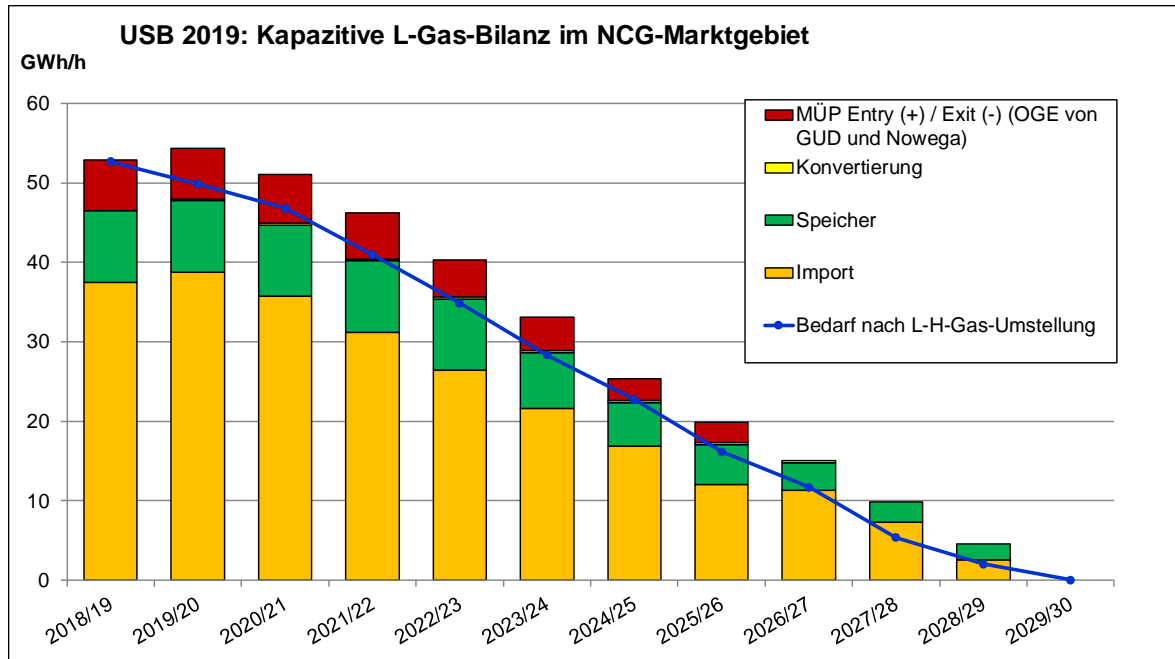
Angaben in GWh/h	Inländische Produktion	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung Nowega	Summe Darbietung	MÜP Entry(+)/Exit(-)	L-Gas-Bedarf
2018/19	6,8	10,3	12,1	1,4	30,5	-6,4	25,5
2019/20	6,3	9,0	11,6	1,4	28,4	-6,4	23,8
2020/21	6,3	7,3	11,0	1,4	25,9	-6,1	21,0
2021/22	5,8	7,0	8,8	1,4	23,0	-5,8	17,6
2022/23	5,2	7,0	7,7	1,4	21,3	-4,7	16,2
2023/24	4,6	7,0	6,7	1,4	19,7	-4,2	14,7
2024/25	4,1	7,0	5,5	1,4	18,0	-2,7	13,1
2025/26	3,7	7,0	3,9	1,4	15,9	-2,5	11,5
2026/27	3,3	3,0	2,6	1,4	10,3	0,0	8,6
2027/28	3,0	2,2	1,6	1,4	8,1	0,0	6,6
2028/29	2,7	2,2	1,6	1,4	7,8	0,0	6,6
2029/30	2,4	0,0	1,6	1,4	5,4	0,0	5,1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

#### 4.4.8 Kapazitive L-Gas-Bilanz NCG-Marktgebiet

Die Abbildung 6 und die Tabelle 12 zeigen die L-Gas-Leistungsbilanz für das NCG-Marktgebiet.

Abbildung 6: Kapazitive L-Gas-Bilanz im NCG-Marktgebiet



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 12: Kapazitive L-Gas-Bilanz im NCG-Marktgebiet

Angaben in GWh/h	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung TG	Summe Darbietung	MÜP Entry(+)/Exit(-)	L-Gas-Bedarf
2018/19	37,5	9,0	0,0	46,5	6,4	52,7
2019/20	38,7	9,0	0,3	48,0	6,4	49,8
2020/21	35,7	9,0	0,3	45,0	6,1	46,8
2021/22	31,2	9,0	0,3	40,4	5,8	41,0
2022/23	26,4	9,0	0,3	35,7	4,7	34,9
2023/24	21,6	7,0	0,3	28,9	4,2	28,3
2024/25	16,9	5,5	0,3	22,6	2,7	22,7
2025/26	12,1	5,0	0,3	17,3	2,5	16,2
2026/27	11,3	3,5	0,3	15,1	0,0	11,7
2027/28	7,3	2,5	0,0	9,8	0,0	5,4
2028/29	2,6	2,0	0,0	4,6	0,0	2,0
2029/30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## 4.5 L-Gas-Mengenbilanz

Im vorliegenden Umsetzungsbericht 2019 wird eine aktualisierte L-Gas-Mengenbilanz aufgestellt, um analog zur Aufstellung der L-Gas-Leistungsbilanz die Entwicklungen seit der Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 zu berücksichtigen, insbesondere die Ergebnisse der Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2017/2018.

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.

### 4.5.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Unverändert im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wird die Bedarfsentwicklung gemäß Szenario I des Szenariorahmens zu Grunde gelegt. In diesem Szenario wird das Erreichen der europäischen Klima- und Energieziele für 2030, wie sie im Jahr 2014 vom Europäischen Rat verabschiedet wurden, modelliert und das 30 %-Effizienzziel (Rückgang des Primärenergieverbrauchs um 30 % im Vergleich zur Baseline-Entwicklung 2007) realisiert. Zudem werden die EU-Ziele zur Treibhausgasminderung (eine Reduzierung von mindestens 40 % gegenüber dem Jahr 1990) und zum Anteil der Erneuerbaren (Anteil der Erneuerbaren von mindestens 27 % am Endenergieverbrauch) erreicht. Dabei wird mit Hilfe einer Temperaturbereinigung (vgl. Kapitel 4.5.3) 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.

Die beiden L-Gas-Grenzübergangspunkte der GUD und der GTG Nord in Oude Statenzijl können ausschließlich mit Gas aus dem Groningen-Feld versorgt werden, während über die Grenzübergangspunkte der OGE und Thyssengas in Winterswijk/ Vreden, Elten/ Zevenaar, Tegelen und Haanrade auch konvertiertes L-Gas importiert werden kann. Um die räumliche Verteilung des erforderlichen L-Gas-Bedarfs, gerade im Hinblick auf die Aufteilung der Mengen auf die Grenzübergangspunkte zu den Niederlanden besser erkennen und darstellen zu können, wird eine Mengenbilanz pro Marktgebiet aufgestellt. Es erfolgt eine Aufteilung der inländischen Produktion und die Ermittlung eines resultierenden Importbedarfs aus den Niederlanden.

### 4.5.2 Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2017/2018 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz

#### Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2017/2018

Im Gaswirtschaftsjahr 2017/2018 lag der L-Gas-Bedarf von Letztverbrauchern bei 226,1 TWh und somit lediglich 0,5 TWh (oder 0,2 %) über den (temperaturbereinigten) Planungsannahmen. Verbrauchsreduzierend wirkte sich die vorgezogene Umstellung eines Industriekunden auf H-Gas, während der Bedarf der restlichen Letztverbraucher in Summe leicht oberhalb der Planungsannahmen lag.

Der L-Gas-Anteil der deutschen Produktion lag im Gaswirtschaftsjahr 2017/2018 mit 51,8 TWh zwar um 11,1 TWh unter dem Prognosewert des BVEG, aber um 6,4 TWh oberhalb der Planungsannahme der Fernleitungsnetzbetreiber.

Der Füllstand der Erdgasspeicher wies zum Stichtag 01. Oktober 2018 einen um 0,8 TWh verringerten Wert verglichen mit der Planungsannahme auf, während die technische Konvertierung von H-Gas zu L-Gas einen um 1,0 TWh höheren Wert als angenommen aufwies.

In Summe führten die oben beschriebenen Effekte dazu, dass die Importe aus den Niederlanden im Gaswirtschaftsjahr 2017/2018 um 7,7 TWh unter den temperaturbereinigten Planungsannahmen lagen.

### **Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz**

Die im Gaswirtschaftsjahr 2017/2018 beobachteten Veränderungen im Verbrauch, inklusive der aus dem Jahr 2024 vorgezogenen Umstellung eines Industriekunden, werden in den aktualisierten Verbrauchsannahmen ebenso berücksichtigt wie geplante Änderungen der Umstellungsreihenfolge.

Auf Basis der Produktionszahlen der vergangenen fünf Jahre sehen es die Fernleitungsnetzbetreiber als sachgerecht an, den Sicherheitsabschlag für die deutsche Produktion anzupassen, so dass zukünftig 78 % der BVEG-Prognose (statt bisher 75 %) als L-Gas-Anteil der deutschen Produktion in der Mengenbilanz berücksichtigt werden.

Aufgrund der vorgezogenen Umstellung eines Kraftwerks können die Importannahmen im Zeitraum bis einschließlich 2023/2024 gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 reduziert werden. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber und der niederländische Netzbetreiber GTS sehen damit diese Annahmen für die Importe aus den Niederlanden weiterhin als belastbare Planungsgrößen an

### **4.5.3 L-Gas-Mengenbilanzen für Deutschland und die Marktgebiete**

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Mengenbilanzen bis zum Jahr 2030 werden im Folgenden unter Berücksichtigung der Analyseergebnisse des Gaswirtschaftsjahres 2017/2018 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 2018/2019 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 I des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 unterstellt.

- **Durchschnittliches Jahr:** In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2018/2019 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 I des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 unterstellt.

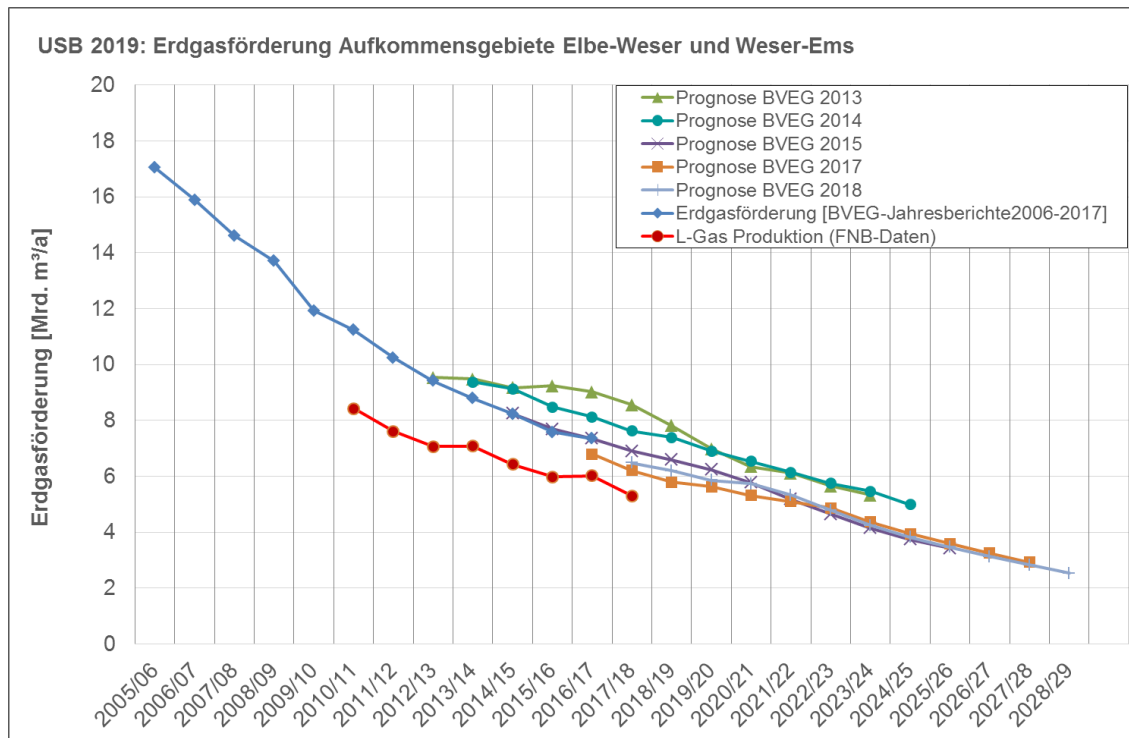
Die Temperaturbereinigung wird mit Hilfe der Gradtagszahlen der entsprechenden Jahre sowie der Gradtagszahl des langjährigen Mittels vorgenommen. Hierzu werden Angaben zu den Gradtagszahlen nach VDI-Richtlinie 3807 herangezogen. Die täglichen Gradtagszahlen geben dabei die Differenz der Tagesmitteltemperaturen 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 2017/2018 ergebenden Änderungen hinaus (vgl. 4.5.2) sehen die Fernleitungsnetzbetreiber keinen weiteren Anpassungsbedarf hinsichtlich der unterstellten Bedarfsentwicklung.

### Inländische Produktion

Abbildung 7 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung der deutschen Erdgasförderung im Zeitraum 2005/2006 bis 2028/2029.

Abbildung 7: Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Produktionsdaten der Jahre 2006 (entspricht dem Gaswirtschaftsjahr 2005/2006) bis 2017 (Gaswirtschaftsjahr 2016/2017) basieren auf den durch den BVEG für die beiden wichtigsten deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems [BVEG 2017] veröffentlichten Zahlen. Für die Zeit ab 2018 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des BVEG vom 31. Juli 2018 bis zum Jahr 2029. Der vom BVEG prognostizierte Rückgang bis 2029 wird von den Fernleitungsnetzbetreibern bis 2030 fortgeschrieben. Für die L-Gas-Mengenbilanz wird ein Anteil von 78 % der Prognosewerte herangezogen (vgl. auch 4.5.2).

Im Vergleich zur Prognose des Jahres 2017, die Basis für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 war, hat der BVEG seine Prognose zur jährlichen Erdgasförderung bis zum Jahr 2022 leicht erhöht.

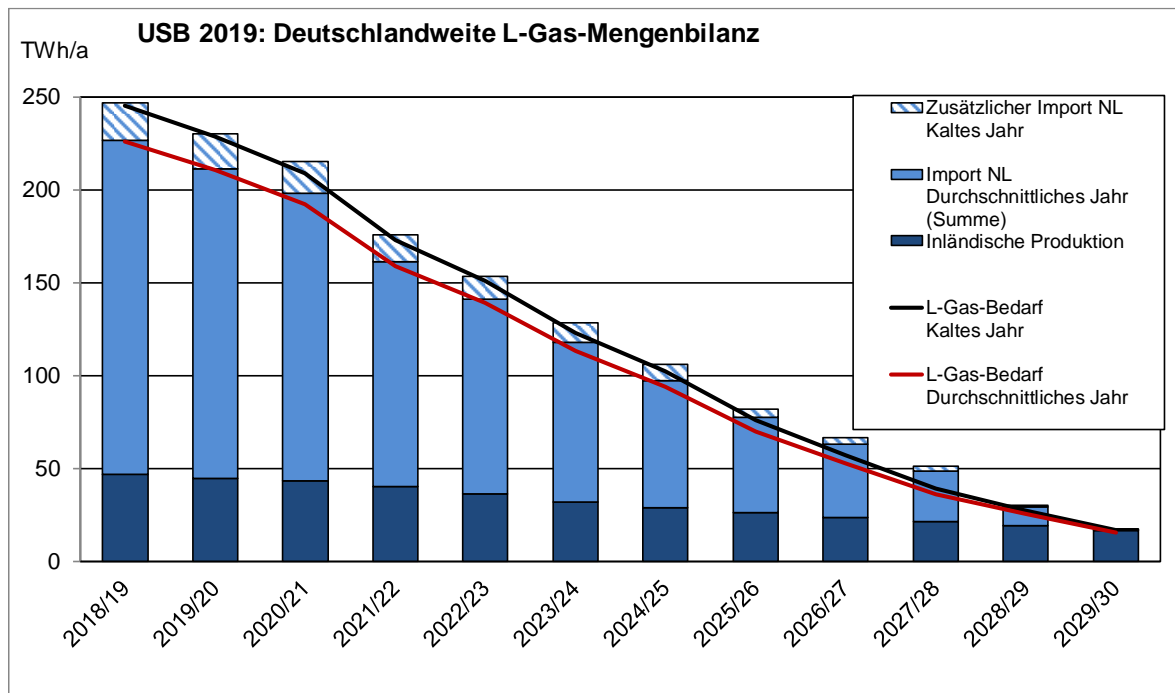
### **Importe aus den Niederlanden**

Im Rahmen der Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2017/2018 wurde festgestellt, dass die realisierten Importe unter den temperaturbereinigten Annahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 lagen. Wesentlicher Treiber hierfür war eine aus dem Jahr 2024 vorgezogene Umstellung eines Kraftwerks (vgl. auch 4.5.2). Daher haben sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in Abstimmung mit GTS dazu entschieden, für die deutsche Mengenbilanz diese vorgezogene Umstellung zu berücksichtigen und die Importannahmen in den Gaswirtschaftsjahren 2019/2020 bis einschließlich 2023/2024 im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 zu reduzieren.

### **Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz**

In der Abbildung 8 und der Tabelle 13 werden die Ergebnisse der deutschlandweiten L-Gas-Mengenbilanz dargestellt. Dabei werden die aktualisierten Bedarfsannahmen der aktuellen Prognose für die inländische Produktion und den aktualisierten Importannahmen aus den Niederlanden gegenübergestellt. Zielsetzung ist eine transparentere Darstellung der Veränderungen der Mengenbilanz, die sich aus der aktualisierten Produktions- und Bedarfsentwicklung ergeben.

Abbildung 8: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 13: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz kaltes und durchschnittliches Jahr

Angaben in TWh/a	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)
2018/19	245,4	225,8	47,2	199,6	53,3	179,5	47,1
2019/20	228,8	210,6	44,7	185,4	49,5	166,7	43,7
2020/21	208,9	192,3	43,7	171,7	45,2	154,4	40,0
2021/22	173,0	159,2	40,6	135,1	38,6	121,1	34,3
2022/23	151,2	139,1	36,5	116,9	37,5	104,7	33,7
2023/24	123,2	113,4	32,3	96,1	35,3	85,8	31,9
2024/25	102,5	94,4	29,1	76,9	30,8	68,5	27,8
2025/26	76,3	70,3	26,4	55,9	15,8	51,4	15,3
2026/27	57,4	52,9	23,9	42,8	8,6	39,4	8,2
2027/28	39,2	36,1	21,5	29,7	7,7	27,3	7,4
2028/29	27,8	25,6	19,3	11,1	7,7	10,2	7,4
2029/30	17,0	15,7	17,0	0,3	0,0	0,3	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## Marktgebietsweite L-Gas-Mengenbilanzen

Für die Erstellung der marktgebietsweiten L-Gas-Mengenbilanzen wird der verbleibende Bedarf analog der deutschlandweiten Bilanz aus dem Absatz der zugehörigen Umstellungsbereiche ermittelt.

Die inländische Produktion wird wie folgt auf die beiden Marktgebiete aufgeteilt:

Für das Marktgebiet NCG werden anteilige Aufspeisungen aus deutscher Produktion am Marktgebietsübergang Steinbrink zu GASPOOL angesetzt. Der restliche Anteil der Produktion wird zur Versorgung des Marktgebiets GASPOOL berücksichtigt.

Als weitere Quelle zur Versorgung des Marktgebiets GASPOOL stehen Importe über den Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl zur Verfügung.

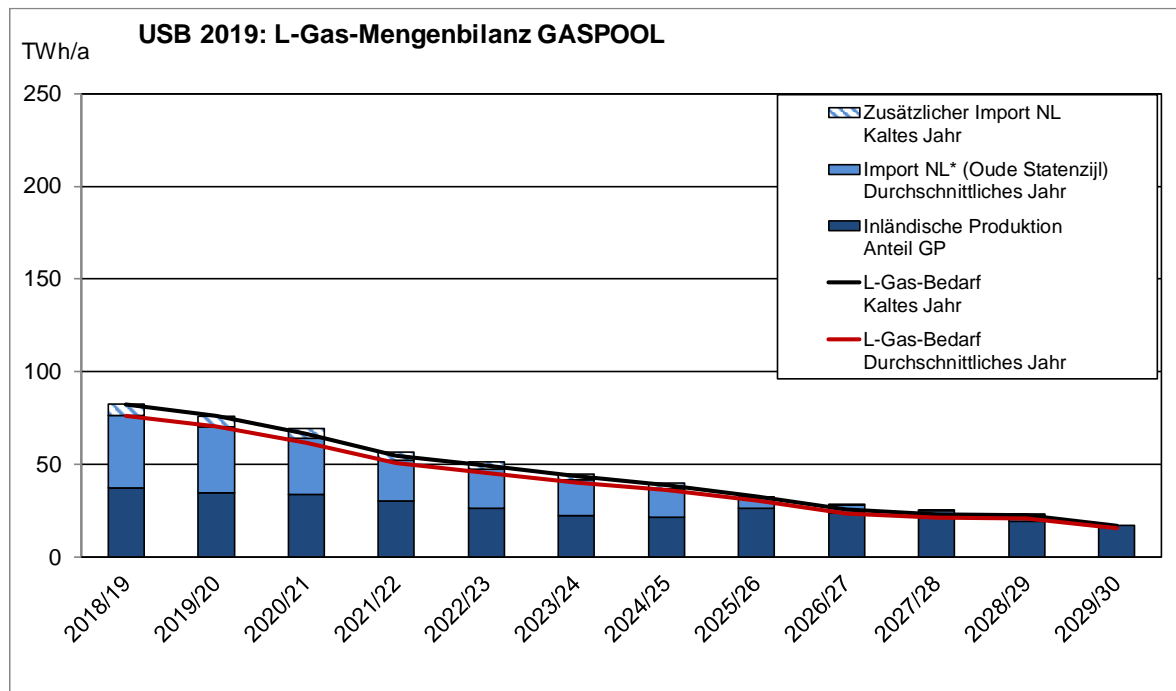
Im Marktgebiet NCG erfolgt eine Aufteilung der Importe auf die Grenzübergangspunkte Oude Statenzijl, Elten/ Zevenaar und Winterswijk/ Vreden. Dem Grenzübergang Oude Statenzijl zugeordnete Mengen können über den bestehenden Marktgebietsübergang aus dem Marktgebiet GASPOOL in das Marktgebiet NCG transportiert werden.

Teilmengen zur Versorgung des Marktgebiets NCG können alternativ über den Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl oder über die Grenzübergangspunkte Elten/ Zevenaar und Winterswijk/ Vreden bezogen werden. In den folgenden marktgebietsweiten Mengenbilanzen wurde die Beschäftigung des Marktgebietsübergangs im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 angepasst, um eine gleichmäßige Versorgung beider Marktgebiete im Zeitraum bis 2030 zu erreichen.

### L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL

In der Abbildung 9 und der Tabelle 14 werden die Ergebnisse der GASPOOL-L-Gas-Mengenbilanz dargestellt. Die Annahmen für die jährlichen Gesamtimportmengen am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl entsprechen denen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028, da der höhere Mengenbedarf für das Marktgebiet GASPOOL durch eine geringere Beschäftigung des Marktgebietsübergangs zu NCG sowie den verringerten Sicherheitsabschlag auf die BVEG-Prognose für die deutsche Produktion kompensiert werden kann.

Abbildung 9: L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 14: L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL kaltes und durchschnittliches Jahr

Angaben in TWh/a	L-Gas-Bedarf Kaltes Jahr	L-Gas-Bedarf Durchschnittliches Jahr	Inländische Produktion Anteil GP	Import NL (Oude Statenzijl) Kaltes Jahr	Import NL (Oude Statenzijl) Durchschnittliches Jahr
2018/19	82,4	76,2	37,1	45,3	39,1
2019/20	76,1	70,3	34,6	41,5	35,7
2020/21	66,7	61,6	33,6	35,7	30,5
2021/22	54,8	50,6	30,5	26,0	21,7
2022/23	49,4	45,6	26,4	24,9	21,1
2023/24	43,6	40,3	22,2	22,7	19,3
2024/25	39,1	36,1	21,6	18,2	15,2
2025/26	32,8	30,3	26,4	6,3	5,8
2026/27	25,6	23,6	23,9	4,7	4,3
2027/28	22,8	21,1	21,5	3,8	3,5
2028/29	22,5	20,8	19,3	3,8	3,5
2029/30	16,7	15,4	17,0	0,0	0,0

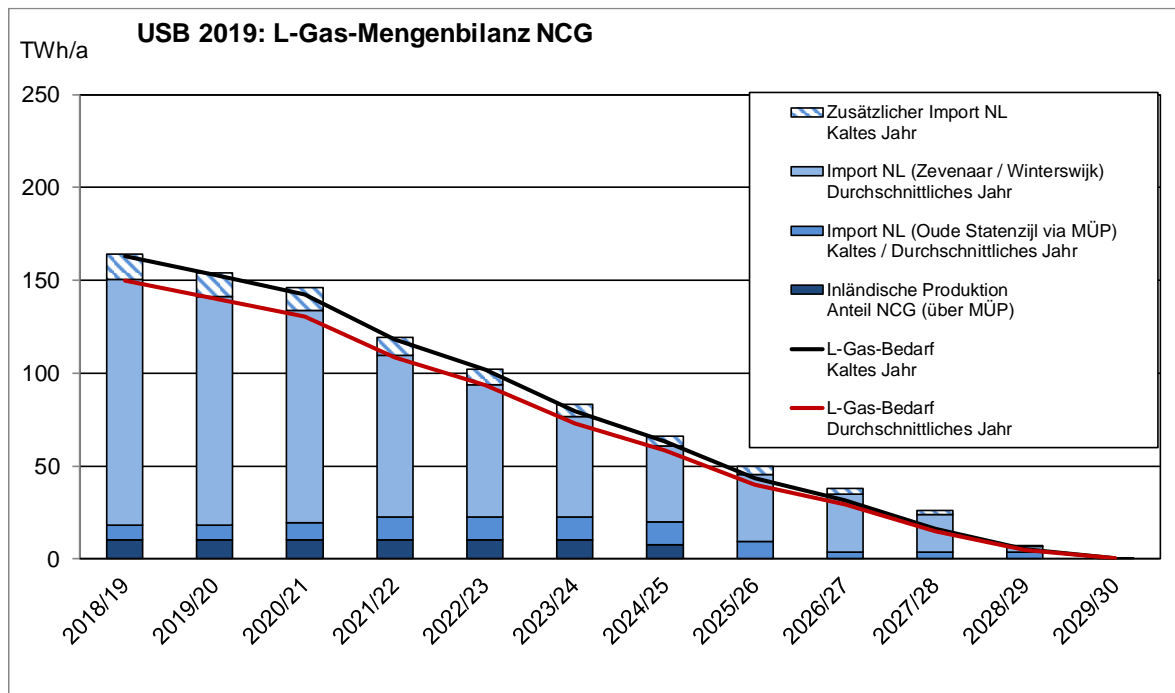
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### L-Gas-Mengenbilanz NCG

In der Abbildung 10 und der Tabelle 15 werden die Ergebnisse der NCG-L-Gas-Mengenbilanz dargestellt. Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wird die Mengenbilanz durch die vorgezogene Umstellung eines Industriekunden im Zeitraum bis einschließlich 2023/2024 entlastet, so dass die Annahmen zu den Importen aus den Niederlanden in Abstimmung mit GTS reduziert wurden.

Wie oben beschrieben, wird im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 eine geringere Beschäftigung des Marktgebietsübergangs zwischen GASPOOL und NCG unterstellt, um eine gleichmäßige Versorgung der beiden Marktgebiete zu erreichen.

Abbildung 10: L-Gas-Mengenbilanz NCG



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 15: L-Gas-Mengenbilanz NCG - kaltes und durchschnittliches Jahr

Angaben in TWh/a	L-Gas-Bedarf Kaltes Jahr	L-Gas-Bedarf Durchschnittliches Jahr	Inländische Produktion Anteil NCG (über MÜP)	Import NL (Oude Statenzijl via MÜP) Kaltes / Durchschnittliches Jahr	Import NL (Zevenaar / Winterswijk) Kaltes Jahr	Import NL (Zevenaar / Winterswijk) Durchschnittliches Jahr
2018/19	162,9	149,7	10,1	8,0	146,2	132,5
2019/20	152,8	140,4	10,1	8,0	136,0	123,0
2020/21	142,2	130,7	10,1	9,5	126,6	114,4
2021/22	118,2	108,6	10,1	12,6	96,5	86,7
2022/23	101,8	93,5	10,1	12,6	79,4	71,0
2023/24	79,6	73,1	10,1	12,6	60,7	53,9
2024/25	63,4	58,3	7,5	12,6	46,1	40,6
2025/26	43,5	40,0	0,0	9,5	40,2	36,1
2026/27	31,8	29,3	0,0	3,9	34,2	31,2
2027/28	16,4	15,0	0,0	3,9	22,0	19,9
2028/29	5,3	4,8	0,0	3,9	3,4	2,8
2029/30	0,3	0,3	0,0	0,0	0,3	0,3

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

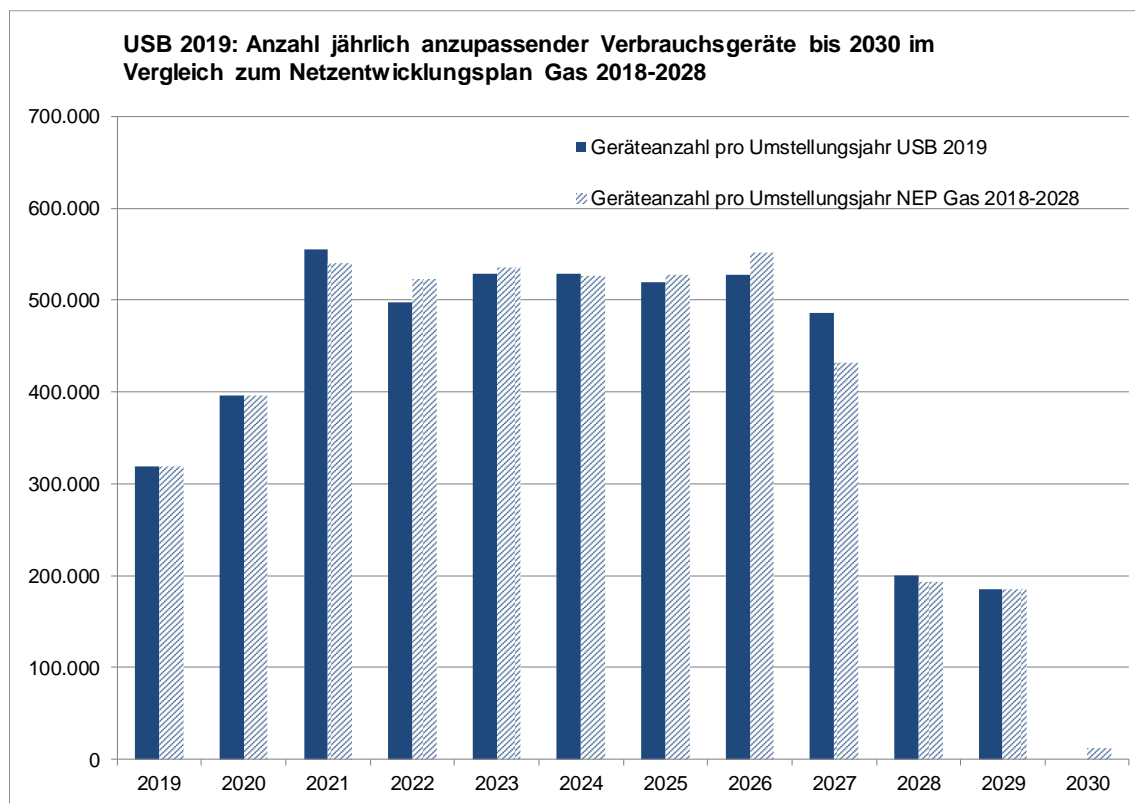
## 4.6 Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen

Das Jahr 2019 ist bereits das fünfte Jahr mit Geräteanpassungen der mit dem Netzentwicklungsplan Gas 2013 auf den Weg gebrachten deutschlandweiten L-H-Gas-Umstellung. Seit Beginn der L-H-Gas-Umstellung erfolgte ein stetiger Anstieg der jährlichen Gerätezahlen. Dies gewährleistet einen kontinuierlichen Aufbau von Ressourcen und die Qualifikation von Personal für die Durchführung der Geräteanpassungen. Im Jahr 2021 wird in der aktuellen Umstellungsplanung die Größenordnung der maximal jährlich anzupassenden Geräteanzahl erreicht. Für den Zeitraum bis einschließlich 2023 sind die erforderlichen Umstellungsfahrpläne als Grundlage zur Durchführung der Marktraumumstellung in den betroffenen Bereichen weitestgehend mit den Verteilernetzbetreibern abgeschlossen.

Für die Umstellungsjahre bis einschließlich 2026 ist die Entwicklung der benötigten Umstellungskonzepte weit fortgeschritten. Dabei wurde insbesondere eine Glättung der Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr erreicht. Solange sich die Planungsprämissen nicht grundlegend ändern, sind nur noch wenige Anpassungen bei den Umstellungskonzepten für die Jahre bis 2026 zu erwarten.

Für den Umstellungszeitraum ab 2027 liegen wenige abgestimmte Umstellungsplanungen vor. Hier wird es im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 weitere Änderungen und Konkretisierungen geben. In Abbildung 11 wird der Vergleich der anzupassenden Gerätezahlen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 dargestellt.

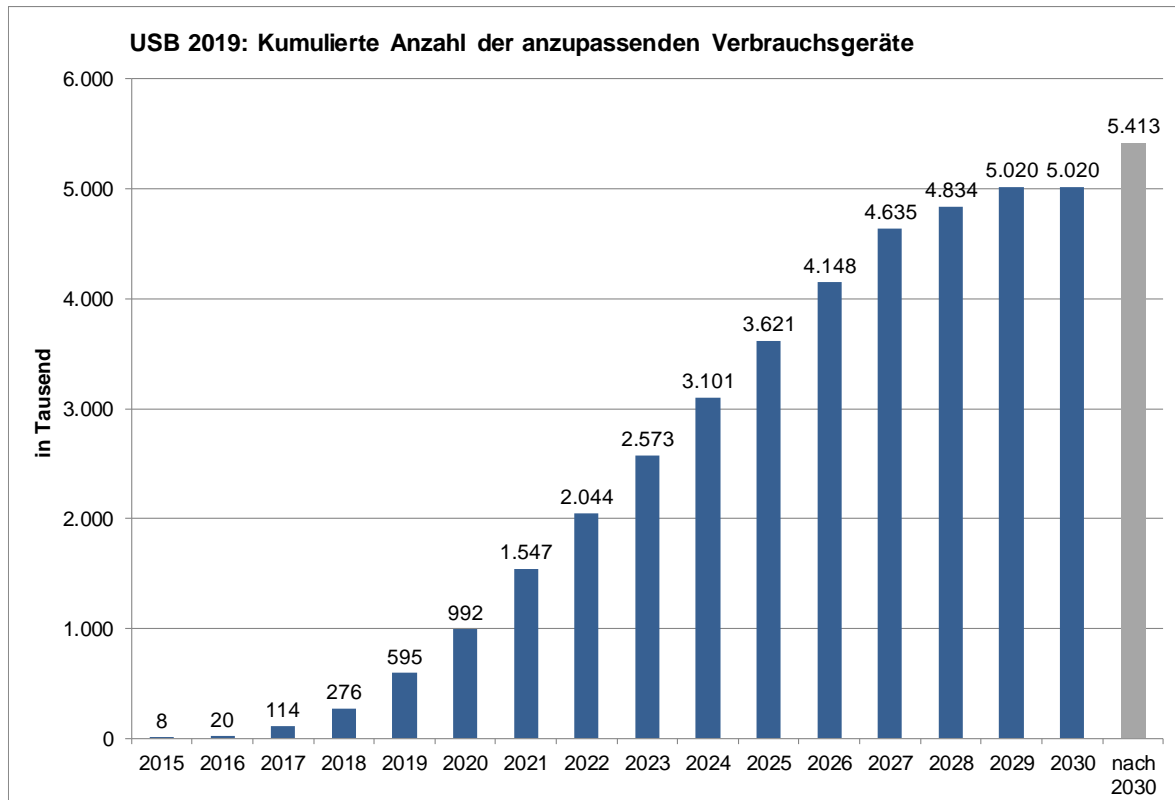
*Abbildung 11: Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen*



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In Abbildung 12 wird zusätzlich die kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte im Zeitraum der Marktraumumstellung von 2015 bis nach 2030 dargestellt.

*Abbildung 12: Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030*



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die engen Leistungs- und Mengenbilanzen sowie die große Anzahl anzupassender Geräte zeigen die zwingende Notwendigkeit, die Marktraumumstellung entsprechend dem durch die Fernleitungsnetzbetreiber in Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern aufgestellten Umstellungskonzept durchzuführen.

## 4.7 Umstellungsbereiche

### 4.7.1 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 2017 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. Abhängigkeiten verschiedener Umstellungsbereiche bzgl. der Umstellungsreihenfolge werden für die Bereiche, für die bereits Detailplanungen vorliegen, ebenfalls in der NEP-Gas-Datenbank beschrieben.

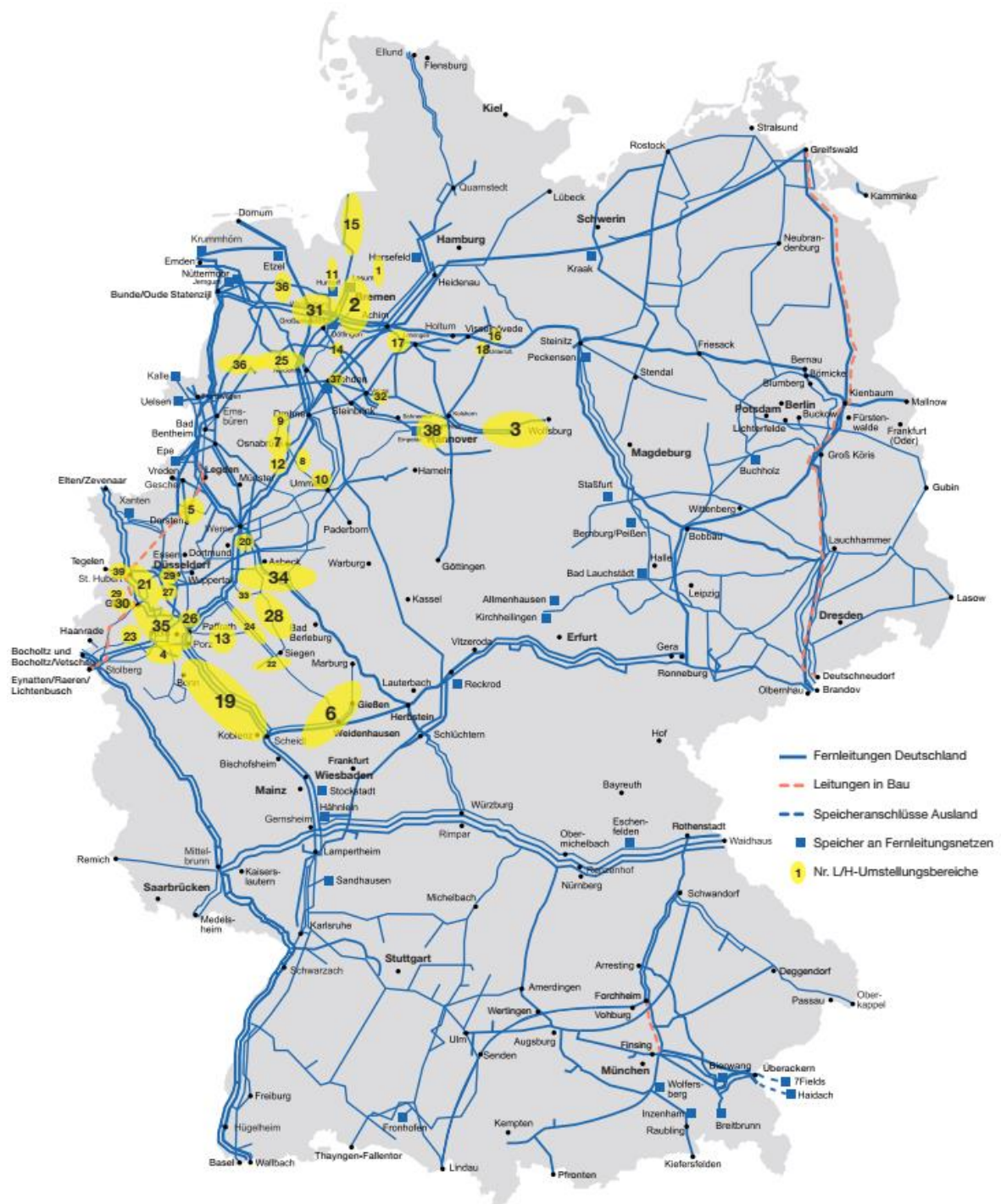
Im Zuge der guten Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern konnten die Umstellungskonzepte für die geplanten Bereiche bereits weitestgehend bis 2026 abgestimmt werden.

Die L-H-Gas-Umstellungsplanung erfolgt in einem kontinuierlichen Prozess, der bis zur vertraglichen Fixierung ständigen Anpassungen unterworfen ist. Für den vorliegenden Umsetzungsbericht 2019 wurde analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 der Stichtag 01. November gewählt. Mögliche Änderungen, die sich bis zum 01. April 2019 ergeben haben, sind nicht Bestandteil der zuvor gezeigten Bilanzen und Auswertungen. Diese werden in Kapitel 4.7.4 beschrieben.

#### 4.7.2 Übersicht der Umstellungsbereiche

Die folgende Abbildung 13 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre bis 2024. Die Größe der gelb dargestellten Formen steht symbolisch für den Leistungsbedarf des umzustellenden Bereichs.

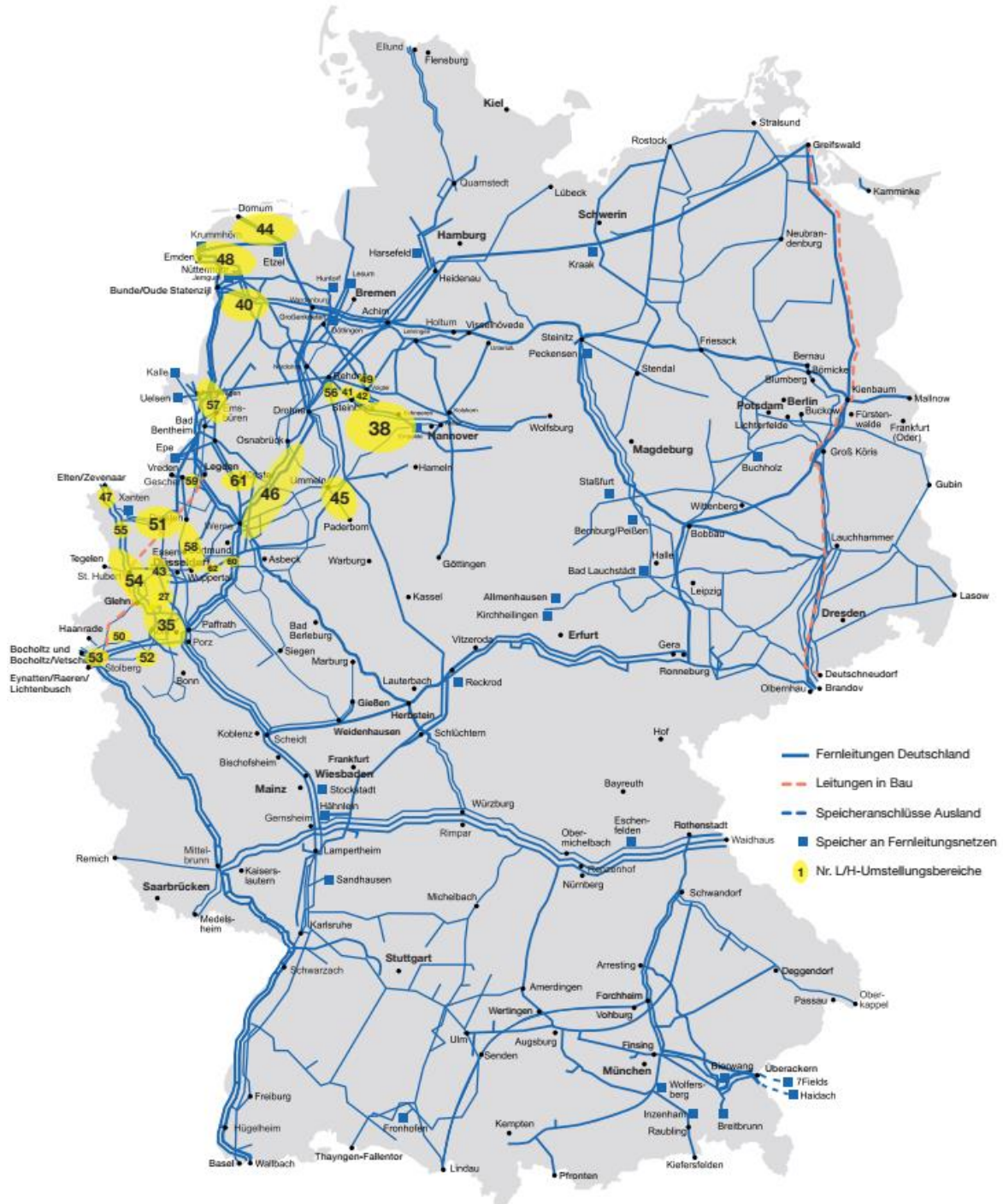
Abbildung 13: Umstellungsbereiche bis 2024



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 14 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre 2025 bis 2030.

Abbildung 14: Umstellungsbereiche 2025 bis 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle 16 zeigt eine Übersicht aller Umstellungsbereiche bis zum Jahr 2029. 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 16: Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche*

Nr.	Bereich	FNB	Umstellungs- zeitpunkte USB 2019
1	Posthausen II	GTG	2019
2	Bremen/ Delmenhorst	GUD	2019
3	Hannover Ost / Wolfsburg	GUD	2019
4	Bonn	OGE	2019
5	Marl	OGE	2019
6	Mittelhessen	OGE	2019
7	Osnabrück	OGE	2019
8	Teutoburger Wald 3	OGE	2019
9	Teutoburger Wald 4	OGE	2019
10	Teutoburger Wald 6	OGE	2019
2	Bremen/ Delmenhorst	GUD	2020
3	Hannover Ost / Wolfsburg	GUD	2020
4	Bonn	OGE	2020
6	Mittelhessen	OGE	2020
11	EWE-Zone Teil I	GTG	2020
12	Teutoburger Wald 5	Nowega	2020
12	Teutoburger Wald 5	OGE	2020
13	Aggertalleitung	OGE	2020
13	Aggertalleitung	TG	2020
3	Hannover Ost / Wolfsburg	GUD	2021
6	Mittelhessen	OGE	2021
13	Aggertalleitung	TG	2021
14	EWE-Zone Teil II	GTG	2021
15	Bremen Nord / Osterholz Scharmbeck / Bremerhaven / Cuxhaven	GUD	2021
16	Unterlüß-Gockenholz	GUD	2021
17	Verden	GUD	2021
18	Bereich Munster Gockenholz	Nowega	2021
19	Mittelrhein	OGE	2021
20	Oberaden	OGE	2021
21	Rheinland	OGE	2021
21	Rheinland	TG	2021
22	Westerwald/Sieg	OGE	2021
23	Bergheim 1	TG	2021
24	Oberbergisches Land	TG	2021

Nr.	Bereich	FNB	Umstellungs- zeitpunkte USB 2019
19	Mittelrhein	OGE	2022
22	Westerwald/Sieg	OGE	2022
24	Oberbergisches Land	OGE	2022
24	Oberbergisches Land	TG	2022
25	EWE-Zone Teil III	GTG	2022
26	Bergisches Land	OGE	2022
27	Düsseldorf	OGE	2022
27	Düsseldorf	TG	2022
28	Südwestfalen	OGE	2022
29	Viersen-Meerbusch	OGE	2022
29	Viersen-Meerbusch	TG	2022
30	Mönchengladbach	TG	2022
19	Mittelrhein	OGE	2023
29	Viersen-Meerbusch	OGE	2023
29	Viersen-Meerbusch	TG	2023
31	EWE-Zone Teil IV	GTG	2023
32	Bereich Voigtei	Nowega	2023
33	Elverlingsen	OGE	2023
34	Hagen - Iserlohn - Ergste	OGE	2023
35	Köln - Bergisch Gladbach	OGE	2023
35	Köln - Bergisch Gladbach	TG	2023
26	Bergisches Land	OGE	2024
35	Köln - Dormagen	OGE	2024
35	Köln - Dormagen	TG	2024
36	EWE-Zone Teil V	GTG	2024
37	Rehden-Bassum	Nowega	2024
38	Drohne - Ahlten	OGE	2024
39	Kaldenkirchen	OGE	2024
35	Köln - Dormagen	OGE	2025
35	Köln - Dormagen	TG	2025
38	Drohne - Ahlten	OGE	2025
40	EWE-Zone Teil VI	GTG	2025
41	Bereich Lemförde	Nowega	2025
42	Petershagen	Nowega	2025
43	Düsseldorf - Neuss	OGE	2025
43	Düsseldorf - Neuss	TG	2025
27	Düsseldorf	OGE	2026
27	Düsseldorf	TG	2026
44	EWE-Zone Teil VII	GTG	2026
45	Bielefeld / Paderborn	GUD	2026
46	Werne - Ummeln - Drohne	OGE	2026
47	Emmerich	TG	2026

Nr.	Bereich	FNB	Umstellungs- zeitpunkte USB 2019
46	Werne - Ummeln - Drohne	OGE	2027
48	EWE-Zone Teil VIII	GTG	2027
49	Zone Westnetz	GTG	2027
50	Rommerskirchen / Kerpen	OGE	2027
50	Rommerskirchen/Blatzheim	TG	2027
51	Sonsbeck - Dorsten	OGE	2027
51	Sonsbeck - Oberhausen	TG	2027
52	Hürth/Brühl/Bergheim 2	TG	2027
53	Weisweiler/Düren	TG	2027
46	Werne - Ummeln - Drohne	OGE	2028
47	Kalkar	TG	2028
54	Krefeld - Langenfeld	OGE	2028
54	Krefeld - Langenfeld	TG	2028
55	Hamb / Kapellen / Aldekerk	TG	2028
42	Petershagen Messlinger Straße	Nowega	2029
56	Bereich Rehden-Lengerich	Nowega	2029
57	Emsland II	Nowega	2029
58	Dorsten - Leichlingen	OGE	2029
59	Gescher	OGE	2029
60	Hagen	OGE	2029
61	Münsterland	OGE	2029
62	Wuppertal	TG	2029

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

#### 4.7.3 Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 haben sich folgende Änderungen bei den Umstellungsbereichen ergeben:

*Tabelle 17: Geänderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 (Stichtag 01. November 2018)*

Nr.	Geänderte L-H-Gas-Umstellungsbereiche	FNB	Umstellungszeitpunkt USB 2019
1	Unterlüß-Gockenholz	GUD	2021
2	Rheinland	OGE/ TG	2021
	Viersen-Meerbusch	OGE/ TG	2022
	Düsseldorf	OGE/ TG	2022
	Düsseldorf - Neuss	OGE/ TG	2025
	Düsseldorf	OGE/ TG	2026
	Krefeld - Langenfeld	OGE/ TG	2028
3	Oberbergisches Land	TG	2021
	Oberbergisches Land	TG	2022
4	Südwestfalen	OGE	2022
	Hagen - Iserlohn - Ergste	OGE	2023
5	Bereich Voigtei	Nowega	2023
	Rehden-Bassum	Nowega	2024
	Bereich Rehden-Lengerich	Nowega	2029
6	Köln - Dormagen	OGE	2024
7	Bielefeld / Paderborn	GUD	2026
	Werne - Ummeln - Drohne	OGE	2026
	Werne - Ummeln - Drohne	OGE	2027
8	Emmerich	TG	2026

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Umstellung des Bereichs Unterlüß-Gockenholz wurde in das Jahr 2021 vorgezogen. Hintergrund ist die Umstellung der Leitung Unterlüß-Kolshorn auf H-Gas, die zum H-Gas-Antransport in den Bereich Hannover bis Wolfsburg benötigt wird. Die H-Gas-Kapazität dient in diesem Bereich zur Unterstützung der Umstellung von Hannover sowie zur Deckung eines erhöhten Kraftwerksbedarfs.

Die Fernleitungsnetzbetreiber OGE und Thyssengas haben mit der Netzgesellschaft Düsseldorf ein detailliertes Konzept zur Umstellung im Raum Düsseldorf entwickelt. Hieraus ergaben sich Anpassungen in den Umstellungsbereichen Rheinland, Düsseldorf, Viersen-Meerbusch, Düsseldorf-Neuss und Krefeld-Langenfeld. Das Konzept ermöglicht nun weitestgehend kontinuierliche Anpassungsaktivitäten der Netzgesellschaft Düsseldorf von 2021 bis 2028.

Zur Optimierung der Umstellungsplanung im Verteilernetz wird der Netzkopplungspunkt Reichshof-Nosbach des Umstellungsbereichs Oberbergisches Land bereits im Jahr 2021 umgestellt.

Gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wurde ein Industriekunde aus dem Umstellungsbereich Hagen-Iserlohn-Ergste im Jahr 2023 in den Umstellungsbereich Südwestfalen in das Jahr 2022 vorgezogen.

Nach konkreter Prüfung wurde der Bereich Voigtei von 2030 in das Jahr 2023 vorgezogen. Der Umstellungsbereich beinhaltet jeweils einen Netzkopplungspunkt der Avacon Hochdrucknetz und der Gelsenwasser Energienetze sowie zwei Industriekunden. Der neue Umstellungsbereich Rehden-Bassum (Umstellung im Jahr 2024) umfasst mehrere nachgelagerte Netzkopplungspunkte, die aus den Bereichen Rehden-Lengerich (2029) und Salzgitter (nach 2030) vorgezogen wurden.

Der Mengenbedarf des Umstellungsbereichs Köln-Dormagen im Jahr 2024 konnte durch das Vorziehen eines Industriekunden in das Jahr 2018 in Abstimmung zwischen OGE und GASCADE stark reduziert werden.

Aufgrund der gemeinsamen Detailplanung der Fernleitungsnetzbetreiber GUD und OGE mit den zuständigen Verteilernetzbetreibern zur Umstellung im Raum Bielefeld und zur deutschlandweiten Harmonisierung wird ein Teil des Umstellungsbereichs Bielefeld/Paderborn der GUD aus dem Jahr 2027 ein Jahr vorgezogen und nun im Jahr 2026 komplett umgestellt. Im Umstellungsbereich Werne-Ummeln-Drohne der OGE wird zur deutschlandweiten Harmonisierung die Umstellung in der Region Hamm und Ahlen aus dem Jahr 2026 in das Jahr 2027 verschoben.

Der Umstellungsbereich Emmerich mit rund 14.000 Geräten konnte aus dem Jahr 2028 in das Jahr 2026 vorgezogen werden.

#### **4.7.4 Mögliche Veränderungen bei der L-H-Gas-Umstellungsplanung**

Grundsätzlich ist die Entwicklung der Konzepte im Rahmen der L-H-Gas-Umstellungsplanung bis zum Jahr 2026 weit fortgeschritten bzw. zu einem großen Teil bereits finalisiert. In den nachfolgend genannten Bereichen stehen bereits einige Veränderungen fest, zudem kann es noch weitere Anpassungen in der bisherigen Umstellungsplanung geben. Eine Aktualisierung der L-H-Gas-Umstellungsplanung erfolgt im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030.

Im Umstellungsbereich Hannover Ost/ Wolfsburg wird bei einem indirekt nachgelagerten Verteilernetzbetreiber die Umstellung von etwa 10.000 Geräten von 2021 auf 2020 vorgezogen.

Bezüglich des Umstellungsbereichs Döhne-Ahlten (2024 bis 2025) gibt es Überlegungen einen Teilbereich nach 2023 vorzuziehen. Aufgrund der hohen Anzahl anzupassender Geräte im Jahr 2024 sollen für einen kleineren Netzbereich zunächst Erfahrungen für die nachfolgende Umstellung in den Jahren 2024 und 2025 gesammelt werden.

Aus dem gleichen Grund soll ein kleiner Netzbereich eines Verteilernetzbetreibers im Raum Paderborn (Umstellungsbereich Werne-Ummeln-Döhne) von 2026 nach 2023 oder 2024 vorgezogen werden. Darüber hinaus gibt es in diesem Umstellungsbereich im Raum Porta Westfalica erste Überlegungen einen Teilbereich schon im Jahr 2025 umzustellen.

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 werden sich voraussichtlich noch Änderungen in diesen Umstellungsjahren ergeben.

Nowega prüft Anpassungen der Umstellungsbereiche, die im Kapitel 4.8 „Verbleibender L-Gas Markt“ beschrieben sind. Es gibt erste Überlegungen, Teile schon vor 2030 auf H-Gas umzustellen.

## 4.8 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.

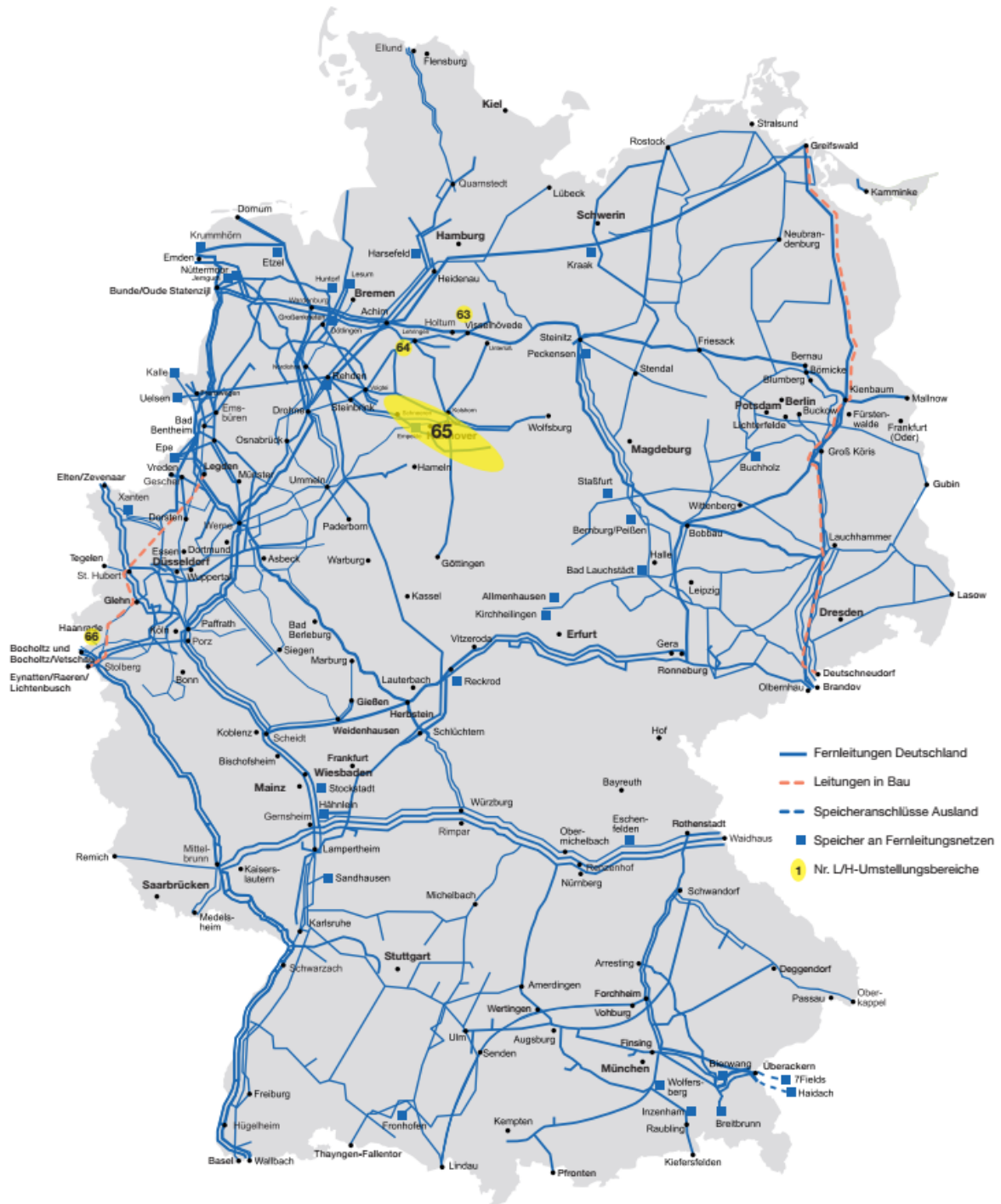
*Tabelle 18: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030*

Nr.	Bereich	FNB	Umstellungs- zeitpunkte USB 2019
63	im Produktionsbereich/vorgelagert	GUD	nach 2030
64	Voigtei (GUD)	GUD	nach 2030
65	Bereich Salzgitter	Nowega	nach 2030
66	Haanrade	TG	nach 2030

*Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber*

Der verbleibende L-Gas-Markt nach 2030 ist in Abbildung 15 dargestellt.

Abbildung 15: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## 4.9 Risikobetrachtung in der L-H-Gas-Umstellung

Die L-H-Gas-Umstellung umfasst eine Vielzahl von Einzelschritten, die termingerecht und reibungslos erfolgen müssen. Zur Gewährleistung einer versorgungssicheren Umstellung ist die Betrachtung von Risiken von Beginn an ein essenzieller Bestandteil der Umstellungsplanung.

Vor diesem Hintergrund beschreiben die Fernleitungsnetzbetreiber im Folgenden die aus ihrer Sicht wesentlichen Risikokategorien:

### **Verzögerungen in nachgelagerten Netzen**

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber kann nicht ausgeschlossen werden, dass in nachgelagerten Netzen Verzögerungen bei der Anpassung von Gasgeräten entstehen und somit geplante Schaltschritte gegebenenfalls nicht termingerecht erfolgen können. Diese Verzögerungen könnten beispielsweise durch eine nicht ausreichende Verfügbarkeit von qualifiziertem Personal oder einer schlechten Erreichbarkeit von Endverbrauchern im Umstellungsprozess verursacht werden.

Die Erfahrungen aus den bisherigen L-H-Gas-Umstellungen mit rund 300.000 erfolgreich angepassten Geräten seit dem Jahr 2015 geben bislang keinen Anlass dafür, dass dieses Risiko eintreten wird. Ferner ist davon auszugehen, dass mit Erreichen der Plateauphase der Marktraumumstellung, in welcher sich die Zahl der jährlichen Geräteanpassungen nicht oder nur in geringem Maße steigert, die Eintrittswahrscheinlichkeit für ein solches Risiko deutlich verringert und sich in den Folgejahren nach der Plateauphase weiter verringern wird.

Gleichwohl befinden sich die Fernleitungsnetzbetreiber in einem permanenten Austausch mit den Verteilernetzbetreibern, um das Eintreten dieses Risikos möglichst zu vermeiden. Dies geschieht insbesondere bei der konkreten Planung der Marktraumumstellung in den jeweiligen Umstellungsbereichen mit Definition von Schaltschritten in angemessenen Größenordnungen. Weiterhin werden die Schaltschritte auch unterjährig über alle Fernleitungsnetzbetreiber hinweg dahingehend harmonisiert, dass eine möglichst gleichmäßige Auslastung der Monteure über das Jahr hinweg erreicht werden kann. Ferner gibt es Bestrebungen seitens der Verteilernetzbetreiber und der Anpassungsunternehmen, möglichst viele Geräte zeitlich weit vor dem Schalttermin anzupassen und dadurch eine Entkopplung der Zeitpunkte der Schalttermine von den Monteursverfügbarkeiten zu ermöglichen. Daher werden diese Schalttermine zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den Verteilernetzbetreibern teilweise schon weit vor den Fristen gemäß KoV X vereinbart, um so das Risiko zu minimieren. Schließlich werden die Verteilernetzbetreiber damit in die Lage versetzt, Umstellungsressourcen möglichst frühzeitig vertraglich zu binden.

Falls sich Verzögerungen in nachgelagerten Netzen ergeben sollten, ist es von hoher Bedeutung, diese möglichst frühzeitig zu adressieren. Auch hier befinden sich die Fernleitungsnetzbetreiber in einem intensiven Austausch mit den jeweiligen sich im Prozess der Geräteanpassung befindlichen Verteilernetzbetreibern. Hierdurch soll vermieden werden, dass etwaige Verzögerungen in bestimmten Teilbereichen Auswirkungen auf weitere Teile eines zusammengehörenden Umstellungsbereichs haben.

## **Verzögerter Netzausbau**

Für die L-H-Gas-Umstellung müssen zahlreiche Netzausbaumaßnahmen termingerecht realisiert werden. Verzögert sich die Inbetriebnahme einer Maßnahme, wird die Umstellung der hiervon abhängigen Umstellungsbereiche nicht termingerecht erfolgen können.

In den Kapiteln 3.5.1 bzw. 3.5.2 ist dargestellt, dass es derzeit keine umstellungsrelevanten Netzausbaumaßnahmen mit einer eingetretenen oder absehbaren Verzögerung gibt. Weiterhin ist zwischen den Veröffentlichungszyklen des Netzentwicklungsplans bzw. des Umsetzungsberichts durch die internen Prozesse der Fernleitungsnetzbetreiber eine kontinuierliche Fortschrittskontrolle der Ausbaumaßnahmen sichergestellt.

Sollte sich eine Verzögerung einzelner Ausbaumaßnahmen abzeichnen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber in Absprache mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern bzw. Industriekunden geeignete Lösungen ermitteln, damit Auswirkungen auf weitere Umstellungsbereiche oder Schaltschritte nach Möglichkeit vermieden werden.

## **Unplanmäßige Reduktion der L-Gas-Importe aus den Niederlanden**

Die Fernleitungsnetzbetreiber befinden sich hinsichtlich der Importe aus den Niederlanden im engen Austausch mit GTS, der BNetzA und dem BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie). Die in diesem Dokument dargestellten Mengen- und Leistungsbedarfe in Deutschland sind Bestandteil der niederländischen Netzentwicklungsplanung und gehen in die Vorgaben des niederländischen Wirtschaftsministeriums für die Produktionsplanung ein. Insofern gibt es aktuell keinen Anlass davon auszugehen, dass die L-Gas-Importe aus den Niederlanden schneller als durch die Marktraumumstellung eingeplant reduziert werden könnten.

Ferner werden in den Niederlanden Maßnahmen getroffen, um die unmittelbar aus dem Groningen-Feld zu fördernden Gasmengen in den kommenden Jahren signifikant reduzieren zu können. Dies geschieht insbesondere, um die Gefahr von Erdbeben in den Förderregionen rund um Groningen zu verringern. Ein entsprechender Zusammenhang zwischen Eintrittswahrscheinlichkeit eines stärkeren Erdbebens und der Fördermenge in Groningen wurde durch die niederländische Fördergesellschaft NAM untersucht. [SODM 2018] Danach kann davon ausgegangen werden, dass sich zusammen mit der Groningen-Produktion die Erdbebengefahr entsprechend reduziert.

## **Unplanmäßige Reduktion der deutschen Produktion**

Die vergangenen Jahre haben gezeigt, dass die deutsche L-Gas-Produktion in der Regel unterhalb der vom BVEG prognostizierten Werte lag. Aus diesem Grund wenden die Fernleitungsnetzbetreiber einen Sicherheitsabschlag auf die deutschen Produktionsmengen an, um das Risiko zu hoher Produktionserwartungen zu vermindern.

Weiterhin ist zwischen den einzelnen Prognosen des BVEG eine allgemeine Reduktion der deutschen Produktion erkennbar. Insbesondere die Produktionsprognose im Jahr 2017 hat dazu beigetragen, dass als Abhilfemaßnahme die Konvertierungsanlage der Nowega erweitert wird. Dies wird im nachfolgenden Kapitel näher beschrieben.

Darüber hinaus verbleibt jedoch ein Restrisiko für die Mengen- und Leistungsverfügbarkeiten aus der deutschen Produktion, sofern in den kommenden Jahren ein höherer Rückgang als erwartet auftreten sollte.

Die Analyse der Entwicklung der deutschen Produktion ist Gegenstand der aktuellen Abstimmungen zwischen den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern. Die Fernleitungsnetzbetreiber erwarten für den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 eine aktualisierte Produktionsprognose des BVEG.

#### **4.10 Zusätzlicher Konvertierungsbedarf**

Aufgrund der erneut reduzierten Produktionsprognose des BVEG im Jahr 2017 hat sich im Netzbereich der Nowega Handlungsbedarf ergeben. Im Rahmen der Umstellungsplanung für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 erfolgte bereits eine Beschleunigung der L-H-Gas-Umstellungsplanung bei der Nowega durch das Vorziehen des Umstellungsbereichs Munster Gockenholz in das Jahr 2021. Im Rahmen dieses Umsetzungsberichts 2019 wird neben dem neu zusammengesetzten Bereich Rehden-Bassum (2024) der bereits bestehende Bereich Voigtei vom Jahr 2030 in das Jahr 2023 vorgezogen.

Derzeit werden im Nowega-Netzbereich weitere alternative Umstellungsmöglichkeiten geprüft. Hierbei wird insbesondere untersucht, ob Umstellungsbereiche oder Teile von Umstellungsbereichen vorgezogen werden können. Trotz dieser Prüfung können wesentliche Umstellungsbereiche aufgrund der Anbindungs- und Aufspeisesituation in weiten Teilen nicht vor dem Jahr 2029 umgestellt werden. Zudem ist der Umstellungsbereich Salzgitter im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 erst nach dem Jahr 2030 zur Umstellung vorgesehen. Dieser Umstellungsbereich könnte, vorbehaltlich einer Prüfung durch die L-Gas-Fernleitungsnetzbetreiber, aufgrund seiner Größe und der hohen Gerätezahlen wahrscheinlich frühestens ab dem Jahr 2028 umgestellt werden. Der Handlungsbedarf für den Erhalt der L-Gas-Versorgungssicherheit im Netzbereich der Nowega besteht also unabhängig von einer möglichen Beschleunigung der L-H-Gas-Umstellungsplanung.

Um für den verbleibenden L-Gas-Markt eine ausreichende Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, ist es erforderlich, die seit 2016 für Spitzenlasten zur Verfügung stehende Konvertierungsanlage zu erweitern. Die Erweiterung ermöglicht durch eine Vor-Ort-Stickstoffherzeugung einen kontinuierlichen Betrieb der Konvertierungsanlage mit einer Leistung von ca. 1 GWh/h sowie den kombinierten Betrieb zur Spitzenlastversorgung mit der vorhandenen Stickstofflagerung bis zu 2,4 GWh/h. Die Anlage ist Bestandteil des aktuellen Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 und wird derzeit realisiert.

Die Maßnahme schafft über die Absicherung von Exit-Kapazitäten für den Spitzenlastfall hinaus die technische Möglichkeit, unerwartete Mengenausfälle zu kompensieren. Aufgrund der bereits in Betrieb genommenen Anlagenkomponenten erscheint eine Realisierung bis Anfang des Jahres 2021 realistisch.

## 4.11 Zusammenfassung

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

- Ermittlung und Darstellung der deutschlandweiten und marktgebietsweiten Leistungs- und Mengenbilanz für L-Gas unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis zum Jahr 2030,
- Darstellung der Anzahl der pro Jahr 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,
- Konkretisierung des verbleibenden L-Gas-Marktes,
- Berücksichtigung der vorliegenden Detailplanungen der Verteilernetzbetreiber,
- Risikobetrachtung in der L-H-Gas-Umstellung,
- Erläuterungen zum zusätzlichen Konvertierungsbedarfs.

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

## Anlagen

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Datenbank zum Umsetzungsbericht 2019 aktualisiert und stellen diese der Öffentlichkeit unter <http://www.nep-gas-datenbank.de> zur Verfügung.

Die Datenbank bietet für den Zyklus zum Umsetzungsbericht 2019 (Name des Zyklus in der NEP-Gas-Datenbank: „2018 – USB zum NEP“) folgende Inhalte:

- Netzausbaumaßnahmen
- Umstellung L-H-Gas

# Glossar

## Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	<i>bayernets</i> GmbH
Ferngas	Ferngas Netzgesellschaft mbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GRT	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
ONTRAS	ONTRAS Gastransport GmbH
OGT	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
terranets	terranets bw GmbH
Thyssengas	Thyssengas GmbH

## Sonstige Abkürzungen

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V.
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GDRM	Gas-Druckregel- und Messanlage
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert
KoV	Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen

L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert
LNG	Liquefied Natural Gas
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
NEP	Netzentwicklungsplan Gas
VDS	Verdichterstation
VNB	Verteilernetzbetreiber

## Literatur

- [BVEG Jahresberichte 2006-2017]  
BVEG-Jahresberichte, Quelle (letzter Abruf am 06. März 2019):  
<https://www.bveg.de/Der-BVEG/Publikationen/Jahresberichte>
- [BVEG 2018]  
Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und Deutschland bis 2029
- [FNB Gas 2018]  
Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028, download unter (Download am 20. März 2019):  
[https://www.fnb-gas.de/files/2019\\_03\\_20\\_nep-gas-2018-2028\\_final\\_1.pdf](https://www.fnb-gas.de/files/2019_03_20_nep-gas-2018-2028_final_1.pdf)
- [Raad van State 2017]  
Verwaltungsgericht der Niederlande erklärt die Beschlüsse aus Juni 2016 und April 2017 für ungültig, download unter (Download am 09. Januar 2018):  
<https://www.raadvanstate.nl/uitspraken/zoeken-inuitspraken/tekst-uitspraak.html?id=93047> [RVO 2018a]  
[https://www.rvo.nl/sites/default/files/2018/08/Ov02\\_Brief%20TK%2029%20maart%2018%20kst-33529-457.pdf](https://www.rvo.nl/sites/default/files/2018/08/Ov02_Brief%20TK%2029%20maart%2018%20kst-33529-457.pdf)
- [RVO 2018b]  
Instemmingsbesluit Groningen gasveld 2018-2019, download unter (Download am 13. März 2019):  
[https://www.rvo.nl/sites/default/files/2018/11/Instemmingsbesluit\\_Groningen\\_gasveld\\_2018-2019.pdf](https://www.rvo.nl/sites/default/files/2018/11/Instemmingsbesluit_Groningen_gasveld_2018-2019.pdf)
- [SODM 2018]  
Staatstoezicht op de Mijnen, download unter (Download am 21. März 2019):  
<https://www.sodm.nl/binaries/staatstoezicht-op-de-mijnen/documenten/publicaties/2018/02/01/advies-groningen-gasveld-n.a.v.-aardbeving-zeerijp-van-8-januari-2018/advies-groningen-gasveld-n-a-v-aardbeving-zeerijp-van-8-januari-2018.pdf>

## Legal Disclaimer

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben dieses Dokument ausschließlich in Erfüllung ihrer Pflichten nach § 15b 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.