Netzentwicklungsplan Gas 2015

Ansprechpartner:
Nils Grabbe

info@fnb-gas.de

Berlin, 16.11.2015

1. bayernets GmbH
Poccistraße 7
80336 München

2. Fluxys TENP GmbH
Elisabethstraße 11
40217 Düsseldorf

3. Fluxys Deutschland GmbH
Elisabethstraße 11
40217 Düsseldorf

4. GASCADE Gastransport GmbH
Kölnische Straße 108-112
34119 Kassel

5. Gastransport Nord GmbH
Cloppenburger Straße 363
26133 Oldenburg (Oldb)

6. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
Pelikanplatz 5
30177 Hannover

7. Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH[1]
Pelikanplatz 5
30177 Hannover

8. GRTgaz Deutschland GmbH
Zimmerstraße 56
10117 Berlin

9. jordgasTransport GmbH
Promenade Am Alten Binnenhafen 6
26721 Emden

10. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
Ruhrallee 80
45136 Essen

11. NEL Gastransport GmbH
Kölnische Straße 108-112
34119 Kassel

12. Nowega GmbH
Nevinghoff 20
48147 Münster

13. ONTRAS Gastransport GmbH
Maximilianallee 4
04129 Leipzig

14. OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
Emmerichstraße 11
34119 Kassel

15. Open Grid Europe GmbH
Kallenbergstraße 5
45141 Essen

---

[1] Mit Wirksamkeit der Verschmelzung zum 01.09.2015 ist Gasunie Deutschland Transport Services GmbH Gesamtrechtsnachfolgerin der Gasunie Ostesteeanbindungsleitung GmbH geworden.

16. terranets bw GmbH
Am Wallgraben 135
70565 Stuttgart

17. Thyssengas GmbH
Kampstraße 49
44137 Dortmund

bayernets
erdgas transport systeme

Name	bayernets GmbH	
Unternehmenssitz	München	
Kunden	45 nachgelagerte Netzbetreiber, davon 11 direkt nachgelagert Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	110
Ferngasleitungsnetz	km	1.333
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	2
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	18
Grenzübergangspunkte	Anzahl	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	152
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	20.003
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	111*

** inkl. GÜP und Speicher*

FLUXYS | NEL

Name	Fluxys Deutschland GmbH	
Unternehmenssitz	Düsseldorf	
Kunden	Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	3
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 440
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	nur markt-gebietsintern
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	k.A.
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	k.A.

FLUXYS | TENP

Name	Fluxys TENP GmbH	
Unternehmenssitz	Düsseldorf	
Kunden	35	
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	22.650
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	71

GASCADE

Name	GASCADE Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Kassel (Hessen)	
Kunden	ca. 80 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	ca. 350
Ferngasleitungsnetz	km	2.400
Verdichterstationen	Anzahl	9
Verdichtereinheiten	Anzahl	28
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 550
Grenzübergangspunkte	Anzahl	7
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	79
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	66.100
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	140

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2014
Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2013

Name	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	
Unternehmenssitz	Hannover	
Kunden	ca. 150 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	257
Ferngasleitungsnetz	km	3.182
Verdichterstationen	Anzahl	9
Verdichtereinheiten	Anzahl	29
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	165
Grenzübergangspunkte	Anzahl	6
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	187
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	41.342
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	221

Name	Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH	
Unternehmenssitz	Hannover	
Kunden	19 Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	2
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 440
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	derzeit nur marktgebietsintern
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	4.459
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	7

Name	GRTgaz Deutschland GmbH	
Unternehmenssitz	Berlin	
Kunden	25 Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	30
Ferngasleitungsnetz	km	1.162
Verdichterstationen	Anzahl	6
Verdichtereinheiten	Anzahl	24
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	296
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	17
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	62.921
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	212*

** MEGAL - Wert*

Name	Gastransport Nord GmbH	
Unternehmenssitz	Oldenburg	
Kunden	ca. 50 nationale und internationale Transportkunden, Regionalgesellschaften und Industriekunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	47
Ferngasleitungsnetz	km	322
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	76
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	8.935
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	31

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2014
Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2013

Name	jordgasTransport GmbH	
Unternehmenssitz	Emden	
Kunden	k.A.	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	5 + Dienstleister
Ferngasleitungsnetz	km	408
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	7
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	57
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	0
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	9.785
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0

Name	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Essen	
Kunden	k.A.	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	3 + Dienstleister
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 470
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 96
Grenzübergangspunkte	Anzahl	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	k.A.
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	k.A.

Name	NEL Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Kassel (Hessen)	
Kunden	Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	4
Ferngasleitungsnetz	km	Ca. 440
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	2
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	27.800
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	52

Name	Nowega GmbH	
Unternehmenssitz	Münster	
Kunden	Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	20
Ferngasleitungsnetz	km	687
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	105
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	5.967
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	22

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2014
Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2013

Name	ONTRAS Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Leipzig	
Kunden	64 nationale und internationale Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	276
Ferngasleitungsnetz	km	7.200
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	5
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	38
Grenzübergangspunkte	Anzahl	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	511
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	40.087
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	165

Name	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG	
Unternehmenssitz	Kassel (Hessen)	
Kunden	Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	7
Ferngasleitungsnetz	km	470
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	96
Grenzübergangspunkte	Anzahl	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	nur marktgebietsintern
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	53.800
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. 1.650
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 12.000
Verdichterstationen	Anzahl	27
Verdichtereinheiten	Anzahl	97
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 1.100
Grenzübergangspunkte	Anzahl	17
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	ca 1.100
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	ca. 149.170
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	ca. 758

Name	terranets bw GmbH	
Unternehmenssitz	Stuttgart	
Kunden	ca. 150 Regionalgesellschaften, Stadwerke, Industriekunden und Händler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	208
Ferngasleitungsnetz	km	1.965
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	7
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	33
Grenzübergangspunkte	Anzahl	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	203
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	20.543
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	81

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2014
Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2013

Name	Thyssengas GmbH	
Unternehmenssitz	Dortmund	
Kunden	51 Netzkopplungspartner, 158 Netzanschlusskunden mit 186 NAP	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	273
Ferngasleitungsnetz	km	4.200
Verdichterstationen	Anzahl	6
Verdichtereinheiten	Anzahl	15
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 120
Grenzübergangspunkte	Anzahl	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1075
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	21.000
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	68

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2014
Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2013

Inhalt

Vorwort **8**

Executive Summary **9**

1 Einführung **11**

1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung 11
1.2 Vorgehensweise und Zeitplan 12
1.3 Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung 13
1.4 Änderungsverlangen der BNetzA 18
1.4.1 Entscheidung 18
1.4.2 Umsetzung 18

2 Bestätigter Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2015 **19**

2.1 Wichtige Annahmen des Szenariorahmens 19
2.2 Inhalte des Szenariorahmens 21
2.3 Bestätigung des Szenariorahmens zum NEP Gas 2015 24
2.4 Modellierungsvarianten 26
2.5 Grundlagen der Modellierung 28
2.5.1 Feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten für Kraftwerke (fDZK für Kraftwerke) 28
2.5.2 Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern 28
2.6 Ausblick auf den nächsten Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan 30
2.6.1 Kriterien für TaK und fDZK 30
2.6.2 Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber 35

3 Modellierung der Fernleitungsnetze **36**

3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise 36
3.2 Eingangsgrößen für die Netzmodellierung 39
3.2.1 Basisdaten 39
3.2.2 Weiterverarbeitung der Basisdaten für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber 41
3.2.3 Austauschkapazitäten an Marktgebietsübergangspunkten 45
3.2.4 Kapazitäten an Grenzübergangspunkten 46
3.2.5 Kraftwerke 47
3.2.6 Speicher 52
3.2.7 Industrielle Gasverbraucher 55
3.3 Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten 55

4 Das heutige Fernleitungsnetz 59

4.1 H-Gas-Gebiet 59
4.2 L-Gas-Gebiet 61
4.3 Startnetz für die Modellierung des NEP Gas 2015 62
4.4 Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen nach 13. BImSchV und TA-Luft 67
4.5 Weitere Projekte ohne finale Investitionsentscheidung 69
4.6 Stand der Umsetzung des NEP Gas 2014 69
4.7 Analyse historischer Unterbrechungen 74

5 Entwicklung der L-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenario 91

5.1 Beschreibung der Situation 91
5.2 L-Gas-Leistungsbilanz 2030 92
5.3 L-Gas-Mengenbilanz 97
5.4 Umstellungsgeschwindigkeit 100
5.5 Umstellungsbereiche 102
5.5.1 Festlegung der Umstellungsbereiche 102
5.5.2 Übersicht der Umstellungsbereiche 104
5.6 Detaillierte Erläuterung der Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber bis 2025 110
5.6.1 Netzgebiet GUD 110
5.6.2 Netzgebiet Nowega 112
5.6.3 Netzgebiet GTG Nord 112
5.6.4 Netzgebiet OGE/ Thyssengas 113
5.7 Umstellungsbereiche 2026 bis 2030 115
5.8 Verbleibender L-Gas-Markt 2030 115
5.9 Konvertierung 116
5.10 Fazit zum Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“ 117

6 Entwicklung der H-Gas-Versorgung 119

6.1 H-Gas-Leistungsbilanz 2030 119
6.2 Zusatzbedarf entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung in den Modellierungsvarianten 121

7 Ergebnisse der Modellierung 126

7.1 Beschreibung der Modellierungsvarianten 126
7.2 Modellierungsergebnisse 128
7.2.1 Modellierungsvariante II.B 128
7.2.2 Modellierungsvariante II.A 134
7.3 Gesamtergebnisse der Modellierungsvarianten 135
7.3.1 Gesamtergebnis der Variante II.B 135
7.3.2 Gesamtergebnis der Variante II.A 138
7.4 Transportalternativen 141

8 Netzausbaumaßnahmen 144

8.1 In das Startnetz für den NEP Gas 2015 aufgenommene Maßnahmen des NEP Gas 2014 144
8.2 Vorschlag der konkreten Netzausbaumaßnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber für den NEP Gas 2015 144
8.3 Netzausbaumaßnahmen 2016 bis 2025 gemäß Änderungsverlangen der BNetzA 155

9 Power-to-Gas 164

10 Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV zum 01.04.2015 166

10.1 Erwartungen der Fernleitungsnetzbetreiber über die Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage 166
10.2 Erkenntnisse aus durchgeführten Marktabfragen zum langfristig verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf 166
10.3 Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Absatz 2 Satz 1 GasNZV 166
10.4 Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz 166
10.5 Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens nach § 13 Absatz 1 GasNZV 166
10.6 Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs nach § 25 Satz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes 167
10.7 Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern 168
10.8 Erkenntnisse über Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten nach § 21 GasNZV ergibt 168
10.9 Erkenntnisse aus den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen nach der europäischen Netzzugangsverordnung 168
10.10 Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV sowie Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV 169

Übersicht über Netzausbaumaßnahmen deutscher Netzbetreiber mit PCI-Status 170

Auswertung der Stellungnahmen 171

Übersicht der Anlagen 172

Glossar 173

Literatur 176

Legal Disclaimer 179

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs	19
Abbildung 2:	Anteile an fester Entry- und Exit-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen	29
Abbildung 3:	Grundsätzliches Vorgehen bei der Netzmodellierung	36
Abbildung 4:	Eingangsgrößen für die Netzmodellierung	39
Abbildung 5:	Weiterverarbeitung der Basisdaten für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber	41
Abbildung 6:	Zuordnung der Gemeinden zu Versorgungsgebieten	43
Abbildung 7:	Weiterverarbeitung der Daten am Beispiel eines nachgelagerten Netzbetreibers	44
Abbildung 8:	Kapazitätsentwicklung der nachgelagerten Netzbetreiber in den Modellierungsvarianten	45
Abbildung 9:	Modellrechnung zur H-Gas-Quellenverteilung	46
Abbildung 10:	Systemrelevante Kraftwerke mit Anschluss an das FNB-Netz	49
Abbildung 11:	Neubaukraftwerke gemäß Szenario II mit Anschluss an das FNB-Netz	51
Abbildung 12:	Neue Speicher mit Anschluss an das FNB-Netz	54
Abbildung 13:	H-Gas-Transportnetz	59
Abbildung 14:	L-Gas-Transportnetz	61
Abbildung 15:	Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz im Überblick	66
Abbildung 16:	Umsetzungsstand der NEP Gas 2014-Maßnahmen	73
Abbildung 17:	Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten (alte Unterbrechungsdefinition) im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (in kWh/h)	79
Abbildung 18:	Übersicht der nach der geänderten Methodik bestimmten im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 30.09.2014 (in kWh/h)	80
Abbildung 19:	Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems	93

Abbildung 20:	Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz für die Modellierungsvarianten II.A und II.B	96
Abbildung 21:	L-Gas-Mengenbilanz – Verbleibender Bedarf über deutsche Produktions- und Import-Mengen	99
Abbildung 22:	Anzahl der umzustellenden Verbrauchsgeräte pro Jahr der bis 2030 benannten Umstellungsgebiete	101
Abbildung 23:	Umzustellende Leistung mit und ohne NAP auf Basis des Leistungsbedarfs im Jahr 2015	102
Abbildung 24:	Umstellungsbereiche 2015 bis 2020	104
Abbildung 25:	Umstellungsbereiche 2021 bis 2025	105
Abbildung 26:	Umstellungsbereiche 2026 bis 2030	106
Abbildung 27:	Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz für die Modellierungsvarianten II.A, II.B [GWh/h]	120
Abbildung 28:	Geänderte Anforderungen in 2020 und 2025 in den Modellierungsvarianten [GWh/h]	126
Abbildung 29:	Ausbaumaßnahmen in den Varianten II.B bis zum Jahr 2020	136
Abbildung 30:	Ausbaumaßnahmen in den Varianten II.B bis zum Jahr 2025	137
Abbildung 31:	Ausbaumaßnahmen in den Varianten II.A bis zum Jahr 2020	139
Abbildung 32:	Ausbaumaßnahmen in den Varianten II.A bis zum Jahr 2025	140
Abbildung 33:	Deutschlandweite Kapazitätsentwicklung der nachgelagerten Netzbetreiber in den Modellierungsvarianten im Vergleich zum Ergebnis der Studie zum Leistungsbedarf, Angaben in GWh/h	145
Abbildung 34:	Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber für den NEP Gas 2015	154
Abbildung 35:	Netzausbaumaßnahmen 2016 bis 2025 gemäß Änderungs-verlangen der BNetzA	163

Tabelle 1:	In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland	20
Tabelle 2:	Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung	21
Tabelle 3:	Szenario I – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt (H_i)	22

Tabelle 4:	Szenario II – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt (H_i)	22
Tabelle 5:	Szenario III – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt (H_i)	22
Tabelle 6:	Veränderung der Erdgasförderung in Deutschland	23
Tabelle 7:	Veränderung der Biogaseinspeisung in Deutschland*	23
Tabelle 8:	Entwicklung des Gasbedarfs in den Szenarien I bis III des Szenariorahmens (H_i)	24
Tabelle 9:	Modellierungsvarianten	27
Tabelle 10:	Angenommene Benutzungsstunden zur Umrechnung des Gasbedarfs in Leistungsangaben	42
Tabelle 11:	Systemrelevante Kraftwerke mit Anschluss an das FNB-Netz	48
Tabelle 12:	Neubaukraftwerke* gemäß Szenario II	50
Tabelle 13:	Zusätzliche Speicher in den Modellierungsvarianten	53
Tabelle 14:	Plankostenansätze für Standard-Erdgastransportleitungen in €/m	56
Tabelle 15:	Plankostenansätze für Verdichterstationen	57
Tabelle 16:	Plankostenansätze für GDRM-Anlagen	58
Tabelle 17:	Emissionsgrenzen entsprechend 13. BImSchV	67
Tabelle 18:	Emissionsgrenzen entsprechend TA-Luft	67
Tabelle 19:	Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen 13. BImSchV und TA-Luft	68
Tabelle 20:	Umsetzungsstand der NEP-Maßnahmen zum 01.02.2015	70
Tabelle 21:	Übersicht des Anteils der Unterbrechungsdauer im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (Angaben in %)	77
Tabelle 22:	Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (in kWh/h)	78
Tabelle 23:	Übersicht der nach der geänderten Methodik ermittelten unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 30.09.2014	79

Tabelle 24:	Aufteilung der Importleistung auf GÜP für die Varianten II.A und II.B [GWh/h]	94
Tabelle 25:	Umstellungskonzept für die heute direkt am FNB-Netz liegenden L-Gas-Speicher (Angaben in GWh/h)	95
Tabelle 26:	Daten zur L-Gas-Bilanz	97
Tabelle 27:	Daten zur L-Gas-Mengenbilanz	99
Tabelle 28:	Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche	107
Tabelle 29:	Umstellungsleistung bis 2020 und 2025 [GWh/h]	110
Tabelle 30:	Daten zur H-Gas-Bilanz [GWh/h]	120
Tabelle 31:	H-Gas-Leistungsbilanz II.A für die Jahre 2020 und 2025 in GWh/h	121
Tabelle 32:	H-Gas-Leistungsbilanz II.B für die Jahre 2020 und 2025 in GWh/h	122
Tabelle 33:	Vorgehen bei der Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung	124
Tabelle 34:	Zusätzliche Anforderungen in 2020 und 2025 in den Segmenten Kraftwerke, Speicher und interne Bestellung in den Modellierungsvarianten [MWh/h]	127
Tabelle 35:	Ergebnisse Variante II.B	135
Tabelle 36:	Ergebnisse Variante II.A	138
Tabelle 37:	Übersicht über die von den Fernleitungsnetzbetreibern am 01.04.2015 vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen bis zum Jahr 2025	147
Tabelle 38:	Übersicht der Netzausbaumaßnahmen 2016 bis 2025 gemäß Änderungsverlangen der BNetzA	156

Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

mit unserem Fernleitungsnetz leisten wir, die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, einen wesentlichen Beitrag zu einer sicheren, umweltverträglichen und wirtschaftlichen Energieversorgung.

Die beschlossene Energiewende – allem voran der stufenweise Ausstieg aus der Kernenergie bis spätestens 2022, verbunden mit den ehrgeizigen Ausbauzielen für die erneuerbaren Energien – ist ohne eine gleichzeitige Verstärkung der deutschen Energienetze nicht realisierbar. Darüber hinaus bietet die Erdgasinfrastruktur das Potenzial, als Transport- und Speichersystem für regenerativ erzeugtes Methan aus überschüssigem Strom zu dienen.

Wir freuen uns, Ihnen den Netzentwicklungsplan Gas 2015 vorlegen zu können. In diesem Dokument stellen wir die geplante Netzentwicklung für die kommenden zehn Jahre dar, die den geänderten Anforderungen an die Gas-Infrastruktur gerecht wird. Diese Netzentwicklung basiert auf dem von der Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigten Szenariorahmen.

Die hier vorliegende Fassung greift die Hinweise und Anregungen auf, die im Rahmen der vom 23.02. bis 13.03.2015 von den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführten öffentlichen Konsultation geäußert wurden und setzt die Vorgaben des Änderungsverlangens der BNetzA vom 01.09.2015 um.

Wir danken erneut der Prognos AG für die Unterstützung bei der Erstellung dieses Netzentwicklungsplans.

Ihre Fernleitungsnetzbetreiber

Executive Summary

In dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 stellen die Fernleitungsnetzbetreiber die Ergebnisse der Netzentwicklungsplanung – einschließlich der im Rahmen der öffentlichen Konsultation erhaltenen Informationen – und die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs vor. Damit erfüllen sie die Vorgaben aus Energiewirtschaftsgesetz und Gasnetzzugangsverordnung. Dieser vierte deutschlandweite Netzentwicklungsplan basiert auf dem von den Fernleitungsnetzbetreibern konsultierten und von der BNetzA am 06.11.2014 bestätigten Szenariorahmen 2015.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die ermittelten Netzausbaumaßnahmen mit einem **Investitionsvolumen** von rund **2,8 Mrd. €** bis zum Jahr 2020 und insgesamt **3,5 Mrd. €** bis zum Jahr 2025 vorgeschlagen, die auf der Modellierungsvariante II.B basieren (Kapitel 8). Nach Umsetzung des Änderungsverlangens der BNetzA verringert sich das Investitionsvolumen auf rund 3,3 Mrd. € im Jahr 2025.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen die Maßnahmen des NEP Gas 2014 durch die Ergebnisse des NEP Gas 2015 bestätigt. Darüber hinaus sind in der Betrachtung bis 2025 zusätzliche Ausbaumaßnahmen erforderlich, die durch folgende Faktoren bedingt sind:

- Konkretisierte L-H-Gas-Umstellungsplanung
  Die Zahl der für die L-H-Gas-Umstellung erforderlichen Maßnahmen und das damit verbundene Investitionsvolumen erhöht sich gegenüber dem letzten NEP Gas. Die Veränderungen ergeben sich aus dem erweiterten Betrachtungszeitraum und aktuellen Erkenntnissen zu den zeitlichen Abläufen der konkreten Umstellung.

- Erhöhter H-Gas-Bedarf
  Der zusätzliche H-Gas-Bedarf führt zu der Notwendigkeit zusätzlicher Infrastrukturentwicklung für den Antransport, um den L-H-Gas-Umstellungsbedarf decken zu können.

Bei der Betrachtung der Versorgungssicherheit im NEP Gas 2015 haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber wie im Vorjahr auf die L-H-Gas-Umstellung konzentriert. Im Rahmen des Umstellungsprozesses fanden im letzten Jahr intensive Abstimmungen mit den nachgelagerten Netzbetreibern statt.

Für den Zeitraum von 2015 bis 2025 wurde im NEP Gas 2015 zusätzlich benötigte H-Gas-Leistung entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung des Szenariorahmens berücksichtigt. Zusätzlich zu der im NEP Gas 2014 erstellten L-Gas-Bilanz haben die Fernleitungsnetzbetreiber nun die H-Gas-Bilanz für Deutschland jahresscharf betrachtet und bis auf das Jahr 2030 erweitert.

Der Erhalt des hohen Versorgungssicherheit-Standards setzt den Bau neuer Infrastruktur voraus. Im Vorfeld sind hierfür komplexe Planungs- und Genehmigungsschritte erforderlich. Diese sind in der Regel voneinander abhängig und im Rahmen der Umsetzung der Maßnahmen ein wesentliches zeitbestimmendes Element. Eine fristgerechte Fertigstellung setzt insbesondere auch eine zügige Bearbeitung durch die zuständigen Genehmigungsbehörden voraus.

Die Maßnahmen zum Ausbau des Transportnetzes erfordern erhebliche finanzielle Mittel, die von den Fernleitungsnetzbetreibern bereitgestellt werden müssen. Die durch den Netzausbau entstehenden Kosten spiegeln sich in den Netzentgelten wider. Es ist daher

von allen an der Entwicklung des Netzentwicklungsplans Beteiligten besonderes Augenmerk darauf zu legen, dass der Netzausbau unter langfristigen Gesichtspunkten gesamtwirtschaftlich sinnvoll und für die investierenden Unternehmen angesichts immer kürzer werdender Bindungsfristen von Transportkunden wirtschaftlich zumutbar bleibt. Dies erfordert vor allem einen stabilen und nachhaltigen Regulierungsrahmen mit einer risikoadäquaten Verzinsung.

Die Erstellung des Netzentwicklungsplans hat sich erneut als sehr ressourcenaufwendig erwiesen und überlappt sich regelmäßig mit der Erstellung des NEP Gas des Vorjahres und des Folgejahres. Der Prozess könnte optimiert werden, u. a. wenn der Netzentwicklungsplan in einem zweijährlichen Rhythmus entwickelt würde. Hiermit ließe sich mehr Zeit für Konsultationen und Modellierung gewinnen und eine Harmonisierung mit anderen Planungsrhythmen wie dem des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) erreichen. Die Fernleitungsnetzbetreiber begrüßen daher ausdrücklich den Gesetzentwurf zur Änderung von Bestimmungen des Energieleitungsbaus vom 29.12.2014, welcher den Wechsel von einem einjährigen auf einen zweijährigen Turnus zur Erstellung des Netzentwicklungsplans vorsieht.

1 Einführung

1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung

Nach § 15a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber seit 2012 verpflichtet, jährlich einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan zu erstellen und der BNetzA als zuständiger Regulierungsbehörde vorzulegen. Nach § 17 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber zudem verpflichtet, jährlich zum 01.04. eine marktgebietsweite Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs durchzuführen.

Netzentwicklungsplan Gas

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

Vor der Vorlage bei der BNetzA haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Öffentlichkeit und den nachgelagerten Netzbetreibern Gelegenheit zur Äußerung einzuräumen. Die BNetzA hat zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplans alle tatsächlichen und potenziellen Netznutzer angehört und am 01.09.2015 ein Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 veröffentlicht (Az. 8615-NEP Gas 2015).

Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben nach § 17 GasNZV jährlich zum 01.04. den langfristigen Kapazitätsbedarf in einem netzbetreiberübergreifenden, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren marktgebietsweit zu ermitteln. Hierbei haben sie die unter § 17 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 bis 10 GasNZV aufgeführten Aspekte zu berücksichtigen. Hierzu gehören u. a. ihre Erwartungen über die Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage (Abs. 1 Satz 2 Nr. 1), Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern (Abs. 1 Satz 2 Nr. 7) und vorliegende sowie abgelehnte Kapazitätsreservierungen nach § 38 sowie Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (Abs. 1 Satz 2 Nr. 10).

Von Bedeutung sind weiterhin der Kapazitätsreservierungsanspruch nach § 38 GasNZV sowie der Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV für Betreiber von Speicher-, LNG- und Produktionsanlagen sowie Gaskraftwerken. Anfragen von Betreibern auf dieser Basis sind sowohl im Szenariorahmen nach § 15a EnWG als auch bei der Ermittlung des

langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV zu berücksichtigen. Dabei darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass sich diese Verfahren vielfach noch in einem frühen Stadium befinden und noch nicht alle Sach- und Rechtsfragen geklärt bzw. Voraussetzungen erfüllt sind.

Die Ergebnisse der Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs gemäß § 17 GasNZV werden zum 01.04.2015 Bestandteil dieses Dokuments.

1.2 Vorgehensweise und Zeitplan

Der vorgelegte Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2015 wurde von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern gemeinsam in enger Abstimmung erarbeitet. Die folgende Auflistung beschreibt die wichtigsten Schritte und gleichzeitig die Struktur des vorliegenden Dokuments.

- Die Annahmen zur Entwicklung des Gasbedarfs und des Gasaufkommens in Deutschland beruhen auf dem von den Fernleitungsnetzbetreibern erstellten, öffentlich konsultierten und von der BNetzA mit Datum vom 06.11.2014 bestätigten **Szenariorahmen** 2015 (vgl. **Kapitel 1.4**). Neben dem Szenariorahmen wurden die damit in Verbindung stehenden detaillierten Daten der Prognos AG zum regionalen Gasbedarf und -aufkommen in drei Szenarien verarbeitet. Außerdem enthält dieses Kapitel die im Beschluss der BNetzA zur Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2015 geforderten Ergänzungen bzw. Änderungen.
- Gasbedarf und -aufkommen wurden in eine regional benötigte **Gaskapazität** umgerechnet. Die Entwicklung der regional benötigten Gaskapazität bildet die Grundlage für die **Modellierungsarbeiten** bei den Fernleitungsnetzbetreibern. Detaillierte Ausführungen zur Modellierung und der hierbei verwendeten Methodik finden sich in **Kapitel 3**.
- Den **Stand** des heutigen Fernleitungsnetzes zeigt **Kapitel 4**. Es beschreibt neben den bereits heute in Bau befindlichen oder beschlossenen und geplanten Projekten zum Ausbau des Fernleitungsnetzes den Stand der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan 2014.
- **Kapitel 5** behandelt **mit der Entwicklung der L-Gas-Versorgung das Versorgungssicherheitsszenario** und die Marktraumumstellung von L- auf H-Gas. Es enthält außerdem L-Gas-Bilanzen bis 2025/ 2030 und Beschreibungen der geplanten Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber.
- Die **Entwicklung der H-Gas-Versorgung** wird in **Kapitel 6** behandelt. Dieses enthält H-Gas-Bilanzen bis 2025/ 2030 sowie die Aufteilung des in den Modellierungsvarianten ermittelten Zusatzbedarfs auf Grenzübergangspunkte.
- **Ergebnisse der Modellierung** der H-Gas-Fernleitungsnetze sind in **Kapitel 7** dargestellt. In der Modellierung wurden für das Szenario II, welches aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber die höchste Realisierungswahrscheinlichkeit aufweist, detaillierte Berechnungen in den Modellierungsvarianten II.A und II.B durchgeführt.
- In **Kapitel 8** werden die von den Fernleitungsnetzbetreibern auf Basis der Modellierungsergebnisse vorgeschlagenen **Netzausbaumaßnahmen** dargestellt. Zusätzlich werden Maßnahmenänderungen gegenüber dem vorigen NEP Gas erläutert. In

Kapitel 8.3 sind die Netzausbaumaßnahmen 2016 bis 2025 gemäß Änderungsverlangen der BNetzA aufgeführt.

- In **Kapitel 9** sind Überlegungen zu den Möglichkeiten von **Power-to-Gas** im deutschen Fernleitungsnetz dargestellt.
- Nach § 17 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 bis 10 GasNZV sind eine Reihe von Aspekten bei der Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs zu berücksichtigen. Hierbei gibt es Überschneidungen zu den Anforderungen gemäß § 15a EnWG. In **Kapitel 10** werden die Aspekte gemäß **§ 17 Abs. 1 GasNZV** behandelt.

Zeitlicher Ablauf der Erstellung des Netzentwicklungsplans

Das Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2015 wurde am 23.02.2015 auf der Internetseite www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan veröffentlicht. Im Rahmen einer öffentlichen Konsultation vom 23.02.2015 bis 13.03.2015 wurde der Öffentlichkeit und den nachgelagerten Netzbetreibern Gelegenheit zur Äußerung gegeben. Zusätzlich zur Veröffentlichung im Internet fand am 04.03.2015 ein öffentlicher Workshop statt, bei dem der Netzentwicklungsplan erläutert und diskutiert wurde.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Entwurf des Netzentwicklungsplans innerhalb der gesetzlichen Frist bei der BNetzA eingereicht. Die BNetzA hat danach zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplans alle tatsächlichen und potenziellen Netznutzer angehört und das Konsultationsergebnis bekannt gegeben. Die BNetzA hat am 01.09.2015 ihr Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 veröffentlicht.

1.3 Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung

Die FNB haben entsprechend § 15a Abs. 2 EnWG im Zeitraum vom 23.02.2015 bis 13.03.2015 der Öffentlichkeit, einschließlich den nachgelagerten Netzbetreibern, Gelegenheit zur Äußerung zum Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2015 gegeben.

Insgesamt sind in diesem Zeitraum 28[2] Stellungnahmen eingegangen. Eine Übersicht über die darin enthaltenen Themen befindet sich im Anhang. Die wesentlichen von den Konsultationsteilnehmern und der BNetzA genannten Aspekte wurden wie folgt im vorliegenden Netzentwicklungsplan berücksichtigt:

Übergeordnete Themen

Zeitlicher Rahmen des NEP-Prozesses

Die positive Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber zum Gesetzentwurf zur Änderung von Bestimmungen des Energieleitungsbaus vom 29.12.2014, welcher den

[2] davon zwei Stellungnahmen nach Beendigung der Konsultationsfrist

Wechsel von einem einjährigen auf einen zweijährigen Turnus zur Erstellung des NEP Gas vorsieht, wird von vielen Konsultationsteilnehmern unterstützt.

Kapitel 2

Kriterien für TaK und fDZK für Bestandsanlagen

Mehrere Stellungnahmen beziehen sich auf die aufgrund einer entsprechenden BNetzA-Vorgabe in der Bestätigung des Szenariorahmens von den Fernleitungsnetzbetreibern zur Konsultation vorgelegten Kriterien für die Anwendung von TaK und fDZK für Bestandsanlagen in der Modellierung. Die BNetzA hat den Fernleitungsnetzbetreibern darüber hinaus vorgegeben, entsprechende Kriterien ab dem Szenariorahmen 2016 einheitlich unter allen Fernleitungsnetzbetreibern anzuwenden.

Die Stellungnahmen setzen sich mit den Vorschlägen der Fernleitungsnetzbetreiber kritisch auseinander, enthalten aber keine eigenen Ansätze oder konkrete Vorschläge.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden die Kriterien in enger Abstimmung mit der BNetzA weiter entwickeln und beispielsweise im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens 2016 mit den Marktteilnehmern weiter erörtern.

Kapitel 3

Berücksichtigung von Lastflusszusagen (LFZ) in der Netzmodellierung

In einigen Stellungnahmen wird die Fortschreibung und langfristige Berücksichtigung von Lastflusszusagen in der Netzmodellierung gefordert. Hierzu verweisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf, dass sie den Netzentwicklungsplan Gas 2015 auf der Grundlage des von der BNetzA bestätigten Szenariorahmens erstellt haben. Seit der Entscheidung der BNetzA vom 16.10.2013 (AZ 8615-NEP Gas 2014) ist die Fortschreibung von LFZ für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs nicht mehr anzuwenden.

Berücksichtigung des neuen Speichers 7Fields im Netzentwicklungsplan

Aufgrund eines Hinweises in einer Stellungnahme zur Darstellung des Speichers 7Fields erfolgte im Netzentwicklungsplan eine Anpassung zu diesem Sachverhalt, u. a. in der Tabelle 13.

Kapitel 4

Kriterien für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem NEP Gas 2014 in das Startnetz

Im Rahmen des Konsultationsworkshops hat die BNetzA auf Anpassungsbedarf bei den Kriterien für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem NEP Gas 2014 in das Startnetz hingewiesen. Die Fernleitungsnetzbetreiber nehmen diese Anregung auf und werden die Kriterien für den NEP Gas 2016 überprüfen und ggf. anpassen.

Analyse historischer Unterbrechungen

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Hinweis zur Korrektur einzelner Unterbrechungsdaten aufgenommen und die zugehörigen Tabellen, Diagramme und Anlagen entsprechend überarbeitet.

Kapitel 5

L-H-Gas-Umstellungsprozess

Zur Feststellung der Umstellungszeitpunkte gibt es unterschiedliche Forderungen sowohl nach einer früheren Verbindlichkeit als auch nach einer erhöhten Flexibilität. Die Fernleitungsnetzbetreiber stimmen die endgültigen Umstellungszeitpunkte im Rahmen der Erstellung des Umstellungsfahrplans mit den nachgelagerten Netzbetreibern ab und werden dabei auf individuelle Anforderungen der nachgelagerten Netzbetreiber nach Möglichkeit reagieren.

Speicher Empelde

In den Stellungnahmen wurden Unklarheiten hinsichtlich der weiteren Nutzung des Speichers Empelde geäußert.

Die Umstellung im Raum Drohne-Ahlten soll nach aktuellem Planungsstand im Jahr 2025 abgeschlossen sein. Die detaillierte Umstellungsplanung wird mit den beteiligten Netz- und Speicherbetreibern in den kommenden Jahren erarbeitet. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden diesbezüglich weitergehende Gespräche initiieren.

Aufteilung der L-Gas-Importleistung auf GÜP

Die niederländische GTS weist in ihrer Stellungnahme auf Abweichungen zwischen ihrer Internetveröffentlichung zum linearen Rückgang der niederländischen L-Gas-Export-Kapazitäten an den GÜP Winterswijk/ Zevenaar und Oude Statenzijl und den im Konsultationsdokument für diese Punkte angenommenen Leistungen hin.

Die Fernleitungsnetzbetreiber hatten die Aussagen der GTS in den bisher geführten Gesprächen so verstanden, dass auf niederländischer Seite ausreichend Flexibilitäten für eine von den Fernleitungsnetzbetreibern entsprechend den Umstellungserfordernissen durchgeführte Aufteilung der Export-Kapazitäten auf die GÜP besteht. So wurde u. a. von GTS in einem Gespräch mit GTG Nord, GUD, OGE und Thyssengas am 30.09.2013 von GTS mitgeteilt, dass Flexibilitäten bei der Aufteilung auf die Grenzübergangspunkte bestehen würden.

Da die Fernleitungsnetzbetreiber der Ansicht sind, dass die von ihnen getroffenen Annahmen der beiderseitigen Optimierung der Umstellungsprozesse und Netznutzung dienen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber die bereits mit GTS vereinbarten Gespräche zur Klärung dieses Sachverhalts nutzen.

Kapitel 6

Erläuterungen zur Entwicklung der H-Gas-Versorgung

In der Konsultation äußerten sich viele Stellungnehmer zur Entwicklung der H-Gas-Versorgung. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Anmerkungen aus der Konsultation aufgenommen und das Kapitel 6 wie im Folgenden beschrieben ergänzt.

Berücksichtigung der Speicher in der H-Gas-Bilanz

In der Konsultation äußerten sich viele Stellungnehmer zur Berücksichtigung der Speicher in der H-Gas-Bilanz.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in der H-Gas-Bilanz nicht alle Speicher vollständig mit der aktuell bestehenden Transportkapazität (TVK) angesetzt. Die vollständige Berücksichtigung der Speicherleistung würde regional zu einer einseitigen Abhängigkeit der Versorgung von den Speichern führen. Die Fernleitungsnetzbetreiber halten es deshalb für erforderlich, regional eine Mindestaufspeisung über Importquellen sicherzustellen. Diese ist auch zur Sicherstellung der Speicherbefüllung notwendig. In Summe führt dies zu einer entry-seitigen Flexibilität, die eine Erhaltung des hohen Versorgungsstandards (gemäß EU-VO 994-2010) ermöglicht.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden das Thema im Netzentwicklungsplan Gas 2016 mit den Marktteilnehmern weiter vertiefen.

Berücksichtigung der Speicher in der H-Gas-Bilanz im Vergleich zur L-Gas-Bilanz

In einigen Stellungnahmen wurde auf die unterschiedlichen Vorgehensweisen bei der Berücksichtigung der Speicher in der L-Gas- und H-Gas-Bilanz hingewiesen.

Eine analoge Vorgehensweise zur Berücksichtigung der Speicher im L- und H-Gas halten die Fernleitungsnetzbetreiber derzeit nicht für sachgerecht. Die Bewertung der L-Gas-Bilanz führt aktuell bereits zu Einschränkungen bei der Vergabe von Exit-Kapazitäten.

Die Voraussetzungen für die Berücksichtigung der Speicher in den L- und H-Gas-Bilanzen sind unterschiedlich. Dies ist vor allem durch die große Herausforderung der L-H-Gas-Umstellung, die Deutschland in den kommenden Jahren zu bewältigen hat, begründet.

Berücksichtigung des Projekts South Stream

In der Konsultation wurde kritisiert, dass das Projekt South Stream im NEP Gas 2015 weiterhin berücksichtigt wird, obwohl es inzwischen eingestellt sei.

Das Projekt South Stream ist eine der Eingangsprämissen des am 06.11.2014 von der BNetzA bestätigten Szenariorahmens. Die Modellierung des NEP Gas 2015 war zum Zeitpunkt der Bekanntgabe des Projektstopps bereits so weit fortgeschritten, dass bei einer Änderung der Eingangsparameter die Fertigstellung des Netzentwicklungsplans nicht mehr darstellbar gewesen wäre.

Derzeit finden auf EU-Ebene Überlegungen statt, alternative Projekte zur Heranführung der notwendigen H-Gas-Mengen über den süd-südöstlichen Korridor zu entwickeln.

Berücksichtigung von Entry-Kapazitäten am GÜP Medelsheim

Der französische Fernleitungsnetzbetreiber GRTgaz informiert im Rahmen der Konsultation darüber, dass er im Ten Years Network Development Plan 2015 eine Ausspeisekapazität am GÜP Medelsheim von 100 GWh/d ab 2022 plant und fordert die Berücksichtigung einer korrespondierenden Entry-Kapazität im deutschen NEP Gas 2015.

Die Modellierung des NEP Gas 2015 beruht auf dem am 06.11.2014 von der BNetzA bestätigten Szenariorahmen, in welchem die Einrichtung dieser korrespondierenden Entry-Kapazität nicht vorgesehen ist. Eine nachträgliche Berücksichtigung der von GRTgaz genannten Kapazitäten einschließlich der Ermittlung der hierfür erforderlichen Netzausbaumaßnahmen im NEP Gas 2015 ist nicht möglich.

Forderung nach Erhöhung der Exit-Kapazität nach Österreich am GÜP Oberkappel

In einer Konsultationsstellungnahme wird die Erhöhung der Ausspeisekapazität nach Österreich am GÜP Oberkappel gefordert. Die Modellierung des NEP Gas 2015 beruht auf dem am 06.11.2014 von der BNetzA bestätigten Szenariorahmen, in welchem die Einrichtung einer solchen Erhöhung der Ausspeisekapazität nicht vorgesehen ist. Eine nachträgliche Berücksichtigung der geforderten Ausspeisekapazitätserhöhung einschließlich der Ermittlung der hierfür erforderlichen Netzausbaumaßnahmen im NEP Gas 2015 ist nicht möglich.

Kapitel 7

Transportalternative NL

In ihrer Stellungnahme schätzt GTS die in ihrem Auftrag von DNV GL ausgearbeitete Transportalternative zur ZEELINK durch die Ergänzung bereits bestehender Infrastruktur in den Niederlanden weiterhin als attraktive Lösung ein.

Wie im Konsultationsdokument dargestellt, können die aus der L-H-Gas-Umstellung resultierenden Anforderungen insbesondere zur Verknüpfung zu bestehenden, derzeit mit L-Gas versorgten Systemen in Deutschland mit der vorgeschlagenen Transportalternative nicht erfüllt werden.

Zudem sind die verbindlichen Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2014 zur Sicherung der Versorgung der Umstellgebiete während des Umstellungszeitraums erforderlich. Aufgrund des engen Zeitraums für die Bereitstellung der Transportinfrastruktur für den Antransport der H-Gas-Mengen als Ersatz der kontinuierlich abnehmenden L-Gas-Mengen in die Umstellungsgebiete ist die termingerechte Fertigstellung der verbindlichen Maßnahmen des NEP Gas 2014 als kritisch einzustufen.

Kapitel 8

Netzausbauvorschlag

Einige Stellungnahmen fordern einen Netzausbau auf Basis der Langfristprognosen bis 2025 der nachgelagerten Netzbetreiber entsprechend Modellierungsvariante II.A.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in Kap. 8.2 des Netzentwicklungsplans 2015 unter Bezug auf die mit den Verbänden BDEW, VKU und GEODE gemeinsam erstellte Studie über „Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilernetzbetreiber“ den Netzausbau gemäß Modellierungsvariante II.B vorgeschlagen. Damit sehen die Fernleitungsnetzbetreiber den deutschlandweiten Rückgang des Kapazitätsbedarfs angemessen berücksichtigt. Dieser Rückgang beträgt in der Modellierungsvariante II.B in den Jahren zwischen 2015 und 2025 lediglich 2 %. Insgesamt liegt der Kapazitätsbedarf damit noch deutlich über dem Bedarf, welcher sich aus der oben genannten Studie ergibt.

1.4 Änderungsverlangen der BNetzA

1.4.1 Entscheidung

Die Bundesnetzagentur hat mit Datum vom 01.09.2015 gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG den Fernleitungsnetzbetreibern ein Änderungsverlangen zum Entwurf des Netzentwicklungsplans 2015 zugestellt.

Entsprechend dem Tenor dieses Änderungsverlangens war der von den Fernleitungsnetzbetreibern am 01.04.2015 vorgelegte Netzentwicklungsplan Gas 2015 wie folgt abzuändern:

a. Die Maßnahme der Beteiligten zu 15. „Systemverbindungen und -anpassungen für L-/H-Gas-Umstellung 2020-2024 (ID-Nr. 229-01)“ und die Maßnahme der Beteiligten zu 17. „Systemverbindungen und -anpassungen für L-/H-Gas-Umstellung 2020-2024 (ID-Nr. 231-01)“ sind aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.

b. Die Maßnahme der Beteiligten zu 6. „VDS Schatteburg (ID-Nr. 300-01)“ ist abzuändern in die Maßnahme „Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas“. Diese besteht aus der technischen Einbindung der vorhandenen Verdichterstation E 3 Folmhusen in das H-Gas System und einem Leitungstausch der bereits bestehenden parallel verlaufenden L- und H-Gas Leitungen zwischen Folmhusen und Wardenburg. Dies beinhaltet, dass die derzeit im L-Gas Netz befindliche Erdgastransportleitung ETL 48 (von der Beteiligten zu 6. bezeichnet als 30``Leitung) mit der im H-Gas Netz befindlichen Erdgastransportleitung ETL 14 (von der Beteiligten zu 6. bezeichnet als 24``Leitung) im genannten Abschnitt funktional getauscht wird. In Umsetzung des Änderungsverlangens hat die Beteiligte zu 6. die sonstigen Parameter dieser neuen Maßnahme näher zu spezifizieren und eine Kostenabschätzung abzugeben.

1.4.2 Umsetzung

In Umsetzung des Änderungsverlangens wurde das Kapitel 8.3 „Netzausbaumaßnahmen 2016 bis 2025 gemäß Änderungsverlangen der BNetzA“ ergänzt. Die unter Ziffer 1 des Tenors vorgegebenen Änderungen der Maßnahmenliste sind in der entsprechenden Tabelle berücksichtigt. Darüber hinaus wurde eine Übersichtskarte dieser Netzausbaumaßnahmen aufgenommen.

2 Bestätigter Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2015

Der Szenariorahmen bildet mit seinen Ergebnissen und Festlegungen eine wesentliche Grundlage für die im Netzentwicklungsplan Gas 2015 durchgeführten Modellierungen.

Die BNetzA hat am 06.11.2014 den von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 mit Änderungen bestätigt.

Im Folgenden werden die wichtigsten Annahmen und Ergebnisse des Szenariorahmens kurz vorgestellt. Detailliertere Informationen hierzu sind im Internet abrufbar (Download unter: http://www.fnb-gas.de).

2.1 Wichtige Annahmen des Szenariorahmens

Der Szenariorahmen enthält drei Szenarien zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in den Verbrauchssektoren bis zum Jahr 2025, wobei für die Gasverstromung eine intensive Abstimmung mit dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2015 (NEP Strom 2015) und der BNetzA erfolgte.

Abbildung 1: Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs

	Szenarien zur Stromerzeugung aus Gas		
Szenarien zum Gas Endenergiebedarf	**Szenario I** - Gaskapazitäten stark wachsend - FNB-Szenario hohe Gasnetzbelastung	**Szenario II** - Gaskapazitäten in etwa konstant, leicht steigend - Orientierung an ÜNB Szenario B***	**Szenario III** - Gaskapazitäten zurückgehend - Orientierung an ÜNB-Szenario A***
Szenario I - Hoher Gasbedarf - Shell BDH 2013*, Referenzprognose 2014**	**Szenario I** Hohes Gasbedarfsszenario		
Szenario II - Mittlerer Gasbedarf - Referenzprognose 2014**		**Szenario II** Mittleres Gasbedarfsszenario	
Szenario III - Niedriger Gasbedarf - Zielszenario 2014**			**Szenario III** Niedriges Gasbedarfsszenario

*Quelle: * Shell/ BDH 2013, ** EWI/ Prognos/ GWS 2014, *** ÜNB 2014*

Der **Endenergiebedarf nach Gas** in Deutschland basiert auf folgenden Szenarien:

- **Szenario I: Hoher Gasbedarf – Kombination: Shell BDH Hauswärme Studie (Haushalte) und Prognos-Referenzprognose 2014**
  Dieses Szenario basiert auf einer Kombination zweier Studien. Für den Raumwärme- und Warmwasserbedarf im Haushaltsbereich wurde die Shell BDH Hauswärme-Studie [Shell BDH 2013] verwendet, die ihren Fokus auf den Wohnungssektor legt. Die Shell BDH Studie betrachtet für den Gaseinsatz die Anwendungszwecke Raumwärme und Warmwasser. Entsprechend der aktuellen deutschen Anwendungsbilanz wird im Bereich der Privaten Haushalte noch ein Gasanteil (0,4 % im Jahr 2012) für Kochen und Backen verwendet. Der Anteil wurde konstant für alle Jahre auf die Ergebnisse der BDH Shell aufgeschlagen.
  Für alle anderen Endverbrauchssektoren wird die „Energiereferenzprognose 2014“ [EWI/ Prognos/ GWS 2014] verwendet. Insgesamt bildet dieses Szenario den hohen Pfad des Gasbedarfs ab.
- **Szenario II: Mittlerer Gasbedarf – Referenzprognose 2014**
  Dieses Szenario wurde von der Prognos AG für die Bundesregierung 2014 als „Energiereferenzprognose“ erstellt [EWI/ Prognos/ GWS 2014] und bildet den mittleren Pfad des Endenergiebedarfs für Gas ab. Dieses Szenario wird von den Fernleitungsnetzbetreibern als das wahrscheinlichste angesehen.
- **Szenario III: Niedriger Gasbedarf – Zielszenario 2014**
  Das Zielszenario der „Energiereferenzprognose 2014“ [EWI/ Prognos/ GWS 2014] bildet wegen der unterstellten sehr hohen Effizienzsteigerungen den unteren Pfad der Gasbedarfsentwicklung ab.

Aus den untersuchten Studien wurden jeweils der Endenergiebedarf, der nichtenergetische Verbrauch in Deutschland und indirekt auch der Gasbedarf zur Fernwärmeerzeugung entnommen. Der Gasbedarf im Umwandlungssektor (inkl. Eigenbedarf) wurde hingegen aus den nachfolgend beschriebenen Kraftwerksmodellierungen abgeleitet.

Für den **Gasbedarf der Kraftwerke** wurden für den NEP Gas 2015 ebenfalls drei Entwicklungspfade der Gasverstromung berechnet und den Endenergiebedarfsszenarien gemäß Abbildung 1 zugeordnet. Die in den Szenarien hinterlegte installierte Leistung der Gaskraftwerke zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1: In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland

Installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Szenario I	[GW]	26,8	28,6	40,9	40,1	49%	40%	-2%
Szenario II	[GW]	26,8	28,6	31,1	29,5	10%	3%	-5%
Szenario III	[GW]	26,8	28,4	25,6	24,0	-11%	-16%	-6%

Quelle: Szenariorahmen 2015

Das **Gasaufkommen in Deutschland** setzt sich zusammen aus der Inlandsförderung von Erdgas und Erdölgas sowie der Erzeugung und Einspeisung von Biogas. Zur Entwicklung des Gasaufkommens wurde ein einheitliches Szenario erarbeitet.

- **Inlandsförderung Erdgas:**
  Der Entwicklungspfad wird aus einer aktuellen Untersuchung des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) übernommen [WEG-Prognose 2014].
- **Einspeisung Biogas:**
  Die deutschlandweite Entwicklung der Biogasnutzung zur Strom- und Wärmebereitstellung beruht auf der „Leitstudie 2011“ (Szenario 2011 A) [Leitstudie 2011] sowie auf Abschätzungen der Prognos AG.

Tabelle 2: Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung[3]

Jahr	Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark)			Gebiet Weser-Ems			Deutschland insgesamt	
	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheitsabschlag	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheitsabschlag	Produktion	Kapazität
	Mrd. m³	Mio. m³/h	Mio. m³/h	Mrd. m³	Mio. m³/h	Mio. m³/h	Mrd. m³	Mio. m³/h
2014	4,40	0,58	0,55	4,97	0,63	0,60	9,79	1,26
2015	4,29	0,56	0,53	4,84	0,62	0,59	9,50	1,23
2016	3,93	0,52	0,49	4,55	0,58	0,55	8,82	1,14
2017	3,69	0,49	0,46	4,43	0,56	0,53	8,44	1,09
2018	3,48	0,46	0,43	4,14	0,53	0,50	7,92	1,03
2019	3,46	0,45	0,43	3,93	0,50	0,47	7,62	0,99
2020	3,32	0,43	0,41	3,59	0,45	0,43	7,09	0,92
2021	3,20	0,42	0,39	3,33	0,42	0,39	6,68	0,87
2022	3,14	0,41	0,38	3,01	0,38	0,36	6,28	0,81
2023	3,07	0,40	0,38	2,68	0,34	0,32	5,87	0,75
2024	3,04	0,40	0,37	2,43	0,31	0,29	5,57	0,72
2025	2,81	0,37	0,34	2,17	0,27	0,25	5,07	0,65

Quelle: Szenariorahmen 2015

In der Modellierung des NEP Gas 2015 werden zudem die entsprechend dem genehmigten Szenariorahmen anzusetzenden **Speicher** in Deutschland berücksichtigt.

2.2 Inhalte des Szenariorahmens

Der **Gasbedarf** Deutschlands **in den Szenarien I bis III** setzt sich zusammen aus den Einzelergebnissen zum Endenergiebedarf, zum nichtenergetischen Verbrauch, zum Gaseinsatz im Umwandlungssektor (Strom- und Wärmeerzeugung) und zum Eigenverbrauch des Umwandlungssektors. In den drei Szenarien geht der Gasbedarf bis 2025 gegenüber 2012 zwischen 4 % (Szenario I) und 21 % (Szenario III) zurück.

In diesem Zusammenhang ist folgendes zur Darstellung der Gasbedarfs- und -aufkommens-Zahlen anzumerken: In der Gaswirtschaft erfolgt die Darstellung üblicherweise

[3] Für die L-Gas-Bilanz werden nur die Prognosewerte berücksichtigt, die auch für das L-Gas-System zur Verfügung stehen. Die für Deutschland insgesamt angegebenen Daten enthalten auch die Produktion in anderen Gebieten.

bezogen auf den oberen Heizwert („H_s“ – früher: „H_o“). In Energiebilanzen und Energiebedarfsprognosen beziehen sich die Energieeinheiten hingegen in der Regel auf den unteren Heizwert („H_i“ – früher: „H_u“). Im Szenariorahmen 2015 erfolgt in der Regel – sofern nicht anders angegeben – eine Darstellung bezogen auf den unteren Heizwert.

Tabelle 3: Szenario I – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt (H_i)

Gasbedarf Deutschland Szenario I	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	807	724	760	777	-4%	7%	2%
Endenergiebedarf	[TWh]	575	541	524	509	-12%	-6%	-3%
Industrie	[TWh]	220	208	208	205	-7%	-1%	-1%
Haushalte	[TWh]	253	233	228	221	-12%	-5%	-3%
GHD	[TWh]	100	96	81	67	-33%	-30%	-17%
Verkehr	[TWh]	2	4	8	15	500%	311%	95%
Nichtenergetischer Verbrauch	[TWh]	26	28	30	31	20%	13%	3%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	189	140	191	222	17%	59%	16%
Fernheizwerke	[TWh]	24	25	25	24	-3%	-4%	-5%
Kraftwerke	[TWh]	165	115	166	198	20%	72%	19%
Eigenverbrauch im Umwandlungssektor	[TWh]	16	15	15	15	-7%	-1%	-1%

Quelle: AG Energiebilanzen 2014, EWI/ Prognos AG/ GWS 2014, Prognos AG, Shell BDH 2013

Tabelle 4: Szenario II – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt (H_i)

Gasbedarf Deutschland Szenario II	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	807	730	724	723	-10%	-1%	0%
Endenergiebedarf	[TWh]	575	548	518	489	-15%	-11%	-6%
Industrie	[TWh]	220	208	208	205	-7%	-1%	-1%
Haushalte	[TWh]	253	240	222	201	-20%	-16%	-9%
GHD	[TWh]	100	96	81	67	-33%	-30%	-17%
Verkehr	[TWh]	2	4	8	15	500%	311%	95%
Nichtenergetischer Verbrauch	[TWh]	26	28	30	31	20%	13%	3%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	189	140	161	187	-1%	34%	17%
Fernheizwerke	[TWh]	24	25	25	24	-3%	-4%	-5%
Kraftwerke	[TWh]	165	115	136	164	-1%	42%	21%
Eigenverbrauch im Umwandlungssektor	[TWh]	16	15	15	15	-7%	-1%	-1%

Quelle: AG Energiebilanzen 2014, EWI/ Prognos/ GWS 2014, Prognos AG

Tabelle 5: Szenario III – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt (H_i)

Gasbedarf Deutschland Szenario III	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	807	725	665	634	-21%	-13%	-5%
Endenergiebedarf	[TWh]	575	544	495	446	-23%	-18%	-10%
Industrie	[TWh]	220	210	198	190	-14%	-10%	-4%
Haushalte	[TWh]	253	236	215	183	-28%	-22%	-15%
GHD	[TWh]	100	94	75	59	-41%	-37%	-21%
Verkehr	[TWh]	2	4	7	14	452%	220%	87%
Nichtenergetischer Verbrauch	[TWh]	26	28	30	31	20%	13%	3%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	189	138	126	143	-25%	3%	14%
Fernheizwerke	[TWh]	24	25	25	21	-15%	-16%	-17%
Kraftwerke	[TWh]	165	113	101	122	-26%	8%	21%
Eigenverbrauch im Umwandlungssektor	[TWh]	16	15	14	14	-14%	-10%	-4%

Quelle: AG Energiebilanzen 2014, EWI/ Prognos/ GWS 2014, Prognos AG

Die **konventionelle Erdgasförderung** wird in Deutschland bis 2025 stark zurückgehen. Das Ergebnis der Prognose ist in der nachfolgenden Tabelle für die einzelnen Jahre sowohl in Volumenangaben (Mio. m³) als auch in Energieeinheiten (TWh als oberer/ unterer Heizwert) ausgewiesen.

Tabelle 6: Veränderung der Erdgasförderung in Deutschland

Erdgasförderung in Deutschland	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Konventionelles Erdgas	[Mrd. m³]*	10,8	9,5	7,1	5,1			
Konventionelles Erdgas	[TWh H_s]**	105	93	69	49	-53%	-47%	-29%
Konventionelles Erdgas	[TWh H_i]***	96	84	63	45			

* *Mengenangaben beziehen sich auf Erdgas mit einem einheitlichen Brennwert von 9,7692 kWh/m³, oberer Heizwert*

** *Mengenangaben umgerechnet in TWh (9,7692 kWh/m³), oberer Heizwert*

*** *Mengenangaben umgerechnet auf den unteren Heizwert (H_s/H_i = 1,1)*

Quelle: Szenariorahmen 2015

Deutschland verfügt aufgrund seiner geologischen Voraussetzungen über ein großes Potenzial **nicht-konventioneller Gase**. Die Erschließung dieses Potenzials befindet sich seit den letzten Jahren in einem breit angelegten und ergebnisoffenen gesellschaftlichen Dialog. Insoweit stehen den Fernleitungsnetzbetreibern derzeit noch keine für die Netzmodellierung geeigneten Daten zur Verfügung. Daher wird in den Szenarien wie im Vorjahr keine Quantifizierung der Förderung solcher Gase vorgenommen.

Entsprechende Annahmen gelten für **Power-to-Gas**, das eine vielversprechende und technisch verfügbare Option darstellt, die beabsichtigte Integration der erneuerbaren Energieträger in das Energiesystem zu ermöglichen. Im NEP Gas 2015 wird das Thema Power-to-Gas in Kapitel 9 qualitativ behandelt. Nach den Zahlen des bestätigten Szenariorahmens 2015 wird die **Biogaseinspeisung** in Deutschland weiter zunehmen. Allerdings kann der Rückgang der konventionellen Erdgasförderung entsprechend den im Szenariorahmen dargestellten Entwicklungspfaden durch den Ausbau der Biogaseinspeisung bis zum Jahr 2025 nicht annähernd ausgeglichen werden.

*Tabelle 7: Veränderung der Biogaseinspeisung in Deutschland**

	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Biogas zur Stromerzeugung [Szenario 2011 A, Leitstudie]	[TWh]	15	18	21	23	48%	25%	7%
Gasförmige (und flüssige) biogene Brennstoffe zur Wärmebereitstellung [Szenario 2011 A, Leitstudie]	[TWh]	22	26	28	29	31%	13%	5%
Biogaseinspeisung in Deutschland** [Prognos]	[TWh]	4	10	14	18	340%	69%	24%

* *Auswirkungen aus der Novellierung des EEG 2014 sind nicht berücksichtigt*

** *unter Berücksichtigung des angenommenen Wirkungsgrades von 85 %*

Quelle: Prognos, Leitstudie 2011, dena 2014, Biogas-Monitoringbericht 2013

Auf Grundlage der zuvor dargestellten Entwicklung des Gasbedarfs, der inländischen Erdgasförderung sowie der Biogaseinspeisung wird der notwendige Gasbedarf für Deutschland (ohne Transitmengen) ermittelt. Die folgende Darstellung erfolgt auf der Basis des unteren Heizwertes. Der **Gasbedarf in Deutschland** geht in allen Szenarien unterschiedlich stark, aber kontinuierlich zurück. Auffällige Unterschiede haben ihre Ursache in den deutlich voneinander abweichenden Szenarien zur Gasverstromung.

Tabelle 8: Entwicklung des Gasbedarfs in den Szenarien I bis III des Szenariorahmens (H_i)

Bedarf Erdgas	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Szenario I	[TWh]	707	629	683	714	1%	14%	5%
Szenario II	[TWh]	707	635	647	660	-7%	4%	2%
Szenario III	[TWh]	707	630	588	571	-19%	-9%	-3%

Quelle: Szenariorahmen 2015

Für die Modellierung der Fernleitungsnetze geben die im Szenariorahmen dargestellten deutschlandweiten Entwicklungen den äußeren Rahmen vor. Diese wurden von der BNetzA bestätigt.

Zur Berechnung der Gasflüsse ist die **regionale Verteilung** des Gasbedarfs, des Gasaufkommens und des Gas-Importbedarfs noch wichtiger. Der regionale Gas- und Kapazitätsbedarf der Kraftwerke lag durch die standortbezogene Modellierung des Kraftwerksparks bereits vor. Auch für das Erdgasaufkommen lieferte die Prognose [WEG-Prognose 2014] teil-regionale Daten zu den Erdgasquellen. Für die anderen Verbrauchssektoren und die Biogaseinspeisung wurden die Kreisergebnisse mit einem Top-down-Ansatz abgeleitet. Mit Datenbeständen aus dem regionalen Energiebedarfsmodell der Prognos AG konnten der in den Szenarien für Deutschland ausgewiesene Endenergiebedarf, der nicht-energetische Verbrauch, der Gasbedarf der Fernheizwerke und der Eigenverbrauch im Umwandlungssektor den Kreisen und kreisfreien Städten zugeordnet werden. Die Regionalisierung der Biogaseinspeisung erfolgte anhand des heutigen Ausbaustandes gemäß der dena-Projektliste zur Biogaseinspeisung [dena 2014] und einer agrarflächenbezogenen Kennziffer. Im Ergebnis dieses Verfahrens lag eine **kreisscharfe Zuordnung des Gasbedarfs** vor.

2.3 Bestätigung des Szenariorahmens zum NEP Gas 2015

Die BNetzA hat den von den Fernleitungsnetzbetreibern nach Konsultation überarbeiteten Entwurf des Szenariorahmens zum NEP Gas 2015 am 06.11.2014 mit Änderungen und Hinweisen bestätigt. Die Anforderungen der BNetzA aus der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2015 werden von den Fernleitungsnetzbetreibern in unterschiedlichen Kapiteln des NEP Gas 2015 soweit möglich berücksichtigt:

- **Tenor 1** der Bestätigung des Szenariorahmens verweist auf die in der Modellierung zugrunde zu legenden **Annahmen und Szenarien**. Diese werden in Kapitel 1.4 dieses Netzentwicklungsplans beschrieben und von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Modellierung verwendet.

- **Tenor 2** bezieht sich auf die anzuwendenden Szenarien und **Modellierungs-varianten**. Diese wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern bei der Erstellung des NEP Gas 2015 zugrunde gelegt (vgl. Kapitel 2.4).

- **Tenor 3a** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, für bestimmte nicht fest gebuchte **Bestandsspeicheranschlusspunkte** in der Modellierung des NEP Gas 2015 fest frei zuordenbare Kapazitäten zugrunde zu legen. Dieser Verpflichtung sind die Fern-leitungsnetzbetreiber bei der Erstellung des NEP Gas 2015 nachgekommen (vgl. Anlage 1).

- **Tenor 3b und c** beinhalten den Auftrag an die Fernleitungsnetzbetreiber, **Kriterien** zum Modellierungsansatz der temperaturabhängig festen Kapazität (**TaK**) für Bestandsspeicheranschlusspunkte und Kriterien für die Modellierung der Netz-anschlusspunkte zu Bestandskraftwerken mit dynamisch zuordenbarer Kapazität (**fDZK**) zu entwickeln und zu konsultieren, die ab dem Szenariorahmen 2016 einheitlich unter allen Fernleitungsnetzbetreibern angewendet werden sollen. Die von den Fernleitungsnetzbetreibern entwickelten Kriterien finden sich in Kapitel 2.6.1.

- **Tenor 4** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, von geänderten Kapazitäten an bestimmten **Grenzübergangspunkten** auszugehen. Dieser Verpflichtung sind die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Erstellung des NEP Gas 2015 nachgekommen (vgl. Anlage 1).

- **Tenor 5** verweist auf Veränderungen der **Eingangsgrößen der Modellierung** bei den technisch verfügbaren Kapazitäten (TVK). Die Fernleitungsnetzbetreiber haben Veränderungen der Eingangsgrößen der Modellierung, die sich nach Bestätigung des Szenariorahmens ergeben haben, in der Anlage 1 mit einer Begründung versehen.

- **Tenor 6** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, in den Fällen, in denen eine Änderung der Eingangswerte der Verteilnetzbetreiber aufgrund der Plausibilisierung der **Langfristprognose** stattgefunden hat, die ursprünglichen Werte der betroffenen Netzbetreiber einzeln aufzuführen. Dieser Verpflichtung sind die Fernleitungs-netzbetreiber bei der Erstellung des NEP Gas 2015 (vgl. Anlage 1) nachgekommen.

- **Tenor 7** bezieht sich auf die **Darstellung kapazitativer Auswirkungen** einzelner Netzausbaumaßnahmen. Mit dieser Anforderung setzen sich die Fernleitungs-netzbetreiber in Kapitel 3.1 und in den Anlagen 4 und 6 auseinander.

- **Tenor 8** fordert die Fernleitungsnetzbetreiber auf, den angesetzten **Kapazitätsbedarf an Grenzübergangspunkten** nachvollziehbar und transparent zu begründen. Mit dieser Anforderung setzen sich die Fernleitungsnetzbetreiber in Anlage 1 auseinander.

- **Tenor 9** fordert die Fernleitungsnetzbetreiber auf, die **Unterbrechungsanalyse** zu erweitern. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Zeitraum der Unterbrechungs-analyse bis einschließlich 30.09.2014 ergänzt. Die Auswertungen finden sich in Kapitel 4.7.

- **Tenor 10** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, bei der Aufstellung des NEP Gas 2015 das **Versorgungssicherheitsszenario L-Gas-Leistungsbilanz 2030** zu berücksichtigen. Dieser Verpflichtung sind die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Erstellung des NEP Gas 2015 nachgekommen (vgl. Kapitel 5, Anlage 3).

- **Tenor 11** verweist auf ein in der Modellierung des NEP Gas 2015 zu berücksichtigendes **Kraftwerksprojekt**. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind dieser Anforderung nachgekommen (Kapitel 7.1).

2.4 Modellierungsvarianten

Unter Berücksichtigung der Konsultationsantworten der Marktteilnehmer zum Entwurf des Szenariorahmens 2015 haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Szenariorahmen 2015 verschiedene Modellierungsvarianten vorgeschlagen.

Die folgende Tabelle 9 zeigt die dem NEP Gas 2015 gemäß Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA zugrundeliegenden Modellierungsvarianten. Die optionale Variante II.C wurde nicht betrachtet.

Tabelle 9: Modellierungsvarianten

	verpflichtend	**verpflichtend**	**optional**	**verpflichtend**
Szenario	Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)	Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)	---	Versorgungssicherheits-Szenario L-Gas 2030
Modellierungs-variante	Langfristprognose der VNB bis 2025	VNB-Prognose, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II	VNB-Prognose, danach konstant	L-Gas-Bilanz 2030
Bezeichnung	II.A	II.B	II.C	Bilanzanalyse
Berechnung	vollständig 2020/ 2025			
Nachgelagerte Netzbetreiber (interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2015 Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2025	Startwert: Interne Bestellungen 2015 Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2020, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II	Startwert: Interne Bestellungen 2015 Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2020, danach konstant	Analyse der langfristigen L-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030
GÜP/ H-Gas-Quellen	Ausbaubedarf entsprechend Kap. 9 Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP. Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung, Anpassungen gemäß Tenor zu 4. entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens			
MÜP	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung			
L-H-Gas-Umstellung	Modellierung der Umstellungsbereiche bis 2025			
Untergrundspeicher	§ 39 Ausbaubegehren: 100 % TaK, Anpassungen gemäß Tenor zu 3. entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens			
Kraftwerke	Neubau entsprechend BNetzA-Kraftwerksliste gem. Szenario II und heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke: 100 % fDZK bis 2025, sofern sie zu dem Zeitpunkt die Lebensdauer von 45 Jahren nicht überschritten haben			
Industrie	Konstanter Bedarf			
Lastflusszusagen	Berücksichtigung von Lastflusszusagen (LFZ) für den kontrahierten Zeitraum und damit keine Fortschreibung von nicht kontrahierten LFZ			
Historische Unterbrechungen	Analyse der historischen Unterbrechungen unter Einbeziehung sämtlicher Unterbrechungen von Oktober 2010 bis einschließlich September 2014 und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs			

Quelle: Entscheidung der BNetzA vom 06.11.2014 (Az. 8615-NEP Gas 2015 – Bestätigung Szenariorahmen), Layout angepasst

2.5 Grundlagen der Modellierung

2.5.1 Feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten für Kraftwerke (fDZK für Kraftwerke)

Gemäß bestätigtem Szenariorahmen 2015 werden in den Modellierungsvarianten für neue (Tabelle 12) und definierte systemrelevante Kraftwerke (Tabelle 11) feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten (fDZK) zugrunde gelegt. Bei fDZK wird den Ausspeisepunkten zum Kraftwerk ein Einspeisepunkt (Grenzübergangspunkt zu liquiden Handelspunkten oder Speicherpunkt) zugeordnet, von dem das Kraftwerk im Anforderungsfall versorgt werden kann.

Die Zuordnungspunkte sind in den Tabellen 11 und 12 in Abschnitt 3.2.5 dargestellt. Die Zuordnungspunkte mit Ausnahme von Medelsheim verfügen über feste Exit-Kapazitäten in den angrenzenden Ländern. Medelsheim ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ein geeigneter Zuordnungspunkt, da kein physischer Fluss von der Gegenseite erforderlich ist. Im Anforderungsfall wird der Exit-Strom durch eine Gegennominierung reduziert, so dass die Anforderungen erfüllt werden.

Die Ausgestaltung des konkreten Kapazitätsprodukts für den Netzzugang der betroffenen Gaskraftwerke wird unter anderem im BDEW weiterverfolgt.

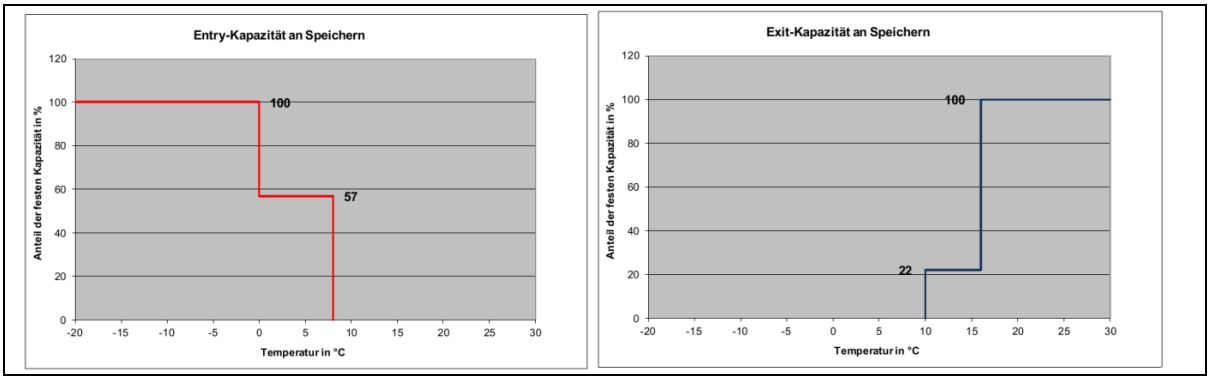
2.5.2 Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern

Gemäß bestätigtem Szenariorahmen 2015 werden bei der Modellierung von Gasspeichern temperaturabhängige Kapazitäten (TaK) eingeplant. Bei TaK ist die Ein- bzw. Ausspeicherung innerhalb bestimmter Temperaturbereiche fest möglich (vgl. Abbildung 2).

- Die Einspeisekapazität (die Ausspeicherung aus dem Speicher) wird bei einer Temperatur von 0°C und darunter als 100 % fest berücksichtigt. Zwischen 0°C und 8°C wird die angefragte Einspeisekapazität zu 57 % als fest berücksichtigt.
- Die Ausspeisekapazität (die Einspeicherung in den Speicher) wird bei einer Temperatur von 16°C und darüber als 100 % fest berücksichtigt. Zwischen 10°C und 16°C wird die angefragte Ausspeisekapazität zu 22 % als fest berücksichtigt.

Die Auswertung der den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Temperaturzeitreihen hat ergeben, dass in diesen Zwischentemperaturbereichen mehr als die von der BNetzA vorgegebenen [BNetzA 2013] 92 Vollbenutzungstage erreicht werden.

Abbildung 2: Anteile an fester Entry- und Exit-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Grundlage der Modellierungen des NEP Gas 2015 waren die heute bestehenden bzw. im Bau befindlichen Speicher sowie die bis zum Ende der Konsultationsphase des Szenariorahmens am 15.08.2014 bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangenen Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV.

Die entsprechenden Entry- und Exit-Kapazitäten der heute bestehenden/ im Bau befindlichen Speicher und der mit Stand vom 15.08.2014 den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV sind der Speicherliste in der Anlage 1 zu entnehmen.

Da es sich bei dem Kapazitätsprodukt TaK in aktueller Ausgestaltung um ein festes Kapazitätsprodukt handelt, wird mit der Vorhaltung von TaK besonders dem Aspekt Rechnung getragen, dass Speicher einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen erneut ausdrücklich darauf hin, dass zurzeit für die Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV noch keine verbindlichen langfristigen Buchungen der Speicherbetreiber bzw. der Speicherkunden bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegen, die einen wirtschaftlichen und effizienten Ausbau rechtfertigen würden.

2.6 Ausblick auf den nächsten Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan

2.6.1 Kriterien für TaK und fDZK

2.6.1.1 Kriterien zum Modellierungsansatz der temperaturabhängig festen Kapazität (TaK) für Bestandsspeicheranschlusspunkte

Hintergrund

Die Bundesnetzagentur hat in der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2015 (Az. 8615-NEP Gas 2015 – Bestätigung Szenariorahmen) vom 06. November 2014 in Ziffer 3.b den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben, Kriterien zum Modellierungsansatz der temperaturabhängig festen Kapazität (TaK) für Bestandsspeicheranschlusspunkte zu entwickeln, die ab dem Szenariorahmen für den NEP Gas 2016 einheitlich von allen Fernleitungsnetzbetreibern angewendet werden sollen.

Dabei ist sowohl die Gruppe der Speicherpunkte einzubeziehen, an denen die von den Fernleitungsnetzbetreibern angebotenen fest frei zuordenbaren Kapazitäten (fFZK) nicht gebucht sind, als auch die Gruppe der Punkte, bei denen die Fernleitungsnetzbetreiber bisher nur unterbrechbare Kapazitäten für Speicher anbieten.

Die detailliert ausgearbeiteten Kriterien wurden der Bundesnetzagentur am 16. Januar 2015 vorgelegt und werden hiermit gem. § 15a Abs. 2 S. 1 EnWG zur Konsultation gestellt.

Zielrichtung

Mit der Erstellung des Netzentwicklungsplans werden alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ermittelt, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Die Anwendung des TaK-Produkts für Speicher führt im Vergleich zum pauschalen Ansatz von fFZK zu einem gesamtwirtschaftlich sinnvollen Netzausbau. Im Rahmen der Erstellung des NEP Gas 2013 haben Kosten-Nutzen-Analysen einen deutlichen gesamtwirtschaftlichen Vorteil für die Anwendung des Speicherprodukts TaK ergeben.

Ziel ist es, TaK als planerische Grundlage auch für die Kapazitäten an Speichern im Bestand in der Netzentwicklungsplanung zu etablieren. Eine Ausnahme bilden hierbei Kapazitäten, für die bereits Nutzungsauflagen bestehen (z. B. fDZK und laFZK), die geeignet sind, einen gesamtwirtschaftlich sinnvollen Netzausbau zu gewährleisten. Hier erfolgt keine Umwandlung in TaK.

Kriterien

Bei der Ausgestaltung der Kriterien wird zwischen solchen Speicheranschlusspunkten, an denen die von den Fernleitungsnetzbetreibern angebotenen fest frei zuordenbaren Kapa-

zitäten nicht gebucht werden, als auch denjenigen Punkten, an denen nur unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden, unterschieden.

A. Momentan angebotene fest frei zuordenbare Kapazitäten (fFZK) nicht gebucht

Grundsätzlich gibt es verschiedene Kriterien, die für eine Beurteilung des Kapazitätsbedarfs herangezogen werden können:

- vergangenheits- oder zukunftsorientierte Betrachtung (Grundsatz: Wo in der Zukunft keine Buchungen vorliegen, sollte eine Vergangenheitsbetrachtung erfolgen),
- Betrachtung eines Stichtags bzw. eines zeitlichen Mittelwertes in Bezug auf die TVK,
- Betrachtung von tatsächlichen Flüssen oder Buchungen.

Folgende Kriterien werden für die Anwendung im NEP Gas 2016 vorgeschlagen:

1. Zukunftsorientierte Betrachtung

   - Zum Stichtag 01.07.2015 erfolgt eine Analyse des Buchungsstandes.
   - Eine Umwandlung in TaK sollte nur für die ab dem Stichtag nicht gebuchten fFZK-Anteile erfolgen. Liegen zum Stichtag langfristige fFZK-Buchungen über einen Zeitraum länger als zwei Jahre vor, werden diese fFZK-Anteile fortgeschrieben und nicht in TaK umgewandelt.

2. Vergangenheitsorientierte Betrachtung

   - Falls zum Stichtag 01.07.2015 keine signifikanten Buchungen für die Zukunft vorliegen, erfolgt eine Analyse des Buchungszeitraums vom 01.10.2012 bis 01.04.2015.

   Mindestens eines der folgenden Kriterien muss für eine Umwandlung in TaK erfüllt sein:

   - Es erfolgt eine Umwandlung in TaK, wenn eine Tendenz zu kurzfristigem Buchungsverhalten erkennbar ist. Hierzu erfolgt eine quartalsweise Auswertung der Vollbenutzungsstunden für den oben genannten Zeitraum. Liegt ein deutlicher Rückgang der Vollbenutzungsstunden[4] vor (auf unter 10 % Nutzungsgrad) bzw. ein ohnehin geringer Nutzungsgrad von unter 10 % erfolgt eine Umwandlung in TaK.
   - Es erfolgt eine quartalsweise Auswertung über die Höhe der gebuchten fFZK bezogen auf die TVK. Ergibt die Auswertung, dass bei angenommener Buchung als TaK ein signifikanter Teil der Kapazität (> 80 %) fest gewesen wäre, erfolgt eine Umwandlung in TaK. Bei Unterschreitung des festen Anteils von 80 % wird ein Anteil der bisherigen festen Kapazität beibehalten, und nur so viel fFZK in TaK umgewandelt, dass in Summe wiederum der feste 80 %-Anteil erreicht wird.

[4] Definition Vollbenutzung: Für jeden Speicher die Summe der gebuchten fFZK geteilt durch die Summe der TVK-Werte für einen zu definierenden Zeitraum.

Der Umstellungszeitpunkt auf TaK wird für den jeweiligen Speicher in Abstimmung mit dem entsprechenden Speicherbetreiber individuell festgelegt.

B. Bisher unterbrechbare Kapazitäten für Speicher

Ziel ist eine bedarfsgerechte Umwandlung der unterbrechbaren Kapazitäten in TaK. Deshalb schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, auf Basis langfristiger Buchungsanfragen von Transportkunden (TaK-Entry: 90 Tage im Winterhalbjahr, TaK-Exit: 120 Tage im Sommerhalbjahr) Einzelfallprüfungen durchzuführen, um festzustellen, ob die Kapazitäten im Bestandsnetz mit TaK darstellbar sind. Falls ja, erfolgt eine Berücksichtigung dieser Kapazitäten als TaK im Netzentwicklungsplan.

Darüber hinaus findet an Punkten, an denen bisher unterbrechbare Kapazitäten für Speicher angeboten werden, eine Modellierung mit TaK statt, soweit hierfür ein entsprechender langfristiger Kapazitätsbedarf vorliegt. Die Ergebnisse dieses netzbetreiberübergreifenden Ermittlungsverfahrens sollen für die Transportkunden nachvollziehbar dargestellt werden, um u. a. die Akzeptanz der Ergebnisse und der daraus eventuell abgeleiteten Investitions- oder Ausbauprojekte zu erhöhen. Der langfristige Kapazitätsbedarf wird regelmäßig im Rahmen der Veröffentlichung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans zum 01.04. eines Jahres untersucht.

Hierbei berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 17 GasNZV ihre Erwartungen über die Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage, vorliegende Erkenntnisse aus durchgeführten Marktabfragen zum langfristig verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf, vorliegende Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen, Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz, Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens, Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs, Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern, vorliegende Erkenntnisse über Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten ergibt, vorliegende Erkenntnisse aus den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen, vorliegende und abgelehnte Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV sowie Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV.

Der langfristige Kapazitätsbedarf für Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV wird in der Modellierung des NEP Gas mit TaK berücksichtigt.

Neben Erkenntnissen, die sich aus objektiven Kriterien ergeben können, berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber auch Erkenntnisse aus verbindlichen Marktbefragungen über den aus Sicht des Marktes bestehenden langfristigen, verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf, die sie bei den Transportkunden durchgeführt haben. Hiermit wird gewährleistet, dass der ermittelte Kapazitätsbedarf nicht künstlich durch unbegründete oder nur kurzfristige Anfragen überhöht wird und bereits vorübergehende vertragliche Engpässe gegebenenfalls einen Netzausbau auslösen können. Gleichzeitig wird jedoch gewährleistet, dass dauerhaft bestehender Kapazitätsbedarf der Transportkunden angemessen berücksichtigt werden kann.

Die Umsetzung des europäischen Prozesses der Ausbaukapazitätsauktionen („Incremental Capacities“) kann in Zukunft ebenfalls Hinweise auf das Vorliegen eines langfristigen Kapazitätsbedarfs liefern.

2.6.1.2 Kriterien für die Modellierung der Netzanschlusspunkte zu Bestandskraftwerken mit fester dynamisch zuordenbarer Kapazität (fDZK)

Hintergrund

Die Bundesnetzagentur hat in der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2015 (Az. 8615-NEP Gas 2015 – Bestätigung Szenariorahmen) vom 06. November 2014 in Ziffer 3.c den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben, Kriterien für die Modellierung der Netzanschlusspunkte zu Bestandskraftwerken mit fester dynamisch zuordenbarer Kapazität (fDZK) zu entwickeln, die ab dem Szenariorahmen 2016 einheitlich unter allen Fernleitungsnetzbetreibern angewendet werden sollen.

Dabei ist sowohl die Gruppe der Gaskraftwerksanschlusspunkte einzubeziehen, an denen die von den Fernleitungsnetzbetreibern angebotenen fest frei zuordenbaren Kapazitäten nicht gebucht werden, als auch die Gruppe der Punkte, an denen unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden.

Die detailliert ausgearbeiteten Kriterien wurden der Bundesnetzagentur am 16. Januar 2015 vorgelegt und werden hiermit gem. § 15a Abs. 2 S. 1 EnWG zur Konsultation gestellt.

Zielrichtung

Mit der Erstellung des Netzentwicklungsplans werden alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ermittelt, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Die Anwendung des Produkts fDZK für neue und bisher nur unterbrechbar versorgte systemrelevante Kraftwerke führt zu einem gesamtwirtschaftlich sinnvollen Ausbau. Im Rahmen der Erstellung des NEP Gas 2013 haben Kosten-Nutzen-Analysen einen deutlichen gesamtwirtschaftlichen Vorteil für die Anwendung des Kraftwerksprodukts fDZK ergeben. Im Gastransportnetz stellen die Kraftwerke Letztverbraucher dar. Gaskraftwerke unterscheiden sich insbesondere durch die intensive Abstimmung und den Abgleich mit dem Netzentwicklungsplan Strom von den anderen Verbrauchern. Zudem nehmen systemrelevante Gaskraftwerke eine zeitlich begrenzte Sonderrolle im Rahmen der Versorgungssicherheit ein.

Ziel ist es, zunächst Erfahrungen mit der Anwendung und Handhabbarkeit dieses Produkts zu sammeln und fDZK als planerische Grundlage wie bisher in der Netzentwicklungsplanung für neue und systemrelevante Gaskraftwerke anzuwenden.

Kriterien

Bei der Ausgestaltung der Kriterien wird zwischen solchen Gaskraftwerksanschlusspunkten unterschieden, an denen die von den Fernleitungsnetzbetreibern angebotenen festen frei zuordenbaren Kapazitäten nicht gebucht werden und denjenigen Punkten, an denen unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden.

A. Momentan angebotene fest frei zuordenbare Kapazitäten (fFZK) nicht gebucht

Gaskraftwerksanschlusspunkte, an denen fFZK zwar angeboten aber nicht gebucht wird, werden weiterhin so behandelt wie Netzanschlusspunkte zu anderen Letztverbrauchern. Bei diesen Punkten werden in der Regel vorliegende Vertragswerte für die Zukunft konstant fortgeschrieben. Darüber hinaus finden zum Teil bereits bekannte Veränderungen sowie im Rahmen von Einzelfallprüfungen angefragte Kapazitätserhöhungen Berücksichtigung. Nicht gebuchte Kapazitäten bei Gaskraftwerken werden weiterhin von den Fernleitungsnetzbetreibern zur Deckung bestehender Transportanfragen verlagert.

B. Bisher unterbrechbare Kapazitäten für Kraftwerke

Bei Gaskraftwerksanschlusspunkten, an denen unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden, führen die Fernleitungsnetzbetreiber auf Anfrage des Gaskraftwerksbetreibers bzw. des Transportkunden nach einer langfristigen Buchung eine entsprechende Einzelfallprüfung durch, um festzustellen, ob feste Kapazitäten angeboten werden können.

Darüber hinaus findet an diesen Punkten eine Modellierung mit fDZK statt, soweit hierfür ein entsprechender langfristiger Kapazitätsbedarf vorliegt. Die Ergebnisse dieses netzbetreiberübergreifenden Ermittlungsverfahrens sollen für die Transportkunden nachvollziehbar dargestellt werden, um u. a. die Akzeptanz der Ergebnisse und der daraus eventuell abgeleiteten Investitions- oder Ausbauprojekte zu erhöhen. Der langfristige Kapazitätsbedarf wird regelmäßig im Rahmen der Veröffentlichung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans zum 01.04. eines Jahres untersucht.

Hierbei berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 17 GasNZV ihre Erwartungen über die Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage, vorliegende Erkenntnisse aus durchgeführten Marktabfragen zum langfristig verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf, vorliegende Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen, Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz, Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens, Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs, Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern, vorliegende Erkenntnisse über Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten ergibt, vorliegende Erkenntnisse aus den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen, vorliegende und abgelehnte Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV sowie Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV.

Die langfristigen Kapazitätsbedarfe für vorliegende sowie abgelehnte Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV sowie Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV werden in der Modellierung des NEP Gas mit fDZK angesetzt.

Neben Erkenntnissen, die sich aus objektiven Kriterien ergeben können, berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber auch Erkenntnisse aus verbindlichen Marktbefragungen über den aus Sicht des Marktes bestehenden langfristigen, verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf, die sie bei den Transportkunden durchgeführt haben. Hiermit wird gewährleistet, dass der ermittelte Kapazitätsbedarf nicht künstlich durch unbegründete oder nur kurzfristige Anfragen überhöht wird und bereits vorübergehende vertragliche Engpässe gegebenenfalls einen Netzausbau auslösen können. Gleichzeitig wird jedoch gewährleistet, dass dauerhaft bestehender Kapazitätsbedarf der Transportkunden angemessen berücksichtigt werden kann.

Die Umsetzung des europäischen Prozesses der Ausbaukapazitätsauktionen („Incremental Capacities“) kann in Zukunft ebenfalls Hinweise auf das Vorliegen eines langfristigen Kapazitätsbedarfs liefern.

2.6.2 Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber

Den bisher erstellten Netzentwicklungsplänen lagen hinsichtlich der Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Deutschland die von der Bundesregierung beauftragten und als Grundlage für die Energiepolitik verabschiedeten Energieszenarien von Prognos/ EWI/ GWS vor. In allen Szenarien, die in diesen Untersuchungen dargestellt werden, ist die Entwicklung des Erdgasverbrauchs (Endenergie) rückläufig.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben seit Beginn des NEP-Prozesses im Jahr 2011 unterstellt, dass mit der rückläufigen Mengenentwicklung auch eine rückläufige Kapazitätsentwicklung verknüpft ist. Diese von den Fernleitungsnetzbetreibern als proportional verlaufend dargestellte Entwicklung ist insbesondere von den VNB in Zweifel gezogen worden. Die VNB haben bislang mehrheitlich auch bei sinkenden Gasverbräuchen mindestens einen konstanten, wenn nicht gar einen steigenden Leistungsbedarf unterstellt. Diese Sicht spiegelte sich bisher auch in den Langfristprognosen der VNB, die für den Zeitraum von 10 Jahren nach der internen Bestellung erstellt werden, wider.

Um diesen Konflikt aufzulösen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam mit den Verbänden BDEW, VKU und GEODE eine Studie zu den Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber beauftragt. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben das Lastenheft gemeinsam mit den Vertretern des BDEW, VKU und GEODE und einzelner VNB erarbeitet. Die von der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE) erarbeitete Studie liegt seit November 2014 vor und ist der BNetzA am 05.12.2014 vorgestellt worden. Die Studie ist auf der Internetseite des FNB Gas öffentlich verfügbar [FfE 2014].

Als zentrales Ergebnis dieser Studie ist festzuhalten, dass mit einem Mengenrückgang an Gas auch eine Kapazitätsreduzierung verknüpft ist. Diese Kapazitätsreduzierung verläuft zwar nicht wie bisher von den Fernleitungsnetzbetreibern unterstellt proportional zum Mengenrückgang. Die Studie weist aber aus, dass entsprechend den Rahmenbedingungen der Energiereferenzprognose ein Rückgang des Gasbedarfs von rund 13 % bis 2025 einen Rückgang des Leistungsbedarfs von 6 % bis 8 % zur Folge hat. Die Methodik und die Ergebnisse der Studie werden von allen Beteiligten anerkannt.

Die Studienergebnisse konnten jedoch im laufenden Prozess für den NEP Gas 2015 nicht mehr berücksichtigt werden. In der Bestätigung des Szenariorahmens hat die BNetzA entschieden, neben der Variante II.A, die die plausibilisierten 10-Jahres-Prognosen der VNB berücksichtigt, auch die Variante II.B, in der die plausibilisierten Prognosen der VNB bis 2020 und daran anschließend eine proportionale Leistungsentwicklung entsprechend der rückläufigen Mengenentwicklung nach Szenario II berücksichtigt wird, verpflichtend zu berechnen. Die Ergebnisse der Studie bestätigen den Zusammenhang zwischen einem rückläufigen Erdgasverbrauch in Deutschland und dem rückläufigen Kapazitätsbedarf.

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber sollten die Studienergebnisse in den zukünftigen Netzentwicklungsplänen bei der Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Verteilnetzbetreiber grundsätzlich berücksichtigt werden.

3 Modellierung der Fernleitungsnetze

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen gemeinsam entwickelte Methodik zur deutschlandweiten Modellierung der Fernleitungsnetze auch im NEP Gas 2015 angewendet, um damit den Anforderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 15a EnWG) nachzukommen.

3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

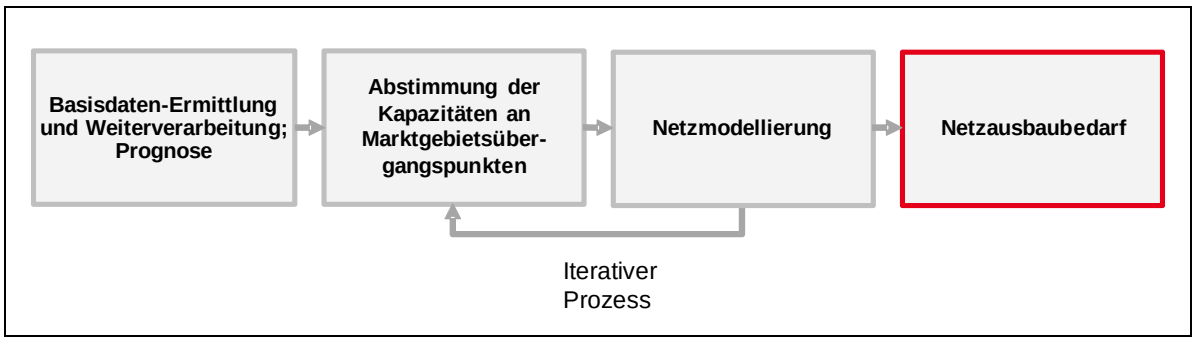
Der Schwerpunkt der Modellierung liegt auf der Gasbedarfs-Entwicklung des Szenarios II des Szenariorahmens, welches vor dem Hintergrund des schon seit mehreren Jahren zu beobachtenden Rückgangs des Erdgasverbrauchs in Deutschland aus heutiger Sicht einen realistischen Entwicklungspfad abbildet. Auf dieser Basis wird die Entwicklung der internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber variiert.

Basis der Modellierungsvariante II.A des bestätigten Szenariorahmens 2015 sind die internen Bestellungen und die Langfristprognosen bis zum Jahr 2025 der nachgelagerten Netzbetreiber. Daher ist der im weiteren dargestellte Modellierungsansatz für diese Variante nicht relevant.

Basis der Modellierungsvariante II.B sind die internen Bestellungen und die Langfristprognosen bis zum Jahr 2020 der nachgelagerten Netzbetreiber. Für den Zeitraum 2021 bis 2025 erfolgt eine Fortschreibung des Kapazitätsbedarfs auf Basis der Gasbedarfsentwicklung gemäß Szenario II des bestätigten Szenariorahmens 2015. Mit diesem Ansatz erfolgt eine Umrechnung der im Szenariorahmen dargestellten regionalen Gasbedarfsmengen in eine Leistungsentwicklung.

Ausgangspunkt der Modellierung war die Ermittlung und Weiterverarbeitung von relevanten Daten zu Gasmengen und Kapazitäten sowie darauf aufbauende Prognosen (vgl. Abbildung 3). Mit Hilfe dieser Daten wurden zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern zunächst Startwerte für die Kapazitäten innerhalb der Marktgebiete und an Marktgebietsübergangspunkten abgestimmt. Auf Basis dieser Werte erfolgte eine Netzmodellierung der Fernleitungsnetzbetreiber. Nach mehreren Iterationsschritten wurden abschließende Ergebnisse erzielt, die dann zur Feststellung des Netzausbaubedarfs in den einzelnen Modellierungsvarianten führten.

Abbildung 3: Grundsätzliches Vorgehen bei der Netzmodellierung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Modellierungsaufwand und Grenzen der Modellierung

Gemäß Tenor 7 der Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2015 werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in der Darstellung der Netzausbaumaßnahmen Aussagen über die kapazitiven Auswirkungen der einzelnen Maßnahmen zu treffen. Dabei soll so konkret wie möglich angegeben werden, welche Maßnahmen unter der Annahme einer plangemäßen Realisierung des Netzentwicklungsplans zu welchem Zeitpunkt in welcher Höhe Auswirkungen auf die Kapazitätsbereitstellung an den jeweiligen Netzkopplungspunkten haben werden.

In der Modellierung der Zieljahre 2020 und 2025 werden entsprechend dem gewählten Szenario Annahmen zur Kapazitätsentwicklung berücksichtigt. Diese Vorgehensweise hat zur Folge, dass die sich daraus ergebenden Ausbaumaßnahmen in Summe die Leistungsfähigkeit des Gesamtsystems so verbessern, dass die o.g. Kapazitätsbedarfe erfüllt werden können.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bereits mehrfach dargestellt, dass Kapazitätserhöhungen, die sich durch Realisierung einzelner Netzausbaumaßnahmen (73 Maßnahmen gemäß Netzausbauvorschlag, vgl. Kapitel 8.2) ergeben, nicht sachgerecht und robust einzelnen Verteilnetzbetreibern, Netzkopplungs- oder Netzanschlusspunkten (rund 3.500 Netzpunkte) zugeordnet werden können. Dies ergibt sich aus folgenden Rahmenbedingungen:

- In der Regel schafft nur die Kombination von Netzausbaumaßnahmen feste frei zuordenbare Kapazitäten.
- Neu geschaffene feste frei zuordenbare Kapazitäten wirken auf gesamte FNB-Netze bzw. FNB-Netzgebiete und können in der Regel nur konkurrierend bzw. ratierlich einzelnen Netzpunkten zugeordnet werden.
- Die Zuordnung auf Netzpunkte erfolgt bei Beachtung strömungsmechanischer Restriktionen im Netzbetrieb insbesondere unter Berücksichtigung der Festlegung nach KOV IV, § 11 Ziffer 7 (z. B. geschützte Letztverbraucher i.S. des § 53a EnWG, systemrelevante Gaskraftwerke gemäß §§ 13c, 16 Abs. 2a EnWG, Umwandlung unterbrechbarer interner Bestellung).

Eine Zuordnung unter Berücksichtigung der o.g. Kriterien würde im NEP Gas zu einem exponentiell steigenden Modellierungsaufwand mit einer Vielzahl von möglichen Zuordnungen führen, ohne dass dies zu einem belastbaren und robusten Erkenntnisgewinn führen würde.

Der Wunsch einzelner Netzbetreiber, konkrete Aussagen darüber zu erhalten, zu welchem Zeitpunkt in welcher Höhe einzelne Maßnahmen Auswirkungen auf die Kapazitätsbereitstellung an den jeweiligen Netzkopplungspunkten haben werden, ist auch für die Fernleitungsnetzbetreiber nachvollziehbar. Diese detaillierten punktspezifischen Ergebnisse sind jedoch nicht darstellbar.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Anregung der BNetzA in dem Konsultationsworkshop vom 13. Mai 2014, dass die Fernleitungsnetzbetreiber sich an der Systematik der Zuordnung bedarfsauslösender Faktoren zu den einzelnen Maßnahmen der ÜNB orientieren sollten, aufgegriffen. In Gesprächen mit ÜNB-Vertretern konnten folgende Erkenntnisse gewonnen werden:

Die Ermittlung von Ausbaumaßnahmen im Netzentwicklungsplan Strom der ÜNB beruht auf einer stundenscharfen Simulation unter Einbeziehung einer Windlast- und Sonnenscheinprognose. Diese Berechnung erfolgt mit Hilfe von Standardsoftware (Integral) sowie eines eigenentwickelten Simulationsmodells. Falls als Ergebnis dieser Berechnung in einzelnen Abschnitten die Auslastungen mehr als 70 % im (n-0)-Fall[5] betragen, ist die Identifizierung von Ausbaumaßnahmen wahrscheinlich.

Im Unterschied zu Gasnetzen sind die Elemente der Übertragungsnetze mit Ausnahme der HGÜ-Strecken nur schaltbar, aber nicht steuerbar. Für die Erweiterung des Stromnetzes können daher nur diskrete Elemente (1 Stromkreis) eingesetzt werden. Die Übertragungsnennleistung eines 380 kV-Stromkreises liegt grundsätzlich bei 2 GW. Wegen der fehlenden Skalierbarkeit der Leitungen ist ein maßgeschneiderter Ausbau wie bei Gasnetzen nicht möglich. Zudem wird die Last im Stromnetz weitgehend als konstant in Höhe und Verteilung angenommen, so dass insbesondere Änderungen und Flexibilität auf der Erzeugungsseite zu den zu prüfenden Szenarien führen. Der Netzausbau wird maßgeblich durch Änderungen auf der Erzeugerseite (Kernenergieausstieg und den starken Zuwachs erneuerbarer Energien, insbesondere durch Windkraftanlagen im Norden, die schwerpunktmäßig an anderen Standorten als die Kernkraftwerke – mit Schwerpunkt im Süden – einspeisen) bestimmt.

Das Kriterium für die Anerkennungsfähigkeit der Investitionsmaßnahmen durch die BNetzA ist die sogenannte „Robustheit“. Die BNetzA definiert dieses Kriterium so, dass ein beantragter Bau eines Leitungsabschnitts auch bei einer Reduzierung der Spitzenlast um 2,5 % aus neu zugebauten EEG-Anlagen zu mindestens 20 % ausgelastet ist. Wegen der fehlenden Skalierbarkeit kann in der Regel ein Auslöser für die Maßnahme, z. B. größte Einspeisung von zusätzlichen EEG-Quellen als Ursache genannt werden.

Gastransportnetze können dagegen durch Variation der Leitungsgeometrie (Länge und Durchmesser), sowie von Druckstufen und Verdichterleistung auf den jeweils unterstellten Lastfall hin maßgeschneidert ausgebaut werden. Der jeweilige Lastfall ist jedoch die Kombination von verschiedenen Auslösern. Mit dem Entfall eines Auslösers – z. B. eines wegfallenden Kraftwerksprojekts – müssen ggf. alle Ausbaumaßnahmen, um weiterhin den Ansprüchen an die Effizienz genügen zu können, angepasst werden. Eine differenzierte Betrachtung und Zuordnung einzelner Auslöser zu bestimmten Netzausbaumaßnahmen würde zu einer exponentiell steigenden Anzahl von Modellierungsvarianten führen und ist wegen des damit verbundenen enormen Aufwandes nicht darstellbar. Nichtsdestotrotz bieten die Fernleitungsnetzbetreiber in den Maßnahmenlisten und Projektsteckbriefen den Netznutzern eine Indikation zu den wesentlichen auslösenden Elementen einzelner Netzausbaumaßnahmen.

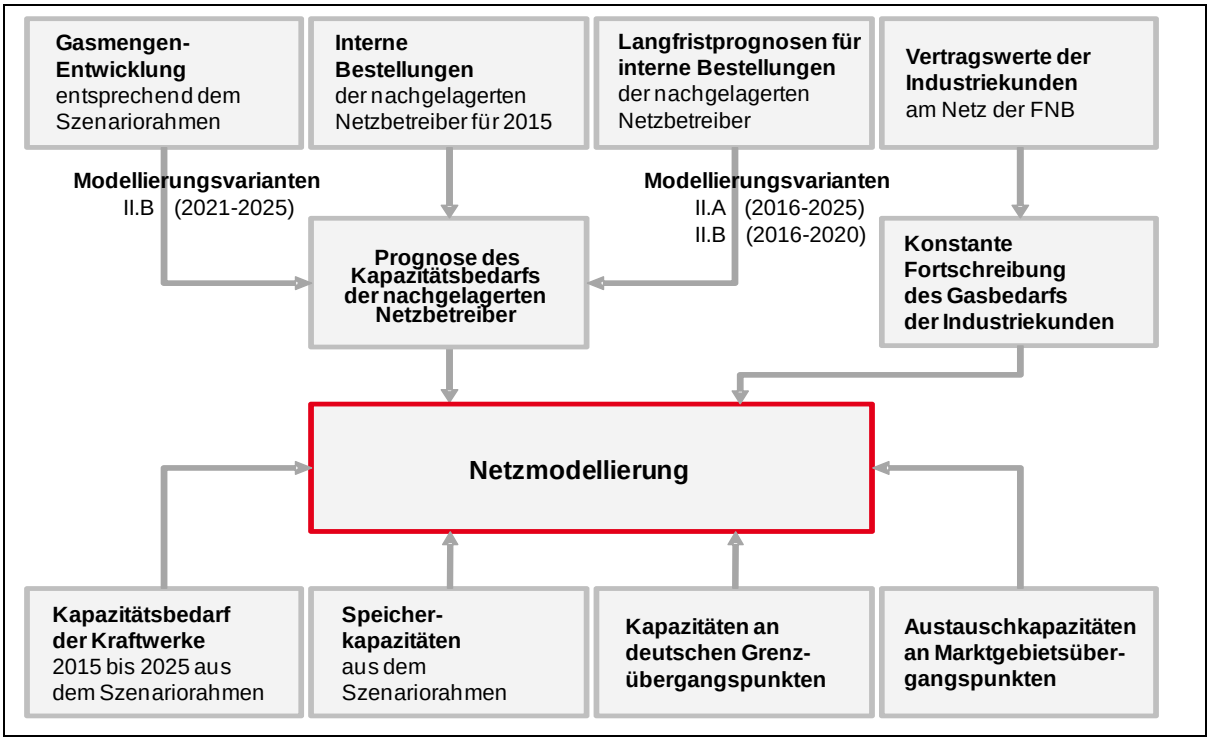
Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen durch die gesetzlichen Vorgaben bei der Auswahl der zu berechnenden Szenarien für den NEP Gas 2015 vor der Herausforderung, einerseits wesentliche zukünftige Entwicklungen abzubilden und sich andererseits bei den Berechnungen auf ein im gegebenen Zeitrahmen erfüllbares Maß zu beschränken. Vor diesem Hintergrund haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber auf die von der BNetzA als verpflichtend vorgegebenen Modellierungsvarianten konzentriert.

5 Der (n-0)-Fall bezieht sich auf die vollständige Verfügbarkeit aller Netzelemente.

3.2 Eingangsgrößen für die Netzmodellierung

Die Eingangsgrößen für die Netzmodellierung umfassen Basisdaten, gegebenenfalls notwendige Anpassungen bzw. Ergänzungen dieser Daten sowie darauf aufbauende Prognosen. Die Basisdaten und Datenquellen werden im Kapitel 3.2.1 näher beschrieben. Abbildung 4 zeigt alle wichtigen Eingangsgrößen für die Netzmodellierung.

Abbildung 4: Eingangsgrößen für die Netzmodellierung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2.1 Basisdaten

Für die Netzmodellierung wurden unterschiedliche Datenquellen herangezogen:

- **Szenariorahmen**
  Aus dem von der BNetzA bestätigten Szenariorahmen 2015 wurden Daten zum Gasbedarf, zu Kraftwerksleistungen, Erdgasförderung sowie zur Biogaseinspeisung für den Zeitraum 2012 bis 2025 genutzt, die auf Ebene der deutschen Stadt- und Landkreise von der Prognos AG bereitgestellt wurden.

- **Prognose der Kapazitätsentwicklung**
  In der Modellierungsvariante II.B (2021 bis 2025) wurde die Kapazitätsentwicklung der nachgelagerten Netzbetreiber mit dem in Abschnitt 3.2.2 beschriebenen Verfahren anhand der im Szenariorahmen dargestellten Gasbedarfsentwicklung ermittelt. In der Modellierungsvariante II.A wurde bis zum Jahr 2025 die plausibilisierte Langfristprognose der nachgelagerten Netzbetreiber verwendet.

- **Interne Bestellungen**
  Die verbindlich fest bei den Fernleitungsnetzbetreibern angefragten internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber wurden für das Jahr 2015 als Basisdaten herangezogen, so dass auch etwaige unterbrechbar bestätigte Anteile fest berücksichtigt wurden. Mit einer solchen Bestellung wird beim vorgelagerten Netzbetreiber die maximal vorzuhaltende feste Ausspeisekapazität kontrahiert.

- **Austauschkapazitäten an Marktgebietsübergangspunkten**
  Die MÜP werden gemäß Anlage 1 zum Netzentwicklungsplan 2015 berücksichtigt.

- **Kapazitäten an Grenzübergangspunkten**
  Die Austauschkapazitäten an den Grenzübergangspunkten werden gemäß dem bestätigten Szenariorahmen 2015 berücksichtigt.

- **Kraftwerke**
  Für den Gasbedarf der Kraftwerke wurden mit dem Kraftwerksmodell der Prognos AG drei Entwicklungspfade der Gasverstromung berechnet. Ausgangspunkt der Modellierung ist die Kraftwerksliste, d. h. die Liste der BNetzA zum Kraftwerksbestand in Deutschland 2013 und eine mit den Übertragungsnetzbetreibern (Strom) abgestimmte Liste zur Berücksichtigung von Kraftwerksprojekten (Zubau) und Stilllegungen in den einzelnen Szenarien. In Szenario II entwickeln sich erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke entsprechend dem Szenario B der ÜNB, welches das Leitszenario im Strombereich ist. Die systemrelevanten Kraftwerke wurden durch die Übertragungsnetzbetreiber (Strom) in Abstimmung mit der BNetzA festgelegt.

- **Speicher**
  Ebenfalls im Szenariorahmen enthalten ist eine mit der BNetzA abgestimmte Speicherliste, die Reservierungen bzw. Ausbaubegehren nach den §§ 38, 39 GasNZV beinhaltet. Die Speicher werden gemäß Anlage 1 berücksichtigt.

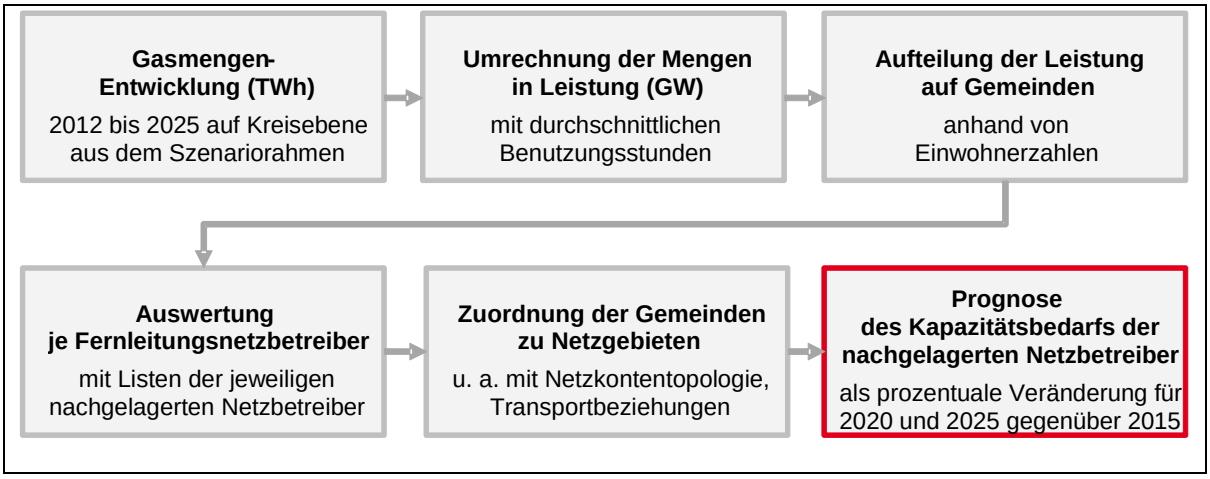
- **Industrielle Gasverbraucher**
  Der Bedarf der industriellen Gasverbraucher wurde anhand der den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Vertragswerte konstant gehalten.

3.2.2 Weiterverarbeitung der Basisdaten für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber

Leistungsprognose auf Basis der Gasbedarfsentwicklung bis 2025 nach Variante II.B

Die Weiterverarbeitung der Basisdaten zur Gasmengen-Entwicklung aus dem Szenariorahmen bis hin zur Prognose des Gasbedarfs für die nachgelagerten Netzbetreiber gliederte sich in mehrere Schritte (vgl. Abbildung 5). Hierin nicht enthalten sind solche Gasverbraucher, wie Kraftwerke und Industriekunden, die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind.

Abbildung 5: Weiterverarbeitung der Basisdaten für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Zunächst wurden die Ergebnisse des Szenariorahmens zur **Gasmengen-Entwicklung** (als Energieangaben in TWh) wie Gasbedarf, Erdgasförderung, Biogaseinspeisung sowie Ein- und Ausspeisekapazitäten und eine Kraftwerksliste herangezogen, die auf Ebene der deutschen Stadt- und Landkreise für die Zeit von 2012 bis 2025 vorlagen (vgl. hierzu Szenariorahmen 2015).

Danach erfolgte eine **Umrechnung in Leistungsangaben** (in GWh/h) mit Hilfe geeigneter, durchschnittlicher Benutzungsstunden (Bh) für die Absatzsektoren Haushalte, Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen (GHD), Industrie und Verkehr. Die angesetzten Benutzungsstunden reichten dabei von 2.420 Bh für Haushalte bis 5.500 Bh im Verkehrssektor (vgl. Tabelle 10). Zur Berücksichtigung der Biogaseinspeisungen wurden die im Szenariorahmen ausgewiesenen Werte mit 8.760 Bh in Leistungswerte umgerechnet (Annahme: konstante Biogaseinspeisung) und von den Leistungsbedarfswerten der Stadt- und Landkreise abgezogen. Somit reduziert sich der für die weitere Berechnung zu Grunde gelegte Leistungsbedarf um die jeweiligen Biogaseinspeisungen.

Tabelle 10: Angenommene Benutzungsstunden zur Umrechnung des Gasbedarfs in Leistungsangaben

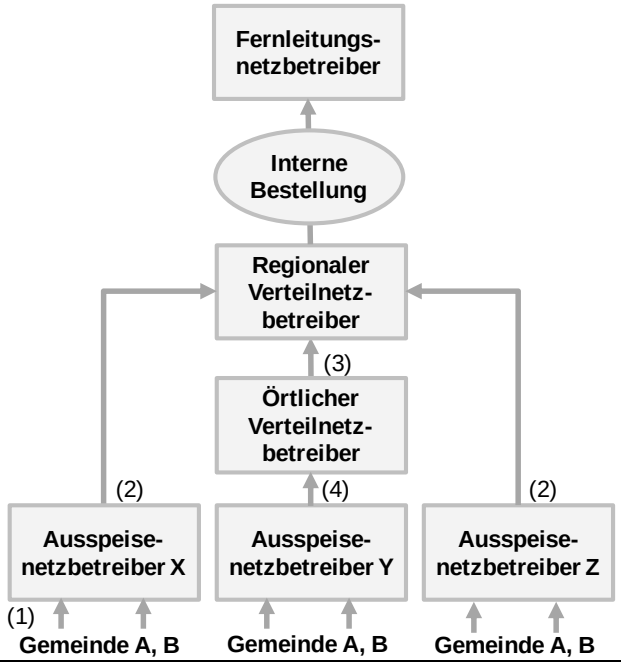
Sektor	Durchschnittliche Benutzungs-stunden	Quelle/ Erläuterung
Haushalte	2.420	Berechnung auf Basis repräsentativer Standardlastprofile nach einem Gutachten der TU München 2005 [BGW/ VKU 2007]
GHD	2.560	Berechnung auf Basis repräsentativer Standardlastprofile nach einem Gutachten der TU München 2005 [BGW/ VKU 2007]
Industrie	4.000	Ansatz auf Basis von Auswertungen der Fernleitungsnetzbetreiber
Verkehr	5.500	Ableitung über eigene Abschätzung der jährlichen Benutzungstage (Bd/a) sowie der täglichen Benutzungsstunden (Bh/d) von Erdgastankstellen
Biogas	8.760	Annahme einer konstanten Biogaseinspeisung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Für die Leistungs-**Aufteilung auf die Gemeinden** wurde die Gemeindedatenbank von Lutum+Tappert genutzt, welche Angaben zu Einwohnerzahl, Haushaltszahl, Netzbetreiber, Grundversorger und Gasqualität auf Gemeindeebene enthält. Mit diesen Daten wurde jeder Gemeinde eine Leistung zugeordnet, so dass ihr Anteil an der Gesamt-Leistung des übergeordneten Kreises ihrem Anteil an der Gesamt-Einwohnerzahl entspricht.

Die **Zuordnung der Gemeinden zu Versorgungsgebieten** der nachgelagerten Netzbetreiber erfolgte mit Hilfe von Netzkontentopologien in Verbindung mit den oben genannten Daten von Lutum+Tappert sowie den Anteilswerten der Gemeinden an den Kreisen unter Berücksichtigung von Lieferketten (vgl. Abbildung 6). Dieser Schritt lieferte für jeden nachgelagerten Netzbetreiber einen bestimmten Anteil an der Versorgung eines Kreises.

Abbildung 6: Zuordnung der Gemeinden zu Versorgungsgebieten



- Aus der Lutum +Tappert-Datenbank ist die **Zuordnung der Gemeinden zu den Ausspeisenetzbetreibern** bekannt (1).
- Aus den **Netzkontentopologien** der Marktgebietsverantwortlichen sind die Transportketten (2), (3) und (4) bekannt.
- Aus diesen Informationen ergibt sich durch **Summenbildung** die Mengen- und Leistungsentwicklung der Ausspeisenetzbetreiber.
- Aus der Leistungsentwicklung lassen sich Zuwächse oder Rückgänge als **relative Veränderungen** ermitteln.
- Die **interne Bestellung des Jahres 2015** wird mit diesen relativen Veränderungen fortgeschrieben.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In der **Auswertung je Fernleitungsnetzbetreiber** wurden die Anteile an der Versorgung eines Kreises mit den absoluten Leistungswerten der Kreise (abgeleitet aus dem Szenariorahmen) multipliziert, so dass absolute Leistungswerte für die nachgelagerten Netzbetreiber vorlagen.

Aus diesen Leistungswerten wurden relative Veränderungen gegenüber dem Jahr 2020 (Modellierungsvariante II.B) ermittelt. Im Ergebnis liegt eine aus dem Szenariorahmen abgeleitete **Prognose des Kapazitätsbedarfs je nachgelagertem Netzbetreiber** für die Jahre 2020 und 2025 vor. Die nachfolgende Abbildung 7 veranschaulicht das oben dargestellte Vorgehen zur Weiterverarbeitung der Daten am Beispiel eines nachgelagerten Netzbetreibers.

Abbildung 7: Weiterverarbeitung der Daten am Beispiel eines nachgelagerten Netzbetreibers

(1) Ein nachgelagerter Netzbetreiber versorgt laut Lutum+Tappert-Gemeindedatenbank und Netzkontentopologie Gemeinden in
- Teilen des Kreises A und
- Teilen des Kreises B.

(2) Die Anteile der vom Netzbetreiber versorgten Gemeinden an den beiden Kreisen berechnen sich über Einwohnerzahlen.

(3) Diese Anteile werden mit der Leistungsentwicklung der beiden Kreise – welche sich aus dem Szenariorahmen ableitet – multipliziert.

(4) Die internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber für 2015 werden mit den sich aus (3) ergebenden prozentualen Leistungsveränderungen fortgeschrieben.

➢ Insgesamt wird damit für die Prognose des Kapazitätsbedarfs des nachgelagerten Netzbetreibers im Rahmen des NEP Gas 2015 eine adäquate Berücksichtigung der beiden Kreise sichergestellt.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Langfristprognose der nachgelagerten Netzbetreiber (10-Jahres-Prognose); Variante II.A:

Modellierungsvariante II.A bezieht sich über den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2025 auf die plausibilisierten Prognosen der nachgelagerten Netzbetreiber. In der Modellierungsvariante II.B bilden die plausibilisierten Prognosen der nachgelagerten Netzbetreiber bis zum Jahr 2020 die Modellierungsgrundlage.

Die Plausibilisierung erfolgte dabei mittels der Vorgabe einer maximalen Zuwachshöhe: Bei deutlich erhöhten Prognosewerten für 2025 gegenüber dem gemeldeten Wert für das Jahr 2015 (Zuwächse von jeweils mehr als 10 % für die Zeiträume von 2015 bis 2020 und 2020 bis 2025) wurde der nachgelagerte Netzbetreiber um eine Plausibilisierung gebeten. Der Fernleitungsnetzbetreiber hat in diesen Fällen den nachgelagerten Netzbetreiber kontaktiert, um eine abgestimmte Prognose zu entwickeln. Sollte es zu keiner gemeinsamen Einschätzung des Kapazitätsbedarfs kommen, war die Einschaltung der BNetzA geplant.

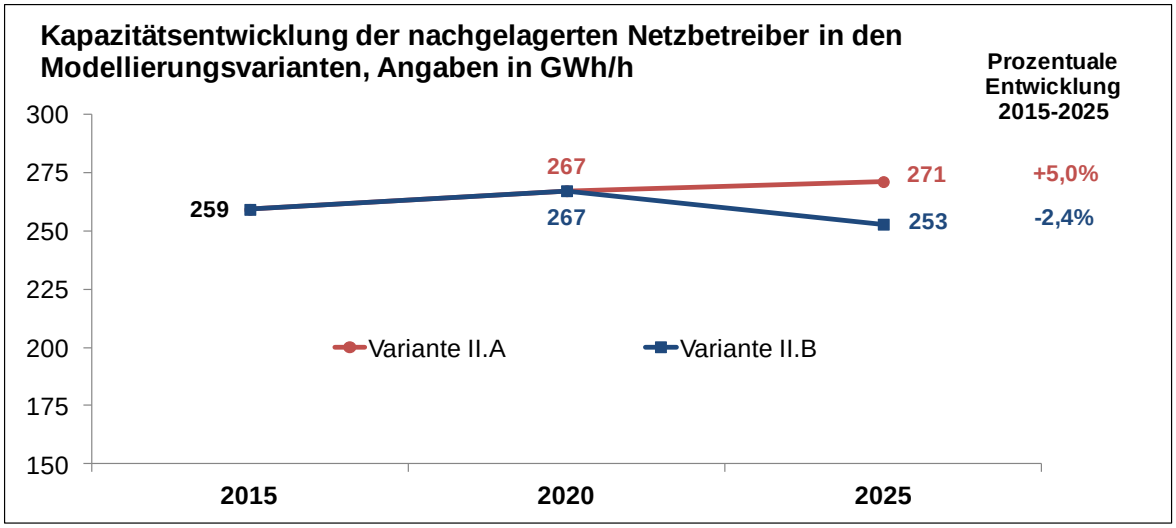
Eine Anpassung der 10-Jahresprognose wurde in Abstimmung mit den nachgelagerten Netzbetreibern in wenigen Fällen vorgenommen (vgl. Anlage 1). Die Einschaltung der BNetzA war in keinem Fall notwendig.

Modellierungsvarianten der internen Bestellung der nachgelagerten Netzbetreiber:

Für die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber wurden im NEP Gas 2015 die folgenden Modellierungsvarianten betrachtet:

- Modellierungsvariante II.A: Plausibilisierte Langfristprognose der Verteilnetzbetreiber gemäß Kooperationsvereinbarung bis 2025
- Modellierungsvariante II.B: Plausibilisierte Langfristprognose der Verteilnetzbetreiber gemäß Kooperationsvereinbarung bis 2020, danach Rückgang auf Basis der Gasbedarfsentwicklung des Szenariorahmens bis 2025

Abbildung 8: Kapazitätsentwicklung der nachgelagerten Netzbetreiber in den Modellierungsvarianten



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Gemäß Modellierungsvariante II.A ergibt sich über den gesamten Prognosezeitraum betrachtet ein Anstieg des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber. Dies widerspricht aus FNB-Sicht deutlich den Prämissen des Szenarios II des Szenariorahmens, der einen Rückgang des Erdgasverbrauchs in Deutschland beinhaltet, der wiederum einen Leistungsrückgang impliziert, wie es die FfE-Studie über „Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber“ (vgl. Kapitel 2.6.2) bestätigt hat.

Gemäß der in Modellierungsvariante II.B hinterlegten Berücksichtigung eines Kapazitätsrückgangs entsprechend der im Szenariorahmen dargestellten Gasbedarfsentwicklung in den Jahren 6 bis 10 ergibt sich über den gesamten Prognosezeitraum betrachtet ein leicht sinkender Kapazitätsbedarf.

3.2.3 Austauschkapazitäten an Marktgebietsübergangspunkten

Für die Austauschleistungen zwischen den Marktgebieten wurden Startwerte zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmt. Auf Basis dieser Werte erfolgte eine Netzmodellierung der Fernleitungsnetzbetreiber. Nach mehreren Iterationsschritten wurden abschließende Ergebnisse erzielt, die dann zur Feststellung des Netzausbaubedarfs in den einzelnen Modellierungsvarianten dienten.

3.2.4 Kapazitäten an Grenzübergangspunkten

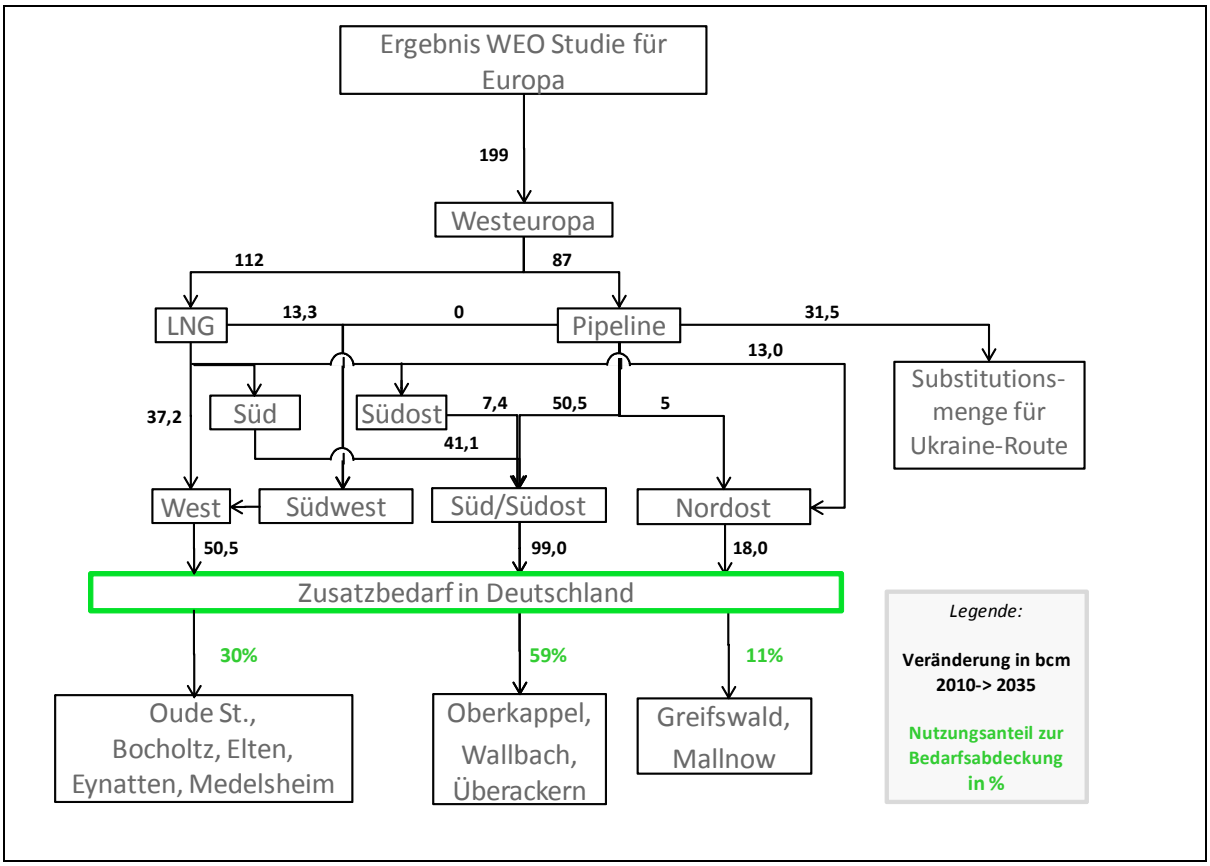
Gemäß § 15a (1) EnWG ist der ENTSOG TYNDP im deutschen Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. Der für den NEP Gas 2015 heranzuziehende TYNDP ist der vom 09.07.2013 [ENTSOG 2013]. Die Modellierung des NEP Gas basiert auf dem bestätigten Szenariorahmen 2015. Auf Abweichungen vom und Ergänzungen zum Szenariorahmen wird in Anlage 1 näher eingegangen.

Entwicklung der Einspeisemengen aus den Nachbarländern gemäß Szenariorahmen 2015

Wie im Szenariorahmen 2015 detailliert dargestellt, führen der Rückgang der L-Gas-Importe aus den Niederlanden und der bisher schon bekannte Rückgang der deutschen Eigenproduktion zu einem erhöhten H-Gas-Importbedarf nach Deutschland. Es ist zu erwarten, dass die Anforderung an die Fernleitungsinfrastruktur im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Gasaustausch zukünftig weiter steigen wird.

Der Zusatzbedarf in Deutschland wird entsprechend dem entwickelten Modell der Fernleitungsnetzbetreiber anteilig aus der Region „West“ zu 30 %, der Region „Süd/ Südost“ zu 59 % und der Region „Nordost“ zu 11 % erwartet (vgl. Abbildung 9) und ist in den Leistungsbilanzen sowie der Netzplanung entsprechend berücksichtigt worden.

Abbildung 9: Modellrechnung zur H-Gas-Quellenverteilung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2.5 Kraftwerke

Bei der Modellierung der Kraftwerke ist grundsätzlich zu unterscheiden zwischen Kraftwerken, die direkt an das Netz der Fernleitungsbetreiber angeschlossen sind sowie Kraftwerken, die an nachgelagerte Netze angeschlossen sind.

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

- nicht systemrelevante Bestandskraftwerke,
- Systemrelevante Bestandskraftwerke,
- Neubaukraftwerke.

Nicht systemrelevante Bestandskraftwerke

Nicht systemrelevante Bestandskraftwerke werden in der Modellierung mit der bestehenden Kapazität mit dem entsprechenden Kapazitätsprodukt berücksichtigt.

Systemrelevante Bestandskraftwerke

Die Ausführungen in diesem Dokument zu systemrelevanten Kraftwerken beziehen sich auf direkt an das FNB-Netz angeschlossene Kraftwerke.

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

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bei der Erstellung der bisherigen Netzentwicklungspläne Gas die Annahme aus dem NEP Strom berücksichtigt, dass die Systemrelevanz festgelegter Kraftwerke im Jahr 2023 entfällt. Mit der Bestätigung des Szenariorahmens 2015 hat die BNetzA in der Begründung vorgegeben, dass die Modellierung für systemrelevant eingestufte Gaskraftwerke in allen Varianten für die Jahre 2020 und 2025 mit dem Kapazitätsprodukt fDZK für Kraftwerke angesetzt werden soll. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben diese Vorgabe entsprechend umgesetzt.

Die in allen Modellierungsvarianten von den Fernleitungsnetzbetreibern zu berücksichtigenden systemrelevanten Gaskraftwerke sind in der folgenden Tabelle 11 sowie in Abbildung 10 dargestellt.

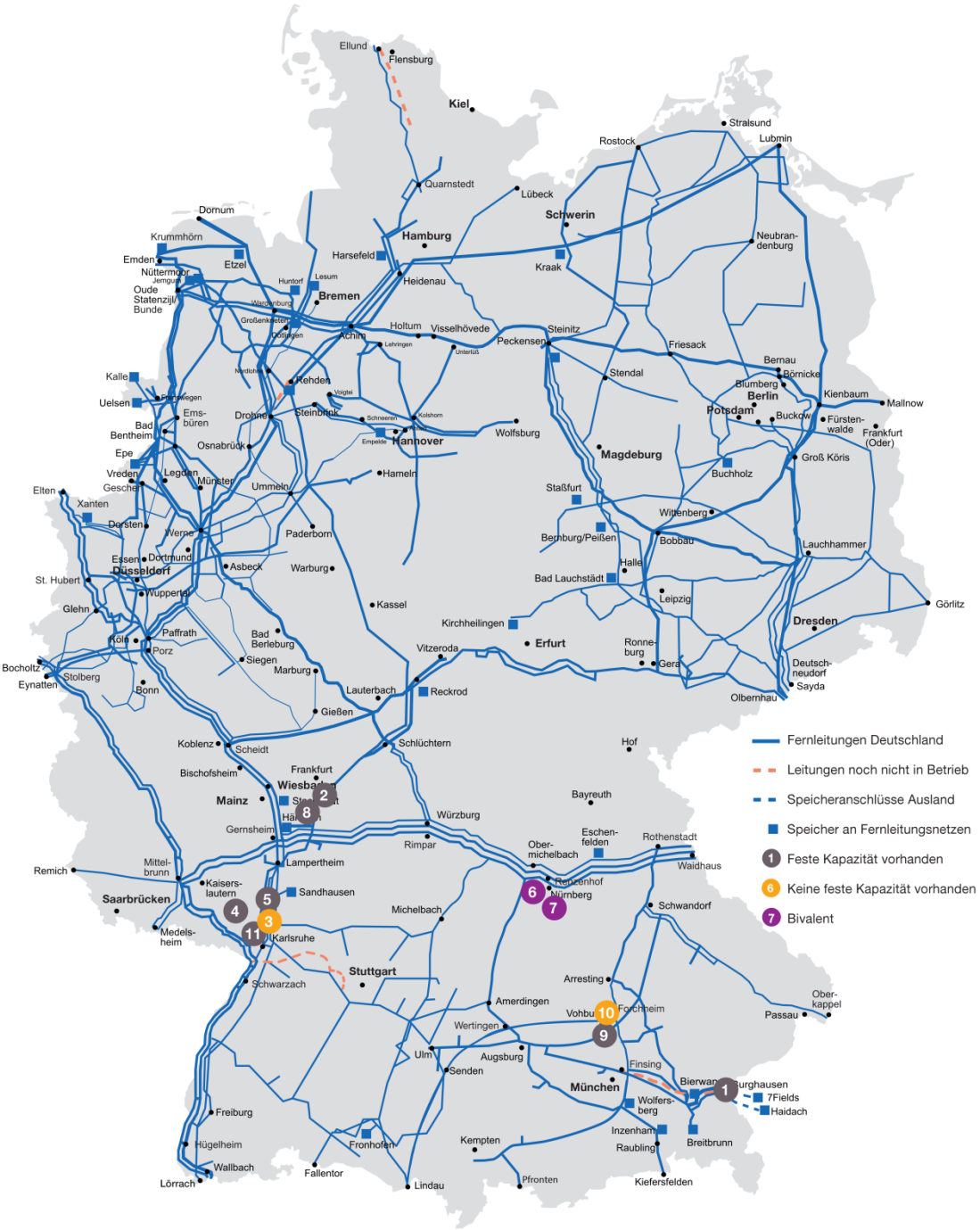
Tabelle 11: Systemrelevante Kraftwerke mit Anschluss an das FNB-Netz

Lfd. Nr.	Kraftwerks-nummer	Kraftwerksname	Eingeplante Ausspeisekapazität in MWh/h	Gasnetz-betreiber	Zuordnungs-punkt	2020	2025	Bemerkung
1	BNA0172	Dampfkraftwerk BGH - O1	1.561	bayernets	---	BZK	BZK	Historisch feste Zuordnung zum Speicher Haidach/ GÜP Überackern
2	BNA0374	Staudinger 4	1.914	OGE	---	FZK	---	Systemrelevant bis 2023 und älter als 45 Jahre in 2023; offizieller Stilllegungsbeschluss
3	BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk, Karlsruhe	740	OGE	Medelsheim	fDZK	fDZK	Systemrelevant bis 2023; gemäß BNetzA-Bestätigung bis 2025 mit DZK zu modellieren
4	BNA0614b	Kraftwerk Mitte, Ludwigshafen	---**	GASCADE	---	FZK	FZK	---
5	BNA0615	Kraftwerk Süd, Ludwigshafen	---**	GASCADE	---	FZK	FZK	---
6	BNA0744	Franken 1 1, Nürnberg	0*	OGE	---	0	0	---
7	BNA0745	Franken 1 2, Nürnberg	0*	OGE	---	0	0	---
8	BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim	445	OGE	---	FZK	FZK	---
9	BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching 5	1.700	OGE	---	FZK	FZK	---
10	BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	1.100	OGE	Burghausen	fDZK	fDZK	Systemrelevant bis 2023; gemäß BNetzA-Bestätigung bis 2025 mit DZK zu modellieren
11	BNA1078	HKW Wörth	---**	GASCADE	---	FZK	FZK	---

** Bilvalente Feuerung*
*** Keine Veröffentlichung aufgrund Geschäftsgeheimnisse Dritter*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 10: Systemrelevante Kraftwerke mit Anschluss an das FNB-Netz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Neubaukraftwerke

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben neue Gaskraftwerke inkl. der fDZK-Zuordnungspunkte entsprechend dem bestätigten Szenariorahmen 2015 in allen Modellierungsvarianten berücksichtigt (vgl. Tabelle 12 sowie Abbildung 11).

Tabelle 12: Neubaukraftwerke gemäß Szenario II*

Lfd. Nr.	Kraftwerks-nummer	Kraftwerksname	Eingeplante Ausspeisekapazität in MWh/h	FNB	Zuordnungspunkt für 2020 und 2025
1	BNAP002	UPM Schongau	0	bayernets	Nicht erforderlich**
2	BNAP004	GuD-Heizkraftwerk, Bautzen	146	ONTRAS	Nicht erforderlich**
3	BNAP024	Heizkraftwerk Flensburg	280	GUD	Nicht erforderlich**
4	BNAP116	KW VW Wolfsburg	200	GUD	Speicher/ (Greifswald)
5	BNA0548b	Knappsack II	860	OGE	Eynatten
6	BNAPXX9	Stora Enso Kabel GmbH, Hagen	135	GASCADE	Nicht erforderlich**
7	BNAP100	Kraftwerk Ensdorf	590	OGE	Medelsheim
8	BNAP028	Niehl IIIa	580	OGE	Nicht erforderlich**
9	BNAP041	GuD Leverkusen	1.181	GASCADE	Nicht erforderlich**
10	BNAPXX10	Stuttgart	715	terranets	Lampertheim
11	BNAP050a/b	CCPP Haiming	1.460	bayernets	Überackern
12	BNAP060	Wedel	865	GUD	Ellund/ Speicher/ (Greifswald)
13	BNAP114	KW Leipheim	2.493	bayernets	Überackern
14	BNAPXX8	Scholven	866	OGE/ Thyssengas	Eynatten (OGE)/ Emden (TG)
15	BNAP065	Trianel Kraftwerk Krefeld	2.300	GASCADE	Eynatten
16	BNAP125	GuD-KW Herne	1.600	Thyssengas	Emden/ Epe
17	BNAP101	Gasmotorenheizkraftwerke Kiel	755	GUD	Ellund/ Speicher/ (Greifswald)

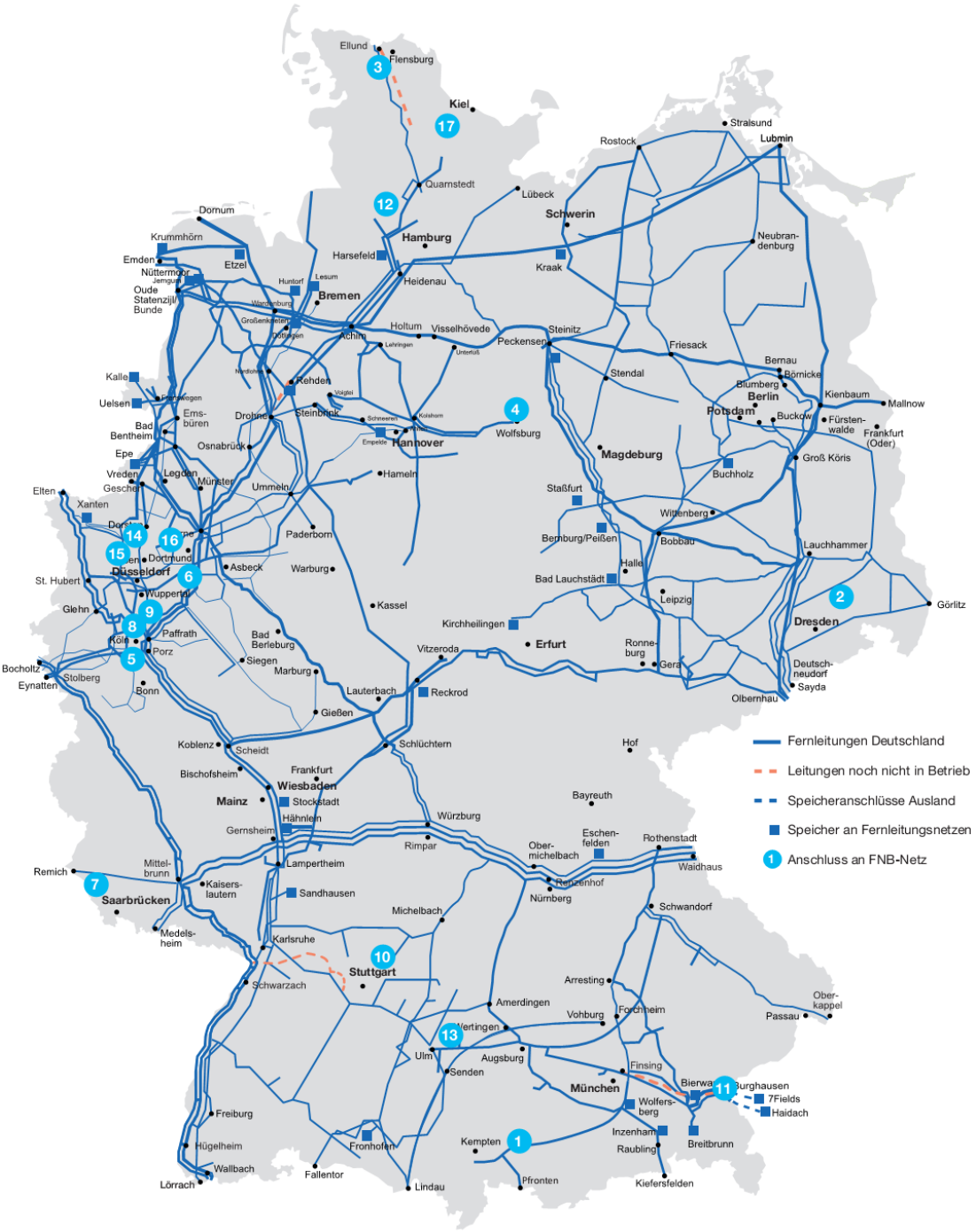
** Weitere Informationen zu den Kraftwerken, z. B. zur Gaskapazität und dem Status (Bestand, § 38 gestellt etc.) finden sich in der Anlage 1*

*** Eine Zuordnung ist nicht erforderlich, da am entsprechenden Standort fFZK angeboten wird*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an Kraftwerksliste der BNetzA, ÜNB 2014 (http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html)

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen es weiterhin als sachgerecht an, die Punkte Greifswald und Wallbach zumindest in der Netzmodellierung des langfristigen Kapazitätsbedarfs als Zuordnungspunkte zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt 2.4.1). In Tabelle 12 wird Greifswald als Alternativzuordnungspunkt in Klammern entsprechend aufgeführt.

Abbildung 11: Neubaukraftwerke gemäß Szenario II mit Anschluss an das FNB-Netz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Fall von nicht eindeutigen Anschlusssituationen – wenn also die gleiche Kraftwerksanfrage bei mehreren Fernleitungsnetzbetreibern möglich ist – wurde der erforderliche Netzausbau zunächst von jedem Fernleitungsnetzbetreiber separat ermittelt. Im Anschluss daran wurde aus den verschiedenen Optionen die Variante mit den niedrigsten Netzausbaukosten gewählt.
Gemäß Tenor 11 der Bestätigung des Szenariorahmens sind OGE und Thyssengas verpflichtet worden, das Kraftwerksprojekt BNAPXX8 bei der Modellierung des NEP Gas weiterhin zu berücksichtigen. Dieser Verpflichtung sind die Fernleitungsnetzbetreiber nachgekommen.

Daneben existieren noch Kraftwerke, die nicht an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber, sondern an nachgelagerte Netze angeschlossen sind. Diese Kraftwerke sind in den Kapazitätsbedarfen der Stadt- und Landkreise enthalten.

Die Kapazitäten der Kraftwerke wurden in der Modellierung wie folgt berücksichtigt (vgl. auch Anlage 1 zum NEP Gas 2015):

- Bestandskraftwerke (nicht-systemrelevant):
  - Fortschreibung der bestehenden Kapazität und des entsprechenden Kapazitätsprodukts
- Systemrelevante Bestandskraftwerke:
  - Falls feste Kapazität vorhanden: Fortschreibung der bestehenden Kapazität bis mindestens 2025
  - Falls keine feste Kapazität vorhanden: Kraftwerksprodukt fDZK bis 2025
  - Für das Kraftwerk Staudinger 4 liegt eine endgültige Stilllegungsanzeige gemäß § 13a EnWG vor [BNetzA 2014a]. Daher wird dieses Kraftwerk ab 2024 nicht mehr berücksichtigt
- Neue Kraftwerke:
  - Grundsätzlich Kraftwerksprodukt fDZK

3.2.6 Speicher

Die im Szenariorahmen 2015 enthaltenen und mit der BNetzA abgestimmten Speicheranfragen wurden als weitere Einflussfaktoren in der Modellierung berücksichtigt. Hierzu gehören die von den Speicherbetreibern vorgenommenen Kapazitätsreservierungen gemäß § 38 GasNZV sowie geltend gemachte Kapazitätsausbauansprüche gemäß § 39 GasNZV. Der Stichtag für die Einbeziehung von Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüchen war gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA der 15.08.2014.

In der Modellierung der Transportkapazitäten wurden die in der Inputliste des bestätigten Szenariorahmens 2015 ausgewiesenen Kapazitäten (Anlage 1) der **Bestandsspeicher** berücksichtigt. **Speicher-Neubauten bzw. Erweiterungen** mit Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (Stichtag: 15.08.2014) wurden mit 100 % fester, temperaturabhängiger Kapazität berücksichtigt.

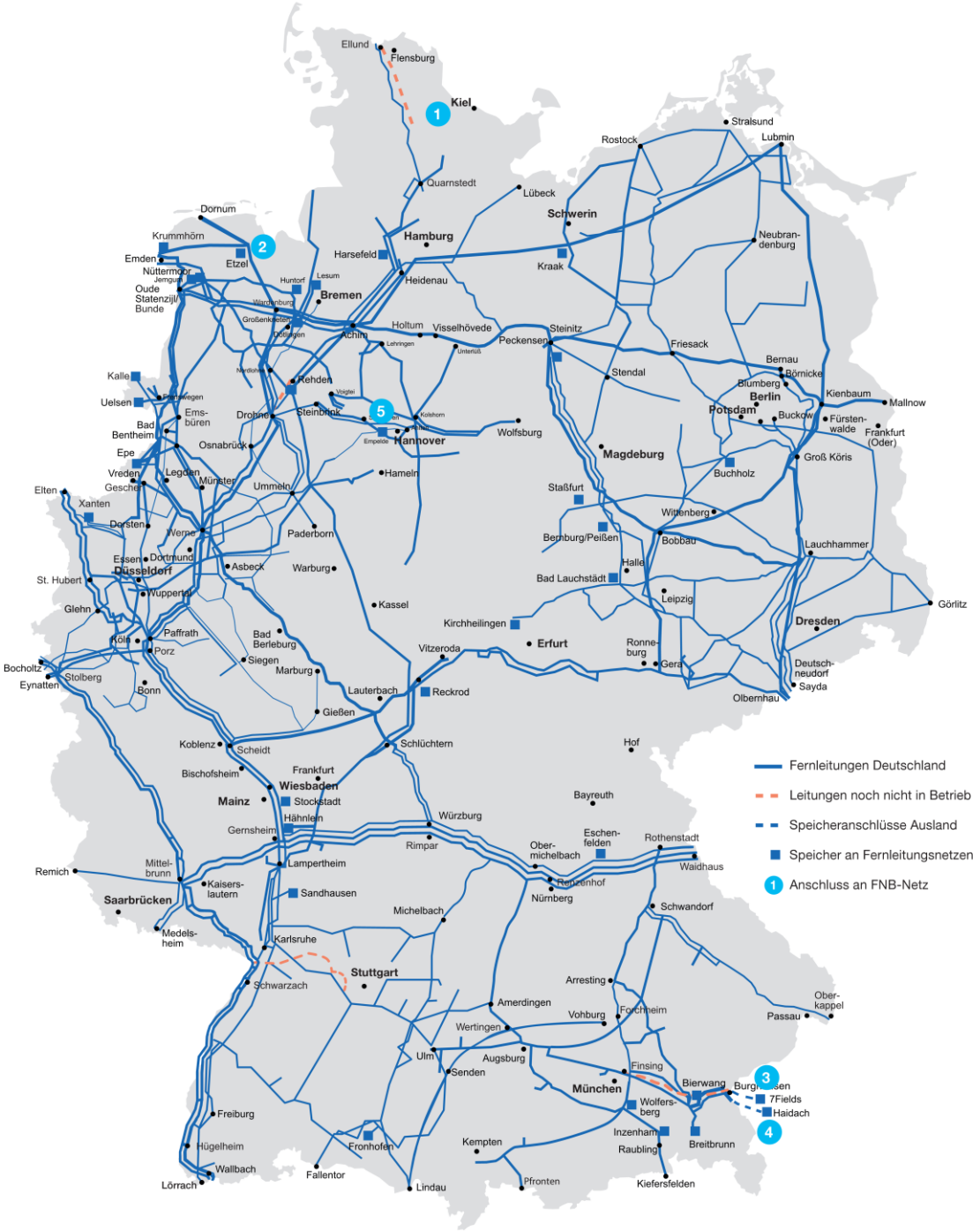
Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in allen Modellierungsvarianten folgende neue Speicher (vgl. Tabelle 13 sowie Abbildung 12) berücksichtigt.

Tabelle 13: Zusätzliche Speicher in den Modellierungsvarianten

Lfd. Nr.	Speicher	Fernleitungs-netzbetreiber	Entry/ Exit	Gasart	Status	Angefragte Kapazität [MWh/h]
1	Kiel Rönne	GUD	Entry	H-Gas	§39 gestellt	1.800
1	Kiel Rönne	GUD	Exit	H-Gas	§39 gestellt	1.260
2	Etzel	OGE	Entry	H-Gas	§39 gestellt	3.659
3	Haiming 2-RAGES	bayernets	Entry	H-Gas	§39 gestellt	675
3	Haiming 2-RAGES	bayernets	Exit	H-Gas	§39 gestellt	675
4	Haidach, Stufe II	OGE	Entry	H-Gas	§39 gestellt	2.146
4	Haidach, Stufe II	OGE	Exit	H-Gas	§39 gestellt	1.776
4	Haidach, Stufe II	OGE	Entry	H-Gas	§39 gestellt	2.585
4	Haidach, Stufe II	OGE	Exit	H-Gas	§39 gestellt	2.585
5	Empelde	Nowega	Exit	L-Gas	§39 gestellt	1.635

Quelle: Die Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 12: Neue Speicher mit Anschluss an das FNB-Netz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2.7 Industrielle Gasverbraucher

Bei den Industriekunden sind zwei verschiedene Arten von Gasverbrauchern zu unterscheiden:

Für die direkt an das FNB-Netz angeschlossenen Industriekunden wurden in der Regel die vorliegenden Vertragswerte für die Zukunft konstant fortgeschrieben. Darüber hinaus wurden zum Teil bereits bekannte Veränderungen sowie im Rahmen von Einzelfallprüfungen angefragte Kapazitätserhöhungen berücksichtigt.

An nachgelagerte Netze angeschlossene Industriekunden sind bereits in den Prognosen für die nachgelagerten Netzbetreiber enthalten.

3.3 Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten

Der sich aus den Ergebnissen der Modellierung ergebende zusätzliche Kapazitätsbedarf wird in Netzausbaumaßnahmen umgesetzt. Die mit den Netzausbaumaßnahmen verbundenen Investitionen werden von den Fernleitungsnetzbetreibern projektscharf angegeben. Für eine Vergleichbarkeit der Projekte werden einheitliche Plankostenansätze verwendet. Dabei wird von Standard-Konditionen ausgegangen und ein pauschaler Risikoaufschlag angesetzt. Es ist den Fernleitungsnetzbetreibern wichtig darauf hinzuweisen, dass aus den so ermittelten Investitionszahlen keine Rückschlüsse auf die in spezifischen Projekten tatsächlich anfallenden Investitionen gezogen werden können und die Zahlen lediglich zu Vergleichszwecken angegeben wurden.

Die spezifischen Kostensätze sind die Basis der Kostenermittlung zum heutigen Zeitpunkt. Für die Bestimmung der Kosten zum Zeitpunkt der planerischen Inbetriebnahme der Maßnahmen haben die Fernleitungsnetzbetreiber nach Prüfung der amtlichen Statistiken jährliche Kostensteigerungen von 2,0 % angesetzt. Dieser Wert entspricht der Höhe des durchschnittlichen „Preisindex der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte“ [Destatis 2015] der Jahre 2004 bis 2014. Aufgrund der spezifischen Besonderheiten des jeweiligen Projektes werden die konkreten Kostenschätzungen in der Regel von diesen Standardwerten abweichen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben wie im Vorjahr die spezifischen Kostensätze gegenüber den Angaben des NEP Gas 2014 auf der Basis aktueller Markteinschätzungen überprüft und sind zu dem Ergebnis gekommen, die Kostensätze unverändert zu lassen. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich der Indexwert zur Eskalation der Kosten zum Zeitpunkt der planerischen Inbetriebnahme der Maßnahmen um 0,2 Prozentpunkte verringert. Dies führt in Verbindung mit den unveränderten Kostensätzen zu einer Verringerung der ermittelten Projektgesamtkosten.

Im Folgenden werden spezifische Kostenannahmen für die Anlagenarten Ferngasleitungen, Verdichteranlagen und größere Gasdruckmessregelanlagen ausgewiesen. Diese Differenzierung bildet die Grundlage, größere GDRM-Anlagen als eigene Maßnahmen getrennt von den Leitungsbaumaßnahmen in den Maßnahmenlisten ausweisen zu können.

Kostenermittlung für Ferngasleitungen

Für die Kostenermittlung für Ferngasleitungen legen die Fernleitungsnetzbetreiber die in der folgenden Tabelle aufgeführten spezifischen Kostensätze zugrunde, es sei denn, den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern liegen bereits projektspezifische Einschätzungen vor. Abweichungen werden in den Maßnahmenlisten gekennzeichnet.

Tabelle 14: Plankostenansätze für Standard-Erdgastransportleitungen in €/m

DN*	DP** 70	DP 80	DP 100
400	1.010	1.010	1.040
500	1.120	1.140	1.200
600	1.250	1.270	1.350
700	1.340	1.370	1.510
800	1.510	1.600	1.690
900	1.720	1.760	1.870
1000	1.890	1.950	2.090
1100	2.040	2.090	2.280
1200	2.220	2.300	2.540

** DN – Normdurchmesser in Millimeter; ** DP – Druckstufe in bar*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Für diese spezifischen Kostenansätze gelten die folgenden Annahmen:

- DN 400 bis DN 700 Gesamtleitungslänge größer 10 km,
- ab DN 700 Gesamtleitungslänge größer 20 km,
- ebene Topographie (z. B. keine Gebirge oder Steilhänge),
- einfache Bodenverhältnisse (z. B. kein Felsboden, keine aufwendige Wasserhaltung),
- reibungsfreie öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren,
- Leitungsbau erfolgt zwischen Mai und September,
- Projektlaufzeit 5-6 Jahre.

Kostenermittlung für Verdichteranlagen

Für die Kostenermittlung für Verdichteranlagen legen die Fernleitungsnetzbetreiber die in der folgenden Tabelle aufgeführten Kostensätze zugrunde, es sei denn, den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern liegen bereits projektspezifische Einschätzungen vor.

Tabelle 15: Plankostenansätze für Verdichterstationen

Leistungs-klasse	**Zubauten auf vorhandenen Stationen [Mio. €]**			**Neubau von Stationen [Mio. €]**			
[MW]	**+1 ME***	**+2 ME**	**+3 ME**	**1+1 ME**	**2+1 ME**	**3+1 ME**	**4+1 ME**
8-11	37	59	82	72	96	120	143
12-15	42	69	95	82	109	136	163
16-26	59	101	139	114	154	196	237
27-34	66	112	155	125	170	216	261

**ME – Maschineneinheiten*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Für diese spezifischen Kostenansätze gelten die folgenden Annahmen:

- der Zubau ist am bestehenden Standort aus Platzgründen und in die bestehende Infrastruktur möglich,
- der Zubau auf vorhandenen Stationen ist genehmigungsfähig (z. B. BImSchV),
- reibungsfreie öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren,
- Verdichtung des Transportstroms in eine Richtung,
- Anschluss an eine Transportleitung (einfache Verschaltung),
- Projektlaufzeit 4-6 Jahre.

Kostenermittlung für GDRM-Anlagen

Da die Kosten für die Errichtung größerer GDRM-Anlagen durchaus nennenswerte Größenordnungen erreichen können, halten die Fernleitungsnetzbetreiber es für sinnvoll auf der Basis von Plankostenansätzen diese auch einzeln ausweisen zu können. Für die Kostenermittlung von GDRM-Anlagen legen die Fernleitungsnetzbetreiber die in der folgenden Tabelle aufgeführten Kostensätze zugrunde, es sei denn, es liegen bereits projektspezifische Einschätzungen vor.

Tabelle 16: Plankostenansätze für GDRM-Anlagen

Anlagenleistung [m³/h]	**Kosten DP100 [Mio. €]**
500.000	6,2
1.000.000	9,1
2.000.000	11,8
5.000.000	20,5

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die spezifischen Kostenansätze berücksichtigen die folgenden Komponenten:

- die verfahrenstechnischen Anlagenkomponenten,
- Sammelleitungen,
- eichfähige Volumenmessanlagen,
- Gasbeschaffenheitsmessanlagen,
- die Messtechnik für die Gasbegleitstoffe,
- Gebäude für Ex-Raum und EMSR-Technik,
- die Grundstücksbeschaffung,
- die Oberflächenherstellung und das Engineering.

In den spezifischen Kostenansätzen sind keine Kosten für Anschlussleitungen und für Komponenten einer ggf. erforderlichen Vorwärmung enthalten.

Kostenermittlung für Schieberanlagen

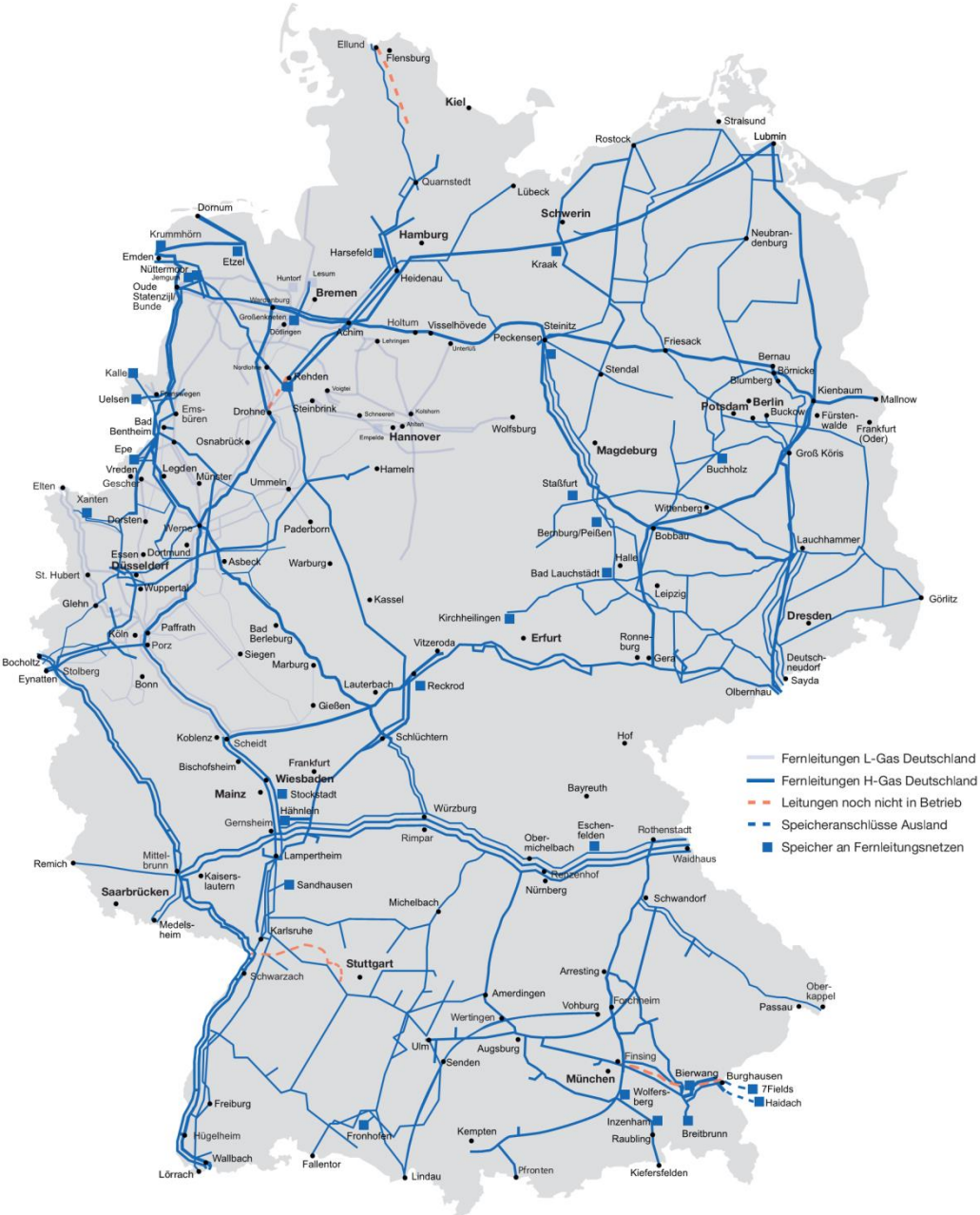
Die Kostenermittlung für den Bau von Schieberanlagen erfolgt über eine individuelle Kostenschätzung.

4 Das heutige Fernleitungsnetz

Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz gliedert sich in ein H-Gas- und ein L-Gas-Gebiet. Diese beiden Gebiete werden in den folgenden zwei Abschnitten beschrieben. Im Anschluss daran werden das der Modellierung zugrundegelegte Startnetz und der Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2014 dargestellt.

4.1 H-Gas-Gebiet

Abbildung 13: H-Gas-Transportnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Beschreibung

Die im nördlichen Teil des Versorgungsgebietes in Schleswig-Holstein und Hamburg verbrauchten Gasmengen stammten in der Vergangenheit im Wesentlichen aus dänischen Vorkommen. Seit einigen Jahren stellt sich Dänemark zunehmend auf eine Versorgung durch Importe aus Deutschland über die Station Ellund ein. Die dazu benötigten Ausbauten in den deutschen Netzen werden derzeit fertiggestellt.

Der angrenzende Raum erstreckt sich von den Importpunkten an der Nordsee und den zuführenden Systemen aus Richtung Schleswig-Holstein, Sachsen-Anhalt, Thüringen sowie den Import- und teilweise Exportpunkten im Süden aus Richtung Tschechien und Österreich und im Westen aus Richtung Niederlande und Belgien bis zu den Exportpunkten nach Frankreich und in die Schweiz.

Eine wichtige Rolle spielt der Import großer Mengen aus dem Nordwesten Deutschlands. Ebenfalls große Mengen gelangen über die Leitungssysteme aus östlicher bzw. nordöstlicher Richtung in den Raum. Die vorherrschende Flussrichtung ist daher ein Nordost-Südwest Fluss. In der Region Aachen befinden sich weitere Importpunkte in das westliche Transportnetz. Über Eynatten/ Raeren und Bocholtz können so weitere Gasmengen aus den Niederlanden bzw. Belgien nach Deutschland gelangen. Eynatten/ Raeren kann ferner auch als Exportpunkt genutzt werden.

Im südlichen Teil befinden sich bedeutende Importpunkte an den Grenzen zur Tschechischen Republik und Österreich. Die maßgeblichen Exportpunkte befinden sich an der Grenze zu Frankreich bzw. Schweiz und Österreich. Das Transportsystem erfüllt dabei sowohl Transit- als auch Versorgungsaufgaben.

Der östliche Teil des Versorgungsgebietes umfasst Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Sachsen, Thüringen und Berlin. Die Gasmengen für den östlichen Teil des Versorgungsgebietes kommen von Importpunkten im Osten über Polen, im Nordosten über die Ostsee und im Süden aus Tschechien. Ein Teil der benötigten Gasmengen wird aus dem Westen Deutschlands eingespeist. Dabei erfüllt das vorhandene Transportsystem sowohl Transit- als auch Versorgungsaufgaben.

4.2 L-Gas-Gebiet

Abbildung 14: L-Gas-Transportnetz

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Beschreibung

Die L-Gas-Netze im Norden sind historisch um die vorhandenen Aufkommen entstanden. Das sind die Aufkommen in Deutschland mit den großen Bereichen Elbe/ Weser und Weser/ Ems sowie in den Niederlanden das Groningen-Feld, dessen Mengen über die Station Oude Statenzijl importiert werden. Auch aktuell sind dieses die einzigen Quellen. Speicher zur Strukturierung der Aufkommen bzw. zur Spitzenlastabdeckung befinden sich in Nüttermoor, Huntorf, Lesum sowie Empelde. Das Netz ist auf eine Versorgung aus den genannten Aufkommen ausgelegt und bietet nur eingeschränkte Flexibilität.

Das L-Gas-Netz im Westen dient über die verschiedenen Netzebenen hinweg primär der Versorgung von Letztverbrauchern. Durch einen hohen Anteil an Haushaltskunden ist der Gasabsatz stark temperaturabhängig. Belastende Netzsituationen ergeben sich somit nicht nur im Auslegungsfall, sondern auch in Zwischen- bzw. Schwachlastsituationen, in denen große Flexibilität auf der Einspeiseseite bestehen. Die Versorgung des Systems erfolgt zum einen durch Importe aus den Niederlanden. Zum anderen erfolgt eine Aufspeisung über das nördliche Teilsystem mit Mengen aus deutscher Produktion. Speicher zur Strukturierung der Aufkommen bzw. zur Spitzenlastabdeckung befinden sich am Standort Epe.

4.3 Startnetz für die Modellierung des NEP Gas 2015

Das EnWG verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist (§ 11 Abs. 1 EnWG). Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dauerhaft die Fähigkeit ihrer Netze sicherzustellen, die Nachfrage nach Transportdienstleistungen für Gas zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Transportkapazität und Zuverlässigkeit der Netze zur Versorgungssicherheit beizutragen (§ 15 Abs. 3 EnWG).

Auf Basis dieser gesetzlichen Vorgaben haben die Fernleitungsnetzbetreiber verschiedene Maßnahmen vorgesehen, die Ergebnis aus den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen waren. Die einzelnen Vorhaben befinden sich in unterschiedlichen Planungs- und Realisierungsständen. Der Stand der Umsetzung der Maßnahmen ist in Kapitel 4.6 dargestellt.

Das in der Netzmodellierung angesetzte Startnetz umfasst den aktuellen Bestand des Fernleitungsnetzes, in Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem NEP Gas 2014, im Bau befindliche sowie anhand definierter Kriterien (s. u.) ausgewählte Maßnahmen aus dem NEP Gas 2014.

In Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem NEP Gas 2014

Die folgenden Projekte, die im NEP Gas 2014 noch in der Bauphase waren, sind zwischenzeitlich fertiggestellt worden:

Die GUD-Verdichterstation in **Embsen** (ID 002-01) ist dafür vorgesehen, Mengen in die NEL zu verdichten und dann über diese Leitung insbesondere in den Raum Schleswig-Holstein transportieren zu können. Die Station ist im Oktober 2014 in Betrieb genommen worden. Es werden noch Restarbeiten auf der Station ausgeführt.

terranets bw hat die Mess- und Regelstation **Au am Rhein** (ID 069-01b) Ende 2014 in Betrieb genommen. Diese verbindet die Nordschwarzwaldleitung mit der TENP und dient der Darstellung von Übernahmekapazität zwischen OGE/ Fluxys TENP und der terranets bw. Durch die Maßnahme wurde die Möglichkeit geschaffen, zusätzliches Gas aus der TENP in das Netz der terranets bw einzuspeisen.

terranets bw hat den Um- bzw. Ausbau der Mess- und Regelstation **Hittistetten** (ID 118-01) Ende 2014 abgeschlossen und somit die Voraussetzung geschaffen, zusätzliche Übernahmekapazitäten zwischen bayernets und terranets bw darzustellen.

Die in Betrieb genommenen Maßnahmen wurden in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2015 aufgenommen.

Im Bau befindliche Projekte

Die folgenden Projekte befinden sich derzeit im Bau:

Die neue Verdichterstation der GUD in **Quarnstedt** (ID 007-01/ 009-01) befindet sich seit Frühjahr 2014 im Bau. Die neue Verdichterstation leistet einen wichtigen Beitrag für eine verlässliche Erdgasversorgung in Deutschland und Nordwesteuropa. Das Projekt wird von der Europäischen Union als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI)[6] bewertet.

Die geplante Loop Leitung der GUD von **Fockbek nach Ellund** (ID 011-01) befindet sich im Bau. Vor der Winterpause in 2014 konnte etwa die Hälfte der Baumaßnahme realisiert werden. Die neue Leitung, die parallel zur bereits bestehenden Erdgas-Transportleitung DEUDAN verläuft, erweitert das GUD-Leitungsnetz in Richtung Dänemark. Das Projekt wird von der Europäischen Union als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI) bewertet.

Die Mess- und Regelstation **Landshut** (ID 062-01) verbindet die Fernleitungsnetze der bayernets und OGE und dient der Sicherstellung erforderlicher Übergabedrücke zu dem Verteilernetz SW Landshut und zur Verbesserung der Drucksituation im Teilnetz Niederbayern der Energienetze Bayern GmbH. Die Maßnahme wird voraussichtlich Ende 2015 fertiggestellt.

Bei der Maßnahme **Nordschwarzwaldleitung** (ID 069-01a) der terranets bw handelt es sich um die Realisierung einer Gashochdruckleitung (DN 600/ DP 80) von Au am Rhein (Anschluss an die TENP) über Ettlingen und Pforzheim nach Leonberg. Mit dem Bau der Nordschwarzwaldleitung wird eine weitere Verbindung für Baden-Württemberg an das europäische Erdgastransportnetz realisiert. Hierbei wird u. a. ein weiterer Teil des Bedarfs an Transportkapazitäten für Erdgas in Baden-Württemberg gedeckt und so ein wesentlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet. Die Maßnahme wird in zwei Bauabschnitten realisiert. Der erste Bauabschnitt von Au am Rhein nach Ettlingen (15 km) wurde Ende 2014 fertiggestellt und in Betrieb genommen. Für den zweiten Bauabschnitt von Ettlingen nach Leonberg (56 km) liegt der Planfeststellungsbeschluss vor. Der Bau wird voraussichtlich Ende 2015 abgeschlossen sein.

6 Eine Liste der deutschen Netzausbaumaßnahmen mit PCI-Status findet sich im Anhang.

Mit der Mess- und Regelstation M+R **Ettlingen-Hägenich** (ID 069-01c) wird die Nordschwarzwaldleitung an die Rheintal-Süd-Leitung 1 der terranets bw bei Ettlingen angebunden werden. Die Maßnahme wird voraussichtlich Ende 2015 fertiggestellt.

Mit der Mess- und Regelstation **Leonberg-West** (ID 069-01d) wird die Nordschwarzwaldleitung an die Schwaben-Leitung der terranets bw in Leonberg-Ezach angebunden werden. Die Maßnahme wird voraussichtlich Ende 2015 fertiggestellt.

Durch die Maßnahme **Projekt Wedel** (ID 125-01) wird die Verdichterstation Achim an eine geänderte Lastsituationen angepasst, die sich durch die planerische Berücksichtigung des Kraftwerks in Wedel ergibt. Diese Maßnahme befindet sich in der Umsetzung und wird voraussichtlich bis Q1/2016 fertiggestellt sein.

Bei der Maßnahme **M+R Tachenhausen** (ID 201-01) handelt es sich um den Um- bzw. Ausbau einer bestehenden Mess- und Regelanlage in Tachenhausen mit einer Durchflussmenge von 150.000 m³/h (Vn). Die Maßnahme befindet sich in Baden-Württemberg. Die Inbetriebnahme ist für Ende 2015 geplant. Der wesentliche bedarfsauslösende Faktor ist die Erhöhung der Flexibilität bei der Steuerung von Gasmengen.

Die im Bau befindlichen Maßnahmen wurden in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans 2015 aufgenommen.

Maßnahmen aus dem NEP Gas 2014, die in das Startnetz aufgenommen wurden

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für die Modellierung des NEP Gas 2015 einige Maßnahmen aus dem NEP Gas 2014[7] in das Startnetz aufgenommen. Dies bedeutet, dass die Realisierung dieser Maßnahmen für die weitere Planung unterstellt wird.

Folgende Kriterien sind für die Aufnahme einzelner Maßnahmen in das Startnetz von Bedeutung:

- Finale Investitionsentscheidung ist getroffen,
- Umsetzungsstand ist weit fortgeschritten (mind. Umsetzungsstand-Kategorie 4),
- Maßnahme ist wiederholt Bestandteil von bestätigten Netzentwicklungsplänen,
- die besondere europäische Bedeutung von (bestätigten) PCI-Maßnahmen,
- L-H-Gas-Umstellung ist verbindlich angekündigt.

Da diese Maßnahmen nicht mehr Ergebnis der Modellierung und somit Teil des Netzausbauvorschlags des NEP Gas 2015 sein können, werden sie in einer gesonderten Liste (vgl. Kapitel 8.2) geführt. Der für die Umsetzung dieser Maßnahmen erforderliche Mittelbedarf wird in den Gesamtkosten für den Netzausbauvorschlag berücksichtigt.

[7] „NEP Gas 2014“ bezieht sich hier auf das Änderungsverlangen zum FNB-Entwurf des NEP Gas 2014 der BNetzA vom 17.11.2014 [BNetzA 2014c].

Die folgenden Maßnahmen wurden in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2015 aufgenommen:

Das Projekt **MONACO 1** (ID 030-02) wurde in den NEP Gas 2012, 2013 und 2014 als notwendige Netzausbaumaßnahme bestätigt. Aufgrund der Erhöhung des grenzüberschreitenden Gasaustauschs wurde die europäische Bedeutung des Projektes identifiziert. Dies führte zur Erteilung des Status als Project of Common Interest (PCI-Projekt Nr. 5.18 im Anhang der EU-Verordnung Nr. 347/2013 vom 10.01.2014). Außerdem liegen Kapazitätsausbaubegehren nach § 39 GasNZV von Speicherbetreibern und Kraftwerksprojekten vor, welche diesen Ausbaubedarf bestätigen. Auf Basis des fortgeschrittenen Umsetzungsstandes des Projektes sowie dem bevorstehenden Start der Beschaffungsprozesse wurde die Aufnahme in das Startnetz für den NEP Gas 2015 entschieden.

Das Projekt **VDS Ochtrup inkl. Anbindung und GDRM-Anlagen** (ID 072-03) ist grundsätzlich unverändert gegenüber dem NEP Gas 2014. Auf Basis des in 2014 bekannten Kapazitätsbedarfs wurde eine finale Investitionsentscheidung getroffen und der Genehmigungs-, Detailplanungs- und Beschaffungsprozess gestartet.

Die Maßnahme **NOWAL** war unter der Bezeichnung Netzkopplung Drohne in allen bisherigen Netzentwicklungsplänen enthalten und wurde in der Auslegung des NEP Gas 2014 (ID 083-05) in das Startnetz des NEP Gas 2015 übernommen. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2017 geplant. GASCADE hat entsprechend dem Änderungsverlangen des NEP Gas 2012 eine finale Investitionsentscheidung für diese Maßnahme getroffen.

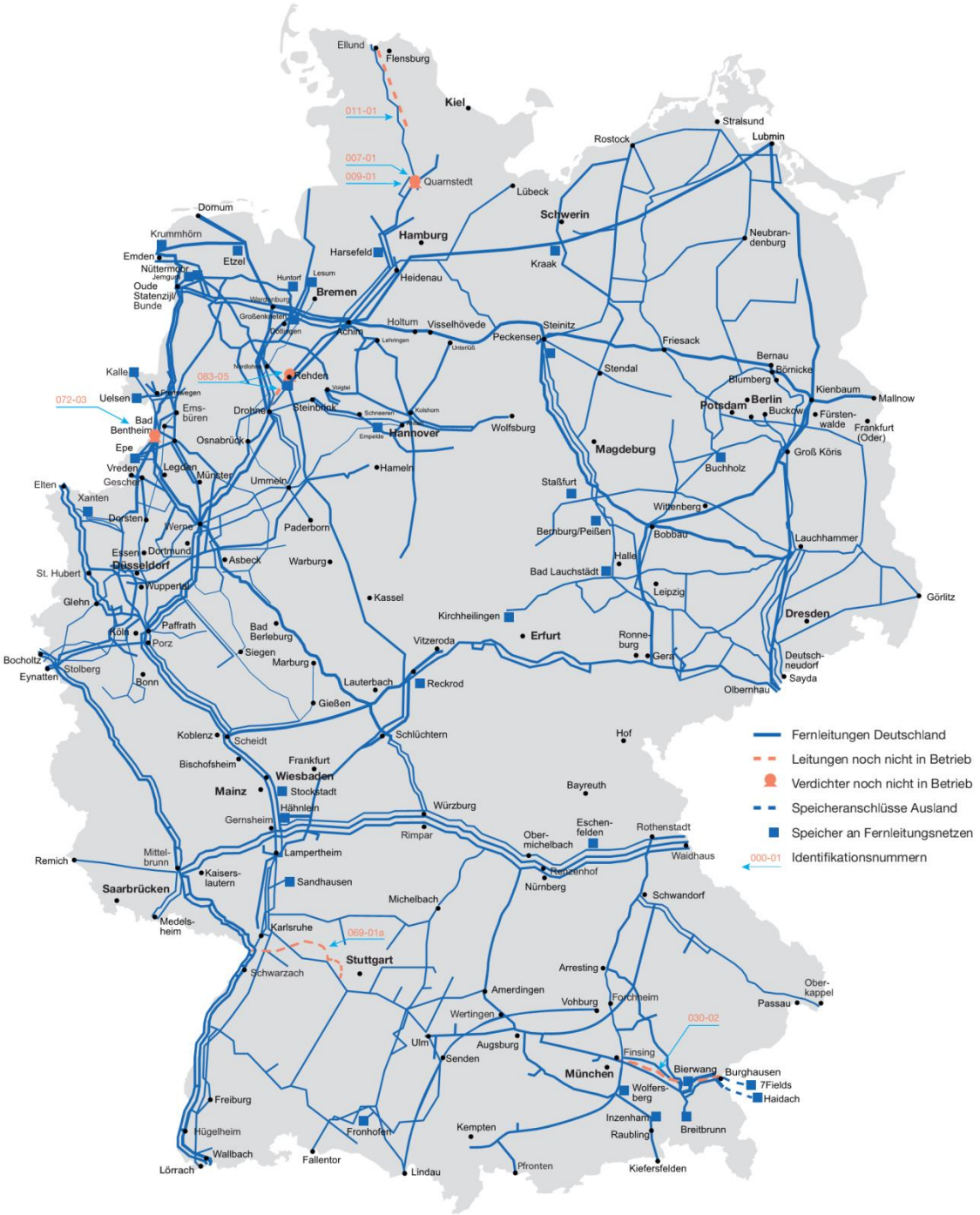
Die Maßnahme **Konvertierung Rehden** (ID 101-01) ist grundsätzlich unverändert gegenüber dem NEP Gas 2014 sowie 2013. Die Maßnahme wurde auf dieser Basis in das Startnetz übernommen. Die finale Investitionsentscheidung wurde seitens Nowega getroffen und der Genehmigungs- sowie Beschaffungsprozess gestartet. Die Inbetriebnahme ist ab 2016 vorgesehen.

Bei der Maßnahme **VDS Scharenstetten** (ID 115-01) handelt es sich um den Ausbau einer bestehenden Verdichterstation um eine neue Verdichtereinheit mit einer Durchflussmenge von 350.000 m³/h. Die Anlage ist vorgesehen zur Erhöhung der Transportkapazität. Die Inbetriebnahme der neuen Verdichtereinheit ist für Ende 2016 geplant, wobei der wesentliche, bedarfsauslösende Faktor die Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg ist.

Zur Umstellung eines Marktraums Rees-, Anholt und Isselburg (**Umstellung des Netzgebietes Hüthum auf H-Gas**, ID 230-01) sind die im NEP Gas 2014 aufgezeigten Netzanpassungen und die Errichtung einer GDRM-Anlage erforderlich. Die Durchführung der Umstellung von L- auf H-Gas ist verbindlich gegenüber den betroffenen Ausspeisenetzbetreibern angekündigt.

Die folgende Abbildung 15 zeigt das aktuelle Fernleitungsnetz mit den in der Modellierung berücksichtigten Projekten sowie den Speicheranlagen.

Abbildung 15: Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz im Überblick



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

4.4 Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen nach 13. BImSchV und TA-Luft

Im Mai 2013 ist die Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen (13. BImSchV – Bundes-Immissionsschutzverordnung) in Kraft getreten. Die Verordnung setzt die europäische Großfeuerungsanlagen-Richtlinie aus dem Jahr 2001 um. Ziel dieser Verordnung ist es, den Ausstoß von Emissionen weiter zu reduzieren.

Die 13. BImSchV findet Anwendung auf Gasturbinenanlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von über 50 MW. Hierbei ist die Feuerungswärmeleistung eines Standortes maßgeblich. Für Feuerungswärmeleistungen von weniger als 50 MW findet die TA-Luft (Technische Anleitung zur Reinhaltung von Luft) vom 24.07.2002 Anwendung, die am 01.10.2002 in Kraft getreten ist.

Nach der novellierten 13. BImSchV und der TA-Luft sind nunmehr für die Errichtung, die Beschaffenheit und den Betrieb von Gasturbinenanlagen folgende Emissionsgrenzen für die Tagesmittelwerte in einem Lastbereich von 70 % bis 100 % festgelegt:

Tabelle 17: Emissionsgrenzen entsprechend 13. BImSchV

Bestandteil	Grenzwert
Stickoxide (NO_x)	50 mg/Nm³
Kohlenmonoxid (CO)	75 mg/Nm³

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Für Altanlagen gelten weiterhin die Grenzwerte der 13. BImSchV von Juli 2004. Abweichend hierzu gelten für bestehende Anlagen, für die der Betreiber bis zum 01.01.2014 schriftlich erklärt hat, dass er diese Anlage unter Verzicht auf die Berechtigung zum Betrieb bis zum 31.12.2023 stilllegt, eine Übergangsfrist. In dieser Übergangsfrist darf der Betreiber ab dem 01.01.2016 bis zum 31.12.2023 die bestehende Anlage höchstens in 17.500 Stunden betreiben.

Tabelle 18: Emissionsgrenzen entsprechend TA-Luft

Bestandteil	Grenzwert
Stickoxide (NO_x)	75 mg/Nm³
Kohlenmonoxid (CO)	100 mg/Nm³

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Nach TA-Luft besteht eine Nachrüstungspflicht für Altanlagen mit NO_x-Emissionen von mehr als 20 Tonnen pro Jahr.

Zur Einhaltung der neuen Emissionsgrenzwerte der 13. BImSchV sind in Abhängigkeit des jeweiligen Gasturbinentyps verschiedene technische Maßnahmen möglich. Diese Maßnahmen umfassen die Nachrüstung einzelner Komponenten, den Umbau des Verbrennungssystems oder den kompletten Austausch des Antriebs. Die im Einzelnen geplanten Maßnahmen mit der Zielsetzung, die durch diese Anlagen bewirkten Transportkapazitäten im Wesentlichen zu erhalten, sind in der nachfolgenden Tabelle benannt:

Tabelle 19: Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen 13. BImSchV und TA-Luft

Eigentümer	Anlage	Maßnahme	Status
GASCADE	Mallnow Maschineneinheit 1	NOx Red. Programm Netcon	In Planung
	Mallnow Maschineneinheit 1	NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat	In Planung
	Mallnow Maschineneinheit 2	NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat	In Planung
	Mallnow Maschineneinheit 3	NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat	In Planung
	Rückersdorf Maschineneinheit 1	NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat	In Planung
	Rückersdorf Maschineneinheit 2	NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat	In Planung
	Lippe Maschineneinheit 1	CO Reduktion durch Optimierung der Maschinensteuerung	Abgeschlossen
	Lippe Maschineneinheit 2	CO Reduktion durch Optimierung der Maschinensteuerung	Abgeschlossen
GUD	Verdichterstation Wardenburg	Umbau der Anlage in Verbindung mit neuen Einheiten	Im Bau
	Verdichterstation Rysum	Umbau der Anlage in Verbindung mit neuen Einheiten	Im Bau
MEGAL	Mittelbrunn Maschineneinheit 1	Umbau auf LE Verbrennungssystem	In Planung
	Mittelbrunn Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem	Im Bau
	Waidhaus Maschineneinheit 2	Austausch des Maschinenstrangs	Im Bau
	Waidhaus Maschineneinheit 3	Austausch des Maschinenstrangs	In Betrieb
	Waidhaus Maschineneinheit 5	Austausch des Maschinenstrangs	In Planung
METG	Porz Maschineneinheit 5	Austausch des Gasgenerators	Abgeschlossen
	Porz Maschineneinheit 6	Austausch des Gasgenerators	In Betrieb
NETG	Elten Maschineneinheit 4	Erweiterung um katalytische Abgasreinigung	Im Bau
	Elten Maschineneinheit 1	Anmeldung zur Restlebensdauer	Abgeschlossen
	Elten Maschineneinheit 2	Anmeldung zur Restlebensdauer	Abgeschlossen
OGE	Emsbüren Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem	In Planung
	Emsbüren Maschineneinheit 3	Anmeldung zur Restlebensdauer	Abgeschlossen
	Krummhörn Maschineneinheit 3	Einsatz EKOL-Flammrohr	In Planung
	Waidhaus Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem	Im Bau
	Werne Maschineneinheit 5	Umbau auf LE Verbrennungssystem und Rekuperator	In Planung
	Werne Maschineneinheit 6	Umbau auf LE Verbrennungssystem und Rekuperator	In Planung
	Werne Maschineneinheit 8	Einsatz Kohlenmonoxid-Katalysator	Abgeschlossen
ONTRAS	Sayda Verdichter 1	Neubau Brennkammer	In Planung
	Sayda Verdichter 2	Neubau Brennkammer	In Betrieb
	Sayda Einheit 2	Neubau Brennkammer	In Planung
	Bobbau Verdichter 1	Umbau Verbrennungssystem	In Planung
	Bobbau Verdichter 2	Umbau Verbrennungssystem	In Planung
TENP	Stolberg Maschineneinheit 1	Austausch Gasturbine	In Betrieb
	Stolberg Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem	Im Bau
	Mittelbrunn Maschineneinheit 1	Umbau auf LE Verbrennungssystem, Rekuperator	Im Bau
	Mittelbrunn Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem, Rekuperator	In Planung
	Mittelbrunn Maschineneinheit 3	Austausch Gasturbine	In Betrieb
	Schwarzach Maschineneinheit 2	Austausch Gasturbine	In Betrieb
	Schwarzach Maschineneinheit 3	Umbau auf LE Verbrennungssystem	In Betrieb
	Hügelheim Maschineneinheit 1	Umbau auf LE Verbrennungssystem	Im Bau
	Hügelheim Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem	In Planung
terranets	Scharenstetten 2	Ertüchtigung Gasturbine	In Planung
	Scharenstetten 3	Ertüchtigung Gasturbine	In Planung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

4.5 Weitere Projekte ohne finale Investitionsentscheidung

Für die folgenden Projekte liegen keine finalen Investitionsentscheidungen der Fernleitungsnetzbetreiber vor. Die Projekte sind daher nicht Bestandteil des heutigen Fernleitungsnetzes und wurden im Startnetz für die Modellierung des NEP Gas 2015 nicht berücksichtigt.

Mit dem Projekt **Süddeutsche Erdgasleitung** (SEL) wird eine Planung verfolgt, die ihren Ursprung bereits in der Zeit vor der Regulierung der Gastransportnetze hat. Es handelt sich um eine kapazitätsstarke Gastransportverbindung (DN 1200, DP 100) von der deutsch-österreichischen Grenze bei Burghausen in den Raum Mannheim (Lampertheim). Die Planung der SEL wurde in zwei Abschnitten angelegt.
In einem ersten Schritt wurde der im Wesentlichen durch Baden-Württemberg verlaufende rund 260 km lange Leitungsabschnitt von Lampertheim nach Amerdingen geplant. Die Trasse verläuft neben Baden-Württemberg auch durch Hessen (6 km) und Bayern (4 km). Das Planfeststellungsverfahren in Hessen ist abgeschlossen. Die Planfeststellungsverfahren in Baden-Württemberg sind im Regierungsbezirk Karlsruhe erfolgreich abgeschlossen, im Regierungsbezirk Stuttgart liegt für einen Teilabschnitt der positive Beschluss ebenfalls vor, für den verbleibenden Teilabschnitt wird der positive Beschluss erwartet. Der zweite Abschnitt von Burghausen nach Amerdingen teilt sich in das Projekt MONACO 1 und das im folgenden Absatz beschriebene Projekt MONACO 2.

Die **MONACO 2** (Bauabschnitt 2) umfasst die Planung von Finsing nach Amerdingen, die an das Projekt SEL anschließt. Der Bedarf zur Errichtung dieses Bauabschnitts erschließt sich erst bei Realisierung geplanter Kraftwerksprojekte, wachsendem Aufkommen von internationalen Transporten oder durch Kompensation zurückgehender L-Gas-Mengen in Deutschland. Um an sich ändernde Verhältnisse des Gasbedarfs vorbereitet zu sein und unter Berücksichtigung des langen Planungsvorlaufs läuft für diesen Bauabschnitt das Raumordnungsverfahren.

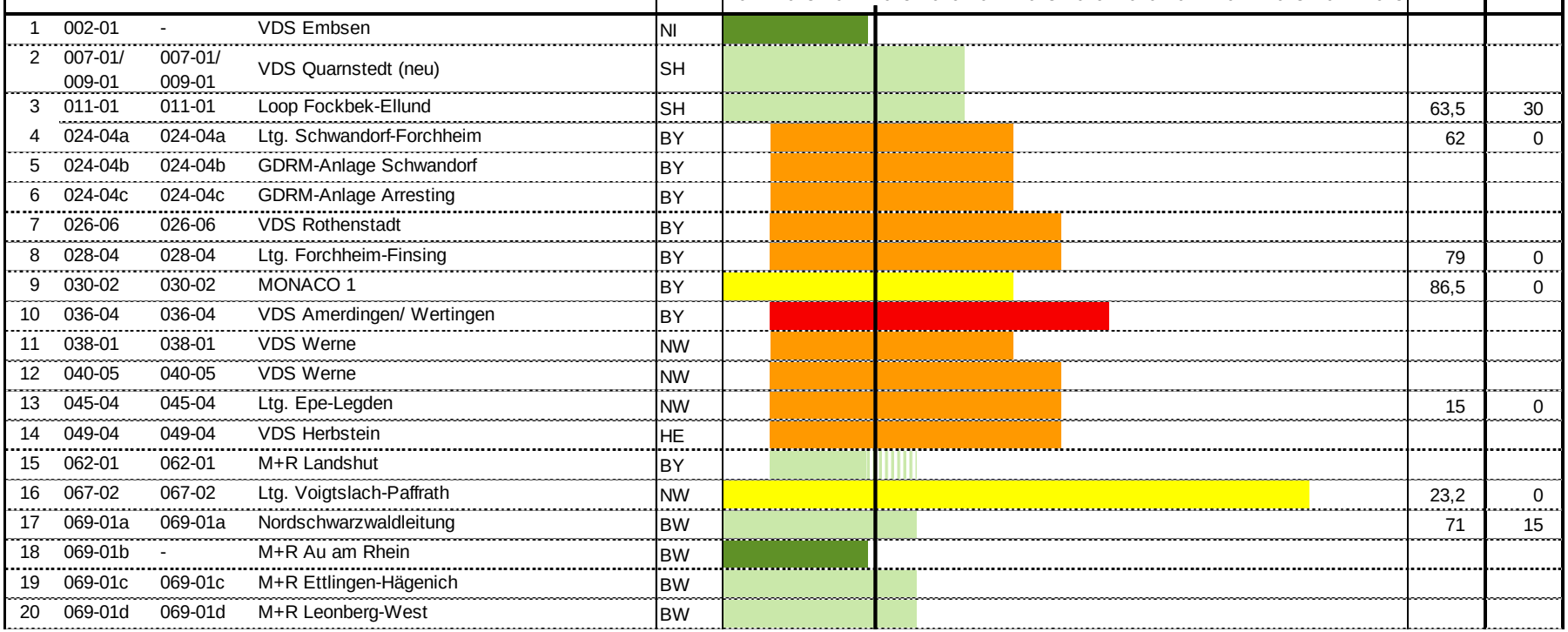
4.6 Stand der Umsetzung des NEP Gas 2014

Entsprechend § 15a Abs. 2 EnWG muss der aktuelle NEP Gas den Stand der Umsetzung des vorhergehenden NEP Gas enthalten. Hierzu ist der Umsetzungsstand der Maßnahmen aus dem NEP Gas 2014 in Tabelle 20 dargestellt. Bereits vor 2014 in Betrieb genommene Maßnahmen wurden nicht mehr berücksichtigt.

Im Vergleich zum NEP Gas 2014 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Kategorisierung der Projektschritte für Leitungen und Verdichter verändert und eine Vereinheitlichung mit der Beschreibung im Netzausbauvorschlag (vgl. Kapitel 8.2) hergestellt. In diesem Zusammenhang wurde auch die Farbkodierung entsprechend verändert.

Tabelle 20: Umsetzungsstand der NEP-Maßnahmen zum 01.02.2015

Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP 2014	ID-Nummer im NEP 2015	Maßnahme	Bundesland	heute	geplante km	realisierte km
1	002-01	-	VDS Embsen	NI			
2	007-01/ 009-01	007-01/ 009-01	VDS Quarnstedt (neu)	SH			
3	011-01	011-01	Loop Fockbek-Ellund	SH		63,5	30
4	024-04a	024-04a	Ltg. Schwandorf-Forchheim	BY		62	0
5	024-04b	024-04b	GDRM-Anlage Schwandorf	BY			
6	024-04c	024-04c	GDRM-Anlage Arresting	BY			
7	026-06	026-06	VDS Rothenstadt	BY			
8	028-04	028-04	Ltg. Forchheim-Finsing	BY		79	0
9	030-02	030-02	MONACO 1	BY		86,5	0
10	036-04	036-04	VDS Amerdingen/ Wertingen	BY			
11	038-01	038-01	VDS Werne	NW			
12	040-05	040-05	VDS Werne	NW			
13	045-04	045-04	Ltg. Epe-Legden	NW		15	0
14	049-04	049-04	VDS Herbstein	HE			
15	062-01	062-01	M+R Landshut	BY			
16	067-02	067-02	Ltg. Voigtslach-Paffrath	NW		23,2	0
17	069-01a	069-01a	Nordschwarzwaldleitung	BW		71	15
18	069-01b	-	M+R Au am Rhein	BW			
19	069-01c	069-01c	M+R Ettlingen-Hägenich	BW			
20	069-01d	069-01d	M+R Leonberg-West	BW			

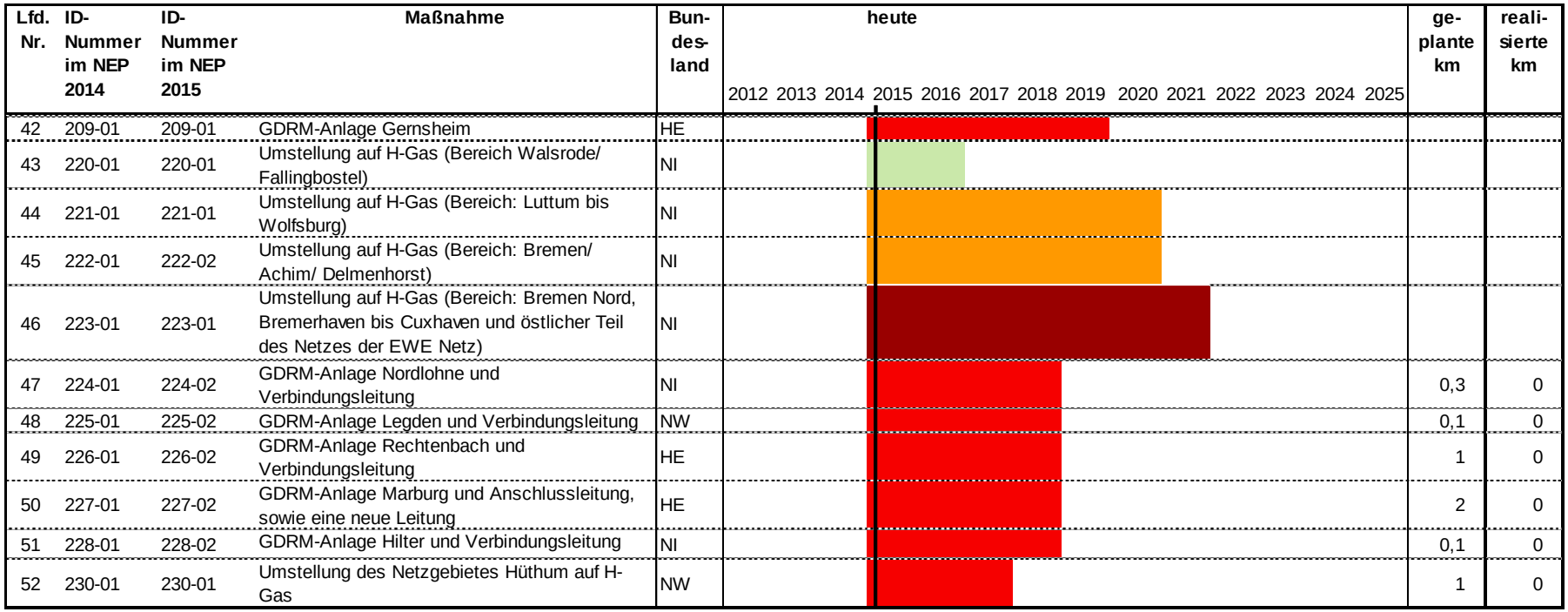


Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP 2014	ID-Nummer im NEP 2015	Maßnahme	Bundesland	heute 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025	geplante km	realisierte km
21	072-03	072-03	VDS Ochtrup inkl. Anbindung und GDRM-Anlagen	NW		3	0
22	083-05	083-05	NOWAL (Netzkopplung Drohne inkl. GDRM-Anlagen, Erweiterung VDS Rehden)	NI		26	0
23	101-01	101-01	Konvertierung Rehden	NI			
24	110-04	110-06	Erweiterung NEL	NI, MV			
25	111-01	111-01	Anbindung Ahlten 3	NI		0,35	0
26	112-01	112-01	Querspange Raum Pforzheim-Raum Bietigheim	BW		26	0
27	113-01	113-01	Querspange Raum Leonberg-Raum Reutlingen	BW		62	0
28	115-01	115-01	VDS Scharenstetten	BW			
29	116-01	116-01	M+R Raum Pforzheim-Bietigheim	BW			
30	117-01	117-01	M+R Raum Leonberg-Reutlingen	BW			
31	118-01	-	M+R Hittistetten	BW			
32	119-01	119-01	M+R Achim	NI			
33	121-01	121-01	M+R Ganderkesee	NI			
34	125-01	125-01	Projekt Wedel	SH			
35	201-01	201-01	M+R Tachenhausen	BW			
36	203-01	203-02	VDS ZEELINK (VDS Rheinland)	NW			
37	204-01	204-02	ZEELINK 1	NW		112	0
38	205-01	205-02	ZEELINK 2	NW		115	0
39	206-01	206-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn	RP			
40	207-01	207-01	GDRM-Anlage Obermichelbach	BY			
41	208-01	208-01	GDRM-Anlage Rimpar	BY			

Legende

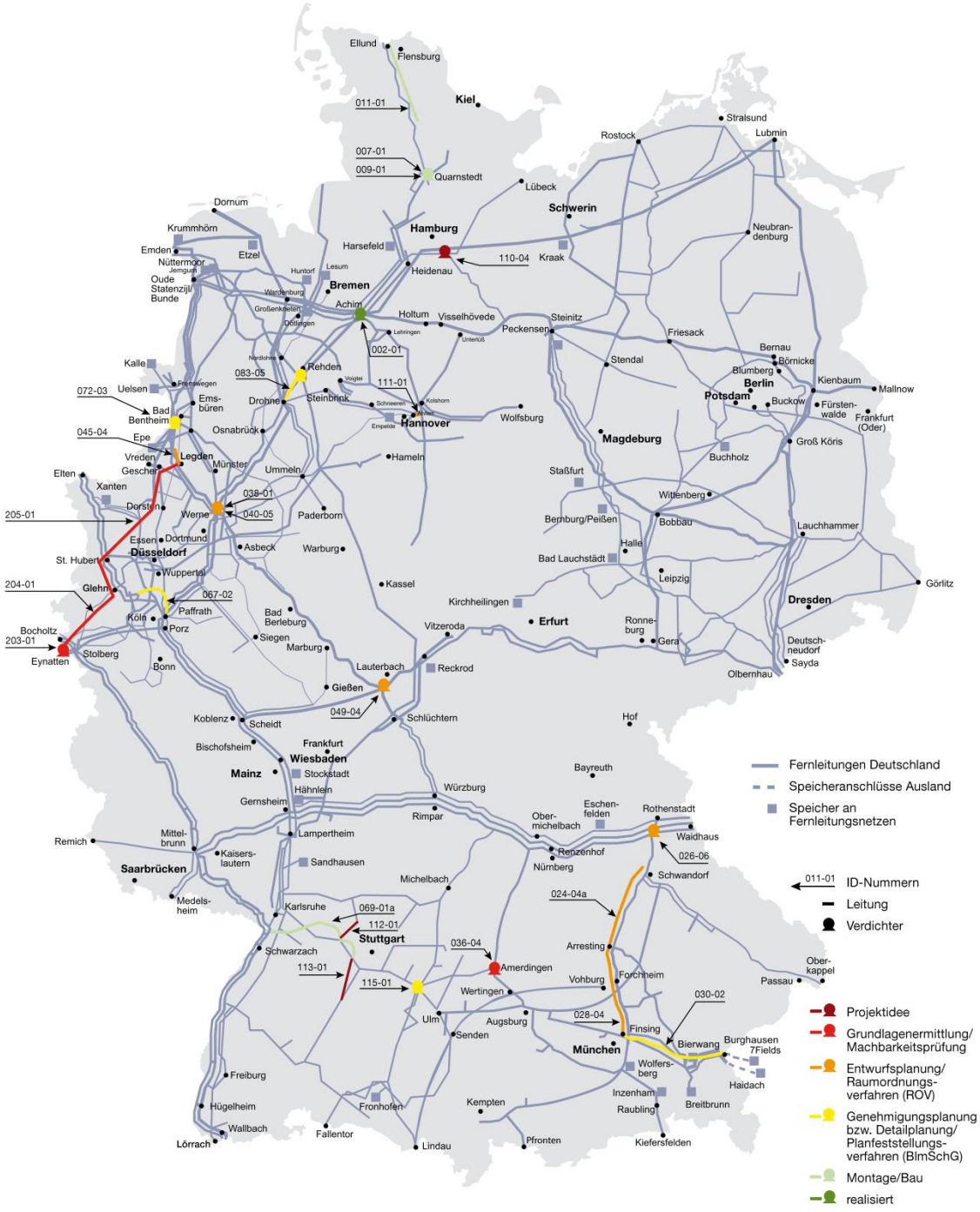
- 1 Projektidee
- 2 Grundlagenermittlung / Machbarkeitsprüfung
- 3 Entwurfsplanung / Raumordnungsverfahren (ROV)
- 4 Genehmigungsplanung bzw. Detailplanung / Planfeststellungverfahren (PFV) / BImSchG
- 5 Montage / Bau
- 6 Realisiert
- Erwartete Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf

Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP 2014	ID-Nummer im NEP 2015	Maßnahme	Bundesland	heute	geplante km	realisierte km
42	209-01	209-01	GDRM-Anlage Gernsheim	HE			
43	220-01	220-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Walsrode/ Fallingbostel)	NI			
44	221-01	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg)	NI			
45	222-01	222-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/ Achim/ Delmenhorst)	NI			
46	223-01	223-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz)	NI			
47	224-01	224-02	GDRM-Anlage Nordlohne und Verbindungsleitung	NI		0,3	0
48	225-01	225-02	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	NW		0,1	0
49	226-01	226-02	GDRM-Anlage Rechtenbach und Verbindungsleitung	HE		1	0
50	227-01	227-02	GDRM-Anlage Marburg und Anschlussleitung, sowie eine neue Leitung	HE		2	0
51	228-01	228-02	GDRM-Anlage Hilter und Verbindungsleitung	NI		0,1	0
52	230-01	230-01	Umstellung des Netzgebietes Hüthum auf H-Gas	NW		1	0



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber; zum 01.04.2015 aktualisierter Datenstand vom 01.02.2015

Abbildung 16: Umsetzungsstand der NEP Gas 2014-Maßnahmen



Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist die große Anzahl an Verdichteranlagen im Bestandsnetz sowie Mess- und Regelanlagen grundsätzlich nicht in dieser Karte dargestellt.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung

Das Projekt **M+R Landshut** (ID 062-01) verzögerte sich auf Grund der erforderlichen komplexen Anpassungen der Verteiler- und Fernleitungsnetze. Es ist geplant die Abstimmungen mit den betroffenen Netzbetreibern im 1. Quartal 2015 abzuschließen, damit die Gasdruckmess- und Regelanlage bis Ende 2015 in Betrieb genommen werden kann.

Für das Projekt **„Anbindung Ahlten 3**“ (ID 111-01) beanspruchte die Erstellung des Konzeptes aufgrund unterschiedlichster Gegebenheiten wie dem Genehmigungsverfahren, den Eigentumsverhältnissen und der grundsätzlichen technischen Umsetzung mehr Zeit als ursprünglich eingeplant.

4.7 Analyse historischer Unterbrechungen

Die historischen Unterbrechungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2014 werden nachfolgend ausgewertet.

Die BNetzA hat den Fernleitungsnetzbetreibern in der Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2014 vom 16.10.2013 [BNetzA 2013] die Anwendung eines geänderten Auswertungsverfahrens für die historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten auferlegt. Dieses ist auf die Unterbrechungsdaten ab dem 01.10.2013 anzuwenden. Die Auswertung der historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten wurde in dem Szenariorahmen für diesen Netzentwicklungsplan vorgestellt und wird unverändert in dieser Auswertung berücksichtigt.

In dem folgenden Unterkapitel wird die entsprechend den oben genannten BNetzA-Vorgaben geänderte Methode zur Auswertung der historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten beschrieben. In den darauf folgenden beiden Unterkapiteln werden die Ergebnisse der Analyse der historischen Unterbrechungen getrennt nach Unterbrechungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten dargestellt.

In Bezug auf die Analyse der historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten an GÜP möchten die Fernleitungsnetzbetreiber generell anmerken, dass sie als Basis für die Feststellung eines erforderlichen Netzausbaus primär die in Kapitel 3.2.4 behandelten Fragen als relevant ansehen. Historische Unterbrechungen können allenfalls als Indikation zu weitergehenden Untersuchungen der zukünftigen Entwicklung an den betreffenden GÜP dienen. Isoliert betrachtet stellen die historischen Unterbrechungen aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber keine Basis für eine Ausbauentscheidung dar.

Die Liste der historischen Unterbrechungen ist diesem Dokument als Anlage 2 beigefügt.

Methode zur Ermittlung der Unterbrechungsmengen ab 01.10.2013

Entsprechend den Vorgaben der BNetzA in Abschnitt 3.10.3.7. der Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2014 sollen für Unterbrechungsanalysen in künftigen Szenariorahmen und Netzentwicklungsplänen (ab Szenariorahmen 2015) von den Fernleitungsnetzbetreibern alle Aufforderungen zur Renominierung, die faktisch eine Unterbrechung der zu transportierenden Gasmenge (= des ursprünglichen Transportwunsches) darstellen, in die Betrachtung einbezogen werden. In diesen Fällen würde sich die Unterbrechung auf die Nominierungshöhe des Transportkunden vor der Aufforderung

zur Renominierung beziehen und nicht auf die letzte Nominierung des Transportkunden am relevanten Gastag.

Dementsprechend haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Unterbrechungsmengen für den Auswertungszeitraum ab dem 01.10.2013 als Differenz der folgenden Stundenwerte ermittelt:

- Der Stundenwert der letzten gültigen Nominierung des Transportkunden vor der ersten FNB-seitigen Mitteilung einer reduzierten Verfügbarkeit einer beliebigen Stunde des Gastages.

- Die geringste vom Fernleitungsnetzbetreiber für diese Stunde genannte Verfügbarkeit. Sofern eine wieder erhöhte Verfügbarkeit durch (Re-)Nominierung genutzt wird, kann dies berücksichtigt werden.

Die Unterbrechungsmenge eines Gastages wird durch Addition der o. g. Unterbrechungsmengen jeder Stunde dieses Gastages ermittelt.

Unterbrechung fester Kapazitäten

Im Betrachtungszeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2014 erfolgten die folgenden Unterbrechungen fester Kapazitäten. Die Analyse dieser Unterbrechungen ergab:

- Am 02.05.2011 erfolgte eine zweistündige Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Bocholtz von den Niederlanden. Die Einschränkung wurde aufgrund eines Maschinenausfalls in der Verdichterstation Stolberg erforderlich. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.

- Am 02.08.2011 erfolgte eine 48-stündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Wallbach in die Schweiz. Die Einschränkung wurde erforderlich aufgrund einer geplanten Molchung des vorgelagerten Leitungssystems. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.

- Am 19.09.2011 erfolgte eine einstündige Unterbrechung an einem Netzanschlusspunkt zu einem Letztverbraucher. Die Einschränkung erfolgte aufgrund einer Gasflussunterbrechung während einer geplanten Maßnahme an der Anschlussleitung. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.

- Am 26.09.2011 erfolgte eine dreistündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität am Speicher Xanten. Die Einschränkung erfolgte wegen eines Anlagenausfalls während einer geplanten Maßnahme. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.

- Am 12.06.2012 erfolgte eine neunstündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität an einem Netzkopplungspunkt zu einem nachgelagerten Netzbetreiber. Die Einschränkung erfolgte während einer Sperrmaßnahme. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.

- Am 05.12.2012 erfolgte eine achtzehnstündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität an einem Netzkopplungspunkt zu einem nachgelagerten Netzbetreiber. Die Einschränkung erfolgte aufgrund einer von Dritten verursachten Beschädigung des Leitungssystems. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.
- Am 15.04.2013 erfolgte eine betriebsbedingte 37-stündige Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Mallnow nach Polen. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.
- Am 05.12.2013 erfolgte eine dreistündige Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl von den Niederlanden. Die Einschränkung erfolgte im Rahmen einer Netzlastkürzung aufgrund einer Überspeisesituation im Ferngasnetz der Gastransport Nord. Dabei wurden lediglich unterbrechbare Kapazitätsanteile der mit einer Zuordnungsauflage versehenen Kapazitätsprodukte bFZK sowie DZK eingekürzt. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.
- Am 08.10.2013 erfolgte eine dreistündige Unterbrechung, am 09.10.2013 und 08.01.2014 erfolgte jeweils eine sechzehnstündige Unterbrechung und zwischen dem 25.01. und dem 26.01.2014 erfolgte eine fünfundzwanzigstündige Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Mallnow von Polen aufgrund betriebsbedingter Einschränkungen. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.

Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten

Entsprechend § 2 GasNZV ist die technische Kapazität das Maximum an fester Kapazität, das der Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Systemintegrität und der Erfordernisse des Netzbetriebs den Transportkunden anbieten kann. Laut § 11 GasNZV haben die Fernleitungsnetzbetreiber sowohl feste als auch unterbrechbare Kapazitäten anzubieten. Somit können unterbrechbare Kapazitäten in Engpasssituationen unterbrochen werden.

Für die ab dem 01.10.2013 erfolgten Unterbrechungen wird die in dem obigen Unterkapitel "Methode zur Ermittlung der Unterbrechungsmengen ab 01.10.2013" beschriebene geänderte Methode zur Ermittlung der Unterbrechungsmengen angewendet. Die in dem Szenariorahmen für diesen Netzentwicklungsplan dargestellten Ergebnisse für den Zeitraum vom 01.10.2010 bis zum 30.09.2013 werden unverändert in dieser Auswertung berücksichtigt. Hierbei werden die Netzpunkte/ Transportrichtungen aufgeführt, an welchen der Anteil der Unterbrechungsdauer in *mindestens* einem der Zeiträume über 1 % lag:

- vom 01.10.2010 bis 30.09.2011,
- vom 01.10.2011 bis 30.09.2012,
- vom 01.10.2012 bis 30.09.2013,
- vom 01.10.2013 bis 30.09.2014.

Netzpunkte, an welchen mehrere Netzbetreiber Kapazitäten auf demselben Leitungssystem vermarkten, wurden für diese Analyse zusammengefasst.

Die im Mittel unterbrochene unterbrechbare Kapazität wurde unter Anwendung der folgenden Formel ermittelt:

$$\frac{\sum(unterbrochene\ Gasmenge)}{\sum(Dauer\ der\ Unterbrechung)}$$

Die Ergebnisse sind in den folgenden Tabellen 21 bis 23 sowie den Abbildungen 17 und 18 pro Netzpunkt und Transportrichtung dargestellt.

Tabelle 21: Übersicht des Anteils der Unterbrechungsdauer im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (Angaben in %)

Netzpunkt/ -richtung	**2010/ 2011**	**2011/ 2012**	**2012/ 2013**
Oberkappel Ausspeisung	30,9%	37,2%	9,1%
Haiming-ABG* Ausspeisung	11,8%	3,3%	
USP Haidach Ausspeisung			10,0%
Oude Statenzijl (GTG Nord) Einspeisung	8,1%	7,2%	1,6%
Ellund Einspeisung	7,6%		
Haiming 2 7F Ausspeisung	5,0%	1,0%	1,6%
Oude Statenzijl L (GUD) Einspeisung	4,9%		1,3%
Waidhaus Ausspeisung		3,7%	1,4%
Ellund Ausspeisung	3,6%		0,8%
Wallbach Ausspeisung	1,9%	3,6%	
RC Lindau Ausspeisung		3,5%	
RC Basel Ausspeisung		3,5%	
Haiming 2 7F Einspeisung		2,9%	0,4%
Haiming-ABG* Einspeisung		2,3%	
Wolfersberg/ USP Einpressen Ausspeisung		2,2%	
Überackern Exit Gegenstrom Ausspeisung		2,2%	
Kiefersfelden/ Tirol Ausspeisung		2,2%	
Eynatten (NCG) Ausspeisung		2,2%	0,1%
Überackern 2 Ausspeisung			2,0%
Reckrod I Ausspeisung		2,0%	
Oberkappel Einspeisung	1,9%		1,2%
Remich Ausspeisung		1,5%	
Inzenham-West USP Ausspeisung			1,2%
UGS Bad Lauchstädt Einspeisung		1,2%	
UGS Bad Lauchstädt Ausspeisung		1,2%	
L 307 Emsbüren RG Einspeisung	1,1%		

** Ein-/ Ausspeisepunkt Haiming-ABG durch Integration SÜDAL in das Marktgebiet NCG seit 01.01.2013 entfallen*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

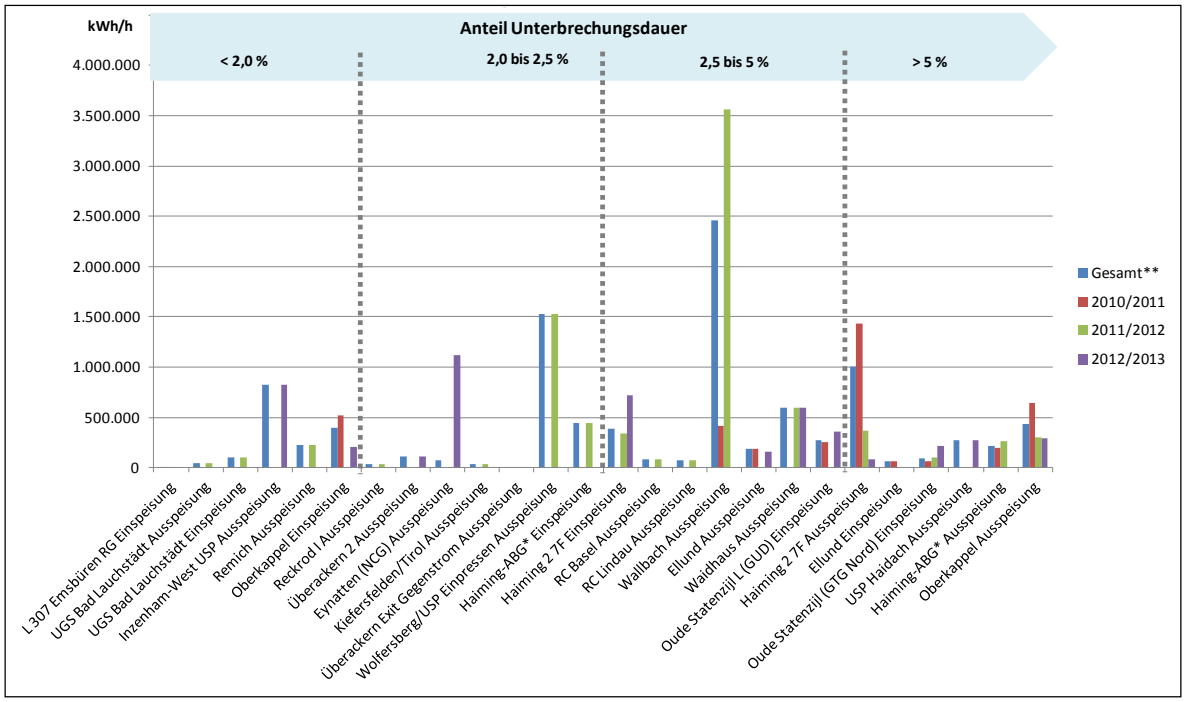
Tabelle 22: Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (in kWh/h)

Netzpunkt/ -richtung	Gesamt**	2010/ 2011	2011/ 2012	2012/ 2013
Oberkappel Ausspeisung	436.816	643.070	301.886	290.882
Haiming-ABG* Ausspeisung	212.431	198.124	262.796	
USP Haidach Ausspeisung	270.147			270.147
Oude Statenzijl (GTG Nord) Einspeisung	92.104	63.497	98.465	211.987
Ellund Einspeisung	60.911	60.911		
Haiming 2 7F Ausspeisung	1.006.947	1.430.937	365.066	79.429
Oude Statenzijl L (GUD) Einspeisung	275.600	254.014		355.371
Waidhaus Ausspeisung	595.154		594.437	597.091
Ellund Ausspeisung	185.495	190.653		162.504
Wallbach Ausspeisung	2.462.688	410.058	3.563.468	
RC Lindau Ausspeisung	77.000		77.000	
RC Basel Ausspeisung	82.045		82.045	
Haiming 2 7F Einspeisung	387.238		343.134	723.200
Haiming-ABG* Einspeisung	439.165		439.165	
Wolfersberg/ USP Einpressen Ausspeisung	1.528.200		1.528.200	
Überackern Exit Gegenstrom Ausspeisung	10.000		10.000	
Kiefersfelden/ Tirol Ausspeisung	33.421		33.421	
Eynatten (NCG) Ausspeisung	71.886		1.938	1.121.095
Überackern 2 Ausspeisung	115.014			115.014
Reckrod I Ausspeisung	35.442		35.442	
Oberkappel Einspeisung	399.332	520.938		202.616
Remich Ausspeisung	224.089		224.089	
Inzenham-West USP Ausspeisung	824.221			824.221
UGS Bad Lauchstädt Einspeisung	99.893		99.893	
UGS Bad Lauchstädt Ausspeisung	45.421		45.421	
L 307 Emsbüren RG Einspeisung	7.919	7.919		

** Ein-/ Ausspeisepunkt Haiming-ABG durch Integration SÜDAL in das Marktgebiet NCG seit 01.01.2013 entfallen*
*** Bezogen auf den gesamten Zeitraum*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 17: Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten (alte Unterbrechungsdefinition) im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (in kWh/h)



** Ein-/ Ausspeisepunkt Haiming-ABG durch Integration SÜDAL in das Marktgebiet NCG seit 01.01.2013 entfallen*
*** Bezogen auf den gesamten Zeitraum*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

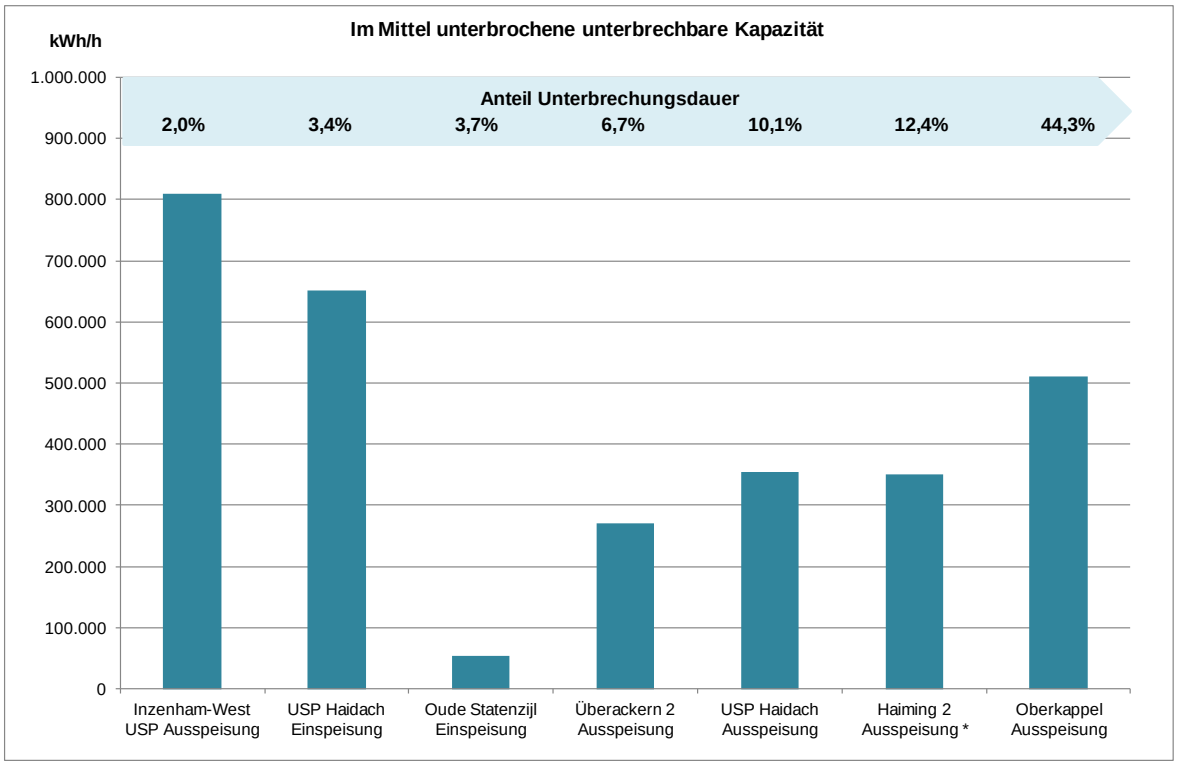
Tabelle 23: Übersicht der nach der geänderten Methodik ermittelten unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 30.09.2014

Netzpunkt/ -richtung	Anteil Unterbrechungsdauer	Im Mittel unterbrochene unterbrechbare Kapazitäten (in kWh/h)
Oberkappel Ausspeisung	44,3%	511.433
Haiming 2 Ausspeisung*	12,4%	351.070
USP Haidach Ausspeisung	10,1%	355.264
Überackern 2 Ausspeisung	6,7%	271.414
Oude Statenzijl Einspeisung	3,7%	54.482
USP Haidach Einspeisung	3,4%	650.518
Inzenham-West USP Ausspeisung	2,0%	810.179

** Kapazitätsvermarktung am Punkt „Haiming 2" durch bayernets unter Verwendung der Bezeichnungen „Haiming 2-7F/bn" und „Haiming 2-RAGES/bn" sowie durch OGE unter Verwendung der Bezeichnung „Haiming 2 7F"*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 18: Übersicht der nach der geänderten Methodik bestimmten im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 30.09.2014 (in kWh/h)



** Kapazitätsvermarktung am Punkt „Haiming 2" durch bayernets unter Verwendung der Bezeichnungen „Haiming 2-7F/bn" und „Haiming 2-RAGES/bn" sowie durch OGE unter Verwendung der Bezeichnung „Haiming 2 7F"*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Analyse der Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten an diesen Netzpunkten und Transportrichtungen wird in den folgenden Abschnitten dargestellt. Diese Darstellung enthält pro Netzpunkt und Transportrichtung

- eine Beschreibung der Lage des Netzpunkts,
- eine Angabe zu den an diesem Netzpunkt von den Fernleitungsnetzbetreibern vermarkteten Kapazitäten (Details siehe Anlage 1),
- eine Beschreibung des Unterbrechungsgrundes sowie
- eine Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber, ob sich aus diesen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten ein Ausbauerfordernis ableiten lässt (siehe hierzu auch die Erläuterungen im vierten Absatz dieses Kapitels 4.7).

Oberkappel Ausspeisung

Dieser Ausspeisepunkt ist mit der West Austria Gasleitung in Österreich verbunden. GRTgaz Deutschland und OGE vermarkten feste und unterbrechbare Kapazitäten an diesem Punkt.

Entsprechend dem Ergebnis der Open Season 2008 der OGE erfolgte zum 15.11.2012 eine Erhöhung der festen frei zuordenbaren Ausspeise-Kapazität von 3.927.000 kWh/h auf 7.769.000 kWh/h. Die im Verhältnis zur technisch verfügbaren Kapazität kleinen Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im vorgelagerten Netzbereich. Die Unterbrechungen sind im Wesentlichen auf rückläufige Gegenstromnominierungen aus Österreich zurückzuführen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen von einer Reduzierung der Exit-Leistung im Sommerhalbjahr in Richtung Österreich aus, da u. a. die Befüllung von in Österreich gelegenen Speichern aus Richtung Ost- bzw. Südosteuropa über neue Projekte erfolgt. Daher kann ein über die o. g. Erhöhung der Ausspeisekapazität hinausgehendes Ausbauerfordernis aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten, die überwiegend im Sommerhalbjahr stattfanden, nicht abgeleitet werden.

Haiming-ABG Ausspeisung

An diesem Ausspeisepunkt wurde Erdgas im Gegenfluss und damit durch Reduktion der Einspeisemengen aus Österreich übergeben. OGE hat an diesem Punkt unterbrechbare Kapazität vermarktet.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund zu geringer Einspeise-Nominierungen an diesem Punkt, so dass die unterbrechbare Ausspeisekapazität in Gegenrichtung nicht in dem nominierten Umfang bereitgestellt werden konnte.

Durch Integration des SÜDAL-Systems in das Marktgebiet NCG zum 01.01.2013 ist dieser Netzpunkt entfallen. Bestehende Ausspeiseverträge wurden nach Überackern (Ausspeisung ebenfalls nur im Gegenstrom möglich) verlagert.

Der Ausbaubedarf an diesem Ausspeisepunkt wurde im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2014 ermittelt. Durch die auf dieser Basis ermittelten Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Oude Statenzijl Einspeisung (GTG Nord)

An diesem Einspeisepunkt wird L-Gas aus dem niederländischen Gastransportnetz der Gasunie Transport Services B. V. übernommen. GTG Nord vermarktet an diesem Grenzübergangspunkt die festen Kapazitätsarten bFZK und DZK sowie unterbrechbare Kapazitäten.

Die bFZK unterliegt einer Temperaturbedingung. Vor dem Hintergrund der rückläufigen zukünftigen Verfügbarkeit von L-Gas aus dem Groningen Feld stellt die Erweiterung der Importleitungen aus den Niederlande keine nachhaltige Entwicklung dar.

Ein Ausbauerfordernis kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten bzw. dem unterbrechbaren Teil der bFZK nicht abgeleitet werden.

USP Haidach Ausspeisung

Dieser Ausspeisepunkt bindet den österreichischen Speicher Haidach seit 01.01.2013 an das Marktgebiet NCG an. bayernets vermarktet feste (im Wesentlichen beschränkt zuordenbare) und unterbrechbare Kapazitäten an diesem Ausspeisepunkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Erreichung der technischen Kapazität von Netzanlagen im ost-bayerischen Raum und einer temporären Engpasssituation in den vorgelagerten Netzbereichen.

Durch die im NEP Gas 2014 vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Netzpunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzpunkten im Raum Burghausen/ Überackern kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Ellund Einspeisung

An diesem Einspeisepunkt wird Erdgas aus dem dänischen Transportnetz übernommen. GUD und OGE vermarkten feste und unterbrechbare Einspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im nachgelagerten Netzbereich.

Vor dem Hintergrund der zurückgehenden dänischen Erdgasreserven kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ein Ausbauerfordernis aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Haiming 2 Ausspeisung

Dieser Speicheranschlusspunkt verbindet die österreichischen Speicher 7Fields und Nussdorf/Zagling mit dem deutschen Fernleitungsnetz. Die Speicheranschlussleitung ist in Österreich ebenfalls mit der Leitung Penta West verbunden. bayernets vermarktet unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt unter der Verwendung der Bezeichnungen „Haiming 2-7F/bn“ und „Haiming 2-RAGES/bn“. OGE vermarktet unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt unter Verwendung der Bezeichnung „Haiming 2 7F“.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation in den vorgelagerten Netzbereichen.

Durch die im NEP Gas 2014 vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Netzpunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzpunkten im Raum Burghausen/ Überackern kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Oude Statenzijl L Einspeisung (GUD)

An diesem Einspeisepunkt wird Erdgas aus dem niederländischen Gastransportnetz übernommen. GUD vermarktet feste und unterbrechbare Einspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im nachgelagerten Netzbereich.

Vor dem Hintergrund der rückläufigen zukünftigen Verfügbarkeit von L-Gas aus dem Groningen Feld stellt die Erweiterung der Importleitungen aus den Niederlande keine nachhaltige Entwicklung dar. Ein Ausbauerfordernis kann aus Sicht der Fernleitungs-netzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Wallbach Ausspeisung

Dieser Ausspeisepunkt ist mit dem schweizerischen Transportnetz verbunden. Fluxys TENP und OGE vermarkten Ausspeisekapazität an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im vorgelagerten Netzbereich.

Unter anderem vor dem Hintergrund der erfolgten umfangreichen Kündigungen von Kapazitätsbuchungen an diesem Ausspeisepunkt und den in Kapitel 3.2.4 dargelegten zukünftigen Anforderungen an die Fernleitungsinfrastruktur, nach denen eher ein Anstieg der Gasmengen aus der Gegenrichtung zu erwarten ist, kann ein Ausbauerfordernis aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrech-barer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Ellund Ausspeisung

An diesem Ausspeisepunkt wird Erdgas in das dänische Transportnetz übergeben. GUD vermarktet feste und unterbrechbare, OGE unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im vorgelagerten Netzbereich.

Durch die bereits eingeleiteten Netzausbaumaßnahmen wird die Exportleistung in Richtung Dänemark (siehe Inputliste) weiter erheblich erhöht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Waidhaus Ausspeisung

An diesem Ausspeisepunkt wird Erdgas im Gegenfluss und damit durch Reduktion der Einspeisemengen aus der Tschechischen Republik übergeben. GRTgaz Deutschland und OGE vermarkten unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund zu geringer Einspeise-Nominierungen an diesem Punkt, so dass die unterbrechbare Ausspeisekapazität in Gegenrichtung nicht in dem nominierten Umfang bereitgestellt werden konnte.

Unter anderem vor dem Hintergrund der in Kapitel 3.2.4 dargelegten zukünftigen Anforderungen an die Fernleitungsinfrastruktur kann ein Ausbauerfordernis aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus diesen historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

RC Basel Ausspeisung

An diesem Ausspeisepunkt wird Erdgas in das schweizerische Transportnetz übergeben; terranets bw vermarktet feste und unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten in der Phase der angespannten Gasversorgungssituation im Zeitraum 02.02.2012 bis einschließlich 15.02.2012. Zur Wahrung der Systemstabilität im Marktgebiet NCG wurden Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG ergriffen, die neben anderen Maßnahmen u.a. die Unterbrechung von unterbrechbaren Kapazitäten vorsahen.

Vor dem Hintergrund, dass diese Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nur in dem o. g. Zeitraum erfolgten, kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ein Ausbauerfordernis aus diesen Unterbrechungen nicht abgeleitet werden.

RC Lindau Ausspeisung

An diesem Ausspeisepunkt wird Erdgas in das österreichische Transportnetz übergeben; terranets bw vermarktet feste und unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten in der Phase der angespannten Gasversorgungssituation im Zeitraum 02.02.2012 bis einschließlich 15.02.2012. Zur Wahrung der Systemstabilität im Marktgebiet NCG wurden Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG ergriffen, die neben anderen Maßnahmen u.a. die Unterbrechung von unterbrechbaren Kapazitäten vorsahen.

Vor dem Hintergrund, dass diese Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nur in dem o. g. Zeitraum erfolgten, kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ein Ausbauerfordernis aus diesen Unterbrechungen nicht abgeleitet werden.

Haiming 2 Einspeisung

Dieser Speicheranschlusspunkt verbindet die österreichischen Speicher 7Fields und Nussdorf/ Zagling mit dem deutschen Fernleitungsnetz. Die Speicheranschlussleitung ist in Österreich ebenfalls mit der Leitung Penta West verbunden. bayernets vermarktet unterbrechbare Einspeisekapazitäten an diesem Punkt unter der Verwendung der Bezeichnungen „Haiming 2-7F/bn“ und „Haiming 2-RAGES/bn“. OGE vermarktet unterbrechbare Einspeisekapazitäten an diesem Punkt unter Verwendung der Bezeichnung „Haiming 2 7F“.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im nachgelagerten Netzbereich.

Durch die im NEP Gas 2014 vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzpunkten im Raum Burghausen/ Überackern kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Oberkappel Einspeisung

Dieser Einspeisepunkt ist mit der West Austria Gasleitung in Österreich verbunden. GRTgaz Deutschland und OGE vermarkten feste und unterbrechbare Kapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im nachgelagerten Netzbereich.

Entsprechend dem Ergebnis der Open Season 2008 der OGE erfolgte zum 15.11.2012 eine Erhöhung der festen frei zuordenbaren Einspeise-Kapazität von 550.000 kWh/h auf 1.055.000 kWh/h und bei GRTgaz Deutschland eine Erhöhung der Einspeise-Kapazität von 5.559.280 kWh/h auf 5.606.899 kWh/h. Ein über die auf dieser Basis im NEP Gas 2014 ermittelten und vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen hinausgehendes Ausbauerfordernis kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Haiming-ABG Einspeisung

Dieser Einspeisepunkt war mittelbar grenzüberschreitend mit dem Speicher Haidach in Österreich verbunden. OGE hat an diesem Punkt unterbrechbare Kapazität vermarktet.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im nachgelagerten Netzbereich.

Durch Integration des SÜDAL-Systems in das Marktgebiet NCG zum 01.01.2013 ist dieser Netzpunkt entfallen. Bestehende Einspeiseverträge wurden nach Überackern verlagert. Durch die im NEP Gas 2014 vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Eynatten (NCG) Ausspeisung

An diesem Ausspeisepunkt wird Erdgas in das belgische Gastransportnetz übergeben. Fluxys TENP, OGE und Thyssengas vermarkten feste und unterbrechbare Einspeise-kapazitäten an diesem Punkt.

Ein Teil der Unterbrechungen erfolgte in der Phase der angespannten Gasversorgungs-situation im Zeitraum 02.02.2012 bis einschließlich 15.02.2012. Zur Wahrung der Systemstabilität im Marktgebiet NCG wurden Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG ergriffen, die neben anderen Maßnahmen u.a. die Unterbrechung von unterbrechbaren Kapazitäten vorsahen. Der andere Teil der Unterbrechungen erfolgte aufgrund einer temporären Engpasssituation im vorgelagerten Netzbereich.

Ein Ausbauerfordernis kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen nicht abgeleitet werden.

Kiefersfelden/ Tirol Ausspeisung

Dieser Grenzübergangpunkt Kiefersfelden (Marktgebiet Tirol) wurde zusammen mit dem Grenzübergangspunkt Pfronten/ Reutte (Marktgebiet Tirol) am 01.10.2013 zu einer Ausspeisezone zusammengefasst. bayernets vermarktet feste und unterbrechbare Kapazitäten an diesem Ausspeisepunkt.

Die Unterbrechungen erfolgten in der Phase der angespannten Gasversorgungssituation im Zeitraum 02.02.2012 bis einschließlich 15.02.2012. Zur Wahrung der Systemstabilität im Marktgebiet NCG wurden Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG ergriffen, die neben anderen Maßnahmen u.a. die Unterbrechung von unterbrechbaren Kapazitäten vorsahen.

Der bisher existierende Kapazitätsbedarf der österreichischen nachgelagerten Netz-betreiber wurde in der Modellierung des NEP Gas 2014 berücksichtigt. Der im Szenario-rahmen zum NEP Gas 2015 beschriebene zusätzliche Kapazitätsbedarf für die Jahre 2015 – 2025 wurde in den TYNDP 2015 eingebracht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Überackern Exit Gegenstrom Ausspeisung

An diesem Grenzübergangspunkt wird Erdgas im Gegenfluss und damit durch Reduktion der Einspeisemengen aus Österreich übergeben. OGE und bayernets haben an diesem Grenzübergangspunkt zum österreichischen Marktgebiet Ost unterbrechbare Kapazitäten vermarktet.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund zu geringer Einspeise-Nominierungen an diesem Punkt, so dass die unterbrechbare Ausspeisekapazität in Gegenrichtung nicht in dem nominierten Umfang bereitgestellt werden konnte.

Durch Abstimmungen zwischen den beteiligten Netzbetreibern wurde die Anbindung des Netzkopplungspunktes an das Marktgebiet NCG verbessert. Weitere technische Optimierungen sind in 2014/ 2015 geplant. Durch die im NEP Gas 2014 vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzpunkten im Raum Burghausen/ Überackern kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Wolfersberg/ USP Einpressen Ausspeisung

An diesem Speicheranschlusspunkt in Südbayern vermarktet bayernets saisonal feste und unterbrechbare Kapazitäten.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im vorgelagerten Netzbereich. Diese Situation trat verstärkt im Sommer 2013 auf und betraf mehrere Speicheranschlusspunkte in Südbayern.

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber sollte diese Sondersituation weiter beobachtet werden, um gesicherte Erkenntnisse über einen möglichen Ausbaubedarf zu erhalten. Aktuell kann ein Netzausbaubedarf an den relevanten Speicheranschlusspunkten im südbayerischen Raum aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Reckrod I Ausspeisung

An diesem Marktgebietsübergangspunkt wird Erdgas vom NCG-Marktgebiet in das GASPOOL-Marktgebiet übergeben. OGE vermarktet unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Es erfolgte eine Unterbrechung in der Phase der angespannten Gasversorgungssituation im Zeitraum 08.02.2012 bis einschließlich 15.02.2012. Zur Wahrung der Systemstabilität im Marktgebiet NCG wurden Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG ergriffen, die neben anderen Maßnahmen u.a. die Unterbrechung von unterbrechbaren Kapazitäten vorsahen.

Ein Ausbauerfordernis kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen nicht abgeleitet werden.

Remich Ausspeisung

An diesem Ausspeisepunkt wird Erdgas in das luxemburgische Gastransportnetz übergeben. OGE vermarktet feste und unterbrechbare Einspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Es erfolgte eine Unterbrechung in der Phase der angespannten Gasversorgungssituation im Zeitraum 02.02.2012 bis einschließlich 08.02.2012. Zur Wahrung der Systemstabilität im Marktgebiet NCG wurden Maßnahmen nach § 16 Abs. 1 EnWG ergriffen, die neben anderen Maßnahmen u.a. die Unterbrechung von unterbrechbaren Kapazitäten vorsahen.

Ein Ausbauerfordernis kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus dieser historischen Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

L 307 Emsbüren RG Einspeisung

An diesem Einspeisepunkt wird Erdgas im Gegenfluss und damit durch Reduktion der Ausspeisemengen aus dem NCG-Marktgebiet ins GASPOOL-Marktgebiet übernommen. GUD vermarktet an diesem Marktgebietsübergang unterbrechbare Kapazität.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund zu geringer Ausspeise-Nominierungen an diesem Punkt, so dass die unterbrechbare Einspeisekapazität in Gegenrichtung nicht in dem nominierten Umfang bereitgestellt werden konnte.

Operativ werden seit einigen Jahren alle L-Gas-Netzpunkte zwischen OGE und GUD als eine Zone behandelt. Es gab in den letzten beiden Jahren keine Unterbrechungen, da durch die Zonenbetrachtung der Fluss an einer Station keine Relevanz mehr hat. Vor dem Hintergrund der sich ändernden L-Gas-Situation kann aus Sicht der Fernleitungs-netzbetreiber ein Ausbauerfordernis aus den historischen Unterbrechungen unter-brechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Inzenham-West USP Ausspeisung

An diesem Speicheranschlusspunkt in Südbayern vermarktet bayernets unterbrechbare Kapazitäten.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im vorgelagerten Netzbereich. Diese Situation trat verstärkt im Sommer 2013 und 2014 auf und betraf mehrere Speicheranschlusspunkte in Südbayern.

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber sollte diese Sondersituation weiter beobachtet werden, um gesicherte Erkenntnisse über einen möglichen Ausbaubedarf zu erhalten. Aktuell kann ein Netzausbaubedarf an den relevanten Speicheranschlusspunkten im südbayerischen Raum aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

UGS Bad Lauchstädt Einspeisung/ Ausspeisung

An diesem Speicheranschlusspunkt in Sachsen-Anhalt vermarktet ONTRAS feste und unterbrechbare Kapazitäten.

Aufgrund einer Instandsetzung der Druckstufentrennung durch den Speicherbetreiber war zwischen dem 16.04.2012 und 20.04.2012 für 102 Stunden keine Ein-/ Ausspeisung an diesem Netzanschlusspunkt zum Speicher Bad Lauchstädt möglich.

Ein Ausbauerfordernis kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus dieser historischen Unterbrechung fester und unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Überackern Einspeisung

Dieser Einspeisepunkt ist mit der Leitung Penta West in Österreich verbunden. bayernets und OGE vermarkten feste und unterbrechbare Kapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Erreichung der technischen Kapazität von Netzanlagen im ost-bayerischen Raum und einer temporären Engpasssituation in den nachgelagerten Netzbereichen.

Durch die im NEP Gas 2014 vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

USP Haidach Einspeisung

Dieser Einspeisepunkt bindet den österreichischen Speicher Haidach seit 01.01.2013 an das Marktgebiet NCG an. An diesem Speicheranschlusspunkt vermarktet bayernets feste (nur beschränkt zuordenbare) und unterbrechbare Kapazitäten.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Erreichung der technischen Kapazität von Netzanlagen im ost-bayerischen Raum und einer temporären Engpasssituation in den nachgelagerten Netzbereichen.

Durch die im NEP Gas 2014 vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Netzpunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzpunkten im Raum Burghausen/ Überackern kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Überackern 2 Ausspeisung

Dieser Ausspeisepunkt verbindet das Marktgebiet NCG und den Speicher Haidach mit der Leitung Penta West in Österreich. bayernets vermarktet feste (im Wesentlichen beschränkt zuordenbare) und unterbrechbare Kapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation in den vorgelagerten Netzbereichen.

Der im Szenariorahmen zum NEP Gas 2015 beschriebene zusätzliche Kapazitätsbedarf für die Jahre 2015-2025 wurde in den TYNDP 2015 eingebracht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

5 Entwicklung der L-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenario

Gemäß § 15a Abs.1 EnWG sind die Fernleitungsnetzbetreiber angehalten, die Auswirkung denkbarer Störungen der Erdgasversorgung im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit im Szenariorahmen zu berücksichtigen. Im Entwurf des Szenariorahmens für den NEP Gas 2015 wurde somit ein Szenario definiert, das solche Aspekte im Rahmen der Marktraumumstellung behandelt. Hierbei soll insbesondere die L-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 betrachtet werden. Die BNetzA hat dieses Szenario in ihrer Entscheidung (Az 8615-NEP Gas 2015 – Bestätigung Szenariorahmen) vom 06.11.2014 als verpflichtend für den NEP Gas 2015 bestätigt.

5.1 Beschreibung der Situation

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Erdgas (L-Gas – low calorific value) versorgt. L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen und der niederländischen Produktion. Die übrigen in Deutschland verfügbaren Aufkommen (Gas aus Dänemark, Norwegen/ Nordsee, Russland bzw. von LNG-Terminals) liefern höherkalorisches Erdgas (H-Gas). 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 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 Gasbeschaffenheitsgrenzen beachtet werden.

Die L-Gas-Aufkommen in Deutschland gehen in ihrer Leistung kontinuierlich zurück. Durch den niederländischen Transportnetzbetreiber GTS wurde ebenfalls ein kontinuierlicher Rückgang der Exportleistungen und -mengen ab Oktober 2020 angekündigt. Die Planungen für die derzeit mit L-Gas versorgten Bereiche müssen vor dem Hintergrund des Produktionsrückgangs in Deutschland und der Reduktion der Importmengen aus den Niederlanden verschiedenen Anforderungen genügen:

- Die Versorgung der aktuell mit L-Gas belieferten Verbraucher muss weiterhin sichergestellt werden.
- Neue Anforderungen durch einen erhöhten Kapazitätsbedarf an Ausspeisepunkten (z. B. neue Industrie, Kraftwerke oder Ansiedlungen) in den heutigen L-Gas-Bereichen sollen soweit möglich erfüllt werden.
- Die vorhandenen deutschen L-Gas-Aufkommen sollen soweit möglich weiter gefördert und in die Erdgastransportnetze eingespeist werden können.

Die zuvor genannten Anforderungen lassen sich durch die sukzessive Umstellung von L-Gas-Netzbereichen auf H-Gas erreichen. Hierzu sollte die bestehende L-Gas-Transportinfrastruktur auch nach der Umstellung für H-Gas-Transporte nutzbar sein. Ein mittelfristiger Lösungsansatz für einige Bereiche könnte die temporäre lokale technische Konvertierung von H-Gas zu L-Gas sein.

Neben der zukünftigen Entwicklung der nationalen und lokalen L-Gas-Leistungsbilanzen sind die für die Anpassung der Verbrauchsgeräte zur Verfügung stehenden Ressourcen

ein weiteres Kriterium für die Umstellungsplanung. Die sich daraus ergebende prognostizierte Umstellungsgeschwindigkeit wurde für die zeitliche Planung der Umstellung berücksichtigt.

Im Folgenden wird der für den NEP Gas 2015 zu betrachtende Zeitraum der nächsten 10 Jahre konkretisiert und darüber hinaus um eine indikative Umstellungsplanung bis einschließlich 2030 ergänzt. Der ab 2030 aus deutschen Quellen versorgte, verbleibende L-Gas-Markt, vornehmlich im Netzbereich der Nowega, wird hierbei ebenso berücksichtigt, so dass ein umfassenderes Gesamtbild für alle angeschlossenen Netznutzer aufgezeigt wird.

5.2 L-Gas-Leistungsbilanz 2030

Auf Basis des von der BNetzA bestätigten Szenariorahmens 2015 wurde die Leistungsentwicklung der nachgelagerten Netzbetreiber für das Szenario II betrachtet. Die Modellierungsvarianten II.A und II.B stellen aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber eine belastbare Bandbreite der möglichen Entwicklung dar. Abbildung 20 und Tabelle 26 am Ende dieses Unterkapitels zeigen die L-Gas-Bilanz unter Berücksichtigung der verschiedenen Modellierungsvarianten des Szenarios II.

Aufgrund der Tragweite und der möglichen gravierenden Auswirkungen der angekündigten Reduzierungen auf der Darbietungsseite der L-Gas-Bilanz über 2025 hinaus ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber erforderlich, den Zeitraum bis 2030 in der L-Gas-Bilanz zu betrachten.

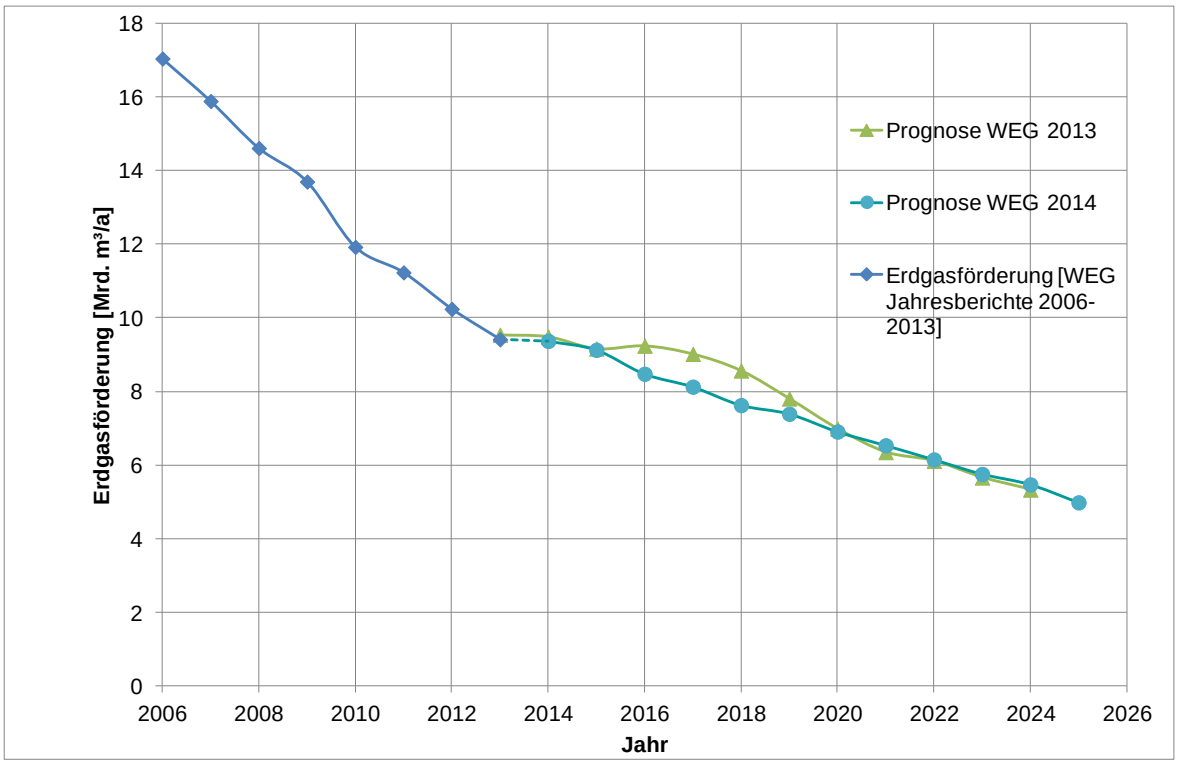
Die einzelnen Positionen der L-Gas-Bilanz 2030 werden entsprechend den in Abbildung 20 differenziert dargestellten Komponenten im Folgenden näher erläutert.

Inländische Produktion

Abbildung 19 zeigt die historische und prognostizierte Produktionsentwicklung (Jahresmengen) der Erdgasförderung im Zeitraum 2006 bis 2025. Die Produktion der Jahre 2006 bis 2013 basiert auf den durch den Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (WEG) für die beiden wichtigsten deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems veröffentlichten Daten [WEG Jahresberichte 2006-2013]. Für die Zeit ab 2014 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des WEG bis zum Jahr 2025.

In den Jahren 2006 bis 2013 war ein kontinuierlicher Rückgang der Erdgasförderung zu verzeichnen. Entgegen diesem Trend wurde in der Prognose aus dem Jahr 2013 seitens des WEG für die Jahre bis 2017 nur eine sehr geringfügige Abnahme der Produktionsmenge prognostiziert. Diese deutlich vom Trend der vergangenen Jahre abweichende Prognose begründete der WEG mit einer Reihe von geplanten Projekten zur Entwicklung der Produktionsfelder. In der neuen WEG-Prognose für 2014 (Grundlage für den NEP Gas 2015) werden diese Projekte teilweise nicht realisiert, so dass mit einem stärkeren Rückgang der Erdgasförderung, gerade in den Anfangsjahren der L-H-Gas-Umstellung, zu rechnen ist.

Abbildung 19: Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



Quelle: WEG-Prognose 2013 & 2014, Fernleitungsnetzbetreiber

Der prognostizierte Rückgang entsprechend der WEG-Prognose für das Jahr 2025 wird in der Abbildung 20 für den Zeitraum 2026 bis 2030 fortgeschrieben.

Importe aus den Niederlanden

Den größten Beitrag auf der Einspeiseseite erbringen die Importe aus den Niederlanden. In den Jahren bis 2020 stellen die Importe aus den Niederlanden rund 60 % der L-Gas-Gesamteinspeiseleistung dar. Die aufgezeigte Import-Leistung ist der in den vergangenen vier Jahren identifizierte zeitgleiche maximale Fluss an den drei Importpunkten Oude Statenzijl, Zevenaar und Winterswijk. Ein Teil dieser Leistung wird über unterbrechbare Kapazitäten (auf deutscher Seite) zur Verfügung gestellt. Zur Deckung des Spitzenlastbedarfs im Winter stehen diese Einspeisekapazitäten bei entsprechender Last jedoch zur Verfügung.

GTS hat als Konsequenz des niederländischen Produktionsrückgangs angekündigt, zuerst die Exportkapazitäten in Richtung Deutschland zu reduzieren und so die Produktionskapazitäten für den niederländischen Bedarf zu sichern. Der Rückgang der Produktionsleistung des Groningen-Feldes führt zu einer Reduktion der L-Gas-Exportleistung nach Deutschland ab Oktober 2020. Ab dem 01.10.2029 stehen demnach keine Exportleistungen aus den Niederlanden nach Deutschland mehr zur Verfügung. Für die Erstellung der L-Gas-Leistungsbilanz haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Import-Leistung bis 2020 konstant angesetzt (47,7 GWh/h) und in den Folgejahren linear abfallend (pro Jahr um ca. 10 % des Ausgangswertes) bis auf einen Wert von 0 GWh/h im Jahr 2029 reduziert.

Der von den Niederlanden in 2014 beschlossene früher beginnende Produktionsrückgang, der auf Erkenntnissen beruht, die sich aus einer Studie zu den Erdbeben durch die Erdgasförderung im Groningen-Feld [NL 2014] ergeben, soll über verstärkte Konvertierung in den Niederlanden ausgeglichen werden. Da die derzeitigen Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber hinsichtlich der Importkapazitäten aus den Niederlanden seitens GTS bestätigt wurden, ergibt sich für die Planung des NEP Gas 2015 kein Änderungsbedarf.

Die bis zum 01.10.2020 konstant angesetzte Leistung von 47,7 GWh/h wird mit rund 8,8 GWh/h über Oude Statenzijl und mit rund 38,9 GWh/h über Zevenaar und Winterswijk berücksichtigt. Die verbleibende rückläufige Produktionsleistung aus den Niederlanden ab dem 01.10.2020 wurde für den NEP Gas 2015 auf die Importpunkte Oude Statenzijl, Zevenaar und Winterswijk gemäß Tabelle 24 planerisch wie folgt aufgeteilt:

Tabelle 24: Aufteilung der Importleistung auf GÜP für die Varianten II.A und II.B [GWh/h]

	2020	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**
Oude Statenzijl (GASPOOL)	7,3	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	6,5	6,0	4,0	0,0
Zevenaar, Winterswijk (NCG)	35,7	31,2	26,4	21,6	16,9	12,1	7,8	3,5	0,8	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

L-Gas-Speicher

Für die Ermittlung der Speicherleistung wurde die Leistung der Auslagerungskennlinien bei einem 50 %-igen Füllstand angenommen (25,9 GWh/h). Davon wurden die Leistungen berücksichtigt, die transporttechnisch realisierbar sind (vgl. Tabelle 25). Diese Ermittlung der Werte erfolgte in Abstimmung mit den L-Gas-Speicherbetreibern.

Der relative Anteil der Speicher an der Leistungsbilanz steigt durch den Rückgang der deutschen Produktion und der Importe. Bisher wurden die Importmengen in einem deutlichen Ausmaß strukturiert an den Grenzübergangspunkten von den Niederlanden bereitgestellt. Bei insgesamt abnehmender Importmenge müssen zukünftig die Speicher verstärkt die saisonale Strukturierung der Jahresmengen übernehmen.

Nach derzeitiger Prognose wird es ab dem Jahr 2023 zu einem Überhang an Speicherleistung im L-Gas kommen, da sich dann durch die fortgeschrittene netzseitige Umstellung die entsprechende Leistungsbedarfsanforderung aus dem L-Gas in das H-Gas-Transportnetz verschoben haben wird. Der Wandel des spezifischen Leistungsbedarfs in einzelnen Netzbereichen kann nur von den Fernleitungsnetzbetreibern bestimmt werden, da diese den Umstellungsprozess ihrer nachgelagerten Netzbetreiber und Netzanschlusskunden steuern. Angesichts dessen muss die Entscheidung über die Zeitpunkte der Gasqualitätsumstellung einzelner Speicher in Abstimmung und Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern erfolgen und von diesen in den Umstellfahrplänen berücksichtigt werden. In diesen Prozess sollen die Speicherbetreiber frühzeitig auch über den Netzentwicklungsplan eingebunden werden.

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden die Speicherleistungen in den L-Gas-Bilanzen bis 2030 konstant fortgeschrieben. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben nun erstmals ein weitergehendes Konzept für die Umstellung der direkt am FNB-Netz liegenden Speicher entworfen. Die Tabelle 25 zeigt das Umstellungskonzept für die

Speicher Epe, Lesum, Empelde und Nüttermoor/ Huntorf (Angaben der bilanziell berücksichtigten Speicherleistungen in GWh/h).

Tabelle 25: Umstellungskonzept für die heute direkt am FNB-Netz liegenden L-Gas-Speicher (Angaben in GWh/h)

Jahr	Epe	Lesum	Empelde	Nüttermoor/ Huntorf
2015	9,0	2,1	1,6	7,9
2016	9,0	2,1	1,6	7,9
2017	9,0	2,1	1,6	7,9
2018	9,0	2,1	1,6	7,9
2019	9,0	2,1	1,6	7,9
2020	9,0	2,1	1,6	7,5
2021	9,0	0,0	1,6	7,8
2022	9,0	0,0	1,6	8,1
2023	7,0	0,0	1,6	7,8
2024	5,5	0,0	1,6	7,6
2025	5,0	0,0	1,6	7,3
2026	3,5	0,0	1,6	5,8
2027	2,5	0,0	1,6	4,3
2028	2,0	0,0	1,6	2,7
2029	0,0	0,0	1,6	0,0
2030	0,0	0,0	1,6	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die L-Gas-Speicher wurden ab ihrem Umstellungszeitpunkt für die L-Gas-Leistungsbereitstellung nicht mehr berücksichtigt und dementsprechend in der H-Gas-Bilanz angesetzt (siehe Kapitel 6).

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten den Dialog mit den Speicherbetreibern zum Umstellungszeitpunkt der Speicher am Fernleitungsnetz fortführen, um entsprechende abgestimmte Konzepte zu erzielen. Das von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen dieses NEP Gas vorgestellte Konzept soll hierfür als Diskussionsgrundlage dienen.

Kapazitätsmindernde Instrumente

Seitens der nachgelagerten Netzbetreiber wurde im NEP Gas 2014 Leistung, die bisher aus den in den nachgelagerten Netzen angeschlossenen Speichern Lesum (wesernetz Bremen) und Empelde (auf enercity Netz entfallender Anteil des Speichers) bereitgestellt wurde, als Zusatzbedarf aus den Fernleitungsnetzen gemeldet. Durch Erarbeitung eines abgestimmten Umstellungskonzeptes sowie die Anpassung der Langfristprognose durch die Verteilnetzbetreiber ist die Darstellung dieser kapazitätsmindernden Instrumente im NEP Gas 2015 nicht mehr notwendig.

Konvertierung

Nowega und Thyssengas werden Konvertierungsmaßnahmen bis zu 1,7 GWh/h berücksichtigen. Die entsprechenden Maßnahmen sind in Abschnitt 5.9 näher beschrieben.

Bedarf an Ausspeisekapazitäten

Für die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber wurden im NEP Gas 2015 die folgenden Modellierungsvarianten betrachtet:

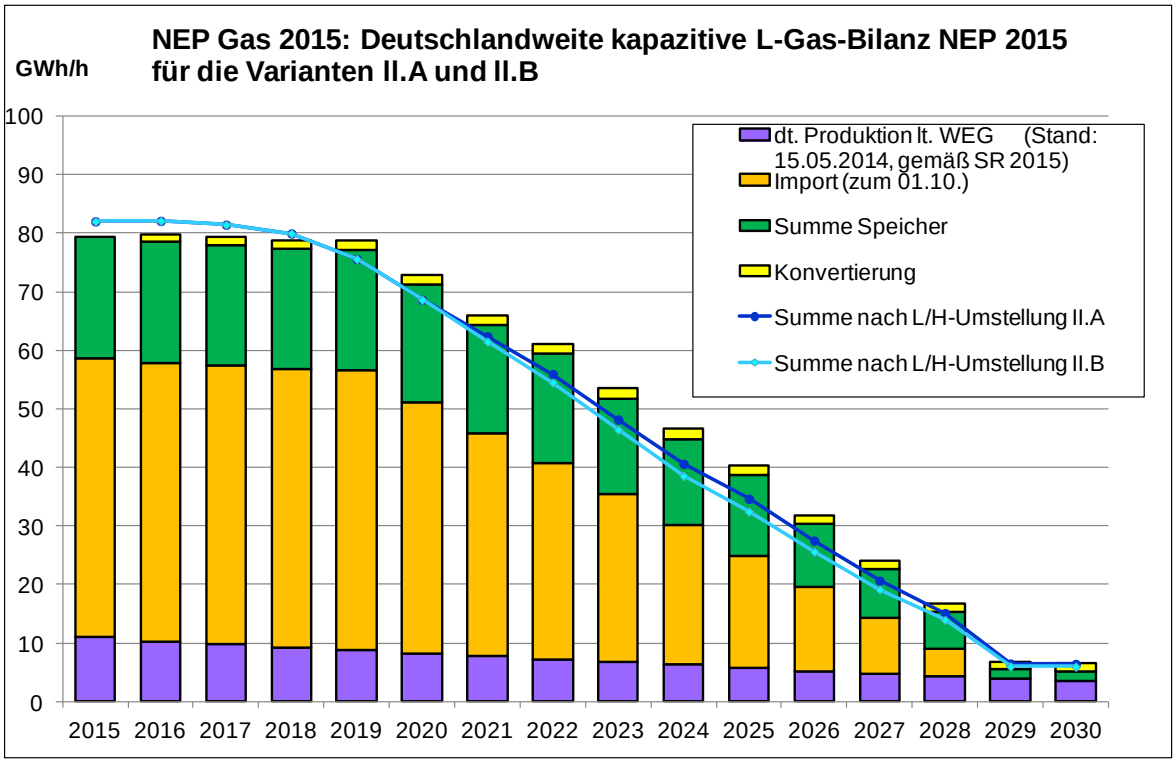
- Modellierungsvariante II.A: Plausibilisierte Langfristprognose der Verteilnetzbetreiber gemäß Kooperationsvereinbarung bis 2025,
- Modellierungsvariante II.B: Plausibilisierte Langfristprognose der Verteilnetzbetreiber gemäß Kooperationsvereinbarung bis 2020, für den Zeitraum 2021 bis 2025 erfolgt eine Fortschreibung auf Basis der Gasbedarfsentwicklung gemäß Szenario II des bestätigten Szenariorahmens 2015.

Alle anderen Modellierungsparameter werden gemäß Tabelle 9 nicht variiert.

Da für die Jahre 2026 bis 2030 noch keine Kapazitätsprognosen vorliegen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber den jeweiligen Leistungsbedarf aus dem Jahr 2025 in beiden Modellierungsvarianten konstant fortgeschrieben.

Durch die geplanten L-H-Gas-Umstellungen werden Teile des L-Gas-Bedarfs durch H-Gas gedeckt und der L-Gas-Bedarf wird somit in Summe reduziert. Ab 2030 wird es auf Grundlage der hier getroffenen Annahmen einen verbleibenden L-Gas-Markt in Höhe von rund 7 GWh/h geben (vgl. nachfolgende Abbildung 20 und Tabelle 26).

Abbildung 20: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz für die Modellierungsvarianten II.A und II.B



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 26: Daten zur L-Gas-Bilanz

Angaben in GWh/h						verbleibender L-Gas-Bedarf	
Jahr	Inländische Produktion	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung Nowega/ TG	Summe Darbietung	Variante II.A	Variante II.B
2015	11,0	47,7	20,6	0,0	79,3	82,0	82,0
2016	10,2	47,7	20,6	1,4	79,9	82,1	82,1
2017	9,7	47,7	20,6	1,4	79,4	81,5	81,5
2018	9,1	47,7	20,6	1,4	78,8	80,0	80,0
2019	8,8	47,7	20,6	1,7	78,7	75,6	75,6
2020	8,2	43,0	20,2	1,7	72,9	68,6	68,6
2021	7,7	38,2	18,4	1,7	65,9	62,4	61,5
2022	7,2	33,4	18,7	1,7	61,0	55,9	54,5
2023	6,7	28,6	16,4	1,7	53,5	48,2	46,4
2024	6,4	23,9	14,7	1,7	46,6	40,6	38,5
2025	5,8	19,1	13,9	1,7	40,4	34,7	32,4
2026	5,2	14,3	10,9	1,4	31,8	27,5	25,6
2027	4,7	9,5	8,4	1,4	24,1	20,7	19,2
2028	4,3	4,8	6,3	1,4	16,8	15,1	14,0
2029	3,9	0,0	1,6	1,4	6,9	6,5	6,0
2030	3,5	0,0	1,6	1,4	6,5	6,4	6,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.3 L-Gas-Mengenbilanz

Um im Versorgungssicherheitsszenario ein möglichst ganzheitliches Bild der L-Gas-Verfügbarkeit im Rahmen der Marktraumumstellung zu erhalten, wird in diesem Unterkapitel erstmalig eine L-Gas-Mengenbilanz aufgestellt.

Mit dieser Vorgehensweise möchten die Fernleitungsnetzbetreiber sicherstellen, dass neben der Absicherung der zu erwartenden Leistungsspitzen (Leistungsbilanz) auch die generelle Verfügbarkeit ausreichender L-Gas-Mengen (Mengenbilanz) während des gesamten Zeitraumes der Marktraumumstellung gewährleistet ist. Die Mengenbilanz dient zur Plausibilisierung des entwickelten Konzepts zur Marktraumumstellung.

Auf Basis des von der BNetzA bestätigten Szenariorahmens 2015 wurde die Bedarfsentwicklung für die Szenarien I und II betrachtet. Im Szenario II wird dabei noch zwischen temperaturbereinigt (kaltes Jahr) und nicht temperaturbereinigt unterschieden, um eine möglichst große Bandbreite der Entwicklung des Mengenbedarfs zu berücksichtigen. Abbildung 21 und Tabelle 27 am Ende dieses Unterkapitels zeigen die L-Gas-Mengenbilanz unter Berücksichtigung der möglichen Entwicklungen des Mengenbedarfs.

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Mengenbilanz 2030 werden entsprechend der in Abbildung 20 differenziert dargestellten Komponenten im Folgenden näher erläutert.

Inländische Produktion

Die Abbildung 19 im Unterkapitel L-Gas-Leistungsbilanz 2030 (vgl. Abschnitt 5.2) zeigt die historische und prognostizierte Mengen-Produktionsentwicklung (pro Jahr) der Erdgasförderung im Zeitraum 2006 bis 2025. Die entsprechenden Jahresmengen können der Tabelle 27 entnommen werden. Der prognostizierte Rückgang wird in dieser Tabelle für den Zeitraum 2026 bis 2030 linear fortgeschrieben.

Importe aus den Niederlanden

Für die Importe aus den Niederlanden wurde der maximale Bezugswert der Jahre 2011 bis 2013 als Startwert für das Jahr 2014 angesetzt. Ab dem Jahr 2020 wurde eine 10 %-ige Reduzierung der jährlichen Importmenge unterstellt. Ab Oktober 2029 erfolgt in der Planung kein L-Gas-Bezug mehr aus den Niederlanden.

Verbleibender L-Gas-Bedarf

Durch die anstehende 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 wurde in drei unterschiedlichen Varianten unterstellt:

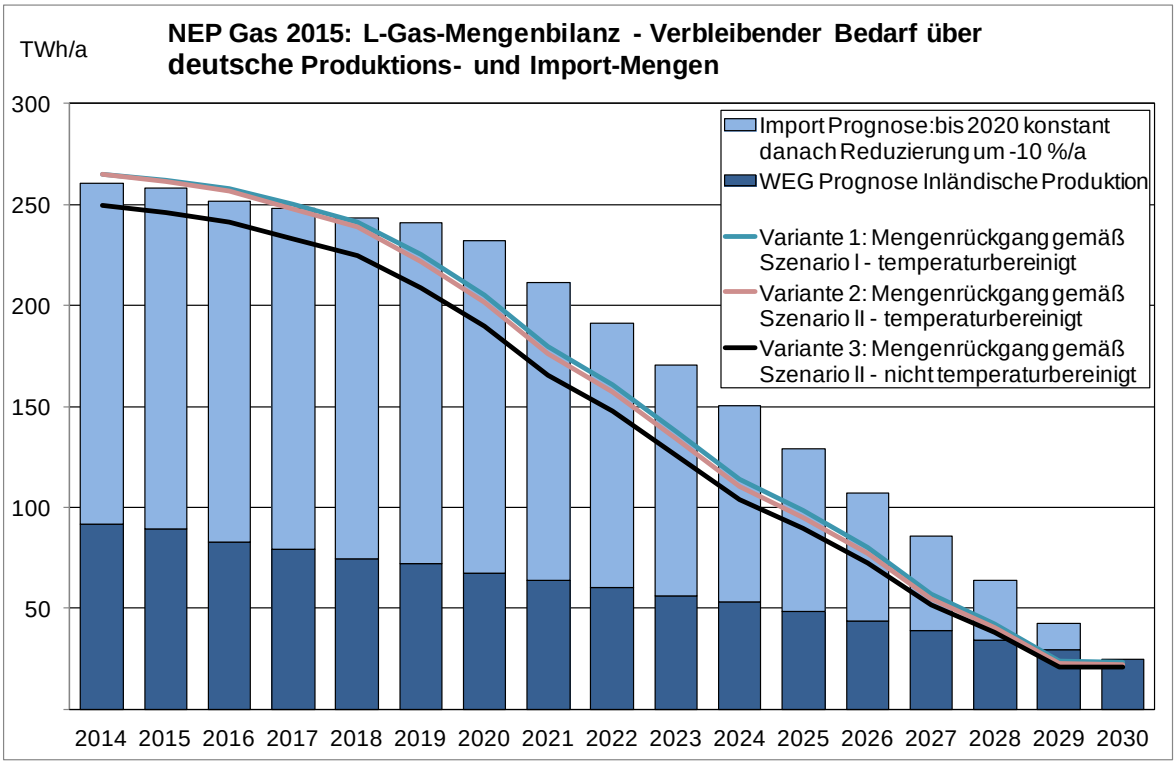
- **Variante 1:** In dieser Variante wurde als Startwert für das Jahr 2014 der maximale L-Gas-Mengenbedarf der Jahre 2011 bis 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf ein kaltes Jahr. Abschließend wird ein Mengenrückgang (reiner Endenergiebedarf) gemäß Szenario I unterstellt.
- **Variante 2:** In dieser Variante wurde als Startwert für das Jahr 2014 der maximale L-Gas-Mengenbedarf der Jahre 2011 bis 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf ein kaltes Jahr. Abschließend wird ein Mengenrückgang (reiner Endenergiebedarf) gemäß Szenario II unterstellt.
- **Variante 3:** Für diese Variante wurde als Startwert für das Jahr 2014 der maximale L-Gas-Mengenbedarf der Jahre 2011 bis 2013 angesetzt und anschließend ein Mengenrückgang (reiner Endenergiebedarf) gemäß Szenario II unterstellt. Es erfolgt keine weitere Temperaturbereinigung.

Die Temperaturbereinigung wurde 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 wurde die Gradtagszahl des kältesten Jahres seit 1991 verwendet.

Durch die geplanten L-H-Gas-Umstellungen werden Teile der L-Gas-Mengen durch H-Gas gedeckt und der L-Gas-Bedarf wird somit in Summe reduziert. Ab 2030 wird es voraussichtlich einen verbleibenden L-Gas-Markt in einer Größenordnung von 21.000 bis 24.000 Mio. kWh/a geben.

Abbildung 21: L-Gas-Mengenbilanz – Verbleibender Bedarf über deutsche Produktions- und Import-Mengen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 27: Daten zur L-Gas-Mengenbilanz

Angaben in TWh/a	Verbleibende L-Gas-Darbietung			Verbleibender L-Gas-Bedarf		
Jahr	Inländische Produktion	Import aus NL	Summe Darbietung	Variante 1	Variante 2	Variante 3
2014	92	169	260	265	265	249
2015	89	169	258	262	261	246
2016	83	169	252	258	256	241
2017	79	169	248	250	248	233
2018	74	169	243	242	239	224
2019	72	169	241	225	222	208
2020	67	165	232	205	202	190
2021	64	148	212	180	176	166
2022	60	131	191	161	157	147
2023	56	114	170	138	134	126
2024	53	97	151	114	110	104
2025	49	80	129	98	95	89
2026	44	63	107	80	77	72
2027	39	46	86	57	55	52
2028	34	30	64	43	41	38
2029	30	13	42	24	23	21
2030	25	-	25	23	22	21

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.4 Umstellungsgeschwindigkeit

Ein wichtiges Kriterium für die zeitliche Planung der Umstellung von L-Gas auf H-Gas ist neben der L-Gas-Leistungsbilanz das Vorhandensein ausreichender personeller Ressourcen für die technische Anpassung der Verbrauchsgeräte an den höheren spezifischen Energiegehalt des H-Gases.

Da in den letzten Jahren nur in geringem Umfang Umstellungsmaßnahmen in Deutschland durchgeführt wurden, sind die derzeit vorhandenen Ressourcen begrenzt. Aus diesem Grund müssen in den ersten Jahren Ressourcen aufgebaut werden, um den Rückgang der L-Gas-Verfügbarkeit durch die Umstellung von Gebieten auf H-Gas kompensieren zu können.

Diskussionen mit Dienstleistungsunternehmen für die Umstellung im Rahmen des DVGW-Projektkreises L-H-Gas-Anpassung ergaben, dass die Rekrutierung und Qualifizierung von Monteuren für die technische Anpassung von ca. 400.000 bis 450.000 Verbrauchsgeräten pro Jahr bis zum Jahr 2020 als realistisch angesehen wird. Dies würde rund 6 GWh/h bis 7 GWh/h umzustellender Leistung pro Jahr entsprechen. Durch die Einbeziehung der Umstellung einzelner großer Industriebetriebe kann die umstellbare Leistung in einzelnen Jahren gezielt variiert werden.

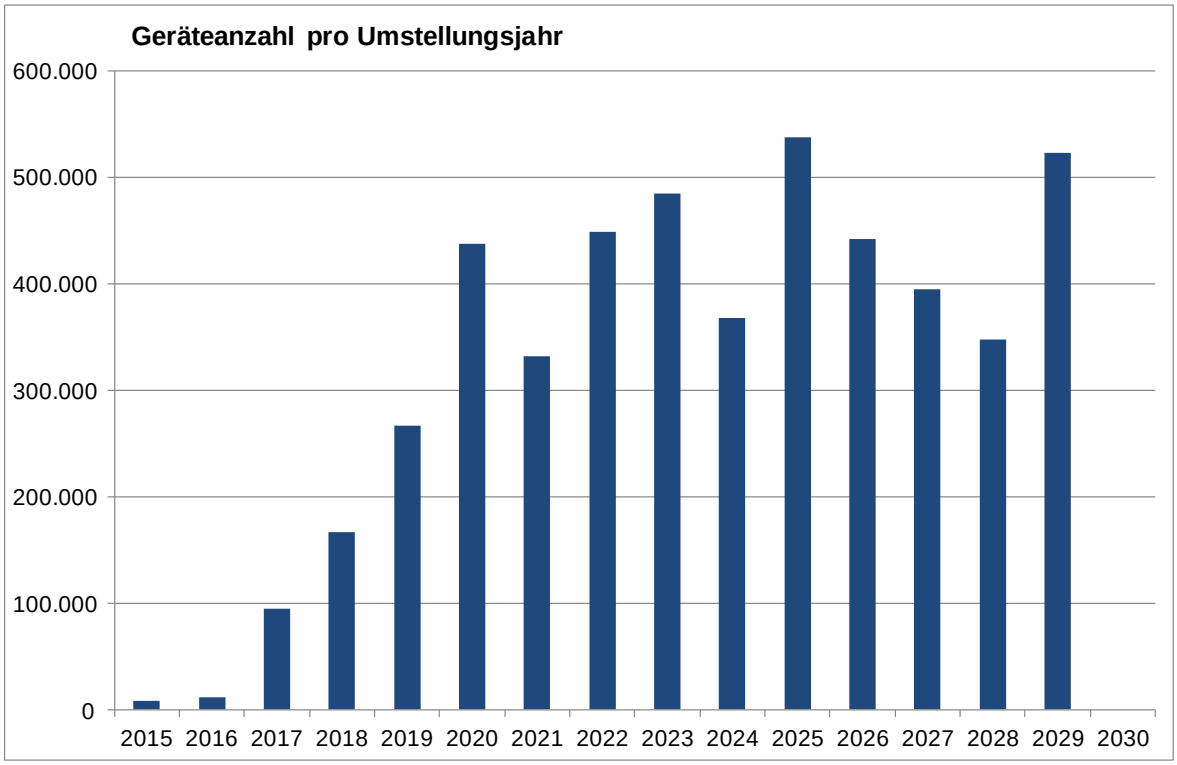
Für die Umstellungsplanung wird daher davon ausgegangen, dass nach einer Anfangsphase in den ersten Jahren von 2015 bis 2019, in der bei der Umstellung kleinerer Bereiche Ressourcen aufgebaut werden und Personal qualifiziert wird, ab dem Jahr 2020 ca. 400.000 bis 450.000 Verbrauchsgeräte pro Jahr umgestellt werden können.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in 2014 eine Abfrage zur Sammlung der Zählpunkte der direkt bzw. indirekt nachgelagerten Netzbetreiber gestartet, um eine erste Indikation der Anzahl der umzustellenden Verbrauchsgeräte zu bekommen. Die genaue Anzahl der Verbrauchsgeräte wird erst im Laufe der Datenerhebung durch die Anpassungsfirmen erfolgen können.

Im Zuge der guten Zusammenarbeit mit den Verteilnetzbetreibern sind die Datensammlungen zu Zählpunkten der Haushaltskunden sehr weit fortgeschritten, die als Grundlage für die Anzahl der pro Jahr umzustellenden Verbrauchsgeräte (durchschnittlicher Faktor 1,3 Geräte/Zählpunkt) dient. Dadurch wird im Folgenden nicht mehr wie in den vergangenen Jahren die umzustellende Leistung pro Jahr dargestellt, sondern die Anzahl der umzustellenden Verbrauchsgeräte. An den Stellen, wo z.B. aus Komplexitätsgründen noch keine genaue Zuteilung der Verbrauchsgeräte zu Umstellungsbereichen durchgeführt werden konnte, wurde die Anzahl der Geräte über die Leistung abgeschätzt.

In der folgenden Abbildung 22 ist die Anzahl der in den einzelnen Jahren umzustellenden Verbrauchsgeräte bis 2030 entsprechend der hier dargestellten L-H-Gas-Umstellungsplanung auf Basis der Datenabfrage angegeben.

Abbildung 22: Anzahl der umzustellenden Verbrauchsgeräte pro Jahr der bis 2030 benannten Umstellungsgebiete



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Wie in Abbildung 22 zu erkennen ist, wird durch die Festlegung der Umstellungsbereiche in den Jahren bis 2020 der sukzessive Aufbau der personellen Ressourcen ermöglicht. Ab 2020 wird die maximale Umstellungsleistung von 400.000 bis 450.000 Verbrauchsgeräten pro Jahr weitestgehend eingehalten.

Es besteht grundsätzlich die Herausforderung des Aufbaus geeigneter Personalressourcen. Der Bedarf an Umstellungsressourcen hängt auch stark von der Möglichkeit der unterjährigen Aufteilung der Umstellungsbereiche ab. Die Aufteilung in kleine Umstellungsbereiche kann den Ressourcenbedarf deutlich reduzieren. In den ersten Jahren konnten sehr viele kleine Umstellungsbereiche identifiziert werden, die nacheinander umgestellt werden können.

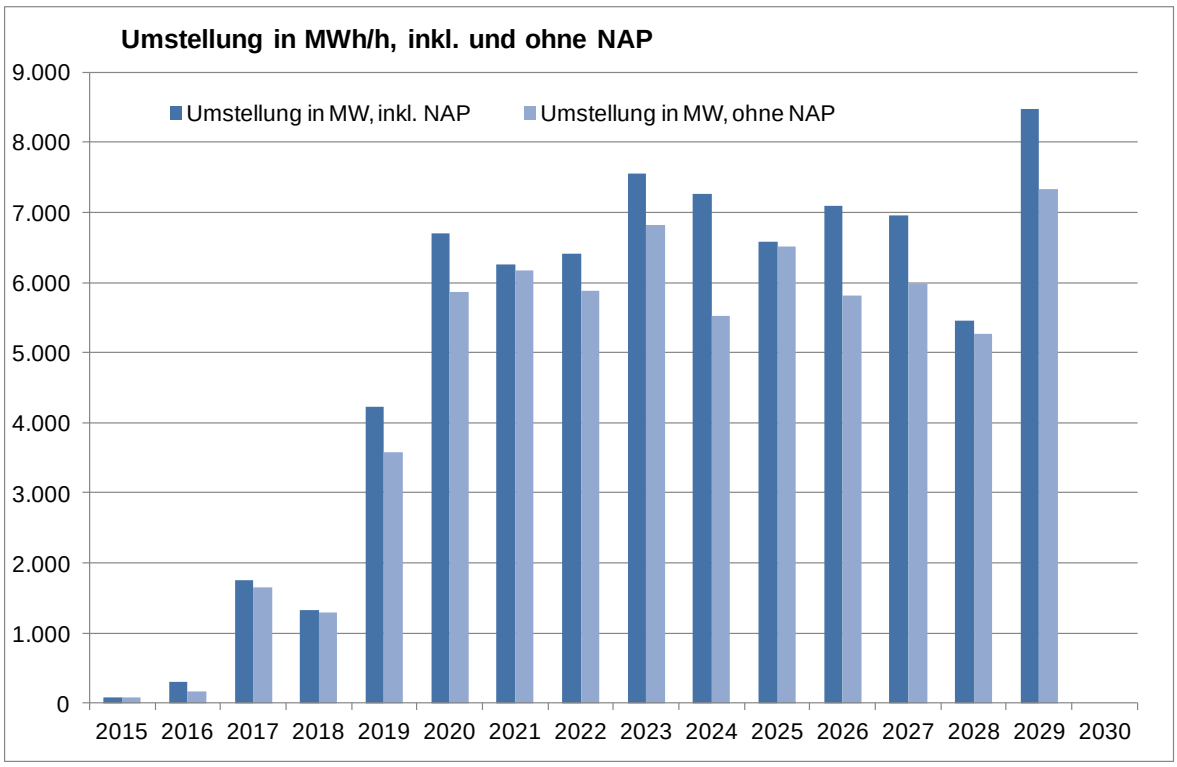
In den Jahren 2025 und 2029 sollen nach jetzigen Abschätzungen voraussichtlich mehr als 500.000 Verbrauchsgeräte umgestellt werden. Ziel in den kommenden Netzentwicklungsplänen wird es sein, die Umstellungsbereiche dahingehend anzupassen, dass eine optimierte Auslastung der Ressourcen erreicht wird.

Da die Ressourcen für das Umstellungsjahr 2024 bislang noch nicht vollkommen ausgeschöpft sind, wird überprüft, ob die Umstellung des Bereichs Drohne-Ahlten, der bisher in 2025 geplant ist, schon in 2024 beginnen kann (Versorgungsbereich der enercity Netz).

Für die Umstellungsbereiche in 2029 wird in den kommenden Netzentwicklungsplänen untersucht, ob und welche Bereiche ggf. nach 2027 oder 2028 vorgezogen werden können.

In Abbildung 23 ist die umzustellende Leistung in MWh/h bezogen auf den Startwert 2015 mit und ohne Berücksichtigung der Netzanschlusspunkte (NAP) dargestellt.

Abbildung 23: Umzustellende Leistung mit und ohne NAP auf Basis des Leistungsbedarfs im Jahr 2015



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.5 Umstellungsbereiche

5.5.1 Festlegung der Umstellungsbereiche

Aufgrund des kontinuierlichen Rückgangs der L-Gas-Produktion in Deutschland und der Verpflichtung, auch in den L-Gas-Bereichen den erforderlichen Zusatzbedarf an Kapazitäten bereitstellen zu können, besteht in Abhängigkeit des jeweiligen Bedarfsszenarios bereits im Planungshorizont ab 2015/ 2016 die Notwendigkeit zur Umstellung von Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas.

Die Umstellung von Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas ist organisatorisch sehr aufwendig und insbesondere in Bezug auf die notwendige Anpassung der Verbrauchsgeräte auf die geänderte Gasqualität 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 Verteilnetzbetreibern zu erreichen. Nach der Erarbeitung der ersten Konzepte der Umstellungsbereiche durch die Fernleitungsnetzbetreiber, wurden

deren Ergebnisse gemeinsam mit den Verteilnetzbetreibern besprochen und in Umstellungsfahrplänen verbindlich vereinbart. Diese Gespräche haben teilweise zu erforderlichen Anpassungen in der Umstellungsreihenfolge geführt. Dies wird in der Bemerkungsspalte in Anlage 3 näher erläutert.

Die indirekt nachgelagerten Netzbetreiber sollen in Zukunft enger eingebunden werden. Ein erster Schritt ist die Ermittlung und Auflistung aller L-Gas-Netzbetreiber und deren Zuordnung zu den Umstellungsbereichen (siehe Anlage 3).

Abhängigkeiten bzgl. der Umstellungsreihenfolge verschiedener Umstellungsbereiche werden für die Bereiche, für die bereits Detailplanungen vorliegen, ebenfalls in Anlage 3 erläutert.

Im Zuge der guten Zusammenarbeit mit den Verteilnetzbetreibern konnten schon Umstellungen mit finalen Umstellungskonzepten verbindlich angekündigt werden. Diese Umstellungskonzepte werden daraufhin in Umstellungsfahrplänen vertraglich fixiert.

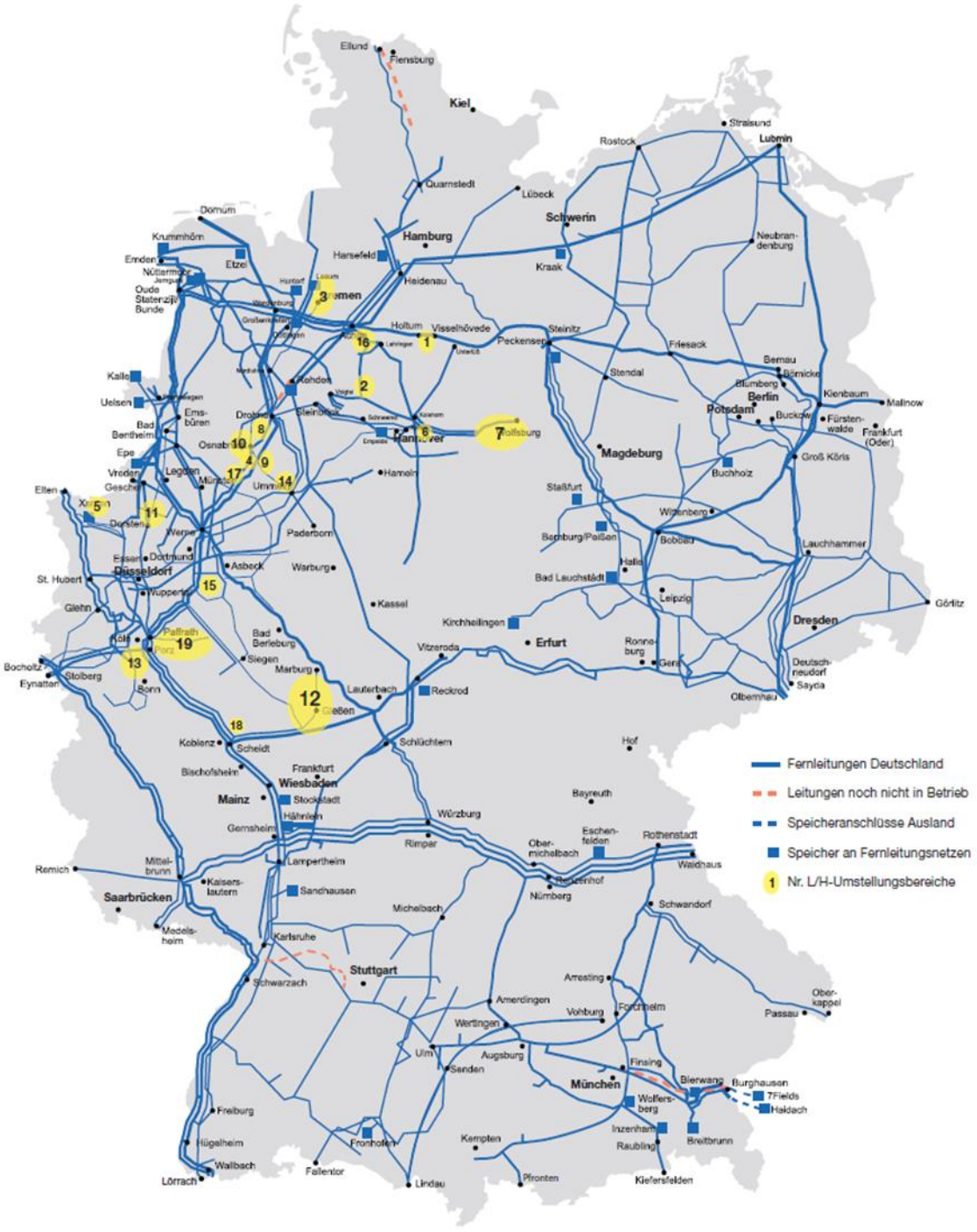
Die folgenden allgemeinen Kriterien wurden bei der Auswahl der Umstellungsbereiche berücksichtigt:

- Nutzung vorhandener Schnittpunkte von H- und L-Gas-Netzen,
- Integration bestehender L-Gas-Transportinfrastruktur für H-Gas-Transporte nach der Umstellung,
- Definition von Netzgebieten, deren Qualitätsumstellung zu einem Umstellungszeitpunkt sicher beherrschbar ist (Zahl der Verbrauchseinrichtungen, verfügbares Fachpersonal etc.),
- Sicherstellung der im L-Gas-Markt weiterhin erforderlichen Entry-Kapazitäten für die Produktionseinspeisung, d. h. die L-Gas-Einspeisepunkte der deutschen Förderung bleiben so lange wie möglich voll genutzt,
- Anschluss bzw. geographische Nähe von H-Gas-Leitungen mit hohen Transportkapazitäten,
- Sicherstellung der Abtransportkapazität für Speicherleistungen im L-Gas zur Deckung der Leistungsbilanz (auch nach der Umstellung von Bereichen),
- Berücksichtigung der Auswirkungen einer Auftrennung von nachgelagerten Netzen für eine teilweise Umstellung auf H-Gas,
- Erhalt der Versorgungsfähigkeit im verbleibenden L-Gas-System,
- Aufgrund der bereits gesammelten Erfahrung wird die Umstellung eines Industriebereichs weniger komplex eingeschätzt als die Umstellung von nachgelagerten Netzen. Insbesondere für Kraftwerke lässt sich mit verhältnismäßig geringem Aufwand eine signifikante Entlastung der L-Gas-Leistungsbilanz erzielen,
- Einen erheblichen Anteil innerhalb der Planung der Marktraumumstellung nimmt der Antransport der substituierenden H-Gas-Kapazitäten ein. Zudem muss berücksichtigt werden, dass es sich um zusätzliche H-Gas-Leistungen handelt, die das H-Gas-System darüber hinaus belasten.

5.5.2 Übersicht der Umstellungsbereiche

Die folgende Abbildung 24 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre 2015 bis 2020. Die in Gelb dargestellten Umstellungsbereiche symbolisieren die Größe des umzustellenden Gebietes entsprechend dem Leistungsbedarf.

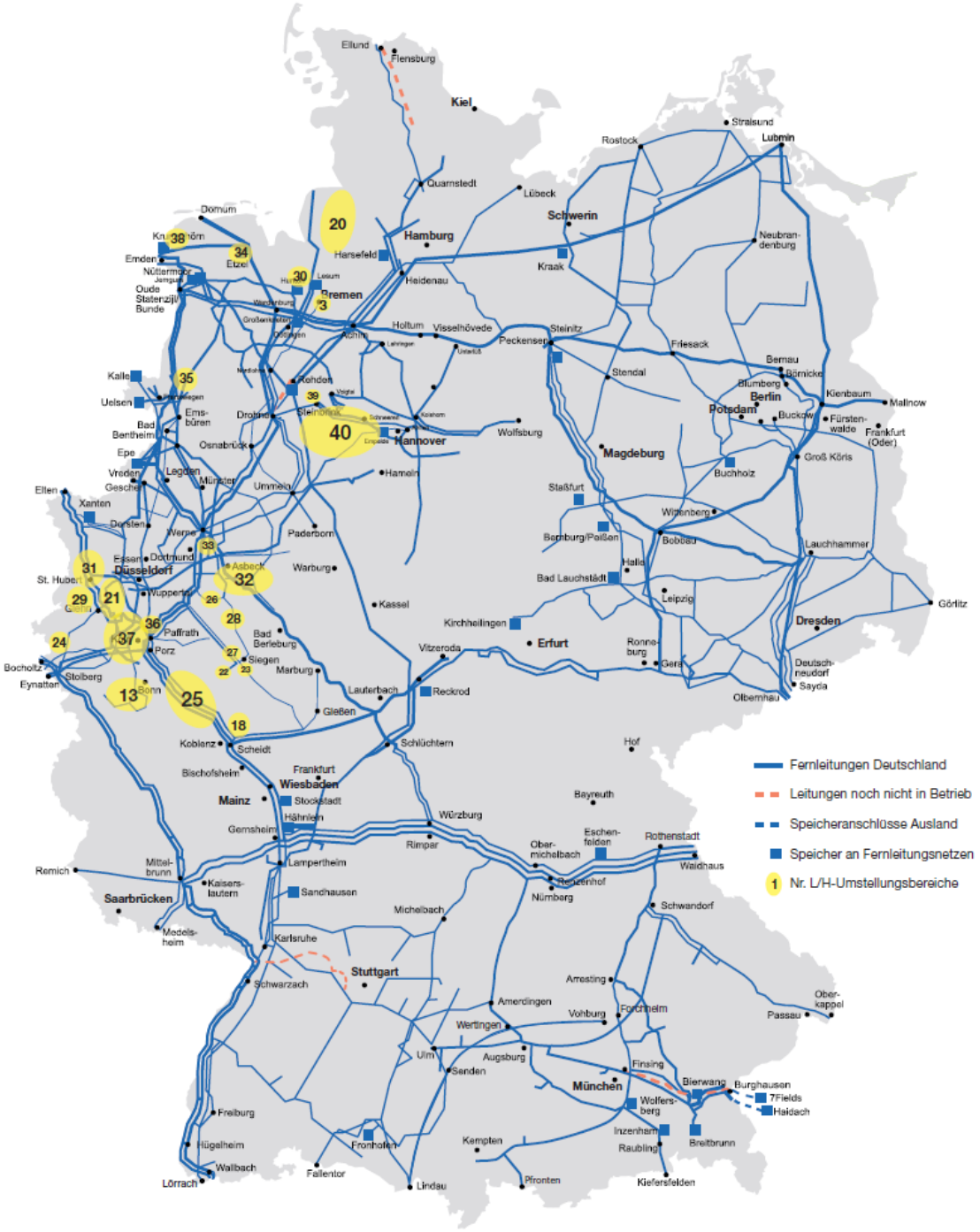
Abbildung 24: Umstellungsbereiche 2015 bis 2020



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 25 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre 2021 bis 2025.

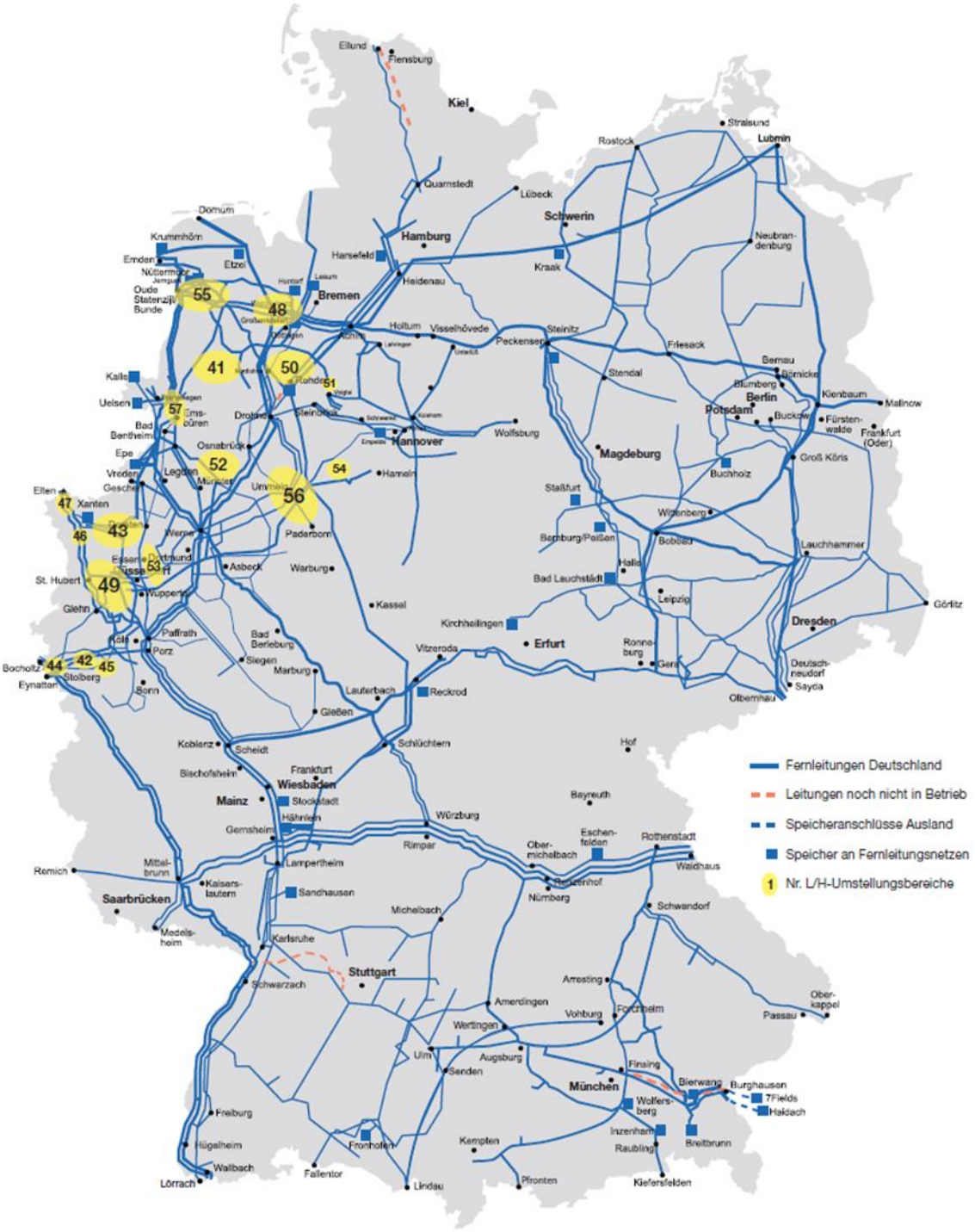
Abbildung 25: Umstellungsbereiche 2021 bis 2025



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 26 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre 2026 bis 2030.

Abbildung 26: Umstellungsbereiche 2026 bis 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle 28 zeigt eine Übersicht über alle Umstellungsbereiche. Die in diesem Vorschlag dargestellten Umstellungszeitpunkte und die Strukturierungsmöglichkeiten bei der Umstellung von größeren Bereichen werden mit den nachgelagerten Netzbetreibern konkretisiert. Eine punktscharfe Auflistung der Umstellungsbereiche bis 2030 mit rund 1.100 umzustellenden Netzkopplungs- und Netzanschlusspunkten findet sich in Anlage 3. Die indikativen Umstellungszeitpunkte beziehen sich jeweils auf das genannte Kalenderjahr. Der monatsscharfe technische Umstellungstermin in dem jeweiligen Jahr soll spätestens dreizehn Monate vorher gemeinsam mit dem nachgelagerten Netzbetreiber festgelegt werden.

Tabelle 28: Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche

Nr.	Bereich	Kennung	FNB	Umstellungs-zeitpunkte NEP 2014	Umstellungs-zeitpunkte NEP 2015	Geschätzte Gerätezahl an nachgelager-ten Netzen
1	Schneverdingen	WAL-02	GUD	2016	2015	8.000
1	Walsrode/ Fallingbostel	WAL-04	GUD	2015-2016	2016	2.000
1	Walsrode/ Fallingbostel	WAL-03	GUD	2015-2016	2016	10.000
3	Achim	ACH-02	GUD	2017-2019	2017	23.000
2	Avacon I	AV1-01	GUD	2017	2017	8.000
2	Nienburg	NIE-01	GUD	2017	2017	12.000
2	Neustadt/ Avacon II	AV2-01	GUD	2017	2017	25.000
3	Bremen/ Delmenhorst	BD1-02	GUD	2017-2019	2017	15.000
4	Teutoburger Wald 1	TW1-01	OGE	2017	2017	2.000
5	Hüthum	HÜT-01	Thyssengas	2017	2017	11.000
3	Bremen/ Delmenhorst	BD1-03	GUD	2017-2019	2018	77.000
6	GBW I/ GBW II	GBW-01	GUD	2018	2018	69.000
6	Peine	PEI-01	GUD	2018	2018	15.000
6	GBW I/ GBW II	GBW-02	GUD	2020	2018	0**
8	Teutoburger Wald 2	TW2-01	OGE	2018	2018	5.000
3	Bremen/ Delmenhorst	BD1-04	GUD	2017-2019	2019	42.000
7	Avacon-Wolfsburg	AV3-02	GUD	2020	2019	56.000
7	Avacon-Wolfsburg	AV3-03	GUD	2020	2019	0*
9	Teutoburger Wald 3	TW3-01	OGE	2019	2019	15.000
10	Osnabrück	OSN-01	OGE	2019	2019	64.000
10	Teutoburger Wald 4	TW4-01	OGE	2019	2019	3.000
11	Marl	MAR-01	OGE	2019	2019	0*
12	Frankfurt	FRA-02	OGE	2019-2021	2019	63.000
13	Bonn	BON-02	OGE	2019-2023	2019	11.000
14	Teutoburger Wald 6	TW6-02	OGE	2021	2019	13.000
15	Elverlingsen	ELV-01	OGE		2019	0*
3	Bremen/ Delmenhorst	BD1-05	GUD	2017-2019	2020	52.000
7	Avacon-Wolfsburg	AV3-04	GUD	2020	2020	121.000
16	Verden	VER-01	GUD	2020	2020	13.000
12	Frankfurt	FRA-03	OGE	2019-2021	2020	92.000

Nr.	Bereich	Kennung	FNB	Umstellungs-zeitpunkte NEP 2014	Umstellungs-zeitpunkte NEP 2015	Geschätzte Gerätezahl an nachgelager-ten Netzen
13	Bonn	BON-03	OGE	2019-2023	2020	35.000
17	Teutoburger Wald 5	TW5-01	OGE	2020	2020	39.000
18	Limburg	LIM-02	OGE	2020-2021	2020	6.000
19	Aggertalleitung	AGG-01	OGE	2020	2020	8.000
19	Aggertalleitung	AGG-01	Thyssengas	2020	2020	72.000
20	Cux-/ Bremerhaven EWE Ost	CB2-01	GTG Nord	2021	2021	47.000
20	Cux-/ Bremerhaven EWE Ost	CB1-02	GUD	2017-2019	2021	27.000
20	Cux-/ Bremerhaven EWE Ost	CB1-01	GUD	2021	2021	62.000
13	Bonn	BON-04	OGE	2019-2023	2021	55.000
18	Limburg	LIM-03	OGE	2020-2021	2021	63.000
21	Düsseldorf	DUS-01	OGE	2021	2021	18.000
21	Dormagen	DOR-01	OGE	2021	2021	0*
22	Kirchen-Wissen	KIW-01	OGE		2021	12.000
23	Haiger	HAI-01	OGE		2021	13.000
21	Düsseldorf	DUS-01	Thyssengas	2021	2021	15.000
24	Bergheim 1	BER-01	Thyssengas	2021	2021	20.000
13	Bonn	BON-05	OGE	2019-2023	2022	25.000
25	Rhein-Main	RHM-01	OGE	2022	2022	255.000
26	Ergste	ERG-01	OGE		2022	23.000
27	Wipperfürth-Niederschelden	WIN-01	OGE		2022	24.000
28	Südwestfalen	SÜW-01	OGE		2022	40.000
29	Mönchengladbach	MÖN-01	Thyssengas	2022	2022	65.000
27	Wipperfürth-Niederschelden	WIN-01	Thyssengas		2022	16.000
30	EWE-Zone Teil I	EW1-01	GTG Nord		2023	40.000
13	Bonn	BON-06	OGE	2019-2023	2023	152.000
31	Viersen Willich	VIW-01	OGE	2023	2023	8.000
31	Neukirchen	NEU-01	OGE	2023	2023	21.000
31	Kaldenkirchen	KAL-01	OGE	2023	2023	25.000
31	Willich	WIL-01	OGE	2023	2023	22.000
32	Hagen-Iserlohn	HAG-01	OGE		2023	173.000
33	Oberaden	OBA-01	OGE		2023	0*
31	Viersen Willich	VIW-01	Thyssengas	2023	2023	45.000
31	Neukirchen	NEU-01	Thyssengas	2023	2023	0*
34	EWE-Zone Teil II	EW2-01	GTG Nord		2024	40.000
35	Emsland I	EMS-01	Nowega	2024	2024	0*
36	Radevormwald	RAD-01	OGE	2024	2024	69.000
37	Köln-Dorm-Lev	KDL-01	OGE	2024	2024	147.000
36	Radevormwald	RAD-01	Thyssengas	2024	2024	3.000

Nr.	Bereich	Kennung	FNB	Umstellungs-zeitpunkte NEP 2014	Umstellungs-zeitpunkte NEP 2015	Geschätzte Gerätezahl an nachgelager-ten Netzen
37	Köln-Dorm-Lev	KDL-01	Thyssengas	2024	2024	109.000
38	EWE-Zone Teil III	EW3-01	GTG Nord		2025	40.000
39	Bereich Lemförde	LEM-01	Nowega		2025	4.000
40	Petershagen	PET-01	Nowega		2025	9.000
40	Drohne-Ahlten	DRA-01	OGE		2025	485.000
41	EWE-Zone Teil IV	EW4-01	GTG Nord		2026	119.000
42	Rommerskirchen/ Kerpen	ROK-01	OGE		2026	23.000
43	Sonsbeck-Dorsten	SOD-01	OGE		2026	103.000
44	Weisweiler/ Düren	WED-01	Thyssengas		2026	41.000
45	Hürth/ Brühl/ Bergheim 2	HBB-01	Thyssengas		2026	63.000
42	Rommerskirchen/ Blatzheim	ROB-01	Thyssengas		2026	23.000
46	Hamb/ Kapellen/ Aldekerk	HKA-01	Thyssengas		2026	11.000
47	Elten-Uedem	ELU-01	Thyssengas		2026	21.000
43	Sonsbeck-Oberhausen	SOO-01	Thyssengas		2026	37.000
48	EWE-Zone Teil V	EW5-01	GTG Nord		2027	119.000
49	HülsWupp + Westltg + Zons	HÜW-01	OGE		2027	220.000
49	HülsWupp + Westltg + Zons	HÜW-01	Thyssengas		2027	56.000
50	EWE-Zone Teil VI	EW6-01	GTG Nord		2028	119.000
51	Zone Westnetz	WES-01	GTG Nord		2028	4.000
52	Münsterland	MÜN-01	OGE		2028	82.000
53	Dorsten-Leichlingen	DOL-01	OGE		2028	90.000
54	Hamm	HAM-01	OGE		2028	54.000
53	Wuppertal	WUP-01	Thyssengas		2028	200
55	EWE-Zone Teil VII	EW7-01	GTG Nord		2029	119.000
56	Bielefeld-Paderborn-Diepholz	BPD-01	GUD		2029	128.000
57	Emsland II	EM2-01	Nowega		2029	38.000
56	Werne-Ummeln-Drohne	WUD-01	OGE		2029	238.000
58	Lengerich	LEN-01	Nowega		nach 2030	---
59	GUD – Hassel-Hülsen-Visselhövede	HAH-01	GUD		nach 2030	---
60	Haanrade	HAA-01	Thyssengas		nach 2030	---
61	Bereich Rehden-Lengerich	REL-01	Nowega		nach 2030	---
62	Bereich Salzgitter	SZG-01	Nowega		nach 2030	---
63	Bereich Voigtei	VOI-01	Nowega		nach 2030	---
64	Bereich Münster Gockenholz	MÜG-01	Nowega		nach 2030	---
65	Unterlüß-Gockenholz	UGO-01	GUD		nach 2030	---

** keine nachgelagerten Netze*

*** in GBW-01 enthalten*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Aus den Umstellungsbereichen der obigen Tabelle ergeben sich für die Modellierungsvarianten II.A und II.B unter Berücksichtigung der Leistungsentwicklung folgende Umstellungsleistungen für die Jahre 2020 und 2025:

Tabelle 29: Umstellungsleistung bis 2020 und 2025 [GWh/h]

	2020	**2025**
Modellierungsvariante II.A	16,4	51,1
Modellierungsvariante II.B	16,4	48,1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.6 Detaillierte Erläuterung der Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber bis 2025

5.6.1 Netzgebiet GUD

Im Netz der GUD sind Umstellungen bereits ab 2015 geplant. Die Gründe dafür sind:

- Das Netz der GUD ist direkt vom inländischen Produktionsrückgang betroffen, was insbesondere auch Auswirkungen auf die verfügbaren Transport-Kapazitäten hat.
- Zusätzlicher Bedarf entsteht durch zukünftig deutlich erhöhte interne Bestellungen sowie ein neues „Kraftwerk VW“ und kann am effizientesten durch die Umstellung von Netzbereichen abgedeckt werden.
- Aufgrund des vorhandenen Zugangs zu verschiedenen Grenzübergangspunkten – insbesondere auch Zugang zu Importen aus Russland über die NEL – stehen aktuell innerhalb des Netzes der GUD ausreichende H-Gas-Kapazitäten zur Verfügung, um eine Umstellung zu ermöglichen.
- Zur Gewährleistung eines geordneten Umstellungsprozesses ist es erforderlich, schrittweise qualifiziertes Personal für diesen Vorgang aufzubauen. Daher werden zunächst kleinere Bereiche identifiziert und für die Umstellung vorgesehen. Im Netz der GUD besteht die Möglichkeit zur sukzessiven Umstellung von kleineren Bereichen.

Die bis 2025 geplanten Bereiche lassen sich in vier Regionen zusammenfassen, die jeweils durch die Antransport-Route des für die Umstellung benötigten H-Gases charakterisiert sind. Die Umstellungsreihenfolge innerhalb der Regionen ist in der Regel durch den H-Gas-Antransport bestimmt.

Schneverdingen/ Walsrode/ Fallingbostel [2015-2016]

Dieser Bereich soll durch eine neu zu schaffende Überspeisestation von der NETRA in die Leitung 52 (Bomlitz-Schneverdingen) versorgt werden. Der gesamte Bereich umfasst die Stationen an der ETL52, an der ETL22 (Luttum-Bomlitz) und ETL70 (bis Fallingbostel) und erstreckt sich von Schneverdingen bis nach Fallingbostel. Durch die neue Verbindung kann ein überschaubarer Bereich frühzeitig isoliert umgestellt werden. Die Umstellung des Gesamtbereichs kann sukzessiv in Teilbereichen erfolgen. Die zeitliche Strukturierung ist möglich durch die Nutzung vorhandener Streckenarmaturen und den Antransport von L-

Gas von Luttum aus über die Leitung 22 (Luttum-Lehringen-Bomlitz). Die Aufteilung wird dazu genutzt werden, die Stadtwerke Schneverdingen-Neuenkirchen bereits in 2015 umzustellen. Im Jahr 2016 folgt dann die Umstellung bis Fallingbostel, wodurch die Zahl der in einem Schritt anzupassenden Endgeräte reduziert wird.

Luttum bis Wolfsburg [2017-2020]

Der Bereich zwischen Luttum und Peine (vgl. Tabelle 28) soll sukzessiv auf H-Gas umgestellt werden. Das für die Umstellung benötigte H-Gas wird über das Netz der Nowega an der Station Voigtei bereitgestellt werden. Von dort ausgehend sollen nacheinander Stationen entlang der Leitungen von Nienburg ausgehend in Richtung Osten und Norden umgestellt werden. Die in einer Phase jeweils nicht umgestellten Stationen an den Leitungen werden von der Station Kolshorn aus mit L-Gas versorgt. Das benötigte L-Gas wird über die Station Lehringen und die Leitung 9038 (Lehringen-Kolshorn) nach Kolshorn transportiert. Die Trennung zwischen den Gasqualitäten erfolgt bei den jeweiligen Umstellungsteilschritten durch vorhandene Streckenarmaturen.

Für die Umstellung der Stationen im Bereich „Avacon-Wolfsburg“ befindet sich die detaillierte Planung in der Abstimmung. Im Rahmen der abschließenden Umstellung des gesamten Bereichs ist geplant, H-Gas (auch) wieder von Achim aus über die Leitung Achim-Luttum-Kolshorn in den Bereich zu transportieren. Dieser Schritt erfolgt koordiniert mit der Umstellung des Bereichs „Verden“, dessen Stationen an der Leitung von Achim nach Kolshorn vor Luttum liegen.

Bremen/ Achim/ Delmenhorst [2017-2020]

Die Umstellbereiche „Bremen/ Delmenhorst“ und „Achim“ (vgl. Tabelle 28) umfassen die gesamten Netze der genannten Städte mit Ausnahme des nördlichen Teils des Netzes der wesernetz Bremen (nördlich der „Lesum“), der über die Station „Bremen Nord“ versorgt wird.

Für die Umstellung der Bereiche liegen abgestimmte Umstellungsfahrpläne vor, die auch Basis für die zeitliche Nennung der Stationen (Anlage 3) sind. Im Rahmen der Umstellung der Gasqualität erfolgt die Bereinigung einer Überlappung zum Marktgebiet NCG.

Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz [2021]

Beim Umstellbereich „Cux-/ Bremerhaven EWE Ost“ (vgl. Tabelle 28) wird der nördliche Bereich umgestellt, der von Ganderkesee aus über die Leitung Ganderkesee-Bremerhaven sowie Bremerhaven-Cuxhaven versorgt wird. Der Bereich beinhaltet den nördlichen Teil des Netzes der wesernetz Bremen und reicht über Bremerhaven bis Cuxhaven. Der östliche Teil des Netzes der EWE Netz wird über einen Weserdüker der EWE Netz und über die Station Heerstedt der GTG Nord, die an diesem nördlichen Ast liegt, versorgt. Dieser Bereich des Netzes der EWE Netz gehört daher auch zu dem Umstellungsbereich. Die H-Gas-Versorgung dieses Bereiches wird zukünftig zum Teil aus westlichen H-Gas-Leitungen erfolgen.

Die Planung der Umstellung des Bereiches befindet sich teilweise noch in einer frühen Phase.

5.6.2 Netzgebiet Nowega

Konvertierungsanlage [2016]

Ab 2017/ 2018 können die erforderlichen festen Ausspeisekapazitäten ohne weitere Netzmaßnahmen nicht mehr in vollem Umfang dargestellt werden. Da sich der Leistungsengpass zunächst nur auf wenige Stunden des Jahres in Hochlastphasen beschränkt, wurde seitens Nowega bereits zum NEP Gas 2013 ein Konzept für eine GDRM-Anlage zur Konvertierung von H-Gas mittels Stickstoffbeimischung zur Spitzenlastdeckung erarbeitet. Darüber hinaus werden hiermit die im Rahmen des Verfahrens nach § 39 GasNZV angefragten Speicher-Exit-Kapazitäten am Nowega-Netz als Kapazitätsprodukt TaK langfristig darstellbar. Die Anlage wird für eine Spitzenleistung von 1,4 GWh/h ausgelegt. Die Maßnahme wird auch im vorliegenden NEP Gas in den modellierten Szenarien berücksichtigt und seitens Nowega entsprechend weiterverfolgt.

Teutoburger Wald 5 (Nowega-Anteil Stadtwerke Lengerich) [2020]

Im Umstellbereich „Teutoburger Wald 5“ der OGE erfolgt die Teilumstellung der Stadtwerke Lengerich. Diese befinden sich mit Teilen der städtischen Versorgung in einer Marktgebietsüberlappung mit NCG (OGE) und GASPOOL (Nowega). Der OGE-Anteil soll in 2020 vollständig, der Nowega-Anteil in einem ersten Schritt 2020, in einem zweiten Schritt erst nach 2030 auf H-Gas umgestellt werden (vgl. Anlage 3). Diese Umstellung erfordert bei Nowega keine Aus- bzw. Umbaumaßnahmen.

Emsland I [2024]

Dieser Netzbereich beinhaltet einen Industriekunden. Der H-Gas-Antransport an Nowega erfolgt über GUD.

Petershagen [2025] & Lemförde [2025]

Im Umstellbereich „Drohne-Ahlten“ der OGE erfolgt u.a. die Umstellung von Bereichen, in denen die Westnetz GmbH nachgelagerter Netzbetreiber ist. Diese befinden sich mit Teilen der Versorgung in einer Marktgebietsüberlappung mit NCG (OGE) und GASPOOL (Nowega). Diese Überlappung wird im Zuge der Marktraumumstellung durch vollständige Versorgung dieses Gebietes durch OGE (im H-Gas) bereinigt. Die Umstellung erfordert bei Nowega keine Aus- bzw. Umbaumaßnahmen. Der Umstellbereich Lemförde beinhaltet darüber hinaus die Umstellung eines direkt angeschlossenen Industriekunden. In diesem Zuge erfolgt hier ebenfalls ein Marktgebietswechsel und die vollständige Versorgung über OGE.

5.6.3 Netzgebiet GTG Nord

An das Netz der GTG Nord sind zahlreiche L-Gas-Kavernen der Speicheranlagen Nüttermoor und Huntorf angeschlossen, die u.a. die lokale Leistungsbilanz im Netzgebiet der GTG Nord sicherstellen. Die lokale Leistungsbilanz im Netz der GTG Nord erfordert nach derzeitigen Einschätzungen bis 2025 keine Umstellungen.

Die Umstellung des östlichen Netzteils der GTG Nord (Cux-/ Bremerhaven EWE Ost 2021) resultiert aus der Umstellung des Cuxhaven-Asts der GUD und ist aus versorgungstechnischen Gründen nicht getrennt voneinander zu betrachten. Alle weiteren

genannten Umstellungsgebiete bis 2025 resultieren aus der zeitlichen Notwendigkeit, bis 2030 den Umstellungsprozess abgeschlossen zu haben. Hieraus folgt zugleich, dass die der GTG Nord nachgelagerten Netzbetreiber innerhalb kurzer Zeit eine beachtliche Anzahl von Geräten umstellen müssen.

GTG Nord speist unmittelbar und mittelbar mehrere Verteilnetzbetreiber auf. Der größte nachgelagerte Verteilnetzbetreiber ist die EWE NETZ, die über ca. 70 Netzkopplungspunkte mit der GTG Nord verbunden ist. Alle diese Netzkopplungspunkte sind gegenwärtig zu einer Zone zusammengefasst. Für die Umstellung dieser Zone ist es notwendig, sie in kleinere Bereiche zu unterteilen. Für die Umstellung dieser Bereiche bedarf es noch weiterer Abstimmungen mit EWE NETZ. Daher kann noch keine genauere Auskunft über die betroffenen Netzkopplungspunkte gegeben werden.

5.6.4 Netzgebiet OGE/ Thyssengas

Im Folgenden werden die im Netzgebiet von OGE und Thyssengas ab dem Jahr 2017 geplanten Umstellungen beschrieben.

Nördlicher Teil des L-Gas-Netzes zwischen Bremen und Werne [2017-2025]

Im nördlichen Teil des L-Gas-Netzes wird in den Anfangsjahren (2017 – 2020) mit kleineren Umstellungen im Bereich Teutoburger Wald begonnen. Dies betrifft kleinere, regional abgegrenzte Netzgebiete, bei denen eine Anbindung an das parallel verlaufende H-Gas-System erfolgen kann. Im Jahr 2019 erfolgt dann die Umstellung des Gebiets Osnabrück. Des Weiteren wird im Jahr 2019 ein Industriekunde in Marl umgestellt.

Im Jahr 2025 folgt dann die Umstellung des gesamten nord-östlichen Bereichs des L-Gas-Netzes zwischen Drohne und Ahlten inklusive des nachgelagerten Anteils des Speichers Empelde. Die Produktionseinspeisung in Steinbrink liegt ebenfalls in diesem Versorgungsbereich. Eine Übernahme von Produktionsmengen in Steinbrink ist nach Umstellung des Bereichs Drohne-Ahlten ab 2025 nicht mehr möglich. Die verbleibenden Produktionsmengen können über Nowega abtransportiert werden.

Im Zuge der Umstellungen im nördlichen Teil des L-Gas-Netzes ist in Absprache mit Verteilnetzbetreibern, deren Netzgebiete bisher aus beiden Marktgebieten versorgt wurden, eine Auflösung der Marktgebietsüberlappung vorgesehen. Durch diese wird zudem eine bisherige Insellage (d. h. Versorgung nur über einen Entry) aufgelöst. Dies betrifft den Umstellungsbereich Bremen/ Delmenhorst. Die Umstellung wird komplett in 2020 über GUD erfolgen. Somit verbleibt der Versorgungsraum danach vollständig im Marktgebiet GASPOOL.

Mittlerer Teil des L-Gas-Netzes zwischen Werne und Köln [2019-2023]

Im mittleren Teil des L-Gas-Netzes beginnt die Umstellung im Jahr 2019 mit dem Kraftwerk Elverlingsen. Hierfür sind keine Umstellungsmaßnahmen notwendig, da dieses bereits bivalent betrieben wird.

In den Jahren 2021 bis 2023 wird nach und nach das System östlich der Leitung zwischen Werne und Köln umgestellt. Hierbei wird mit den Gebieten Kirchen-Wissen und Haiger in 2021 begonnen. Anschließend werden in 2022 die Bereiche Wipperfürth-Niederschelden, Südwestfalen und Ergste umgestellt. In 2023 folgen dann die Gebiete Hagen-Iserlohn und

Oberaden. Diese Umstellungsbereiche waren nicht Bestandteil des NEP Gas 2014. Im Rahmen der Erstellung des NEP Gas 2015 wird erstmals der komplette Zeitraum der Marktraumumstellung bis 2030 dargestellt. Auf der Basis dieser detaillierteren Betrachtung und vor dem Hintergrund einer Entzerrung der zur Verfügung stehenden technischen Ressourcen, sind diese Umstellungsbereiche vorgezogen worden.

Südlicher Teil des L-Gas-Netzes zwischen Köln und Frankfurt [2019-2023]

Im südlichen Teil des L-Gas-Netzes wird im Jahr 2019 im Raum Bonn sowie im Raum Frankfurt mit kleineren Umstellungen begonnen.

Im Jahr 2020 beginnt der Rückgang der niederländischen L-Gas-Importe. Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, ist es erforderlich, größere Bereiche umzustellen. In 2020 betrifft dies den Raum Frankfurt, in 2021 den Raum Limburg, in 2022 den Raum Rhein-Main und in 2023 den Raum Bonn-Euskirchen.

Durch diese Umstellungen steht bereits eine L-Gas-Transportleitung (Scheidt-Weidenhausen) für das H-Gas-Netz ab 2021 zur Verfügung.

Ab 2023 können die Transportleitungen südlich von Porz inklusive der bisher im L-Gas genutzten Verdichtereinheiten an den Standorten Porz und Scheidt im H-Gas genutzt werden.

Westlicher Teil des L-Gas-Netzes zwischen Elten und Köln [2017-2024]

Weitere Marktraumumstellungen erfolgen in der Region Hüthum im Jahr 2017 sowie Aggertal im Jahr 2020.

Nachfolgend werden zunächst große Industriebetriebe und Kraftwerke im Raum Düsseldorf und Dormagen zur Entlastung der L-Gas-Bilanz umgestellt. Bis zum Beginn dieser Umstellung im Jahr 2021 ist es notwendig, die Anbindung an das H-Gas-System von Eynatten nach Legden (ZEELINK 1&2 und VDS ZEELINK) mit den Anschlusspunkten in Glehn, St. Hubert und Legden zu realisieren. Des Weiteren wird im Jahr 2021 das Gebiet Bergheim 1 umgestellt. Der Antransport von H-Gas erfolgt über das bestehende System der Thyssengas.

Für die Umstellung weiterer Netzbereiche in den Jahren 2022 und 2023 in der Region Niederrhein (Mönchengladbach, Viersen/ Willich, Kaldenkirchen, Neukirchen) erfolgt die H-Gas-Bereitstellung größtenteils über die Anbindung in Eynatten, St. Hubert und Legden (ZEELINK 1&2 und VDS ZEELINK). Der Umstellungsbereich Mönchengladbach wird übergangsweise aus dem bestehenden H-Gas-System der Thyssengas versorgt.

Schließlich ist im Jahr 2024 die Umstellung von Netzbereichen im Bergischen Land (Radevormwald) und in der Region Köln/ Dormagen/ Leverkusen geplant. Hierfür ist der Bau einer Transportleitung von Paffrath bis Voigtslach [ID 067-02] notwendig, um sowohl die H-Gas-Anbindung der Umstellbereiche als auch die Versorgung der im L-Gas verbleibenden Netzbereiche zu gewährleisten. Nach erfolgter Umstellung im Jahr 2024 steht dadurch die Leitung von St. Hubert bis Paffrath im H-Gas-Netz zur Verfügung.

5.7 Umstellungsbereiche 2026 bis 2030

Mit dem NEP Gas 2015 liegt erstmalig eine vollständige jahresscharfe Umstellungsplanung bis 2030 vor. Die in Anlage 3 aufgeführten Umstellungsbereiche für die Jahre 2026 bis 2030 sind noch nicht mit den Verteilnetzbetreibern besprochen worden und dienen daher lediglich als erste Indikation einer möglichen Umstellungsreihenfolge. Durch Gespräche in den kommenden Monaten und Jahren wird auch für diese Umstellungsbereiche gemeinsam mit den Verteilnetzbetreibern ein Umstellungskonzept erarbeitet. Neben neun kleineren Umstellungsbereichen liegt der Schwerpunkt der Umstellungen auf den folgenden acht großen Umstellungsbereichen:

- EWE-Zone Teil IV (2026),
- Sonsbeck-Dorsten-Oberhausen (2026),
- EWE-Zone Teil V (2027),
- Hüls-Wuppertal (2027),
- EWE-Zone Teil VI (2028),
- Münsterland (2028),
- EWE-Zone Teil VII (2029),
- Bielefeld-Paderborn-Werne-Drohne (2029).

5.8 Verbleibender L-Gas-Markt 2030

Neben den im Szenariorahmen zum NEP Gas 2015 festgelegten Modellierungsvarianten wurde die deutschlandweite L-Gas-Bilanz bis zum Jahr 2030 analysiert. Basis für die Aufkommensseite sind zum einen die Angaben der GTS zum Rückgang der niederländischen Exportkapazitäten sowie eine Fortschreibung des Rückgangs der deutschen Produktion.

Bezüglich der Perspektive der inländischen Produktion für das Jahr 2030 wurde der WEG um Unterstützung gebeten. Der WEG hat Prognosedaten für die Jahre 2025-2030 bereitgestellt. Diese Daten sind allerdings von Investitionsentscheidungen in vorhandene bzw. neu zu erschließende Lagerstätten und somit von politischen sowie unternehmensindividuellen Entscheidungen abhängig und von den Fernleitungsnetzbetreibern nicht beeinflussbar. Daher haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Daten für die L-Gas-Bilanz 2030 nicht verwendet.

Die L-Gas-Bilanz 2030 orientiert sich daher im Sinne einer auf die Versorgungssicherheit fokussierten Analyse an dem vom WEG für die Jahre 2013-2025 prognostizierten Rückgang und schreibt diesen ab 2026 fort.

Unter obigen Prämissen für die voraussichtlich noch verfügbare Produktionsleistung im L-Gas sowie aus den Festlegungen der Umstellbereiche bis 2025 und darüber hinaus ergibt sich ein verbleibender L-Gas-Markt im Jahr 2030, dessen Absatzbereich in den der Produktion räumlich nah gelegenen Netzbereichen der Nowega liegen wird.

Die Planung des verbleibenden L-Gas-Marktes soll es ermöglichen, dass die in Deutschland vorhandenen Produktionsaufkommen (im L-Gas) entsprechend der Produktionserwartungen weiter gefördert werden können. 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 (z. B. ein Regelenergiebedarf zum Ausgleich zwischen den Gasqualitäten; zusätzlicher Strukturierungsbedarf, um den saisonal unterschiedlichen Bedarf ausgleichen zu können) auf alle Transportkunden umgelegt werden. Dies würde zum einen zu falschen wirtschaftlichen Anreizen führen und zum anderen den volkswirtschaftlichen Nutzen der Restproduktion kompensieren.

5.9 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 hergestellt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für ihre spezielle Netzsituation eine L-H-Gas-Umstellung und eine Konvertierung gegenübergestellt. Für spezielle Netzbereiche kommt die Konvertierung in Frage.

Im Rahmen einer Analyse wurde für das Nowega-Netz die Möglichkeit der technischen Konvertierung von H-Gas zur Aufspeisung im L-Gas-Netz zur ausschließlichen Spitzenlastdeckung betrachtet. Als Basis für die wirtschaftliche Bewertung dieser Überlegungen wurde eine durch die Marktgebietsverantwortlichen beauftragte Studie zum Festlegungsbeschluss BK7-11-002 („Konni Gas“) bzw. das dort beschriebene vom Lehrstuhl für Gasversorgungssysteme der Technischen Universität Clausthal entwickelte Modell herangezogen. Inhalt dieser Studie ist ein Entscheidungsmodell für die Auswahl unterschiedlicher Anpassungsoptionen für die L-Gas-/ H-Gas-Versorgung mit Fokus auf qualitätsübergreifende Marktgebiete.

Für die bereits in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen aufgeführte Konvertierungsanlage im Netzbereich der Nowega wurde eine auf dieser Studie aufbauende wirtschaftliche Betrachtung von technischer Konvertierung ggü. der Marktraumumstellung durchgeführt. Zu beachten ist hier insbesondere auch der vor dem Hintergrund des planerischen verbleibenden L-Gas-Marktes vorteilhafte Standort der Konvertierungsanlage und die somit zugrunde gelegte Nutzungsdauer von ca. 15 Jahren. In diesem Fall wird seitens Nowega eine Konvertierung mit einer Gesamtleistung von max. 1,4 GWh/h

mittels Beimischung von vor Ort gelagertem Stickstoff vorgesehen. Die hier gewählte Variante der Konvertierung mittels Beimischung von Stickstoff berücksichtigt die technischen Anforderungen angeschlossener Netzanschlussnehmer sowie den vorgesehenen Einsatz zur Spitzenlastdeckung und die somit verhältnismäßig geringen Stickstofflagermengen. Im Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist die technische Konvertierung in diesem Fall gesamtwirtschaftlich vorteilhaft.

Das Ergebnis der Berechnungen für das Nowega-Netz trifft keine grundlegende Aussage zur Wirtschaftlichkeit von Konvertierungsanlagen. Diese ist von einer Vielzahl von Faktoren und Einsatzwecken abhängig und im Einzelfall entsprechend zu prüfen.

Eine weitere Konvertierungsmöglichkeit steht ab 2019 mit fester Kapazität im Netz der Thyssengas zur Verfügung. Hierbei wird für eine bereits bestehende Mischanlage (H-Gas/ Luft) in Broichweiden der Thyssengas eine feste H-Gas-Kapazität zur Konvertierung eingeplant. Bei Bedarfsspitzen wird dadurch eine gesicherte Einspeisung von 250 MWh/h in ein regionales L-Gas-System möglich, bis auch dieses System auf H-Gas umgestellt wird. Da hier auf bestehende Infrastruktur zurückgegriffen werden kann, sind keine Investitionen für die Konvertierung erforderlich und die Betriebskosten verfahrensbedingt gering. Das Entscheidungsmodell für die Auswahl unterschiedlicher Anpassungsoptionen der TU Clausthal fand daher keine Anwendung.

Weitere Netzbereiche, in denen der komplette Bedarf über 8.760 Stunden pro Jahr konvertiert werden müsste, werden nicht betrachtet, weil eine dauerhafte Konvertierung keine volkswirtschaftlich sinnvolle Alternative darstellt.

5.10 Fazit zum Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“

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

- Ermittlung und Darstellung der Leistungsbilanz der nächsten Jahre für L-Gas unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis zum Jahr 2030,
- Berücksichtigung der Marktraum-Umstellungsgeschwindigkeit (Anzahl der pro Jahr umstellbaren Geräte),
- Identifikation konkreter Projekte im Netzentwicklungsplan 2015 zur Sicherstellung der Versorgung,
- Prüfung der zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendigen technischen Maßnahmen, die rechtzeitig den L-Gas-Rückgang kompensieren können,
- Analyse sowohl der Möglichkeiten der Umstellung der Netze von L-Gas auf H-Gas als auch der temporären Umwandlung von H-Gas zu L-Gas durch Beimischung von Stickstoff bzw. Luft (technische Konvertierung),
- Erstellung einer vollständigen jahresscharfen Übersicht der L-Gas-Umstellungs-bereiche bis 2030, einschließlich der Bereiche, die erst nach 2030 umgestellt werden,

- Konkretisierung des verbleibenden L-Gas-Marktes,
- Berücksichtigung der vorliegenden Detailplanungen der Verteilnetzbetreiber,
- Auflistung aller von der Umstellung betroffenen Netzbetreiber sowie Zuordnung des jeweiligen Umstellungsjahres (Anlage 3).

Nach Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber kann die Versorgungssicherheit für die heute mit L-Gas versorgten Gebiete durch die vorgestellten Maßnahmen der Umstellung und temporäre technische Konvertierung weiterhin gewährleistet werden.

6 Entwicklung der H-Gas-Versorgung

6.1 H-Gas-Leistungsbilanz 2030

Die H-Gas-Leistungsbilanz 2030 untersucht, ob genügend H-Gas-Leistungen zur Verfügung stehen, um die in den Modellierungsvarianten II.A und II.B hinterlegten Gasbedarfsentwicklungen zu bedienen. Hierbei werden verfügbare Einspeiseleistungen (einschließlich unterbrechbarer Leistung, sofern sie in den betrachteten maximalen Abnahmeszenarien nach Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber dargestellt werden kann) den erwarteten Abnahmen gegenüber gestellt und marktgebietsweit aggregiert.

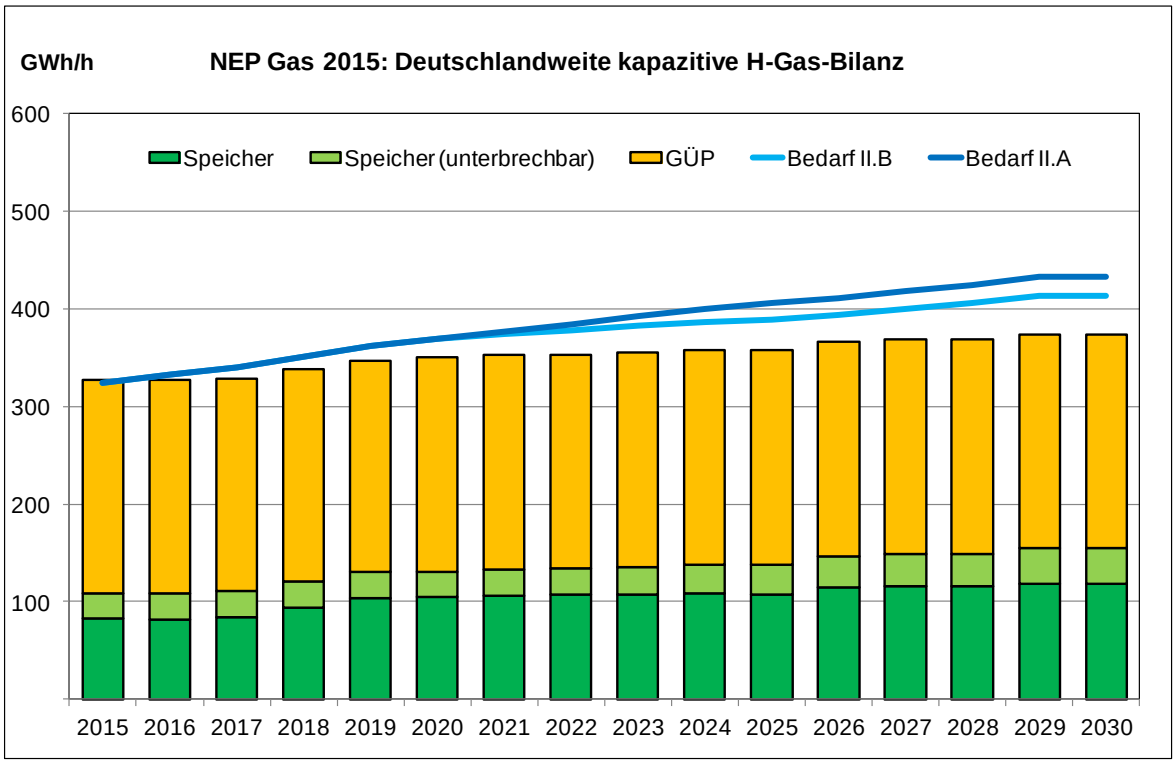
Wesentliche Annahmen für die H-Gas-Bilanz sind:

- Grenzübergangspunkte werden im Rahmen der technisch verfügbaren Kapazitäten berücksichtigt.
- Für Speicher wird eine saisonale Beschäftigung angenommen. Im Spitzenlastfall wird eine Auslagerung unterstellt. Die Analysen der Leistungsbereitstellung haben ergeben, dass von Speichern derzeit rund ein Drittel der benötigten Spitzenleistung dargestellt wird.
- Bestandskunden und nachgelagerte Netzbetreiber nehmen Kapazitäten entsprechend den Modellierungsvarianten II.A und II.B in Anspruch. Zusätzlicher Kapazitätsbedarf wird entsprechend den Modellierungsvarianten II.A und II.B angesetzt.
- Umstellungen von L-Gas-Gebieten auf eine H-Gas-Versorgung werden als erwartete H-Gas-Abnahme angesetzt.

Im Folgenden wird die in Abbildung 27 dargestellte deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz jeweils für die Modellierungsvariante II.A und II.B näher erläutert. Im Anschluss daran wird im folgenden Kapitel 6.2 die Aufteilung des sich aus der Bilanz ableitenden H-Gas-Zusatzbedarfs beschrieben.

- Die Kapazitätsentwicklung an den Grenzübergangspunkten (GÜP) zeigt im Betrachtungszeitraum bis 2030 eine weitgehend konstante Entwicklung.
- Die Leistungsbereitstellung der Speicher wächst von 82 GWh/h im Jahr 2015 auf rund 119 GWh/h im Jahr 2030. Dieser Anstieg resultiert im Wesentlichen aus neuen Speicher-Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV sowie Speicher-Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV sowie der Umstellung von L-Gas-Speichern. Der relative Anteil der Leistungsbereitstellung durch Speicher wird auch in Zukunft rund ein Drittel betragen, da im Zusammenhang mit der H-Gas-Quellenverteilung auch ein Anstieg der GÜP-Leistung angenommen wird.
- Der H-Gas-Gesamtbedarf steigt von rund 324 GWh/h im Jahr 2015 auf rund 413 GWh/h im Jahr 2030 in der Variante II.B bzw. rund 433 GWh/h in der Variante II.A. Hierin enthalten sind rund 100 GWh/h an GÜP-Exit-Leistung. Dies ist im Wesentlichen auf die Marktraumumstellung, den Zusatzbedarf der nachgelagerten Netzbetreiber und zusätzliche Kraftwerke zurückzuführen.

Abbildung 27: Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz für die Modellierungsvarianten II.A, II.B [GWh/h]



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 30: Daten zur H-Gas-Bilanz [GWh/h]

Angaben in GWh/h	Speicher	Speicher (unter-brechbar)	GÜP	Entry	Bedarf II.A	Bedarf II.B	Zusatzbedarf II.A	Zusatzbedarf II.B
2015	82	27	218	327	324	324	-3	-3
2016	82	27	219	327	333	333	6	6
2017	84	27	217	328	340	340	11	11
2018	94	27	217	338	351	351	13	13
2019	104	27	217	347	362	362	15	15
2020	104	27	220	351	370	370	19	19
2021	106	27	220	353	377	374	24	21
2022	107	27	220	353	384	378	31	24
2023	107	29	220	355	392	383	37	27
2024	108	30	220	358	400	386	42	28
2025	108	31	220	358	406	389	48	31
2026	114	32	220	366	411	394	45	27
2027	115	33	220	368	418	400	50	32
2028	115	34	220	369	424	405	55	37
2029	119	36	220	374	433	413	58	39
2030	119	36	220	374	433	413	58	39

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.2 Zusatzbedarf entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung in den Modellierungsvarianten

Der sich aus der H-Gas-Bilanz für die Jahre 2020 und 2025 in den Modellierungsvarianten II.A und II.B ergebende Zusatzbedarf wird im Folgenden auf die Marktgebiete und Zuordnungspunkte aufgeteilt.

Modellierungsvariante II.A: Quellenverteilung

Der summierte Zusatzbedarf zum Leistungsausgleich beider Marktgebiete in Höhe von 25,5 GWh/h (2020) bzw. 48,4 GWh/h (2025) (vgl. Tabelle 31) wird entsprechend der Quellenverteilung angesetzt. In dem Wert für das Jahr 2020 ist der Bedarf für die L-H-Gas-Umstellungsgebiete des Jahres 2021 von rund 6,5 GWh/h berücksichtigt. Das H-Gas-System muss bereits Ende 2020 für den Bedarf der Marktraumumstellung 2021 fertiggestellt sein, um mit der L-H-Gas-Umstellung dieser Umstellungsgebiete Anfang des Jahres 2021 beginnen zu können.

In Variante II.A ergibt sich für den H-Gas-Bereich von GASPOOL für die Jahre 2020 bzw. 2025 ein Zusatzbedarf in Höhe von 5,3 GWh/h bzw. 7,2 GWh/h. Für den H-Gas-Bereich des Marktgebiets NetConnect Germany (NCG) beträgt der Zusatzbedarf in 2020 rund 20,2 GWh/h und in 2025 etwa 41,2 GWh/h.

Anhand der Quellenverteilung wird zugrunde gelegt, dass zusätzliche Einspeisekapazitäten über Bunde/ Oude und Greifswald nach Deutschland an das Marktgebiet GASPOOL angebunden werden. Analog hierzu werden zusätzliche Einspeisekapazitäten im NCG-Marktgebiet über die Grenzübergangspunkte Emden, Eynatten, Medelsheim, Überackern und Wallbach eingeplant. Gemäß Quellenverteilung kann der jeweilige Zusatzbedarf der Marktgebiete nach Modellierungsvariante II.A für die Jahre 2020 und 2025 gedeckt werden (vgl. Tabelle 31).

Tabelle 31: H-Gas-Leistungsbilanz II.A für die Jahre 2020 und 2025 in GWh/h

	2020		2025	
	GASPOOL	NCG	GASPOOL	NCG
(I) Zusatzbedarf nach Variante II.A	5,3	20,2	7,2	41,2
(II) Zusätzliche Kapazitäten über Quellenverteilung:				
Greifswald	2,8	-	5,3	-
Bunde/Oude	2,5	-	1,9	-
Eynatten	-	2,2	-	9,7
Medelsheim	-	1,3	-	1,3
Emden	-	1,6	-	1,6
Wallbach	-	10,0	-	23,5
Überackern	-	5,1	-	5,1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Modellierungsvariante II.B: Quellenverteilung

In der Modellierungsvariante II.B werden die H-Gas-Leistungsbilanzen analog zur Modellierungsvariante II.A gebildet. Einziger Unterschied in der Leistungsbilanz der Variante II.B ist der Ansatz der internen Bestellleistungen für den Betrachtungszeitraum nach Modellierungsvariante II.B.

Der summierte Zusatzbedarf zum Leistungsausgleich beider Marktgebiete in Höhe von 25,5 GWh/h (2020) bzw. 31,0 GWh/h (2025) (vgl. Tabelle 32) wird entsprechend der Quellenverteilung angesetzt.

In Variante II.B ergibt sich für den H-Gas-Bereich von GASPOOL für die Jahre 2020 bzw. 2025 ein Zusatzbedarf in Höhe von 5,3 GWh/h bzw. 0,2 GWh/h. Für den H-Gas-Bereich des Marktgebiets NetConnect Germany (NCG) beträgt der Zusatzbedarf in 2020 rund 20,2 GWh/h und in 2025 etwa 30,8 GWh/h.

Anhand der Quellenverteilung wird zugrunde gelegt, dass zusätzliche Einspeisekapazitäten über Bunde/ Oude und Greifswald nach Deutschland an das Marktgebiet GASPOOL angebunden werden. Analog hierzu werden zusätzliche Einspeisekapazitäten im Marktgebiet NetConnect Germany (NCG) über die Grenzübergangspunkte Emden, Eynatten, Medelsheim, Überackern und Wallbach eingeplant.

Gemäß Quellenverteilung kann der jeweilige Zusatzbedarf der Marktgebiete nach Modellierungsvariante II.B für das Jahr 2020 gedeckt werden (vgl. Tabelle 32).

Für das Betrachtungsjahr 2025 ergibt sich für das NCG-Marktgebiet aus der Quellenverteilung eine Unterdeckung in Höhe von 3,2 GWh/h. Diese kann aus dem sich für das Marktgebiet GASPOOL ergebenden Überschuss in Höhe von 3,2 GWh/h gedeckt werden und wird zusätzlich über die NOWAL in Drohne an NCG übergeben (vgl. Tabelle 32).

Tabelle 32: H-Gas-Leistungsbilanz II.B für die Jahre 2020 und 2025 in GWh/h

	2020		2025	
	GASPOOL	NCG	GASPOOL	NCG
(I) Zusatzbedarf nach Variante II.B	5,3	20,2	0,2	30,8
(II) Zusätzliche Kapazitäten über Quellenverteilung:				
Greifswald	2,8	-	3,4	-
Bunde/Oude	2,5	-	0,0	-
Eynatten	-	2,2	-	6,4
Medelsheim	-	1,3	-	1,3
Emden	-	1,6	-	1,6
Wallbach	-	10,0	-	13,3
Überackern	-	5,1	-	5,1
Austausch zwischen den Marktgebieten in Drohne	0,0	0,0	-3,2	3,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Erläuterung der Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung

Gemäß Szenariorahmen 2015 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die nachfolgenden Grenzübergangspunkte für die Berücksichtigung in der H-Gas-Quellenverteilung vorgeschlagen. In der folgenden Tabelle präzisieren die Fernleitungsnetzbetreiber ihr Vorgehen bei der Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung auf die einzelnen GÜP.

Tabelle 33: Vorgehen bei der Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung

Land	GÜP-Regionen	Erläuterung der Berücksichtigung des Zusatzbedarfs in der H-Gas-Quellenverteilung
Region Nordost		
Polen	Mallnow	Mallnow wurde nicht zusätzlich berücksichtigt, da der TYNDP 2013 kein Projekt zur Kapazitätssteigerung in Polen in Ost-West-Richtung enthält.
Russische Föderation	Greifswald	Der komplette Zusatzbedarf aus der Region Nordost wird über Greifswald gedeckt. Diese Leistungen sind durch Nord Stream zusätzlich bereitstellbar (vgl. Stellungnahme zum SR NEP Gas 2015).
Region West		
Niederlande	Bunde/ Oude Statenzijl H-Gas	Die im Marktgebiet GASPOOL benötigten Mengen, die über die Mengen in Greifswald hinaus zusätzlich benötigt werden, werden in Oude Statenzijl H-Gas angesetzt, da die Leistung in Bunde direkt in den L-H-Gas-Umstellungsbereichen nutzbar ist.
Norwegen	Emden	Emden wurde zusätzlich zu den in der H-Gas-Quellenverteilung genannten Punkten in der Region West berücksichtigt, da das GUD-Kraftwerk Herne mit einer Leistung von 1.600 MWh/h (fDZK) diesem Entry-Punkt zugeordnet wurde.
Frankreich	Medelsheim	Medelsheim wurde mit rund 1,3 GWh/h angesetzt. Hierbei wurden die Leistungen der Kraftwerke Karlsruhe RDK (740 MWh/h) und Ensdorf (590 MWh/h) (alle fDZK) berücksichtigt. Diese Mengen sind im Gegenstrom abfahrbar. Es erfolgt keine zusätzliche Berücksichtigung von H-Gas-Leistungen im NEP Gas 2015, da im französischen Plan décennal 2013-2022 signalisiert wurde, dass es mittelfristig sehr unwahrscheinlich ist, dass in Frankreich zusätzliche LNG-Regasifizierungskapazität für Exporte nach Deutschland geschaffen wird.
Niederlande	Bocholtz	In Bocholtz wurden keine weiteren H-Gas-Mengen angesetzt, weil zusätzliche H-Gas-Mengen über die Niederlande langfristig effizienter durch die bestehenden Systeme in Elten und Vreden transportiert werden können. Darüber hinaus führt ein zusätzlicher H-Gas-Bezug in Bocholtz zu einem spezifisch teureren Ausbau des nördlichen TENP-Systems.
Niederlande	Elten/ Zeevenar	In Elten wurden keine zusätzlichen H-Gas-Mengen angesetzt, weil zuvor eine entsprechende Entlastung des NETG-Systems stattfinden muss (erst nach 2025 erwartet). Danach können auch über Elten H-Gas-Leistungen übernommen werden.
Belgien	Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch	Für die Region West werden Mengen in Emden, Oude Statenzijl H-Gas und Medelsheim angesetzt. Die verbleibenden H-Gas-Zusatzmengen für die Region West werden in Eynatten berücksichtigt. Darin sind rund 1,7 GWh/h für die Kraftwerke Scholven (866 MWh/h) und Knapsack II (860 MWh/h) (alle fDZK) enthalten. Entsprechend der Stellungnahme der Fluxys Belgium sind ausreichend Kapazitäten auf belgischer Seite vorhanden.
Region Süd/ Südost		
Österreich	Oberkappel	Die derzeitigen Diskussionen im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit in Osteuropa und der Ukraine führen in Situationen bei sehr kalten Temperaturen eher zu Flussrichtungen in Richtung Südosten. Daher wird in Spitzenlastszenarien kein Entry in Oberkappel angesetzt.
Österreich	Überackern	Überackern wurde mit rund 5,1 GWh/h angesetzt. Hierbei wurden die Leistungen der Kraftwerke CCPP Haiming (1.460 MWh/h), Kraftwerk Leipheim (2.493 MWh/h) und Irsching (1.100 MWh/h) (alle fDZK) berücksichtigt. Die Gas Connect Austria weist im KNEP eine technische Kapazität am GÜP Überackern von rund 7,5 GWh/h aus. Mit dem in der H-Gas Bilanz angesetzten Zusatzbedarf und den bestehenden FZK in Überackern werden die im KNEP genannten technischen Kapazitäten erreicht.
Schweiz	Wallbach	Für die Region Süd/ Südost werden in Überackern 5,1 GWh/h angesetzt. Die verbleibenden H-Gas-Zusatzmengen für die Region Süd/ Südost werden in Wallbach berücksichtigt. Die Reversierung der Fernleitungsinfrastruktur von Italien nach Deutschland ist entsprechend dem TYNDP 2013 für das Jahr 2015/2016 vorgesehen. Dies führt zu ausreichenden Exit-Kapazitäten aus der Schweiz in Richtung Deutschland. Die Stellungnahmen von SNAM S.p.A. und FluxSwiss unterstützen diese Berücksichtigung.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Ausblick auf den Zeitraum 2026 bis 2030

Im Hinblick auf die bis mindestens 2029 laufende L-H-Gas-Umstellung und den daraus resultierenden Zusatzbedarf sei darauf hingewiesen, dass der aus der Quellenverteilung zu deckende H-Gas-Bedarf auch nach 2025 weiter steigen wird (vgl. Abbildung 27).

Entsprechend der dargestellten Bedarfsentwicklung wäre dann, je nach Szenario, in 2030 im GASPOOL-Marktgebiet ein zusätzlicher Bedarf von ca. 1,7 GWh/h in der Variante II.B bis 2,3 GWh/h in der Variante II.A zu decken. Für das NCG-Markgebiet würde für 2030, je nach Szenario, eine weitere Unterdeckung von etwa 6,5 GWh/h in der Variante II.B bzw. 7,7 GWh/h in der Variante II.A erwartet.

Der Großteil der L-Gas-Speicher wird erst nach dem Jahr 2025 umgestellt werden können, weshalb sich zwischen den Jahren 2025 und 2030 ein relativ geringer Zusatzbedarf über die H-Gas-Quellenverteilung ergibt.

7 Ergebnisse der Modellierung

7.1 Beschreibung der Modellierungsvarianten

Im Folgenden werden die geänderten und zusätzlichen Anforderungen entsprechend der beiden Modellierungsvarianten II.A und II.B im Überblick dargestellt, bevor im Anschluss auf die Modellierungsergebnisse eingegangen wird.

In Modellierungsvariante II.A liegt der Fokus auf der Modellierung der internen Bestellung der nachgelagerten Netzbetreiber mit der plausibilisierten Langfristprognose bis 2025.

In Modellierungsvariante II.B liegt der Fokus auf der Modellierung der internen Bestellung der nachgelagerten Netzbetreiber mit der plausibilisierten Langfristprognose bis 2020, danach erfolgt die Modellierung auf Basis der Gasbedarfsentwicklung des Szenariorahmens (Szenario II) bis 2025.

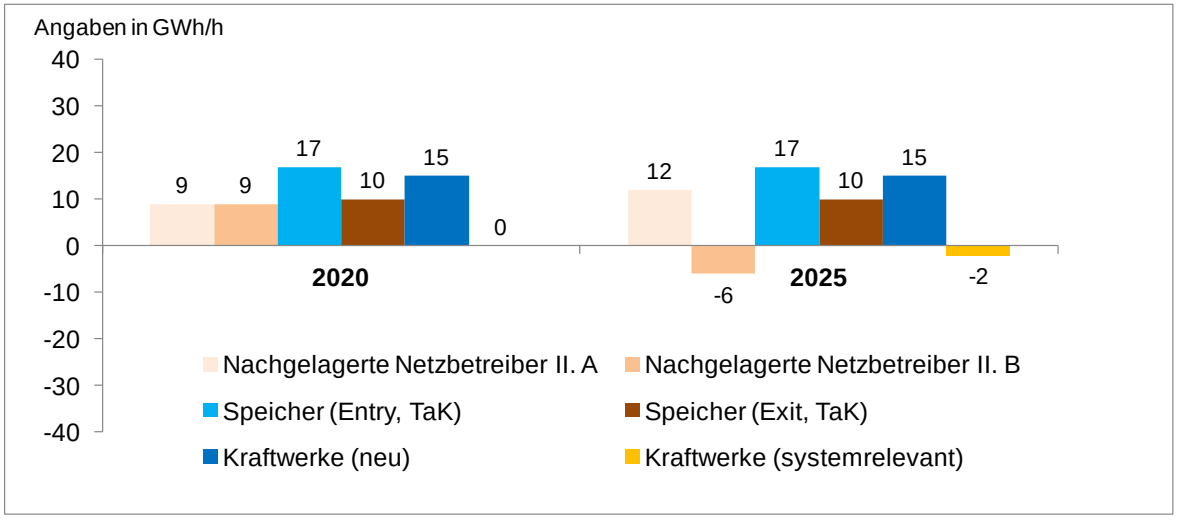
Speicher-Neubauten bzw. Erweiterungen mit Kapazitätsreservierungen gemäß § 38 GasNZV und Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (Stichtag: 15.08.2014) werden mit 100 % der angefragten Leistung als feste temperaturabhängige Kapazität (TaK) berücksichtigt.

Nicht-systemrelevante Bestandskraftwerke werden unverändert in die Modellierung übernommen, Neubau-Kraftwerke und heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke (nicht-bivalent) werden mit fDZK für Kraftwerke modelliert.

Mehr-/ Minderbedarf durch interne Bestellungen, Speicher und Kraftwerke

In den Modellierungsvarianten II.A und II.B ergeben sich für die Jahre 2020 und 2025 die in der Abbildung 28 sowie in der Tabelle 34 dargestellten Änderungen hinsichtlich der internen Bestellungen, Speicher und Kraftwerke:

Abbildung 28: Geänderte Anforderungen in 2020 und 2025 in den Modellierungsvarianten [GWh/h]



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Einzelnen stellt sich die Entwicklung wie folgt dar:

Tabelle 34: Zusätzliche Anforderungen in 2020 und 2025 in den Segmenten Kraftwerke, Speicher und interne Bestellung in den Modellierungsvarianten [MWh/h]

Segment/ Name	Gas-qualität	Fernleitungs-netzbetreiber	2020	2025
Kraftwerke (Neubau)			**14.826**	**15.026**
UPM Schongau	H-Gas	bayernets	0	0
GuD-Heizkraftwerk, Bautzen	H-Gas	ONTRAS	146	146
Heizkraftwerk Flensburg	H-Gas	GUD	280	280
KW VW, Wolfsburg	L-Gas	GUD	200	200
Knapsack II	H-Gas	OGE	860	860
Stora Enso Kabel GmbH	H-Gas	GASCADE	135	135
Gaskraftwerk Ensdorf	H-Gas	OGE	590	590
Niehl IIIa	L-Gas	OGE	580	580
GuD Leverkusen	H-Gas	GASCADE	1.181	1.181
Stuttgart	H-Gas	terranets	715	715
CCPP Haiming	H-Gas	bayernets	1.460	1.460
Wedel	H-Gas	GUD	865	865
KW Leipheim	H-Gas	bayernets	2.493	2.493
Kraftwerk Scholven*	H-Gas	OGE/ Thyssengas	866	866
Trianel Kraftwerk Krefeld	H-Gas	GASCADE	2.300	2.300
GuD-KW Herne	H-Gas	Thyssengas	1.600	1.600
Gasmotorenheizkraftwerk Kiel	H-Gas	GUD	555	755
Kraftwerke (Systemrelevant)			**0**	**-1.914**
Staudinger 4	H-Gas	OGE	0	-1.914
Speicher (Entry)			**16.865**	**16.865**
Kiel Rönne	H-Gas	GUD	1.800	1.800
Etzel	H-Gas	OGE	3.659	3.659
Haiming 2-RAGES	H-Gas	bayernets	675	675
Haidach, Stufe II	H-Gas	OGE	2.146	2.146
Haidach, Stufe II	H-Gas	OGE	2.585	2.585
Jemgum I	H-Gas	GASCADE	6.000	6.000
Speicher (Exit)			**9.538**	**9.538**
Kiel Rönne	H-Gas	GUD	1.260	1.260
Haiming 2-RAGES	H-Gas	bayernets	675	675
Haidach, Stufe II	H-Gas	OGE	1.776	1.776
Haidach, Stufe II	H-Gas	OGE	2.585	2.585
Empelde	L-Gas	Nowega	1.635	1.635
Jemgum I	H-Gas	GASCADE	1.607	1.607
Nachgelagerte Netzbetreiber II.A			**8.000**	**11.910**
Summe	H-Gas	Alle	5.725	8.926
Summe	L-Gas	Alle	2.274	2.984
Nachgelagerte Netzbetreiber II.B			**8.000**	**-6.346**
Summe	H-Gas	Alle	5.725	-4.073
Summe	L-Gas	Alle	2.275	-2.273

** Die angefragte Exit-Kapazität kann sowohl von OGE, nach Umstellung des Marktraums Marl ab 2019 und Inbetriebnahme der GDRM-Anlage Legden (ID 225-02), als auch ausbaufrei von Thyssengas ab 2018 als fDZK dargestellt werden.*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.2 Modellierungsergebnisse

Die Modellierungsergebnisse der Variante II.B werden im Kapitel 7.2.1, die Modellierungsergebnisse der Variante II.A in Kapitel 7.2.2 dargestellt.

7.2.1 Modellierungsvariante II.B

Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse der Variante II.B für die Jahre 2020 und 2025 beschrieben. Hierbei werden die Unterschiede mit dem NEP Gas 2014[8] hervorgehoben. Grundsätzlich wird dabei eine Einteilung in die nachfolgenden vier Kategorien vorgenommen:

- A) Unveränderte Maßnahmen gegenüber NEP Gas 2014
- B) Veränderte Maßnahmen gegenüber NEP Gas 2014
- C) Zusätzliche Maßnahmen gegenüber NEP Gas 2014
- D) Entfallene Maßnahmen gegenüber NEP Gas 2014

Innerhalb einer Kategorie wird dann noch in jeweiligen Unterkapiteln zwischen den Jahren 2020 und 2025 unterschieden. Eine Kurzbeschreibung der Maßnahmen findet sich in Anlage 6 (Projektsteckbriefe).

A) Unveränderte Maßnahmen gegenüber NEP Gas 2014

Folgende Maßnahmen aus dem NEP Gas 2014 sind unverändert Ergebnis der Modellierungsvariante II.B für das Jahr 2020:

- Leitung Schwandorf-Forchheim (ID 024-04a)
- GDRM-Anlage Schwandorf (ID 024-04b)
- GDRM-Anlage Arresting (ID 024-04c)
- VDS Rothenstadt (ID 026-06)
- Leitung Forchheim-Finsing (ID 028-04)
- VDS Amerdingen/Wertingen (ID 036-04)
- VDS Werne (ID 038-01)
- VDS Werne (ID 040-05)
- Leitung Epe-Legden (ID 045-04)
- Anbindung Ahlten 3 (ID 111-01)
- M+R Achim (ID 119-01)
- M+R Ganderkesee (ID 121-01)
- GDRM-Anlage Mittelbrunn (ID 206-01)
- GDRM-Anlage Obermichelbach (ID 207-01)
- GDRM-Anlage Rimpar (ID 208-01)
- GDRM-Anlage Gernsheim (ID 209-01)
- Umstellung auf H-Gas (Bereich: Walsrode/ Fallingbostel) (ID 220-01)
- Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg) (ID 221-01)

8 „NEP 2014“ bezieht sich hier auf Anlage 4 des finalen NEP 2014 [FNB Gas 2015].

Darüber hinaus sind folgenden Maßnahmen aus dem NEP Gas 2014 unverändert Ergebnis der Modellierungsvariante II.B für 2025:

- Leitung Voigtslach-Paffrath (ID 067-02)
- Querspange Raum Pforzheim-Raum Bietigheim (ID 112-01)
- Querspange Raum Leonberg-Raum Reutlingen (ID 113-01)
- M+R Raum Pforzheim-Bietigheim (ID 116-01)
- M+R Raum Leonberg-Reutlingen (ID 117-01)
- Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz) (ID 223-01)

B) Veränderte Maßnahmen gegenüber NEP Gas 2014

Folgende Maßnahmen aus dem NEP Gas 2014 sind mit geänderten technischen Parametern Ergebnis der Modellierungsvariante II.B für das Jahr 2020. Die Gründe für die Anpassung der Netzausbaumaßnahmen werden im Folgenden dargestellt:

- VDS Herbstein (ID 049-07)
  Für die im bestätigten NEP Gas 2014 vorgesehene Neubaumaßnahme VDS Herbstein erhöht sich – auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Projektabwicklung – die Verdichterleistung von (2+1) * 11 MW geringfügig auf (2+1) * 13 MW.

- VDS ZEELINK (ID 203-02)
  Im Vergleich zum bestätigten NEP Gas 2014 wurde die Verdichterkonfiguration geringfügig verändert. Auf der Basis aktueller Erkenntnisse wurde die Maschinenauslegung auf (2+1) * 13 MW optimiert. Darüber hinaus wird die Inbetriebnahme, aufgrund der geplanten L-H-Gas-Umstellungsbereiche ab dem Jahr 2021, bereits bis Dezember 2020 notwendig. Darüber hinaus wird die VDS Rheinland des bestätigten NEP Gas 2014 in VDS ZEELINK umbenannt.

- Leitung ZEELINK 1 (St. Hubert-Eynatten) (ID 204-02)
  Im Vergleich zum bestätigten NEP Gas 2014 wird die Inbetriebnahme, aufgrund der geplanten L-H-Gas-Umstellungsbereiche ab dem Jahr 2021, bereits bis Dezember 2020 notwendig.

- Leitung ZEELINK 2 (Legden-St. Hubert) (ID 205-02)
  Im Vergleich zum bestätigten NEP Gas 2014 wird die Inbetriebnahme, aufgrund der geplanten L-H-Gas-Umstellungsbereiche ab dem Jahr 2021, bereits bis Dezember 2020 notwendig.

- Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/ Achim/ Delmenhorst) (ID 222-02)
  Diese Maßnahme umfasst die technischen Änderungen, die zur Umstellung der Bereiche Bremen/ Delmenhorst und Achim notwendig sind. Die Bereiche umfassen die gesamten Netze der genannten Städte mit der Ausnahme des nördlichen Teils vom Netz der wesernetz Bremen GmbH (nördlich der Lesum), der über die Station Bremen Nord versorgt wird. Im Vergleich zum NEP Gas 2014 wurde die Integration der derzeitigen L-Gas-Netzkopplungspunkte zwischen OGE und wesernetz GmbH in das GUD-H-Gas-System mit in diese Maßnahme aufgenommen.

- GDRM-Anlage Nordlohne und Verbindungsleitung (ID 224-02)
  Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.

- GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung (ID 225-02)
  Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.

- GDRM-Anlage Rechtenbach und Verbindungsleitung (ID 226-02)
  Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung, sowie einer Standortverschiebung von Weidenhausen nach Rechtenbach.

- GDRM-Anlage Marburg und Verbindungsleitung, sowie eine neue Leitung (ID 227-02)
  Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.

- GDRM-Anlage Hilter und Verbindungsleitung (ID 228-02)
  Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung. Die Inbetriebnahme wird, aufgrund der vorgezogenen Umstellung des Umstellungsbereichs Teutoburger Wald 6, bereits bis Dezember 2018 notwendig. Darüber hinaus wird die GDRM-Anlage Voxtrup 2 des bestätigten NEP Gas 2014 in GDRM-Anlage Hilter umbenannt.

Darüber hinaus sind folgende Maßnahmen aus dem NEP Gas 2014 mit geänderten technischen Parametern Ergebnis der Modellierungsvariante II.B für 2025. Die Gründe für die Anpassung der Netzausbaumaßnahmen werden im Folgenden dargestellt:

- Erweiterung NEL (ID 110-06)
  Im Vergleich zum bestätigten NEP Gas 2014 wurde die Verdichterleistung der VDS Hamburg aufgrund geringerer Zusatzmengen aus der H-Gas-Quellenverteilung für Greifswald von (1+1) * 30 MW auf (1+1) * 25 MW reduziert.

C) Zusätzliche Maßnahmen gegenüber NEP Gas 2014

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante II.B für das Jahr 2020 gegenüber dem NEP Gas 2014 werden im Folgenden beschrieben:

- VDS Schatteburg (ID 300-01)
  Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Verdichterstation mit zwei Verdichtereinheiten, von denen eine Einheit als Standby vorgesehen ist. Die Station ist zur Verdichtung in West-Ost- und Ost-West-Richtung vorgesehen und wird benötigt, um den erhöhten Importbedarf aus den Niederlanden ab 2020 durch die L-H-Gas-Umstellung (H-Gas-Quellenverteilung) sowie die H-Gas-Versorgung von Umstellungsbereichen an der Leitung 31 (Bunder-Tief-Emsbüren) sicher zu stellen.

- Überspeisung Embsen (ID 301-01)
  Diese Maßnahme erhöht die Übernahmeleistung aus der NEL/ Greifswald in das Netz der GUD zur Aufnahme zusätzlicher Mengen nach der H-Gas-Quellenverteilung und erhöht die Austauschmöglichkeiten im Marktgebiet GASPOOL.

- Ltg. Datteln – Herne (ID 302-01)
  Zur Schaffung der Ausspeisekapazitäten für das GuD-Kraftwerk Herne (BNetzA ID BNAP125) wird eine neue Leitungsverbindung zwischen Datteln und Herne erforderlich um das bestehende Netz zu verstärken und eine Anbindung des Kraftwerks zu ermöglichen.

- Ltg. Deggendorf-Plattling (ID 303-01)
  Mit der Leitungsbaumaßnahme Deggendorf-Plattling können große Letztverbraucher (Industriebetriebe) im Raum Plattling direkt an das deutsche Fernleitungsnetz angebunden werden. Die Dimensionierung ermöglicht ebenfalls den direkten Anschluss des systemrelevanten Kraftwerkes Plattling (BNA0805, Daimler AG/UPM GmbH) an das deutsche Fernleitungsnetz und an internationale Transportleitungen (MEGAL, WAG). Dies bedeutet eine Entlastung des betreffenden nachgelagerten Verteilnetzbetreibers insbesondere bei Lastspitzen. Ebenso wird eine Teilnetz-Bildung (mit entsprechenden Wälzungskosten mehrerer vorgelagerter Netzebenen) in dieser Region vermieden.

- Reversierung West-Ost MEGAL VDS Waidhaus (ID 304-01)
  Im Szenariorahmen für den NEP Gas 2015 haben die Fernleitungsnetzbetreiber angekündigt, Untersuchungen anzustellen, um aufzuzeigen, welche Maßnahmen für eine Flussumkehr von Deutschland nach Tschechien am Grenzübergangspunkt Waidhaus (Reverse-Flow) erforderlich sind. Die Untersuchungen haben ergeben, dass durch technische Maßnahmen auf der Station der MEGAL in Waidhaus die Möglichkeit des physischen Gasflusses von Deutschland in die Tschechische Republik auf unterbrechbarer Basis geschaffen werden kann.

- Reversierung TENP (ID 305-01)
  Die Maßnahme umfasst die Reversierung (Süd-Nord) der Verdichterstation Hügelheim sowie die Errichtung einer Deodorierungsanlage nahe der deutsch-schweizerischen Grenze zur Schaffung der Möglichkeit, Erdgas aus Süd/ Südost-europa gemäß H-Gas-Quellenverteilung über den Grenzübergangspunkt Wallbach transportieren zu können.

- GDRM-Anlage Epe (ID 306-01)
  Errichtung einer neuen GDRM-Anlage in Epe zur Erhöhung der Überspeisemöglichkeiten in Richtung Süden für die L-H-Gas-Umstellung.

- GDRM-Anlage Mittelbrunn (ID 307-01)
  Erweiterung der GDRM-Anlage Mittelbrunn zur Erhöhung der bidirektionalen Überspeisemöglichkeiten zwischen MEGAL und TENP.

- GDRM-Anlage Gernsheim (ID 308-01)
  Erweiterung der GDRM-Anlage Gernsheim für die Überspeisung von Gasmengen von Scheidt in Richtung MEGAL.

- VDS MEGAL Rimpar (ID 309-01)
  Erweiterung der VDS MEGAL Rimpar für den Fahrweg in Richtung Sannerz.

- GDRM-Anlage Reichertsheim (ID 310-01)
  Errichtung einer neuen GDRM-Anlage in Reichertsheim zur Erhöhung der Überspeisekapazitäten zwischen OGE und bayernets.

- Leitung Schlüchtern-Rimpar (ID 311-01)
  Druckanhebung auf einem Teilstück der Leitung Schlüchtern-Rimpar von 80 auf 84 barg zur Erhöhung der Überspeisemöglichkeiten von der MEGAL in Richtung Norden für die L-H-Gas-Umstellung.

- Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas (ID 320-01)
  Zur Aufspeisung des Netzgebietes Bergheim 1 mit H-Gas ist eine bestehende Systemtrennung aufzulösen und neue Trennungen zu schaffen. Zusätzlich ist zur Umbindung eines Netzkopplungspunktes eine neue Leitungsverbindung erforderlich.

- GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung (ID 321-01)
  Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitungen Lauterbach-Scheidt und Scheidt-Weidenhausen sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung.

  Leitung Weidenhausen-Gießen (ID 322-01)
  Errichtung einer neu zu bauenden Leitung zwischen Weidenhausen und Gießen.

- Schieberanlage Paffrath und Verbindungsleitung (ID 323-01)
  Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung Werne-Paffrath und der Aggertalleitung von Thyssengas.

- Schieberanlage Niederpleis und Verbindungsleitung (ID 324-01)
  Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung Paffrath-Rüsselsheim und der Leitung in Richtung Niederpleis sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung.

- Schieberanlage Neukirchen und Verbindungsleitung (ID 325-01)
  Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung St. Hubert-Paffrath und der Leitung in Richtung Düsseldorf sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung.

- Schieberanlage Horrem und Verbindungsleitung (ID 326-01)
  Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung St. Hubert-Paffrath und der Leitung in Richtung Dormagen sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung.

- GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung (ID 327-01)
  Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitungen in Richtung Werdohl, Haiger, Wissen und Radevormwald sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung.

- GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung (ID 328-01)
  Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Scheidt-Wetzlar und der Leitung Wesseling-Raunheim sowie der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung.

- GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung (ID 329-01)
  Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung in Richtung

Koblenz und der Leitung in Richtung Bonn sowie der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung.

- GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung (ID 330-01)
  Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Paffrath-Rüsselsheim und der Leitungen in Richtung Dorsten und Köln sowie der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung.

- GDRM-Anlage Scheidt (ID 331-01)
  Erweiterung der GDRM-Anlage zur Verbindung der L-Gas und H-Gas-Leitungen auf der Station Scheidt.

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante II.B für das Jahr 2025 gegenüber dem NEP Gas 2014 werden im Folgenden beschrieben:

- Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung (ID 229-01)
  Anpassungen des Transportsystems der OGE zur Umstellung der OGE-Netzgebiete im Zeitraum von 2022 bis 2025. Die entsprechenden Maßnahmen werden in den folgenden NEP konkretisiert.

- Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2022-2025 (ID 231-01)
  Anpassungen des Transportsystems der Thyssengas zur Umstellung der Thyssengas-Netzgebiete im Zeitraum von 2022 bis 2025. Die entsprechenden Maßnahmen werden in den folgenden NEP konkretisiert.

- VDS MEGAL Rimpar (ID 312-01)
  Neubau der VDS MEGAL Rimpar zur Erhöhung der Überspeisemöglichkeiten von der MEGAL in Richtung Norden für die Umstellungsbereiche im Raum Bonn.

- VDS St. Hubert (ID 313-01)
  Neubau der VDS St. Hubert zur Verdichtung von Mengen aus der ZEELINK in die Leitung Elten-Paffrath für die Umstellungsbereiche im Raum Köln.

- GDRM-Anlage Leeheim (ID 314-01)
  Errichtung einer neuen GDRM-Anlage in Leeheim zur Erhöhung der Überspeisemöglichkeiten in Richtung Süden für die L-H-Gas-Umstellung.

- Erweiterung NOWAL (ID 316-01)
  Anpassung des Leitungsdurchmessers von DN600 auf DN700 und der GDRM-Anlage wegen höherer Übergabe von GASPOOL an NCG gemäß H-Gas-Bilanz (vgl. Abschnitt 6.2). Aufgrund der noch nicht erfolgten Beschaffung der Rohre kann diese Anpassung in das Projekt des Startnetzes (vgl. Kapitel 4.3) ohne Verschiebung des Inbetriebnahmezeitpunkts 12/2017 erfolgen.

- Schieberanlage Ergste und Verbindungsleitung (ID 332-01)
  Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung Werne-Paffrath und dem Regler Ergste sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung.

- GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung (ID 333-01)
  Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Werne-

Schlüchtern und der Leitung Beckum-Werdohl sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung.

- Schieberanlage Rauschendorf und Verbindungsleitung (ID 334-01)
  Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung Wesseling-Raunheim und der Leitung Koblenz-Frankfurt sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung.

- GDRM-Anlage Marienheide und Verbindungsleitung, sowie Anschlussleitungen (ID 335-01)
  Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Umstellung des Raums Wipperfürth-Niederschelden sowie mehrerer Anschlussleitungen.

- Schieberanlage Oberaden und Verbindungsleitung (ID 336-01)
  Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung Werne-Paffrath und dem Regler Oberaden sowie der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung.

- GDRM-Anlage Porz (ID 337-01)
  Erweiterung der GDRM-Anlage zur Verbindung der L-Gas- und H-Gas-Leitungen auf der Station Porz.

- GDRM-Anlage Paffrath (ID 338-01)
  Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Werne-Paffrath und der Leitung St. Hubert-Paffrath.

- GDRM-Anlage Wiefelstede (ID 339-01)
  Bei dieser Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer GDRM-Anlage zur Übernahme von H-Gas-Mengen aus der NETRA in Höhe Wiefelstede. Die GDRM-Anlage dient dem Antransport von H-Gas-Mengen für den L-H-Gas-Umstellungsprozess.

D) Entfallene Maßnahmen gegenüber NEP Gas 2014

Alle Maßnahmen des NEP Gas 2014 haben sich in der Modellierung der Variante II.B bestätigt.

7.2.2 Modellierungsvariante II.A

Die Ergebnisse der Modellierungsvariante II.A für 2025 sind im Wesentlichen identisch mit denen der Variante II.B. Im Folgenden werden die **zusätzlichen und entfallenen Netzausbaumaßnahmen** der Modellierungsvariante **II.A gegenüber** der Modellierungsvariante **II.B** beschrieben:

A) Zusätzliche Maßnahmen

- Loop Heidenau-Sauensiek (ID 315-01)
  Die nach Schleswig-Holstein über das Netz der GUD transportierten Gasmengen werden in Heidenau aus der NEL entnommen. Bei den in Variante II.A anzusetzenden Leistungen ist der Druckabfall hinter Heidenau zu stark. Ein teilweiser Loop einer vorhandenen Leitung wäre planerisch in dieser Variante notwendig.

B) Entfallene Maßnahmen

- NOWAL Erweiterung (ID 316-01)
  Da aus der H-Gas-Leistungsbilanz (siehe Kapitel 6.2) keine höheren Austauschkapazitäten zwischen den Marktgebieten resultieren, ist eine Erweiterung der NOWAL in dieser Modellierungsvariante nicht erforderlich.

7.3 Gesamtergebnisse der Modellierungsvarianten

7.3.1 Gesamtergebnis der Variante II.B

Die Modellierungsvariante II.B führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 35: Ergebnisse Variante II.B

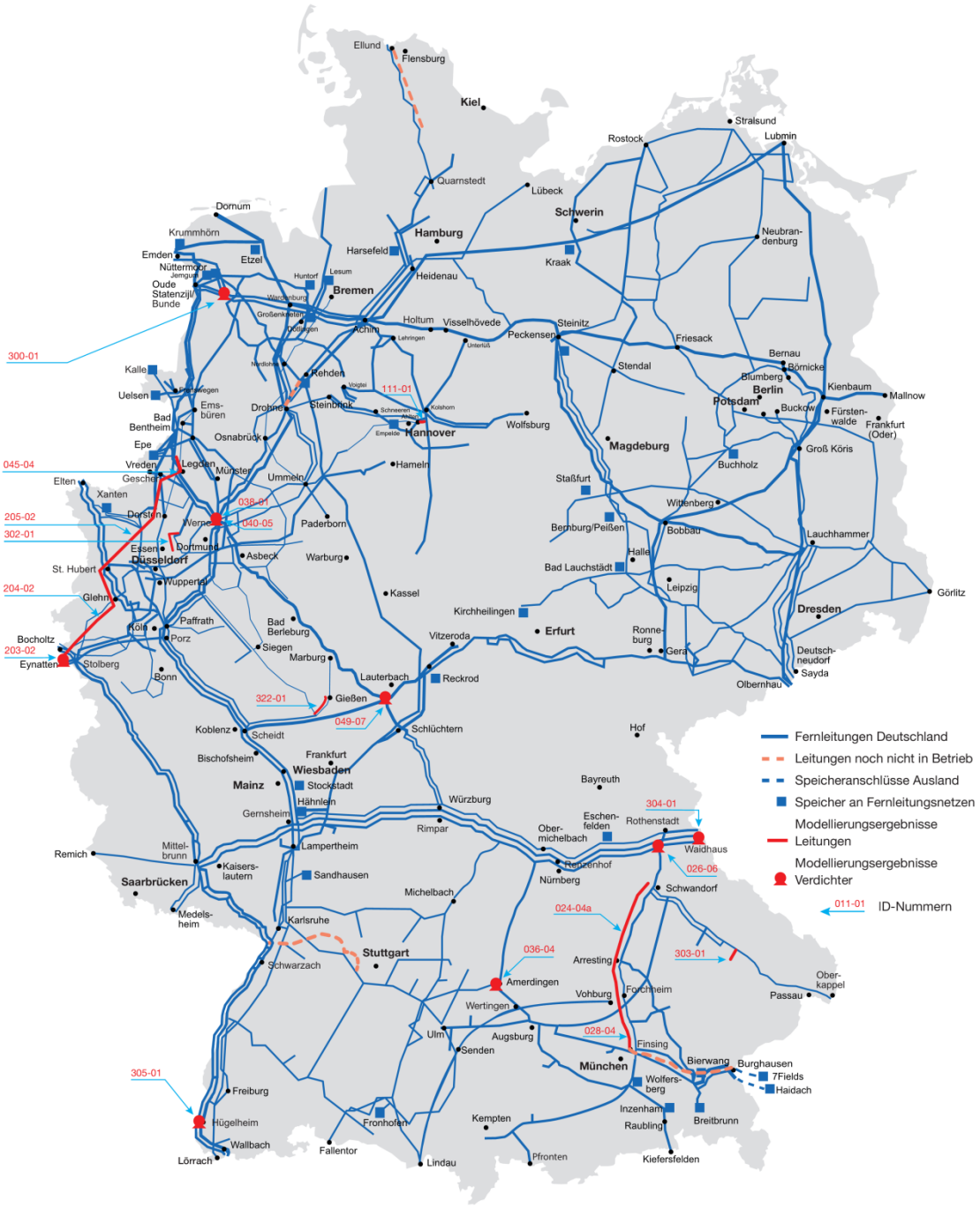
	Bis 2020	**Bis 2025**
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	217 MW	332 MW
Leitungsbau	434 km	559 km
Kosten	2,0 Mrd. €	2,7 Mrd. €

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Darüber hinaus sind die in Kapitel 8.1 beschriebenen Startnetz-Maßnahmen aus dem NEP Gas 2014 mit einem Investitionsvolumen von rund 0,8 Mrd. € zu berücksichtigen.

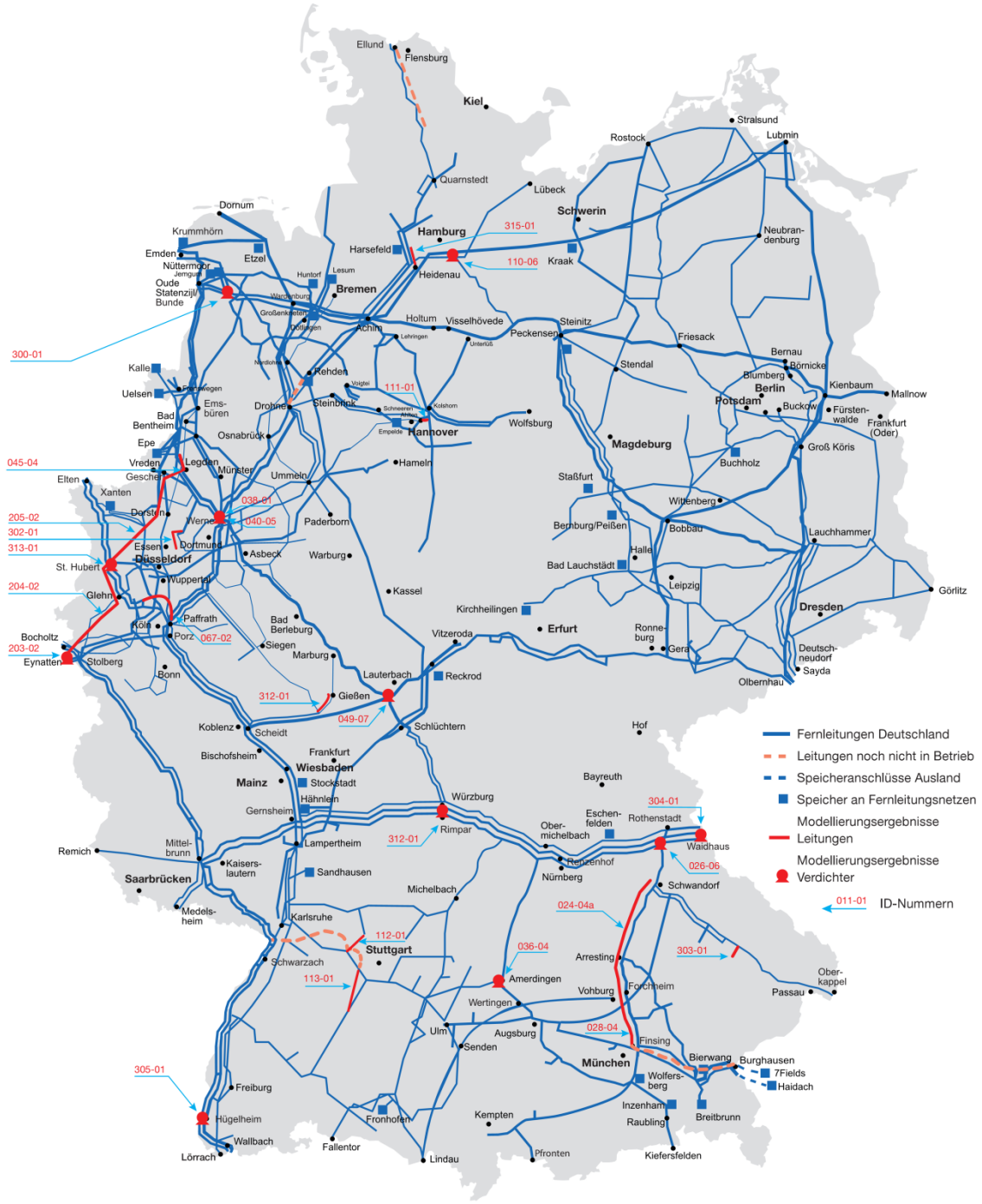
Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in Anlage 4 zu diesem Dokument aufgeführt und werden in den folgenden Abbildungen dargestellt.

Abbildung 29: Ausbaumaßnahmen in den Varianten II.B bis zum Jahr 2020



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 30: Ausbaumaßnahmen in den Varianten II.B bis zum Jahr 2025



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.3.2 Gesamtergebnis der Variante II.A

Die Modellierungsvariante II.A führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 36: Ergebnisse Variante II.A

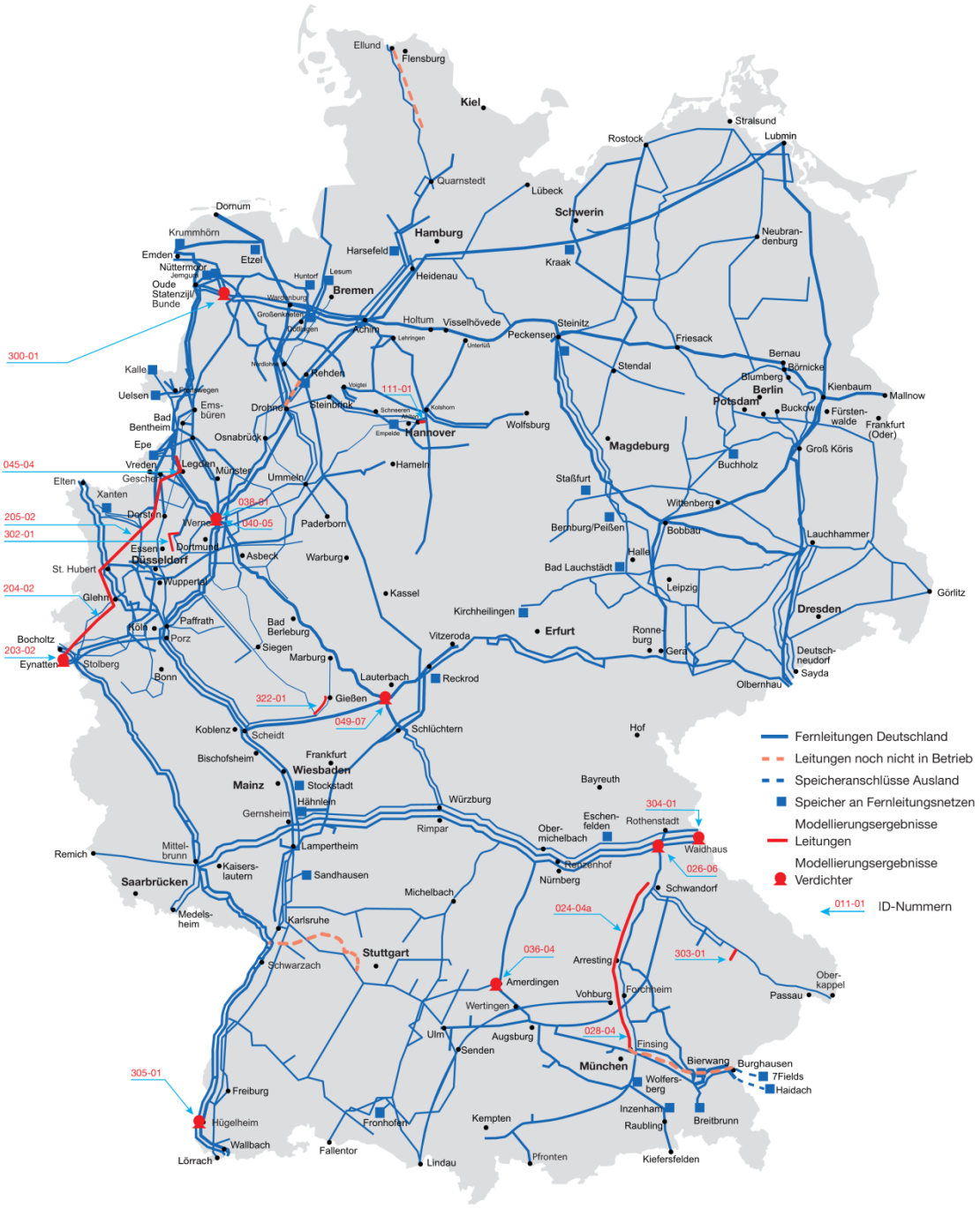
	Bis 2020	Bis 2025
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	217 MW	332 MW
Leitungsbau	434 km	569 km
Kosten	2,0 Mrd. €	2,7 Mrd. €

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Darüber hinaus sind die in Kapitel 8.1 beschriebenen Startnetz-Maßnahmen aus dem NEP Gas 2014 mit einem Investitionsvolumen von rund 0,8 Mrd. € zu berücksichtigen.

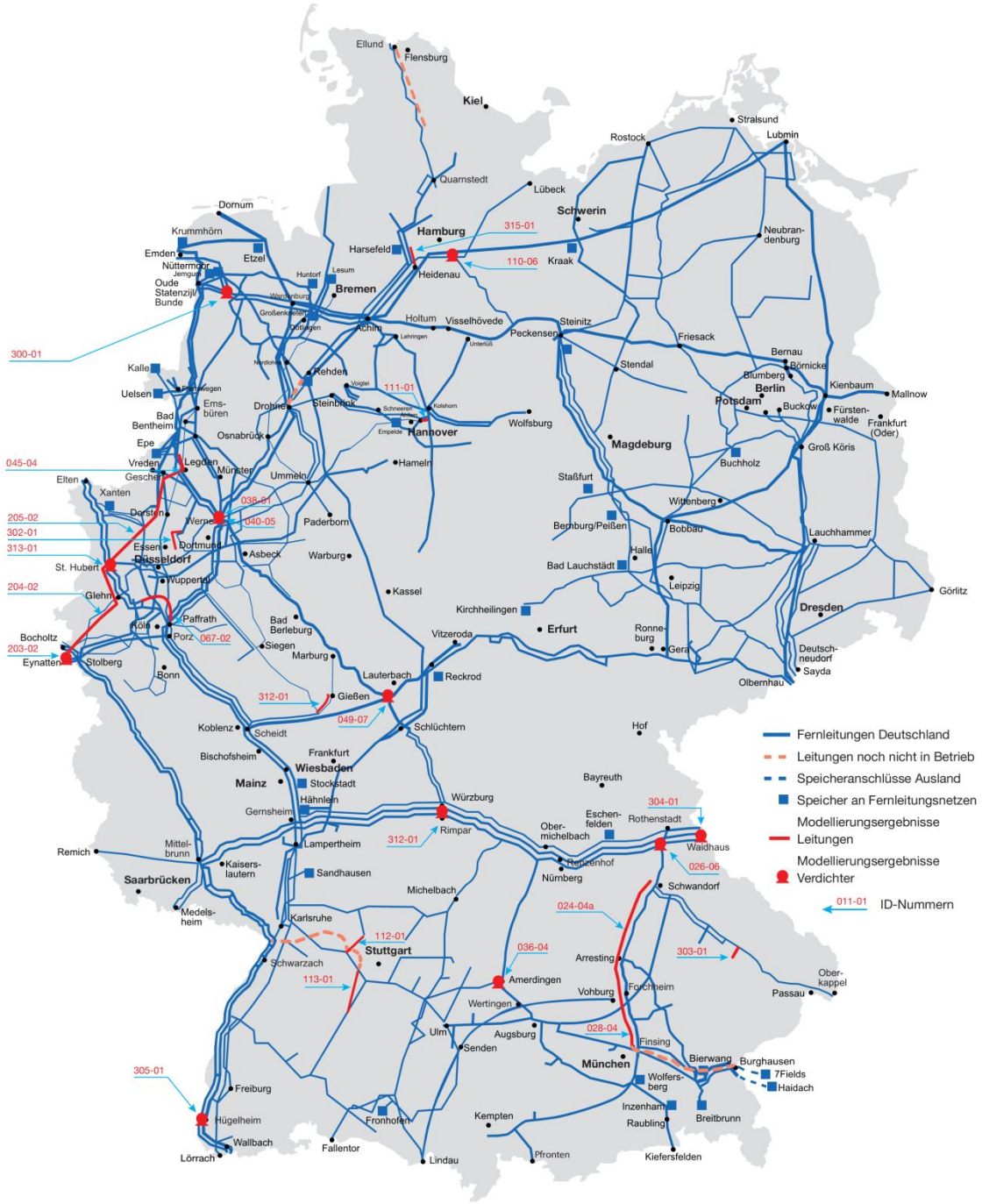
Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in Anlage 4 zu diesem Dokument aufgeführt und werden in den folgenden Abbildungen dargestellt.

Abbildung 31: Ausbaumaßnahmen in den Varianten II.A bis zum Jahr 2020



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 32: Ausbaumaßnahmen in den Varianten II.A bis zum Jahr 2025



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.4 Transportalternativen

Die Bundesnetzagentur hat den Fernleitungsnetzbetreibern in der Bestätigung des Szenariorahmens zum NEP Gas 2015 gem. Tenor 8 der Entscheidung vom 06.11.2014 aufgegeben zu erläutern, wie konkurrierende Maßnahmen in der europäischen Netzentwicklungsplanung im Hinblick auf mögliche Transportalternativen bewertet wurden und daraufhin Eingang in die Netzentwicklungsplanung gefunden haben. Insbesondere sollen die derzeit bekannten Investitionsvorhaben in die gemeinschaftsweite Infrastruktur, die einen Einfluss auf den deutschen Netzausbauplan haben, bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans Gas 2015 berücksichtigt werden. Beispielhaft führt die BNetzA die im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens von Gasunie Transport Services B.V. eingebrachte Studie über eine Transportalternative im niederländischen Netz zu den Maßnahmen ZEELINK 1 und 2 auf. Die Fernleitungsnetzbetreiber sollen zunächst prüfen, ob die alternativen Maßnahmen in den TYNDP 2015-2024 eingebracht werden. Die aus der Überprüfung gewonnenen Erkenntnisse sollen die Fernleitungsnetzbetreiber in ihre Erwägungen einbeziehen. Bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans Gas 2015 soll ferner von den Fernleitungsnetzbetreibern dargelegt werden, ob der Vorschlag die Erforderlichkeit der eigenen Maßnahme entfallen lassen könnte.

Transportalternative im niederländischen Fernleitungsnetz

Mit der gemeinsamen Antwort der N.V. Nederlandse Gasunie und der Gasunie Transport Services B.V. zur Konsultation des Szenariorahmens für den NEP Gas 2015 wurde eine im Auftrag der GTS von DNV GL erstellte Studie eingebracht. Im Folgenden setzen sich die Fernleitungsnetzbetreiber mit den Aussagen dieser Studie entsprechend der Ankündigung im Szenariorahmen und den durch die BNetzA in Ihrer Bestätigung gemachten Anforderungen auseinander.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für den Szenariorahmen des NEP Gas 2015 den aktuell gültigen TYNDP 2013-2022 herangezogen. Im TYNDP 2013-2022 sind keine Maßnahmen enthalten, die mit den Maßnahmen der DNV GL Studie korrespondieren oder geeignet wären, eine Transportalternative zu den im verbindlichen NEP Gas 2014 enthaltenen ZEELINK-Maßnahmen (zu den Maßnahmen gehören die beiden Leitungen sowie die Verdichterstation ZEELINK) darstellen zu können. Da der TYNDP 2015-2024 noch nicht veröffentlicht ist, können die Fernleitungsnetzbetreiber zu den Alternativmaßnahmen aktuell keine Aussage treffen.

Die in der Stellungnahme zum Szenariorahmen des NEP Gas 2015 von N.V. Nederlandse Gasunie und Gasunie Transport Services erwähnte Studie von DNV-GL im Auftrag der Gasunie bezüglich Transportalternativen zur ZEELINK enthält Ergebnisse, die beispielsweise eine Erhöhung der Versorgungssicherheit und Diversifikation von Transportrouten als Ziel haben. Eine fundierte Begründung in Form von quantifizierbaren Ergebnissen liegt zurzeit nicht vor. Somit ist diesbezüglich auch derzeit kein objektiver Vergleich zu ZEELINK möglich.

In der DNV-GL-Studie wird vorgeschlagen, an Stelle der ZEELINK zwei Leitungen aus den Niederlanden nach Deutschland von Tegelen nach St. Hubert und von Winterswijk nach Legden zu errichten. Darüber hinaus sind drei Verdichterstationen sowie drei Mess- und Regelstationen erforderlich. Das damit verbundene Investitionsvolumen wurde mit 385 Mio. Euro beziffert. Die Kostenermittlung wurde nicht vollständig analog zu den

Annahmen im Netzentwicklungsplan durchgeführt. Damit ist ein direkter Vergleich der Alternativen zurzeit nicht vollständig möglich. Mit den zur Erreichung einer Vergleichbarkeit erforderlichen Korrekturen bei der Ermittlung der Investitionskosten nähern sich nach erster Einschätzung die Investitionsmaßnahmen kostenseitig an.

Darüber hinaus ist ein Vergleich der Alternativen allein auf Basis von reinen Investitionskosten nicht sachgerecht. Eine Ermittlung der annuitätischen Kosten inklusive Betriebskosten und weiterer jährlicher Kosten ist zwingend erforderlich. Mit der in der DNV-GL-Studie unterstellten Nutzung des niederländischen Transportnetzes sind im aktuellen Regulierungsregime zusätzliche wiederkehrende Kosten für den deutschen Transportkunden verbunden.

Die Ausbaumaßnahme ZEELINK ist der wesentliche Bestandteil der aufgrund der Ressourcenverfügbarkeit technisch schrittweise durchzuführenden Marktraumumstellung im NCG-Marktgebiet auch nach 2025. Dieser zusätzliche Nutzen ist in der DNV-GL-Studie, wie derzeit dargestellt, nicht erkennbar.

Das ZEELINK-Projekt hat neben der Anbindung neuer H-Gas-Aufkommen aus dem Süden und Westen auch die Aufgabe, Zwischenaufspeisungen und damit abschnittsweise Umstellungen der bisher mit L-Gas versorgten Gebiete vorzunehmen. Die über die Grenzübergangspunkte Winterswijk und Zeevenaar angeschlossenen Leitungssysteme transportieren Kapazitäten in Höhe von 15 GWh/h bzw. 20 GWh/h. Diese können aufgrund der begrenzten Umstellkapazitäten nicht in einem Schritt umgestellt werden. Die durch die Erschöpfung der Lagerstätte in Groningen vorgegebene Reduzierung der Kapazität liegt bei rund 5 GWh/h pro Jahr. Die Aufteilbarkeit der bisher mit L-Gas versorgten Gebiete ist mit der Realisierung des ZEELINK-Projekts möglich, da die Leitung weitgehend entweder parallel zu bestehenden L-Gas-Leitungen verläuft oder diese kreuzt. Mit der DNV-GL-Studie ist in der derzeit vorliegenden Form die erforderliche Zwischenaufspeisung nicht ohne zusätzlichen Leitungsbau, der sich zumindest in Teilen am Verlauf der geplanten ZEELINK-Leitung orientieren muss, zu erreichen. Hinzu kommt, dass die ZEELINK die Leitung Rysum-Werne der OGE mit einem Nenndruck PN 84 und das belgische System mit einem Druck von 80 bar verbindet. Diese Verbindung wäre unter Nutzung des niederländischen Systems, das mit einem Nenndruck von 67 bar ausgelegt ist, nur mit zusätzlichem Verdichtereinsatz zu verbinden.

Die ZEELINK soll nach der erfolgten vollständigen H-Gas-Umstellung (nach 2030) zur Integration der vormaligen L-Gas-Netzteile in das H-Gas-Netz dienen, d.h. zur Gewährleistung von frei zuordenbaren Kapazitäten für diese Bereiche beitragen. Diese Funktion können die in der DNV-GL-Studie vorgeschlagenen Maßnahmen so nicht erfüllen.

Über die in der DNV-GL-Studie beschriebene Transportalternative hinaus sind einige wesentliche Fragen in der knappen verbleibenden Zeit verbindlich zu klären:

- anwendbares Bilanzierungsmodell,
- regulatorisch relevante Kostenpositionen,
- Zugriff in Engpass- und Notfallsituationen,
- operative Abwicklung in den unterschiedlichen Rechts- und Regulierungsregimen.

Erfahrungen der OGE und der Thyssengas mit konkreten grenzüberschreitenden Sachverhalten haben in der Vergangenheit gezeigt, dass schon die Klärung von Einzelfragen oftmals über lange Zeiträume hinweg bisher nicht möglich war.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Maßnahmen der DNV-GL-Studie in der vorliegenden Form keine hinreichend konkretisierte Transportalternative zu den verbindlichen Maßnahmen des NEP Gas 2014 darstellen. Aufgrund des Planungsstandes der DNV-GL-Maßnahmen und der Vielzahl der noch zu lösenden Grundsatzfragen ist eine zeitgerechte Realisierbarkeit als Alternative zur ZEELINK nicht gegeben.

Die DNV-GL-Studie gibt vielmehr Anregungen zur Verbesserung der Versorgungsicherheit und Diversifizierung sowie des innereuropäischen Gasaustausches. Die ZEELINK-Maßnahmen sollen auch keine Alternative zu den bestehenden Transportrouten zwischen den Niederlanden und Deutschland darstellen, die in ihrer Kapazität grundsätzlich auch nach der erfolgten Marktraumumstellung erhalten bleiben sollen. Durch den Bau der ZEELINK wird ein Transportsystem geschaffen, das auch hinsichtlich alternativer Quellenverteilungen robust ist, da durch die neue Leitung auch die Grenzübergangspunkte in Richtung Niederlande angebunden werden. Auf die Art wird sichergestellt, dass die heute im L-Gas zwischen Deutschland und den Niederlanden bestehenden Überspeisekapazitäten nach der L-H-Gas-Umstellung (2030 ff.) erhalten bleiben und darüber hinaus die erforderliche Flexibilität zur sicheren und effizienten Versorgung des deutschen Marktes mit den zukünftig erforderlichen zusätzlichen Gasmengen geschaffen wird. Die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen, die Umstellung der zwischen Deutschland und den Niederlanden bestehenden Überspeisekapazitäten von L- nach H-Gas und den Erhalt der grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten in einer multilateralen Vereinbarung verbindlich für die beteiligten Unternehmen zu vereinbaren.

8 Netzausbaumaßnahmen

Die Maßnahmen zum Ausbau des Transportnetzes erfordern erhebliche finanzielle Mittel, die von den Fernleitungsnetzbetreibern bereitgestellt werden müssen. Die durch den Netzausbau entstehenden Kosten werden über die Netzentgelte umgelegt. Es ist daher von allen an der Entwicklung des Netzentwicklungsplans Beteiligten besonderes Augenmerk darauf zu legen, dass der Netzausbau unter langfristigen Gesichtspunkten gesamtwirtschaftlich sinnvoll und für die investierenden Unternehmen angesichts immer kürzer werdender Bindungsfristen von Transportkunden wirtschaftlich zumutbar bleibt. Dies erfordert vor allem einen stabilen und nachhaltigen Regulierungsrahmen mit einer risikoadäquaten Verzinsung.

8.1 In das Startnetz für den NEP Gas 2015 aufgenommene Maßnahmen des NEP Gas 2014

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für die Modellierung des NEP Gas 2015 verschiedene noch nicht fertiggestellte Maßnahmen aus dem NEP Gas 2014 in das Startnetz aufgenommen (vgl. Kapitel 4.3 und Anlage 4). Dies bedeutet, dass die Realisierung dieser Maßnahmen für die weitere Planung unterstellt wird.

Bei diesen Maßnahmen, die detailliert in Anlage 4 beschrieben sind, handelt es sich um

- Leitungsbaumaßnahmen mit einer Gesamtlänge von 251 km,
- Verdichtermaßnahmen mit einer Gesamtleistung von 73 MW,
- und einer Investitionssumme von insgesamt 815 Mio. €.

8.2 Vorschlag der konkreten Netzausbaumaßnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber für den NEP Gas 2015

In diesem Kapitel werden die in Umsetzung der Anforderungen des § 15a Absatz 1 EnWG von den Fernleitungsnetzbetreibern am 01.04.2015 vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen 2016-2025 aufgeführt.

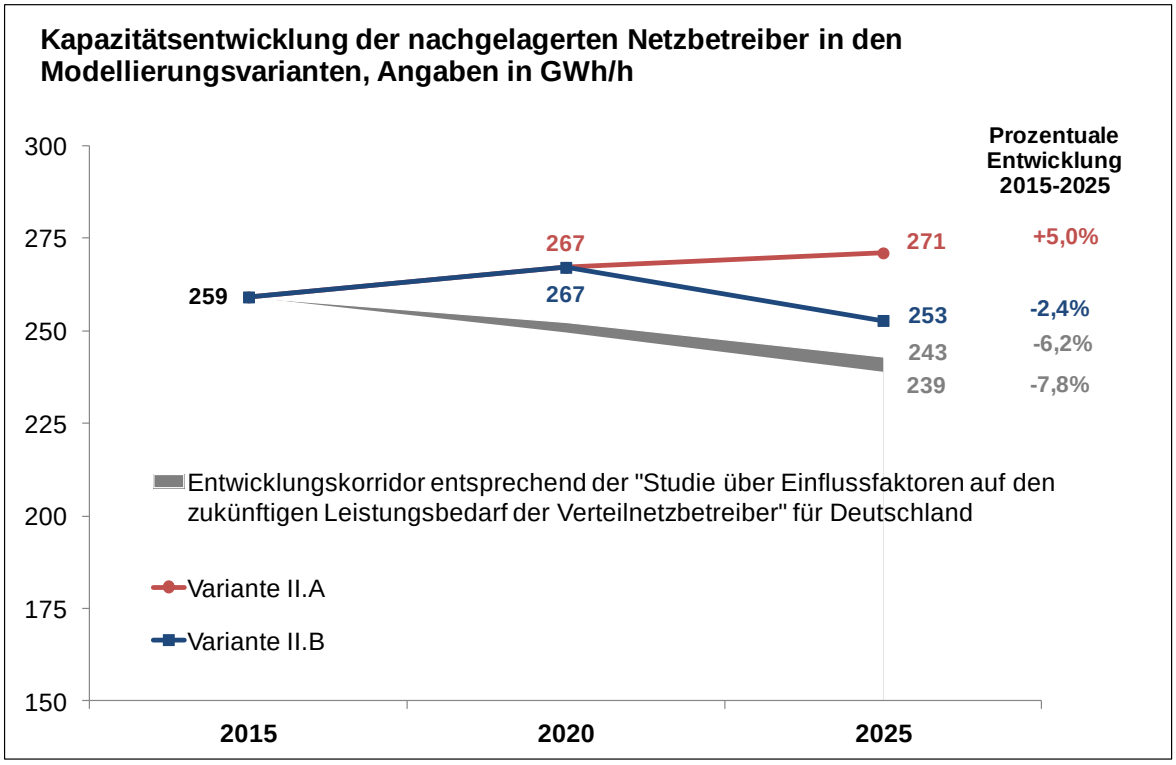
Die in diesem NEP Gas zugrunde gelegten Modellierungsvarianten, auf Grundlage des von der BNetzA bestätigten Szenariorahmens 2015, unterscheiden sich im Wesentlichen hinsichtlich der Annahmen des zukünftigen Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber. Die Annahmen zu Kraftwerken, Speichern, Grenzübergangspunkten und Industrie unterscheiden sich in den beiden Modellierungsvarianten nicht.

In der Modellierungsvariante II.B werden für die Jahre bis einschließlich 2020 die internen Bestellungen und Langfristprognosen der nachgelagerten Netzbetreiber verwendet. Gemäß der in Modellierungsvariante II.B vorgeschlagenen Berücksichtigung eines Kapazitätsrückgangs in den Jahren 2021 bis 2025 ergibt sich über den gesamten Prognosezeitraum betrachtet ein deutschlandweit leicht sinkender Kapazitätsbedarf.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemeinsam mit den Verbänden BDEW, VKU und GEODE eine Studie zu den Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber beauftragt („Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber“; vgl. Kapitel 2.6.2). Als zentrales Ergebnis dieser Studie ist festzuhalten, dass mit einem Mengenrückgang an Gas auch eine Kapazitätsreduzierung verknüpft ist. Die Studie weist aus, dass entsprechend den Rahmenbedingungen der Energiereferenzprognose ein Rückgang des Gasbedarfs von rund 13 % bis 2025 einen Rückgang des Leistungsbedarfs von 6 % bis 8 % zur Folge hat.

Die BNetzA hat in der Bestätigung des Szenariorahmens zum NEP Gas 2015 den Fernleitungsnetzbetreibern zwei Varianten verbindlich zur Modellierung vorgegeben. Von diesen beiden Varianten beinhaltet nur Variante II.B einen Rückgang des Kapazitätsbedarfs. Dieser Rückgang beträgt lediglich 2 % zwischen den Jahren 2015 und 2025. Insgesamt liegt der Kapazitätsbedarf in der Modellierungsvariante II.B damit noch deutlich über dem Bedarf, welcher sich aus der oben genannten Studie ergibt.

Abbildung 33: Deutschlandweite Kapazitätsentwicklung der nachgelagerten Netzbetreiber in den Modellierungsvarianten im Vergleich zum Ergebnis der Studie zum Leistungsbedarf, Angaben in GWh/h



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Aus den oben genannten Gründen liegen den in den folgenden Abschnitten vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen die Ergebnisse der Modellierungsvariante II.B für das Jahr 2025 zugrunde.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, die gemäß Modellierungsvariante II.B bis 2025 durchzuführende Maßnahme „Erweiterung NOWAL“ (ID 316-01) in das laufende Projekt NOWAL (ID 083-05) des Startnetzes zu integrieren. Eine Prüfung der Projektpläne hat ergeben, dass dies ohne eine Zeitverzögerung im laufenden Projekt noch möglich ist,

da die Beschaffung der Leitungsrohre bislang noch nicht erfolgt ist. Die Maßnahme NOWAL (ID 083-06) aus dem Netzausbauvorschlag des NEP Gas 2015 umfasst somit die Maßnahmen ID 083-05 und ID 316-01.

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber sollten die Ergebnisse der Studie zum Leistungsbedarf in den zukünftigen Netzentwicklungsplänen bei der Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Verteilnetzbetreiber berücksichtigt werden.

Eine Übersicht über die von den Fernleitungsnetzbetreibern am 01.04.2015 vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen bis zum Jahr 2025 sind in der folgenden Tabelle 37 und in der Anlage 4 dargestellt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen die ermittelten Netzausbaumaßnahmen mit einem **Investitionsvolumen** von rund **2,8 Mrd. €** bis zum Jahr 2020 und insgesamt rund **3,5 Mrd. €** bis zum Jahr 2025 vor. Darin sind auch die in Kapitel 8.1 beschriebenen Startnetz-Maßnahmen aus dem NEP Gas 2014 mit einem Investitionsvolumen von rund 0,8 Mrd. € enthalten.

Tabelle 37: Übersicht über die von den Fernleitungsnetzbetreibern am 01.04.2015 vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen bis zum Jahr 2025

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungs-stand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durchführ-endes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
1	024-04a	Ltg. Schwandorf-Forchheim*	Loop Schwandorf - Forchheim	H-Gas	62,0	1000	100		126 Mio. €	Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren (ROV)	non-FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
2	024-04b	GDRM-Anlage Schwandorf*	Erweiterung GDRM-Anlage Schwandorf	H-Gas					7 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
3	024-04c	GDRM-Anlage Arresting*	Erweiterung GDRM-Anlage Arresting	H-Gas					5 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
4	026-06	VDS Rothenstadt*	Neubau VDS Rothenstadt	H-Gas				(2+1) x 15	119 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %
5	028-04	Ltg. Forchheim-Finsing*	Loop Forchheim - Finsing inkl. GRDM-Anlage Finsing	H-Gas	79,0	1000	100		180 Mio. €	Entwurfsplanung/ Raumordnungsver-fahren (ROV)	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
6	036-04	VDS Amerdingen/ Wertingen*	Neubau VDS Amerdingen/ Wertingen	H-Gas				(2+1) x 11	107 Mio. €	Machbarkeitsstudie	non-FID	12/2019	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen OGE und bayernets, terranets bw; Speicher 7Fields, Haidach, Kraftwerk Burghausen; Erhöhung der Exit-Kapazitäten für nachgelagerte Netzbetreiber.	bayernets/ OGE	55 %/ 45 %
7	038-01	VDS Werne*	Reversierung Süd-Nord	H-Gas					26 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazitäten mit TG, Erhöhung der Überspeisekapazität Ellund, Speicher 7Fields, Haidach, L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---
8	040-05	VDS Werne*	Neubau VDS Werne	H-Gas				(1 x 25) + (2 x 12)	147 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach/ 7Fields, Etzel, L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---
9	045-04	Ltg. Epe-Legden*	Loop Epe-Legden	H-Gas	15,0	1100	100		41 Mio. €	Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren (ROV)	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach/ 7Fields, Etzel, L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---
10	049-07	VDS Herbstein*	Neubau VDS Herbstein	H-Gas				(2+1) x 13	120 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG, Speicher Haidach/ 7Fields, Etzel, L-H-Gas-Umstellungsgebiete, Erhöhung der Überspeisekapazität Ellund	OGE	---

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungs-stand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durchführ-endes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
11	067-02	Ltg. Voigtslach-Paffrath*	Loop Ltg. Voigtslach - Paffrath (NETG)	L-Gas	23,2	900	70		48 Mio. €	Genehmigungs-planung bzw. Detailplanung/ Planfeststellungs-verfahren (PFV)	non-FID	12/2023	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE/ Thyssengas	50 %/ 50 %
12	083-06	NOWAL[2**]	Erhöhung des Nenndurchmessers der NOWAL von DN 600 auf DN 700 (Neubau Leitung Rehden-Drohne (NOWAL) in DN 600, Erweiterung VDS Rehden ist Bestandteil des Startnetz)	H-Gas	26,0	700	90	(1) x 13	5 Mio. €	Durchführung Planfeststellungs-verfahren (PFV), Wegerechtserwerb	non-FID	12/2017	L-H-Gas-Umstellung (Umstellbereiche 4, 8-15, 17-19, 21-23, 25-28, 31-33, 36, 37, 40, siehe Anlage 3 zum NEP-Dokument) und erhöhte Übergaben innerhalb NCG.	GASCADE	---
13	110-06	Erweiterung NEL**	Neubau VDS Hamburg, Erweiterung GDRM Anlandestation	H-Gas				(1+1) x 25	157 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2025	Importbedarf gemäß H-Gas-Quellenverteilung	Fluxys D/ GOAL/ NEL Gastransport	---
14	111-01	Anbindung Ahlten 3*	Neubau einer Verbindungsleitung zwischen der Avacon HDN Station Ahlten 3 und dem Nowega Fernleitungsnetz.	L-Gas	0,4	500	64		1 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	01.10.2015	Bereitstellung von FZK Kapazitäten am Punkt Ahlten 3 aus dem Marktgebiet Gaspool zur Versorgung der HDN.	Nowega	---
15	112-01	Querspange Raum Pforzheim-Raum Bietigheim*	Ringschluss Kraichgauleitung	H-Gas	26,0	400	80		33 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2024	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Stuttgart	terranets bw	---
16	113-01	Querspange Raum Leonberg-Raum Reutlingen*	Anbindung Schwarzwaldleitung	H-Gas	62,0	500	80		88 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2024	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Reutlingen	terranets bw	---
17	116-01	M+R Raum Pforzheim-Bietigheim*	M+R Raum Pforzheim- Bietigheim	H-Gas					6 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2024	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Stuttgart	terranets bw	---
18	117-01	M+R Raum Leonberg-Reutlingen*	M+R Raum Leonberg- Reutlingen	H-Gas					6 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2024	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Reutlingen	terranets bw	---
19	119-01	M+R Achim*	Anbindung L-Gas Versorgung und Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen Drucksystemen H-Gas	H-Gas					7 Mio. €	Projektidee	non-FID	2018	- Netzverstärkung - Umstellung von L-Gas Bereichen	GUD	---
20	121-01	M+R Ganderkesee*	Anbindung L-Gas Versorgung und Erhöhung der Überspeisekapazität	H-Gas					7 Mio. €	Projektidee	non-FID	2020	- Netzverstärkung - Umstellung von L-Gas Bereichen	GUD	---
21	203-02	VDS ZEELINK*	Neubau VDS ZEELINK (VDS Rheinland)	H-Gas				(2+1) x 13	142 Mio. €	Grundlagen-ermittlung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE/ Thyssengas	75 %/ 25 %
22	204-02	ZEELINK 1*	Neubau Leitung St. Hubert-Eynatten, inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas	112,0	1.000	100		291 Mio. €	Grundlagen-ermittlung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE/ Thyssengas	75 %/ 25 %
23	205-02	ZEELINK 2*	Neubau Leitung Legden-St. Hubert, inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas	115,0	1.000	100		299 Mio. €	Grundlagen-ermittlung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE/ Thyssengas	75 %/ 25 %

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Länge [km]	Leitung		Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungs-stand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durchführ-endes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
						DN [mm]	DP [bar]								
24	206-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn*	Errichtung von GDRM-Anlagen auf der MEGAL vor VDS Mittelbrunn, um den Druck herunterregeln zu können, damit Gasmengen von der TENP auf die MEGAL überspeist werden können	H-Gas					14 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %
25	207-01	GDRM-Anlage Obermichelbach*	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Überspeisung von Gasmengen in Obermichelbach von der Leitung Obermichelbach-Amerdingen in die MEGAL	H-Gas					6 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %
26	208-01	GDRM-Anlage Rimpar*	Erweiterung der GDRM-Anlage VDS Rimpar (MEGAL)	H-Gas					10 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %
27	209-01	GDRM-Anlage Gernsheim*	Erweiterung der GDRM-Anlage Gernsheim für die Überspeisung von Gasmengen von der MEGAL in Richtung Scheidt	H-Gas					10 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %
28	220-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Walsrode/ Fallingbostel)*	Umstellung von L- auf H-Gas des Bereiches Walsrode / Fallingbostel. Hierfür sind nach aktueller Planung u. a. Einzelmaßnahmen wie * Errichtung einer Station * Schaffung einer Verbindung zwischen NETRA und ETL 52 *Trennungsmaßnahmen auf ETL 52 und ETL 22 notwendig für a) die Versorgung des Bereiches mit H-Gas b) die Trennung des Bereiches vom L-Gas-Transportnetz	L-Gas					2 Mio. €	Bauvorbereitung und Baubeginn	FID	2015-2016	- Ankündigung des Umstellungsgebietes ist erfolgt. - Sicherstellung der Versorgungssicherheit im L-Gas-Bereich durch Marktraumumstellung - Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen - Anschluss KW Wolfsburg	GUD	---
29	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg)*	Umstellung von L- auf H-Gas des Bereiches Luttum bis Wolfsburg. Hierfür sind nach aktueller Planung u. a. Einzelmaßnahmen nötig wie * Anbindung der Leitung Rehden-Voigtei an das GUD Netz in Voigtei sowie Schaffung der technischen Voraussetzungen zur Übernahme des Gases in Voigtei *Technische Änderungen an der Station Kolshorn * Verbindung der Lehringen-Kolshorn Leitung mit der Achim-Kolshorn Leitung im Bereich Luttum/Lehringen * Qualitätstrennende Maßnahmen im Bereich Kolshorn bis Sophiental	L-Gas					12 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	2017-2020	- Sicherstellung der Versorgungssicherheit im L-Gas-Bereich durch Marktraumumstellung - Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen	GUD	---

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungs-stand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durchführ-endes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
30	222-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/ Achim/ Delmenhorst)**	Schaffung der technischen Voraussetzungen für die Umstellung des Bereiches Bremen, Achim und Delmenhorst - Erweiterung der Stationen Bremen Süd Brinkum, Bremen Dreye, Bremen Süd Bollen, Bremen Ost und Delmenhorst - Integration der derzeitigen L-Gas-Netzkopplungspunkte zwischen OGE und wesernetz GmbH in das GUD-H-Gas-System	L-Gas					12 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	2017-2020	- Sicherstellung der Versorgungssicherheit im L-Gas-Bereich durch Marktraumumstellung - Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen	GUD	---
31	223-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz)**	Schaffung der technischen Voraussetzungen für die Umstellung des Bereiches Bremen bis Cuxhaven und Modifikation auf der Station Ganderkesee	L-Gas					1 Mio. €	Projektidee	non-FID	2021	- Sicherstellung der Versorgungssicherheit im L-Gas-Bereich durch Marktraumumstellung - Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen	GUD	---
32	224-02	GDRM-Anlage Nordlohne und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Wardenburg-Werne und der Leitung Bremen-Osnabrück sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,3	200	84		5 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Osnabrück, Teutoburger Wald 4, Teutoburger Wald 6	OGE	---
33	225-02	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Rysum-Werne und der Leitung Bentheim-Dorsten sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,3	200	84		5 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Marl	OGE	---
34	226-02	GDRM-Anlage Rechtenbach und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitungen Lauterbach-Scheidt, Frankfurter Leitung, Leitung Weidenhausen-Giessen, der neu zu errichtenden Leitung Weidenhausen-Gießen sowie der hierzu erforderlichen neuen	L-Gas	0,2	300	100		5 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Frankfurt	OGE	---
35	227-02	GDRM-Anlage Marburg und Verbindungsleitung, sowie eine neue Leitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Werne-Schlüchtern und der Leitung Großseelheim-Marburg, der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung, sowie einer neuen Leitung	L-Gas	2,5	300	16		9 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Frankfurt	OGE	---
36	228-02	GDRM-Anlage Hilter und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Wardenburg-Werne und der Leitung in Richtung Osnabrück sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,4	300	84		6 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Osnabrück, Teutoburger Wald 4, Teutoburger Wald 6	OGE	---
37	229-01	Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2022-2025**	Anpassungen des Transportsystems der OGE zur Umstellung der OGE- Netzgebiete im Zeitraum von 2021 bis 2025	L-Gas					125 Mio. €	Projektidee	non-FID	2021-2025	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungs-stand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durchführ-endes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
38	231-01	Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2022-2025**	Anpassungen des Transportsystems der TG zur Umstellung der aufgeführten Netzgebiete im Zeitraum von 2022 bis 2025	L-Gas					28 Mio. €	Projektidee	non-FID	2021-2025	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	Thyssengas	---
39	300-01	VDS Schatteburg	Neubau einer Verdichterstation für V	H-Gas				(1 + 1) x 6	79 Mio. €	Grundlagenermittung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	2020	- (West-Ost) Erhöhter Importbedarf aus den Niederlanden ab 2020 durch die L-H-Gas-Umstellung (H-Gas-Quellenverteilung) - (Ost-West) H-Gas-Versorgung von Umstellungsbereichen (L-Gas) auf der Leitung 31 (Bunder-Tief-Emsbüren)	GUD	---
40	301-01	Überspeisung Embsen**	Erweiterung der Überspeiseleistung	H-Gas					2 Mio. €	Projektidee	non-FID	2020	- Übernahme erhöhter Leistungen aus der NEL/Greifswald (H-Gas-Quellenverteilung) - Erhöhung der Austauschmöglichkeiten im Marktgebiet GASPOOL	GUD	---
41	302-01	Ltg. Datteln-Herne	Netzverstärkung und Kraftwerksanbindung	H-Gas	23,0	600	70		32 Mio. €	Durchführung Raumordnungs-verfahren	non-FID	2020	Schaffung der Ausspeisekapazitäten für das GuD-Kraftwerk Herne (BNetzA ID BNAP125)	Thyssengas	---
42	303-01	Ltg. Deggendorf-Plattling	Leitungsneubauvorhaben (inkl. GDRM-Anlagen)	H-Gas	12,0	300	70		9 Mio. €	Entwurfsplanung	FID	07/2017	Anschluss von großen Letzverbrauchern (Industriebetriebe und Kraftwerke) an das deutsche Fernleitungsnetz; Vermeidung von Teilnetz-Bildung.	bayernets	---
43	304-01	Reversierung West-Ost MEGAL VDS Waidhaus**	Reversierung (West-Ost) der VDS MEGAL Waidhaus	H-Gas					19 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2018	Schaffung der Möglichkeit, Erdgas aus dem Marktgebiet NetConnect Germany nach Zentral- und Osteuropa zu transportieren.	GRTgazD/ OGE	55,14 %/ 44,86 %
44	305-01	Reversierung TENP**	1) Reversierung (Süd-Nord) der VDS Hügelheim 2) Deodorierungsanlage	H-Gas					20 Mio. €	Entwurfsplanung	FID	12/2020	Zusätzlicher Importbedarf gemäß H-Gas-Quellenverteilung	Fluxys TENP/ OGE	64,25 %/ 35,75 %
45	306-01	GDRM-Anlage Epe**	Neubau GDRM-Anlage Epe	H-Gas					7 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---
46	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn**	Erweiterung der GDRM-Anlage Mittelbrunn zur Erhöhung der Überspeisemöglichkeit MEGAL <-> TENP	H-Gas					17 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw und L-H-Gas-Umstellungsgebiete	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %***
47	308-01	GDRM-Anlage Gernsheim**	Erweiterung der GDRM-Anlage Gernsheim für die Überspeisung von Gasmengen von Scheidt in Richtung MEGAL	H-Gas					2 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %***
48	309-01	VDS MEGAL Rimpar**	Erweiterung VDS MEGAL Rimpar für den Fahrweg in Richtung Sannerz	H-Gas					1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %***
49	310-01	GDRM-Anlage Reichertsheim**	Neubau GDRM-Anlage Reichertsheim	H-Gas					10 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets	OGE	---
50	311-01	Ltg. Schlüchtern-Rimpar**	Druckanhebung der Leitung Schlüchtern-Rimpar von 80 auf 84 bar	H-Gas	1,0		84		2 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungs-stand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durchfüh-rendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
51	312-01	VDS MEGAL Rimpar	Neubau VDS MEGAL Rimpar	H-Gas				(2 + 1) x 13	128 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2023	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %***
52	313-01	VDS St. Hubert	Neubau VDS St. Hubert	H-Gas				(1 + 1) x 13	96 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2023	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE/ Thyssengas	50 %/ 50 %
53	314-01	GDRM-Anlage Leeheim**	Neubau GDRM-Anlage Leeheim	H-Gas					4 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2025	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---
54	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas**	Anpassungen des Transportsystems zur Umstellung des Netzgebietes Nr. 24 Bergheim 1 von L- auf H-Gas	L-Gas	1,0	100	25		1 Mio. €		non-FID	2020	L-H-Umstellungsgebiet Bergheim 1	Thyssengas	---
55	321-01	GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitungen Lauterbach-Scheidt und Scheidt-Weidenhausen sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	1,0	300	100		6 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Frankfurt, Limburg	OGE	---
56	322-01	Ltg. Weidenhausen-Gießen**	Errichtung einer neu zu bauenden Leitung zwischen Weidenhausen und Gießen	L-Gas	8,5	300	50		12 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Frankfurt	OGE	---
57	323-01	Schieberanlage Paffrath und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung Werne-Paffrath und der Aggertalleitung von Thyssengas	L-Gas	0,2	300	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2019	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Aggertalleitung	Thyssengas	---
58	324-01	Schieberanlage Niederpleis und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung Paffrath-Rüsselsheim und der Leitung in Richtung Niederpleis sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	200	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2019	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Bonn	OGE	---
59	325-01	Schieberanlage Neukirchen und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung St.Hubert-Paffrath und der Leitung in Richtung Düsseldorf sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	300	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Düsseldorf	OGE/ Thyssengas	50 %/ 50 %
60	326-01	Schieberanlage Horrem und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Schieberanalge zur Verbindung der Leitung St.Hubert-Paffrath und der Leitung in Richtung Dormagen sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	400	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Dormagen	OGE	---
61	327-01	GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitungen in Richtung Werdohl, Haiger, Wissen und Radevormwald sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	200	70		3 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Kirchen-Wissen, Haiger, Ergste, Südwestfalen, Wipperfürth-Niederschelden	OGE	---
62	328-01	GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Scheidt-Wetzlar und der Leitung Wesseling-Raunheim sowie der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	200	70		4 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Limburg	OGE	---
63	329-01	GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung in Richtung Koblenz und der Leitung in Richtung Bonn sowie der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	200	50		4 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Bonn	OGE	---

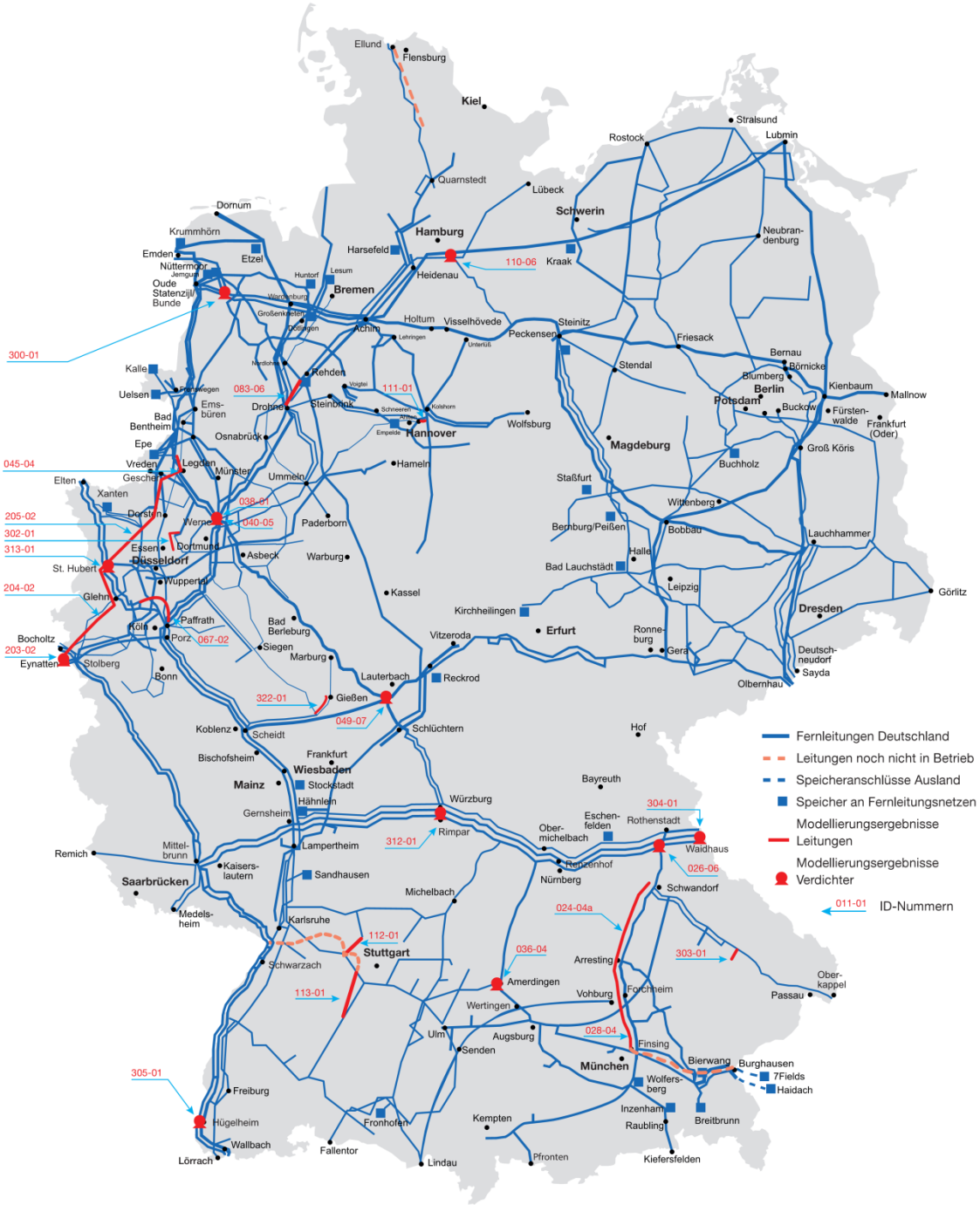
Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungs-stand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durchführ-endes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
64	330-01	GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Paffrath-Rüsselsheim und der Leitungen in Richtung Dorsten und Köln sowie der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	300	70		5 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Bonn	OGE	---
65	331-01	GDRM-Anlage Scheidt**	Erweiterung GDRM-Anlage zur Verbindung der L-Gas und H-Gas Leitungen auf der Station Scheidt	L-Gas					8 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	Nutzbarmachung der L-Gas-Infrastruktur im H-Gas-Transportsystem, u.a. zur Versorgung von L-H-Gas-Umstellungsgebieten	OGE	---
66	332-01	Schieberanlage Ergste und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung Werne-Paffrath und dem Regler Ergste sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	300	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Ergste	OGE	---
67	333-01	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Werne- Schlüchtern und der Leitung Beckum-Werdohl sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	400	100		7 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Ergste, Südwestfalen, Hagen-Iserlohn	OGE	---
68	334-01	Schieberanlage Rauschendorf und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung Wesseling-Raunheim und der Leitung Koblenz-Frankfurt sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	200	52		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Bonn, Rhein-Main	OGE	---
69	335-01	GDRM-Anlage Marienheide und Verbindungsleitung, sowie Anschlussleitungen**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Umstellung des Raums Wipperfürth-Niederschelden sowie von mehreren Anschlussleitungen	L-Gas	12,8	200	70		18 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Wipperfürth-Niederschelden	OGE	---
70	336-01	Schieberanlage Oberaden und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung Werne-Paffrath und dem Regler Oberaden sowie der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	100	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2022	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Oberaden	OGE	---
71	337-01	GDRM-Anlage Porz**	Erweiterung GDRM-Anlage zur Verbindung der L-Gas und H-Gas Leitungen auf der Station Porz	L-Gas					4 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2022	Nutzbarmachung der L-Gas-Infrastruktur im H-Gas-Transportsystem, u.a. zur Versorgung von L-H-Gas-Umstellungsgebieten	OGE	---
72	338-01	GDRM-Anlage Paffrath**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Werne Paffrath und der Leitung St. Hubert-Paffrath	L-Gas					2 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2023	Nutzbarmachung der L-Gas-Infrastruktur im H-Gas-Transportsystem, u.a. zur Versorgung von L-H-Gas-Umstellungsgebieten	OGE	---
73	339-01	GDRM-Anlage Wiefelstede**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung des GTG Netzes mit der Jordgas für den H-Gas-Antransport	L-Gas			84		3 Mio. €	Projektidee	non-FID	2023	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	GTG Nord	---

* Es werden die im NEP 2014 zugrundegelegten Kosten weiterverwendet
** Individuelle Kosteneinschätzung
*** Endgültige Festlegung erfolgt im Rahmen der Projektumsetzung

Fußnoten:
1 Der Zeitpunkt der Inbetriebnahme kann sich erheblich verschieben durch Verzögerungen im Genehmigungsverfahren und Probleme in der Realisierung. Bei Maßnahmen in einer frühen Projektphase (z. B. in der Phase „Projektidee") basiert die „Planerische Inbetriebnahme" auf einer üblichen Realisierungszeit einer Leitung bzw. einer Verdichterstation. Eventuelle maßnahmenspezifische Details wurden nicht berücksichtigt.
2 Für die Durchführung der Maßnahme wurde(n) die (der) genannte(n) Fernleitungsnetzbetreiber durch das Änderungsverlangen der BNetzA zum NEP 2012 vom 10.12.2012 gemäß EnWG § 15a Abs. 3 S.6 bestimmt.
3 Auswirkungen stellen lediglich eine grobe Indikation dar.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 34: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber für den NEP Gas 2015



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

8.3 Netzausbaumaßnahmen 2016 bis 2025 gemäß Änderungsverlangen der BNetzA

Die Netzausbaumaßnahmen im Zeitraum von 2016 bis 2025 gemäß dem Änderungsverlangen der BNetzA vom 01.09.2015 sind in der folgenden Tabelle 38 aufgelistet und in der Abbildung 35 dargestellt.

Tabelle 38: Übersicht der Netzausbaumaßnahmen 2016 bis 2025 gemäß Änderungsverlangen der BNetzA

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Länge [km]	Leitung DN [mm]	Leitung DP [bar]	Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungs-stand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durchfüh-rendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
1	024-04a	Ltg. Schwandorf-Forchheim*	Loop Schwandorf - Forchheim	H-Gas	62,0	1000	100		126 Mio. €	Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren (ROV)	non-FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
2	024-04b	GDRM-Anlage Schwandorf*	Erweiterung GDRM-Anlage Schwandorf	H-Gas					7 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
3	024-04c	GDRM-Anlage Arresting*	Erweiterung GDRM-Anlage Arresting	H-Gas					5 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
4	026-06	VDS Rothenstadt*	Neubau VDS Rothenstadt	H-Gas				(2+1) x 15	119 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %
5	028-04	Ltg. Forchheim-Finsing*	Loop Forchheim - Finsing inkl. GRDM-Anlage Finsing	H-Gas	79,0	1000	100		180 Mio. €	Entwurfsplanung/ Raumordnungsver-fahren (ROV)	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
6	036-04	VDS Amerdingen/ Wertingen*	Neubau VDS Amerdingen/ Wertingen	H-Gas				(2+1) x 11	107 Mio. €	Machbarkeitsstudie	non-FID	12/2019	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen OGE und bayernets, terranets bw; Speicher 7Fields, Haidach, Kraftwerk Burghausen; Erhöhung der Exit-Kapazitäten für nachgelagerte Netzbetreiber.	bayernets/ OGE	55 %/ 45 %
7	038-01	VDS Werne*	Reversierung Süd-Nord	H-Gas					26 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazitäten mit TG, Erhöhung der Überspeisekapazität Ellund, Speicher 7Fields, Haidach, L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---
8	040-05	VDS Werne*	Neubau VDS Werne	H-Gas				(1 x 25) + (2 x 12)	147 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach/ 7Fields, Etzel, L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---
9	045-04	Ltg. Epe-Legden*	Loop Epe-Legden	H-Gas	15,0	1100	100		41 Mio. €	Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren (ROV)	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach/ 7Fields, Etzel, L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---
10	049-07	VDS Herbstein*	Neubau VDS Herbstein	H-Gas				(2+1) x 13	120 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG, Speicher Haidach/ 7Fields, Etzel, L-H-Gas-Umstellungsgebiete, Erhöhung der Überspeisekapazität Ellund	OGE	---

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungs-stand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durchführ-endes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
11	067-02	Ltg. Voigtslach-Paffrath*	Loop Ltg. Voigtslach - Paffrath (NETG)	L-Gas	23,2	900	70		48 Mio. €	Genehmigungs-planung bzw. Detailplanung/ Planfeststellungs-verfahren (PFV)	non-FID	12/2023	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE/ Thyssengas	50 %/ 50 %
12	083-06	NOWAL[2**]	Erhöhung des Nenndurchmessers der NOWAL von DN 600 auf DN 700 (Neubau Leitung Rehden-Drohne (NOWAL) in DN 600, Erweiterung VDS Rehden ist Bestandteil des Startnetz)	H-Gas	26,0	700	90	(1) x 13	5 Mio. €	Durchführung Planfeststellungs-verfahren (PFV), Wegerechtserwerb	non-FID	12/2017	L-H-Gas-Umstellung (Umstellbereiche 4, 8-15, 17-19, 21-23, 25-28, 31-33, 36, 37, 40, siehe Anlage 3 zum NEP-Dokument) und erhöhte Übergaben innerhalb NCG.	GASCADE	---
13	110-06	Erweiterung NEL**	Neubau VDS Hamburg, Erweiterung GDRM Anlandestation	H-Gas				(1+1) x 25	157 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2025	Importbedarf gemäß H-Gas-Quellenverteilung	Fluxys D/ GOAL/ NEL Gastransport	---
14	111-01	Anbindung Ahlten 3*	Neubau einer Verbindungsleitung zwischen der Avacon HDN Station Ahlten 3 und dem Nowega Fernleitungsnetz.	L-Gas	0,4	500	64		1 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	01.10.2015	Bereitstellung von FZK Kapazitäten am Punkt Ahlten 3 aus dem Marktgebiet Gaspool zur Versorgung der HDN.	Nowega	---
15	112-01	Querspange Raum Pforzheim-Raum Bietigheim*	Ringschluss Kraichgauleitung	H-Gas	26,0	400	80		33 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2024	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Stuttgart	terranets bw	---
16	113-01	Querspange Raum Leonberg-Raum Reutlingen*	Anbindung Schwarzwaldleitung	H-Gas	62,0	500	80		88 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2024	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Reutlingen	terranets bw	---
17	116-01	M+R Raum Pforzheim-Bietigheim*	M+R Raum Pforzheim- Bietigheim	H-Gas					6 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2024	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Stuttgart	terranets bw	---
18	117-01	M+R Raum Leonberg-Reutlingen*	M+R Raum Leonberg- Reutlingen	H-Gas					6 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2024	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Reutlingen	terranets bw	---
19	119-01	M+R Achim*	Anbindung L-Gas Versorgung und Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen Drucksystemen H-Gas	H-Gas					7 Mio. €	Projektidee	non-FID	2018	- Netzverstärkung - Umstellung von L-Gas Bereichen	GUD	---
20	121-01	M+R Ganderkesee*	Anbindung L-Gas Versorgung und Erhöhung der Überspeisekapazität	H-Gas					7 Mio. €	Projektidee	non-FID	2020	- Netzverstärkung - Umstellung von L-Gas Bereichen	GUD	---
21	203-02	VDS ZEELINK*	Neubau VDS ZEELINK (VDS Rheinland)	H-Gas				(2+1) x 13	142 Mio. €	Grundlagen-ermittlung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE/ Thyssengas	75 %/ 25 %
22	204-02	ZEELINK 1*	Neubau Leitung St. Hubert-Eynatten, inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas	112,0	1.000	100		291 Mio. €	Grundlagen-ermittlung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE/ Thyssengas	75 %/ 25 %
23	205-02	ZEELINK 2*	Neubau Leitung Legden-St. Hubert, inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas	115,0	1.000	100		299 Mio. €	Grundlagen-ermittlung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE/ Thyssengas	75 %/ 25 %

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungs-stand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durchführ-endes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
24	206-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn*	Errichtung von GDRM-Anlagen auf der MEGAL vor VDS Mittelbrunn, um den Druck herunterregeln zu können, damit Gasmengen von der TENP auf die MEGAL überspeist werden können	H-Gas					14 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %
25	207-01	GDRM-Anlage Obermichelbach*	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Überspeisung von Gasmengen in Obermichelbach von der Leitung Obermichelbach-Amerdingen in die MEGAL	H-Gas					6 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %
26	208-01	GDRM-Anlage Rimpar*	Erweiterung der GDRM-Anlage VDS Rimpar (MEGAL)	H-Gas					10 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %
27	209-01	GDRM-Anlage Gernsheim*	Erweiterung der GDRM-Anlage Gernsheim für die Überspeisung von Gasmengen von der MEGAL in Richtung Scheidt	H-Gas					10 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %
28	220-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Walsrode/ Fallingbostel)*	Umstellung von L- auf H-Gas des Bereiches Walsrode / Fallingbostel. Hierfür sind nach aktueller Planung u. a. Einzelmaßnahmen wie * Errichtung einer Station * Schaffung einer Verbindung zwischen NETRA und ETL 52 *Trennungsmaßnahmen auf ETL 52 und ETL 22 notwendig für a) die Versorgung des Bereiches mit H-Gas b) die Trennung des Bereiches vom L-Gas-Transportnetz	L-Gas					2 Mio. €	Bauvorbereitung und Baubeginn	FID	2015-2016	- Ankündigung des Umstellungsgebietes ist erfolgt. - Sicherstellung der Versorgungssicherheit im L-Gas-Bereich durch Marktraumumstellung - Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen - Anschluss KW Wolfsburg	GUD	---
29	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg)*	Umstellung von L- auf H-Gas des Bereiches Luttum bis Wolfsburg. Hierfür sind nach aktueller Planung u. a. Einzelmaßnahmen nötig wie * Anbindung der Leitung Rehden-Voigtei an das GUD Netz in Voigtei sowie Schaffung der technischen Voraussetzungen zur Übernahme des Gases in Voigtei *Technische Änderungen an der Station Kolshorn * Verbindung der Lehringen-Kolshorn Leitung mit der Achim-Kolshorn Leitung im Bereich Luttum/Lehringen * Qualitätstrennende Maßnahmen im Bereich Kolshorn bis Sophiental	L-Gas					12 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	2017-2020	- Sicherstellung der Versorgungssicherheit im L-Gas-Bereich durch Marktraumumstellung - Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen	GUD	---

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungs-stand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durchfüh-rendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
30	222-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/ Achim/ Delmenhorst)**	Schaffung der technischen Voraussetzungen für die Umstellung des Bereiches Bremen, Achim und Delmenhorst - Erweiterung der Stationen Bremen Süd Brinkum, Bremen Dreye, Bremen Süd Bollen, Bremen Ost und Delmenhorst - Integration der derzeitigen L-Gas-Netzkopplungspunkte zwischen OGE und wesernetz GmbH in das GUD-H-Gas-System	L-Gas					12 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	2017-2020	- Sicherstellung der Versorgungssicherheit im L-Gas-Bereich durch Marktraumumstellung - Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen	GUD	---
31	223-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz)**	Schaffung der technischen Voraussetzungen für die Umstellung des Bereiches Bremen bis Cuxhaven und Modifikation auf der Station Ganderkesee	L-Gas					1 Mio. €	Projektidee	non-FID	2021	- Sicherstellung der Versorgungssicherheit im L-Gas-Bereich durch Marktraumumstellung - Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen	GUD	---
32	224-02	GDRM-Anlage Nordlohne und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Wardenburg-Werne und der Leitung Bremen-Osnabrück sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,3	200	84		5 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Osnabrück, Teutoburger Wald 4, Teutoburger Wald 6	OGE	---
33	225-02	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Rysum-Werne und der Leitung Bentheim-Dorsten sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,3	200	84		5 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Marl	OGE	---
34	226-02	GDRM-Anlage Rechtenbach und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitungen Lauterbach-Scheidt, Frankfurter Leitung, Leitung Weidenhausen-Giessen, der neu zu errichtenden Leitung Weidenhausen-Gießen sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,2	300	100		5 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Frankfurt	OGE	---
35	227-02	GDRM-Anlage Marburg und Verbindungsleitung, sowie eine neue Leitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Werne-Schlüchtern und der Leitung Großseelheim-Marburg, der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung, sowie einer neuen Leitung	L-Gas	2,5	300	16		9 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Frankfurt	OGE	---
36	228-02	GDRM-Anlage Hilter und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Wardenburg-Werne und der Leitung in Richtung Osnabrück sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,4	300	84		6 Mio. €	Grundlagen-ermittung/ Machbarkeits-prüfung	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Osnabrück, Teutoburger Wald 4, Teutoburger Wald 6	OGE	---

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungs-stand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durchfüh-rendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
37	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas	Einbindung der vorhandenen Verdichterstation in Folmhusen im H-Gas Netz zur Verdichtung in West-Ost Richtung; Leitungstausch zwischen Folmhusen und Wardenburg zur Unterstützung des H-Gas Transports in West-Ost und Ost-West Richtung	L-Gas/ H-Gas					0,2 Mio. €	Grundlagenermittung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	2020	- (West-Ost) Erhöhung der H-Gas-Importleistung aus den Niederlanden oder alternativ Erhöhung der Einspeisekapazität des Speichers Uelsen - (Ost-West) H-Gas-Versorgung von Umstellungsbereichen (L-Gas) auf der Leitung 31 (Bunder-Tief-Emsbüren)	GUD	---
38	301-01	Überspeisung Embsen**	Erweiterung der Überspeiseleistung	H-Gas					2 Mio. €	Projektidee	non-FID	2020	- Übernahme erhöhter Leistungen aus der NEL/Greifswald (H-Gas-Quellenverteilung) - Erhöhung der Austauschmöglichkeiten im Marktgebiet GASPOOL	GUD	---
39	302-01	Ltg. Datteln-Herne	Netzverstärkung und Kraftwerksanbindung	H-Gas	23,0	600	70		32 Mio. €	Durchführung Raumordnungs-verfahren	non-FID	2020	Schaffung der Ausspeisekapazitäten für das GuD-Kraftwerk Herne (BNetzA ID BNAP125)	Thyssengas	---
40	303-01	Ltg. Deggendorf-Plattling	Leitungsneubauvorhaben (inkl. GDRM-Anlagen)	H-Gas	12,0	300	70		9 Mio. €	Entwurfsplanung	FID	07/2017	Anschluss von großen Letzverbrauchern (Industriebetriebe und Kraftwerke) an das deutsche Fernleitungsnetz; Vermeidung von Teilnetz-Bildung.	bayernets	---
41	304-01	Reversierung West-Ost MEGAL VDS Waidhaus**	Reversierung (West-Ost) der VDS MEGAL Waidhaus	H-Gas					19 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2018	Schaffung der Möglichkeit, Erdgas aus dem Marktgebiet NetConnect Germany nach Zentral- und Osteuropa zu transportieren.	GRTgazD/ OGE	55,14 %/ 44,86 %
42	305-01	Reversierung TENP**	1) Reversierung (Süd-Nord) der VDS Hügelheim 2) Deodorierungsanlage	H-Gas					20 Mio. €	Entwurfsplanung	FID	12/2020	Zusätzlicher Importbedarf gemäß H-Gas-Quellenverteilung	Fluxys TENP/ OGE	64,25 %/ 35,75 %
43	306-01	GDRM-Anlage Epe**	Neubau GDRM-Anlage Epe	H-Gas					7 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---
44	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn**	Erweiterung der GDRM-Anlage Mittelbrunn zur Erhöhung der Überspeisemöglichkeit MEGAL <-> TENP	H-Gas					17 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw und L-H-Gas-Umstellungsgebiete	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %***
45	308-01	GDRM-Anlage Gernsheim**	Erweiterung der GDRM-Anlage Gernsheim für die Überspeisung von Gasmengen von Scheidt in Richtung MEGAL	H-Gas					2 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %***
46	309-01	VDS MEGAL Rimpar**	Erweiterung VDS MEGAL Rimpar für den Fahrweg in Richtung Sannerz	H-Gas					1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %***
47	310-01	GDRM-Anlage Reichertsheim**	Neubau GDRM-Anlage Reichertsheim	H-Gas					10 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets	OGE	---
48	311-01	Ltg. Schlüchtern-Rimpar**	Druckanhebung der Leitung Schlüchtern-Rimpar von 80 auf 84 bar	H-Gas	1,0		84		2 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungs-stand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durchfüh-rendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
49	312-01	VDS MEGAL Rimpar	Neubau VDS MEGAL Rimpar	H-Gas				(2 + 1) x 13	128 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2023	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %***
50	313-01	VDS St. Hubert	Neubau VDS St. Hubert	H-Gas				(1 + 1) x 13	96 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2023	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE/ Thyssengas	50 %/ 50 %
51	314-01	GDRM-Anlage Leeheim**	Neubau GDRM-Anlage Leeheim	H-Gas					4 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2025	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---
52	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas**	Anpassungen des Transportsystems zur Umstellung des Netzgebietes Nr. 24 Bergheim 1 von L- auf H-Gas	L-Gas	1,0	100	25		1 Mio. €		non-FID	2020	L-H-Umstellungsgebiet Bergheim 1	Thyssengas	---
53	321-01	GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitungen Lauterbach-Scheidt und Scheidt-Weidenhausen sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	1,0	300	100		6 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Frankfurt, Limburg	OGE	---
54	322-01	Ltg. Weidenhausen-Gießen**	Errichtung einer neu zu bauenden Leitung zwischen Weidenhausen und Gießen	L-Gas	8,5	300	50		12 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Frankfurt	OGE	---
55	323-01	Schieberanlage Paffrath und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung Werne-Paffrath und der Aggertalleitung von Thyssengas	L-Gas	0,2	300	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2019	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Aggertalleitung	Thyssengas	---
56	324-01	Schieberanlage Niederpleis und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung Paffrath-Rüsselsheim und der Leitung in Richtung Niederpleis sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	200	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2019	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Bonn	OGE	---
57	325-01	Schieberanlage Neukirchen und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung St.Hubert-Paffrath und der Leitung in Richtung Düsseldorf sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	300	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Düsseldorf	OGE/ Thyssengas	50 %/ 50 %
58	326-01	Schieberanlage Horrem und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Schieberanalge zur Verbindung der Leitung St.Hubert-Paffrath und der Leitung in Richtung Dormagen sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	400	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Dormagen	OGE	---
59	327-01	GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitungen in Richtung Werdohl, Haiger, Wissen und Radevormwald sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	200	70		3 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Kirchen-Wissen, Haiger, Ergste, Südwestfalen, Wipperfürth-Niederschelden	OGE	---
60	328-01	GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Scheidt-Wetzlar und der Leitung Wesseling-Raunheim sowie der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	200	70		4 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Limburg	OGE	---
61	329-01	GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung in Richtung Koblenz und der Leitung in Richtung Bonn sowie der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	200	50		4 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Bonn	OGE	---

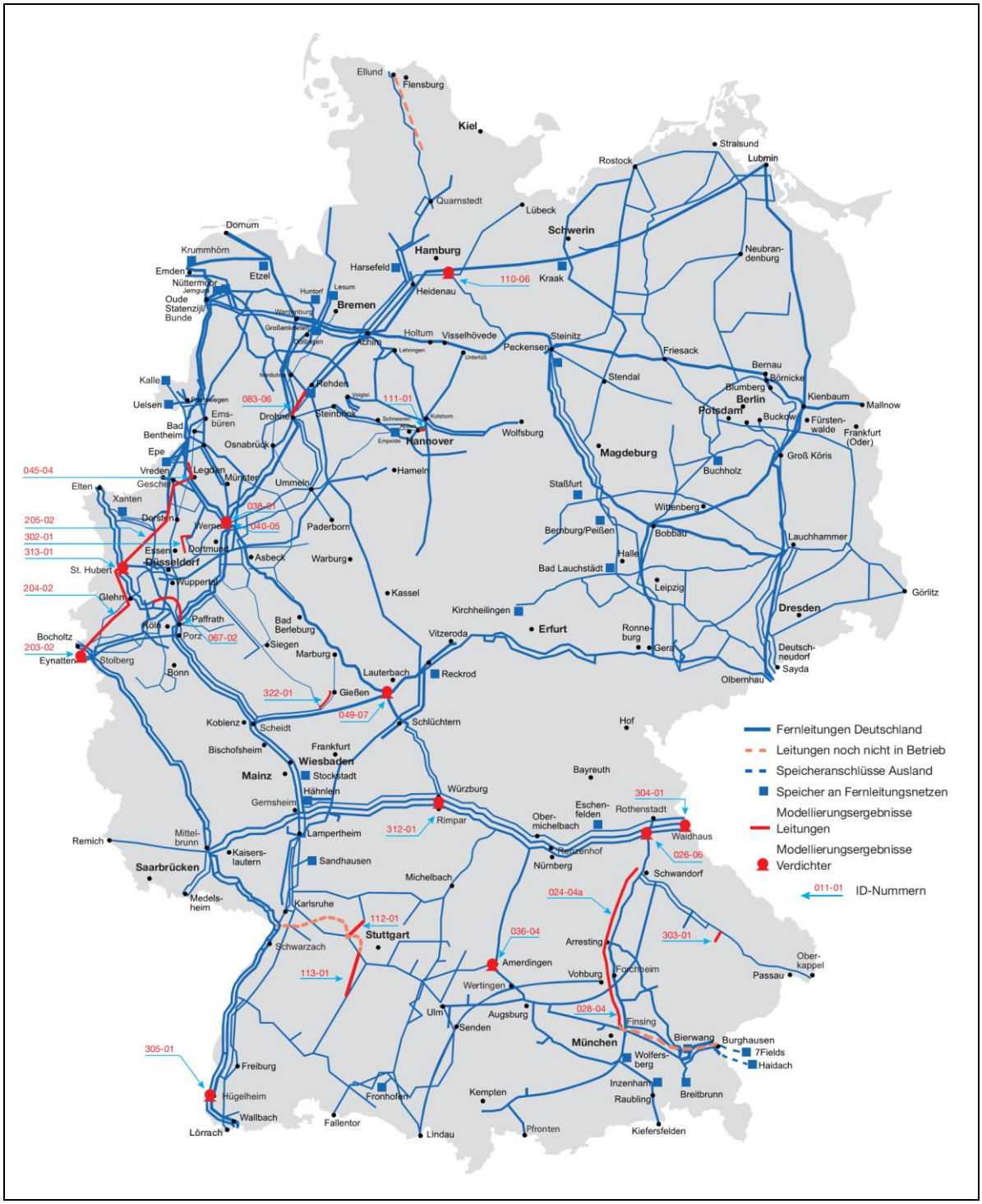
Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungs-stand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durchführ-endes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
62	330-01	GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Paffrath-Rüsselsheim und der Leitungen in Richtung Dorsten und Köln sowie der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	300	70		5 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Bonn	OGE	---
63	331-01	GDRM-Anlage Scheidt**	Erweiterung GDRM-Anlage zur Verbindung der L-Gas und H-Gas Leitungen auf der Station Scheidt	L-Gas					8 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	Nutzbarmachung der L-Gas-Infrastruktur im H-Gas-Transportsystem, u.a. zur Versorgung von L-H-Gas-Umstellungsgebieten	OGE	---
64	332-01	Schieberanlage Ergste und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung Werne-Paffrath und dem Regler Ergste sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	300	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Ergste	OGE	---
65	333-01	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Werne- Schlüchtern und der Leitung Beckum-Werdohl sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	400	100		7 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Ergste, Südwestfalen, Hagen-Iserlohn	OGE	---
66	334-01	Schieberanlage Rauschendorf und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung Wesseling-Raunheim und der Leitung Koblenz-Frankfurt sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	200	52		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Bonn, Rhein-Main	OGE	---
67	335-01	GDRM-Anlage Marienheide und Verbindungsleitung, sowie Anschlussleitungen**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Umstellung des Raums Wipperfürth-Niederschelden sowie von mehreren Anschlussleitungen	L-Gas	12,8	200	70		18 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Wipperfürth-Niederschelden	OGE	---
68	336-01	Schieberanlage Oberaden und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Schieberanlage zur Verbindung der Leitung Werne-Paffrath und dem Regler Oberaden sowie der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	100	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2022	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Oberaden	OGE	---
69	337-01	GDRM-Anlage Porz**	Erweiterung GDRM-Anlage zur Verbindung der L-Gas und H-Gas Leitungen auf der Station Porz	L-Gas					4 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2022	Nutzbarmachung der L-Gas-Infrastruktur im H-Gas-Transportsystem, u.a. zur Versorgung von L-H-Gas-Umstellungsgebieten	OGE	---
70	338-01	GDRM-Anlage Paffrath**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Werne Paffrath und der Leitung St. Hubert-Paffrath	L-Gas					2 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2023	Nutzbarmachung der L-Gas-Infrastruktur im H-Gas-Transportsystem, u.a. zur Versorgung von L-H-Gas-Umstellungsgebieten	OGE	---
71	339-01	GDRM-Anlage Wiefelstede**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung des GTG Netzes mit der Jordgas für den H-Gas-Antransport	L-Gas			84		3 Mio. €	Projektidee	non-FID	2023	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	GTG Nord	---

* Es werden die im NEP 2014 zugrundegelegten Kosten weiterverwendet
** Individuelle Kosteneinschätzung
*** Endgültige Festlegung erfolgt im Rahmen der Projektumsetzung

Fußnoten:
1 Der Zeitpunkt der Inbetriebnahme kann sich erheblich verschieben durch Verzögerungen im Genehmigungsverfahren und Probleme in der Realisierung. Bei Maßnahmen in einer frühen Projektphase (z. B. in der Phase „Projektidee") basiert die „Planerische Inbetriebnahme" auf einer üblichen Realisierungszeit einer Leitung bzw. einer Verdichterstation. Eventuelle maßnahmenspezifische Details wurden nicht berücksichtigt.
2 Für die Durchführung der Maßnahme wurde(n) die (der) genannte(n) Fernleitungsnetzbetreiber durch das Änderungsverlangen der BNetzA zum NEP 2012 vom 10.12.2012 gemäß EnWG § 15a Abs. 3 S.6 bestimmt.
3 Auswirkungen stellen lediglich eine grobe Indikation dar.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 35: Netzausbaumaßnahmen 2016 bis 2025 gemäß Änderungsverlangen der BNetzA



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

9 Power-to-Gas

Die unter dem Begriff „Power-to-Gas“ (Gas aus Strom) zusammengefassten Verfahren bieten die Möglichkeit, überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff oder in einem weiteren Verfahrensschritt in Methan umzuwandeln und in die Erdgasinfrastruktur einzuspeisen.

Im Rahmen der bisher erstellten Netzentwicklungspläne wurden seitens der Fernleitungsnetzbetreiber verschiedene Untersuchungen durchgeführt, wie die Umsetzung dieser Technologien in die Praxis unterstützt werden kann.

Hierzu wurden beginnend mit dem Netzentwicklungsplan Gas 2012 strömungsmechanische Untersuchungen zur Ausbreitung punktuell eingespeisten Wasserstoffs in den Ferngasnetzen durchgeführt. Anhand dieser Untersuchungen konnte der notwendige Investitionsbedarf zur Schaffung einer wasserstoffverträglicheren Erdgasinfrastruktur ermittelt werden. In den Netzentwicklungsplänen Gas 2013 und 2014 lag der Schwerpunkt auf Fragestellungen zur Integration von synthetisch hergestelltem Methan; zum einen aufgrund der erheblichen Kosten bei Wasserstoffeinspeisung – im Vergleich zum relativ geringen Nutzen bedingt durch geringe Einspeisungen in die Transportnetze – und zum anderen aufgrund einer Vielzahl an offenen Fragestellungen – wie zum internationalen Gasaustausch, der Wasserstoffverträglichkeit in Industrie und Verkehr, sowie zur unterirdischen Speicherung in Kavernen und Porenspeichern. Synthetisch hergestelltes Methan bietet aufgrund der weitgehend identischen Eigenschaften zu Erdgas aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ein universelleres Einsatz- und Akzeptanzspektrum. Anhand der an vielen Stellen initiierten und vorangetriebenen Forschungsvorhaben und Fachdiskussionen wird ersichtlich, dass insbesondere Untersuchungen zur Potenzialklärung und -abschätzung von Power-to-Gas-Konzepten notwendig sind.

Das jeweils standortbezogene Potenzial für die Realisierung von Power-to-Gas-Anlagen hängt von der Angebotssituation auf der Stromseite, der Ausbildung der Strom-Infrastruktur, der vorhandenen Erdgasinfrastruktur, von den Nutzungsmöglichkeiten für Nebenprodukte wie Wärme oder Elektrolysesauerstoff und, was die Produktion von synthetisch hergestelltem Methan anbetrifft, auch von dem Angebot an CO_2 / CO ab. Diese Gegebenheiten bestimmen die Machbarkeit und die mögliche Kapazität einer Power-to-Gas-Anlage. Randbedingungen für die Realisierung solcher Anlagen wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen des Prozesses zur Erstellung der Netzentwicklungspläne in ersten Untersuchungen geprüft. Größere Forschungsvorhaben zu der Thematik wurden von verschiedenen Stellen initiiert und sind zum Teil bereits abgeschlossen.

Der Deutsche Verein des Gas und Wasserfachs hat im Rahmen seines Forschungsclusters „Power to Gas“ zahlreiche Fragestellungen aus dem Themenkreis Power-to-Gas untersuchen lassen. Untersuchungsgegenstände waren z.B. die Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur und der mit ihr verbundenen Anlagen, Möglichkeiten zur biologischen Methanisierung, die technische Realisierbarkeit von Power-to-Gas-Konzepten und ihre ökonomische Bewertung. Auch zukünftig verfolgt der DVGW das Thema Power-to-Gas als ein Element des neuen Forschungsschwerpunkts „Gaserzeugung und Energiesysteme“, der zurzeit vorbereitet wird.

Auch das Projekt „KonstGas“, an dem unter der Federführung des Deutschen Brennstoffinstituts zahlreiche Vertreter von Hochschul- und Forschungsinstituten sowie aus der Energieversorgungswirtschaft mitarbeiten, betrachtet die Verknüpfung der Strom- und Gasnetze unter Verwendung des Kopplungselementes Power-to-Gas. Hierbei wird das dynamische Verhalten beider Netzarten analysiert und auch die wirtschaftlichen Möglichkeiten, die Netze miteinander zu verknüpfen.

Der kurzfristige Erfolg der Power-to-Gas-Technologien hängt davon ab, ob sich auch heute schon Geschäftsmodelle entwickeln lassen, die betriebswirtschaftlich tragfähig sind. Es deutet sich an, dass die Produktion von Biokraftstoffen mit hohem Treibhausgas-Minderungspotenzial durch die Weiterentwicklung des europäischen Regelwerks eine Basis für die Markteinführung von Power-to-Gas-Anlagen bilden könnte. Dann müsste die Frage der möglichen Potenziale erneut gestellt werden.

Aufgrund des derzeitigen Entwicklungsstands lassen sich jedoch noch keine konkreten Erkenntnisse im Hinblick auf den Netzausbau zur Unterstützung der Einführung von Power-to-Gas-Technologien ableiten.

Da die Fernleitungsnetzbetreiber jedoch weiterhin entschlossen sind, sowohl inhaltlich als auch methodisch, aktiv an der Begleitung dieser bedeutsamen Zukunftsoption mitzuwirken, werden neuere Erkenntnisse in den NEP-Prozess einfließen, sobald sie gesichert vorliegen.

Darüber hinaus sollen neben dem Power-to-Gas-Ansatz zukünftig auch ergänzende Beiträge zur Verknüpfung von Stromnetzen und dem Erdgastransportsystem der Fernleitungsnetzbetreiber zunehmend an Bedeutung gewinnen. Es ist beispielsweise auch nicht auszuschließen, dass Möglichkeiten zur Integration von erneuerbarem Strom wie die Ansätze „Power-to-Heat“[9] oder „Power-to-Compression“[10] im Rahmen eines „Demand Side Managements“ zunächst einen höheren Stellenwert einnehmen als Ansätze zur Umwandlung von elektrischer Energie in chemisch gebundene Energie. Ziel beider Ansätze ist unter anderem die Reduzierung des Eigengasverbrauchs bei einer gleichzeitig optimierten Ausnutzung des regenerativ erzeugten Stroms. Die Auswirkungen von „Power-to-X“-Konzepten auf den Netzausbau sind derzeit noch nicht spezifizierbar, können aber Bestandteil zukünftiger Netzentwicklungspläne werden.

[9] Power-to-Heat (PtH): Erzeugung von Wärme beispielsweise zur Erwärmung von Gas vor der Entspannung an Regeleinrichtungen durch Verwendung regenerativ erzeugten Stroms in elektrisch betriebenen – ggf. zusätzlichen – Erdgasvorwärmereinheiten.

[10] Power-to-Compression (PtC): Integration von regenerativ erzeugtem Strom in das Erdgastransportsystem durch Speicherung von überschüssiger elektrischer Energie in Druckenergie oder zur Unterstützung bei der Herstellung von Druck für den Erdgastransport; jeweils durch den Einsatz von – ggf. zusätzlichen – elektromotorisch betriebenen Verdichterantrieben.

10 Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV zum 01.04.2015

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben nach § 17 GasNZV jährlich zum 01.04. den langfristigen Kapazitätsbedarf in einem netzbetreiberübergreifenden, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren marktgebietsweit zu ermitteln. Dies erfolgt zum 01.04.2015 wie nachfolgend beschrieben.

10.1 Erwartungen der Fernleitungsnetzbetreiber über die Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage

Die Erwartungen der Fernleitungsnetzbetreiber über die Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage sind in Kapitel 2 und Kapitel 3.2 dieses Dokuments dargestellt.

10.2 Erkenntnisse aus durchgeführten Marktabfragen zum langfristig verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf

Seit der letzten Vorlage des ermittelten langfristigen Kapazitätsbedarfs zum 01.04.2014 hat kein deutscher Fernleitungsnetzbetreiber eine separate Marktabfrage durchgeführt.

10.3 Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Absatz 2 Satz 1 GasNZV

Die vorliegenden Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Absatz 2 Satz 1 sind in Kapitel 7 dargestellt.

10.4 Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz

Die vorliegenden Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz sind in Kapitel 7 dargestellt.

10.5 Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens nach § 13 Absatz 1 GasNZV

Die Versteigerung fester Ein- und Ausspeisekapazitäten an deutschen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten gemäß § 13 Abs. 1 GasNZV erfolgt über die Primärkapazitätsplattform „PRISMA primary“ (PRISMA). Das mit der BNetzA abgestimmte Konzept der Fernleitungsnetzbetreiber „Primärkapazitätsplattform 6.0“ vom 15.11.2012 sieht unter Berücksichtigung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 („Netzkodex Kapazitätszuweisung“) die folgende Produktstrukturierung vor:

- Standardprodukt Jahr: jährliche Auktionen der Produkte Y1-Y15
- Standardprodukt Quartal: jährliche Auktionen der Produkte Q1-Q4
- Standardprodukt Monat: monatliche Auktion des Produktes M
- Standardprodukt Tag: tägliche Auktion des Produktes D

Für die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV wurden in einem ersten Schritt die Auktionen von Jahreskapazitäten herangezogen. Sollten diese Auktionen für die Gaswirtschaftsjahre Y1 bis Y15 keine Engpasssignale in Form von Auktionsaufschlägen ergeben, so ist kein langfristiger zusätzlicher Kapazitätsbedarf erkennbar. In diesem Fall können Engpässe in Auktionen kurzfristigerer Kapazitäten auftreten. Diese können jedoch allenfalls bei deren Auftreten über einen längeren Zeitraum von mehreren Jahren als Ausbausignale nach § 17 Ziff. 5 GasNZV gedeutet werden. Treten in den Auktionen von Jahreskapazitäten dagegen Auktionsaufschläge auf, so ist dies allein ebenfalls noch kein eindeutiger Hinweis auf einen langfristigen zusätzlichen Kapazitätsbedarf, da nach § 14 GasNZV erhebliche Anteile von 20 % bzw. 35 % der verfügbaren technischen Kapazitäten für kurzfristigere Buchungszeiträume zu reservieren sind. Erst beim Zusammentreffen mit entsprechenden Engpasssignalen in den folgenden Quartals- und Monatsauktionen könnte dies ein Ausbausignal darstellen.

Die Ergebnisse der auf PRISMA durch die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber angebotenen Jahreskapazitäten im Jahr 2014 lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Insgesamt wurden in 465 Auktionen an 58 verschiedenen Netzpunkten Jahresprodukte angeboten. In 74 Auktionen wurden Kapazitäten gebucht. Von den insgesamt angebotenen 887 GWh/h vermarkteten acht Fernleitungsnetzbetreiber 16 GWh/h.

- Bei keiner Jahresauktion überstieg die Nachfrage das zu vermarktende Angebot der Fernleitungsnetzbetreiber, d. h. die Kapazitäten wurden zum regulierten Entgelt ohne Auktionsaufschlag vergeben.

10.6 Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs nach § 25 Satz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes

Treten in Auktionen von Primärkapazitäten Auktionsaufschläge auf, stellen diese entsprechend den Vorgaben der BNetzA Netzzugangsverweigerungen dar. Die Auswertung dieser Auktionsergebnisse sowie die hieraus ableitbaren Erkenntnisse zum langfristigen Kapazitätsbedarf sind in Kapitel 10.5 dargestellt worden.

Im Kalenderjahr 2014 wurden für buchbare Kapazitäten an maßgeblichen Punkten Netzzugangsverweigerungen in Höhe von insgesamt rund 4,6 GW ausgesprochen. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass hiermit eventuell verbundener langfristiger Kapazitätsbedarf im Rahmen der in diesem Netzentwicklungsplan dargestellten Ausbaumaßnahmen abgedeckt werden kann.

Die 2014 verbindlich angefragten internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber sind in voller Höhe in die modellierten Varianten eingegangen. Auch der Teil der internen Bestellungen, der in 2014 nicht fest bestätigt werden konnte, und damit eine Netzzugangsverweigerung darstellte, ist in den in Kapitel 8.2 aufgeführten Netzausbaumaßnahmen berücksichtigt.

Nicht im angefragten Umfang bedienbare Kapazitätsanfragen im Zusammenhang mit § 38 GasNZV sind in Kapitel 10.10 berücksichtigt.

10.7 Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern

Die Ergebnisse der Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern sind in Kapitel 7 dargestellt.

10.8 Erkenntnisse über Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten nach § 21 GasNZV ergibt

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben entsprechend § 21 GasNZV im Jahr 2012 eine Kosten-Nutzen-Analyse unter anderem zur Zusammenlegung der Marktgebiete von GASPOOL und NCG durchführt (Marktgebietsbericht). Am 01.10.2012 wurden die Ergebnisse an die BNetzA übermittelt. Hiernach würde eine Zusammenlegung der Marktgebiete von GASPOOL und NCG einen Investitionsbedarf in Höhe von rund 3 Mrd. € erfordern. Die dadurch bedingte Steigerung der Erlösobergrenzen der Fernleitungsnetzbetreiber übersteigt den ermittelten gesamtwirtschaftlichen Nutzen deutlich.

Die BNetzA hat diesen Marktgebietsbericht konsultiert und in ihrer „Mitteilung der Beschlusskammer 7 zum Marktgebietsbericht der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 21 GasNZV“ [BNetzA 2013c] vom 19.03.2013 festgestellt, dass die Kosten der Marktgebietszusammenlegung deutlich oberhalb des Nutzens liegen.

Unter Ziff. 3. der o.g. Mitteilung teilt die BNetzA mit, dass sie die Vorgaben des § 21 Abs. 1 GasNZV als erfüllt ansieht. Neuere Erkenntnisse liegen den Fernleitungsnetzbetreibern hierzu derzeit nicht vor.

10.9 Erkenntnisse aus den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen nach der europäischen Netzzugangsverordnung

Die den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Erkenntnisse aus den europäischen gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen nach Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sind in Kapitel 2 und hinsichtlich der Entwicklung der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten in Kapitel 3.2.4 dieses Dokuments dargestellt.

10.10 Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV sowie Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV

Die vorliegenden sowie abgelehnten Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV sowie Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV sind für den Zeitraum bis 15.08.2014 für Gaskraftwerke in der Bestätigung des Szenariorahmens aufgeführt und für Speicher in der von der BNetzA auf ihrer Webseite veröffentlichten Speicherliste dargestellt.

Im Zeitraum vom 16.08.2014 bis zum 01.03.2015 haben die Fernleitungsnetzbetreiber zwei Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV erhalten (KW Schweinfurt, KW Gundelfingen). In diesem Zeitraum wurde ein Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (KW Gundelfingen) gestellt. Zudem erfolgte im Rahmen der Konsultation des NEP Gas 2015 die Mitteilung, dass ein § 39 Ausbaubegehren auf Wunsch des Antragstellers „ruhend gestellt“ wird.

Übersicht über Netzausbaumaßnahmen deutscher Netzbetreiber mit PCI-Status

Die Europäische Kommission hat am 14.10.2013 eine Liste mit 248 Energieinfrastrukturprojekten aus zwölf regionalen Gruppen veröffentlicht, denen wegen ihres substanziellen Nutzens für mindestens zwei Mitgliedstaaten und ihres Beitrags zur Marktintegration, zum Wettbewerb und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit sowie zur Reduzierung der CO_2-Emissionen der Status "Projekt von gemeinsamem Interesse" (Project of Common Interest – PCI) zuerkannt wurde [EC 2013].

Die von deutschen Netzbetreibern getragenen PCI in dieser Liste sind:

- DE 5.10: Reversierung der Leitung zwischen den GÜP Wallbach und Bocholtz
- DE 5.12: Verbindungsleitung zwischen der TENP und dem GÜP Eynatten
- DE 5.18: Verstärkung der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten nach Österreich durch die Leitung Haiming/ Burghausen-Finsing (Monaco I)
- DE 8.4: Ausbau der deutsch-dänischen Grenzübergangskapazität

Auswertung der Stellungnahmen

Kap.	Inhalt / Stellungnahmen-Häufigkeit	selten (bis 4)	häufig (5-15)	sehr häufig (>15)
0	**Übergeordnete Themen**	x		
	NEP-Rhythmus und -Fristen		x	
	Mitwirkung am NEP-Prozess	x		
	Sonstiges	(x)		
2.	**Szenariorahmen**			
	Trennungsmodell übergreifend	x		
	fDZK		x	
	TaK			x
	Sonstiges	(x)		
3.	**Modellierung der Fernleitungsnetze**			
	nNB-Anliegen		x	
	H-Gas-Quellenverteilung		x	
	Unterbrechungen	x		
	Sonstiges	(x)		
4.	**Das heutige Fernleitungsnetz**	x		
5.	**Entwicklung der L-Gas-Versorgung - Versorgungssicherheitsszenario**			
	L-H-Gas-Umstellungsprozess			x
	Speicher		x	
	Sonstiges	(x)		
6.	**Entwicklung der H-Gas-Versorgung**		x	
7.	**Ergebnisse der Modellierung**	x		
8.	**Netzausbaumaßnahmen**		x	
9.	**Power-to-Gas**	x		
	Anhang/ Anlagen			
	Anlage 1 - Inputliste	x		
	Anlage 2 - Unterbrechungsliste	x		
	Anlage 3 - Umstellungsliste	x		

Hinweis: Unter "Sonstiges" gesammelte Punkte lassen sich nicht weiter aggregieren, so dass hier zwangsläufig eine geringe Häufigkeit resultiert ["(x)"].
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Übersicht der Anlagen

Die folgenden Anhänge werden auf der Internetseite zum Netzentwicklungsplan Gas unter http://www.fnb-gas.de als Download zur Verfügung gestellt:

- Anlage 1: Inputliste (GÜP, Speicher, Produktion, Biogas, MÜP, Kraftwerke, nachgelagerte Netzbetreiber, Industrie)
- Anlage 2: Unterbrechungsliste
- Anlage 3: Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche
- Anlage 4: Maßnahmenlisten und Netzausbauvorschlag
- Anlage 5: Maßnahmenübersicht
- Anlage 6: Projekt-Steckbriefe

Glossar

Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	*bayern**ets*** GmbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GOAL	Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH
GRT	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
jordgas	jordgasTransport GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NGT	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
ONTRAS	ONTRAS Gastransport GmbH
OPAL	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
terranets	terranets bw GmbH
Thyssengas	Thyssengas GmbH

Sonstige Abkürzungen

bar	Druck bezogen auf Normalnull
bFZK	bedingt feste frei zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn beschäftigungs-/ gasflussabhängige Bedingungen erfüllt sind.
Bh	Benutzungsstunden
BImSchV	Bundesimmissionsschutz-Verordnung
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BZK	beschränkt zuordenbare Kapazität: Kapazität kann nur mit Zuordnungsauflage genutzt werden. Kein VHP-Zugang.
DEUDAN	Deutsch-Dänische Erdgastransport-Gesellschaft mbH
DN	Normdurchmesser
DP	Design Pressure (Auslegungsdruck)
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
Entry	Einspeisung
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators Gas
ENTSOG TYNDP	ENTSOG Ten-Year Network Development Plan
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Exit	Ausspeisung
ETL 25/ 64	Erdgastransportleitung (25/ 64)
fDZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität. Kapazität ist fest, wenn sie ohne Nutzung des VHP zu bilanziell ausgeglichenem Transport zwischen Ein- und Ausspeisekapazitäten mit Nominierungspflicht genutzt werden.
FID	Final Investment Decision
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazitäten, ermöglichen es, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads zu nutzen
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/ Gasnetzzugangsverordnung
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GDRM	Gas-Druckregel- und Messanlage
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GÜP	Grenzübergangspunkt
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
laFZK	Lastabhängig zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn eine bestimmte Netzlast vorhanden ist
Lastflusszusage	Vertragliche Vereinbarungen mit Dritten, die bestimmte Lastflüsse zusichern sowie geeignet und erforderlich sind, die Ausweisbarkeit frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erhöhen
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
Loop	Parallel zu einer vorhandenen Leitung verlegte Leitung
m^3	Kubikmeter. Sofern nicht anders spezifiziert, ist hierunter ein Volumen im Normzustand zu verstehen.
M+R	Gas-Druckregel- und Messanlage
MEGAL	Mittel-Europäische Gasleitung(sgesellschaft)
MIDAL	Mitteldeutsche Anbindungsleitung
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt

NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan Gas
NETG	Nordrheinische Erdgastransportgesellschaft
NETRA	Norddeutsche Erdgas-Transversale
nNB	nachgelagerte(r) Netzbetreiber
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
PCI	Project of Common Interest/ Projekt von gemeinsamem Interesse
PN	Normdruck
TaK	Temperaturabhängige Kapazität: Kapazität ist innerhalb eines definierten Temperaturbereichs fest und außerhalb unterbrechbar.
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung von Luft
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
VDS	Verdichterstation
VHP	Virtueller Handelspunkt
VNB	Verteilnetzbetreiber

Literatur

[AG Energiebilanzen 2014] Energiebilanz 2012 für die Bundesrepublik Deutschland, download unter (Download am 30.06.2014): http://www.ag-energiebilanzen.de/DE/daten-und-fakten/bilanzen-1990-2012/bilanzen-1990-2012.html

[BGW/ VKU 2007] Abwicklung von Standardlastprofilen. Praxisinformation P 2007/13, Gastransport/ Betriebswirtschaft, BGW/ VKU

[Biogas-Monitoringbericht 2013] Biogas-Monitoringbericht 2013 – Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkung der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, download unter (Download am 30.06.2014): http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/130819_BiogasMonitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=2

[BNetzA 2013] Entscheidung der BNetzA vom 16.10.2013 (Az. 8615-NEP Gas 2014 – Bestätigung Szenariorahmen), Bundesnetzagentur, download unter (Download am 07.02.2014): http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2014/NEP_GAS_2014_Bescheid_Szenariorahmen.pdf?__blob=publicationFile&v=1

[BNetzA 2014a] Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2014 bis 2018, Stand 29.10.2014, Bundesnetzagentur, download unter (Download am 05.02.2015): http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Veroeff_zuUndRueckbau_2014.xlsx?__blob=publicationFile&v=19

[BNetzA 2014b] Entscheidung der BNetzA vom 06.11.2014 (Az. 8615-NEP Gas 2015 – Bestätigung Szenariorahmen), Bundesnetzagentur, download unter (Download am 05.02.2015): http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2015/Szenariorahmen/NEP_GAS_2015_SZ_Bescheid_BNetzA.pdf;jsessionid=FE21E50906204575918150747371 61B2?__blob=publicationFile&v=1

[BNetzA 2014c] Entscheidung der BNetzA vom 17.11.2014 (Az. 8615-NEP Gas 2014 – Änderungsverlangen), Bundesnetzagentur, download unter (Download am 05.02.2015): http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/D

E/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2014/NEP_Gas_2014_Aenderungsverlangen.pdf?__blob=publicationFile&v=1

[dena 2014] Biogaseinspeisung in Deutschland – Tabellarischer Überblick über Einspeiseprojekte in Deutschland, download unter (Download am 23.06.2014): http://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/projektliste-deutschland.html

[Destatis 2015] Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) – Lange Reihen der Fachserie 17 Reihe 2 von Januar 2000 bis Dezember 2014, download unter (Download am 05.02.2015): https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Erzeugerpreise/ErzeugerpreiseLangeReihenXLS_5612401.xls?__blob=publicationFile

[EC 2013] Projekte von gemeinsamem Interesse (PCI), download unter (Download am 07.02.2014): http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/pci_de.htm

[ENTSOG 2013] Ten-Year Network Development Plan 2013-2022, European Network of Transmission System Operators for Gas. http://www.entsog.eu/publications/tyndp#ENTSOG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2013-2022

[EWI/ Prognos/ GWS 2014] Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose, Juli 2014, download unter (Download am 14.07.2014): http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=644920.html

[FfE 2014] Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE), im Auftrag der Vereinigung der FNB Gas (Fernleitungsnetzbetreiber Gas) zusammen mit den Verbänden BDEW, VKU und GEODE, download unter (Download am 05.02.2015): http://www.fnb-gas.de/files/ffe_-_studie_ueber_einflussfaktoren_auf_den_zukuenftigen_leistungsbedarf_der_verteilnetzbetreiber.pdf

[FNB Gas 2015] Netzentwicklungsplan Gas 2014, download unter (Download am 05.02.2015): http://www.fnb-gas.de/files/2015-01-28_nep_gas_2014.pdf

[Leitstudie 2011] „Leitstudie 2011“ – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, März 2012, inklusive Datenanhang II, download unter (Download am 30.05.2012):

http://erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/doc/48514.php

[NL 2014] Natural gas production reduced and funds earmarked for Groningen, Government of the Netherlands, 17.01.2014, download unter (Download am 07.02.2014): http://www.government.nl/news/2014/01/17/natural-gas-production-reduced-and-funds-earmarked-for-groningen.html

[Shell BDH 2013] Shell BDH Hauswärme-Studie. Klimaschutz im Wohnungssektor – Wie heizen wir morgen? Fakten, Trends und Perspektiven für Heiztechnik bis 2030, download unter (Download am 30.06.2014): http://s08.static-shell.com/content/dam/shell-new/local/country/deu/downloads/pdf/comms-shell-bdh-heating-study-2013.pdf

[Szenariorahmen 2015] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2015 der Fernleitungsnetzbetreiber, Prognos AG, im Auftrag der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, download unter (Download am 05.02.2015): http://www.fnb-gas.de/files/2014_09_08_nep_gas_2015_szenariorahmen.pdf

[ÜNB 2014] Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015, Entwurf der Übernetzbetreiber, Stand 30.04.2014 (Download am 30.06.2014): http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/Szenariorahmen_NEP2015_Entwurf_140430.pdf

[WEG Jahresberichte 2006-2013] Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. – Jahresberichte 2006-2013, download unter (Download am 02.05.2015): http://www.erdoel-erdgas.de/Medien/Publikationen/Jahresberichte

[WEG 2013] Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. – Jahresbericht 2012 Zahlen und Fakten, Stand Juni 2013, download unter (Download am 03.07.2013): http://www.erdoel-erdgas.de/article/articleview/75/1/68/

[WEG-Prognose 2014] Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und Deutschland, 2014-2025

Legal Disclaimer

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben dieses Dokument ausschließlich in Erfüllung ihrer Pflichten nach § 15a EnWG erstellt. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen keinerlei Gewähr für die Aktualität, Vollständigkeit oder Qualität der von Dritten bereitgestellten Inhalte und Informationen sowie eigene 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.