

Konsultationsdokument

Netzentwicklungsplan Gas 2016

Ansprechpartner:
Nils Grabbe

info@fnb-gas.de

Berlin, 15.02.2016

- 1. bayernets GmbH**
Poccistraße 7
80336 München
- 2. Fluxys Deutschland GmbH**
Elisabethstraße 11
40217 Düsseldorf
- 3. Fluxys TENP 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. GRTgaz Deutschland GmbH**
Zimmerstraße 56
10117 Berlin
- 8. jordgasTransport GmbH**
Promenade Am Alten Binnenhafen 6
26721 Emden
- 9. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**
Ruhrallee 80 45136 Essen
- 10. NEL Gastransport GmbH**
Kölnische Straße 108-112
34119 Kassel
- 11. Nowega GmbH**
Nevinghoff 20
48147 Münster
- 12. ONTRAS Gastransport GmbH**
Maximilianallee 4
04129 Leipzig
- 13. OPAL Gastransport GmbH & Co. KG**
Emmerichstraße 11
34119 Kassel
- 14. Open Grid Europe GmbH**
Kallenbergstraße 5
45141 Essen
- 15. terranets bw GmbH**
Am Wallgraben 135
70565 Stuttgart
- 16. Thyssengas GmbH**
Kampstraße 49
44137 Dortmund

Name	bayernets GmbH	
Unternehmenssitz	München	
Kunden	45 nachgelagerte Netzbetreiber (davon 12 direkt nachgelagert), 6 Speicherbetreiber sowie Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	124
Ferngasleitungsnetz	km	1.333
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	2
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	18
Grenzübergangspunkte	Anzahl	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	155
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	22.250
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	103*

* inkl. GUP und Speicher

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

Name	Fluxys TENP GmbH	
Unternehmenssitz	Düsseldorf	
Kunden	30	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	11
Ferngasleitungsnetz	km	1.010
Verdichterstationen	Anzahl	4
Verdichtereinheiten	Anzahl	17
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	150
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	22
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	19.564
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	88

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. 575
Grenzübergangspunkte	Anzahl	7
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	81
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	67.844
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	134

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2015
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2014



Name	Gastransport Nord GmbH	
Unternehmenssitz	Oldenburg	
Kunden	ca. 50 nationale und internationale Transportkunden, Regionalgesellschaften und Industriekunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	36
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	7.882
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	28



Name	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	
Unternehmenssitz	Hannover	
Kunden	151 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	249
Ferngasleitungsnetz	km	3.627
Verdichterstationen	Anzahl	10
Verdichtereinheiten	Anzahl	31
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	181
Grenzübergangspunkte	Anzahl	7
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	183
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	42.501
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	214



Name	GRTgaz Deutschland GmbH	
Unternehmenssitz	Berlin	
Kunden	25 Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	30
Ferngasleitungsnetz	km	1.161
Verdichterstationen	Anzahl	6
Verdichtereinheiten	Anzahl	26
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	318
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	16
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	64.330
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	199*

* MEGAL-Wert



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	14.294
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2015
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2014

Lubmin-Brandov Gastransport

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	5
Ferngasleitungsnetz	km	Ca. 440
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	32.439
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	171

Wir transportieren Gas.

nowega

Name	Nowega GmbH	
Unternehmenssitz	Münster	
Kunden	Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	33
Ferngasleitungsnetz	km	1.568
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	2
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	1
Grenzübergangspunkte	Anzahl	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	105
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	5.524
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	24



Name	ONTRAS Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Leipzig	
Kunden	86 nationale und internationale Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	312
Ferngasleitungsnetz	km	7.000
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	5
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	38
Grenzübergangspunkte	Anzahl	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	447
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	37.198
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	148

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2015
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2014



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 markt-gebietsintern
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	46.337
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	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. 1.000
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	137.494
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	ca. 679



Name	terraneis bw GmbH	
Unternehmenssitz	Stuttgart	
Kunden	mehr als 150 nationale und internationale Kunden: Gasnetzbetreiber, Stadtwerke, Industriekunden und Händler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	210
Ferngasleitungsnetz	km	1.934
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	7
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	33
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	194
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	19.813
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	70



Name	Thyssengas GmbH	
Unternehmenssitz	Dortmund	
Kunden	51 Netzkopplungspartner, 159 Netzanschlusskunden mit 186 NAP	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	283
Ferngasleitungsnetz	km	4.236
Verdichterstationen	Anzahl	6
Verdichtereinheiten	Anzahl	15
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	120
Grenzübergangspunkte	Anzahl	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1.092
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	19.400
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	67

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2015
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2014

Inhalt

Vorwort	9
Executive Summary	10
1 Einführung	12
1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung	12
1.2 Vorgehensweise und Zeitplan	13
2 Bestätigter Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016	15
2.1 Annahmen des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 zur Gasbedarfsentwicklung	15
2.2 Ergebnisse des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 zur Gasbedarfsentwicklung	17
2.3 Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016	20
2.4 Modellierungsvarianten	23
2.5 Grundlagen der Modellierung	25
2.5.1 Feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten für Gaskraftwerke (fDZK für Kraftwerke)	25
2.5.2 Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern	25
3 Modellierung der Fernleitungsnetze	27
3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise	27
3.2 Eingangsgrößen für die Netzmodellierung	29
3.2.1 Verteilernetzbetreiber	29
3.2.2 Gaskraftwerke	31
3.2.3 Industrie	36
3.2.4 Speicher	36
3.2.5 Austauschkapazitäten an Marktgebietsübergangspunkten	39
3.2.6 Kapazitäten an Grenzübergangspunkten	39
3.2.7 H-Gas-Quellenverteilung	40
3.3 Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten	40
4 Das heutige Fernleitungsnetz	44
4.1 H-Gas-Gebiet	44
4.2 L-Gas-Gebiet	46
4.3 Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2016	47
4.4 Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen nach 13. BImSchV und TA-Luft	51
4.5 Weitere Maßnahmen ohne finale Investitionsentscheidung	53
4.6 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2015	53
4.7 Analyse historischer Unterbrechungen	59
4.7.1 Unterbrechung fester Kapazitäten	60
4.7.2 Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten	62

5	Entwicklung der L-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenario	79
5.1	Beschreibung der Situation	79
5.2	L-Gas-Leistungsbilanz 2030	80
5.3	L-Gas-Mengenbilanz	90
5.4	Umstellungsgeschwindigkeit	97
5.5	Umstellungsbereiche	100
5.5.1	Festlegung der Umstellungsbereiche	100
5.5.2	Übersicht der Umstellungsbereiche	102
5.6	Detaillierte Erläuterung der Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber bis 2027	107
5.6.1	Netzgebiet GUD	107
5.6.2	Netzgebiet Nowega	109
5.6.3	Netzgebiet GTG Nord	110
5.6.4	Netzgebiet OGE/ TG	111
5.7	Umstellungsbereiche 2028 bis 2030	113
5.8	Verbleibender L-Gas-Markt 2030	114
5.9	Konvertierung	116
5.10	Weitere Aktivitäten zum L-H-Gas-Umstellungsprozess	117
5.11	Fazit zum Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“	118
6	Entwicklung der H-Gas-Versorgung - Versorgungssicherheitsszenario	119
6.1	H-Gas-Leistungsbilanz 2030	119
6.1.1	Prämissen	119
6.1.2	Ergebnisse im Überblick	120
6.1.3	Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte	121
6.1.4	Berücksichtigung der Speicher	123
6.1.5	Berücksichtigung der deutschen Produktion	128
6.1.6	Berücksichtigung des Bedarfs	128
6.1.7	Fazit	129
6.2	H-Gas-Quellenverteilung	130
6.2.1	Erdgasbedarf Europa	131
6.2.2	Transportwege und Infrastrukturprojekte	132
6.2.3	Versorgungsvarianten für Europa	136
6.3	Erläuterung der Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung	138
6.3.1	Region West-/ Südwesteuropa	140
6.3.2	Region Süd-/ Südosteuropa	143
6.3.3	Region Nordosteuropa	149
6.4	Zusatzbedarf entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung in den Modellierungsvarianten	151

7	Ergebnisse der Modellierung	156
7.1	Zusätzliche Anforderungen durch Verteilernetzbetreiber, Gaskraftwerke und Speicher	156
7.2	Modellierungsergebnisse	158
7.2.1	Modellierungsvariante Q.1	158
7.2.2	Modellierungsvariante Q.2	167
7.3	Gesamtergebnisse der Modellierungsvarianten	168
7.3.1	Gesamtergebnis der Modellierungsvariante Q.1	168
7.3.2	Gesamtergebnis der Modellierungsvariante Q.2	171
8	Netzausbaumaßnahmen	174
9	Innovationspotenziale der Fernleitungsnetze	189
	Übersicht über Netzausbaumaßnahmen in Deutschland mit PCI-Status	191
	Übersicht der Anlagen	192
	Glossar	193
	Literatur	197
	Legal Disclaimer	202

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß dem Referenzszenario (Darstellung als Brennwert)	19
Abbildung 2:	Anteile an fester Entry- und Exit-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen	26
Abbildung 3:	Grundsätzliches Vorgehen der Netzmodellierung	28
Abbildung 4:	Eingangsgrößen für die Netzmodellierung	29
Abbildung 5:	Kapazitätsentwicklung der Verteilernetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2016 im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2015	30
Abbildung 6:	Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz	33
Abbildung 7:	Neubaugaskraftwerke gemäß Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 mit Anschluss an das Fernleitungsnetz	35
Abbildung 8:	Neue Speicher gemäß § 39 Kapazitätsausbauanspruch mit Anschluss an das Fernleitungsnetz	38
Abbildung 9:	H-Gas-Transportnetz	44
Abbildung 10:	L-Gas-Transportnetz	46
Abbildung 11:	Das Startnetz für die Modellierung	50
Abbildung 12:	Umsetzungsstand der Netzentwicklungsplan Gas 2015-Maßnahmen	58
Abbildung 13:	Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten (alte Unterbrechungsdefinition) im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013	65
Abbildung 14:	Übersicht der nach der geänderten Methodik bestimmten im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 30.09.2015	67
Abbildung 15:	Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems	81
Abbildung 16:	Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz für Q.1 und Q.2	87
Abbildung 17:	Kapazitive L-Gas-Bilanz im GASPOOL-Marktgebiet	88

Abbildung 18:	Kapazitive L-Gas-Bilanz im NCG-Marktgebiet	89
Abbildung 19:	Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz – Verbleibender Bedarf über deutscher Produktion und resultierendem Importbedarf	92
Abbildung 20:	L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL – Verbleibender Bedarf über deutscher Produktion und resultierendem Importbedarf	94
Abbildung 21:	NCG-L-Gas-Mengenbilanz – Verbleibender Bedarf über deutscher Produktion und resultierendem Importbedarf	96
Abbildung 22:	Anzahl der umzustellenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen	98
Abbildung 23:	Anzahl jährlich umzustellender Verbrauchsgeräte bis 2030 im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2015	99
Abbildung 24:	Umstellungsbereiche bis 2022	102
Abbildung 25:	Umstellungsbereiche 2023 bis 2027	103
Abbildung 26:	Umstellungsbereiche 2028 bis 2030	104
Abbildung 27:	Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030	115
Abbildung 28:	Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz	120
Abbildung 29:	Entwicklung der Speicherfüllstände seit Januar 2010	124
Abbildung 30:	Berücksichtigung der Speicher in der H-Gas-Bilanz (Basisjahr 2016)	126
Abbildung 31:	Berücksichtigung der Speicher in der H-Gas-Bilanz (Eckjahre 2016 und 2030)	127
Abbildung 32:	Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs in den Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2	129
Abbildung 33:	Mögliche Entwicklung von Angebot und Nachfrage im Bilanzraum	131
Abbildung 34:	Bilanzraum der Erdgasbilanz Europa	132
Abbildung 35:	Regionen und Korridore für Erdgas aus Russland und dem kaspischen Raum	133
Abbildung 36:	Basisvariante Q.1 zur Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2035	137
Abbildung 37:	Alternative Variante Q.2 zur Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2035 gemäß den Vorgaben der BNetzA	138

Abbildung 38:	Zusätzliche Anforderungen in 2022 und 2027 durch Verteilernetzbetreiber, Gaskraftwerke und Speicher	156
Abbildung 39:	Ausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante Q.1 bis zum Jahr 2022	169
Abbildung 40:	Ausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante Q.1 bis zum Jahr 2027	170
Abbildung 41:	Ausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante Q.2 bis zum Jahr 2022	172
Abbildung 42:	Ausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante Q.2 bis zum Jahr 2027	173
Abbildung 43:	Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2016	188
Tabelle 1:	In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland gemäß überarbeitetem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016	16
Tabelle 2:	Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung	16
Tabelle 3:	Referenzszenario – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H_s)	17
Tabelle 4:	Referenzszenario – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt, Darstellung als Heizwert (H_i)	17
Tabelle 5:	Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten	18
Tabelle 6:	Biogaseinspeisung in Deutschland	18
Tabelle 7:	Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß dem Referenzszenario (Darstellung als Brennwert)	19
Tabelle 8:	Modellierungsvarianten	24
Tabelle 9:	Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz	32
Tabelle 10:	Neubaugaskraftwerke gemäß Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016	34
Tabelle 11:	Zusätzliche Speicherprojekte gemäß § 39 Kapazitätsausbauanspruch am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber	37

Tabelle 12:	Plankostenansätze für Standard-Erdgastransportleitungen in €/m	41
Tabelle 13:	Plankostenansätze für Verdichterstationen	42
Tabelle 14:	Plankostenansätze für GDRM-Anlagen	43
Tabelle 15:	Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen 13. BImSchV und TA-Luft	52
Tabelle 16:	Umsetzungsstand der Netzentwicklungsplan-Maßnahmen zum 01.01.2016	54
Tabelle 17:	Übersicht des Anteils der Unterbrechungsdauer im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (Angaben in %)	63
Tabelle 18:	Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (Angaben in kWh/h)	64
Tabelle 19:	Übersicht der nach der geänderten Methodik ermittelten Anteile der Unterbrechungsdauer der unterbrochenen, unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 30.09.2015 (Angaben in %)	66
Tabelle 20:	Übersicht der nach der geänderten Methodik ermittelten im Mittel unterbrochenen, unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 30.09.2015 (Angaben in kWh/h)	66
Tabelle 21:	Aufteilung der L-Gas-Import-Leistung auf die Grenzübergangspunkte für die Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2	83
Tabelle 22:	Speicherleistung der Auslagerungskennlinien bei einem 50 %-igen Füllstand	84
Tabelle 23:	Anteile der Importe und der inländischen Produktion am Leistungsbedarf	85
Tabelle 24:	Entwicklung der Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher	86
Tabelle 25:	Daten zur kapazitiven deutschlandweiten L-Gas-Bilanz	87
Tabelle 26:	Daten zur kapazitiven L-Gas-Bilanz im GASPOOL-Marktgebiet	88
Tabelle 27:	Daten zur kapazitiven L-Gas-Bilanz im NCG-Marktgebiet	89
Tabelle 28:	Daten zur deutschlandweiten L-Gas-Mengenbilanz kalter und durchschnittlicher Winter	93
Tabelle 29:	Daten zu den GASPOOL Gas-Mengenbilanzen kaltes und durchschnittliches Jahr	95

Tabelle 30:	Daten zu den NCG-Gas-Mengenbilanzen kaltes und durchschnittliches Jahr	96
Tabelle 31:	Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche	105
Tabelle 32:	Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche 2028 bis 2030	113
Tabelle 33:	Daten zur H-Gas-Bilanz	121
Tabelle 34:	Technisch verfügbare Entry-Kapazitäten der Grenzübergangspunkte (H-Gas) im Vergleich mit den jeweiligen Werten der H-Gas-Bilanz in der Modellierungsvariante Q.1	122
Tabelle 35:	Daten zum H-Gas-Leistungsbedarf	129
Tabelle 36:	Berücksichtigte Infrastruktur für die H-Gas-Quellenverteilung	134
Tabelle 37:	Quellenverteilungen im Netzentwicklungsplan Gas 2015 sowie die Modellierungsvarianten des Netzentwicklungsplans Gas 2016 Q.1 und Q.2	138
Tabelle 38:	H-Gas-Leistungsbilanz Q.1 für die Jahre 2022 und 2027	152
Tabelle 39:	H-Gas-Leistungsbilanz Q.2 für die Jahre 2022 und 2027	154
Tabelle 40:	Zusätzliche Anforderungen in 2022 und 2027 durch Verteilernetzbetreiber, Gaskraftwerke und Speicher (Angaben in MWh/h)	157
Tabelle 41:	Ergebnisse Modellierungsvariante Q.1	168
Tabelle 42:	Ergebnisse Modellierungsvariante Q.2	171
Tabelle 43:	Übersicht über die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen	176

Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

mit dem vorliegenden Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 legen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber einen integrierten Plan zum Netzausbau vor, der wesentliche Positionen auf dem Weg zu einer auch in Zukunft sicheren, umweltverträglichen und wirtschaftlichen Erdgasversorgung beschreibt.

Dies ist der erste Netzentwicklungsplan Gas nach der Weltklimakonferenz von Paris. Im Dezember 2015 haben 195 Staaten sich in einem ersten Schritt verbindlich auf ein weltweites Klimaziel geeinigt. Die Zunahme der Erderwärmung soll auf unter zwei Grad begrenzt werden. Ein ambitioniertes Ziel, das nur mit einem hohen Einsatz von Know-how, Kapital und Kreativität zu erreichen sein wird. Ein gemeinsames Ziel, zu dem sowohl Energieverbraucher als auch Energieproduzenten ihren Beitrag leisten müssen, wenn es denn Realität werden soll. Ein zukunftsweisendes Ziel, zu dem auch die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber ihren Beitrag leisten werden. Denn gerade Erdgas als Energieträger, CO₂-arm, flexibel und kostengünstig, hilft, Emissionen zu mindern. Ein nationaler Stromerzeugungsmix aus Erneuerbaren und Erdgas eröffnet Potenziale – bei der Umsetzung der Energiewende in Deutschland und auch im weltweiten Kontext. Die Ergebnisse von Paris werden uns als Leitthema in den nächsten Jahren begleiten.

Um das in Paris formulierte Ziel zu erreichen, ist eine bedarfsgerecht ausgebaute nationale Erdgasinfrastruktur essentiell – dafür schafft der Netzentwicklungsplan Gas wesentliche Grundlagen.

Wie von der Bundesregierung beschlossen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber dieses zentrale Dokument zukünftig nur noch alle zwei Jahre veröffentlichen. Angesichts des hohen Aufwands bei der Erstellung des Plans, der durch eine umfassende Konsultation aller relevanten Marktpartner begleitet wird, ist dies eine sachgerechte Entscheidung, die wir begrüßen. Die Systematik der Erstellung, insbesondere der jetzt startende Konsultationsprozess, bleibt unverändert.

An der Entstehung des vorliegenden Dokuments, das auf dem von der BNetzA bestätigten Szenariorahmen basiert, sind viele Parteien beteiligt. Wir bedanken uns bei unseren Marktpartnern, die uns weiterhin wichtige Impulse geben werden. Ebenfalls danken wir der Prognos AG für ihre Mitarbeit.

Mit freundlichen Grüßen

Ihre Fernleitungsnetzbetreiber

Executive Summary

In dem vorliegenden Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 stellen die Fernleitungsnetzbetreiber die Ergebnisse der Netzentwicklungsplanung vor. Damit erfüllen sie die Vorgaben aus Energiewirtschaftsgesetz und Gasnetzzugangsverordnung. Dieses fünfte deutschlandweite Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas basiert auf dem von den Fernleitungsnetzbetreibern erarbeiteten und von der BNetzA am 11.12.2015 bestätigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016.

Auf Basis eines Gasbedarfsszenarios werden im Netzentwicklungsplan Gas 2016 erstmalig zwei unterschiedliche H-Gas-Quellenverteilungen modelliert. Die Annahmen zu Verteilernetzbetreibern, Gaskraftwerken, Speichern und Industrie unterscheiden sich in den beiden Modellierungsvarianten nicht. Im Ergebnis bestätigen sich die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 in beiden Modellierungsvarianten als stabiler Netzausbau. Darüber hinaus sind in der Betrachtung des 10-Jahres-Zeitraums zusätzliche Ausbaumaßnahmen erforderlich.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen die Ausbaumaßnahmen auf Basis der Modellierungsvariante Q.2 vor. Diese berücksichtigt zur Deckung des zusätzlichen deutschen H-Gas-Bedarfs Zusatzkapazitäten, die mit der Erweiterung der Nord Stream zur Verfügung stehen.

Maßgeblich für diese Entscheidung ist die Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber, dass diese Modellierungsvariante als die robustere bzgl. der Versorgungssicherheit gesehen wird. Die Wahl der Modellierungsvariante Q.2 stellt sicher, dass zukünftige Veränderungen in der Entwicklung der Gasaufkommen für Europa entsprechend berücksichtigt werden können. Der Netzausbauvorschlag beinhaltet sämtliche Maßnahmen der Modellierungsvariante Q.1 und erfüllt somit auch die Anforderungen, die sich aus der alternativen Quellenverteilung ergeben würden.

Der vorgeschlagene Netzausbau beinhaltet:

- Für die Anforderungen des Jahres 2022 den Neubau von Ferngasleitungen mit einer Länge von rund 744 km und die Schaffung zusätzlicher Verdichterleistung in Höhe von rund 425 MW und somit Investitionen in Höhe von rund 3,6 Mrd. Euro inkl. GDRM-Anlagen.
- Für die Anforderungen des Jahres 2027 den Neubau von Ferngasleitungen mit einer Länge von rund 802 km und die Schaffung zusätzlicher Verdichterleistung in Höhe von rund 526 MW und somit Investitionen in Höhe von rund 4,4 Mrd. Euro inkl. GDRM-Anlagen.

Mit diesen Investitionen sichern die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber u. a. die Marktraumumstellung von heute noch mit L-Gas versorgten Gebieten durch H-Gas. Die Zahl der für die L-H-Gas-Umstellung erforderlichen Maßnahmen und das damit verbundene Investitionsvolumen erhöht sich gegenüber dem letzten Netzentwicklungsplan Gas aufgrund des erweiterten Betrachtungszeitraums erneut. Im Rahmen des bereits begonnenen Umstellungsprozesses fanden auch im letzten Jahr intensive Abstimmungen mit den Verteilernetzbetreibern statt. Die Ergebnisse dieser Abstimmungen sind in das vorliegende Konsultationsdokument eingeflossen, das die umfangreichen Planungen fortschreibt sowie aktualisierte und weiter detailliertere Informationen bietet. Die

Fernleitungsnetzbetreiber sehen die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Rahmen der Marktraumumstellung als zentrale Aufgabe.

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.

1 Einführung

1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung

Nach § 15a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in jedem geraden Kalenderjahr einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan zu erstellen und der BNetzA als zuständiger Regulierungsbehörde, zum 1. April, 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 Gas nach § 15a EnWG hat alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu enthalten, welche in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Insbesondere sind Maßnahmen zu benennen, die in den nächsten drei Jahren durchzuführen sind. Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas ist ein Szenariorahmen, der angemessene Annahmen über die Entwicklung der wichtigsten exogenen Einflussgrößen bezüglich der Dimensionierung eines Fernleitungsnetzes beinhaltet. Hierunter fallen die Gewinnung, die Versorgung mit und der Verbrauch von Erdgas, der Gasaustausch mit anderen Ländern, geplante Investitionen in die Infrastruktur sowie Auswirkungen etwaiger Versorgungsstörungen. Der Netzentwicklungsplan hat den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan nach Artikel 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 zu berücksichtigen.

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

Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs

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 01.04.2016 Bestandteil dieses Dokuments.

1.2 Vorgehensweise und Zeitplan

Das vorliegende Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 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 11.12.2015 bestätigten **Szenariorahmen** zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 (vgl. **Kapitel 2**). Außerdem enthält dieses Kapitel die im Beschluss der BNetzA zur Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 [BNetzA 2015] geforderten Ergänzungen bzw. Änderungen.
- In **Kapitel 3** werden die grundsätzliche Vorgehensweise der **Modellierung** der Fernleitungsnetze und die hierfür benötigten Eingangsgrößen für die Netzmodellierung dargestellt. Des Weiteren werden die Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten festgelegt.
- Den **Stand des heutigen Fernleitungsnetzes** zeigt **Kapitel 4**. Es beschreibt neben den bereits heute in Bau befindlichen oder beschlossenen und geplanten Maßnahmen zum Ausbau des Fernleitungsnetzes den Stand der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2015.
- **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 2030 und Beschreibungen der geplanten Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber.
- Die **Entwicklung der H-Gas-Versorgung** wird in **Kapitel 6** aufgezeigt. Dieses enthält H-Gas-Bilanzen bis 2030 sowie die Aufteilung des in den Modellierungsvarianten ermittelten Zusatzbedarfs auf die Grenzübergangspunkte.
- Die **Ergebnisse der Modellierung** der H-Gas-Fernleitungsnetze sind in **Kapitel 7** dargestellt. In der Modellierung wurden auf Basis des bestätigten Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 detaillierte Berechnungen in den Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2 durchgeführt.
- In **Kapitel 8** werden die von den Fernleitungsnetzbetreibern auf Basis der Modellierungsergebnisse vorgeschlagenen **Netzausbaumaßnahmen** dargestellt. Zusätzlich werden Maßnahmenänderungen gegenüber dem vorigen Netzentwicklungsplan Gas erläutert.
- In **Kapitel 9** beschäftigen sich die Fernleitungsnetzbetreiber mit möglichen Innovationspotenzialen der Fernleitungsnetze.

Zeitlicher Ablauf der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas

Dieses Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 wurde am 15.02.2016 auf der FNB Gas Internetseite (www.fnb-gas.de) veröffentlicht. Im Rahmen einer öffentlichen Konsultation vom 15.02.2016 bis 04.03.2016 wird der Öffentlichkeit und den Verteilernetzbetreibern Gelegenheit zur Äußerung gegeben. Zusätzlich zur Veröffentlichung im Internet findet am 25.02.2016 ein öffentlicher Workshop statt, bei dem der Netzentwicklungsplan Gas 2016 erläutert und diskutiert wird.

In den drei Wochen nach Abschluss der Konsultation wird diese ausgewertet und die Konsultationsergebnisse werden in den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2016 eingearbeitet.

Die Fernleitungsnetzbetreiber planen eine Veröffentlichung der eingegangenen Stellungnahmen und eine Übermittlung an die BNetzA. Falls Stellungnahmen oder Auszüge von Stellungnahmen aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen nicht veröffentlicht werden sollen, so bitten die Fernleitungsnetzbetreiber die Konsultationsteilnehmer darum, dies entsprechend zu kennzeichnen und gegebenenfalls eine geschwärzte Version beizulegen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden das überarbeitete Konsultationsdokument als Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas bei der BNetzA am 01.04.2016 einreichen. Die BNetzA hat danach zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas nochmals alle tatsächlichen und potenziellen Netznutzer anzuhören und das Ergebnis zu veröffentlichen. Sie kann anschließend Änderungen des Netzentwicklungsplans Gas verlangen, welche von den Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb von drei Monaten einzuarbeiten sind.

Gemäß Tenor zu 7. der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, zusätzlich zu den beiden Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2 eine separate Modellierungsvariante – die TaK-Versorgungssicherheitsvariante (TaKSi) – zu modellieren und die Ergebnisse der BNetzA bis spätestens 01.07.2016 zu übermitteln. Dieser Verpflichtung werden die Fernleitungsnetzbetreiber fristgerecht nachkommen.

2 Bestätigter Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016

Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 bildet mit seinen Ergebnissen und Festlegungen eine wesentliche Grundlage für die im Netzentwicklungsplan Gas 2016 durchgeführten Modellierungen.

Die BNetzA hat am 11.12.2015 den von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 [FNB Gas 2015c] mit Änderungen bestätigt.

Im Folgenden werden wichtige Annahmen und Ergebnisse des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 hinsichtlich der Gasbedarfsentwicklung kurz vorgestellt. Detailliertere Informationen hierzu sind im Internet abrufbar (Download unter: <http://www.fnb-gas.de>).

2.1 Annahmen des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 zur Gasbedarfsentwicklung

Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 konzentriert sich auf ein Referenzszenario, welches die Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in den Verbrauchssektoren bis zum Jahr 2026 darstellt, wobei für die Gasverstromung eine intensive Abstimmung mit der BNetzA erfolgte. Dieses Szenario entspricht dem bereits im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 [FNB Gas 2014b] dargestellten Szenario II. Es wurde von der Prognos AG für die Bundesregierung im Jahr 2014 erstellt [„Energierferenzprognose“ EWI/ Prognos/ GWS 2014] und bildete im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 den mittleren Pfad des Endenergiebedarfs für Gas ab.

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

Für den Gasbedarf der Kraftwerke wurde im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 ein Entwicklungspfad mit dem Kraftwerksmodell der Prognos AG berechnet. Ausgangspunkte der Modellierung waren die Kraftwerksliste, d. h. die Liste der BNetzA zum aktuellen Kraftwerksbestand sowie zum Zu- und Rückbau in Deutschland, und die bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden aktuellen Kapazitätsreservierungen nach § 38 sowie Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV. Die sich im Referenzszenario ergebende Entwicklung der installierten elektrischen Leistung der Gaskraftwerke bis zum Jahr 2026 in Deutschland zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 1: In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland gemäß überarbeitetem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016

Installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	Einheit	2013	2016	2021	2026	Veränderung 2026 zu 2013	Veränderung 2026 zu 2016	Veränderung 2026 zu 2021
Referenzszenario	GW	26,9	27,4	33,8	33,1	23%	21%	-2%

Quelle: Prognos AG

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 2015, vgl. Tabelle 2].
- **Einspeisung Biogas:**
Die deutschlandweite Entwicklung der Biogasnutzung zur Strom- und Wärmebereitstellung beruht auf der aktuellen Anlagenstatistik [dena 2015] sowie auf Abschätzungen der Prognos AG.

Tabelle 2: Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung

Jahr	Deutschland		Davon in den Hauptfördergebieten					
	insgesamt		Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark)			Gebiet Weser-Ems (ohne Ostfriesland)		
	Produktion	Kapazität	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheitsabschlag	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheitsabschlag
	Mrd. m³	Mio. m³/h	Mrd. m³	Mio. m³/h	Mio. m³/h	Mrd. m³	Mio. m³/h	Mio. m³/h
2015	8,52	1,10	3,94	0,50	0,48	4,30	0,55	0,53
2016	7,95	1,03	3,79	0,49	0,46	3,90	0,50	0,48
2017	7,63	0,99	3,46	0,45	0,43	3,88	0,50	0,48
2018	7,35	0,94	3,20	0,42	0,39	3,71	0,48	0,45
2019	7,00	0,90	3,00	0,39	0,37	3,60	0,46	0,44
2020	6,58	0,85	2,76	0,36	0,34	3,47	0,45	0,42
2021	6,08	0,78	2,54	0,33	0,31	3,24	0,42	0,39
2022	5,42	0,69	2,31	0,30	0,28	2,87	0,37	0,34
2023	4,78	0,62	2,10	0,27	0,25	2,55	0,33	0,30
2024	4,26	0,55	1,85	0,24	0,22	2,30	0,30	0,27
2025	3,84	0,49	1,64	0,21	0,19	2,10	0,27	0,24
2026	3,51	0,45	1,53	0,20	0,18	1,90	0,24	0,22

Quelle: WEG-Prognose 2015

2.2 Ergebnisse des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 zur Gasbedarfsentwicklung

Der Gasbedarf Deutschlands im Referenzszenario setzt sich zusammen aus den Einzelergebnissen zum Endenergiebedarf, zum nichtenergetischen Verbrauch, zum Gaseinsatz im Umwandlungssektor (Strom- und Wärmeerzeugung) und zum Eigenverbrauch des Umwandlungssektors. Im betrachteten Szenario geht der Gasbedarf bis 2026 gegenüber 2016 um rund 6 % zurück.

Die folgenden Tabellen zeigen den Gaseinsatz im Referenzszenario, dargestellt jeweils als Brennwert (H_s) und Heizwert (H_i).

Tabelle 3: Referenzszenario – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H_s)

Gasbedarf Deutschland Referenzszenario - Darstellung Brennwert (H_s)	Einheit	2013	2016	2021	2026	Veränderung 2026 zu 2013	Veränderung 2026 zu 2016	Veränderung 2026 zu 2021
Gasbedarf insgesamt	TWh H_s	912	807	802	761	-17%	-6%	-5%
Endenergiebedarf Gas	TWh H_s	658	596	563	527	-20%	-12%	-6%
Industrie	TWh H_s	246	229	228	220	-11%	-4%	-4%
Haushalte	TWh H_s	280	260	239	217	-22%	-16%	-9%
GHD	TWh H_s	129	102	86	71	-45%	-30%	-17%
Verkehr	TWh H_s	3	5	10	18	567%	293%	90%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	TWh H_s	34	34	33	34	0%	2%	3%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	TWh H_s	201	159	188	182	-9%	15%	-3%
Fernheizwerke	TWh H_s	30	31	31	29	-3%	-4%	-4%
Kraftwerke	TWh H_s	171	129	157	153	-10%	19%	-3%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	TWh H_s	20	18	18	17	-11%	-4%	-4%

Quelle: BDEW/ AG Energiebilanzen (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), EWI/ Prognos AG/ GWS 2014, Prognos AG

Tabelle 4: Referenzszenario – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt, Darstellung als Heizwert (H_i)

Gasbedarf Deutschland Referenzszenario - Darstellung Heizwert (H_i)	Einheit	2013	2016	2021	2026	Veränderung 2026 zu 2013	Veränderung 2026 zu 2016	Veränderung 2026 zu 2021
Gasbedarf insgesamt	TWh H_i	829	734	729	692	-17%	-6%	-5%
Endenergiebedarf Gas	TWh H_i	598	542	512	479	-20%	-12%	-6%
Industrie	TWh H_i	224	208	207	200	-11%	-4%	-4%
Haushalte	TWh H_i	255	236	217	198	-22%	-16%	-9%
GHD	TWh H_i	117	93	78	65	-45%	-30%	-17%
Verkehr	TWh H_i	2	4	9	17	567%	293%	90%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	TWh H_i	31	31	30	31	0%	2%	3%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	TWh H_i	182	145	171	166	-9%	15%	-3%
Fernheizwerke	TWh H_i	27	28	28	27	-3%	-4%	-4%
Kraftwerke	TWh H_i	155	117	143	139	-10%	19%	-3%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	TWh H_i	18	17	16	16	-11%	-4%	-4%

Quelle: BDEW/ AG Energiebilanzen (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), EWI/ Prognos AG/ GWS 2014, Prognos AG

Die konventionelle Erdgasförderung wird in Deutschland entsprechend der WEG-Prognose bis 2026 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 5: Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten

Erdgasförderung in Deutschland	Einheit	2013	2016	2021	2026	Veränderung 2026 zu 2013	Veränderung 2026 zu 2016	Veränderung 2026 zu 2021
Konventionelles Erdgas	[Mrd. m ³]*	9,77	7,95	6,08	3,51	-64%	-56%	-42%
Konventionelles Erdgas	[TWh H _s]**	95	78	59	34			
Konventionelles Erdgas	[TWh H _i]***	87	71	54	31			

* Mengenangaben beziehen sich auf Erdgas mit einem einheitlichen Brennwert (H_s) von 9,7692 kWh/m³

** Mengenangaben umgerechnet in TWh (9,7692 kWh/m³), Brennwert (H_s)

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

Quelle: Prognos AG, WEG 2014, WEG-Prognose 2015

Für die Modellierungen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 erfolgte wie in den Vorjahren keine Berücksichtigung der Förderung nicht-konventioneller Gase.

Nach den Zahlen des bestätigten Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 wird die Biogaseinspeisung in Deutschland bis zum Jahr 2026 geringfügig zunehmen. In Summe bleibt der ermittelte Zuwachs aufgrund der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2014 sehr gering. Inwieweit hier zukünftige EEG-Reformen Einfluss nehmen werden, bleibt abzuwarten.

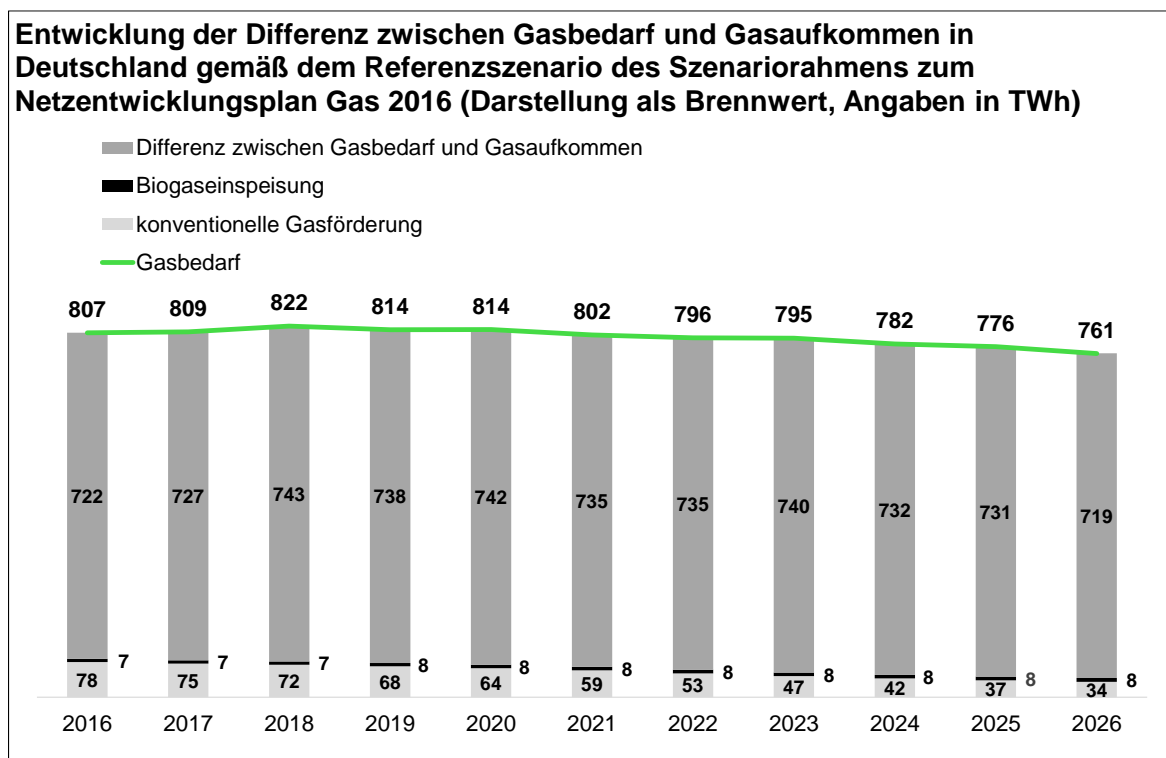
Tabelle 6: Biogaseinspeisung in Deutschland

Biogaseinspeisung in Deutschland	Einheit	2013	2016	2021	2026	Veränderung 2026 zu 2013	Veränderung 2026 zu 2016	Veränderung 2026 zu 2021
Darstellung Brennwert (H _s)	TWh H _s	5,6	7,3	7,7	8,1	45%	12%	6%
Darstellung Heizwert (H _i)	TWh H _i	5,1	6,6	7,0	7,4	45%	12%	6%

Quelle: Prognos AG, dena 2015, Biogas-Monitoringbericht 2014

Gemäß des im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 dargestellten Referenzszenarios ergibt sich (ohne Transitmengen) eine Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen (konventionelle Erdgasförderung und Biogasaufkommen). Diese Differenz beträgt 722 TWh (H_s) im Jahr 2016 und 719 TWh im Jahr 2026 (vgl. Abbildung 1 und Tabelle 7). Bei dieser Betrachtung handelt es sich um eine einfache Mengenbilanz auf Basis des Referenzszenarios des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016, beispielsweise ohne eine Unterscheidung zwischen L- und H-Gas-Mengen. Die für die Netzmodellierung relevanten Bilanzen sind in den Kapiteln 5 und 6 dargestellt.

Abbildung 1: Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß dem Referenzszenario (Darstellung als Brennwert)



Quelle: Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016

Tabelle 7: Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß dem Referenzszenario (Darstellung als Brennwert)

Darstellung Brennwert (H _s), Angaben in TWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Gasbedarf	807	809	822	814	814	802	796	795	782	776	761
konventionelle Gasförderung	78	75	72	68	64	59	53	47	42	37	34
Biogaseinspeisung	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8
Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen	722	727	743	738	742	735	735	740	732	731	719

Quelle: Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016

2.3 Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016

Die BNetzA hat den von den Fernleitungsnetzbetreibern nach Konsultation überarbeiteten Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 am 11.12.2015 mit Änderungen und Hinweisen bestätigt. Die Anforderungen der BNetzA aus der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 werden von den Fernleitungsnetzbetreibern in unterschiedlichen Kapiteln des Netzentwicklungsplans Gas 2016 soweit möglich berücksichtigt:

- **Tenor 1** der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 gibt in Bezug auf die H-Gas-Quellenverteilung Änderungen der **Alternativvariante Q.2** vor. Die sich aus Anlage 1 der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas ergebenden Vorgaben wurden in der Modellierung umgesetzt. Die Ergebnisse der Alternativvariante Q.2 sind im Kapitel 7.2.2 dargestellt.
- **Tenor 2** bezieht sich auf den **Grenzübergangspunkt Mallnow**. Den Fernleitungsnetzbetreibern wird aufgegeben, im Rahmen der Aufstellung der H-Gas-Bilanz für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 bei der Einspeiseleistung der H-Gas-Speicher keinen Ausfall der Einspeisung aus dem Grenzübergangspunkt Mallnow anzunehmen. Diese Vorgabe haben die Fernleitungsnetzbetreiber umgesetzt (vgl. Kapitel 6).
- **Tenor 3** enthält Vorgaben für Kapazitätsansätze an **Grenzübergangspunkten**. Hier werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, im Netzentwicklungsplan Gas 2016 folgende Vorgaben umzusetzen:
 - **Tenor 3a** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, bei der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2016 am Grenzübergangspunkt Eynatten-Raeren (Entry) den bisherigen Kapazitätswert in Höhe von 6.022 MWh/h durchgängig anzusetzen. Dieser Verpflichtung sind die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2016 nachgekommen (vgl. Anlage 1).

Darüber hinaus wird den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben, am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl (Entry L139 und Entry H104) die unterschiedlich hohen Differenzen beim Rückgang der Kapazitätswerte im L-Gas-Netz im Vergleich zum Anstieg der Kapazitätswerte im H-Gas-Netz näher zu begründen. Dieser Aufforderung kommen die Fernleitungsnetzbetreiber im Folgenden nach:

Durch die Initiierung der L-H-Gas-Umstellung im Versorgungsgebiet der GUD wird das L-Gas-System mittelfristig entlastet. Insbesondere reduziert sich die benötigte L-Gas-Importleistung in Oude Statenzijl (Entry L139) bereits ab etwa 2020. Dadurch besteht die Möglichkeit, die 30“-Leitung auf dem Teilabschnitt zwischen Folmhusen und Wardenburg in das H-Gas System und die 24“-Leitung entsprechend in das L-Gas-System zu integrieren sowie die Verdichtereinheit E3 in Folmhusen im H-Gas-System zu nutzen. Der Leitungstausch erhöht die Kapazitäten im H-Gas-System in West-Ost und Ost-West Richtung. Der Transport West-Ost wird durch die Einbindung der Verdichterstation Folmhusen weiter gesteigert.

GUD beabsichtigt die hierzu notwendige Maßnahme (ID 300-02) bis 2020 umzusetzen. Die sich daraus ergebenden planerischen Leistungsveränderungen (der TVK) sind in der Input Liste aufgenommen worden:

Netzknoten	Entry/ Exit	L-/ H-Gas	2019	2020	Delta
L139 – OUDE STATENZIJL L	Entry	L-Gas	8.017 MW	5.694 MW	- 2.323 MW
H104 – OUDE STATENZIJL H	Entry	H-Gas	2.678 MW	5.730 MW	+ 3.052 MW

Einzelne Leitungen bzw. Verdichtereinheiten besitzen per se keine (feste) Transportkapazität – die Wirkung der einzelnen Komponenten auf die Transportkapazität ergibt sich erst durch die planerisch Berücksichtigung in einem kompletten Transportnetz unter Berücksichtigung des gesamten zu prüfenden Kapazitätsgerüsts. Im konkreten Fall zeigen die Simulation der L- bzw. H-Gas-Netzmodelle, dass die Einbindung der Verdichterstation sowie der Leitungsaustausch im H-Gas mehr Kapazität generiert als im L-Gas „verloren geht“. Im H-Gas-Netz besteht ohne die Maßnahme (ID 300-02) keine Möglichkeit zur Verdichtung in Folmhusen – es wird im H-Gas eine „neue“ Station in der Planung berücksichtigt, wobei sich im L-Gas „nur“ die planerische Leistung der Station etwas reduziert – diese unterschiedliche Qualität der Veränderung plausibilisiert die unterschiedliche Wirkung auf die resultierenden Kapazitäten in den beiden Netzen.

- In **Tenor 3b** wird den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben, nachvollziehbar darzulegen, wie sich die H-Gas-Leistungsbilanz nach Maßgabe der H-Gas-Quellenverteilung auf die Kapazitätswerte an den Grenzübergangspunkten auswirkt. Mit dieser Anforderung setzen sich die Fernleitungsnetzbetreiber im Kapitel 6.3 auseinander.
- In **Tenor 3c** wird den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben, allgemein gültige Indikatoren aufzustellen, anhand derer Veränderungen der technisch verfügbaren Kapazitäten nachvollziehbar sind. Mit dieser Anforderung setzen sich die Fernleitungsnetzbetreiber im Kapitel 3.2.6 auseinander.
- **Tenor 3d** bezieht sich noch einmal auf die Alternativvariante Q.2. Die BNetzA weist darauf hin, dass für die Region „Nordost“ gemäß der H-Gas-Quellenverteilung lediglich ein anteiliger Zusatzbedarf in Höhe von 42 % zu berücksichtigen ist. Etwaige weitere Zusatzbedarfe, die nicht durch verbindliche Buchungen belegt sind, dürfen bei den Kapazitätsansätzen an den Grenzübergangspunkten weder ein- noch ausspeiseseitig einbezogen werden. Insbesondere ist es den Fernleitungsnetzbetreibern untersagt, die Ergebnisse einer unverbindlichen Marktabfrage in ihrer Modellierung zu Grunde zu legen. Dieser Anforderung sind die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierungsvariante Q.2 nachgekommen.
- **Tenor 4** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, die Liste der in der Modellierung zu berücksichtigenden **Gaskraftwerke** entsprechend der in Anlage 2 der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 dargelegten Vorgaben anzupassen. Dieser Verpflichtung sind die Fernleitungsnetzbetreiber

nachgekommen. Eine Tabelle der berücksichtigten neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke ist im Kapitel 3.2.2 dargestellt.

- **Tenor 5** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber in Bezug auf die **Modellierung der Gasspeicher** in den Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2 folgende Vorgaben zu erfüllen:
 - **Tenor 5a** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, bei bestehenden Speichern, die mit Kapazitäten mit Auflagen (z. B. bFZK, BZK, DZK, LaFZK) modelliert werden, die individuellen Funktionen, welche die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Modellierung zu Grunde legen, der BNetzA mit Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2016 zu übermitteln. Hierzu gehören auch die Annahmen und Randbedingungen, auf denen die Funktionen basieren. Sofern die Fernleitungsnetzbetreiber mit TaK modellieren, sind die bereits in den Netzentwicklungsplänen Gas 2014 [FNB Gas 2015a] und Gas 2015 [FNB Gas 2015b] verwendeten Temperaturkurven maßgeblich. Dieser Verpflichtung werden die Fernleitungsnetzbetreiber spätestens zum 01.04.2016 nachkommen.
 - **Tenor 5b** stellt klar, dass bei der Modellierung der neuen Speicher – einschließlich der zu erweiternden Speicher, für die bis zum 14.08.2015 bei den Fernleitungsnetzbetreibern Netzausbaubegehren nach § 39 GasNZV gestellt wurden – die bereits in den Netzentwicklungsplänen Gas 2014 [FNB Gas 2015a] und Gas 2015 [FNB Gas 2015b] verwendeten Temperaturkurven anzuwenden sind. Dieser Anforderung sind die Fernleitungsnetzbetreiber in den Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2 nachgekommen.
- **Tenor 6a** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, in der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 den **Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber** in den Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2 wie folgt anzunehmen:
 - Als Startwert für das Jahr 2016 sind die angefragten internen Bestellungen zu Grunde zu legen.
 - Maßgeblich für den weiteren Zeitraum bis zum Jahr 2021 ist die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung.
 - Der auf diese Weise für das Jahr 2021 ermittelte Kapazitätsbedarf ist für die nächsten fünf Jahre bis zum Jahr 2026 konstant fortzuschreiben.Dieser Verpflichtung sind die Fernleitungsnetzbetreiber in den Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2 nachgekommen (vgl. Anlage 1). Die in **Tenor 6b** erwähnte optionale Modellierungsvariante für die Verteilernetzbetreiber wurde aufgrund des engen Zeitplans im Netzentwicklungsplan Gas 2016 nicht weiter verfolgt.
- **Tenor 7** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, zusätzlich zu den beiden Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2 eine separate Modellierungsvariante – die **TaK-Versorgungssicherheitsvariante (TaKSi)** – zu modellieren und das Modellierungsergebnis der BNetzA spätestens am 01.07.2016 zu übermitteln. Für diese Modellierungsvariante werden durch die BNetzA konkrete Vorgaben für den Ansatz von Speichern gemacht (vgl. Anlage 3 der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016). Die übrigen Modellierungsparameter entsprechen der Modellierungsvariante Q.1. Dieser Verpflichtung werden die Fernleitungsnetzbetreiber fristgerecht nachkommen.

- **Tenor 8** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, im Netzentwicklungsplan Gas 2016 die Änderungen der technisch verfügbaren Kapazitäten zu nennen, die sich in Folge des vorgeschlagenen Netzausbaus an Netzkopplungspunkten ergeben. Die Werte haben die Fernleitungsnetzbetreiber netzkopplungspunktscharf für jede Modellierungsvariante vorzulegen. Dazu haben die Fernleitungsnetzbetreiber pro Modellierungsvariante eine kapazitive Outputliste zu veröffentlichen. Eine solche „Outputliste“ muss identisch mit den Spalten für die Jahre 2022 und 2026 der Liste der Eingangsgrößen für die Netzmodellierung sein. Für diese beiden Jahre wurde eine Modellierung durchgeführt. Deshalb können nur für diese beiden Jahre Aussagen zu Kapazitäten getroffen werden. Mit der Umsetzung der im Netzentwicklungsplan Gas ausgewiesenen Netzausbaumaßnahmen werden unter den heute angenommenen Planungsprämissen, die in der Liste der Eingangsgrößen für die Netzmodellierung ausgewiesenen Bedarfe in 2022 und 2026 gedeckt. Diese Werte stellen somit Eingangs- und Zielgrößen der Netzmodellierung dar. Da es sich bei der „Outputliste“ um identische Werte handelt, sehen die Fernleitungsnetzbetreiber von einer gesonderten Erstellung einer zusätzlichen Liste ab. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass sich die aufgeführten Kapazitätswerte aufgrund einer Vielzahl von möglichen Einflüssen ändern können. Hierzu gehören u. a. Änderungen der in den jeweiligen spezifischen Kapazitätszuteilungssituationen anzuwendenden gesetzlichen und regulatorischen Vorschriften, mögliche Verzögerungen der Fertigstellung der Netzausbaumaßnahmen, zukünftige Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV und künftige Netzausbauansprüche nach § 39 GasNZV.
- Gemäß **Ziffer B5d** der Entscheidungsgründe der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016, „[...] bleiben die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die Aussagen über kapazitive Auswirkungen so genau wie möglich zu treffen“. Dieser Aufforderung kommen die Fernleitungsnetzbetreiber mit den Eintragungen in Spalte „Auswirkung auf Bedarfsabdeckung“ in Anlage 4 weiterhin nach. Zur Relevanz und Detailtiefe dieser Aussagen haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2015 im Kapitel 3.1 „Modellierungsaufwand und Grenzen der Modellierung“ ausführlich dargestellt, dass der Systemplanungsansatz keine direkte Zuordnung von Maßnahmen zu Auswirkungen zulässt. Auf Anregung der BNetzA hat zu diesem Thema auch ein Austausch mit einem Übertragungsnetzbetreiber stattgefunden. Die Ergebnisse dieses Austausches sind bereits im Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans Gas 2015 dargestellt worden. Die Sachlage hat sich seit dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 nicht geändert.

2.4 Modellierungsvarianten

Unter Berücksichtigung der Konsultationsantworten der Marktteilnehmer zum Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 haben die Fernleitungsnetzbetreiber verschiedene Modellierungsvarianten vorgeschlagen [FNB Gas 2015c].

Die folgende Tabelle 8 zeigt die, gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 durch die BNetzA, zu berücksichtigenden Modellierungsvarianten. Die optionale Modellierungsvariante Q Basis wurde nicht betrachtet.

Tabelle 8: Modellierungsvarianten

	verpflichtend	verpflichtend	verpflichtend	optional
Szenario	Mittlerer Gasbedarf (Referenzszenario)	Mittlerer Gasbedarf (Referenzszenario)	Mittlerer Gasbedarf (Referenzszenario)	Mittlerer Gasbedarf (Referenzszenario)
Modellierungsvariante	H-Gas-Quellen: Basis	H-Gas-Quellen: Alternative	TaK-Versorgungssicherheitsvariante (TaKSi)	H-Gas-Quellen: Basis
Bezeichnung	Q 1	Q 2	TaKSi	Q Basis
Berechnung	vollständig 2021 / 2026			
Verteilernetzbetreiber (Interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2016 Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2021, danach konstante Fortschreibung	Startwert: Interne Bestellungen 2016 Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2021, danach konstante Fortschreibung	Startwert: Interne Bestellungen 2016 Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2021, danach konstante Fortschreibung	Startwert: Interne Bestellungen 2016 Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2021, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Referenzszenario und aktualisierter Benutzungsstunden gemäß FfE Studie
H-Gas Quellen	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung Q1 gemäß Kapitel 8.1.3 des Szenariorahmens	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung Q2 gemäß Kapitel 8.1.3 des Szenariorahmens einschließlich Anpassungen gemäß Tenor zu Nr. 1	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung Q1 gemäß Kapitel 8.1.3 des Szenariorahmens	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung Q1 gemäß Kapitel 8.1.3 des Szenariorahmens
GÜP	Bestand gemäß Anlage 1 Szenariorahmen, Ausbaubedarf entsprechend Kapitel 8 Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP einschließlich Anpassungen gemäß Tenor zu Nr. 3			
MÜP	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung			
L-/H-Gas-Umstellung	Modellierung der Umstellungsbereiche bis 2026			
Untergrundspeicher	§ 39 Ausbaubegehren: 100% TaK Bestand gemäß Kapitel 10.4		Neubau und Bestand Vorgaben gemäß Tenor zu Nr. 7	§ 39 Ausbaubegehren: 100% TaK Bestand gemäß Kapitel 10.4
Kraftwerke	Neubau entsprechend BNetzA-Kraftwerksliste gemäß Referenzszenario: 100% DZK, einschließlich Anpassungen gemäß Tenor zu Nr. 4 heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke: 100% DZK bis 2026, sofern sie zu dem Zeitpunkt die Lebensdauer von 45 Jahren nicht überschritten haben, einschließlich Anpassungen gemäß Tenor zu Nr. 4 , Bestand gemäß Kapitel 10.4			
Industrie	Konstanter Bedarf, gemeldeter Zusatzbedarf wird berücksichtigt			
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 Mai 2015 und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs			

Quelle: Entscheidung der BNetzA vom 11.12.2015 (Az. 8615-NEP Gas 2016 – Bestätigung Szenariorahmen), Layout angepasst

2.5 Grundlagen der Modellierung

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

Gemäß bestätigtem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 werden in den Modellierungsvarianten für neue (vgl. Tabelle 10) und definierte systemrelevante Gaskraftwerke (vgl. Tabelle 9) feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten (fDZK) zugrunde gelegt. Die Modellierung von fDZK setzt voraus, dass dem Kraftwerk ein Einspeisepunkt (Grenzübergangspunkt zu liquiden Handelspunkten oder Speicherpunkt) zugeordnet wird, von dem das Kraftwerk im Anforderungsfall versorgt werden kann.

Die Zuordnungspunkte sind in den Tabellen 9 und 10 in Abschnitt 3.2.2 aufgeführt.

Die detaillierte Ausgestaltung des Kapazitätsprodukts fDZK für Gaskraftwerke wird unter anderem im BDEW weiterverfolgt.

2.5.2 Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern

Für die Modellierung von Speichern im Netzentwicklungsplan Gas 2016 ergeben sich gemäß Tenor 5 der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 folgende Vorgaben:

„In Bezug auf die Modellierung der Gasspeicher in den Modellierungsvarianten Q1 und Q2 werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, folgende Vorgaben zu erfüllen:

a. Bei bestehenden Speichern, die mit Kapazitäten mit Auflage (z.B. bFZK, BZK, DZK, LaFZK) modelliert werden, sind die individuellen Funktionen, die die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Modellierung zu Grunde legen, der Bundesnetzagentur mit Vorlage des Entwurfs des NEP Gas 2016 zu übermitteln. Hierzu gehören auch die Annahmen und Randbedingungen, auf denen die Funktionen basieren. Sofern die Fernleitungsnetzbetreiber mit TaK modellieren, sind die bereits im NEP Gas 2014 und im NEP Gas 2015 verwendeten Temperaturkurven maßgeblich. Eine Übermittlung der Funktionen ist damit entbehrlich.

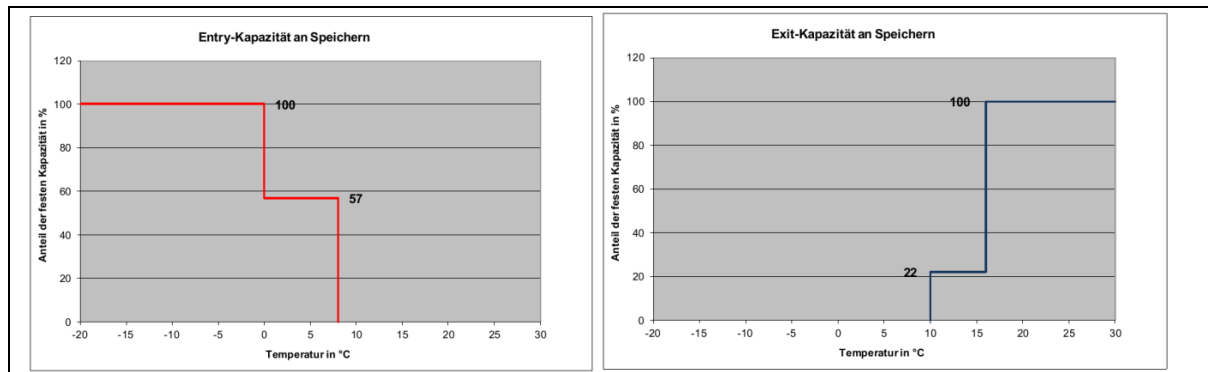
b. Bei der Modellierung der neuen Speicher – einschließlich der zu erweiternden Speicher, die bis zum 14.08.2015 bei den Fernleitungsnetzbetreibern Anfragen nach § 39 GasNZV gestellt hatten – sind die bereits im NEP Gas 2014 und im NEP Gas 2015 verwendeten Temperaturkurven anzuwenden.“

Gemäß bestätigtem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 werden bei der Modellierung von Gasspeichern temperaturabhängige Kapazitäten (TaK) eingeplant. TaK ermöglicht es, in bestimmten Temperaturbereichen auf fester Basis ein- bzw. auszuspeichern (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 92 Vollbenutzungstage erreicht werden.

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



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Grundlage der Modellierungen des Netzentwicklungsplans Gas 2016 sind die heute bestehenden bzw. im Bau befindlichen Speicher sowie die bis zum Ende der Konsultationsphase des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 am 14.08.2015 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 14.08.2015 den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV sind der Speicherliste in der Anlage 1 zu entnehmen.

Da es sich bei dem Kapazitätsprodukt TaK 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.

3 Modellierung der Fernleitungsnetze

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen gemeinsam entwickelte Methodik zur deutschlandweiten Modellierung der Fernleitungsnetze im Netzentwicklungsplan Gas 2016 weiterentwickelt. Die Grundlage der Modellierungen ist der von der BNetzA am 11.12.2015 bestätigte Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016. Dementsprechend wird erstmals für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 die Modellierung einer alternativen H-Gas-Quellenverteilung durchgeführt.

3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 stützt sich – in Übereinstimmung mit den Anforderungen der BNetzA – auf ein Szenario (Referenz), welches die Gasbedarfsentwicklung in Deutschland bis zum Jahr 2026 darstellt. Die detailliert im Kapitel 2.4 beschriebenen Modellierungsvarianten bilden die Grundlage für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2016.

Zur Abschätzung der Auswirkungen zukünftiger Ausbauten der H-Gas-Importinfrastruktur nach Europa auf die deutschen Fernleitungsnetze haben die Fernleitungsnetzbetreiber das im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2013 [FNB Gas 2014a] erstellte Modell weiterentwickelt und aktualisiert sowie eine alternative H-Gas-Quellenverteilung erarbeitet.

Hinsichtlich der Entwicklung der internen Bestellungen der Verteilernetzbetreiber wurde den Fernleitungsnetzbetreibern von der BNetzA aufgegeben, den Bedarf bis 2021 auf Basis der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung zu berücksichtigen und den auf diese Weise für das Jahr 2021 ermittelten Kapazitätsbedarf für die nächsten fünf Jahre, bis zum Jahr 2026, konstant fortzuschreiben.

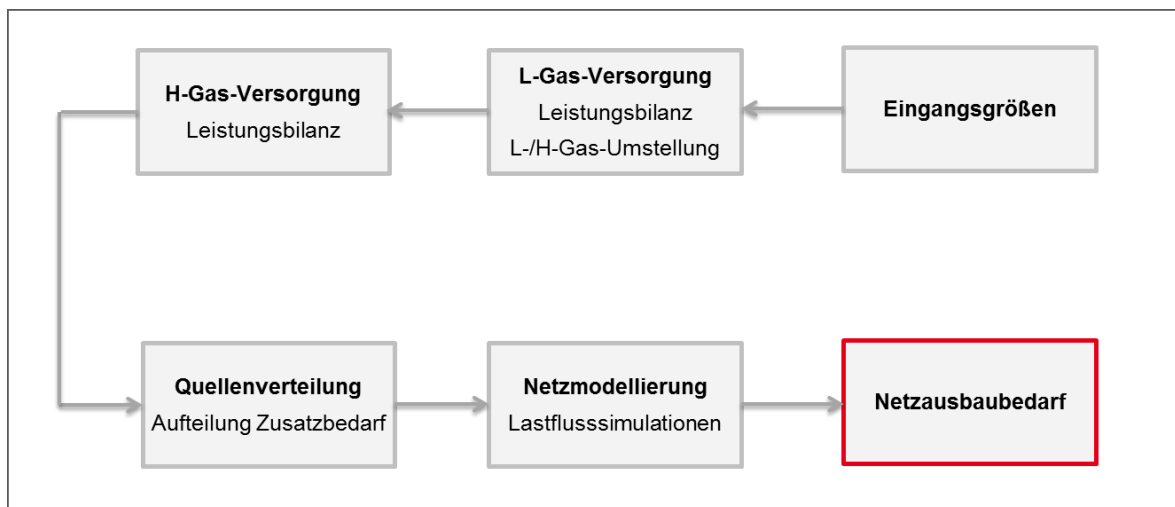
Ziel der Modellierung ist es, den Netzausbau zur Bereitstellung der Kapazitäten gemäß Anlage 1 und zur Marktraumumstellung gemäß Anlage 3 zu ermitteln. Um die Kapazitäten bereits zum Beginn des jeweiligen Jahres bereitstellen zu können, müssen die Ausbaumaßnahmen zum Ende des Vorjahres abgeschlossen sein und betriebsbereit zur Verfügung stehen. Zur Ermittlung des Netzausbaus für Maßnahmen, die bis spätestens zum Ende des Jahres 2021 fertiggestellt werden sollen, gehen daher die Kapazitätsbedarfe für 2022 ein, und analog für 2026 die Kapazitätsbedarfe für 2027.

Aufgrund dessen werden die Leistungsbilanzen im L- und H-Gas sowie die H-Gas-Quellenverteilungen für die Jahre 2022 und 2027 dargestellt. Dafür werden die Werte von 2026 bis 2030 konstant fortgeschrieben. Die ermittelten Ausbaumaßnahmen sollen dementsprechend bis zum Ende der Jahre 2021 und 2026 in Betrieb genommen werden.

Die grundsätzliche Vorgehensweise der Netzmodellierung ist in Abbildung 3 dargestellt. Ausgangspunkt ist die Ermittlung der relevanten Eingangsgrößen für die Netzmodellierung. Danach erfolgen im Rahmen der Analyse der L-Gas-Versorgung die Ermittlung der Umstellgebiete sowie die Erstellung der L-Gas-Leistungs- und Mengenbilanzen. Im nächsten Schritt wird die H-Gas-Leistungsbilanz erstellt und als Ergebnis der zusätzliche

H-Gas-Leistungsbedarf ermittelt. Danach wird auf Basis der Ergebnisse der H-Gas-Quellenverteilung der benötigte H-Gas-Zusatzbedarf auf die Regionen und anhand der in Kapitel 6.3 beschriebenen Kriterien auf die im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 ermittelten Grenzübergangspunkte mit dem entsprechenden Potenzial aufgeteilt. Auf Basis dieser Werte erfolgt dann die Netzmodellierung der Fernleitungsnetzbetreiber. Nach mehreren Iterationsschritten werden abschließende Ergebnisse erzielt, die dann zur Feststellung des Netzausbaubedarfs in den einzelnen Modellierungsvarianten führt.

Abbildung 3: Grundsätzliches Vorgehen der Netzmodellierung



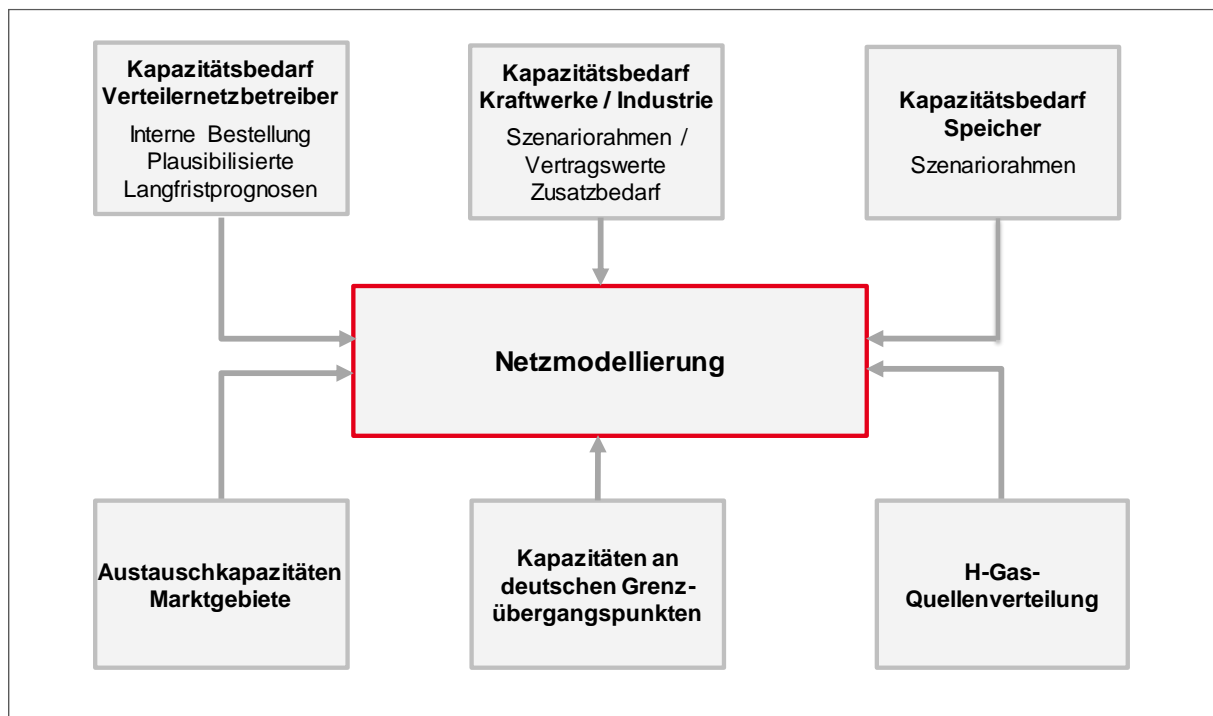
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2 Eingangsgrößen für die Netzmodellierung

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

Abbildung 4 zeigt alle wichtigen Eingangsgrößen für die Netzmodellierung.

Abbildung 4: Eingangsgrößen für die Netzmodellierung



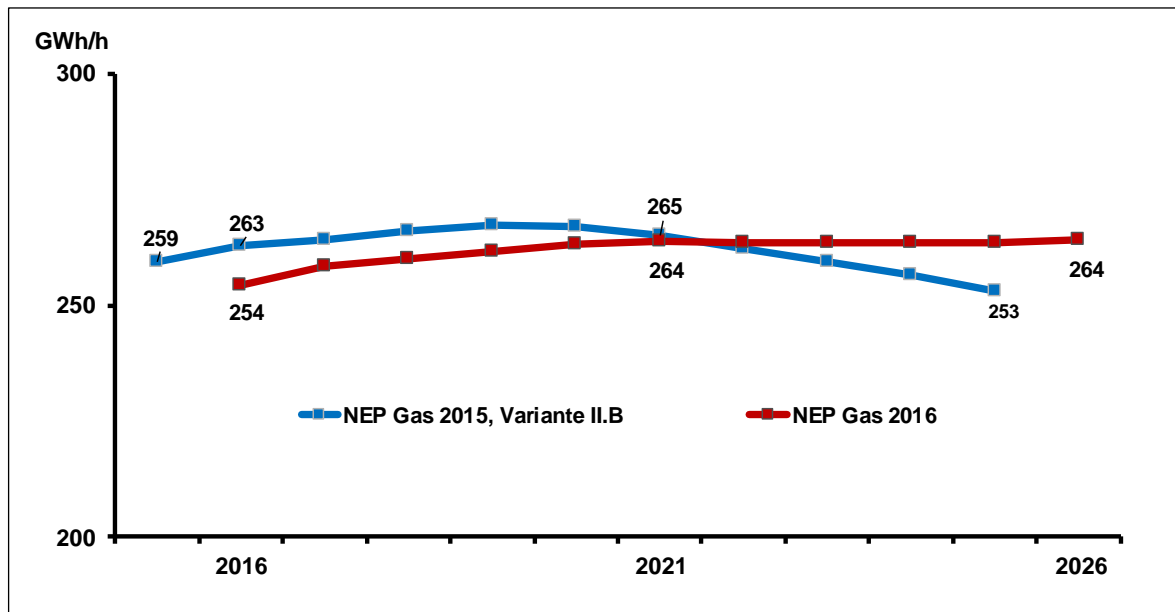
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2.1 Verteilernetzbetreiber

Für die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber wird der folgende, von der BNetzA in der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 vorgegebene Modellierungsansatz, verwendet:

- Startwert: Angefragte interne Bestellung der Verteilernetzbetreiber für das Jahr 2016.
- Zeitraum 2017-2021: Plausibilisierte Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber gemäß § 16 Absatz 1 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (KoV VIII) [BDEW/ GEODE/ VKU 2015].
- Zeitraum 2022-2026: Konstante Fortschreibung der Werte der plausibilisierten Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber für das Jahr 2021.

Abbildung 5: Kapazitätsentwicklung der Verteilernetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2016 im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2015



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die angefragte interne Bestellung der Verteilernetzbetreiber hat sich im Jahr 2016 im Vergleich zum Vorjahreswert um rund 5 GW auf 254 GW reduziert.

Sie liegt damit um rund 9 GW unter dem von den Verteilernetzbetreibern im Netzentwicklungsplan Gas 2015 prognostizierten Kapazitätsbedarf in Höhe von 263 GW für das Jahr 2016.

Über den gesamten Prognosezeitraum betrachtet ergibt sich gemäß der vorgegebenen Modellierungsvariante ein Anstieg des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber um rund 10 GW. Dies widerspricht aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber deutlich den Prämissen des Referenzszenarios des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016, die einen Rückgang des Erdgasverbrauchs in Deutschland beinhalten, der wiederum einen Leistungsrückgang mit sich bringt, wie es die FfE-Studie über „Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der nachgelagerten Netzbetreiber“ bestätigt hat [FfE 2014].

Im Vergleich zu den Angaben des Netzentwicklungsplans Gas 2015 haben die Verteilernetzbetreiber den angemeldeten Kapazitätsbedarf für das Startjahr 2016 deutlich reduziert.

Der reduzierte Kapazitätsbedarf hat entsprechende Auswirkungen auf die L- und H-Gas-Bilanzen und insbesondere auch auf den sich ergebenden H-Gas-Zusatzbedarf (vgl. Kapitel 6).

In der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2016 führt die BNetzA in den Entscheidungsgründen zu den Eingangsgrößen für die Modellierung in Bezug auf den Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber folgendes auf:

„Zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den Verteilernetzbetreibern besteht Einigkeit über den Umstand, dass es sachgerecht ist, im Jahr 2016 auf die internen Bestellwerte abzustellen und bis zum Jahr 2021 die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose zu verwenden.“

Für die Folgejahre gibt die BNetzA die konstante Fortschreibung des Wertes für 2021 bis zum Jahr 2026 vor. Sie begründet dies im Wesentlichen mit den abweichenden Prognosen der Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des FfE-Gutachtens einerseits, die von einem sinkenden Kapazitätsbedarf ausgehen, und der Verwendung der unverbindlichen 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber andererseits, die einen steigenden Kapazitätsbedarf unterstellt. Aus Sicht der BNetzA sind jedoch weder die Prognose der Fernleitungsnetzbetreiber noch die Prognose der Verteilernetzbetreiber hinreichend sicher. Sie begründet dies mit der über den Zeithorizont abnehmenden Qualität der Prognosen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber halten es jedoch für sinnvoll, im Netzentwicklungsplan Gas auch die politisch vorgegebenen Szenarien zu berücksichtigen. Im Referenzszenario sinkt die Gasverbrauchsmenge im Zeitraum von 2013 bis 2026 um 16 %. Im Haushaltsbereich, der über die Verteilernetzbetreiber versorgt wird, sinkt die Menge sogar um 22 %. Die Fernleitungsnetzbetreiber halten es für nicht sachgerecht, in der Modellierung diese auch politisch gewollte Entwicklung nicht zu berücksichtigen. Auch wenn die BNetzA die FfE-Studie in verschiedener Hinsicht kritisiert, so sind auch aus Sicht der BNetzA die Annahmen zum sinkenden Leistungsbedarf der Haushaltskunden nachvollziehbar, nicht aber die Annahmen zu den Gewerbe-, und den RLM-Kunden. Hierzu ist jedoch festzuhalten, dass die Haushaltskunden den mengenmäßig bedeutendsten Verbrauchssektor darstellen und ein signifikanter Anteil der über die Verteilernetze transportierten Mengen an Haushaltskunden geliefert wird.

Mit der Entscheidung der BNetzA entfällt der Bezug zum Referenzszenario des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016. Die dort angesetzten politischen Vorgaben und hier insbesondere die Klimaschutzziele werden damit nicht berücksichtigt.

3.2.2 Gaskraftwerke

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

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

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

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

Nicht systemrelevante Bestandsgaskraftwerke

Nicht systemrelevante Bestandsgaskraftwerke werden in der Modellierung mit der bestehenden Kapazität und dem zugehörigen Kapazitätsprodukt berücksichtigt.

Systemrelevante Bestandsgaskraftwerke

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

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

Mit der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 hat die BNetzA in der Begründung gemäß Anlage 4 vorgegeben, dass die Modellierung für als systemrelevant eingestufte Gaskraftwerke in allen Modellierungsvarianten für die Jahre 2021 und 2026 mit dem Kapazitätsprodukt fDZK für Kraftwerke angesetzt werden soll. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben diese Vorgabe umgesetzt.

Die in allen Modellierungsvarianten von den Fernleitungsnetzbetreibern zu berücksichtigenden systemrelevanten Gaskraftwerke sind in der folgenden Tabelle 9 sowie in Abbildung 6 dargestellt.

Tabelle 9: Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz

Lfd. Nr.	Kraftwerksnummer	Kraftwerksname	Eingeplante Ausspeisekapazität in MWh/h	Fernleitungsnetzbetreiber	Zuordnungspunkt	2022	2027	Bemerkung
1	BNA0172	Dampfkraftwerk BGH - O1	1.561	bayernets	---	BZK	BZK	Historisch feste Zuordnung zum Speicher Haidach/ GÜP Überackern 2
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	Wallbach*	fDZK	fDZK	Systemrelevant bis 2023; gemäß BNetzA-Bestätigung bis 2026 mit fDZK zu modellieren
4	BNA0614b	Kraftwerk Mitte, Ludwigshafen	---	GASCADE	---	FZK	FZK	---
5	BNA0615	Kraftwerk Süd, Ludwigshafen	---	GASCADE	---	FZK	FZK	---
6	BNA0626	Kraftwerk Mainz	890	OGE	---	FZK	FZK	---
7	BNA0744	Franken 1 1, Nürnberg	0***	OGE	---	0	0	---
8	BNA0745	Franken 1 2, Nürnberg	0***	OGE	---	0	0	---
9	BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim	445	OGE	---	FZK	FZK	---
10	BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching 5	1.700	OGE	---	FZK	FZK	---
11	BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	1.100	OGE	Überackern	fDZK	fDZK	Systemrelevant bis 2023; gemäß BNetzA-Bestätigung bis 2026 mit fDZK zu modellieren
12	BNA1078	HKW Wörth	---	GASCADE	---	FZK	FZK	---
13	BNA1248a	UPM GmbH, Dampfkraftwerk	45	bayernets	Überackern	fDZK	fDZK	---
14	BNA1248b	UPM GmbH, HKW 3	75	bayernets	---	FZK	FZK	Bestandkapazitäten

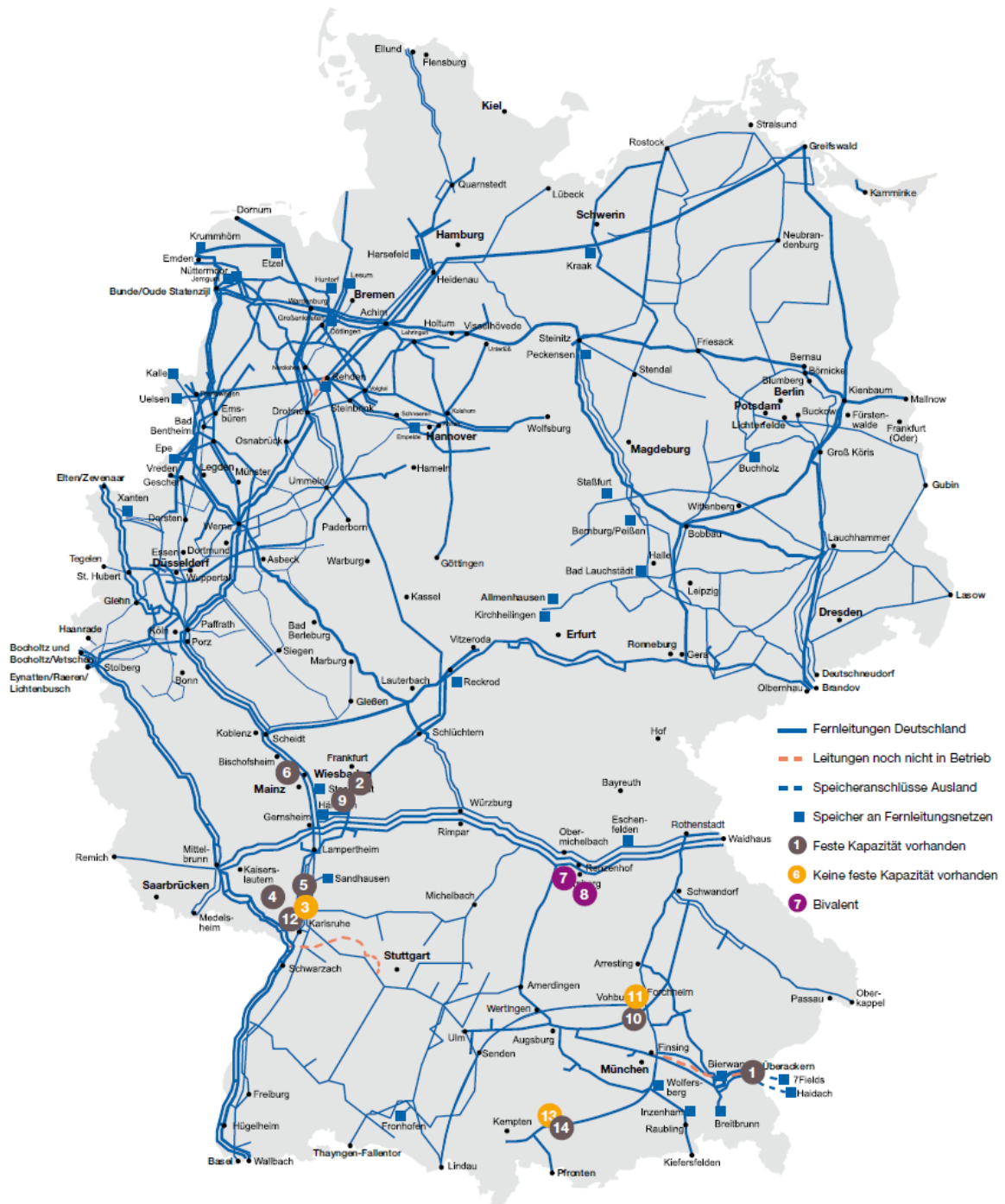
* Die ursprüngliche Zuordnung des Kraftwerks Karlsruhe zum Zuordnungspunkt Medelsheim wird durch eine Zuordnung zum Grenzübergangspunkt Wallbach ersetzt.
Die Begründung erfolgt in Kapitel 6.3.2.

** Keine Veröffentlichung aufgrund Geschäftsgeheimnisse Dritter

*** Bivalente Feuerung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 6: Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Neubaugaskraftwerke

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben folgende neue Gaskraftwerke inkl. der fDZK-Zuordnungspunkte entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 in allen Modellierungsvarianten berücksichtigt (vgl. Tabelle 10 sowie Abbildung 7).

Tabelle 10: Neubaugaskraftwerke gemäß Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016

Lfd. Nr.	Kraftwerksnummer	Kraftwerksname	Eingeplante Ausspeisekapazität in MWh/h	Fernleitungsnetzbetreiber	Zuordnungspunkt für 2022 und 2027
1	BNAP028	Niehl IIIa	580	OGE	Nicht erforderlich*
2	BNAP041	GuD Leverkusen	1.181	GASCADE	Nicht erforderlich*
3	BNAP050a/b	CCPP Haiming	1.460	bayernets	Überackern
4	BNAP060	Wedel	865	GUD	Ellund/ Speicher/ (Greifswald)
5	BNAP101	Gasmotorenheizkraftwerke Kiel/ GHKW Kiel	555	GUD	Ellund/ Speicher/ (Greifswald)
6	BNAP114	KW Leipheim	1.233	bayernets	Überackern
7	BNAP116	KW VW Wolfsburg	200	GUD	Speicher/ (Greifswald)
8	BNAP125	GuD-KW Herne	1.600	Thyssengas	Speicher Epe (ggf. Grenzübergangspunkte am TG-Netz)
9	BNAP128	KW Gundelfingen	3.500	bayernets	Speicher (ggf. Überackern/ Burghausen)
10	BNAPXX8	Scholven	866	OGE	Eynatten
11	BNAPXX??	Karlsruhe	940	OGE	Wallbach**

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

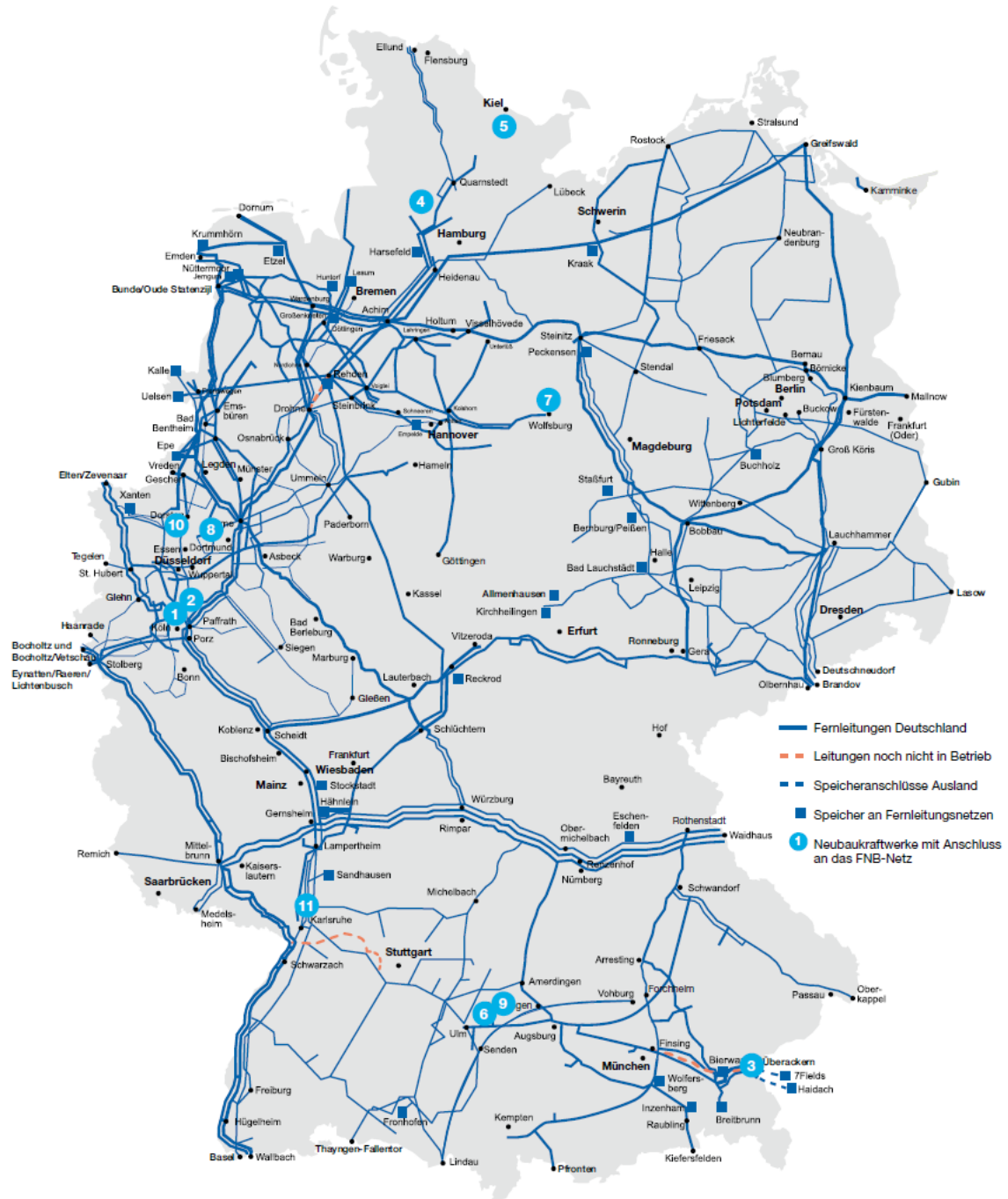
** Die ursprüngliche Zuordnung des Kraftwerks Karlsruhe zum Zuordnungspunkt Medelsheim wird durch eine Zuordnung zum Grenzübergangspunkt Wallbach ersetzt. Die Begründung erfolgt in Kapitel 6.3.2.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an Kraftwerksliste der BNetzA

(http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html)

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen es weiterhin als sachgerecht an, den Punkt Greifswald in der Netzmodellierung des langfristigen Kapazitätsbedarfs als Zuordnungspunkt zu berücksichtigen. In Tabelle 10 wird Greifswald als Alternativzuordnungspunkt in Klammern entsprechend aufgeführt.

Abbildung 7: Neubaugaskraftwerke gemäß Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 mit Anschluss an das Fernleitungsnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Kapazitäten der Gaskraftwerke wurden in der Modellierung wie folgt berücksichtigt (vgl. auch Anlage 1 zum Netzentwicklungsplan Gas 2016):

- systemrelevante Bestandsgaskraftwerke:
 - Falls keine feste Kapazität vorhanden: Ansatz des Kraftwerksprodukts fDZK bis 2027
- nicht systemrelevante Bestandsgaskraftwerke:
 - Falls feste Kapazität vorhanden: Fortschreibung der bestehenden Kapazität bis mindestens 2027
 - Für das Gaskraftwerk Staudinger 4 liegt eine endgültige Stilllegungsanzeige gemäß § 13a EnWG vor [BNetzA 2014]. Daher wird dieses Kraftwerk ab 2024 nicht mehr berücksichtigt
- Neubaugaskraftwerke:
 - Grundsätzlich Ansatz des Kraftwerksprodukts fDZK

3.2.3 Industrie

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

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

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

3.2.4 Speicher

Die im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 enthaltenen und mit der BNetzA abgestimmten Speichieranfragen werden 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 ist gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 durch die BNetzA der 14.08.2015.

In der Modellierung der Transportkapazitäten werden die in der Inputliste des bestätigten Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 ausgewiesenen Kapazitäten (vgl. Anlage 1) der Bestandsspeicher berücksichtigt. Speicher-Neubauten bzw. Erweiterungen mit Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (Stichtag: 14.08.2015) werden mit 100 % fester, temperaturabhängiger Kapazität berücksichtigt.

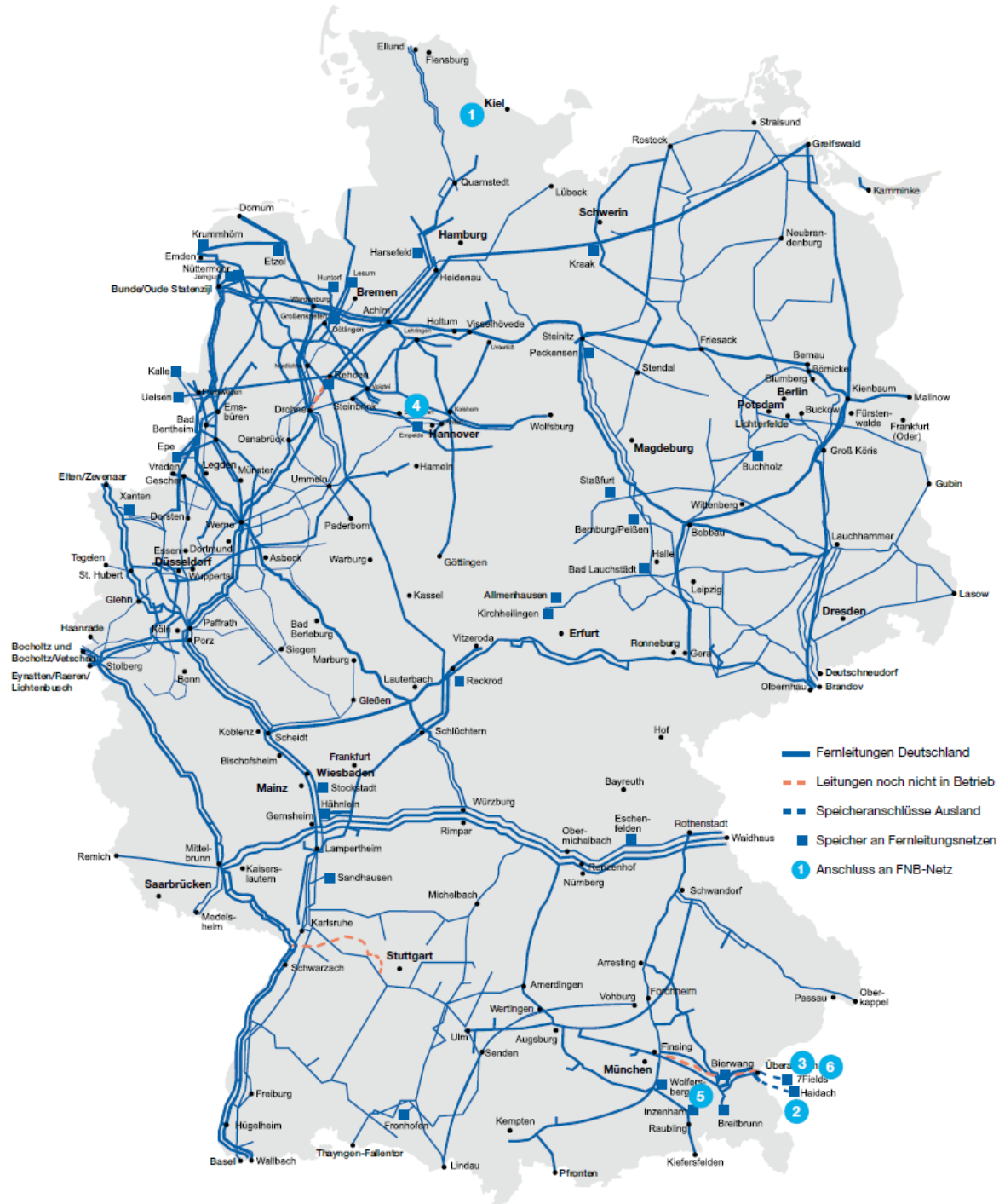
Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen in allen Modellierungsvarianten folgende neue Speicher (vgl. Tabelle 11 sowie Abbildung 8):

Tabelle 11: Zusätzliche Speicherprojekte gemäß § 39 Kapazitätsausbauanspruch am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber

Lfd. Nr.	Speicher	FNB	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	Haidach	OGE	Entry	H-Gas	§39 gestellt	4.731
2	Haidach	OGE	Exit	H-Gas	§39 gestellt	4.361
3	Haiming 2-RAGES/bn	bayernets	Entry	H-Gas	§39 gestellt	675
3	Haiming 2-RAGES/bn	bayernets	Exit	H-Gas	§39 gestellt	675
4	Empelde	Nowega	Exit	L-Gas	§39 gestellt	1.635
5	Inzenham-West	bayernets	Entry	H-Gas	§39 gestellt	223
5	Inzenham-West	bayernets	Exit	H-Gas	§39 gestellt	223
6	Erweiterung Haiming 2-RAGES/bn	bayernets	Entry	H-Gas	§39 gestellt	648
6	Erweiterung Haiming 2-RAGES/bn	bayernets	Exit	H-Gas	§39 gestellt	432

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 8: Neue Speicher gemäß § 39 Kapazitätsausbauanspruch mit Anschluss an das Fernleitungsnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2.5 Austauschkapazitäten an Marktgebietsübergangspunkten

Die Austauschleistungen zwischen den Marktgebieten sind unter den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmt worden. Nach mehreren Iterationsschritten werden abschließende Ergebnisse erzielt, die dann zur Feststellung des Netzausbaubedarfs in den einzelnen Modellierungsvarianten führen.

3.2.6 Kapazitäten an Grenzübergangspunkten

Gemäß § 15a (1) EnWG ist der ENTSOG TYNDP im deutschen Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. Für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 wird der TYNDP 2015 vom 29.06.2015 [ENTSOG 2015, inklusive Addendum] herangezogen. Die Modellierung des Netzentwicklungsplan Gas 2016 basiert auf dem bestätigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016. Auf Abweichungen vom und Ergänzungen zum Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 wird in Anlage 1 näher eingegangen.

Gemäß Tenor 3c der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 ist den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben worden, allgemein gültige Indikatoren aufzustellen, anhand derer Veränderungen der technisch verfügbaren Kapazitäten nachvollziehbar sind. Diese sind im Folgenden aufgeführt:

- Buchungs- und Nominierungsverhalten sowohl am jeweiligen Grenzübergangspunkt als auch an sonstigen buchbaren Punkten.
- Steigerungs- oder Reduktionsmöglichkeiten von aktuellen Einspeise- und Ausspeiseflächen. Dies wird in der Kapazitätsplanung berücksichtigt, da bei der Ermittlung der TVK ein statistisches Kapazitätsmodell Anwendung findet, in dem u. a. die Statistik an Ein- und Ausspeisepunkten zu Grunde gelegt wird.
- Auktionsaufschläge bei Primärkapazitätsauktionen auf der Plattform PRISMA. Dies wird im Rahmen der Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs (ELKB) berücksichtigt.
- Langfristige verbindliche Buchungsanfragen von Transportkunden.
- Nutzung der L-Gas-Infrastruktur nach Umstellung.
- Reduktion auf Grund des Exportrückgangs aus den Niederlanden.
- Physische Zusammenlegung von Grenzübergangspunkten oder Bildung von Zonen.
- Schaffung neuer Kapazitäten aufgrund von bestätigten und erfolgten Netzausbaumaßnahmen.
- Berücksichtigung von Marktabfragen, welche mit verbindlichen Buchungen bestätigt wurden.

Einzelne oder eine Kombination der oben genannten Kriterien werden für die Veränderung der TVK an Grenzübergangspunkten herangezogen. Die im Rahmen dieses Netzentwicklungsplans Gas vorgenommenen Veränderungen der TVK sind in Anlage 1 punktscharf dargestellt und werden spezifisch erläutert. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass sich mit Inkrafttreten des Incremental Capacity Prozesses weitere Kriterien für Veränderungen der TVK an Grenzübergangspunkten ergeben werden.

3.2.7 H-Gas-Quellenverteilung

Wie im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 detailliert dargestellt, führen der Rückgang der L-Gas-Importe aus den Niederlanden, der bisher schon bekannte Rückgang der deutschen Eigenproduktion sowie erhöhter Bedarf z. B. für Gaskraftwerke und Verteilernetzbetreiber 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 in der Modellierungsvariante Q.1 entsprechend den Angaben im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 berücksichtigt. In der Modellierungsvariante Q.2 wird der Zusatzbedarf entsprechend der von der BNetzA in der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 festgesetzten H-Gas-Quellenverteilung berücksichtigt (vgl. Kapitel 6).

3.3 Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten

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

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

Die spezifischen Kostensätze sind die Basis der Kostenermittlung zum heutigen Zeitpunkt. Für die Bestimmung der Kosten zum Zeitpunkt der planerischen Inbetriebnahme der Maßnahmen haben die Fernleitungsnetzbetreiber jährliche Kostensteigerungen von 1,4 % angesetzt. Dieser Wert entspricht der Höhe des durchschnittlichen „Preisindex der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte“ [Destatis 2016] der Jahre 2005 bis 2015. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich der Indexwert zur Eskalation der Kosten zum Zeitpunkt der planerischen Inbetriebnahme der Maßnahmen um 0,6 Prozentpunkte deutlich verringert. Dies führt grundsätzlich zu einem geringeren zukünftigen Anstieg der ermittelten Gesamtkosten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben wie im Vorjahr die spezifischen Kostensätze gegenüber den Angaben des Netzentwicklungsplans Gas 2015 auf der Basis aktueller Markteinschätzungen überprüft und sind zu dem Ergebnis gekommen, dass eine Anpassung der Kostensätze erforderlich ist:

- **Ferngasleitungen:** Im Vergleich zum Vorjahr wurden die Kostensätze für Ferngasleitungen um den oben genannten jährlichen Eskalationswert („Inflationsrate“) erhöht und anschließend gerundet. Somit ergibt sich für Leitungsmaßnahmen keine Veränderung der Kostenansätze im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2015.

- **Verdichteranlagen:** Die bisher angewendete Systematik zur Ermittlung des Investitionsbedarfs ermöglichte die Ableitung von Kosten für einfache und wenig komplexe Erweiterungen bzw. Neubauten von Verdichteranlagen. Die Investitionen werden erheblich durch die Komplexität der jeweils zu errichtenden Anlage beeinflusst (z. B. Anforderungen an Verschaltungen, Serie-/ Parallel-Fahrweise, Flexibilitätsanforderungen). Um diesen Aspekten gerecht werden zu können, haben die Fernleitungsnetzbetreiber die bisher verwendete Systematik entsprechend überarbeitet und neu strukturiert. Die im Folgenden aufgezeigte neue Systematik erlaubt die Bestimmung der Netzausbaukosten nicht nur für einfache sondern auch für mittlere und komplexe Maßnahmen und die Kostenermittlung wird anhand der installierten Leistung vorgenommen.
- **GDRM-Anlagen:** Im Vergleich zum Vorjahr wurden die Kostensätze für GDRM-Anlagen auf Basis aktueller Markteinschätzung um rund 10 % erhöht.

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

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 maßnahmenspezifische Einschätzungen vor; diese werden in Anlage 4 gekennzeichnet.

Tabelle 12: Plankostenansätze für Standard-Erdgastransportleitungen in €/m

DN*	DP** 70	DP 80	DP 100
400	1.020	1.020	1.050
500	1.140	1.160	1.220
600	1.270	1.290	1.370
700	1.360	1.390	1.530
800	1.530	1.620	1.710
900	1.740	1.780	1.900
1000	1.920	1.980	2.120
1100	2.070	2.120	2.310
1200	2.250	2.330	2.580

* 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),
- durchschnittlich komplexe öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren,
- Leitungsbau erfolgt zwischen Mai und September,
- Maßnahmenlaufzeit 5 bis 7 Jahre. Die Erweiterung der Maßnahmenlaufzeiten um ein Jahr ggü. den Angaben des Netzentwicklungsplanes Gas 2015 wurde für besonders komplexe Maßnahmen aufgenommen. Sie zeichnen sich durch eine große Länge (> 100 km), die Betroffenheit von mehreren Bundesländern, mehreren für die Genehmigung zuständigen federführenden Genehmigungsbehörden oder Besonderheiten wie gemeinsame Genehmigungsverfahren von Leitungen in Verbindung mit Verdichteranlagen aus.

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 maßnahmenspezifische Einschätzungen vor; diese werden in Anlage 4 gekennzeichnet.

Tabelle 13: Plankostenansätze für Verdichterstationen

Kostenangaben in 1.000 €/MW installierte Antriebsleistung je Station		Komplexität der Verdichterstation		
		Einfach	Mittel	Hoch
Leistungs- klassen je Maschinen- einheit	<10 MW	3.750	5.250	7.500
	10-20 MW	2.500	3.650	5.300
	>20 MW	1.875	2.500	3.000

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Für diese spezifischen Kostenansätze gelten die folgenden Annahmen:

- Maßnahmenlaufzeit beträgt ca. 5 bis 7 Jahre. Entsprechend der Differenzierung der Komplexität der Verdichteranlagen in einfach, mittel und hoch war die Erweiterung der Maßnahmenlaufzeiten auch in Analogie zu den Leitungsbaumaßnahmen erforderlich,
- Randbedingungen für eine „einfache Komplexität“:
 - Anschluss an nur eine Fernleitung und Verdichtung in nur eine Richtung,
 - Entweder Parallel- oder Serienschaltung bei mehreren Maschineneinheiten,
 - Ebene Topographie,
 - Nutzung von vorhandener Infrastruktur, z. B. Grundstück, Betriebseinrichtung, Stromanschluss.
- Randbedingungen für eine „hohe Komplexität“:
 - Kreuzungspunkt mehrerer Fernleitungen und Vielfalt von Fahrwegs- anforderungen,
 - Umschaltmöglichkeit von Parallel- auf Serienbetrieb,

- Anspruchsvolle Topographie,
- Neuer Standort oder komplizierte Einbindung in bestehende Verdichterstation.

Kostenermittlung für GDRM-Anlagen

Für die Kostenermittlung von GDRM-Anlagen legen die Fernleitungsnetzbetreiber die in der folgenden Tabelle aufgeführten Kostensätze zugrunde, es sei denn, es liegen bereits maßnahmenspezifische Einschätzungen vor; diese werden in Anlage 4 gekennzeichnet.

Tabelle 14: Plankostenansätze für GDRM-Anlagen

Anlagenleistung [m³/h]	Kosten DP100 [Mio. €]
500.000	7
1.000.000	10
2.000.000	13
5.000.000	23

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die spezifischen Kostenansätze berücksichtigen die folgenden Komponenten:

- verfahrenstechnische Anlagenkomponenten,
- Sammelleitungen,
- eichfähige Volumenmessanlagen,
- Gasbeschaffenheitsmessanlagen,
- Messtechnik für die Gasbegleitstoffe,
- Gebäude für Ex-Raum und EMSR-Technik,
- Grundstücksbeschaffung,
- Oberflächenherstellung und Engineering,
- Maßnahmenlaufzeit beträgt 2 bis 3 Jahre.

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

Kostenermittlung für Armaturenstationen

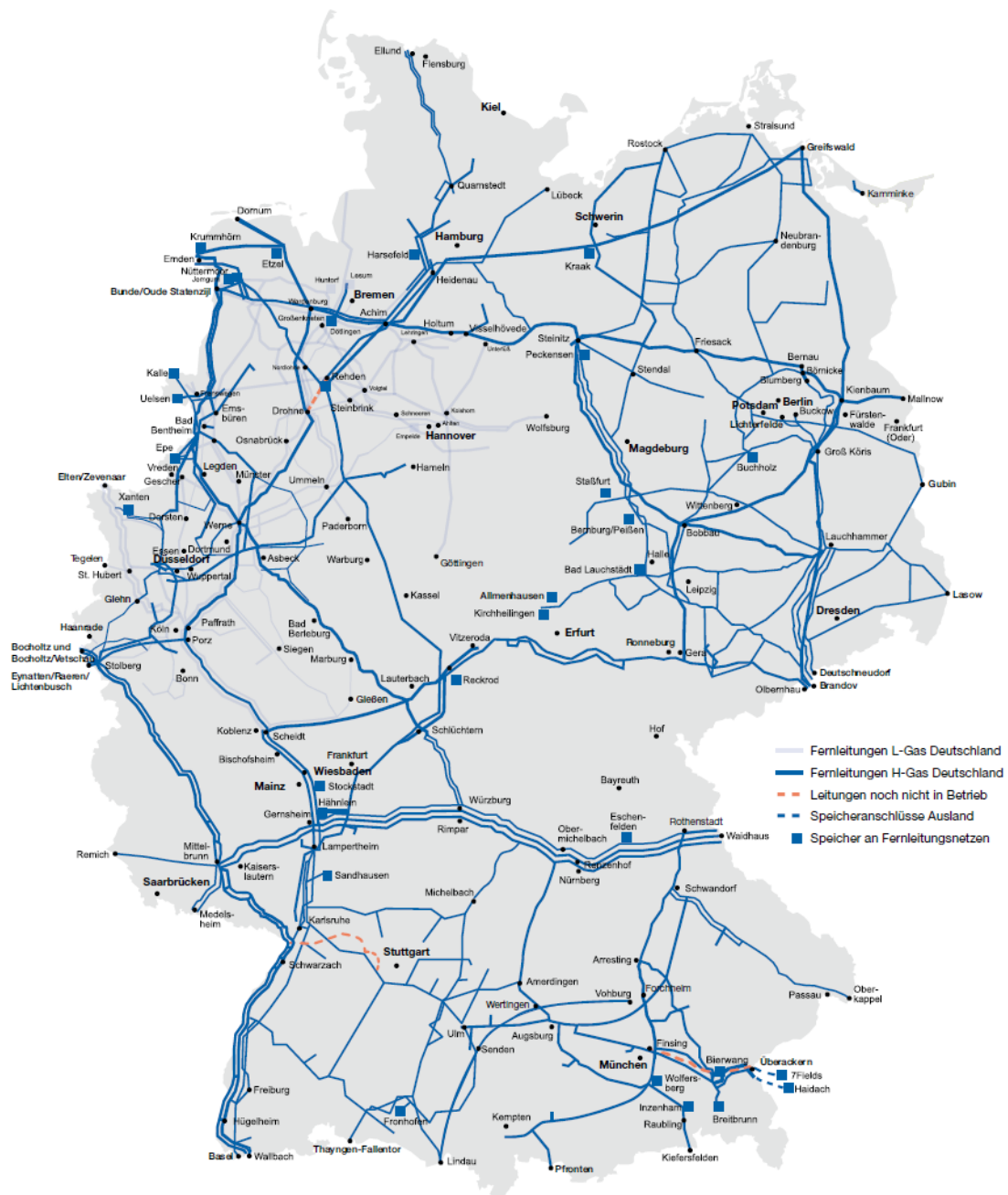
Die Kostenermittlung für den Bau von Armaturenstationen erfolgt über eine individuelle Kostenschätzung.

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 zugrunde gelegte Startnetz und der Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2015 dargestellt.

4.1 H-Gas-Gebiet

Abbildung 9: 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 der Tschechischen Republik und Österreich und im Westen aus Richtung Niederlande und Belgien bis zu den Exportpunkten nach Frankreich und in die Schweiz.

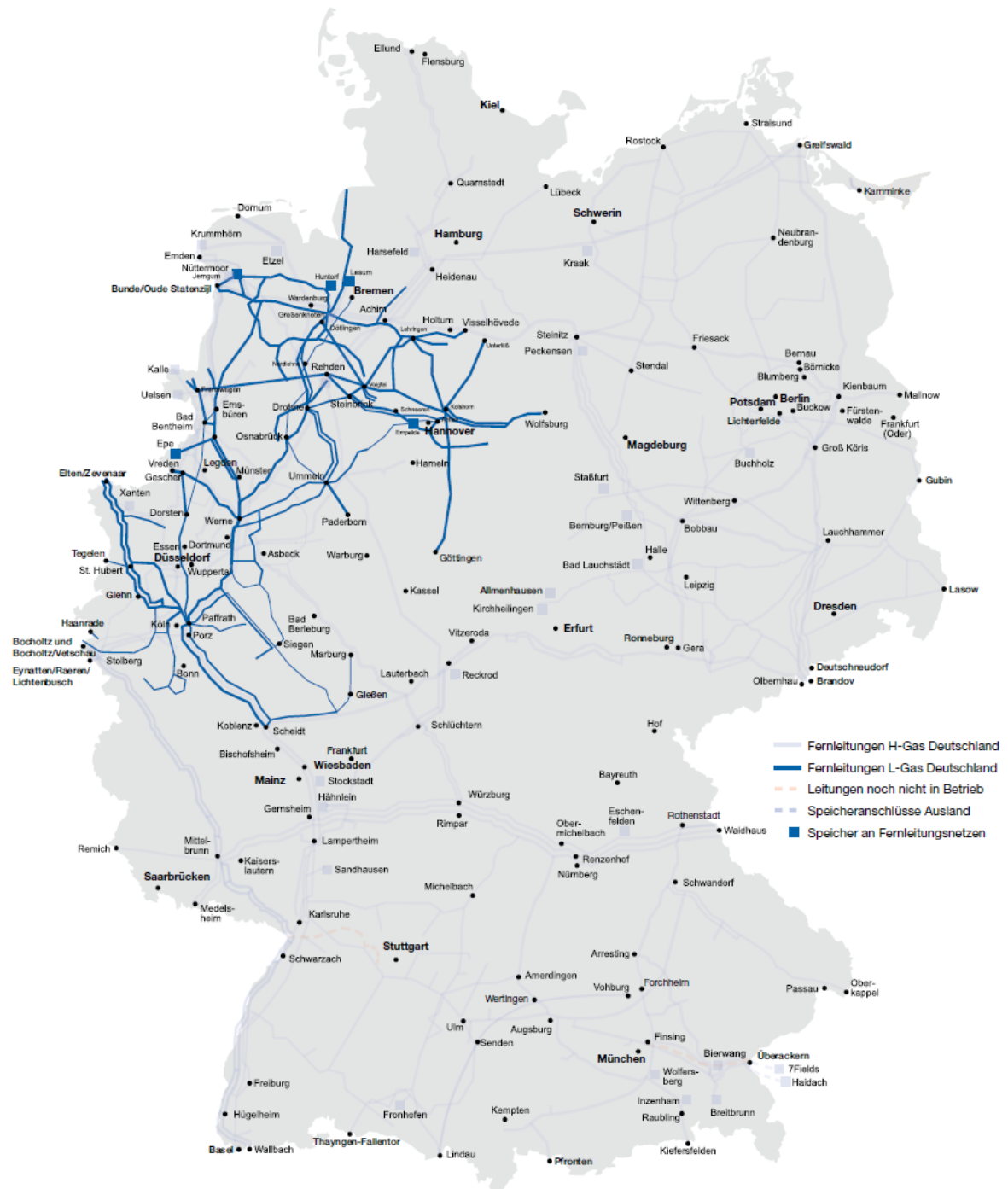
Eine wichtige Rolle spielt der Import großer Mengen im Nordwesten Deutschlands. Ebenfalls große Mengen gelangen über die Leitungssysteme aus östlicher bzw. nord-östlicher Richtung in den Raum. Die vorherrschende Flussrichtung ist daher ein Nordost-Südwest Fluss. In der Region Aachen befinden sich weitere 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 der Tschechischen Republik. 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 10: 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 Flexibilitäten auf der EinspeiseSeite bestehen. Die Versorgung des Systems erfolgt zum einen durch Importe aus den Niederlanden. Zum anderen erfolgt eine Aufspeicherung 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 Netzentwicklungsplans Gas 2016

Entsprechend dem bestätigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 umfasst das in der Netzmodellierung angesetzte Startnetz den aktuellen Bestand des Fernleitungsnetzes, in Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015, im Bau befindliche sowie anhand der folgenden Kriterien ausgewählte weitere Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 (siehe Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016, Kapitel 10.7) zum Stichtag 01.01.2016:

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

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

In Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015

Die folgenden Maßnahmen, die im Netzentwicklungsplan Gas 2015 noch in der Bauphase waren, sind zwischenzeitlich fertiggestellt worden:

Die geplante Loop **Leitung** der GUD von **Fockbek nach Ellund** (ID 011-01) wurde im Herbst 2015 fertig gestellt. Die neue Leitung, die parallel zur bereits bestehenden Erdgas-

Transportleitung DEUDAN verläuft, erweitert das GUD-Leitungsnetz in Richtung Dänemark.

Die Maßnahme **Anbindung Ahlten 3** (ID 111-01) wurde gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 zunächst in die Bauphase überführt. Die Fertigstellung der Maßnahme erfolgte im Oktober 2015. Es werden zurzeit noch abschließende Restarbeiten durchgeführt.

Die Verdichterstation Achim wurde durch die Maßnahme **Projekt Wedel** (ID 125-01) an eine geänderte Lastsituation angepasst, die sich durch die planerische Berücksichtigung des Kraftwerks in Wedel ergibt. Die Fertigstellung der Maßnahme erfolgte früher als geplant im Sommer 2015.

Die terranets bw hat den Um- bzw. Ausbau der bestehenden **GDRM-Anlage Tachenhäusen** (ID 201-01) abgeschlossen und Ende 2015 in Betrieb genommen. Damit wurde die Voraussetzung für die Erhöhung der Flexibilität bei der Steuerung von Gasmengen im Versorgungsnetz der terranets bw geschaffen.

Im Bau befindliche Maßnahmen

Die folgenden Maßnahmen befinden sich derzeit im Bau:

Die neue **Verdichterstation** der GUD in **Quarnstedt** (ID 007-01/ 009-01) befindet sich seit Frühjahr 2014 im Bau und wird wie geplant im ersten Quartal 2016 in Betrieb genommen werden können. Die neue Verdichterstation leistet einen wichtigen Beitrag für eine verlässliche Erdgasversorgung in Deutschland und Nordwesteuropa.

OGE hat mit den Baumaßnahmen für die **Reversierung der Verdichterstation Werne** (ID 038-01) in Süd-Nord Richtung begonnen. Die Maßnahme ist vorgesehen, um die Verdichtung von aus dem Süden kommenden Gasmengen in Richtung Norden zu ermöglichen. Die Reversierung der Verdichterstation Werne dient im Wesentlichen der Erhöhung der Überspeisekapazitäten mit Thyssengas, der Erhöhung der Überspeisekapazität in Ellund sowie der Kapazitätsbereitstellung für die Speicher 7Fields und Haidach. Darüber hinaus trägt die Maßnahme dazu bei, die Versorgung der Umstellungsgebiete von L- auf H-Gas sicherzustellen. Die Inbetriebnahme ist für Dezember 2017 geplant.

Die **GDRM-Anlage Landshut** (ID 062-01; neue Bezeichnung Landshut/ Münchnerau) verbindet die Fernleitungsnetze der bayernets und OGE. Die Maßnahme dient der Sicherstellung erforderlicher Übergabedrucke zu dem Verteilernetz SW Landshut und zur Verbesserung der Drucksituation im Teilnetz Niederbayern der Energienetze Bayern GmbH. Die GDRM-Anlage wurde am 13. Januar 2016 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 2016 abgeschlossen sein.

Mit der **GDRM-Anlage Ettlingen-Hägenich** (ID 069-01c) wird die Nordschwarzwaldleitung an die Rheintal-Süd-Leitung 1 der terranets bw bei Ettlingen angebunden werden. Die Maßnahme wird 2016 fertiggestellt.

Mit der **GDRM-Anlage Leonberg-West** (ID 069-01d) wird die Nordschwarzwaldleitung an die Schwaben-Leitung der terranets bw in Leonberg-Ezach angebunden werden. Die Maßnahme wird 2016 fertiggestellt.

Die Bauarbeiten für die Maßnahme **Konvertierung Rehden** (ID 101-01) wurden begonnen und verlaufen planmäßig. Die Inbetriebnahme ist für den 01.02.2016 vorgesehen.

Bei der Maßnahme **VDS Scharenstetten** (ID 115-01) handelt es sich um den Ausbau einer bestehenden Verdichterstation um eine neue Verdichtereinheit. Die gesamte Transportkapazität wird von ca. 350.000 m³/h auf 500.000 m³/h erhöht. Die Inbetriebnahme der neuen Verdichtereinheit ist für Ende 2016 geplant, wobei der wesentliche, bedarfsauslösende Faktor die Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg ist.

Die L-H-Gas-Umstellung des Bereiches **Walsrode/ Fallingbostal** (ID 220-01) ist mit der Umstellung des Netzes der Stadtwerke Schneverdingen in 2015 begonnen worden, wofür eine neue H-Gas Anbindung geschaffen worden ist. Die verbleibenden Netzknotenpunkte des Bereichs werden in 2016 umgestellt. Danach erfolgen die notwendigen Netz-Trennungsmaßnahmen.

Weitere Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2015

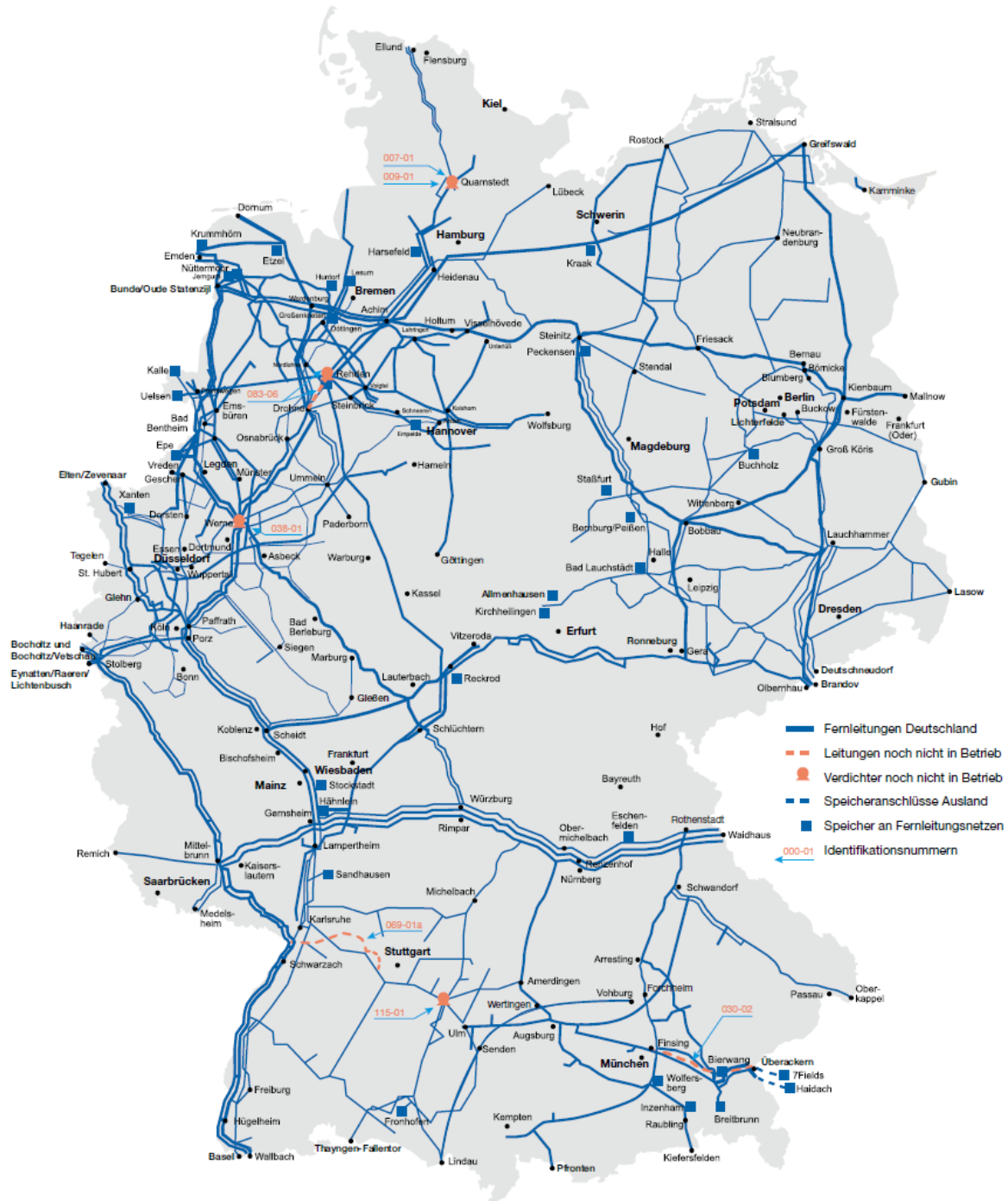
Die folgenden Maßnahmen erfüllen die oben genannten Kriterien für weitere in das Startnetz aufzunehmende Maßnahmen:

Die Maßnahme **MONACO 1** (ID 030-02) wurde in den Netzentwicklungsplänen Gas 2012 [FNB Gas 2013], 2013 [FNB Gas 2014a] und 2014 [FNB Gas 2015a] als notwendige Netzausbaumaßnahme bestätigt. Aufgrund der Erhöhung des grenzüberschreitenden Gasaustauschs wurde die europäische Bedeutung der Maßnahme 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 Kapazitätsausbaubegleichen nach § 39 GasNZV von Speichernetzbetreibern und Kraftwerksprojekttägern vor, welche diesen Ausbaubedarf bestätigen. Der Maßnahmenstatus der MONACO 1 hat sich gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 auf FID geändert. Des Weiteren wird der Planfeststellungsbescheid in Kürze erwartet.

Die Maßnahme **NOWAL** war unter der Bezeichnung Netzkopplung Drohne in allen bisherigen Netzentwicklungsplänen enthalten und wurde in der Auslegung des Netzentwicklungsplans Gas 2014 (ID 083-06) in das Startnetz des Netzentwicklungsplans Gas 2015 übernommen. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2017 geplant. GASCADE hat entsprechend dem Änderungsverlangen des Netzentwicklungsplans Gas 2012 [BNetzA 2012] eine finale Investitionsentscheidung für diese Maßnahme getroffen.

Die folgende Abbildung 11 zeigt das aktuelle Fernleitungsnetz mit den in der Modellierung berücksichtigten Maßnahmen sowie den Speicheranlagen.

Abbildung 11: Das Startnetz für die Modellierung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

Am 06.01.2011 ist die Industrial Emissions Directive (IED) als zentrales Element des europäischen Parlaments und des Council on industrial emissions zur Regulierung des Emissionsausstoßes von Industrieanlagen in Kraft getreten [Directive 2010/75/EU]. Dieses Europäische Regelwerk verfolgt das Ziel, dem Schutz der Umwelt und der Gesundheit der Bevölkerung vor Industrieemissionen einen hohen Stellenwert einzuräumen. Die IED setzt zum einen für bestimmte Industriebereiche, zu denen auch die Energiewirtschaft zählt, konkrete Emissionsgrenzen fest, verankert aber auch weitreichende grundsätzliche Prinzipien, die zur Anwendung kommen sollen.

Die Umsetzung der IED erfolgte in Deutschland im Mai 2013 u. a. durch die Novellierung der Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen (13. BImSchV – Bundes-Immissionsschutzverordnung). Die 13. BImSchV findet Anwendung auf Gasturbinenanlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von über 50 MW. Hierbei ist die Feuerungswärmeleistung eines Standortes maßgeblich [13. BImSchV]. Für Feuerungswärmeleistungen von 1 MW bis 50 MW findet die novellierte TA-Luft (Technische Anleitung zur Reinhaltung von Luft) vom 24.07.2002 Anwendung, die am 01.10.2002 in Kraft getreten ist [TA-Luft].

Die Anforderungen an Verdichteranlagen aus der 13. BImSchV bzw. der TA-Luft haben sich im Vergleich zu dem im Netzentwicklungsplan Gas 2015 beschriebenen rechtlichen Stand nicht verändert.

Zur Einhaltung der Emissionsgrenzwerte der 13. BImSchV sind in Abhängigkeit des jeweiligen Gasturbinentyps verschiedene technische Maßnahmen möglich. Diese Maßnahmen umfassen z. B. die Nachrüstung einzelner Komponenten, den Umbau des Verbrennungssystems oder den Neubau der Maschineneinheit. Die im Einzelnen geplanten Maßnahmen sind in der nachfolgenden Tabelle benannt:

Tabelle 15: Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen 13. BImSchV und TA-Luft

Eigentümer	Anlage	Maßnahme	Status
GASCADE	Mallnow Maschineneinheit 1	NOx Red. Programm Netcon	Abgeschlossen
	Mallnow Maschineneinheit 1	NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat	Abgeschlossen
	Mallnow Maschineneinheit 2	NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat	Abgeschlossen
	Mallnow Maschineneinheit 3	NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat	Abgeschlossen
	Rückersdorf Maschineneinheit 1	NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat	Abgeschlossen
	Rückersdorf Maschineneinheit 2	NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat	Abgeschlossen
	Eischleben Maschineneinheit 1	CO Kat	In Planung
	Eischleben Maschineneinheit 2	CO Kat	In Planung
	Radeland Maschineneinheit 1	CO Kat	In Planung
	Radeland Maschineneinheit 2	CO Kat	In Planung
	Radeland Maschineneinheit 3	CO Kat	In Planung
GUD	Verdichterstation Wardenburg	Umbau der Anlage in Verbindung mit neuen Einheiten	In Bau
	Verdichterstation Rysum	Umbau der Anlage in Verbindung mit neuen Einheiten	In Bau
MEGAL	Mittelbrunn Maschineneinheit 1	Umbau auf LE Verbrennungssystem	In Bau
	Mittelbrunn Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem	Abgeschlossen
	Mittelbrunn Maschineneinheit 3	Neubau des Maschinenstrangs	In Planung
	Waidhaus Maschineneinheit 2	Neubau des Maschinenstrangs	Abgeschlossen
	Waidhaus Maschineneinheit 3	Neubau des Maschinenstrangs	Abgeschlossen
METG	Porz Maschineneinheit 6	Neubau des Gasgenerators	Abgeschlossen
	Scheidt Maschineneinheit 2	Neubau des Maschinenstrangs	In Planung
NETG	Scheidt Maschineneinheit 4	Neubau des Maschinenstrangs	In Planung
	Elten Maschineneinheit 4	Erweiterung um katalytische Abgasreinigung	In Bau
	Elten Maschineneinheit 2	Neubau des Maschinenstrangs	In Planung
OGE	Emsbüren Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem	In Bau
	Emsbüren Maschineneinheit 3	Neubau des Maschinenstrangs	In Planung
	Krummhörn Maschineneinheit 3	Einsatz EKOL-Flammrohr	Abgeschlossen
	Krummhörn Maschineneinheit 3	Neubau des Maschinenstrangs	In Planung
	Krummhörn ME 1/2	Neubau des Maschinenstrangs (ME8)	In Planung
	Waidhaus Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem	In Bau
	Werne Maschineneinheit 1	Neubau des Maschinenstrangs	In Planung
	Werne Maschineneinheit 2	Neubau des Maschinenstrangs	In Planung
	Werne Maschineneinheit 5	Umbau auf LE Verbrennungssystem	In Bau
	Werne Maschineneinheit 6	Umbau auf LE Verbrennungssystem	In Planung
ONTRAS	Sayda Verdichter 1	Neubau Brennkammer	In Betrieb
	Sayda Verdichter 2	Neubau Brennkammer	In Betrieb
	Sayda Einheit 2	Erweiterung um katalytische Abgasreinigung	In Bau
	Bobbau Verdichter 1	Umbau Verbrennungssystem	In Betrieb
TENP	Bobbau Verdichter 2	Umbau Verbrennungssystem	In Betrieb
	Stolberg Maschineneinheit 1	Neubau Gasturbine	Abgeschlossen
	Stolberg Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem	In Bau
	Mittelbrunn Maschineneinheit 1	Umbau auf LE Verbrennungssystem	In Bau
	Mittelbrunn Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem	In Planung
	Mittelbrunn Maschineneinheit 3	Neubau Gasturbine	Abgeschlossen
	Schwarzach Maschineneinheit 1	Neubau des Maschinenstrangs	In Planung
	Schwarzach Maschineneinheit 2	Neubau Gasturbine	Abgeschlossen
	Schwarzach Maschineneinheit 3	Umbau auf LE Verbrennungssystem	Abgeschlossen
	Hügelheim Maschineneinheit 1	Umbau auf LE Verbrennungssystem	Abgeschlossen
	Hügelheim Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem	In Bau
terranets	Scharenstetten 1	Ertüchtigung Gasturbine	In Planung
	Scharenstetten 2	Ertüchtigung Gasturbine	In Planung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

4.5 Weitere Maßnahmen ohne finale Investitionsentscheidung

Für die folgenden Maßnahmen liegen keine finalen Investitionsentscheidungen der Fernleitungsnetzbetreiber vor. Die Maßnahmen sind daher nicht Bestandteil des heutigen Fernleitungsnetzes und wurden im Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2016 nicht berücksichtigt.

Mit der Maßnahme **Süddeutsche Erdgasleitung** (SEL) wird eine Planung verfolgt, die ihren Ursprung bereits in der Zeit vor der Regulierung der Gastransportnetze hat. 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). Die Planfeststellungsverfahren in Hessen, Baden-Württemberg und Bayern sind abgeschlossen.

Die **MONACO 2** (Bauabschnitt 2) umfasst die Planung von Finsing nach Amerdingen, die an die Maßnahme SEL anschließt. Der Bedarf zur Errichtung dieses Bauabschnitts wurde auch unter Berücksichtigung der Gaskraftwerke Leipheim und Gundelfingen sowie der H-Gas-Quellenverteilung im Netzentwicklungsplan Gas 2016 nicht bestätigt. Auf Grundlage dieser Ergebnisse wird das Raumordnungsverfahren für diesen Bauabschnitt nicht weitergeführt.



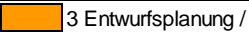
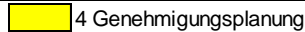
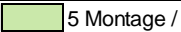


4.6 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2015

Entsprechend § 15a Abs. 2 EnWG muss der aktuelle Netzentwicklungsplan Gas den Stand der Umsetzung des vorhergehenden Netzentwicklungsplans Gas enthalten. Hierzu ist der Umsetzungsstand der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 in Tabelle 16 dargestellt. Bereits vor 2015 in Betrieb genommene Maßnahmen wurden nicht mehr berücksichtigt.

Tabelle 16: Umsetzungsstand der Netzentwicklungsplan-Maßnahmen zum 01.01.2016



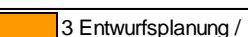
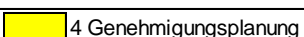
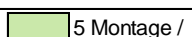
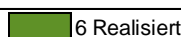

Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP 2015	ID-Nummer im NEP 2016	Maßnahme	Bundesland	heute												geplante km	realisierte km				
					2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023			2024	2025	2026	
1	007-01/009-01	007-01/009-01	VDS Quarnstedt (neu)	SH																		
2	011-01	-	Loop Fockbek-Ellund	SH																	63,5	63,5
3	024-04a	024-04a	Leitung Schwandorf-Forchheim	BY																	62,0	0
4	024-04b	024-04b	GDRM-Anlage Schwandorf	BY																		
5	024-04c	024-04c	GDRM-Anlage Arresting	BY																		
6	026-06	026-06	VDS Rothenstadt	BY																		
7	028-04	028-04a	Leitung Forchheim-Finsing	BY																	79,0	0
8	028-04	028-04b	GDRM-Anlage Finsing 3	BY																		
9	030-02	030-02	MONACO 1	BY																	86,5	0
10	036-04	036-04	VDS Wertingen (Amerdingen)	BY																		
11	038-01	038-01	VDS Werne	NW																		
12	040-05	040-05	VDS Werne	NW																		
13	045-04	045-04	Leitung Epe-Legden	NW																	15,0	0
14	049-07	049-07	VDS Herstein	HE																		
15	062-01	062-01	GDRM-Anlage Münchnerau (Landshut)	BY																		
16	067-02	067-02	Leitung Voigtslach-Paffrath	NW																	23,2	0
17	069-01a	069-01a	Nordschwarzwaldeleitung	BW																	71,0	15
18	069-01c	069-01c	GDRM-Anlage Ettlingen-Hägenich	BW																		
19	069-01d	069-01d	GDRM-Anlage Leonberg-West	BW																		
20	072-03	072-03	VDS Ochtrup inkl. Anbindung und GDRM-Anlagen	NW																	3,0	0
21	083-05	083-05	NOWAL (Netzkopplung Drohne inkl. GDRM-Anlagen, Erweiterung VDS Rehden)	NI																	26,0	0
22	083-06	083-06	NOWAL (Erhöhung des Nenndurchmessers der NOWAL von DN 600 auf DN 700 (Neubau Leitung Rehden-Drohne (NOWAL) in DN 600, Erweiterung VDS Rehden)	NI																	26,0	0

Legende

	1 Projekt- idee		2 Grundlagen- ermittlung / Mach- barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung / Raumordnungs- verfahren (ROV)		4 Genehmigungsplanung bzw. Detailplanung / Planfeststellungsverfah- ren (PFV) / BImSchG		5 Montage / Bau		6 Realisiert		Erwartete Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf
---	--------------------	---	--	---	---	--	--	---	--------------------	---	--------------	---	---








Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP 2015	ID-Nummer im NEP 2016	Maßnahme	Bundesland	heute												geplante km	realisierte km				
					2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023			2024	2025	2026	
23	101-01	101-01	Konvertierung Rehden	NI																		
24	110-06	110-07	Erweiterung NEL	NI, MV																		
25	111-01	-	Anbindung Ahlten 3	NI																0,4	0	
26	112-01	112-02	Anbindung Heilbronn (Querspange Raum Pforzheim-Raum Bietigheim)	BW																40,0	0	
27	113-01	-	Querspange Raum Leonberg-Reutlingen	BW	Projekt entfällt. Die dazugehörigen Begründungen finden sich in Kapitel 7.2.																	
28	115-01	115-01	Ausbau VDS Scharenstetten	BW																		
29	116-01	116-02	GDRM-Anlage Raum Heilbronn (Raum Pforzheim-Bietigheim)	BW																		
30	117-01	-	GDRM-Anlage Raum Leonberg-Reutlingen	BW	Projekt entfällt. Die dazugehörigen Begründungen finden sich in Kapitel 7.2.																	
31	119-01	119-01	GDRM-Anlage Achim	NI																		
32	121-01	121-01	GDRM-Anlage Ganderkesee	NI																		
33	125-01	-	Projekt Wedel	SH																		
34	201-01	-	GDRM-Anlage Tachenhausen	BW																		
35	203-02	203-02	VDS Verlautenheide (VDS ZEELINK)	NW																		
36	204-02	204-02a	Leitung ZEELINK 1 (St. Hubert-Lichtenbusch)	NW																112,0	0	
37	204-02	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn	NW																		
38	204-02	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St.-Hubert	NW																		
39	205-02	205-02a	Leitung ZEELINK 2	NW																115,0	0	
40	205-02	205-02b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden	NW																		
41	206-01	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn	RP																		
42	207-01	207-02	GDRM-Anlage Obermichelbach	BY																		
43	208-01	208-01	GDRM-Anlage Rimpf	BY																		
44	209-01	209-02a	GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL)	HE																		
45	209-01	209-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)	HE																		
46	220-01	220-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Walsrode/ Fallingb.ostel)	NI																		
47	221-01	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg)	NI																		

Legende

	1 Projekt- idee		2 Grundlagen- ermittlung / Mach- barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung / Raumordnungs- verfahren (ROV)		4 Genehmigungsplanung bzw. Detailplanung / Planfeststellungsverfah- ren (PFV) / BImSchG		5 Montage / Bau		6 Realisiert		Erwartete Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf
---	--------------------	---	--	---	---	--	--	---	--------------------	---	--------------	---	---








Lfd. Nr.	ID- Nummer im NEP 2015	ID- Nummer im NEP 2016	Maßnahme	Bun- des- land	heute																	ge- plante km	reali- sierte km
					2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026				
48	222-02	222-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/ Achim/ Delmenhorst)	NI																			
49	223-01	223-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz)	NI																			
50	224-02	224-02	GDRM-Anlage Nordlohne und Verbindungsleitung	NI																	0,3	0	
51	225-02	225-03	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	NW																	0,1	0	
52	226-02	226-03	GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung (GDRM-Anlage Rechtenbach und Verbindungsleitung)	HE																	1,0	0	
53	227-02	227-03	GDRM-Anlage Marburg und Anschlussleitung, sowie eine neue Leitung	HE																	2,5	0	
54	228-02	228-02	GDRM-Anlage Hilter und Verbindungsleitung	NI																	0,4	0	
55	230-01	230-01	Umstellung des Netzgebietes Hüthum auf H-Gas	NW																	1,0	0	
56	300-02	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas																				
57	301-01	301-01	Überspeisung Embsen																				
58	302-01	302-01	Leitung Datteln-Herne																		23,0	0	
59	303-01	-	Leitung Deggendorf-Plattling		Projekt entfällt. Die dazugehörigen Begründungen finden sich in Kapitel 7.2.																		
60	304-01	304-01	Reversierung West-Ost MEGAL VDS Waidhaus																				
61	305-01	305-02	Reversierung TENP																				
62	306-01	306-02	GDRM-Anlage Legden (GDRM-Anlage Epe)																				
63	307-01	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn																				
64	308-01	308-02a	GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL)																				
65	308-01	308-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)																				
66	309-01	309-01	VDS MEGAL Rimpar																				
67	310-01	310-01	GDRM-Anlage Reichertsheim																				
68	311-01	311-01	Leitung Schlüchtern-Rimpar																		1,0		
69	312-01	312-01	VDS MEGAL Rimpar																				
70	313-01	-	VDS St. Hubert		Projekt entfällt. Die dazugehörigen Begründungen finden sich in Kapitel 7.2.																		
71	314-01	314-01	GDRM-Anlage Leeheim																				
72	320-01	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas																		1,0	0	
73	321-01	-	GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung		Projekt mit ID 226-02 zusammengeführt zu ID 226-03, Begründung vgl. Kapitel 7.2.																	1,0	0

Legende

	1 Projekt-idee		2 Grundlagen-ermittlung / Mach-barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung / Raumordnungs-verfahren (ROV)		4 Genehmigungsplanung bzw. Detailplanung / Planfeststellungsverfahren (PFV) / BImSchG		5 Montage / Bau		6 Realisiert		Erwartete Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf
---	----------------	---	--	---	--	---	---	---	-----------------	---	--------------	---	---

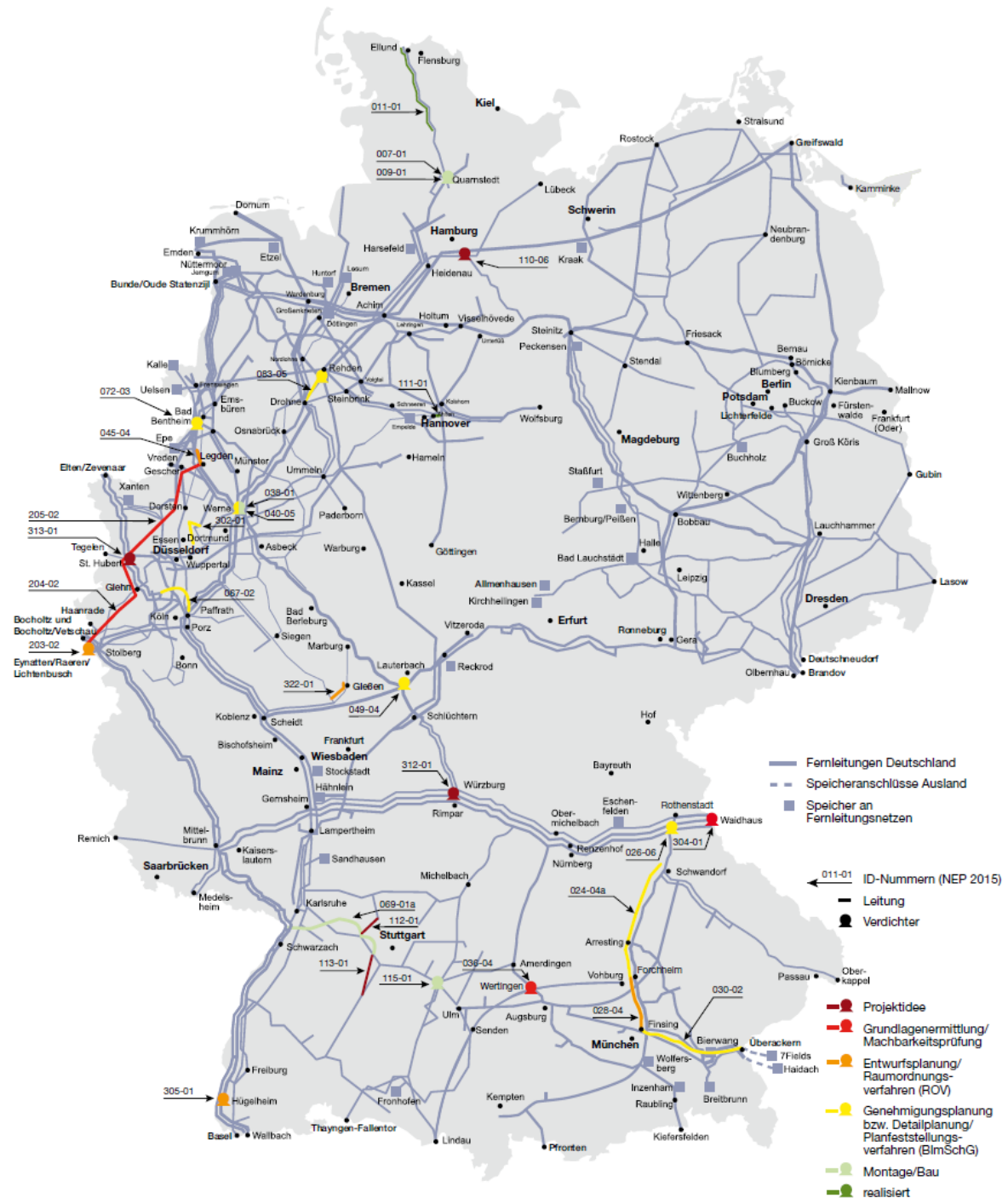
Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP 2015	ID-Nummer im NEP 2016	Maßnahme	Bun- des- land	heute																ge- plante km	reali- sierte km
					2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026			
74	322-01	322-02	Leitung Weidenhausen-Gießen																	9,0	0	
75	323-01	323-02	Umstellung Netzgebiet Aggertal (Armaturenstation Paffrath und Verbindungsleitung)																	0,2	0	
76	324-01	324-01	Armaturenstation Niederpleis und Verbindungsleitung																	0,1	0	
77	325-01	325-01	Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung																	0,1	0	
78	326-01	326-02	Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung																	0,1	0	
79	327-01	327-02	GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung																	0,1	0	
80	328-01	328-02	GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung																	0,5	0	
81	329-01	329-02	GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung																	0,1	0	
82	330-01	330-02	GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung																	0,2	0	
83	331-01	331-01	GDRM-Anlage Scheidt																			
84	332-01	-	Armaturenstation Ergste und Verbindungsleitung																			
85	333-01	333-01	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung																	0,1	0	
86	334-01	334-02	Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung																	0,1	0	
87	335-01	335-01	GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung (GDRM-Anlage Marienheide)																	12,8	0	
88	336-01	336-01	Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung																	0,1	0	
89	337-01	337-01	GDRM-Anlage Porz																			
90	338-01	338-01	GDRM-Anlage Paffrath																			
91	339-01	339-01	GDRM-Anlage Wiefelstede																			

Legende

 1 Projekt- idee	 2 Grundlagen- ermittlung / Mach- barkeitsprüfung	 3 Entwurfsplanung / Raumordnungs- verfahren (ROV)	 4 Genehmigungsplanung bzw. Detailplanung / Planfeststellungsverfah- ren (PFV) / BImSchG	 5 Montage / Bau	 6 Realisiert	 Erwartete Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf
--	--	---	--	--	--	---

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber; zum 15.02.2016 (Datenstand 01.01.2016)

Abbildung 12: Umsetzungsstand der Netzentwicklungsplan Gas 2015-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

Beim zweiten Bauabschnitt der **Nordschwarzwaldleitung** (ID 069-01a) der terranets bw kam es aufgrund von Materiallieferengpässen zu einer Verzögerung des geplanten Fertigstellungstermins. Im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist geplant, die Nordschwarzwaldleitung im 2. Quartal 2016 in Betrieb zu nehmen.

Die Verzögerung bei der Nordschwarzwaldleitung führte auch bei der **GDRM-Anlage Ettlingen-Hägenich** (ID 069-01c) zur Verspätung der Fertigstellung. Es ist geplant die GDRM-Anlage 2016 in Betrieb zu nehmen.

Die Verzögerung bei der Nordschwarzwaldleitung führte auch bei der **GDRM-Anlage Leonberg-West** (ID 069-01d) zur Verspätung der Fertigstellung. Es ist geplant die GDRM-Anlage 2016 in Betrieb zu nehmen.

4.7 Analyse historischer Unterbrechungen

Die historischen Unterbrechungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2015 werden nachfolgend ausgewertet.

Die BNetzA hat den Fernleitungsnetzbetreibern in der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 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.

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 Grenzübergangspunkten möchten die Fernleitungsnetzbetreiber generell anmerken, dass sie als Basis für die Feststellung eines erforderlichen Netzausbaus primär die in den vorangegangenen Kapiteln behandelten Fragen als relevant ansehen. Historische Unterbrechungen können allenfalls als Indikation zu weitergehenden Untersuchungen der zukünftigen Entwicklung an den betreffenden Grenzübergangspunkten 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 beigelegt.

Methode zur Ermittlung der Unterbrechungsmengen ab 01.10.2013

Entsprechend den Vorgaben der BNetzA in Abschnitt 3.10.3.7. der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2014 [BNetzA 2013] sollen für Unterbrechungsanalysen in künftigen Szenariorahmen und Netzentwicklungsplänen (ab Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016) von den Fernleitungsnetzbetreibern alle Aufforderungen zur Renominierung, die faktisch eine Unterbrechung der zu transportie-

renden 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.

4.7.1 Unterbrechung fester Kapazitäten

Im Betrachtungszeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2015 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 Ausbaurfordernis 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 Ausbaurfordernis 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 Ausbaurfordernis 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 Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 12.06.2012 erfolgte eine neunstündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität an einem Netzkopplungspunkt zu einem Verteilernetzbetreiber. Die Einschränkung erfolgte während einer Sperrmaßnahme. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.

- Am 05.12.2012 erfolgte eine achtzehnstündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität an einem Netzkopplungspunkt zu einem Verteilernetzbetreiber. Die Einschränkung erfolgte aufgrund einer von Dritten verursachten Beschädigung des Leitungssystems. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 15.04.2013 erfolgte eine betriebsbedingte, 37-stündige Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Mallnow aus Polen. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 08.10.2013 erfolgte eine dreistündige Unterbrechung und am 09.10.2013 erfolgte eine sechzehnstündige Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Mallnow von Polen aufgrund betriebsbedingter Einschränkungen. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis 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 Fernleitungsnetz der Gastransport Nord. Dabei wurden lediglich unterbrechbare Kapazitätsanteile der mit einer Zuordnungsaufgabe versehenen Kapazitätsprodukte bFZK sowie DZK eingekürzt.
- Am 08.01.2014 erfolgte eine sechzehnstündige Unterbrechung und am 25.01.2014 erfolgte eine fünf und zwanzigstündige Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Mallnow von Polen aufgrund betriebsbedingter Einschränkungen. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 10.07.2014 erfolgte eine sechsstündige Unterbrechung fester Kapazitäten zu einem Letztverbraucher. Die Einschränkung erfolgte aufgrund einer Druckreduzierung während einer geplanten Sperrmaßnahme. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 23.10.2014 erfolgte eine siebenstündige Unterbrechung, am 30.11.2014 eine dreizehnstündige und am 02.12.2014 erfolgte eine zehnstündige Unterbrechung fester Kapazitäten zu Letztverbrauchern aufgrund eines Gasleitungsunfalls mit anschließenden Reparaturarbeiten/ Wartungsarbeiten. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 03.12.2014 erfolgte eine vierstündige Unterbrechung und am 04.12.2014 eine zehnstündige Unterbrechung bedingt fester Einspeisekapazitäten am Speicheranschlusspunkt Zone UGS-EWE L-Gas. Die Einschränkung erfolgte im Rahmen einer Netzlastkürzung aufgrund einer Überspeisesituation im Fernleitungsnetz der Gastransport Nord. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 24.01.2015 erfolgte eine einstündige Unterbrechung der bedingt festen Einspeisekapazitäten am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl von den Niederlanden. Die Einschränkung erfolgte im Rahmen einer Netzlastkürzung aufgrund einer Überspeisesituation im Fernleitungsnetz der Gastransport Nord. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 04.02.2015 erfolgte eine neunzehnstündige Unterbrechung fester Kapazitäten zu einem Letztverbraucher. Die Einschränkung erfolgte aufgrund einer von Dritten

verursachten Beschädigung des Leitungssystems. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.

- Am 19.05.2015 erfolgte eine fünfstündige Unterbrechung fester Kapazitäten zu einem Letztverbraucher. Die Einschränkung erfolgte aufgrund einer von Dritten verursachten Beschädigung des Leitungssystems. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.
- Am 09.06.2015 erfolgte eine einstündige Unterbrechung fester Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Oberkappel nach Österreich. Diese zeitlich und von der betroffenen Kapazität her sehr beschränkte Einschränkung erfolgte aufgrund einer Störung in der Transportabwicklung. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.
- Am 04.08.2015 erfolgte eine fünfundzwanzigstündige Unterbrechung fester Kapazitäten zu einem Letztverbraucher. Die Einschränkung erfolgte aufgrund einer kurzfristig durchzuführenden ungeplanten Instandhaltungsmaßnahme. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.
- Am 07.08.2015 erfolgte eine sechsstündige Unterbrechung und am 11.08.2015 erfolgte eine dreizehnstündige Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Mallnow von Polen aufgrund betriebsbedingter Einschränkungen. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.
- Am 13.08.2015 erfolgte eine eintägige Unterbrechung fester Ein- und Ausspeisekapazität am Speicherpunkt Jemgum I aufgrund der Verschiebung einer geplanten Wartungsmaßnahme. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.

4.7.2 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.

Die in dem Netzentwicklungsplan Gas 2014 vom 28.01.2015 [FNB Gas 2015a] dargestellten Ergebnisse für den Zeitraum vom 01.10.2010 bis zum 30.09.2013 werden unverändert in dieser Auswertung berücksichtigt. 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.

Hierbei werden die Netzknoten/ 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,

- vom 01.10.2014 bis 30.09.2015.

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:

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

Die Ergebnisse sind in den folgenden Tabellen 17 bis 20 sowie den Abbildungen 13 und 14 pro Netzpunkt und Transportrichtung dargestellt.

Tabelle 17: 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 Stanzijl (GTG Nord) Einspeisung	8,1%	7,2%	1,6%
Ellund Einspeisung	7,6%		
Haiming 2 7F Ausspeisung	5,0%	1,0%	1,6%
Oude Stanzijl 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		2,2%	
Ausspeisung			
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 18: Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (Angaben in kWh/h)

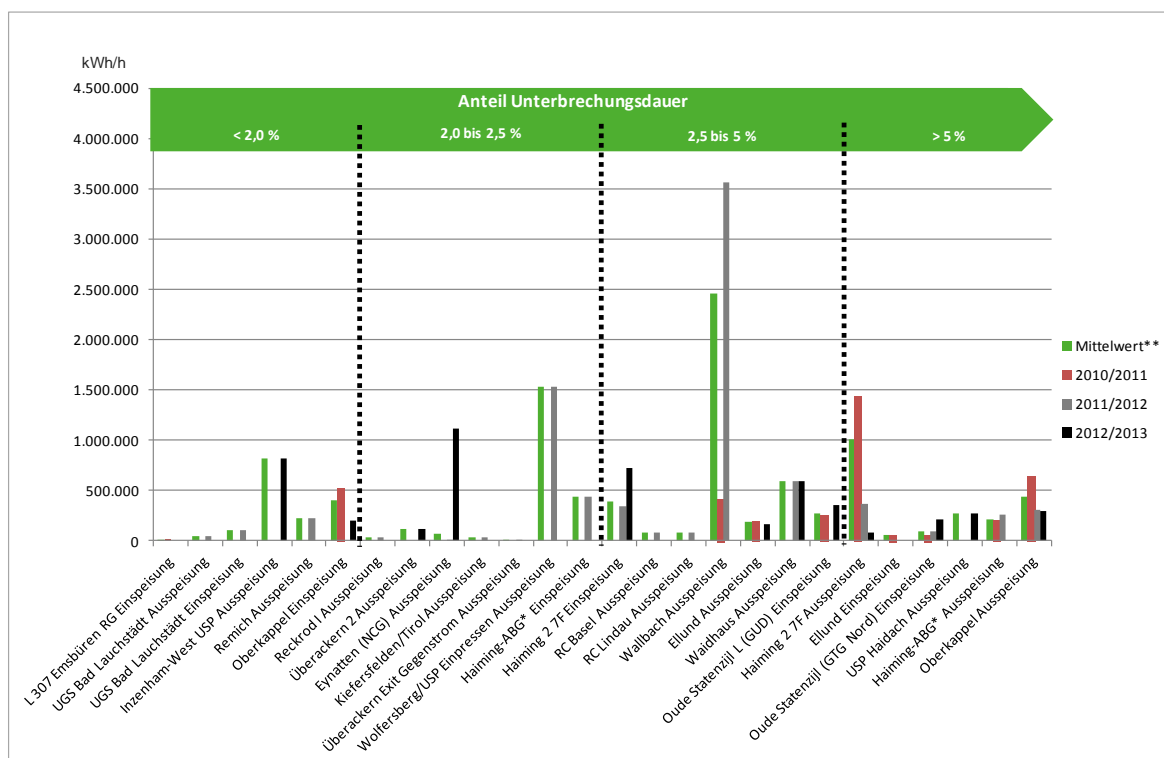
Netzpunkt/ -richtung	Mittelwert**	2010/ 2011	2011/ 2012	2012/ 2013
Oberkappel Ausspeisung	436.816	643.070	301.886	290.882
Haiming-ABG* Ausspeisung	212.431	198.124	262.796	
USP Haidach Ausspeisung	270.147			270.147
Oude Statenzijl (GTG Nord) Einspeisung	92.104	63.497	98.465	211.987
Ellund Einspeisung	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 13: Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten (alte Unterbrechungsdefinition) im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013



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

** Bezogen auf den gesamten Zeitraum

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 19: Übersicht der nach der geänderten Methodik ermittelten Anteile der Unterbrechungsdauer der unterbrochenen, unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 30.09.2015 (Angaben in %)

Übergabepunkt/-richtung	Anteil Unterbrechungsdauer	
	2013/2014	2014/2015
Oberkappel Ausspeisung	44,3%	27,3%
Haiming 2 Ausspeisung *	12,4%	7,5%
USP Haidach Ausspeisung	10,1%	6,1%
Überackern 2 Ausspeisung	6,7%	5,8%
Oude Statenzijl (GTG Nord) Einspeisung	3,7%	1,2%
USP Haidach Einspeisung	3,4%	1,3%
Deutschneudorf Exit Ausspeisung	0,0%	3,2%
Ellund Einspeisung	0,3%	3,0%
Greifswald NEL Einspeisung	0,0%	2,4%
Inzenham-West USP Ausspeisung	2,0%	0,3%
Lasow Ausspeisung	0,0%	1,2%
Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 2 Einspeisung	0,0%	1,1%
Emden NPT (NCG) Einspeisung	0,3%	1,1%

* 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

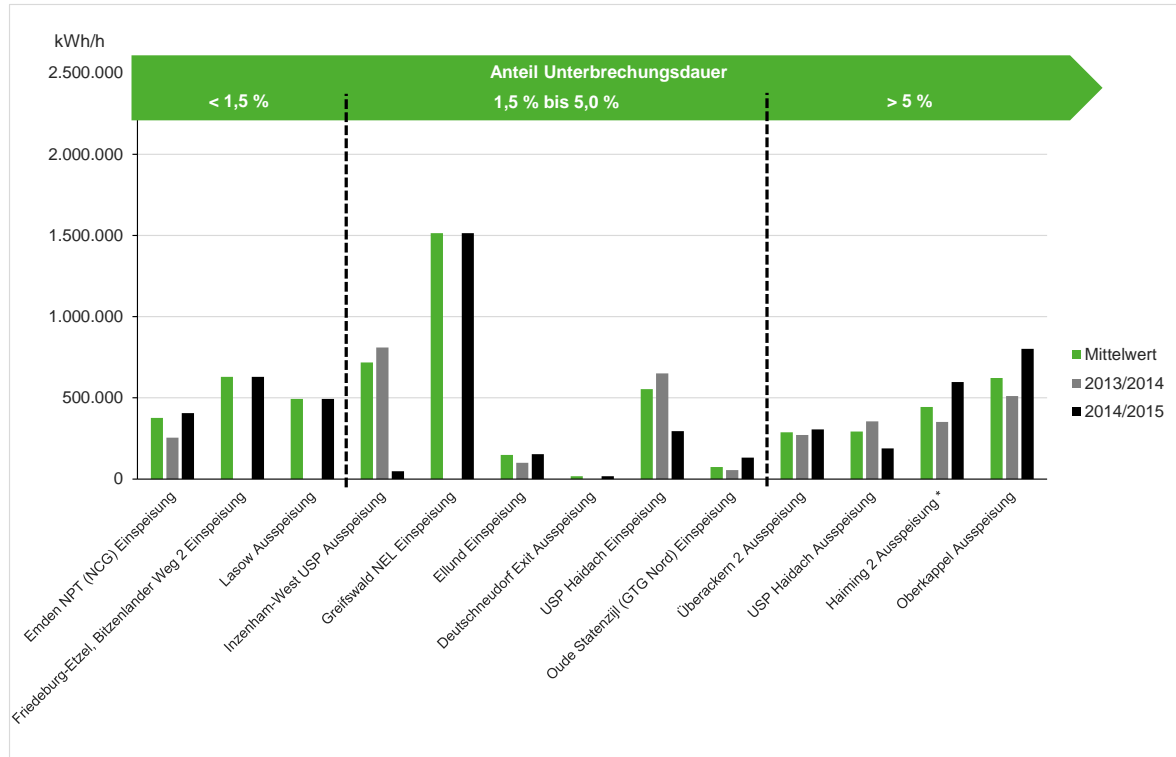
Tabelle 20: Übersicht der nach der geänderten Methodik ermittelten im Mittel unterbrochenen, unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 30.09.2015 (Angaben in kWh/h)

Übergabepunkt/-richtung	Im Mittel unterbrochene unterbrechbare Kapazität		
	Mittelwert	2013/2014	2014/2015
Oberkappel Ausspeisung	622.223	511.433	802.250
Haiming 2 Ausspeisung *	443.923	351.070	596.848
USP Haidach Ausspeisung	292.291	355.264	189.170
Überackern 2 Ausspeisung	287.345	271.414	305.728
Oude Statenzijl (GTG Nord) Einspeisung	73.829	54.482	132.050
USP Haidach Einspeisung	553.945	650.518	295.269
Deutschneudorf Exit Ausspeisung	17.824	0	17.824
Ellund Einspeisung	148.216	99.499	152.730
Greifswald NEL Einspeisung	1.514.293	0	1.514.293
Inzenham-West USP Ausspeisung	717.320	810.179	47.964
Lasow Ausspeisung	493.831	0	493.831
Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 2 Einspeisung	629.823	0	629.823
Emden NPT (NCG) Einspeisung	376.790	254.473	406.443

* 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 14: Übersicht der nach der geänderten Methodik bestimmten im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 30.09.2015



* 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 Netzknoten und Transportrichtungen wird in den folgenden Abschnitten in alphabetischer Reihenfolge dargestellt. Diese Darstellung enthält pro Netzknoten und Transportrichtung

- eine Beschreibung der Lage des Netzknots,
- eine Angabe zu den an diesem Netzknoten 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 Ausbauefordernis ableiten lässt (siehe hierzu auch die Erläuterungen zur Einordnung dieser Analyse in den Zusammenhang der langfristigen Netzentwicklungsplanung am Anfang dieses Kapitels).

Deutschneudorf Exit Ausspeisung

An diesem Ausspeisepunkt wird Erdgas in das tschechische Transportnetz übergeben. ONTRAS vermarktet feste und unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt.

In der ersten Oktoberhälfte 2014 und an einem Tag im August 2015 hat die Summe der Nominierung temporär die TVK der Station überschritten, was zu einer Unterbrechung der unterbrechbaren Kapazitäten führte.

Ein Ausbaurfordernis kann derzeit aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus dieser historischen Unterbrechung unterbrechbarer 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.

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 Ausbaurfordernis aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Emden NPT (NCG) Einspeisung

An diesem Einspeisepunkt in das NCG-Marktgebiet wird Erdgas aus dem norwegischen Transportnetz übernommen. OGE vermarktet feste und unterbrechbare Einspeisekapazitäten und unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Nord-Süd Engpasssituation im NCG-Marktgebiet. Im Rahmen von marktgebietsweiten netz- und marktbezogenen Maßnahmen gemäß § 16 Abs. 1 EnWG wurden am 05.02., 06.02. und 10.02.2015 unterbrechbare Kapazitäten an Einspeisepunkten im nördlichen Teil des NCG-Marktgebiets sowie unterbrechbare Kapazitäten an Ausspeisepunkten im südlichen Teil des NCG-Marktgebiets unterbrochen.

Ein Ausbauerfordernis kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus diesen historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Eynatten (NCG) Ausspeisung

An diesem Ausspeisepunkt wird Erdgas in das belgische Gastransportnetz übergeben. Fluxys TENP und OGE vermarkten feste und unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Ein Teil der Unterbrechungen erfolgte 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 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.

Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 2 Einspeisung

An diesem Speicheranschlusspunkt in Norddeutschland vermarktet OGE temperaturabhängig feste und unterbrechbare Kapazitäten.

Ein Teil der Unterbrechungen erfolgte aufgrund einer temporären Nord-Süd Engpasssituation im NCG-Marktgebiet. Im Rahmen von marktgebietsweiten netz- und marktbezogenen Maßnahmen gemäß § 16 Abs. 1 EnWG wurden am 05.02., 06.02. und 10.02.2015 unterbrechbare Kapazitäten an Einspeisepunkten im nördlichen Teil des NCG-Marktgebiets sowie unterbrechbare Kapazitäten an Ausspeisepunkten im südlichen Teil des NCG-Marktgebiets unterbrochen. Der andere Teil der Unterbrechungen erfolgte aufgrund einer temporären Engpasssituation im vorgelagerten Netzbereich.

Ein Ausbauerfordernis kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus diesen historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Greifswald NEL Einspeisung

Dieser Einspeisepunkt ist mit dem vorgelagerten System der Nord Stream AG verbunden. NEL Gastransport GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH und Fluxys Deutschland GmbH vermarkten NEL-Einspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten im April 2015 aufgrund einer temporären technischen Störung im NEL-Netzbereich.

Im Mai und September 2015 hat die Summe der Nominierungen temporär die TVK einzelner Fernleitungsnetzbetreiber überschritten, was zu einer Unterbrechung der unterbrechbaren Kapazitäten führte.

Ein Ausbauerfordernis kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen 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 in den Netzentwicklungsplänen Gas vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten 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 in den Netzentwicklungsplänen Gas 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 Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten 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 Netzknoten entfallen. Bestehende Ausspeiseverträge wurden nach Überackern (Ausspeisung ebenfalls nur im Gegenstrom möglich) verlagert.

Durch die in den Netzentwicklungsplänen Gas 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.

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 Netzknoten entfallen. Bestehende Einspeiseverträge wurden nach Überackern verlagert.

Durch die in den Netzentwicklungsplänen Gas 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.

Inzenham-West USP Ausspeisung

An diesem Speicheranschlusspunkt in Südbayern vermarktet bayernnets 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.

Kiefersfelden/ Tirol Ausspeisung

Dieser Grenzübergangspunkt 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 gemeldete Kapazitätsbedarf der nachgelagerten österreichischen Netzbetreiber wurde in den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 eingebracht und von der BNetzA bestätigt. Der resultierende Zusatzbedarf wurde in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2016 berücksichtigt. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen 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 im Gaswirtschaftsjahr 2010/ 2011 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 Fernleitungsnetzbetreiber ein Ausbaurfordernis aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Lasow Ausspeisung

An diesem Ausspeisepunkt wird Erdgas in das polnische Transportnetz übergeben. ONTRAS vermarktet feste und unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Im IV. Quartal 2014 und I. Quartal 2015 hat die Summe der Nominierungen temporär die TVK der Station überschritten, was zu einer Unterbrechung der unterbrechbaren Kapazitäten führte.

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

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 grundsätzlich 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 erfolgen wird. 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.

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 Einspeisekapazität von 5.559.280 kWh/h auf 5.606.899 kWh/h. Ein über die in den Netzentwicklungsplänen Gas ermittelten und vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen hinausgehendes Ausbauerfordernis 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 festgestellten Unterbrechungen der unterbrechbaren Kapazitäten resultierten aus einer zu hohen Netzlastsituation bzw. aus einer Überschreitung der TVK der Station aller Nominierungen.

Ein Ausbauerfordernis kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus diesen 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 Ausbaurfordernis kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den 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 Ausbaufordernis 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 Ausbaufordernis aus diesen Unterbrechungen 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.

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.

Durch die in den Netzentwicklungsplänen Gas vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern 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 der Gasaustausch zwischen Österreich und Deutschland verbessert. Hierdurch und durch die in den Netzentwicklungsplänen Gas 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 Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern kann 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 dem 20.04.2012 für 102 Stunden keine Ein-/ Ausspeisung an diesem Netzanlasspunkt zum Speicher Bad Lauchstädt möglich.

Ein Ausbaurfordernis kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus dieser historischen Unterbrechung fester und unterbrechbarer Kapazitäten 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 in den Netzentwicklungsplänen Gas vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzknoten 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 (im Wesentlichen 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 in den Netzentwicklungsplänen Gas vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern 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 zu analysierenden Unterbrechungen in den Gaswirtschaftsjahren 2011/ 2012 und 2012/ 2013 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 6 dargelegten zukünftigen Anforderungen an die Fernleitungsinfrastruktur kann ein Ausbaufordernis aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus diesen 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 6 dargelegten, zukünftigen Anforderungen an die Fernleitungsinfrastruktur, nach denen eher ein Anstieg der Gasmengen aus der Gegenrichtung zu erwarten ist, kann ein Ausbaufordernis 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.

5 Entwicklung der L-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenario

Gemäß § 15a Abs.1 EnWG sind die Fernleitungsnetzbetreiber angehalten, die Auswirkung denkbarer Störungen der Erdgasversorgung im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit im Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. Im Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 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 vom 11.12.2015 als verpflichtend für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 bestätigt.

5.1 Beschreibung der Situation

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Erdgas (L-Gas) versorgt. L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen und der niederländischen Produktion. Die übrigen in Deutschland verfügbaren Aufkommen (Gas aus Dänemark, Norwegen/ Nordsee, Russland bzw. von LNG-Terminals) liefern hochkalorisches 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. Die verbleibenden deutschen L-Gas-Aufkommen sollen soweit möglich weiter gefördert und in die Erdgastransportnetze eingespeist werden können.

Durch den niederländischen Transportnetzbetreiber GTS wurde ein kontinuierlicher Rückgang der Exportleistungen ab Oktober 2020 angekündigt, mit dem Verständnis, dass mit der Leistungsreduktion auch eine Mengenreduktion verbunden ist. Im Laufe des Jahres 2015 haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber mehrere Gespräche mit GTS mit dem Ziel geführt, die Planungsannahmen für die zukünftigen L-Gas-Importe zu harmonisieren und dabei auch aktuelle Entwicklungen bzgl. der niederländischen Produktion zu berücksichtigen.

Im Netzentwicklungsplan Gas 2013 wurden die Planungen für die sukzessive Umstellung der deutschen L-Gas-Netzbereiche auf eine Versorgung mit H-Gas aufgenommen. Im Rahmen der Netzentwicklungspläne Gas 2014 und 2015 wurden die Planungen sukzessive verfeinert.

Ein zentrales Thema des Netzentwicklungsplans Gas 2016 ist daher erneut der Umgang mit der zukünftig reduzierten Verfügbarkeit von L-Gas für den deutschen Markt. Ein wichtiger Aspekt ist die Überarbeitung der Umstellungsplanung bis 2030 und die Ausgestaltung des verbleibenden L-Gas Marktes. Dieser befindet sich vornehmlich im Netzbereich der Nowega.

Im Folgenden wird die L-H-Gas-Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 weiter konkretisiert. Aus den Abstimmungsgesprächen mit den betroffenen deutschen Verteilernetzbetreibern sowie dem niederländischen Netzbetreiber GTS haben sich Änderungen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 ergeben. Zusätzlich werden im Netzentwicklungsplan Gas 2016 erstmals Marktgebietsbilanzen aufgestellt.

Die folgenden Auswertungen/ Bilanzen und die Netzberechnungen basieren auf dem Stand der Umstellungsplanung mit Stichtag 01.11.2015. Sofern es nach diesem Zeitpunkt Änderungen gegeben hat, werden diese im Textteil der Beschreibung der Umstellungsbereiche (vgl. Kapitel 5.6) adressiert und in einer Kommentarspalte in der Anlage 3 dargestellt. Auswirkungen auf die Bilanzen und auf die Netzausbaumaßnahmen werden im Umsetzungsbericht 2017 bzw. im Netzentwicklungsplan Gas 2018 ausgewiesen.

5.2 L-Gas-Leistungsbilanz 2030

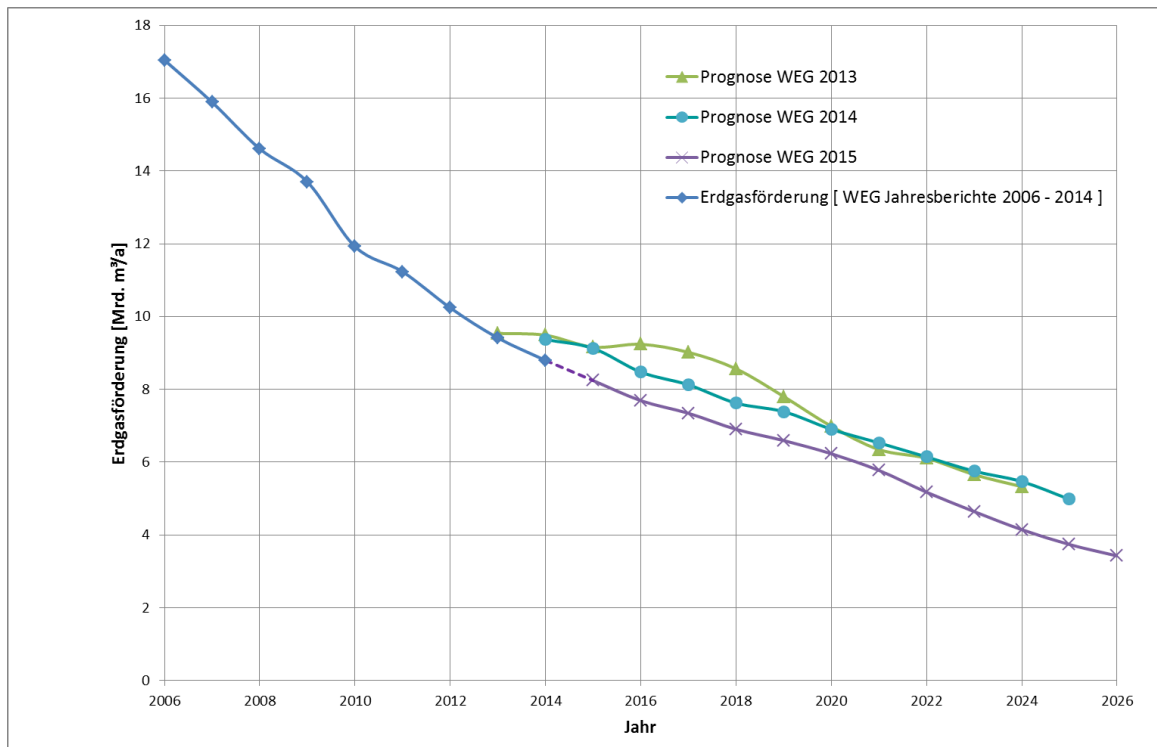
Die Fernleitungsnetzbetreiber halten es auch weiterhin aufgrund der Tragweite und der möglichen gravierenden Auswirkungen der angekündigten Reduzierungen auf der Darbietungsseite über 2027 hinaus für erforderlich, mit der Aufstellung einer L-Gas-Bilanz die Umstellung bis in das Jahr 2030 zu untersuchen. Dies wird insbesondere durch die Entwicklungen der jüngsten Vergangenheit, wie z. B. weitere Produktionseinschränkungen in den Niederlanden, unterstrichen.

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

Inländische Produktion

Abbildung 15 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung (Jahresmengen) der deutschen Erdgasförderung im Zeitraum 2006 bis 2026. Die Produktionsdaten der Jahre 2006 bis 2014 basieren auf den durch den Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (WEG) für die beiden wichtigsten deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems [WEG Jahresberichte 2006-2014] veröffentlichten Zahlen. Für die Zeit ab 2015 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des WEG bis zum Jahr 2026.

Abbildung 15: Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



Quelle: WEG-Prognose 2013, 2014 und 2015, Fernleitungsnetzbetreiber

In den Jahren 2006 bis 2013 war ein kontinuierlicher Rückgang der Erdgasförderung zu verzeichnen. Entgegen diesem Trend wurde in der Prognose 2013 seitens des WEG für die Jahre 2013 bis 2017 nur eine sehr geringfügige Abnahme der Produktionsmenge prognostiziert. Diese deutlich vom Trend der vergangenen Jahre abweichende Prognose begründete sich nach Aussage des WEG durch eine Reihe von geplanten Projekten zur Feldesentwicklung. Die Prognosen in 2014 und 2015 zeigen im Vergleich zu der aus 2013 eine deutlich pessimistischere Einschätzung der zukünftigen Entwicklung, da Projekte der Feldesentwicklung teilweise nicht realisiert wurden bzw. werden. Bereits für das Jahr 2015 wird von einer um rund 0,9 bcm/a niedrigeren Erdgasproduktion ausgegangen. Diese wird demnach im Mittel jährlich rund 1 bcm/a niedriger ausfallen als noch im vergangenen Jahr prognostiziert. Der stärkere Rückgang führt dazu, dass im Jahr 2026 in den Gebieten Elbe-Weser und Weser-Ems nur noch mit einer Förderleistung von rund 3,4 bcm/a zu rechnen ist.

Der erhebliche Produktionsrückgang gerade in den Anfangsjahren der geplanten L-H-Gas-Umstellung erhöht den Druck auf eine konsequente Umsetzung der geplanten Umstellungsschritte.

Der vom WEG prognostizierte Rückgang bis 2026 wird von den Fernleitungsnetzbetreibern bis 2030 fortgeschrieben.

Importe aus den Niederlanden

Den größten Beitrag auf der Einspeiseseite erbringen die Importe aus den Niederlanden. In den Jahren bis 2020 stellt die Import-Leistung rund 60 % der L-Gas-Versorgungsleistung dar. Die aufgezeigte Import-Leistung in Höhe von 47,7 GWh/h ist der

in den Jahren 2010-2013 zeitgleiche maximale Fluss an den drei Importpunkten Oude Statenzijl, Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar. Ein Teil dieser Leistung wird über unterbrechbare Kapazitäten (auf deutscher Seite) zur Verfügung gestellt, da die im Winter benötigte Importleistung zur Abdeckung des Spitzenbedarfs in Schwachlastfällen im Sommer nicht gesichert transportiert werden kann.

GTS hat als Konsequenz aus dem Produktionsrückgang in den Niederlanden die Reduktion der L-Gas-Export-Kapazitäten in Richtung Deutschland, Belgien und Frankreich angekündigt. Dies führt zu einer Reduktion der L-Gas-Exportleistung nach Deutschland ab Oktober 2020. Ab dem 01.10.2029 sind keine Exportleistungen nach Deutschland mehr eingeplant. Daher wird in der L-Gas-Leistungsbilanz und in den Netzplanungen die Leistung bis 2020 konstant angesetzt und reduziert sich in den Folgejahren linear abfallend (pro Jahr um 10 % des Ausgangswertes) bis auf einen Wert von 0 im Jahr 2029.

In den letzten Jahren sind im Umfeld des Groningen-Feldes vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Erdgasförderung gesehen werden. Die Ursachen für die Erdbeben wurden in Studien analysiert und Maßnahmen zur Minderung benannt. Aufgrund der Erkenntnisse aus der Erdbebenstudie zum Groningen-Feld [NL 2014] wurde bereits Ende 2014 vom niederländischen Wirtschaftsministerium die Entscheidung gefällt, die Jahresproduktionsmenge des Feldes abzusenken. Die Auswirkungen der Produktionsmengenreduktion auf die Versorgung der L-Gas-Kunden in und außerhalb der Niederlande wurden in verschiedenen Studien untersucht. Der Produktionsrückgang kann über eine verstärkte Nutzung von Konvertierung in den Niederlanden ausgeglichen werden. Die GTS plant, die Konvertierungsmöglichkeiten in den Niederlanden u. a. durch den Bau einer weiteren Stickstoff-Erzeugungsanlage mit einer Kapazität von 180.000 Nm³/h Stickstoff bis 2019 deutlich zu erhöhen [GTS 2015].

Das oberste Verwaltungsgericht in Den Haag [NL 2015] hat am 18.11.2015 die Förderung aus dem Groningen-Feld zur Reduktion zukünftiger Erdbebenrisiken auf eine Menge von 27 bcm für das Gaswirtschaftsjahr 2015/2016 beschränkt, wobei diese Fördermenge in einem kalten Jahr oder bei eingeschränkter Verfügbarkeit der Konvertierung überschritten werden darf (bis 33 bcm). In den Planungen der GTS [GTS 2015] wurde bereits eine reduzierte Jahresfördermenge angenommen, die zu den Mengenvorgaben in der aktuellen Gerichtsentscheidung passen.

Für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 ergibt sich bei der Gesamtimportleistung im L-Gas im Vergleich zu dem Vorjahr keine Veränderung. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben intensive Gespräche mit der GTS zur Abstimmung der jeweiligen Planungen in den beiden Ländern geführt. Der Schwerpunkt des Austausches liegt auf der Erarbeitung einer abgestimmten Einschätzung des zu berücksichtigenden zukünftigen Mengen- und Leistungsbedarfs an den L-Gas-Grenzübergangspunkten.

Die beiden L-Gas-Grenzübergangspunkte der GUD und der GTG Nord in Oude Statenzijl können ausschließlich mit Gas aus dem Groningen Feld versorgt werden, während über die Grenzübergangspunkte der OGE und Thyssengas in Winterswijk/ Vreden, Elten/ Zevenaar, Tegelen und Haanrade zusätzlich L-Gas aus den niederländischen Konvertierungsanlagen exportiert werden kann.

In den Niederlanden bestehen Überlegungen, durch eine verstärkte Nutzung der Konvertierungsanlagen eine Reduzierung der Fördermengen aus dem Groningen-Feld zu

ermöglichen. Ein wesentliches Kriterium für die notwendige Begrenzung ist die über die Jahre summierte Produktionsmenge. Im niederländischen Netzentwicklungsplan 2015 wurde dies von GTS durch eine lineare Reduktion der jährlichen Export-Leistung und Export-Menge am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl abgebildet. Im Rahmen der Gespräche mit den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern wurde jedoch festgehalten, dass in einzelnen Jahren eine Überschreitung der jährlichen Export-Menge am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl möglich ist, sofern die über die Jahre summierte Produktionsmenge nicht überschritten wird. Die Planung im Netzentwicklungsplan Gas 2016 berücksichtigt die für die Groningen-Produktion relevanten Mengenziele der GTS für Oude Statenzijl.

Vor dem Hintergrund dieser Informationen haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Umstellungsplanung im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 ab dem Jahr 2024 deutlich überarbeitet, um den deutschen Import-Bedarf am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl zu reduzieren. Die veränderte Umstellungsreihenfolge wird im Kapitel 5.5 beschrieben. Es ist das Ziel von GTS und den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern, die Abstimmungsgespräche in regelmäßigem Turnus fortzuführen, um eine Harmonisierung der wesentlichen Planungsannahmen auch in Zukunft zu erreichen.

Die bis zum 01.10.2020 konstant angesetzte Import-Leistung aus den Niederlanden von 47,7 GWh/h wird anfänglich mit 10,3 GWh/h über Oude Statenzijl und mit 37,4 GWh/h über Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar berücksichtigt. Die weitere Aufteilung der verbleibenden Importleistung auf die Importpunkte Oude Statenzijl, Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar ändert sich im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 auf die folgenden Leistungen:

Tabelle 21: Aufteilung der L-Gas-Import-Leistung auf die Grenzübergangspunkte für die Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2

Angaben in GWh/h Gaswirtschaftsjahr	Oude Statenzijl (GASPOOL)	Zevenaar, Winterswijk (NCG)	Summe
2016/17	10,3	37,4	47,7
2017/18	10,3	37,4	47,7
2018/19	10,3	37,4	47,7
2019/20	9,0	38,7	47,7
2020/21	7,3	35,7	43,0
2021/22	7,0	31,2	38,2
2022/23	7,0	26,4	33,4
2023/24	7,0	21,6	28,6
2024/25	7,0	16,9	23,9
2025/26	7,0	12,1	19,1
2026/27	3,0	11,3	14,3
2027/28	2,2	7,3	9,5
2028/29	2,2	2,6	4,8
2029/30	0,0	0,0	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

Durch den frühen Start der L-H-Gas-Umstellung im GASPOOL-Marktgebiet wird eine erste Leistungsreduktion am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl bereits ab dem Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 ermöglicht. Die Änderungen der Umstellungsreihenfolge gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 führen dazu, dass ab dem Gaswirtschaftsjahr 2026/2027 eine weitere deutliche Leistungsreduktion erfolgen kann. Der reduzierte Leistungsbedarf in Oude Statenzijl wird nach Rücksprache mit GTS durch eine erhöhte Leistung an den Grenzübergangspunkten Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar kompensiert, so dass keine Änderungen der in Summe verfügbaren Export-Leistungen auftreten.

L-Gas-Speicher

Für die Ermittlung der Speicherleistung wird wie in den vergangenen Netzentwicklungsplänen Gas die Leistung der Auslagerungskennlinien bei einem 50 %-igen Füllstand angenommen (25,9 GWh/h). Diese setzen sich wie folgt zusammen:

Tabelle 22: Speicherleistung der Auslagerungskennlinien bei einem 50 %-igen Füllstand

Angaben in GWh/h	Empelede	Epe	Lesum	Nüttermoor/ Huntorf	Summe
50 % Füllstand	2,2	9,7	2,1	11,9	25,9
Transporttechnisch realisierbare Leistung	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Davon werden die Leistungen berücksichtigt, die mit dem heutigen L-Gas-Netz transporttechnisch realisierbar sind (20,6 GWh/h im Jahr 2015, vgl. Tabelle 22). Jede darüber hinausgehende Leistungsanforderung würde zu einem Netzausbau im L-Gas-Netz bzw. ggf. zu einer Umallokation von Leistungen an Grenzübergangs- oder Marktgebietsübergangspunkten führen. Der hierzu erforderliche Ausbau im L-Gas-Netz wird vor dem Hintergrund der L-H-Gas-Umstellung von den Fernleitungsnetzbetreibern als nicht nachhaltig angesehen. Die Ermittlung der Werte erfolgte in Abstimmung mit den L-Gas-Speicherbetreibern. Sofern ein Speicher sowohl an das deutsche als auch an das niederländische Fernleitungsnetz angeschlossen ist, wird in Absprache mit dem jeweiligen Speicherbetreiber nur die für den deutschen Markt gesichert verfügbare Ausspeicherleistung berücksichtigt.

Die prozentuale Zusammensetzung der Aufkommen in der L-Gas-Bilanz verändert sich über den betrachteten Zeitraum. Der Anteil der deutschen Produktion bleibt in den ersten Jahren im Wesentlichen unverändert, der Anteil der Importe steigt leicht an. In der ersten Phase der Umstellung sind keine Veränderung in der Nutzungsstruktur von Import und Produktion sowie kein erhöhter Strukturierungsbedarf durch Speicher zu erwarten. Der Anteil der deutschen Produktion steigt mit dem Übergang in den verbleibenden L-Gas-Markt an. Die Produktionsaufkommen sind mit hohen Vollbenutzungsstunden eingeplant, was eine hohe Nutzung von Strukturierung voraussetzt.

Tabelle 23: Anteile der Importe und der inländischen Produktion am Leistungsbedarf

Angaben in % Gaswirtschaftsjahr	Inländische Produktion	Import aus NL	Konvertierung Nowega/ TG	Summe Produktion, Import, Konvertierung
2016/17	11,0%	59,4%	1,7%	72,1%
2017/18	10,5%	60,4%	1,8%	72,7%
2018/19	10,1%	61,3%	1,8%	73,2%
2019/20	10,2%	65,3%	2,3%	77,7%
2020/21	10,0%	62,9%	2,4%	75,4%
2021/22	10,2%	63,3%	2,7%	76,3%
2022/23	10,2%	62,4%	3,1%	75,7%
2023/24	10,4%	61,7%	3,6%	75,7%
2024/25	11,0%	61,0%	4,2%	76,3%
2025/26	11,8%	58,2%	5,0%	75,1%
2026/27	13,4%	55,0%	6,3%	74,7%
2027/28	15,9%	49,0%	7,2%	72,2%
2028/29	22,8%	40,0%	11,7%	74,5%
2029/30	43,2%	0,0%	26,1%	69,3%

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Nach derzeitiger Prognose wird etwa ab dem Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 bei unveränderter Berücksichtigung der Speicherleistungen im L-Gas eine solide Deckung der L-Gas-Bilanz erreicht. Eine Teilumstellung der bisher im L-Gas genutzten Speicherkavernen auf H-Gas ist somit aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ab diesem Zeitpunkt möglich, ohne dass es zu Versorgungsengpässen im verbleibenden L-Gas-Markt kommt. Durch die Umstellung von Netzbereichen wächst wiederum die Leistungsbedarfsanforderung in den H-Gas-Netzen. Unter Berücksichtigung des sich verändernden Leistungsbedarfs soll die Entscheidung über die Zeitpunkte der Gasqualitätsumstellung einzelner Speicherkavernen in Abstimmung und Zusammenarbeit zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den Speicherbetreibern erfolgen.

Mit allen Speicherbetreibern sind Gespräche zur Planung der L-H-Gas-Umstellung aufgenommen worden. Im Rahmen der in 2015 geführten Gespräche wurde von einzelnen Speicherbetreibern bestätigt, dass aus technischer Sicht eine Teilumstellung der Speicher in mehreren diskreten Schritten erfolgen kann und eine gewisse Flexibilität hinsichtlich der zeitlichen Abfolge der einzelnen Schritte besteht. Allerdings wurde von den Speicherbetreibern darauf hingewiesen, dass neben Fragen der technischen Machbarkeit auch kommerzielle Erwägungen einen Einfluss auf den Zeitpunkt der Umstellung von Speicherkavernen auf H-Gas haben.

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2016 lagen noch nicht die vollständigen Rückmeldungen aller Speicherbetreiber bzgl. der Möglichkeiten einer Teilumstellung von L-Gas-Speichern vor. Daher wird im Rahmen der Modellierung wie im Vorjahr eine zeitliche Entwicklung der Speicherkapazitäten unterstellt, die aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber zum Erhalt der Stabilität und Flexibilität der Versorgung des L-Gas-Marktes notwendig ist. Die Tabelle 24 zeigt die zeitliche Entwicklung der von den Fernleitungsnetzbetreibern angesetzten Ausspeicherleistungen für die Speicher Empelde, Epe, Lesum und Nüttermoor/ Huntorf.

Tabelle 24: Entwicklung der Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher

Angaben in GWh/h	Empelde	Epe	Lesum	Nüttermoor	Summe
Gaswirtschaftsjahr					
2016/17	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6
2017/18	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6
2018/19	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6
2019/20	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6
2020/21	1,6	9,0	2,1	7,5	20,2
2021/22	1,6	9,0	0,0	7,8	18,4
2022/23	1,6	9,0	0,0	8,1	18,7
2023/24	1,6	7,0	0,0	7,8	16,4
2024/25	1,6	5,5	0,0	7,6	14,7
2025/26	1,6	5,0	0,0	7,3	13,9
2026/27	1,6	3,5	0,0	5,8	10,9
2027/28	1,6	2,5	0,0	4,3	8,4
2028/29	1,6	2,0	0,0	2,7	6,3
2029/30	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Sofern aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber eine Reduktion der Speicherleistung im L-Gas möglich ist, wird die Differenz zum Startwert 2016/2017 in der H-Gas-Bilanz berücksichtigt.

Die Gespräche der Fernleitungsnetzbetreiber mit den Speicherbetreibern sollen auch zukünftig fortgeführt werden mit dem Ziel, ein gemeinsam entwickeltes Umstellungskonzept für die L-Gas-Speicher abzustimmen.

Konvertierung

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

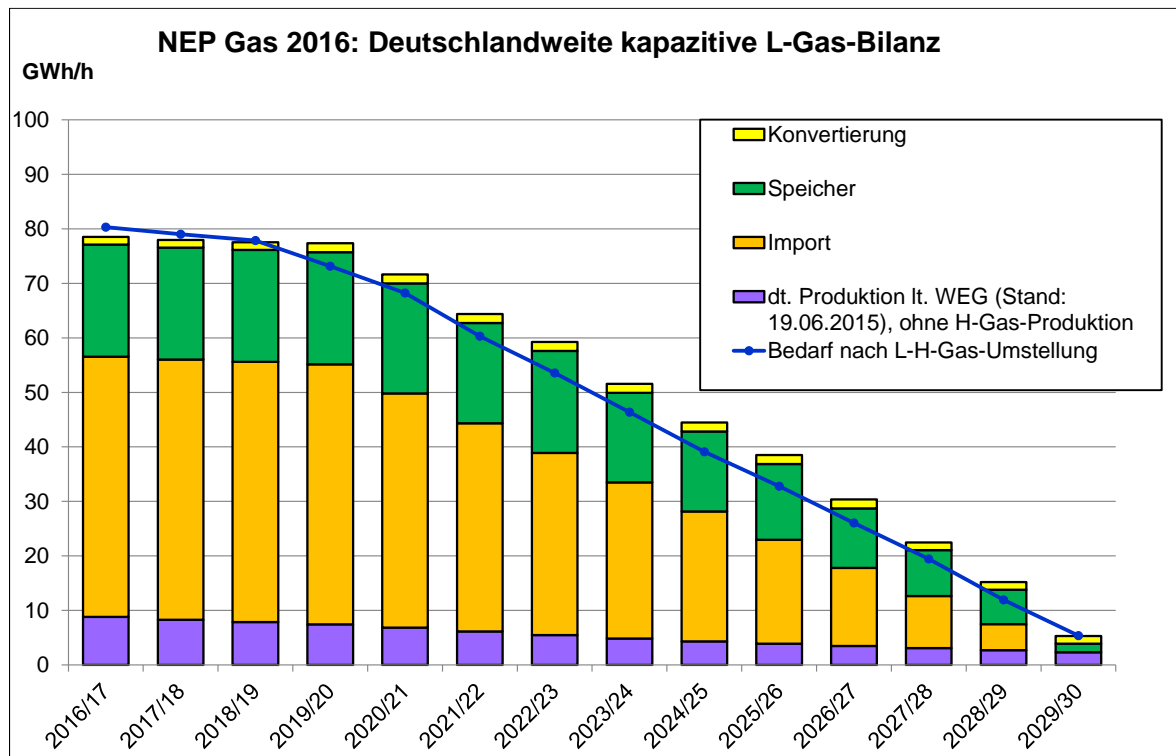
Bedarf an Ausspeisekapazitäten

Für die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber wird im Netzentwicklungsplan Gas 2016 gemäß Szenariorahmen eine Modellierungsvariante betrachtet, der die Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber zugrunde liegt (vgl. Kapitel 2.4).

Da für die Jahre 2027 bis 2030 noch keine Kapazitätsprognosen vorliegen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber den jeweiligen Leistungsbedarf aus dem Jahr 2026 in beiden Modellierungsvarianten konstant fortgeschrieben.

Durch die geplanten Umstellungen von Netzbereichen von L-Gas- auf H-Gas-Versorgung wird der L-Gas-Bedarf in Summe reduziert. Ab dem Jahr 2030 wird es auf Grundlage der hier getroffenen Annahmen einen verbleibenden L-Gas-Markt in Höhe von rund 5,4 GWh/h geben (vgl. Abbildung 16 und Tabelle 25).

Abbildung 16: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz für Q.1 und Q.2



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 25: Daten zur kapazitiven deutschlandweiten L-Gas-Bilanz

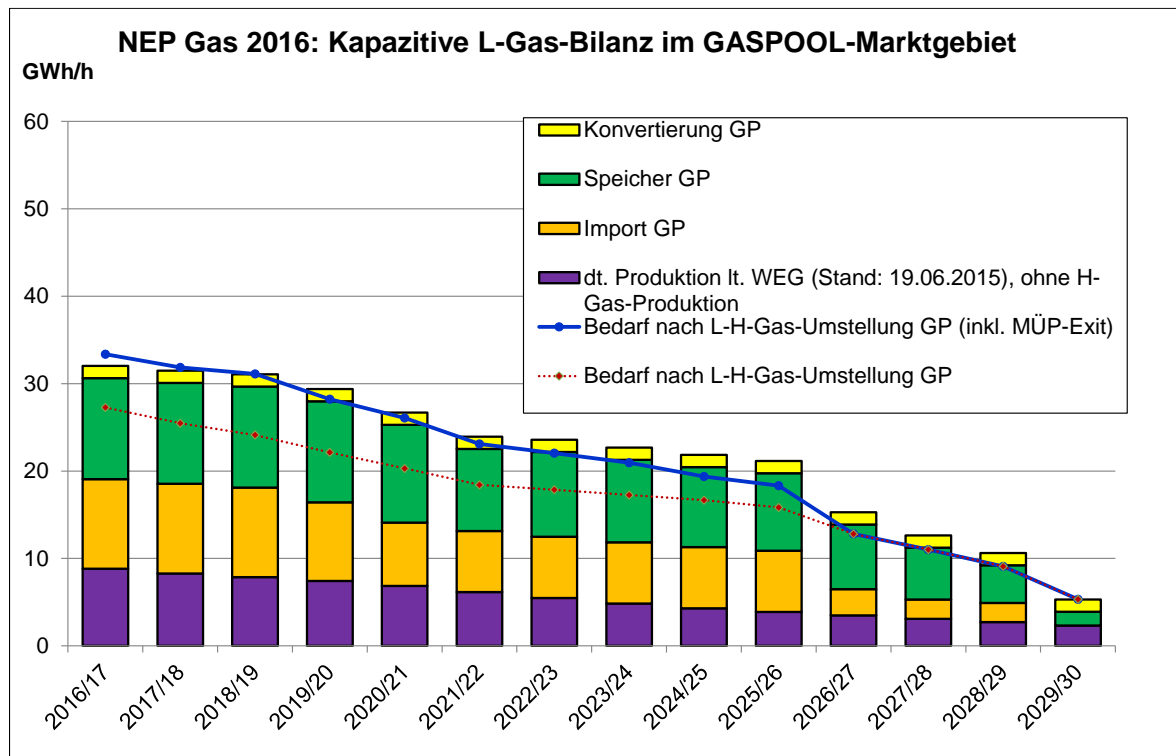
Angaben in GW/h/h Gaswirtschaftsjahr	Inländische Produktion	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung Nowega/ TG	Summe Darbietung	Verbleibender L-Gas-Bedarf Variante Q.1=Q.2
2016/17	8,8	47,7	20,6	1,4	78,5	80,3
2017/18	8,3	47,7	20,6	1,4	78,0	79,0
2018/19	7,9	47,7	20,6	1,4	77,5	77,9
2019/20	7,4	47,7	20,6	1,7	77,4	73,1
2020/21	6,9	43,0	20,2	1,7	71,6	68,2
2021/22	6,1	38,2	18,4	1,7	64,4	60,3
2022/23	5,5	33,4	18,7	1,7	59,2	53,6
2023/24	4,8	28,6	16,4	1,7	51,6	46,4
2024/25	4,3	23,9	14,7	1,7	44,5	39,1
2025/26	3,9	19,1	13,9	1,7	38,5	32,8
2026/27	3,5	14,3	10,9	1,7	30,3	26,0
2027/28	3,1	9,5	8,4	1,4	22,5	19,5
2028/29	2,7	4,8	6,3	1,4	15,2	11,9
2029/30	2,3	0,0	1,6	1,4	5,3	5,4

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Auf Basis der oben genannten Aufteilungen der Import-Leistungen aus den Niederlanden ergeben sich die folgenden L-Gas-Leistungsbilanzen der Marktgebiete GASPOOL und NCG. Die Aufteilung dieser Leistungen und die am Marktgebietsübergang berücksichtigte Kapazität erfolgte unter der Prämisse, eine möglichst gleichmäßige Deckung aller

Netzbereiche auch in Spitzenlastfällen zu erreichen, um so ein Höchstmaß an Versorgungssicherheit zu erzielen.

Abbildung 17: Kapazitive L-Gas-Bilanz im GASPOOL-Marktgebiet



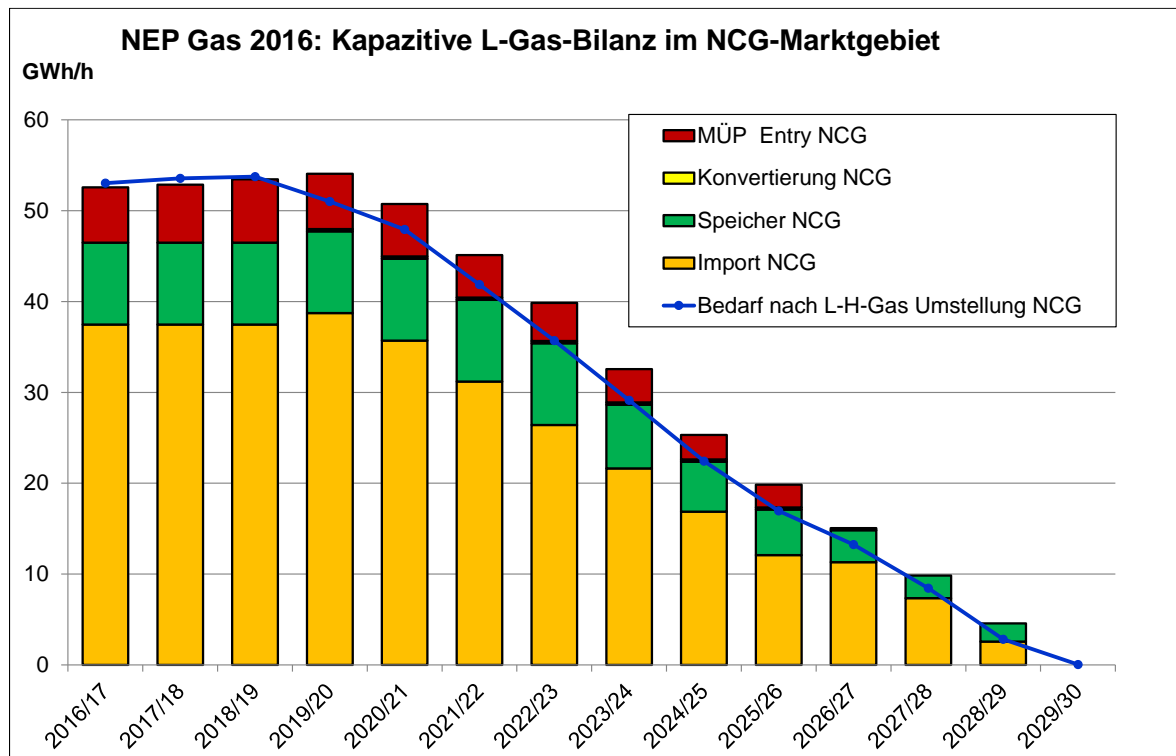
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 26: Daten zur kapazitiven L-Gas-Bilanz im GASPOOL-Marktgebiet

Angaben in GWh/h Gaswirtschaftsjahr	Inländische Produktion	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung Nowega	Summe Darbietung	MÜP Entry(+)/Exit(-)	Verbleibender L-Gas-Bedarf Variante Q.1=Q.2
2016/17	8,8	10,3	11,6	1,4	32,0	-6,1	27,3
2017/18	8,3	10,3	11,6	1,4	31,5	-6,4	25,5
2018/19	7,9	10,3	11,6	1,4	31,1	-7,0	24,1
2019/20	7,4	9,0	11,6	1,4	29,4	-6,1	22,1
2020/21	6,9	7,3	11,2	1,4	26,7	-5,8	20,3
2021/22	6,1	7,0	9,4	1,4	23,9	-4,7	18,4
2022/23	5,5	7,0	9,7	1,4	23,6	-4,2	17,9
2023/24	4,8	7,0	9,4	1,4	22,7	-3,7	17,3
2024/25	4,3	7,0	9,2	1,4	21,9	-2,7	16,7
2025/26	3,9	7,0	8,9	1,4	21,2	-2,5	15,8
2026/27	3,5	3,0	7,4	1,4	15,3	0,0	12,8
2027/28	3,1	2,2	5,9	1,4	12,6	0,0	11,0
2028/29	2,7	2,2	4,3	1,4	10,6	0,0	9,1
2029/30	2,3	0,0	1,6	1,4	5,3	0,0	5,3

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 18: Kapazitive L-Gas-Bilanz im NCG-Marktgebiet



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 27: Daten zur kapazitiven L-Gas-Bilanz im NCG-Marktgebiet

Angaben in GWh/h	Inländische Produktion	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung TG	Summe Darbietung	MÜP Entry(+)/Exit(-)	Verbleibender L-Gas-Bedarf Variante Q.1=Q.2
Gaswirtschaftsjahr							
2016/17	0,0	37,5	9,0	0,0	46,5	6,1	53,0
2017/18	0,0	37,5	9,0	0,0	46,5	6,4	53,5
2018/19	0,0	37,5	9,0	0,0	46,5	7,0	53,7
2019/20	0,0	38,7	9,0	0,3	48,0	6,1	51,0
2020/21	0,0	35,7	9,0	0,3	45,0	5,8	47,9
2021/22	0,0	31,2	9,0	0,3	40,4	4,7	41,9
2022/23	0,0	26,4	9,0	0,3	35,7	4,2	35,7
2023/24	0,0	21,6	7,0	0,3	28,9	3,7	29,1
2024/25	0,0	16,9	5,5	0,3	22,6	2,7	22,4
2025/26	0,0	12,1	5,0	0,3	17,3	2,5	17,0
2026/27	0,0	11,3	3,5	0,3	15,1	0,0	13,2
2027/28	0,0	7,3	2,5	0,0	9,8	0,0	8,4
2028/29	0,0	2,6	2,0	0,0	4,6	0,0	2,8
2029/30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.3 L-Gas-Mengenbilanz

Im Netzentwicklungsplan Gas 2016 wird erneut eine L-Gas-Mengenbilanz aufgestellt, um ein möglichst ganzheitliches Bild der L-Gas-Verfügbarkeit im Rahmen der Marktraumumstellung zu erhalten.

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 bestätigten Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 wird die Bedarfsentwicklung für das Referenzszenario betrachtet. Dabei wird mit Hilfe einer Temperaturbereinigung (s. u.) zwischen einem kalten Jahr und einem durchschnittlichen Jahr unterschieden, um eine möglichst große Bandbreite der Entwicklung des Mengenbedarfs zu berücksichtigen.

Um die räumliche Verteilung des erforderlichen L-Gas-Bedarfs, gerade im Hinblick auf die Aufteilung der Mengen auf die Grenzübergangspunkte zu den Niederlanden, besser erkennen und darstellen zu können, werden im Netzentwicklungsplan Gas 2016 erstmals zusätzliche Mengenbilanzen pro Marktgebiet aufgestellt. Es erfolgt eine Aufteilung der inländischen Produktion und die Ermittlung eines resultierenden Importbedarfs aus den Niederlanden. Der Importbedarf wird dabei den Grenzübergangspunkten Oude Statenzijl, Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar zugewiesen, um für die Gespräche mit dem niederländischen Fernleitungsnetzbetreiber GTS eine belastbare Ausgangsbasis zu schaffen. Wie in Kapitel 5.2 erwähnt, haben die Export-Mengen am Punkt Oude Statenzijl Auswirkungen auf die niederländische Produktion, so dass eine regelmäßige grenzüberschreitende Abstimmung und Überprüfung zwischen den in Deutschland benötigten und den aus den Niederlanden verfügbaren Export-Mengen erforderlich ist.

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

Inländische Produktion

Die im Unterkapitel L-Gas-Leistungsbilanz 2030 dargestellte Abbildung 15 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung der deutschen Erdgasförderung im Zeitraum 2006 bis 2026. Die entsprechenden Jahresmengen können der Tabelle 28 entnommen werden. Der prognostizierte Rückgang wird in dieser Tabelle für den Zeitraum 2027 bis 2030 linear fortgeschrieben.

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 wird in zwei unterschiedlichen Varianten unterstellt:

- **Kaltes Jahr:** In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2015/2016 der L-Gas-Mengenbedarf für den Zeitraum April 2012 bis März 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf ein kaltes Jahr. Abschließend wird ein Mengenrückgang (reiner Endenergiebedarf) gemäß dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 unterstellt.
- **Durchschnittliches Jahr:** In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2015/2016 der L-Gas-Mengenbedarf für den Zeitraum April 2012 bis März 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf den Temperaturdurchschnitt der Jahre 1991 bis 2013. Abschließend wird ein Mengenrückgang (reiner Endenergiebedarf) gemäß dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 unterstellt.

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

Die gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 abweichende Betrachtung eines durchschnittlichen Winters wird gewählt, um die Systematik mit den Analysen der GTS im Rahmen des niederländischen Netzentwicklungsplans 2015 anzugleichen.

Resultierender Importbedarf aus den Niederlanden

Die Differenz des L-Gas-Bedarfs und der inländischen Produktion wird als resultierender Importbedarf aus den Niederlanden angesetzt. Ab Oktober 2029 erfolgt in der Planung kein L-Gas-Bezug mehr aus den Niederlanden.

Im Rahmen der Abstimmungen mit GTS wurde festgestellt, dass die Annahmen des deutschlandweiten Importbedarfs bezüglich der Jahresmengen und der kumulierten Jahresmengen 2016-2029 stets unter den Planungsannahmen aus den Niederlanden liegen. Bezogen auf den Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl liegt der kumulierte deutsche Jahresbedarf unterhalb der niederländischen Annahmen, so dass Abweichungen gegenüber der niederländischen Planung in einzelnen Jahren nach aktuellem Wissenstand als unkritisch anzusehen sind. Die aus deutscher Sicht benötigten und aus niederländischer Sicht verfügbaren Jahresmengen werden auch zukünftig regelmäßig zwischen GTS und den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmt.

Die folgenden Abbildungen und Tabellen zeigen die deutschlandweite sowie die marktgebietsweiten L-Gas-Mengenbilanzen unter Berücksichtigung der möglichen Entwicklungen des Mengenbedarfs, der inländischen Produktion und des resultierenden Importbedarfs aus den Niederlanden.

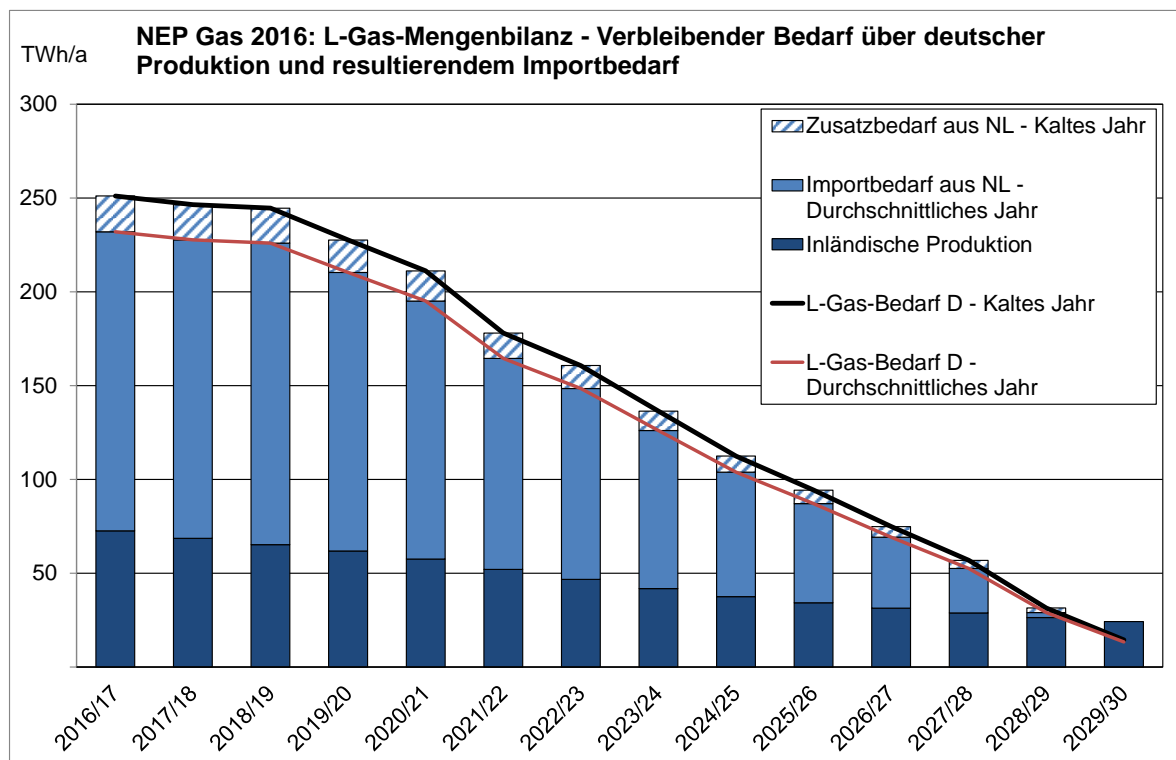
Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz

Der verbleibende Bedarf liegt im Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 – je nach Winterszenario – in der Größenordnung von 232 TWh bis 251 TWh. Abzüglich der inländischen Produktion ergibt sich für dieses Gaswirtschaftsjahr ein Importbedarf aus den Niederlanden in Höhe von 159 TWh bis 179 TWh. Der Importbedarf steigt zwischenzeitlich im Gaswirtschaftsjahr

2018/2019 auf maximale Werte von 161 TWh bis 179 TWh, da die prognostizierte inländische Produktion in diesem Zeitraum stärker zurück geht als Mengen durch den Umstellungsprozess durch H-Gas ersetzt werden.

Verbleibender Bedarf und inländische Produktion reduzieren sich im Verlauf des Betrachtungszeitraumes gemäß ihrer unterstellten Entwicklungsprognosen und führen damit parallel zu einem kontinuierlich abnehmenden Import-Bedarf aus den Niederlanden, der zum Stichtag 01.10.2029 auf Null reduziert wird. Ab diesem Zeitpunkt erfolgt kein Import von Gasmengen mehr aus den Niederlanden. Im anschließenden Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 steht dem verbleibenden Bedarf von 13 TWh bis 14 TWh eine inländische Produktion von rund 24 TWh gegenüber, so dass die deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz zum Ende des Betrachtungszeitraums mehr als ausgeglichen ist (vgl. Abbildung 19 und Tabelle 28).

Abbildung 19: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz – Verbleibender Bedarf über deutscher Produktion und resultierendem Importbedarf



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 28: Daten zur deutschlandweiten L-Gas-Mengenbilanz kalter und durchschnittlicher Winter

Angaben in TWh/a Gaswirtschaftsjahr	Verbleibender L-Gas-Bedarf Kaltes Jahr	Verbleibender L-Gas-Bedarf Durchschnittliches Jahr	Inländische Produktion	Importbedarf aus NL Kaltes Jahr	Importbedarf aus NL Durchschnittliches Jahr
2016/17	251,1	231,9	72,6	178,5	159,4
2017/18	246,4	227,7	68,5	177,9	159,1
2018/19	244,5	225,9	65,2	179,4	160,8
2019/20	227,6	210,3	61,8	165,8	148,5
2020/21	211,1	195,0	57,5	153,6	137,5
2021/22	178,0	164,5	52,0	126,0	112,4
2022/23	160,7	148,5	46,7	114,0	101,8
2023/24	136,4	126,0	41,7	94,6	84,3
2024/25	112,4	103,8	37,5	74,9	66,3
2025/26	94,3	87,1	34,2	60,0	52,8
2026/27	74,8	69,1	31,4	43,4	37,7
2027/28	56,8	52,5	28,8	28,1	23,7
2028/29	31,4	29,0	26,4	5,1	2,7
2029/30	14,4	13,3	24,2	0,0	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Marktgebietsweite L-Gas-Mengenbilanzen

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

Die inländische Produktion wird wie folgt auf die beiden Marktgebiete aufgeteilt: Für das Marktgebiet NCG werden ab dem 01.01.2016, aufgrund von Veränderungen im Netzzuschnitt der Nowega und einer damit einhergehenden Umwandlung des bisherigen Produktionseinspeisepunktes Steinbrink hin zu einem Marktgebietsübergang, anteilige Aufspeisungen aus deutscher Produktion über den Marktgebietsübergang zu GASPOOL angesetzt.

Der resultierende Importbedarf aus den Niederlanden im Marktgebiet GASPOOL wird ausschließlich dem Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl zugeordnet. Im Marktgebiet NCG erfolgt eine Aufteilung auf die Grenzübergangspunkte Oude Statenzijl, Elten/ Zevenaar und Winterswijk/ Vreden. Dabei werden dem Grenzübergang Oude Statenzijl bilanziell diejenigen Mengen zugeordnet, die am Marktgebietsübergang aus dem Marktgebiet GASPOOL in das Marktgebiet NCG übergeben werden müssen. Für den Importbedarf der NCG am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl werden bis 2025 konstante Mengen pro Gaswirtschaftsjahr angesetzt und anschließend in drei Stufen schrittweise auf Null reduziert. Der verbleibende Importbedarf wird den Grenzübergangspunkten Elten/ Zevenaar und Winterswijk/ Vreden zugeordnet (vgl. Tabelle 30).

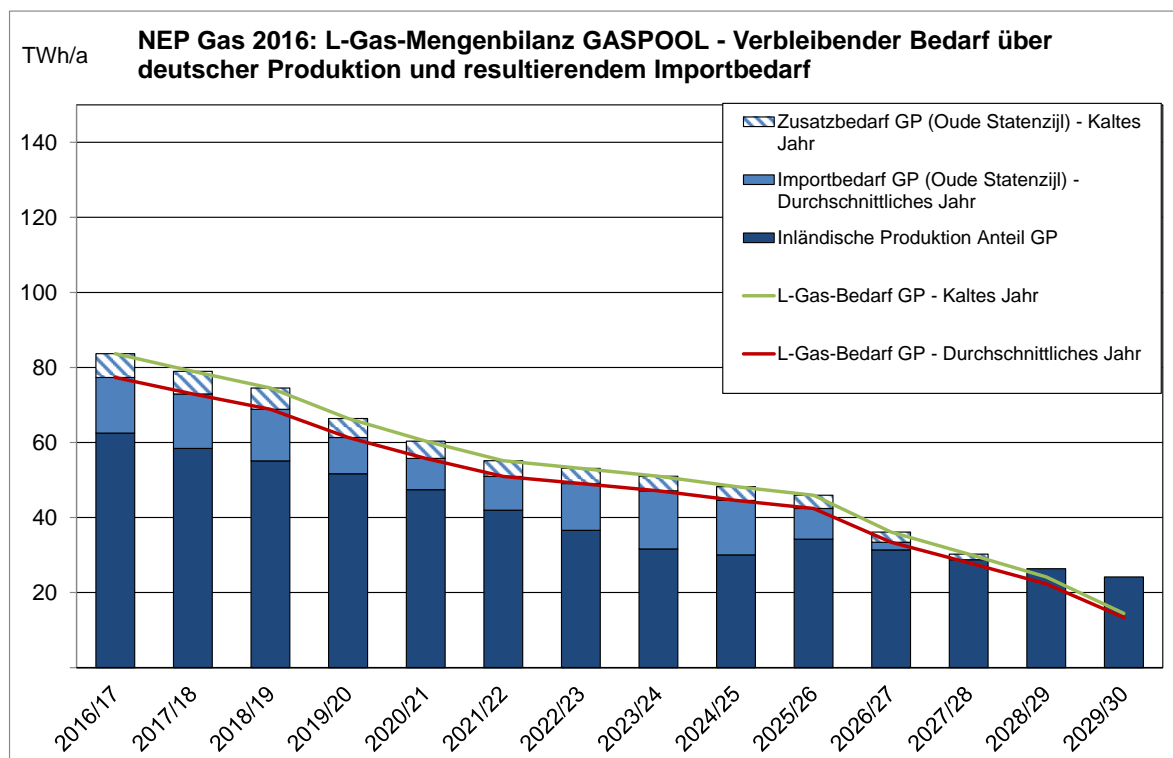
L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL

Der verbleibende Bedarf liegt – je nach Winterszenario – in der Größenordnung von 77 TWh bis 84 TWh für das Gaswirtschaftsjahr 2016/2017. Abzüglich der inländischen Produktion ergibt sich ein Importbedarf aus den Niederlanden in Höhe von 15 TWh bis 21 TWh.

Verbleibender Bedarf und inländische Produktion reduzieren sich im weiteren Verlauf des Betrachtungszeitraumes gemäß ihrer unterstellten Entwicklungsprognosen. Im Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 steigt der Anteil der inländischen Produktion noch einmal auf rund 34 TWh an, da ab diesem Zeitraum keine inländische Produktion über Marktgebietsübergangspunkte im NCG Marktgebiet mehr angesetzt wird und damit die gesamte Produktion dem GASPOOL-Marktgebiet zur Verfügung steht. Im Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 steigt der Importbedarf zwischenzeitlich noch einmal auf 16 TWh bis 19 TWh, da sich der verbleibende Bedarf in diesem Zeitraum langsamer reduziert als die inländische Produktion. Ab dem Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 ist ein stetig sinkender Importbedarf zu erwarten, der zum 01.10.2028 bilanziell auf Null reduziert wird. Weiterhin werden jedoch Gasmengen über den Punkt Oude Statenzijl übernommen werden müssen.

Im anschließenden Gaswirtschaftsjahr 2028/2029 steht dem verbleibenden Bedarf von 22 TWh bis 24 TWh eine inländische Produktion von rund 26 TWh gegenüber, so dass die GASPOOL L-Gas-Mengenbilanz ab diesem Zeitraum ausgeglichen ist.

Abbildung 20: L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL – Verbleibender Bedarf über deutscher Produktion und resultierendem Importbedarf



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 29: Daten zu den GASPOOL Gas-Mengenbilanzen kaltes und durchschnittliches Jahr

Angaben in TWh/a Gaswirtschaftsjahr	L-Gas-Bedarf GASPOOL - Kaltes Jahr	L-Gas-Bedarf GASPOOL - Durchschnittliches Jahr	Inländische Produktion Anteil GASPOOL	Importbedarf GP (Oude Statenzijl) - Kaltes Jahr	Importbedarf GP (Oude Statenzijl) - Durchschnittliches Jahr
2016/17	83,7	77,3	62,5	21,2	14,8
2017/18	79,0	73,0	58,4	20,5	14,5
2018/19	74,5	68,8	55,1	19,4	13,8
2019/20	66,4	61,3	51,7	14,7	9,6
2020/21	60,4	55,8	47,4	12,9	8,3
2021/22	55,2	51,0	41,9	13,2	9,0
2022/23	53,1	49,0	36,6	16,5	12,5
2023/24	51,0	47,1	31,6	19,4	15,5
2024/25	48,2	44,6	30,0	18,2	14,5
2025/26	45,9	42,4	34,2	11,7	8,2
2026/27	36,1	33,4	31,4	4,8	2,0
2027/28	30,2	27,9	28,8	1,5	0,0
2028/29	24,1	22,3	26,4	0,0	0,0
2029/30	14,4	13,3	24,2	0,0	0,0

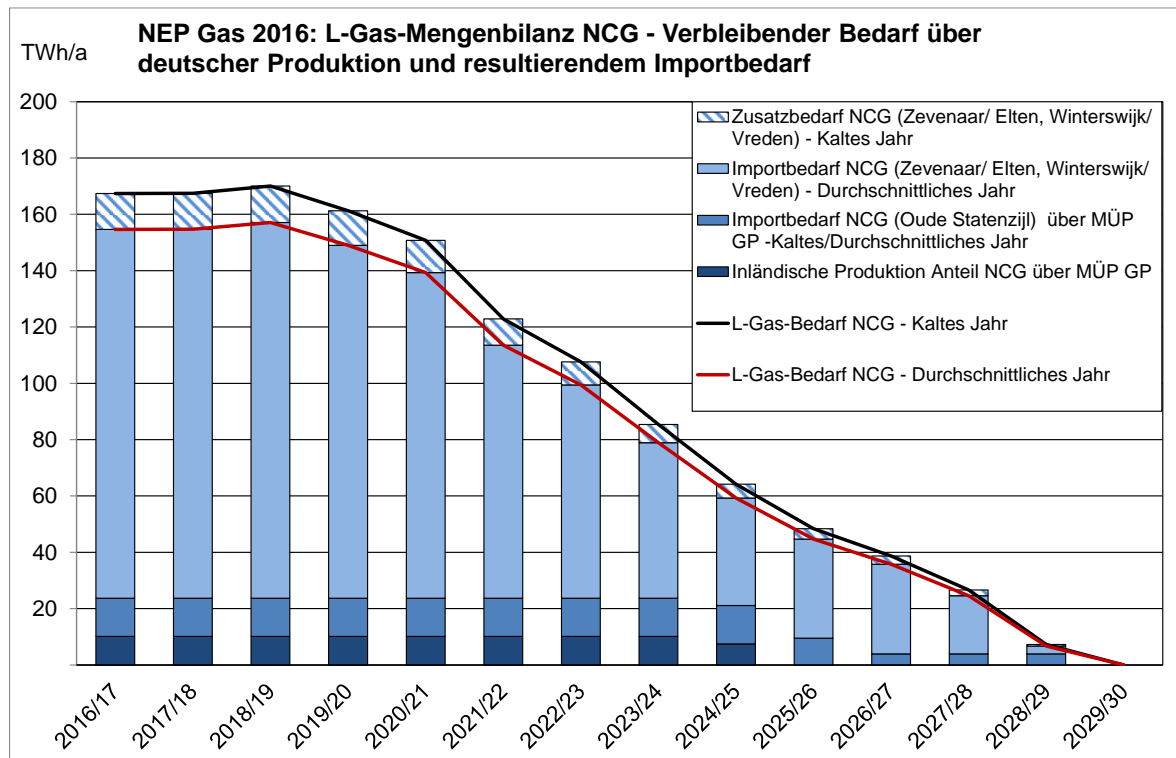
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

L-Gas-Mengenbilanz NCG

Der verbleibende Bedarf liegt – je nach Winterszenario – in der Größenordnung von 155 TWh bis 167 TWh für das Gaswirtschaftsjahr 2016/2017. Abzüglich der inländischen Produktion ergibt sich ein Import-Bedarf aus den Niederlanden in Höhe von 145 TWh bis 157 TWh. Der Import-Bedarf steigt im Gaswirtschaftsjahr 2018/2019 auf maximale Werte von 147 TWh bis 160 TWh, da Umstellungen in nennenswerter Größenordnung im NCG-Marktgebiet erst ab dem Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 wirksam werden.

Der verbleibende Bedarf reduziert sich im weiteren Verlauf des Betrachtungszeitraumes gemäß der unterstellten Entwicklungsprognose und führt damit parallel zu einem kontinuierlich abnehmenden Importbedarf aus den Niederlanden, der zum Stichtag 01.10.2029 auf Null reduziert wird. Die letzten Umstellungen werden gemäß Umstellungsplanung im Marktgebiet NCG im Gaswirtschaftsjahr 2028/2029 durchgeführt, so dass zum Stichtag 01.10.2029 die Marktraumumstellung abgeschlossen sein wird. Ab dem Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 wird das gesamte Marktgebiet, bis auf das Umstellungsgebiet Haanrade, mit H-Gas versorgt. Das Gebiet Haanrade ist an ein regionales System in den Niederlanden angeschlossen und wird erst nach 2030 umgestellt.

Abbildung 21: NCG-L-Gas-Mengenbilanz – Verbleibender Bedarf über deutscher Produktion und resultierendem Importbedarf



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 30: Daten zu den NCG-Gas-Mengenbilanzen kaltes und durchschnittliches Jahr

Angaben in TWh/a	L-Gas-Bedarf NCG - Kaltes Jahr	L-Gas-Bedarf NCG - Durchschnittliches Jahr	Inländische Produktion Anteil NCG über MÜP Kaltes/ Durchschnittliches Jahr	Importbedarf NCG (Oude Statenzijl) - Kaltes/ Durchschnittliches Jahr	Importbedarf NCG (Zevenaar/ Elten, Winterswijk/ Vreden) - Kaltes Jahr	Importbedarf NCG (Zevenaar/ Elten, Winterswijk/ Vreden) - Durchschnittliches Jahr
Gaswirtschaftsjahr						
2016/17	167,4	154,6	10,1	13,6	143,7	130,9
2017/18	167,4	154,7	10,1	13,6	143,7	131,0
2018/19	170,0	157,1	10,1	13,6	146,3	133,4
2019/20	161,2	149,0	10,1	13,6	137,5	125,3
2020/21	150,8	139,3	10,1	13,6	127,1	115,6
2021/22	122,9	113,5	10,1	13,6	99,2	89,8
2022/23	107,6	99,4	10,1	13,6	83,9	75,7
2023/24	85,4	78,9	10,1	13,6	61,7	55,2
2024/25	64,2	59,3	7,5	13,6	43,1	38,2
2025/26	48,3	44,7	0,0	9,5	38,8	35,2
2026/27	38,7	35,7	0,0	3,9	34,8	31,8
2027/28	26,6	24,6	0,0	3,9	22,7	20,7
2028/29	7,3	6,7	0,0	3,9	3,4	2,8
2029/30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.4 Umstellungsgeschwindigkeit

Ein wichtiges Kriterium für die zeitliche Planung der Umstellung von L-Gas auf H-Gas ist neben der Erstellung der L-Gas-Bilanzen 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.

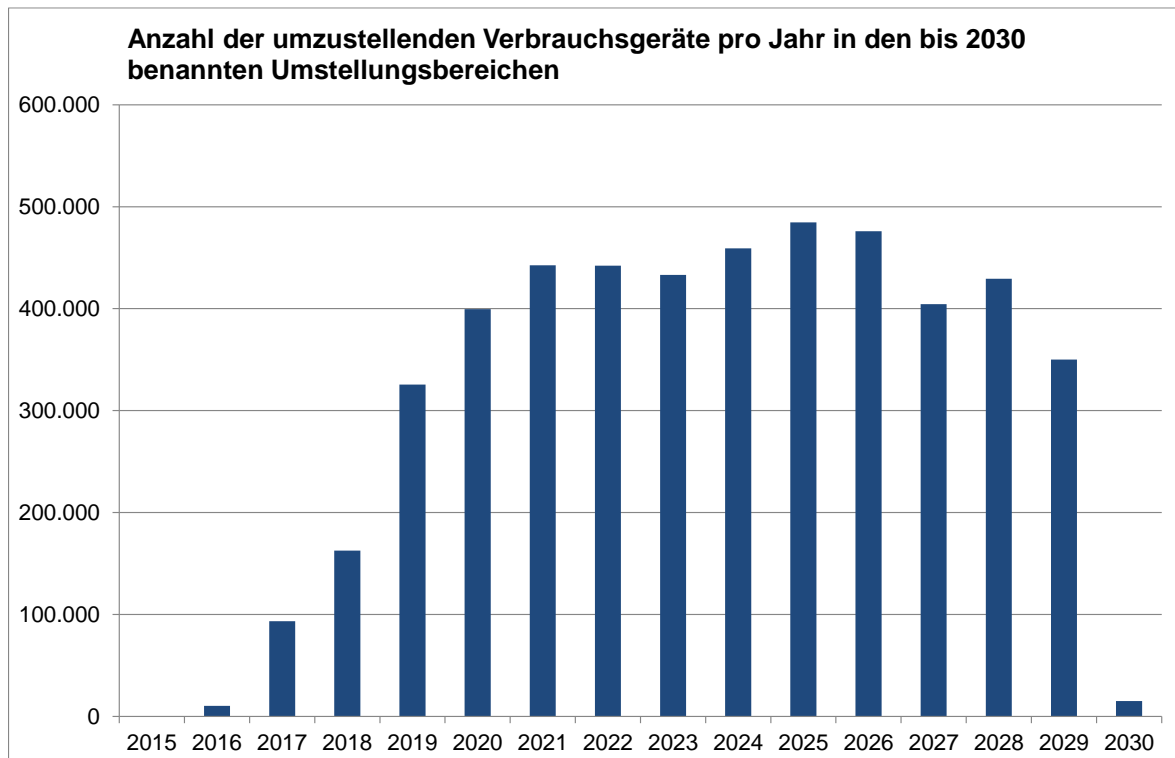
Diskussionen mit Dienstleistungsunternehmen für die Umstellung im Rahmen des DVGW-Projektkreises L-H-Gas-Anpassung ergaben, dass die Rekrutierung und Qualifizierung von Monteuren für die technische Anpassung von ca. 400.000 bis 450.000 Verbrauchsgeräten pro Jahr bis zum Jahr 2020 als realistisch angesehen wird. 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. Nach aktuellem Stand werden insgesamt rund 4,86 Mio. Geräte bis zum Jahr 2030 umgestellt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Jahr 2014 eine Abfrage zur Sammlung der Zählpunkte der direkt bzw. indirekt angeschlossenen Verteilernetzbetreiber durchgeführt, um eine Indikation für die Anzahl der umzustellenden Verbrauchsgeräte zu bekommen. Die genaue Anzahl der Verbrauchsgeräte wird erst im Laufe der Datenerhebung durch die beauftragten Firmen erfolgen können. An den Stellen, wo z. B. aus Komplexitätsgründen noch keine genaue Zuteilung der Verbrauchsgeräte zu Umstellungsbereichen durchgeführt werden konnte, wird 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 angegeben.

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 kleinere Sektionen kann den Ressourcenbedarf deutlich reduzieren. In den ersten Jahren konnten sehr viele kleine Umstellungsbereiche identifiziert werden, die nacheinander umgestellt werden können.

Abbildung 22: Anzahl der umzustellenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

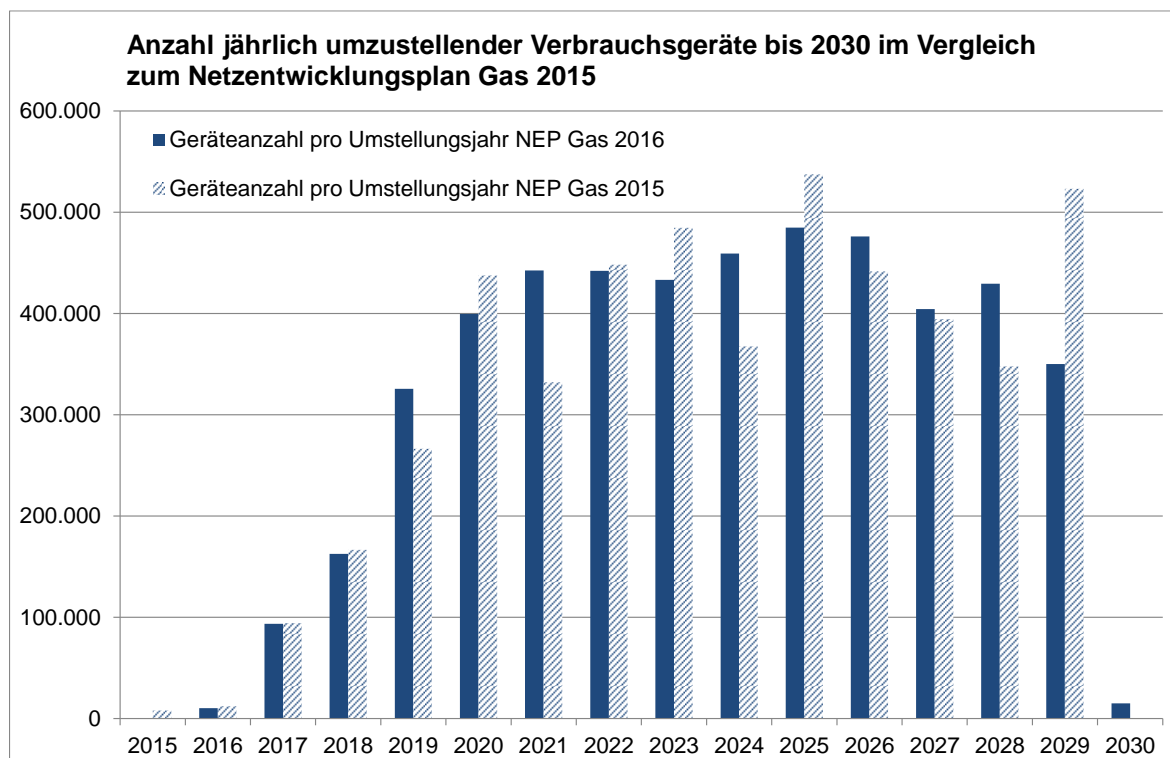
Wie in Abbildung 22 zu erkennen ist, wird durch die Festlegung der Umstellungsbereiche in den Jahren bis 2021 der sukzessive Aufbau der personellen Ressourcen auf eine Größenordnung von rund 450.000 Verbrauchsgeräten pro Jahr ermöglicht. Änderungen der Umstellungsreihenfolge gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 wurden in Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern u. a. deshalb vorgenommen, um nach einem stetigen Anstieg der jährlich umzustellenden Geräte ab dem Jahr 2021 eine nahezu konstante Gerätezahl pro Jahr zu erreichen.

Die hier dargestellte Umstellungsplanung stellt, wie am Ende von Kapitel 5.1 erwähnt, den Stand vom 01.11.2015 dar. Eine solche stichtagsbezogene Betrachtung ist vor dem Hintergrund einer komplexen Modellierung und des für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas benötigten zeitlichen Umfangs unerlässlich.

Änderungsbedarfe, die sich aus den fortlaufenden Gesprächen mit Verteilernetzbetreibern jederzeit ergeben können, werden in den folgenden Umsetzungsberichten bzw. Netzentwicklungsplänen Gas im Umstellungskonzept aufgenommen.

Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 ist in Abbildung 23 zu erkennen, dass der Aufbau geeigneter Umstellungsressourcen bis ins Jahr 2021 verlängert werden konnte. In den Jahren 2021 bis 2030 ist eine erste Glättung der umzustellenden Verbrauchsgeräte pro Jahr erreicht worden.

Abbildung 23: Anzahl jährlich umzustellender Verbrauchsgeräte bis 2030 im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2015



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen die Notwendigkeit, in den zukünftigen Planungen und Abstimmungen der Umstellungskonzepte eine Erhöhung der maximalen Anpassungsrate von 450.000 Verbrauchsgeräten pro Jahr zu prüfen.

Vor dem Hintergrund der Diskussionen über die erhöhten Produktionsrückgänge in Deutschland und den Niederlanden (Groningen-Feld) und den damit verbundenen Unsicherheiten über die zukünftige Verfügbarkeit von Leistungen und Mengen könnten damit die engen Leistungs- und Mengenbilanzen entspannt und die Versorgungssicherheit in Deutschland weiter erhöht werden. Gleichzeitig würde dies die Flexibilität erhöhen, falls sich in den Abstimmungen mit den Verteilernetzbetreibern Änderungen der Gerätezahlen einzelner Umstellungsbereiche ergeben.

Die Wahrscheinlichkeit einer Realisierbarkeit dieser Erhöhung soll im Rahmen der Konsultation des Netzentwicklungsplans Gas 2016 und im DVGW-Projektkreis L-H-Gas-Anpassung diskutiert werden.

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 Verteilernetzbetreibern zu erreichen. Nach der Erarbeitung der ersten Konzepte der Umstellungsbereiche durch die Fernleitungsnetzbetreiber wurden deren Ergebnisse gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern besprochen und in Umstellungsfahrplänen verbindlich vereinbart. Diese Gespräche haben teilweise zu kurzfristigen Anpassungen in der Umstellungsreihenfolge geführt. Dies wird in der Bemerkungsspalte in Anlage 3 näher erläutert.

Die indirekt angeschlossenen Verteilernetzbetreiber 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 verschiedener Umstellungsbereiche bzgl. der Umstellungsreihenfolge werden für die Gebiete, für die bereits Detailplanungen vorliegen, ebenfalls in Anlage 3 erläutert.

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

Beim L-H-Gas-Umstellungsprozess handelt es sich um einen kontinuierlichen, rollierenden Prozess, der ständigen Anpassungen unterworfen ist. Für die Modellierungen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 wurde als Stichtag der 01.11.2015 gewählt, um zur Veröffentlichung des Konsultationsdokuments im Februar 2016 termingerecht Modellierungsergebnisse zu erzielen. In der Zwischenzeit haben sich in laufenden Gesprächen bereits weitere Änderungen und Anpassungen ergeben, die im Dokument beschrieben sind.

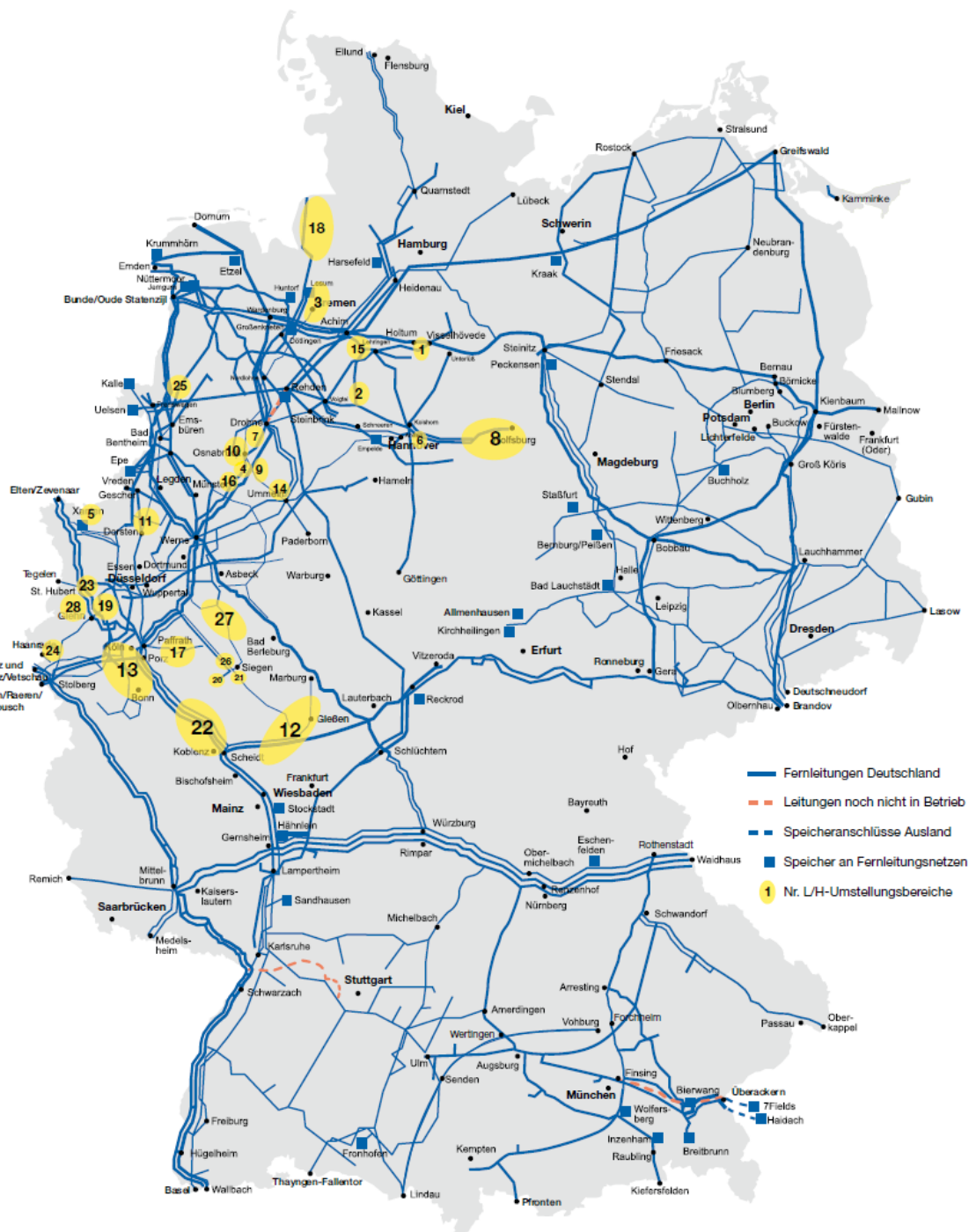
Die folgenden allgemeinen Kriterien werden bei der Auswahl der Umstellungsbereiche berücksichtigt:

- 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 Verbrauchsgeräte, 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 Verteilernetzbetreibern 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 Verteilernetzen. Insbesondere für Gaskraftwerke 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 bis 2022. Die in Gelb dargestellten Umstellungsbereiche symbolisieren die Größe des umzustellenden Gebietes entsprechend dem Leistungsbedarf.

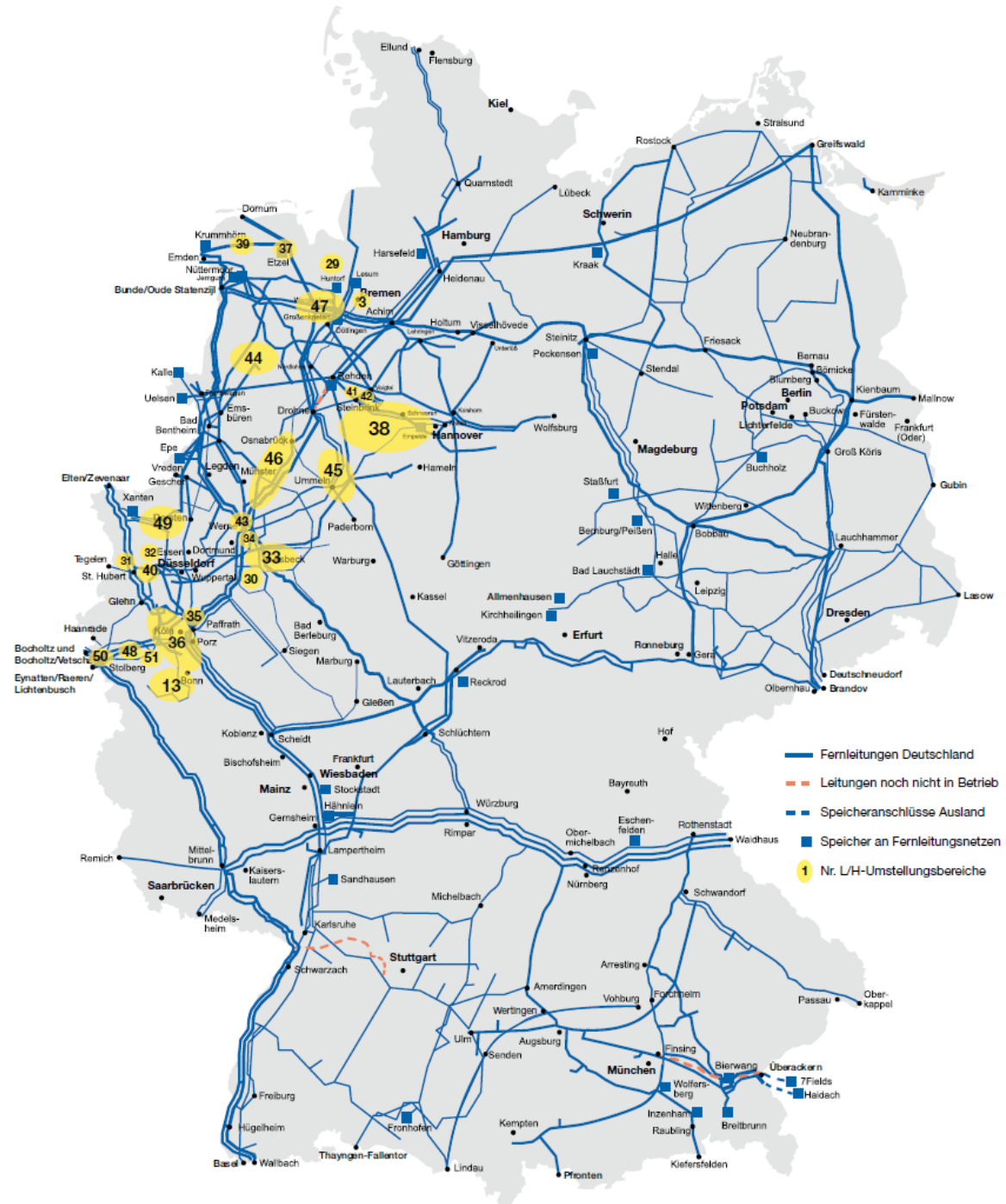
Abbildung 24: Umstellungsbereiche bis 2022



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 25 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre 2023 bis 2027.

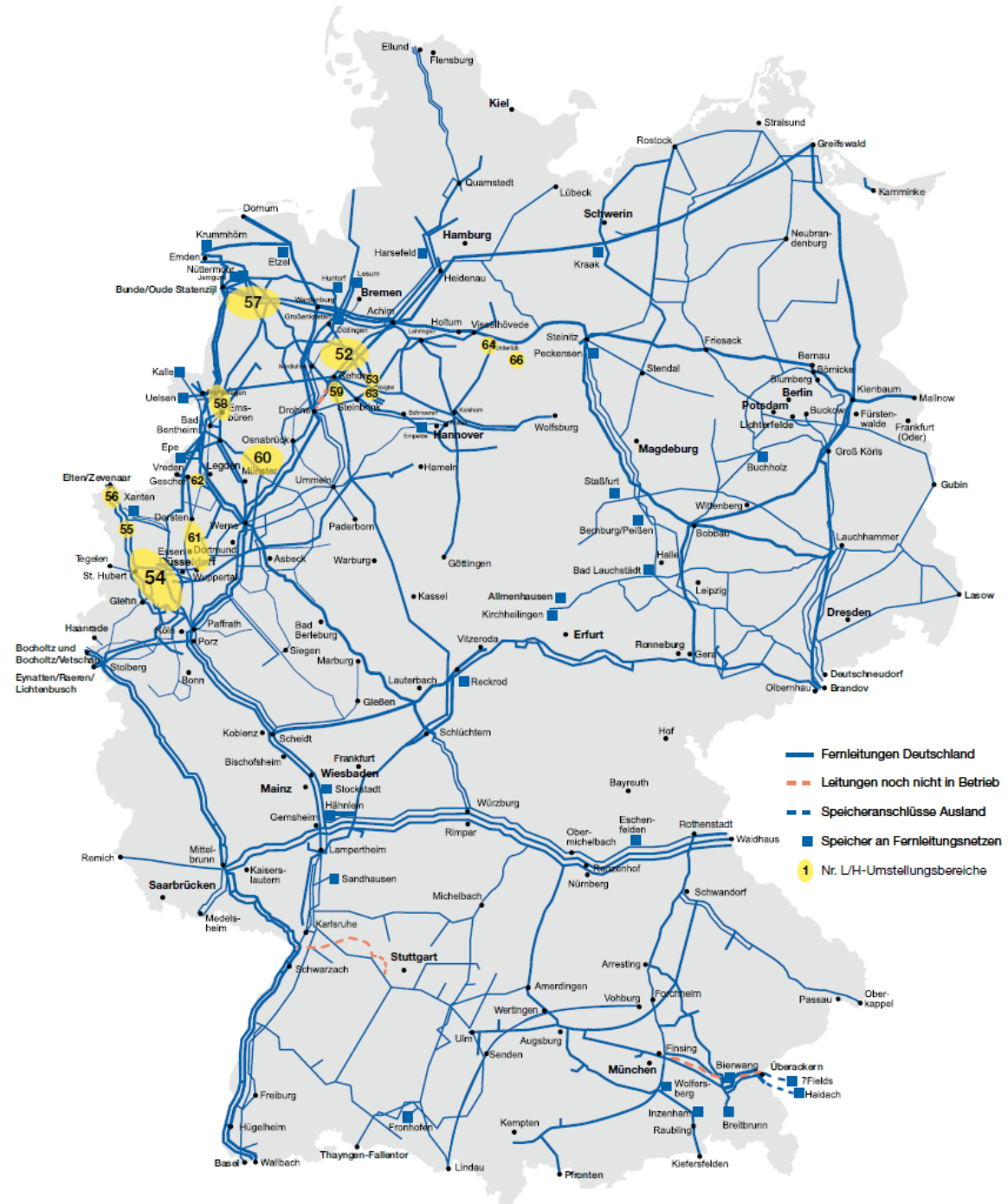
Abbildung 25: Umstellungsbereiche 2023 bis 2027



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 26 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre 2028 bis 2030.

Abbildung 26: Umstellungsbereiche 2028 bis 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle 31 zeigt eine Übersicht über alle Umstellungsbereiche. Die in diesem Vorschlag dargestellten Umstellungszeitpunkte und die Strukturierungsmöglichkeiten bei der Umstellung von größeren Bereichen werden mit den Verteilernetzbetreibern 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 monatscharfe technische Umstellungstermin in dem jeweiligen Jahr soll spätestens dreizehn Monate vorher gemeinsam mit dem Verteilernetzbetreiber festgelegt werden.

Tabelle 31: Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche

Nr.	Bereich	Kennung	FNB	Umstellungszeitpunkte NEP Gas 2016	Umstellungszeitpunkte NEP Gas 2015	Geschätzte Gerätezahl an nachgelagerten Netzen
1	Schneverdingen	WAL-02	GUD	2015	2015	8.000
1	Walsrode/ Fallingbostal	WAL-04	GUD	2016	2016	2.000
1	Walsrode/ Fallingbostal	WAL-03	GUD	2016	2016	10.000
3	Achim	ACH-02	GUD	2017	2017	22.000
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	2017	15.000
4	Teutoburger Wald 1	TW1-01	OGE	2017	2017	2.000
5	Hüthum	HÜT-01	TG	2017	2017	11.000
3	Bremen/ Delmenhorst	BD1-03	GUD	2018	2018	77.000
6	GBW I/ GBW II	GBW-01	GUD	2018	2018	64.000
6	Peine	PEI-01	GUD	2018	2018	17.000
6	GBW I/ GBW II	GBW-02	GUD	2018	2018	0**
7	Teutoburger Wald 2	TW2-01	OGE	2018	2018	5.000
3	Bremen/ Delmenhorst	BD1-04	GUD	2019	2019	42.000
8	Avacon-Wolfsburg	AV3-02	GUD	2019	2019	115.000
8	Avacon-Wolfsburg	AV3-03	GUD	2019	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	Mittelhessen	FRA-02	OGE	2019	2019	63.000
13	Bonn	BON-02	OGE	2019	2019	11.000
14	Teutoburger Wald 6	TW6-02	OGE	2019	2019	13.000
3	Bremen/ Delmenhorst	BD1-05	GUD	2020	2020	52.000
8	Avacon-Wolfsburg	AV3-04	GUD	2020	2020	134.000
15	Verden	VER-01	GUD	2020	2020	13.000
12	Mittelhessen	FRA-03	OGE	2020	2020	92.000
13	Bonn	BON-03	OGE	2020	2020	35.000
16	Teutoburger Wald 5	TW5-01	OGE	2020	2020	39.000
17	Aggertalleitung	AGG-02	OGE	2020	2020	8.000
17	Aggertalleitung	AGG-02	TG	2020	2020	26.000
18	Cux-/ Bremerhaven EWE Ost	CB2-01	GTG	2021	2021	47.000
18	Cux-/ Bremerhaven EWE Ost	CB1-02	GUD	2021	2021	27.000
18	Cux-/ Bremerhaven EWE Ost	CB1-01	GUD	2021	2021	62.000
13	Bonn	BON-04	OGE	2021	2021	55.000
12	Mittelhessen	LIM-04	OGE	2021	2021	69.000
19	Düsseldorf	DUS-01	OGE	2021	2021	18.000
19	Dormagen	DOR-01	OGE	2021	2021	0*
20	Kirchen-Wissen	KIW-01	OGE	2021	2021	12.000
21	Haiger	HAI-01	OGE	2021	2021	15.000
22	Rhein-Main	RHM-02	OGE	2021	2022	38.000

Nr.	Bereich	Kennung	FNB	Umstellungs- zeitpunkte NEP Gas 2016	Umstellungs- zeitpunkte NEP Gas 2015	Geschätzte Gerätezahl an nachgelagerten Netzen
23	Neukirchen	NEU-01	OGE	2021	2023	21.000
17	Aggertalleitung	AGG-03	TG	2021	2020	44.000
19	Düsseldorf	DUS-01	TG	2021	2021	15.000
24	Bergheim 1	BER-01	TG	2021	2021	20.000
23	Neukirchen	NEU-01	TG	2021	2023	0*
25	Emsland I	EMS-01	Nowega	2022	2024	0*
13	Bonn	BON-05	OGE	2022	2022	25.000
22	Rhein-Main	RHM-03	OGE	2022	2022	217.000
26	Wipperfürth-Niederschelden	WIN-01	OGE	2022	2022	12.000
27	Südwestfalen	SÜW-01	OGE	2022	2022	108.000
28	Mönchengladbach	MÖN-01	TG	2022	2022	65.000
26	Wipperfürth-Niederschelden	WIN-01	TG	2022	2022	15.000
29	EWE-Zone Teil I	EW1-01	GTG	2023	2023	40.000
30	Elverlingsen	ELV-01	OGE	2023	2019	0*
13	Bonn	BON-06	OGE	2023	2023	152.000
31	Kaldenkirchen	KAL-01	OGE	2023	2023	25.000
32	Willich	WIL-02	OGE	2023	2023	22.000
33	Hagen-Iserlohn-Ergste	HAG-02	OGE	2023	2023	122.000
34	Oberaden	OBA-01	OGE	2023	2023	0*
35	Radevormwald	RAD-02	OGE	2023	2024	8.000
36	Köln-Bergisch Gladbach	KDL-02	OGE	2023	2024	33.000
32	Willich	WIL-02	TG	2023	2023	0*
36	Köln-Bergisch Gladbach	KDL-02	TG	2023	2024	32.000
37	EWE-Zone Teil II	EW2-01	GTG	2024	2024	40.000
35	Radevormwald	RAD-03	OGE	2024	2024	61.000
36	Köln-Dormagen	KDL-03	OGE	2024	2024	134.000
38	Hannover Ost	DRA-02	OGE	2024	2025	126.000
35	Radevormwald	RAD-03	TG	2024	2024	3.000
36	Köln-Dormagen	KDL-03	TG	2024	2024	95.000
39	EWE-Zone Teil III	EW3-01	GTG	2025	2025	40.000
40	Viersen-Willich	VIW-01	OGE	2025	2023	8.000
41	Lemförde	LEM-01	OGE	2025	2025	4.000
42	Petershagen	PET-01	OGE	2025	2025	9.000
38	Drohne-Ahlten	DRA-03	OGE	2025	2025	327.000
43	Hamm	HAM-01	OGE	2025	2028	54.000
40	Viersen-Willich	VIW-01	TG	2025	2023	45.000
44	EWE-Zone Teil IV	EW4-01	GTG	2026	2026	119.000
45	Bielefeld-Paderborn-Diepholz	BPD-01	GUD	2026	2029	128.000
46	Werne-Ummeln-Drohne	WUD-01	OGE	2026	2029	229.000
47	EWE-Zone Teil V	EW5-01	GTG	2027	2027	119.000
48	Rommerskirchen/ Kerpen	ROK-01	OGE	2027	2026	23.000
49	Sonsbeck-Dorsten	SOD-01	OGE	2027	2026	103.000
50	Weisweiler/ Düren	WED-01	TG	2027	2026	41.000
51	Hürth/ Brühl /Bergheim 2	HBB-01	TG	2027	2026	57.000
48	Rommerskirchen/Blatzheim	ROB-01	TG	2027	2026	24.000
49	Sonsbeck-Oberhausen	SOO-01	TG	2027	2026	37.000
52	EWE-Zone Teil VI	EW6-01	GTG	2028	2028	119.000
53	Zone Westnetz	WES-01	GTG	2028	2028	3.000
54	Krefeld-Langenfeld	HÜW-01	OGE	2028	2027	220.000
55	Hamb/ Kapellen/ Aldekerk	HKA-01	TG	2028	2026	11.000
56	Elten-Uedem	ELU-01	TG	2028	2026	21.000
54	Krefeld-Langenfeld	HÜW-01	TG	2028	2027	56.000
57	EWE-Zone Teil VII	EW7-01	GTG	2029	2029	118.000

Nr.	Bereich	Kennung	FNB	Umstellungs-zeitpunkte NEP Gas 2016	Umstellungs-zeitpunkte NEP Gas 2015	Geschätzte Gerätezahl an nachgelagerten Netzen
58	Emsland II	EM2-01	Nowega	2029	2029	38.000
59	Bereich Rehden-Lengerich	REL-01	Nowega	2029	nach 2030	22.000
60	Münsterland	MÜN-02	OGE	2029	2028	82.000
61	Dorsten-Leichlingen	DOL-01	OGE	2029	2028	89.000
62	Gescher	MÜN-03	OGE	2029	2028	320
61	Wuppertal	WUP-01	TG	2029	2028	190
63	Bereich Voigtei	VOI-01	Nowega	2030	nach 2030	9.000
64	Bereich Munster Gockenholz	MUG-01	Nowega	2030	nach 2030	6.000
65	GUD - Hassel-Hülsen-Visselhövede	HAH-01	GUD	nach 2030	nach 2030	---
66	Unterlüß-Gockenholz	UGO-01	GUD	2030	nach 2030	---
67	Bereich Salzgitter	SZG-01	Nowega	nach 2030	nach 2030	---
68	Haanrade	HAA-01	TG	nach 2030	nach 2030	---

* keine Verteilernetze

** in GBW-01 enthalten

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Aus den Umstellungsbereichen der obigen Tabelle ergeben sich für die Modellierungsvarianten (Q.1 und Q.2) unter Berücksichtigung der Leistungsentwicklung Umstellungsleistungen von rund 29,9 GW bzw. 64,4 GW für die Jahre 2022 und 2027.

5.6 Detaillierte Erläuterung der Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber bis 2027

5.6.1 Netzgebiet GUD

Im Netz der GUD wurde mit dem ersten Umstellbereich bereits in 2015 begonnen. Die Gründe für die frühe Umstellung 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 2026 geplanten Bereiche lassen sich in fünf 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/ Fallingbistel (2015-2016)

Die Umstellungsbereiche „Schneverdingen“ und „Walsrode/Fallingbistel“ umfassen alle Stationen an der ETL52 (Bomlitz-Schneverdingen), an der ETL22 (Luttum-Bomlitz) und ETL70 (bis Fallingbistel). Für die Umstellung dieser Bereiche wurde eine neue Überspeisung von der NETRA in die Leitung 52 errichtet, die eine frühzeitige isolierte Umstellung des Gebiets ermöglicht.

Im Jahre 2015 wurden bereits die Stadtwerke Schneverdingen-Neukirchen über die neue Verbindung umgestellt, indem vorhandene Streckenarmaturen genutzt wurden um einen Teil der ETL 52 vom L-Gas System zu trennen. Im Jahr 2016 folgt dann die Umstellung bis Fallingbistel. Durch diese zeitliche Strukturierung wird die Zahl der in einem Schritt anzupassenden Endgeräte deutlich reduziert.

Luttum bis Wolfsburg (2017-2020) und Verden (2020)

Der Bereich zwischen Luttum und Peine (vgl. Tabelle 31) 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 werden nacheinander die Stationen entlang der Leitungen von Nienburg ausgehend in Richtung Osten und Norden umgestellt. Die in einer Phase jeweils nicht umgestellten Stationen 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.

Der Start der Umstellung in diesem Gebiet erfolgt im Jahre 2017 mit den Umstellungsbereichen „Nienburg“, „Avacon I“ und „Neustadt/Avacon II.“ Im Jahre 2018 folgen die Bereiche „GBWI/GBW II“ und „Peine“. Anschließend wird der Bereich „Avacon-Wolfsburg“ in mehreren Teilschritten umgestellt.

Mit Abschluss der Umstellung dieses Bereiches wird H-Gas über die Leitung Achim-Luttum-Kolshorn in dieses Gebiet transportiert werden. Dieser Schritt erfolgt koordiniert mit der Umstellung des Bereichs „Verden“, dessen Stationen an der Leitung von Achim nach Kolshorn vor Luttum liegen.

Entgegen des Planungsstandes zum Stichtag 01.11.2015 wird sich der Umstellungszeitraum des Bereiches Avacon-Wolfsburg aufgrund des gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern überarbeiteten Umstellungskonzeptes bis zum Jahre 2021 verlängern. Infolgedessen verschiebt sich auch der Umstellungstermin des Bereiches Verden auf das Jahr 2021.

Bremen/ Achim/ Delmenhorst (2017-2020)

Die Umstellbereiche „Bremen/Delmenhorst“ und „Achim“ (vgl. Tabelle 31) 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 erfolgte 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 31) 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.

Bielefeld-Paderborn-Diepholz (2026)

Die Umstellung dieses Bereiches erfolgt zusammen mit dem Bereich Werne-Ummeln-Drohne bereits im Jahr 2026. Dieser Bereich wird zeitlich vorgezogen aufgrund der Produktionseinschränkungen im Groningen Feld (vgl. Kapitel 5.1)

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 Netzentwicklungsplan 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 Netzentwicklungsplan Gas in den modellierten Szenarien berücksichtigt und voraussichtlich zum 01.02.2016 in Betrieb gehen.

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 2029 auf H-Gas umgestellt werden (vgl. Anlage 3). Diese Umstellung erfordert bei Nowega keine Aus- bzw. Umbaumaßnahmen.

Emsland I (2022)

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 Verteilernetzbetreiber 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

Im Folgenden werden die im Netzgebiet von GTG Nord geplanten Umstellungen beschrieben.

Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz (2021)

Die Umstellung des östlichen Netzteils der GTG Nord (Cux-/ Bremerhaven EWE Ost 2021 (vgl. Tabelle 31) resultiert aus der Umstellung des Cuxhaven-Asts der GUD und ist getrennt von den Umstellungsbereichen EWE Zone I-VII zu betrachten. Zur Versorgung der EWE Netz mit H-Gas in diesem Bereich wird ein neuer Netzkopplungspunkt bei Posthausen zur GASCADE errichtet.

Die aktualisierte Umstellungsplanung sieht die Umstellung dieses Bereiches in den Jahren 2020-2021 vor und weicht von dem Planungsstand zum 01.11.2015 ab.

EWE Zone I-V (2023-2027)

Der größte Verteilernetzbetreiber ist EWE NETZ, der 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 (EWE Zone I-VII) zu unterteilen. Die Ringstruktur des GTG-Netzes muss für den gesamten Umstellungszeitraum aufgebrochen werden und in einzelne Segmente unterteilt werden. Im Jahr 2023 wird zunächst die EWE Zone I von Hatten bis Westerstede inklusive des Untergrundspeichers Huntorf umgestellt. Das H-Gas wird über einen neuen Netzkopplungspunkt bei Wiefelstede aus der NETRA bereitgestellt. Der nächste Umstellungsbereich EWE Zone II (2024) von Uplengen bis Leer wird über einen neuen Grenzübergangspunkt zum H-Gassystem der GTS versorgt. Der Untergrundspeicher Nütermoor kann ab dem Jahr 2024 sowohl im H-Gas als auch im L-Gassystem angebunden werden.

In den Jahren 2025-2027 werden die Bereiche EWE Zone III-V umgestellt. Diese verlaufen von Steinfeld-Düpe bis Lastrup (2024), Lastrup bis Friesoythe (2025) und

Friesoythe bis Bunde inklusive des Untergrundspeichers Nüttermoor (2027). Die Versorgung mit H-Gas wird zunächst über eine neue Station im Bereich Emstek zur GASCADE erfolgen.

Die aktualisierte Umstellungsplanung sieht vor, alle genannten Umstellungsbereiche ein Jahr vorzuziehen und weicht von dem Planungsstand zum 01.11.2015 ab.

5.6.4 Netzgebiet OGE/ TG

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 (2017-2026)

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 der Industriekunde in Marl umgestellt.

Abweichend vom Netzentwicklungsplan Gas 2015 wird auf Grund der Größe des Umstellungsbereiches Drohne-Ahlten die Umstellung des gesamten nord-östlichen Bereichs des NCG L-Gas-Netzes auf zwei Jahre ausgedehnt und erfolgt nun in den Jahren 2024 (Hannover Ost) und 2025 (Drohne-Ahlten) inklusive des nachgelagerten Anteils des Speichers Empelde. Der Marktgebietsübergangspunkt Steinbrink liegt ebenfalls in diesem Versorgungsbereich. Eine Übernahme von L-Gas Mengen in Steinbrink in das NCG-Marktgebiet ist nach Umstellung des Bereichs Drohne-Ahlten ab 2025 nicht mehr möglich.

Im Zuge der Umstellungen im nördlichen Teil des L-Gas-Netzes ist in Absprache mit Verteilernetzbetreibern, deren Netzgebiete bisher aus beiden Marktgebieten versorgt werden, eine Auflösung der Marktgebietsüberlappung vorgesehen. Dies betrifft die Umstellungsbereiche Lemförde, Petershagen und Lengerich. Im Vorgriff auf die Umstellung wird die Auflösung der Marktgebietsüberlappung im Netzbereich Wunstorf realisiert.

Auch im Netzbereich Bremen/ Delmenhorst erfolgt im Vorgriff auf die Umstellung eine schrittweise Auflösung der Marktgebietsüberlappung.

Das Umstellungsgebiet Werne-Ummeln-Drohne wird im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 aus dem Jahr 2029 in das Jahr 2026 vorgezogen. Hintergrund sind die laufenden Abstimmungsgespräche zwischen den deutschen und niederländischen Fernleitungsnetzbetreibern. Die auf das Jahr 2026 vorgezogene Umstellung entlastet den L-Gas-Grenzübergangspunkte Oude Statenzijl und hierüber die Produktion in Groningen. Es erfolgt eine Verlagerung eines Teils der Exporte von Oude Statenzijl auf die Grenzübergangspunkte Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar und eine höhere Beschäftigung der Konvertierungsanlagen in den Niederlanden.

Mittlerer Teil des L-Gas-Netzes zwischen Werne und Köln (2021-2025)

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 und Südwestfalen umgestellt. In 2023 folgen dann die Gebiete Hagen-Iserlohn-Ergste und Oberaden, sowie das Kraftwerk in Elverlingsen.

Das Umstellungsbiet Hamm wird in das Jahr 2025 vorgezogen, um mit der oben beschriebenen Umstellung des Netzbereichs Werne-Ummeln-Drohne im Folgejahr eine Entlastung des Grenzübergangspunkts Oude Statenzijl zu erzielen.

Südlicher Teil des L-Gas-Netzes zwischen Köln und Frankfurt (2019-2023)

Im südlichen Teil des L-Gas-Netzes wird in 2019 in den Räumen Bonn und Mittelhessen mit kleineren Umstellungen begonnen.

Im Jahr 2020 beginnt der Rückgang der niederländischen Importe. Um dies zu kompensieren ist es erforderlich, größere Bereiche umzustellen. In den Jahren 2020 und 2021 betrifft dies den Raum Mittelhessen, in 2021 und 2022 den Raum Rhein-Main und in 2021 bis 2023 den Raum Bonn.

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 (2017-2027)

Weitere Marktraumumstellungen erfolgen im Westen des Marktgebiets der NCG, beginnend in der Region Hülthum im Jahr 2017. Abweichend vom Netzentwicklungsplan Gas 2015 wird die Umstellung des Bereichs Aggertal auf zwei Jahre ausgedehnt und erfolgt in den Jahren 2020 und 2021.

Nachfolgend werden zunächst große Industriebetriebe und Gaskraftwerke im Raum Düsseldorf und Dormagen zur Entlastung der deutschlandweiten 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 St. Hubert (ZEELINK 1) mit dem Anschlusspunkt in Glehn und St. Hubert an die NETG 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 2021 bis 2025 in der Region Niederrhein (Neukirchen, Mönchengladbach, Willich, Kaldenkirchen, Viersen-Willich) erfolgt die H-Gas-Bereitstellung größtenteils über die Anbindung in Eynatten bzw. St. Hubert (ZEELINK 1).

Im Gegensatz zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 wird auf Grund der Größe des Umstellungsbereichs im Raum Köln die Umstellung auf zwei Jahre ausgedehnt. Sie

erfolgt zusammen mit dem Bereich Radevormwald in den Jahren 2023 (Köln-Bergisch Gladbach) und 2024 (Köln-Dormagen). 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 stehen bisher im L-Gas-System genutzte Transportleitungen von St. Hubert bis Paffrath im H-Gas-Netz zur Verfügung.

Die oben beschriebene auf das Jahr 2026 vorgezogene Umstellung des Netzbereichs Werne-Ummeln-Drohne führt dazu, dass gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 die weiteren Umstellungen im westlichen Teil des L-Gas-Netzes um ein bzw. zwei Jahre nach hinten geschoben werden.

Im Jahr 2027 erfolgt dem entsprechend die Umstellung des Gebietes Sonsbeck-Dorsten, sowie der Gebiete zwischen Weisweiler und Rommerskirchen und im Raum Rhein-Erft.

5.7 Umstellungsbereiche 2028 bis 2030

Die in Anlage 3 aufgeführten Umstellungsbereiche für die Jahre 2028 bis 2030 dienen lediglich als Indikation einer möglichen Umstellungsreihenfolge. Durch Gespräche in den kommenden Monaten und Jahren wird auch für diese Umstellungsbereiche gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern ein Umstellungskonzept erarbeitet. Der Schwerpunkt der Umstellung liegt auf den folgenden großen Umstellungsbereichen:

Tabelle 32: Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche 2028 bis 2030

Nr.	Bereich	Kennung	FNB	Umstellungs- zeitpunkte NEP Gas 2016	Umstellungs- zeitpunkte NEP Gas 2015	Geschätzte Gerätezahl an nachgelagerten Netzen
52	EWE-Zone Teil VI	EW6-01	GTG	2028	2028	119.000
53	Zone Westnetz	WES-01	GTG	2028	2028	3.000
54	Krefeld-Langenfeld	HÜW-01	OGE	2028	2027	220.000
55	Hamb/ Kapellen/ Aldekerk	HKA-01	TG	2028	2026	11.000
56	Elten-Uedem	ELU-01	TG	2028	2026	21.000
54	Krefeld-Langenfeld	HÜW-01	TG	2028	2027	56.000
57	EWE-Zone Teil VII	EW7-01	GTG	2029	2029	118.000
58	Emsland II	EM2-01	Nowega	2029	2029	38.000
59	Bereich Rehden-Lengerich	REL-01	Nowega	2029	nach 2030	22.000
60	Münsterland	MÜN-02	OGE	2029	2028	82.000
61	Dorsten-Leichlingen	DOL-01	OGE	2029	2028	89.000
62	Gescher	MÜN-03	OGE	2029	2028	320
61	Wuppertal	WUP-01	TG	2029	2028	190
63	Bereich Voigtei	VOI-01	Nowega	2030	nach 2030	9.000
64	Bereich Munster Gockenholz	MUG-01	Nowega	2030	nach 2030	6.000
66	Unterlüß-Gockenholz	UGO-01	GUD	2030	nach 2030	---

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.8 Verbleibender L-Gas-Markt 2030

Neben den im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 festgelegten Modellierungsvarianten wird die deutschlandweite L-Gas-Bilanz bis zum Jahr 2030 analysiert. Basis für die Aufkommenseite sind zum einen die Angaben der GTS zum Rückgang der niederländischen Exportkapazitäten sowie eine Fortschreibung des Rückgangs der deutschen Produktion.

Die L-Gas-Bilanz 2030 orientiert sich im Sinne einer auf die Versorgungssicherheit fokussierten Analyse an dem vom WEG für die Jahre 2013-2026 prognostizierten Rückgang und schreibt diesen ab 2027 fort.

Unter obigen Prämissen für die voraussichtlich noch verfügbare Produktionsleistung im L-Gas sowie aus den Festlegungen der Umstellbereiche bis 2027 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.

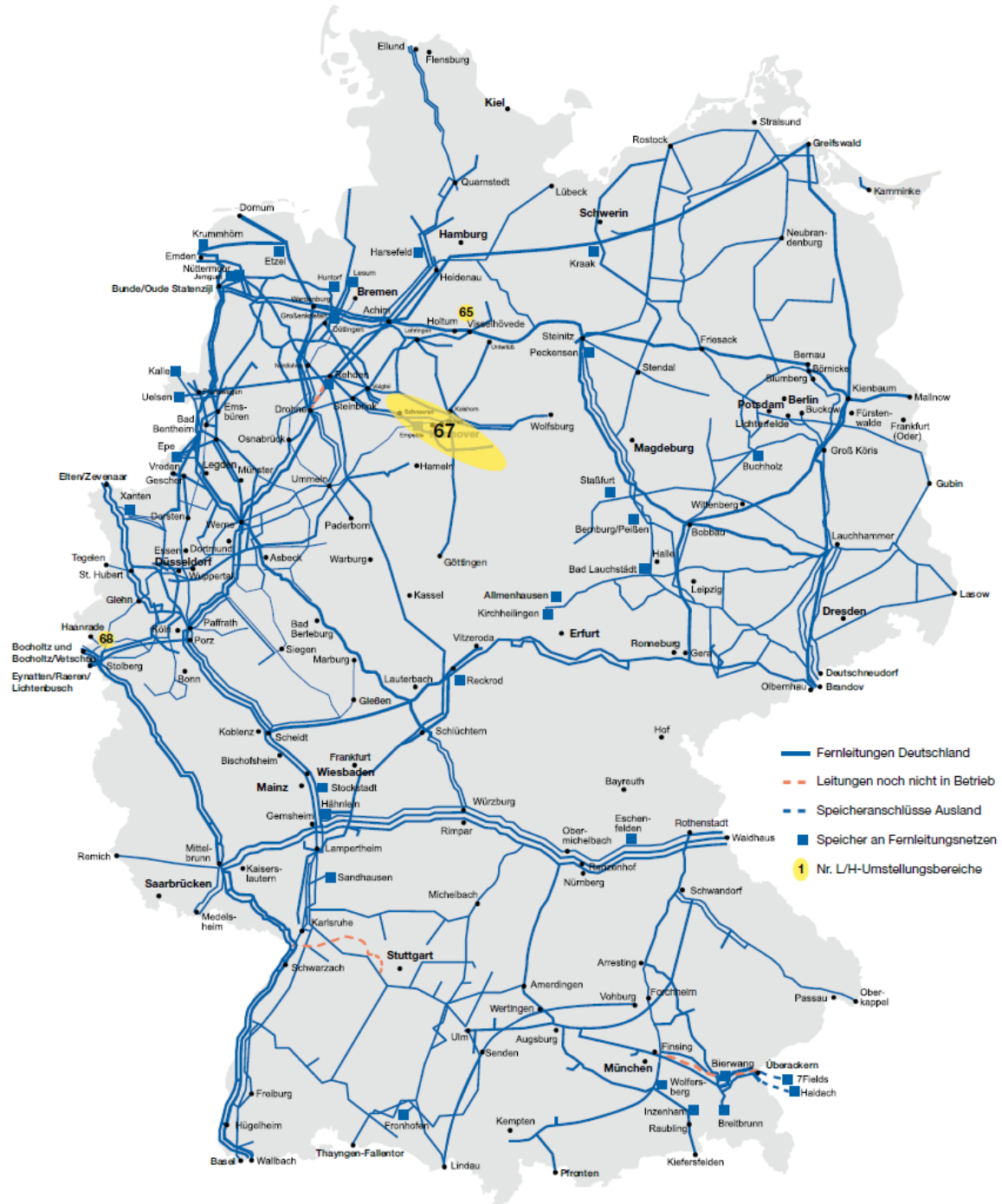
Die Planung des verbleibenden L-Gas-Marktes soll es ermöglichen, dass die in Deutschland vorhandenen Produktionsaufkommen (im L-Gas) entsprechend der Produktionserwartungen weiter gefördert werden können. Nach der aktuellen Planung entwickelt sich der L-Gas-Markt in Deutschland zu einer Versorgungsinsel 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 Regelergiebedarf 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 aufheben.

Die folgende Abbildung 27 zeigt den verbleibenden L-Gas-Markt.

Abbildung 27: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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 konditioniert.

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

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 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 Einsatzzwecken 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 in 2027 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.

5.10 Weitere Aktivitäten zum L-H-Gas-Umstellungsprozess

Die Vorbereitung der L-H-Gas-Umstellung ist in den letzten Jahren sehr weit fortgeschritten. Die gesamte L-H-Gas-Umstellung ist eine große und komplexe Aufgabe. Hierzu gehören auch die folgenden Aktivitäten, die auf dem Netzentwicklungsplan Gas aufbauen:

- Intensive bilaterale Gespräche mit L-Gas-Verteilernetzbetreibern,
- Veröffentlichung und vierteljährliche Aktualisierung der monatscharfen L-H-Gas-Umstellungsplanung für die angekündigten Umstellungsbereiche auf der Internetseite des FNB Gas,
- Ergänzung/ Anpassung der für die Marktraumumstellung relevanten Regelungen der Kooperationsvereinbarung und Überarbeitung des Leitfadens Marktraumumstellung (KoV VIII),
- Abstimmung und Abschluss der Umstellungsfahrpläne für die ersten Umstellungsbereiche,
- Planung und Umsetzung von technischen Maßnahmen für die ersten Umstellungsbereiche,
- Ankündigung weiterer Umstellungen für die Jahre 2018 bis 2021,
- Erhebung einer Marktraumumstellungsumlage seit dem 01.01.2015.

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

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

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

- Ermittlung und Darstellung der deutschlandweiten Leistungs- und Mengenbilanz für L-Gas unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis zum Jahr 2030,
- Ermittlung und Darstellung der marktgebietsweiten Leistungs- und Mengenbilanzen für L-Gas unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis zum Jahr 2030,
- Berücksichtigung der Marktraum-Umstellungsgeschwindigkeit (Anzahl der pro Jahr umstellbaren Geräte),
- Identifikation konkreter Maßnahmen im Netzentwicklungsplan Gas 2016 zur Sicherstellung der Versorgung,
- Prüfung der zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendigen technischen Maßnahmen, die rechtzeitig den L-Gas-Rückgang kompensieren können,
- Erstellung einer vollständigen, jahresscharfen Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche bis 2030, einschließlich der Bereiche, die nach 2030 umgestellt werden,
- Konkretisierung des verbleibenden L-Gas-Marktes,
- Berücksichtigung der vorliegenden Detailplanungen der Verteilernetzbetreiber,
- Auflistung aller von der Umstellung betroffenen Netzbetreiber sowie Zuordnung des jeweiligen Umstellungsjahres (Anlage 3).

6 Entwicklung der H-Gas-Versorgung - Versorgungssicherheitsszenario

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen die Notwendigkeit, neben der reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit bis 2030 auch die H-Gas-Verfügbarkeit zu untersuchen und in einer H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 darzustellen.

Hierzu hatten die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2015 angekündigt, das Thema weiter zu vertiefen und entsprechende Analysen vorzulegen, die im Folgenden dargestellt werden.

6.1 H-Gas-Leistungsbilanz 2030

6.1.1 Prämissen

In der H-Gas-Leistungsbilanz 2030 wird untersucht, ob genügend H-Gas-Leistung zur Verfügung steht, um die in den Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2 erwartete Gasbedarfsentwicklung decken zu können. Hierbei werden verfügbare Einspeiseleistungen (einschließlich Leistung innerhalb der unterbrechbaren Kapazität, 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:

- Bei der H-Gas-Bilanz handelt es sich um eine reine Bilanzbetrachtung einer Spitzenlastsituation. Die erforderliche Entry-Leistung ist dabei durch den Exit-Bedarf (Spitzenlastbedarf) vorgegeben.
- Die angesetzten Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten orientieren sich an den jeweiligen technisch verfügbaren Kapazitäten. Abweichungen hiervon werden in Tabelle 34 näher erläutert.
- Für Speicher wird eine saisonale Beschäftigung angenommen. Im Spitzenlastfall wird eine Auslagerung unterstellt.
- Verteilernetzbetreiber und Industriekunden werden mit Kapazitäten entsprechend den Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2 angesetzt.
- Umstellungen von heute noch mit L-Gas versorgten Gebieten auf eine Versorgung mit H-Gas werden entsprechend in die Betrachtung einbezogen.
- Neue Gaskraftwerke werden gemäß Tabelle 10, Kapitel 3.2.2 berücksichtigt.

6.1.2 Ergebnisse im Überblick

Der H-Gas-Bedarf steigt im Betrachtungszeitraum von 2016 bis 2030 von 326 GW auf 431 GW. Ursächlich hierfür ist vor allem der sich aus der L-H-Gas-Umstellung ergebende Bedarf (vgl. Abschnitt 6.1.6).

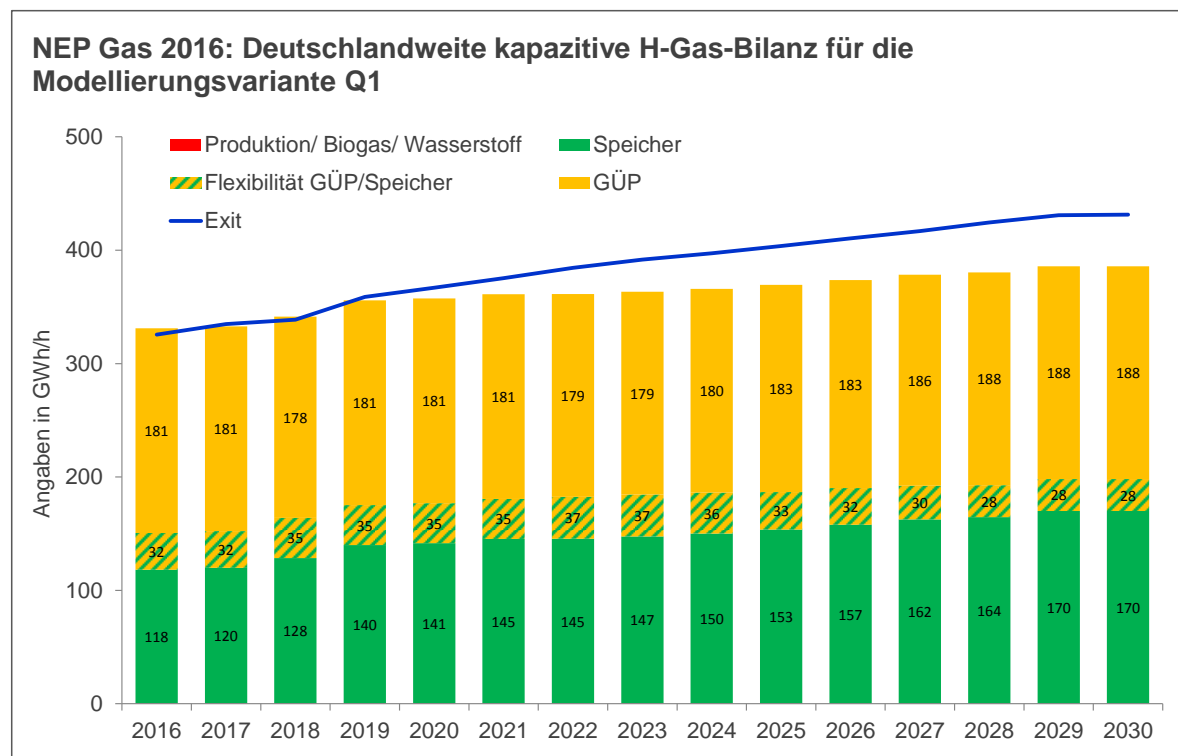
Die Kapazitätsentwicklung an den Grenzübergangspunkten zeigt im Betrachtungszeitraum bis 2030 eine weitgehend konstante Entwicklung, während die Leistungsbereitstellung der Speicher bis 2030 deutlich zunimmt.

Insgesamt ergibt sich bilanziell für die Modellierungsjahre 2022 und 2027 ein zusätzlicher H-Gas-Bedarf in Höhe von 23 GWh/h bzw. 38 GWh/h, der entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung gemäß der in Kapitel 6.2 erläuterten Vorgehensweise auf Marktgebiete und Grenzübergangspunkte aufgeteilt wird.

Ein Teil der zur Bedarfsdeckung notwendigen Einspeiseleistung kann alternativ von Grenzübergangspunkten oder aus Speichern zur Verfügung gestellt werden („Flexibilität GÜP/Speicher“). Diese zusätzliche Speicherleistung bei Reduzierung der Leistung von Grenzübergangspunkten, haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz des Netzentwicklungsplans Gas 2016 ermittelt und in Abschnitt 6.1.4 näher erläutert.

Erstmalig aufgenommen wurde die Produktion, die über den gesamten Betrachtungszeitraum einen vergleichsweise geringen Beitrag (< 1 GWh/h) zur Bedarfsdeckung leisten kann.

Abbildung 28: Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 33: Daten zur H-Gas-Bilanz

Angaben in GWh/h	Speicher	Flexibilität GÜP/ Speicher	GÜP	Produktion	Summe Entry	Summe Exit	Zusatzbedarf
2016	118	32	181	0	331	326	0
2017	120	32	181	0	333	335	2
2018	128	35	178	0	342	339	0
2019	140	35	181	0	356	359	3
2020	141	35	181	0	357	367	9
2021	145	35	181	0	361	375	14
2022	145	37	179	0	361	385	23
2023	147	37	179	0	363	392	28
2024	150	36	180	0	366	397	31
2025	153	33	183	0	369	404	34
2026	157	32	183	0	374	411	37
2027	162	30	186	0	378	417	38
2028	164	28	188	0	380	424	44
2029	170	28	188	0	386	431	45
2030	170	28	188	0	386	431	46

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.1.3 Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte

Die folgende Tabelle 34 zeigt die technisch verfügbaren Entry-Kapazitäten an den für Deutschland relevanten Grenzübergangspunkten sowie die in der H-Gas-Bilanz angesetzten Leistungen für die Jahre 2016, 2022 und 2027.

Insgesamt werden in der H-Gas-Bilanz für die Modellierungsjahre 2022 und 2027 rund 216 GWh/h angesetzt (einschließlich der alternativ auch aus Speichern zur Verfügung stehenden Leistung „Flexibilität GÜP/ Speicher“).

Die technisch verfügbaren Kapazitäten liegen mit rund 244 GWh/h (2022) bzw. 246 GWh/h (2027) etwas höher. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für jeden Grenzübergangspunkt die jeweiligen Abweichungen – sofern sie eine Schwelle von 10 % oder eine Größenordnung von 500 MWh/h überschreiten – in Tabelle 34 erläutert.

Tabelle 34: Technisch verfügbare Entry-Kapazitäten der Grenzübergangspunkte (H-Gas) im Vergleich mit den jeweiligen Werten der H-Gas-Bilanz in der Modellierungsvariante Q.1

Angaben in MWh/h Grenzübergangspunkt (Entry)	Markt- gebiet	TVK gemäß GÜP-Inputliste NEP Gas 2016			H-Gas-Bilanz GÜP Entry NEP Gas 2016			Erklärung der Abweichungen
		2016	2022	2027	2016	2022	2027	
Bocholtz	NCG	20.219	20.219	20.219	21.146	21.146	21.146	---
Bocholtz-Vetschau	NCG	554	554	554	530	530	530	---
Brandov STEGAL (CZ) / Stegal (DE)	GASPOOL	228	228	7.043	0	0	0	Konkurrenz zu Mallnow
Bunde (DE) / Oude Statenzijl (H) (NL) (GASCADE)	GASPOOL	0	0	0	0	0	0	---
Bunde (DE) / Oude Statenzijl (H) (NL) (GUD)	GASPOOL	2.678	5.694	5.694	2.678	2.678	2.678	Geringere Berücksichtigung, zur Verringerung der bilanziellen Überdeckung von GASPOOL zu NCG
Bunde (DE) / Oude Statenzijl (H) (NL) I (OGE)	NCG	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	2.978	---
Dornum	NCG	17.611	17.611	17.611	17.611	17.611	17.611	---
Dornum	GASPOOL	12.441	12.441	12.441	12.441	12.441	12.441	---
Ellund	GASPOOL	3.622	1.191	1.191	0	0	0	Keine Berücksichtigung, da im Spitzenlastfall ein Gasfluss von Deutschland nach Dänemark unterstellt wird.
Ellund	NCG	172	172	172	172	0	0	---
Emden (OGE)	NCG	9.413	9.413	9.413	9.413	9.413	9.413	---
Emden (TG)	NCG	1.713	1.713	1.713	3.072	3.072	3.072	Verlagerung von konkurrierenden Kapazitäten auf den GÜP in der H-Gas-Bilanz
Emden (GUD)	GASPOOL	9.136	9.136	9.136	9.136	9.136	9.136	---
Eynatten 1 (BE) // Lichtenbusch / Raeren (DE)	GASPOOL	5.687	5.687	5.687	5.687	5.687	5.687	---
Eynatten 2 (BE) // Lichtenbusch / Raeren (DE)	NCG	7.693	7.693	7.693	6.061	6.061	6.061	Rund 1,6 GW in Konkurrenz zu Entry Bocholz (Fluxys)
Greifswald	GASPOOL	42.276	42.276	42.276	34.344	34.344	34.344	Unregulierter Teil in der H-Gas-Bilanz nicht enthalten
Gubin	GASPOOL	0	0	0	0	0	0	---
Hora Sväté Kateřiny - Olbernhau (CZ) / Deutschneudorf (Sayda) (DE)	GASPOOL	8.264	8.264	8.264	4.000	4.000	4.000	Keine Buchungen seit 2012 in der Größenordnung der TVK, deswegen kein vollständiger Ansatz
Kamminke ONTRAS - DE / Kamminke Gaz-System PL	GASPOOL	4	4	4	0	0	0	---
Lasów	GASPOOL	0	0	0	0	0	0	---
Mallnow	GASPOOL	38.759	38.759	34.819	38.759	38.759	38.759	Berücksichtigung von rund 4 GW unterbrechbarer Leistung
Obergailbach (FR) / Medelsheim (DE)	NCG	0	0	0	0	0	0	---
Oberkappel	NCG	6.662	6.662	6.662	0	0	0	Keine Berücksichtigung, da im Spitzenlastfall ein Gasfluss von Deutschland nach Österreich unterstellt wird.
Remich	NCG	0	0	0	0	0	0	---
Tegelen	NCG	0	0	0	0	0	0	---
Überackern ABG (AT) / Überackern (DE)	NCG	2.552	2.552	2.552	0	0	0	Keine Berücksichtigung, da im Spitzenlastfall ein Gasfluss von Deutschland nach Österreich unterstellt wird.
Überackern SUDAL (AT) / Überackern 2 (DE)	NCG	9.589	9.589	9.589	0	0	0	Keine Berücksichtigung, da es sich um eine BZK zu einem Speicher handelt.
Waidhaus	NCG	37.787	37.787	37.787	44.933	44.933	44.933	Berücksichtigung von rund 7 GW unterbrechbarer Leistung
Wallbach	NCG	0	3.000	3.000	0	3.000	3.000	---
Summe		240.038	243.622	246.497	212.961	215.789	215.789	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.1.4 Berücksichtigung der Speicher

Zur Deckung des Exit-Bedarfs setzen die Fernleitungsnetzbetreiber in der H-Gas-Bilanz zunächst die Leistungsbereitstellung aus den an den Grenzübergangspunkten zur Verfügung stehenden Leistungen nach den oben genannten Überlegungen (vgl. Tabelle 34) an, da die Einspeiseleistung aus den Grenzübergangspunkten – so die hier unterstellte Annahme – von möglichen Speicherfüllstandsrestriktionen unbeeinträchtigt bliebe. Die Speicher werden anschließend unter Berücksichtigung lokaler transporttechnischer Gegebenheiten zur Leistungsdeckung herangezogen.

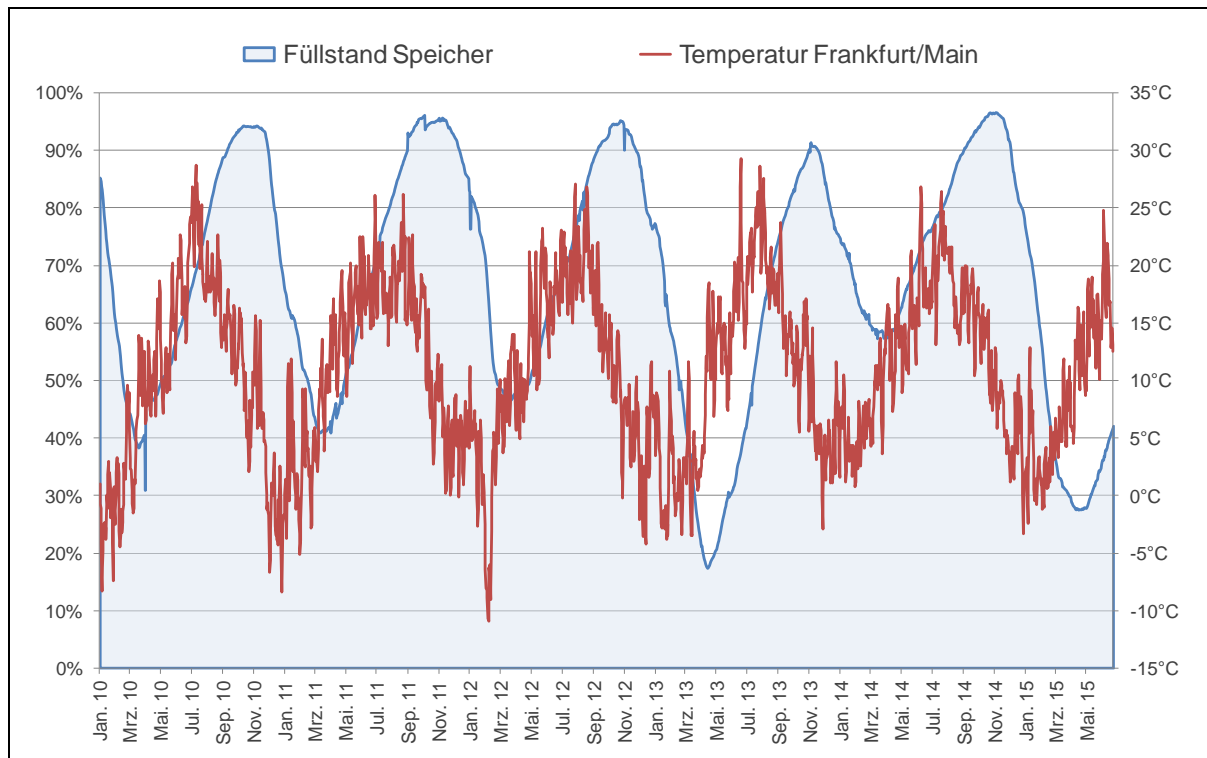
Im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 wurde eine höhere Transparenz der Darstellung der H-Gas-Einspeisekapazitäten gefordert, insbesondere in Bezug auf die in der Modellierung angesetzten Speicherleistungen sowie die Berücksichtigung des Potenzials der Speicher im Vergleich zu den Grenzübergangspunkten. Zur Ableitung dieses Potenzials haben die Fernleitungsnetzbetreiber detaillierte, füllstandsabhängige Speicherdaten für die aktuell an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Speicher verwendet (Datenlieferung der Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES) vom 05.10.2015). Da es sich bei den Daten um detaillierte vertrauliche Daten der Speicherbetreiber handelt, sehen die Fernleitungsnetzbetreiber von einer Veröffentlichung ab.

Basisjahr 2016

Im Basisjahr 2016 besteht ein Exit-Bedarf von rund 326 GWh/h (vgl. Tabelle 33). Davon können nach den oben genannten Prämissen rund 213 GWh/h über Grenzübergangspunkte gedeckt werden. Die weiteren zur Bedarfsdeckung notwendigen Leistungen werden bilanziell über Speicher angesetzt.

Abbildung 29 zeigt, dass in den letzten Jahren zu Beginn des Monats März Speicherfüllstände von rund 35 % zu beobachten waren. Daher ist es aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber sachgerecht, sich aus Gründen der Versorgungssicherheit in der H-Gas-Bilanz an einem durchschnittlichen Speicherfüllstand von 35 % zu orientieren.

Abbildung 29: Entwicklung der Speicherfüllstände seit Januar 2010



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Gemäß den von INES zur Verfügung gestellten Ausspeicherleistungen der jeweiligen Speicher ergibt sich bei einem Speicherfüllstand von 35 % eine Ausspeicherleistung in Höhe von rund 160 GWh/h für die direkt an das H-Gas-Fernleitungsnetz angeschlossenen Speicher. Davon stehen nach Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber rund 17 GWh/h aus den Kavernen des Speichers Etzel dem deutschen Markt nicht zur Verfügung (Speicherleistung für die Niederlande). Damit ergibt sich bei einem Speicherfüllstand von 35 % eine maximale Ausspeicherleistung für den deutschen Markt in Höhe von rund 143 GWh/h.

Für das Jahr 2016 bedeutet dies, dass Speicher in der deutschlandweiten Gesamtbilanz mit einer geringeren Leistung als der bei einem 35 %-igen Füllstand verfügbaren angesetzt werden müssen, wenn die Grenzübergangspunkte unter den in Kapitel 6.1.3 aufgestellten Prämissen beschäftigt werden.

Ein Teil der zur Bedarfsdeckung notwendigen Entry-Leistung kann aber alternativ aus den Grenzübergangspunkten oder aus Speichern zur Verfügung gestellt werden („Flexibilität GÜP/ Speicher“).

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

Als zusätzliches Potenzial bei denjenigen Speichern, die nicht mit mindestens der bei einem Füllstand von 35 % verfügbaren Ausspeicherleistung angesetzt wurden, ergeben sich für das Jahr 2016 in Summe rund 32 GWh/h.

Diese alternativ aus Speichern zur Verfügung stellbare Leistung entsteht bei reduzierter Berücksichtigung z. B. der folgenden Grenzübergangspunkte in der Spitzenlastsituation:

- Emden, Bocholtz Vetschau: 12.735 MW (NCG)
- Greifswald, Eynatten: 5.914 MW (GASPOOL)
- Oude Statenzijl H: 3.611 MW (GASPOOL)
- Deutschneudorf: 10.085 MW (GASPOOL)

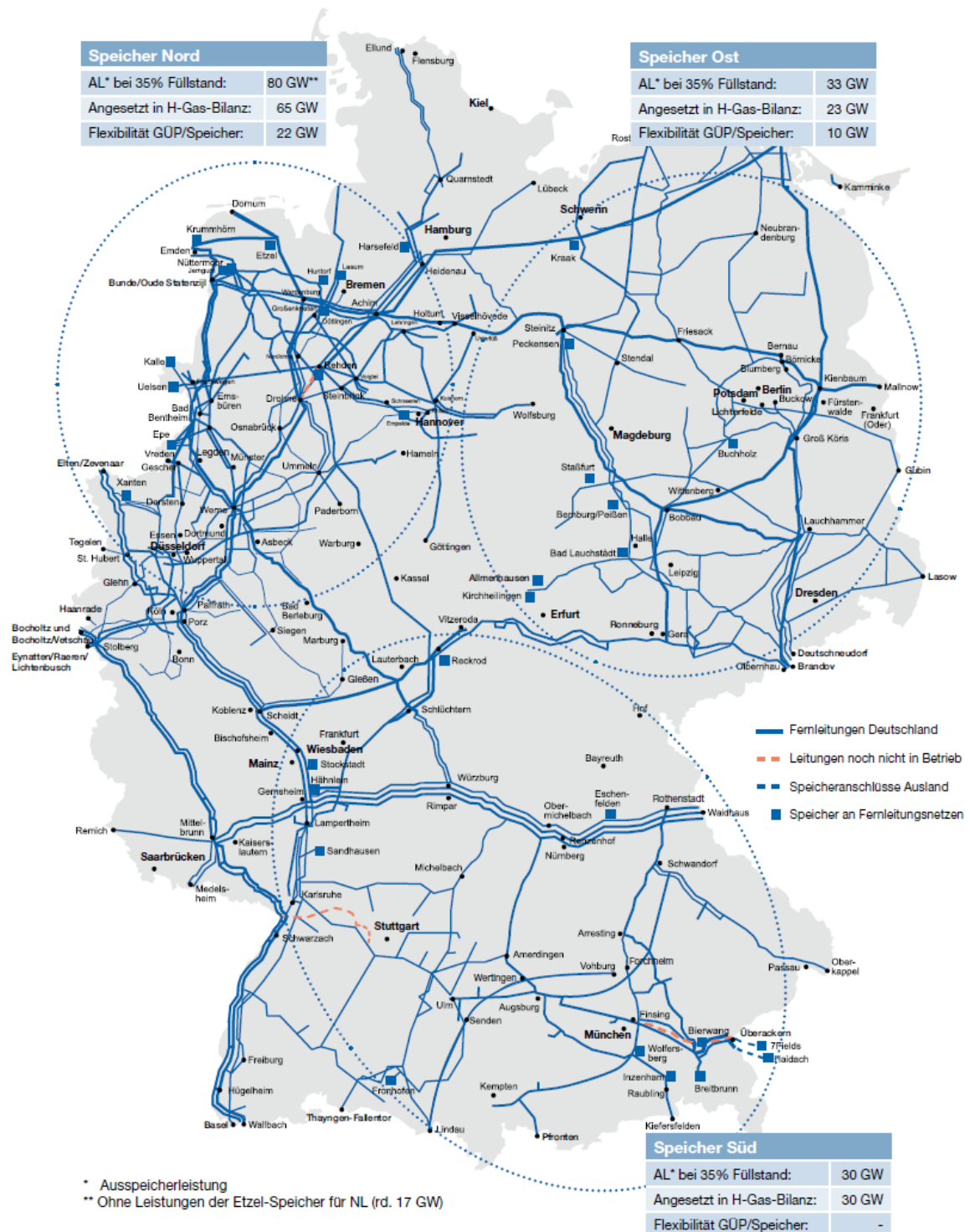
Damit ergäbe sich eine Speicherleistung von in Summe rund 150 GWh/h, die bei Reduzierung der entsprechenden Grenzübergangspunkte bilanziell angesetzt werden könnte. Dies entspricht in Summe über alle H-Gas-Speicher einer um 7 GW höheren Speicherleistung in Bezug auf eine 35 %-ige Ausspeicherleistung der H-Gas-Speicher (143 GWh/h).

Damit würden – bei entsprechender Reduzierung der o. g. Grenzübergangspunkte – die Speicher deutschlandweit bilanziell mit ihrer Leistung bei mindestens 35 % Speicherfüllstand angesetzt werden.

Die obige Betrachtung zeigt, dass es unter Berücksichtigung der Flexibilität der Leistungsbereitstellung zwischen Grenzübergangspunkten und Speichern zu einer Deckung der Bilanz durch die Speicher bereits in 2016 in Höhe von 46 % kommen kann (150 GWh/h/ 326 GWh/h), sofern ein über 35 % liegender Füllstand unterstellt wird.

Abbildung 30 zeigt für die Regionen „Nord“, „Ost“ und „Süd“ die jeweils in Summe angesetzten Leistungen der Speicher in der H-Gas-Bilanz, die entsprechenden Werte bei einem Füllstand von 35 % (gemäß INES) sowie die alternativ zu Grenzübergangspunkten aus Speichern zur Verfügung stehende Leistung (bei Speichern, die mit wenig als der Ausspeicherleistung bei einem Füllstand von 35 % angesetzt wurden).

Abbildung 30: Berücksichtigung der Speicher in der H-Gas-Bilanz (Basisjahr 2016)

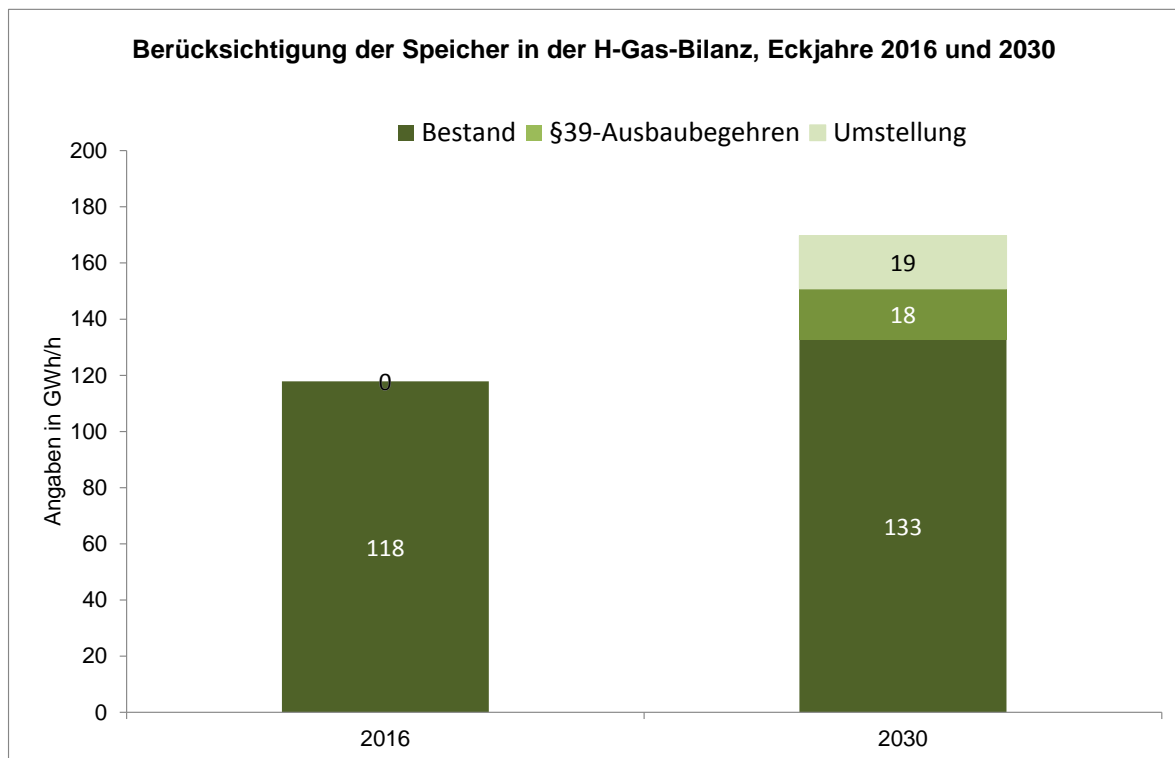


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Entwicklung bis 2030

Die bilanzielle Leistungsbereitstellung der Speicher wächst von rund 118 GWh/h im Jahr 2016 auf rund 170 GWh/h in 2030. Dieser Anstieg resultiert aus Speicher-Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV, der Umstellung von L-Gas-Speichern auf H-Gas sowie einem zusätzlichen Leistungsbeitrag der Bestandsspeicher, die auf Grund des steigenden H-Gas-Bedarfs stärker „ausgeschöpft“ werden können.

Abbildung 31: Berücksichtigung der Speicher in der H-Gas-Bilanz (Eckjahre 2016 und 2030)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Bedingt durch den steigenden Bedarf wächst die bilanzielle Leistungsbereitstellung der H-Gas-Bestandsspeicher von 118 GWh/h in 2016 auf 133 GWh/h in 2030 und nähert sich damit der Ausspeicherleistung der H-Gas-Speicher bei einem Füllstand von 35 % (143 GWh/h) an.

Berücksichtigt man zusätzlich die Leistungsbereitstellung der Speicher-Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV in Höhe von rund 18 GWh/h sowie die Leistungsbereitstellung der von L- auf H-Gas umgestellten Speicher in Höhe von rund 19 GWh/h, so ergibt sich im Jahr 2030 ein maximaler Leistungsbeitrag der Speicher von rund 170 GWh/h.

Als zusätzliches Potenzial bei denjenigen Speichern, die nicht mit mindestens der Ausspeicherleistung bei einem Füllstand von 35 % angesetzt wurden, ergeben sich für das Jahr 2030 rund 28 GWh/h (vgl. Abbildung 28, Tabelle 33).

Der H-Gas-Bedarf in 2030 würde damit zu 46 % durch Speicher gedeckt (198 GWh/h / 431 GWh/h).

Da das Verhältnis auch für das Jahr 2016 bei 46 % lag, wird der Zusatzbedarf gleichermaßen auf Grenzübergangspunkte (nach Quellenverteilung) und Speicher verteilt.

6.1.5 Berücksichtigung der deutschen Produktion

In den deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems liegen mit den Feldern Imbrock, Groothusen und Leer auch Aufkommen, die nur in das H-Gas-Netz einspeist werden. Die WEG-Prognose weist keine Aufteilung auf die einzelnen Aufkommen aus.

Die Produktionsleistung dieser Felder betrug im Jahr 2014 rund 120 MWh/h (bezogen auf 8.000 Nutzungsstunden). Diese Leistung wurde mit dem gemittelten jährlichen prozentualen Rückgang der WEG-Prognose fortgeschrieben und entsprechend in der H-Gas-Bilanz berücksichtigt.

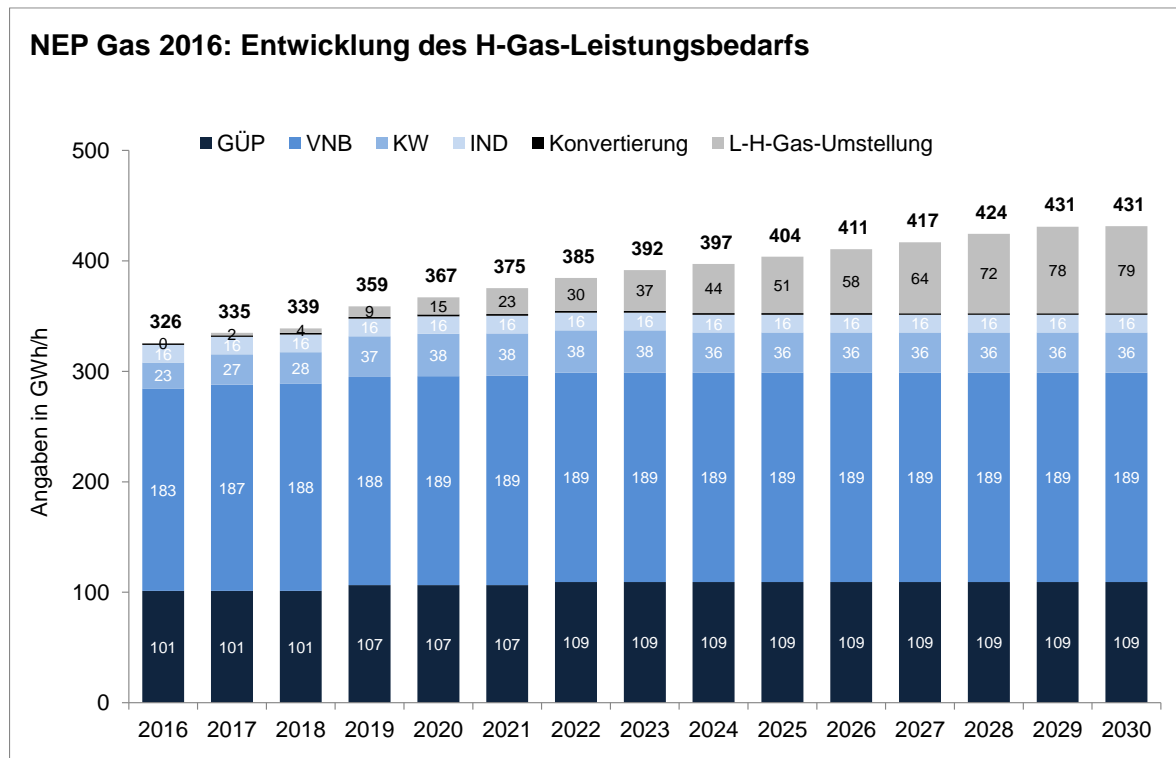
6.1.6 Berücksichtigung des Bedarfs

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

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

Im Betrachtungszeitraum steigt der H-Gas-Bedarf um rund 110 GW von 326 GW auf 431 GW. Davon entfallen rund 79 GW auf den zusätzlichen H-Gas-Bedarf durch die Umstellung. Weitere rund 13 GW entfallen auf den zusätzlichen Bedarf der Gaskraftwerke. Der restliche Zuwachs ist auf steigende Bedarfe an den Exits der Grenzübergangspunkte sowie bei den Verteilernetzbetreibern zurückzuführen.

Abbildung 32: Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs in den Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 35: Daten zum H-Gas-Leistungsbedarf

Angaben in GWh/h	GÜP	VNB	KW	IND	Konvertierung	L-H-Gas-Umstellung	Summe Exit
2016	101	183	23	16	1	0	326
2017	101	187	27	16	1	2	335
2018	101	188	28	16	2	4	339
2019	107	188	37	16	2	9	359
2020	107	189	38	16	2	15	367
2021	107	189	38	16	2	23	375
2022	109	189	38	16	2	30	385
2023	109	189	38	16	2	37	392
2024	109	189	36	16	2	44	397
2025	109	189	36	16	2	51	404
2026	109	189	36	16	2	58	411
2027	109	189	36	16	1	64	417
2028	109	189	36	16	1	72	424
2029	109	189	36	16	1	78	431
2030	109	189	36	16	1	79	431

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.1.7 Fazit

Aufgrund der Ergebnisse der H-Gas-Leistungsbilanz entsteht in den nächsten Jahren ein kontinuierlich steigender H-Gas-Bedarf in Deutschland, der durch erhöhte Importe gedeckt werden muss.

Im Rahmen der H-Gas-Quellenverteilung leiten die Fernleitungsnetzbetreiber anhand bestimmter Kriterien ab, aus welchen Regionen (Quellen) zusätzliches Erdgas nach Deutschland antransportiert werden könnte. Die Vorgehensweise wird im folgenden Kapitel 6.2 detailliert beschrieben.

6.2 H-Gas-Quellenverteilung

Aufgrund der rückläufigen europäischen Eigenproduktion wird der H-Gas-Importbedarf in Europa in den nächsten Jahren zunehmen. Daher ist zu erwarten, dass die Anforderungen an das deutsche Ferngasleitungsnetz im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Erdgas austausch mit den in West- und Südeuropa liegenden Nachbarstaaten zukünftig weiter steigen werden.

Um die Auswirkungen zukünftiger Ausbauten der H-Gas-Importinfrastruktur nach Europa auf die deutschen Fernleitungsnetze abschätzen zu können, haben die Fernleitungsnetzbetreiber das im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2013 [FNB Gas 2014a] erstellte Modell weiterentwickelt und aktualisiert.

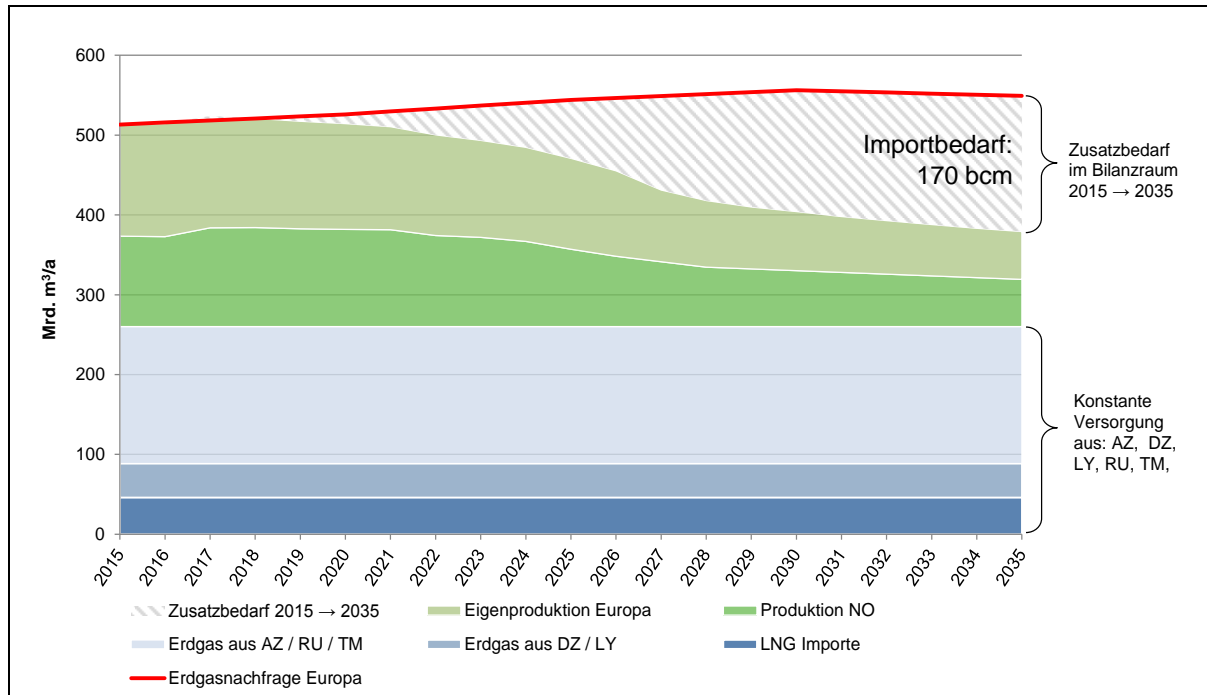
Grundsätzlich haben sich im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 folgende Änderungen ergeben:

- Importbedarf Europa: Berücksichtigung des TYNDP 2015 anstatt des WEO 2012, da letzterer bezüglich der interregionalen Netto-Gas-Handelsflüsse seitdem nicht mehr aktualisiert wurde.
- LNG-Terminals: Berücksichtigung von Bestandsanlagen sowie deren Auslastung (Gleichbehandlung zu Neubauterminals).
- Leitungen: Berücksichtigung von Alternativprojekten (TESLA, EASTRING) zu South Stream sowie Berücksichtigung von AGRI und White Stream. Darüber hinaus wurde das Leitungsprojekt Nord Stream-Erweiterung in eine Modellierungsvariante der Quellenverteilung aufgenommen.

6.2.1 Erdgasbedarf Europa

Auf Basis der Daten des aktuellen TYNDP 2015 ergibt sich bis zum Jahr 2035 ein zusätzlicher Importbedarf für Europa in Höhe von rund 170 bcm/a (vgl. Abbildung 33).

Abbildung 33: Mögliche Entwicklung von Angebot und Nachfrage im Bilanzraum



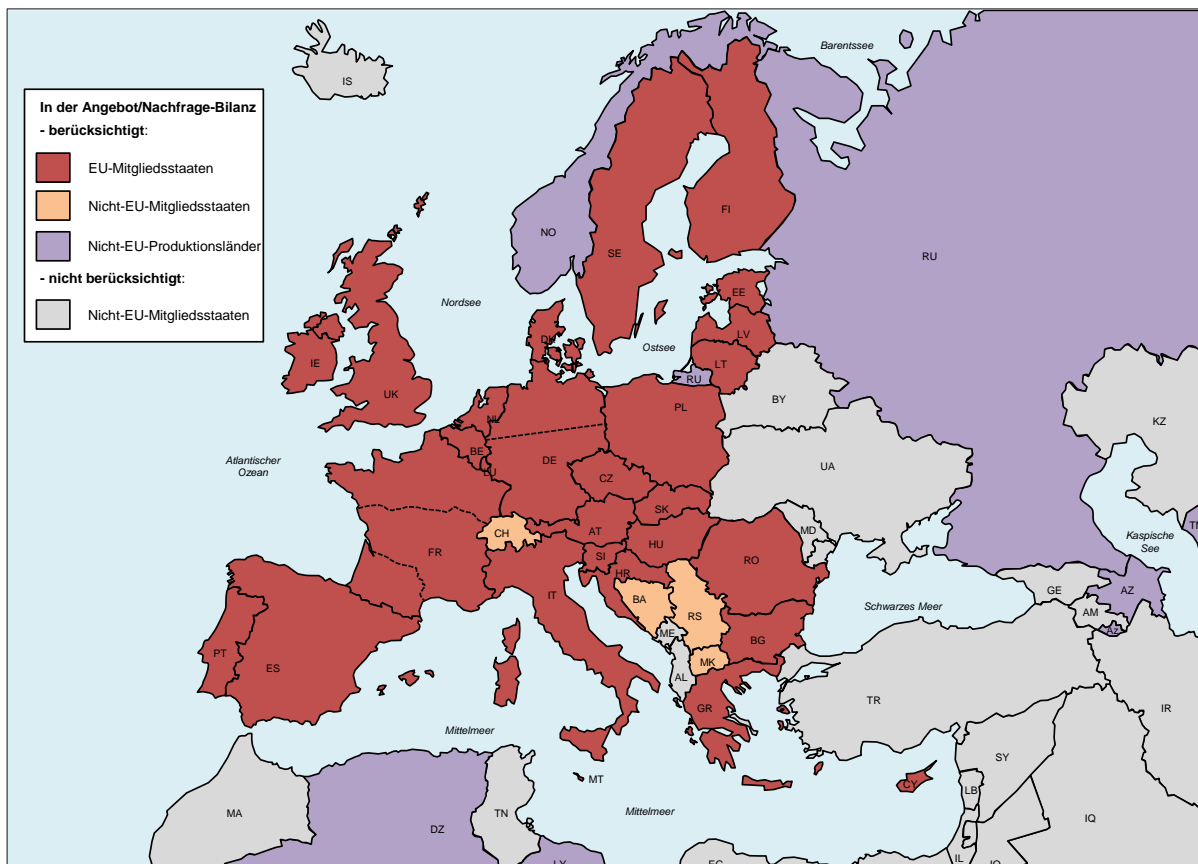
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2015, Annex C2 und C4

Für die Angebotsseite sind die Erdgasmengen, die über bestehende Leitungen aus Algerien (DZ), Libyen (LY), Russland (RU), Aserbaidschan (AZ) und Turkmenistan (TM) sowie über LNG-Bestandsanlagen geliefert werden, auf dem Niveau von 2015 konstant über alle Jahre angenommen. Die innereuropäischen und norwegischen Produktionsmengen sind dagegen rückläufig. Sie werden mittels TYNDP 2015 Annex C4 über die jährliche Durchschnittsmenge ermittelt. Für den Rückgang der Produktion wird das Intermediate-Szenario des TYNDP 2015 berücksichtigt.

Das Verbrauchsszenario basiert auf den Länderbedarfszahlen der jährlichen Durchschnittsmengen im GREEN Szenario des TYNDP 2015 Annex C2.

Der Raum, über den die Bilanz erstellt ist, ist in Abbildung 34 dargestellt. Er umfasst auf der Nachfrageseite neben den EU28-Staaten zusätzlich die Schweiz, Bosnien-Herzegowina, Serbien und Mazedonien. Für die Angebotsseite werden neben der Eigenproduktion und den LNG-Terminals der oben genannten Länder auch die Lieferländer Norwegen, Russland, Algerien, Libyen, Aserbaidschan und Turkmenistan berücksichtigt.

Abbildung 34: Bilanzraum der Erdgasbilanz Europa



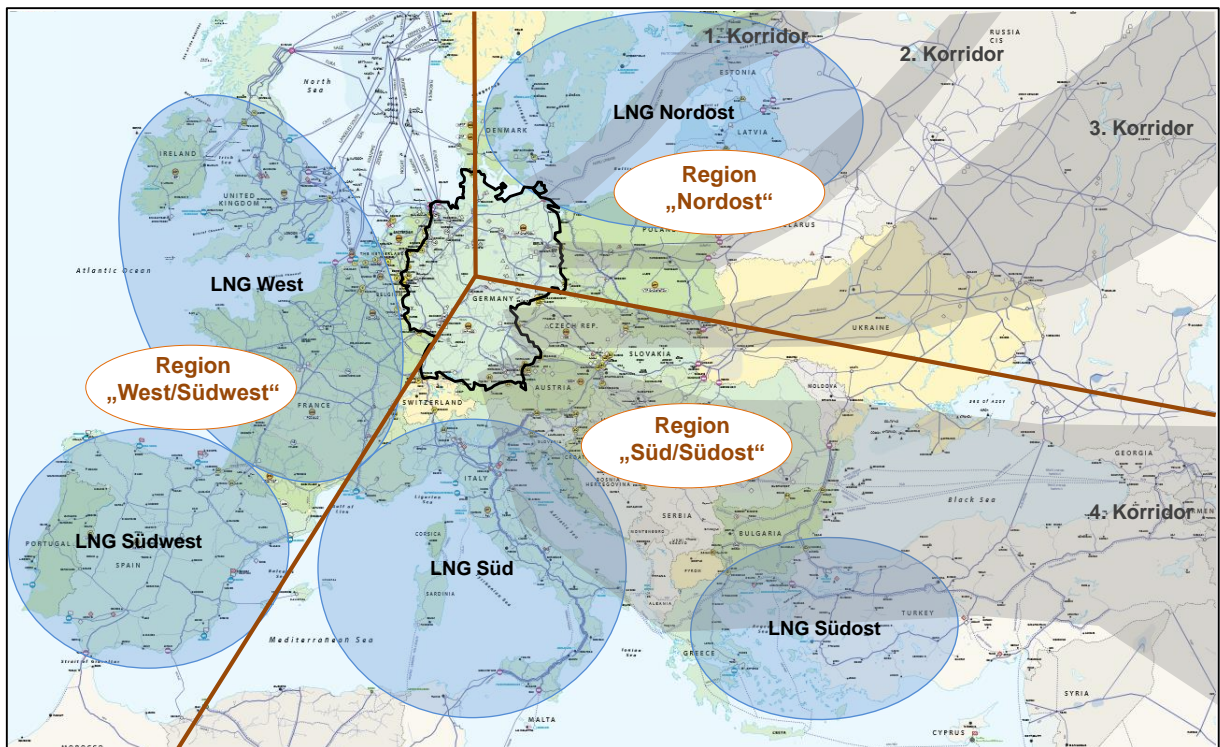
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2015

6.2.2 Transportwege und Infrastrukturprojekte

Grundsätzlich gehen die Fernleitungsnetzbetreiber analog zum Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 davon aus, dass die neuen Erdgasmengen über zwei Transportmittel nach Europa gelangen werden. Zum einen wird zusätzliches Erdgas über neue Leitungen aus Russland, Afrika und dem kaspischen Raum nach Europa transportiert, zum anderen werden Mengen per Tankschiff als LNG (Liquefied Natural Gas) zur Verfügung gestellt.

So wie in Abbildung 35 dargestellt, behalten die Fernleitungsnetzbetreiber analog zum Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 die Aufteilung in die fünf Teilregionen „West“, „Südwest“, „Süd“, „Südost“ und „Nordost“ bzw. die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgenommene Gruppierung der Teilregionen in drei Regionen „West/ Südwest“, „Süd/ Südost“ und „Nordost“ für LNG-Terminals und Leitungsprojekte bei. Darüber hinaus gibt die Abbildung 35 einen Überblick darüber, über welche vier Korridore Erdgas über Leitungen aus Russland und dem kaspischen Raum nach Europa gelangen kann.

Abbildung 35: Regionen und Korridore für Erdgas aus Russland und dem kaspischen Raum



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Leitungskarte von ENTSOG 2015

Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 werden alle Bestandsanlagen und Projekte mit finaler Investitionsentscheidung (sog. FID-Projekte) und ohne finale Investitionsentscheidung (sog. NON-FID-Projekte) im Zeitraum von 2015 bis 2035 berücksichtigt. Als Datengrundlage für die in der Betrachtung berücksichtigten LNG-Terminals dienen die Annexe A und D des TYNDP. Zusätzlich wurde die GIE Investment Database (Stand: April 2015) zur Bestimmung der aktuellen technischen Kapazitäten der LNG Terminals herangezogen. Leitungen werden berücksichtigt, wenn sie im TYNDP in Annex A oder Annex D oder im Nachtrag zum Annex A des TYNDP 2015 (Addendum) für die South Stream-Alternativen genannt sind.

Zusätzlich wurde in einer Modellierungsvariante das Leitungsprojekt Nord Stream-Erweiterung berücksichtigt, welches nicht im TYNDP 2015 enthalten ist.

Unberücksichtigt bleiben im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2016 die folgenden Neubauprojekte:

- Leitungsprojekte Nabucco und South Stream, da diese Projekte nach neuesten Erkenntnissen nicht realisiert werden.
- LNG-Terminals in Malta, Teneriffa und Gran Canaria, wegen nicht zu erwartender physischer Wirkung auf Deutschland, sowie das LNG-Terminal Brindisi, da dieses Projekt nach neuesten Erkenntnissen nicht realisiert wird.

Tabelle 36 gibt einen Überblick über alle berücksichtigten Infrastrukturen mit ihren technischen Kapazitäten und Inbetriebnahmezeitpunkten sowie der Zuordnung zu den

oben vorgestellten Regionen. Die Kapazität des LNG Terminals Zeebrugge (Erweiterung) wurde nach Auswertung der Konsultationsstellungen um 1 bcm/a auf 4 bcm/a erhöht. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die angekündigte Nord Stream-Erweiterung in Höhe von 65 bcm/a mit 5 bcm/a auf die Nord Stream I/II (vgl. Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2015) und mit 60 bcm/a auf die Nord Stream III/IV anzusetzen ist.

Tabelle 36: Berücksichtigte Infrastruktur für die H-Gas-Quellenverteilung

Typ	Infrastruktur	Inbetriebnahme	Technische Kapazität (bcm/a)	Region
Leitung	Nord Stream I/II Zusatzmengen	2019	5,00	Nordost
Leitung	Nord Stream III/IV	2019	60,00	Nordost
Summe Leitungen Nordost			65,00	Nordost
Leitung	GALSI	2018	8,00	Süd
Leitung	TAP	2020	11,00	Süd
Leitung	TESLA	2019	41,00	Süd
Summe Leitungen Süd			60,00	Süd
Leitung	AGRI	2022	8,00	Südost
Leitung	EASTRING (Ausbaustufe I)	2019	19,25	Südost
Leitung	EASTRING (Ausbaustufe II)	2023	19,25	Südost
Leitung	White Stream (Ausbaustufe I)	2022	16,00	Südost
Summe Leitungen Südost			62,50	Südost
LNG	Muuga (Tallin) (Neubau)	2018	4,00	Nordost
LNG	Padalski (Neubau)	2018	2,50	Nordost
LNG	Finngulf (Neubau)	2021	2,50	Nordost
LNG	Tahkoluoto/ Pori (Neubau)	2016	0,11	Nordost
LNG	Swinoujscie (Neubau)	2015	5,00	Nordost
LNG	Swinoujscie (Erweiterung)	2020	2,50	Nordost
LNG	Göteborg (Neubau)	2015	0,50	Nordost
LNG	Klaipeda LNG Terminal	2014	4,00	Nordost
Summe LNG Nordost (Bestand)			4,00	Nordost
Summe LNG Nordost (Ausbau)			17,11	Nordost
Summe LNG Nordost (Bestand + Ausbau)			21,11	Nordost
LNG	Zeebrugge	1987	9,00	West
LNG	Zeebrugge (Erweiterung)	2019	4,00	West
LNG	Dunkerque (Neuanlage)	2015	13,00	West
LNG	Fos-Tonkin	1972	3,40	West
LNG	Fos Cavaou	2010	8,25	West
LNG	Fos Cavaou (Erweiterung)	2020	8,25	West
LNG	Fos Faster (Neuanlage)	2019	8,00	West
LNG	Montoir	1980	10,00	West
LNG	Montoir (Erweiterung)	2020	6,50	West
LNG	Shannon (Neuanlage)	2018	2,70	West
LNG	Gate Terminal	2011	12,00	West
LNG	Gate Terminal (Erweiterung)	2018	4,00	West

Typ	Infrastruktur	Inbetriebnahme	Technische Kapazität (bcm/a)	Region
LNG	Isle of Grain	2005	19,50	West
LNG	Isle of Grain (Erweiterung)	2018	8,00	West
LNG	Milford Haven - Dragon	2009	21,00	West
LNG	Milford Haven - South Hook	2009	7,60	West
LNG	Teesside LNG port	2007	4,20	West
Summe LNG West (Bestand)			94,95	West
Summe LNG West (Ausbau)			54,45	West
Summe LNG West (Bestand + Ausbau)			149,40	West
LNG	Barcelona	1968	17,10	Südwest
LNG	Bilbao	2003	8,80	Südwest
LNG	Cartagena	1989	11,80	Südwest
LNG	Gijón (Musel)	2014	7,00	Südwest
LNG	Gijón (Musel) (Erweiterung)	2021	1,80	Südwest
LNG	Huelva	1988	11,80	Südwest
LNG	Mugardos	2007	3,60	Südwest
LNG	Mugardos (Erweiterung)	2023	3,60	Südwest
LNG	Sagunto	2006	8,80	Südwest
LNG	Sines	2004	7,90	Südwest
Summe LNG Südwest (Bestand)			76,80	Südwest
Summe LNG Südwest (Ausbau)			5,40	Südwest
Summe LNG Südwest (Bestand + Ausbau)			82,20	Südwest
LNG	Krk Island (Neuanlage)	2019	2,00	Süd
LNG	Krk Island (Erweiterung)	2021	2,00	Süd
LNG	Krk Island (Erweiterung)	2023	2,00	Süd
LNG	Falconara (Neuanlage)	2018	4,00	Süd
LNG	Gioia Tauro (Neuanlage)	2019	12,00	Süd
LNG	Panigaglia	1971	3,40	Süd
LNG	Panigaglia (Erweiterung)	2022	4,50	Süd
LNG	Porto Empedocle (Neuanlage)	2019	8,00	Süd
LNG	Porto Levante LNG terminal	2009	7,56	Süd
LNG	Toscana	2013	3,75	Süd
LNG	Trieste (Neuanlage)	2020	8,00	Süd
Summe LNG Süd (Bestand)			14,71	Süd
Summe LNG Süd (Ausbau)			42,50	Süd
Summe LNG Süd (Bestand + Ausbau)			57,21	Süd
LNG	Aegean (Neuanlage)	2017	5,00	Südost
LNG	Alexandroupolis (Neuanlage)	2017	6,10	Südost
LNG	Revithoussa	2000	5,00	Südost
LNG	Revithoussa (Erweiterung)	2016	2,10	Südost
Summe LNG Südost (Bestand)			5,00	Südost
Summe LNG Südost (Ausbau)			13,20	Südost
Summe LNG Südost (Bestand + Ausbau)			18,20	Südost

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2015 Annex A und Annex D sowie des Addendums zu Annex A des TYNDP 2015 und der GIE Investment Database (Stand April 2015) sowie Stellungnahmen aus der Konsultation des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016, Umrechnungsfaktor gemäß TYNDP 2015, Annex C4 (10,84 kWh/m³, 8.760 Bh)

6.2.3 Versorgungsvarianten für Europa

Im Nachtrag zum Annex A des TYNDP 2015 werden als Alternativen zu South Stream (63 bcm/a) unter anderem die beiden Projekte TESLA (41 bcm/a) und EASTRING (38,5 bcm/a) genannt. Das Leitungsprojekt Nord Stream-Erweiterung (65 bcm/a) ist nicht Bestandteil des TYNDP 2015.

Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine Basisvariante Q.1 und eine alternative Modellierungsvariante Q.2 vorgeschlagen:

- Basisvariante Q.1, die in Anlehnung an den aktuellen TYNDP die beiden Projekte TESLA und EASTRING enthält sowie
- Alternativvariante Q.2, die im Gegensatz zum aktuellen TYNDP das neue Leitungsprojekt Nord Stream-Erweiterung enthält.

Die BNetzA hat in der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 vom 11.12.2015 die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Modellierungsvariante Q.1 bestätigt und die Alternativvariante Q.2 modifiziert.

Für beide Versorgungsvarianten werden im Rahmen der Quellenverteilung die jeweiligen Auswirkungen auf Deutschland ermittelt. Zwar sind gemäß EnWG für den Netzentwicklungsplan Gas die nächsten zehn Jahre durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu betrachten, Projekte mit internationaler Größenordnung und vor allem deren Auswirkung auf die deutsche Erdgasnetz-Infrastruktur sind erfahrungsgemäß aber längerfristig zu berücksichtigen. Wegen der erheblichen Auswirkung auf den langfristigen Netzausbau in Deutschland ziehen die Fernleitungsnetzbetreiber auch weiterhin den Zeitraum bis 2035 heran.

In beiden Modellierungsvarianten wird analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 angenommen, dass zusätzliche Erdgasmengen in Höhe von 11 bcm/a über TAP, 8 bcm/a über GALSI und 5 bcm/a über das Leitungsprojekt Nord Stream-Erweiterung angestellt werden. Außerdem werden Mengen in Höhe von 8 bcm/a über das Projekt AGRI (Azerbaidjan–Georgia–Romania Interconnector) und in der Modellierungsvariante Q.1 in Höhe von 16 bcm/a über das Projekt White Stream für Europa berücksichtigt.

Basisvariante Q.1

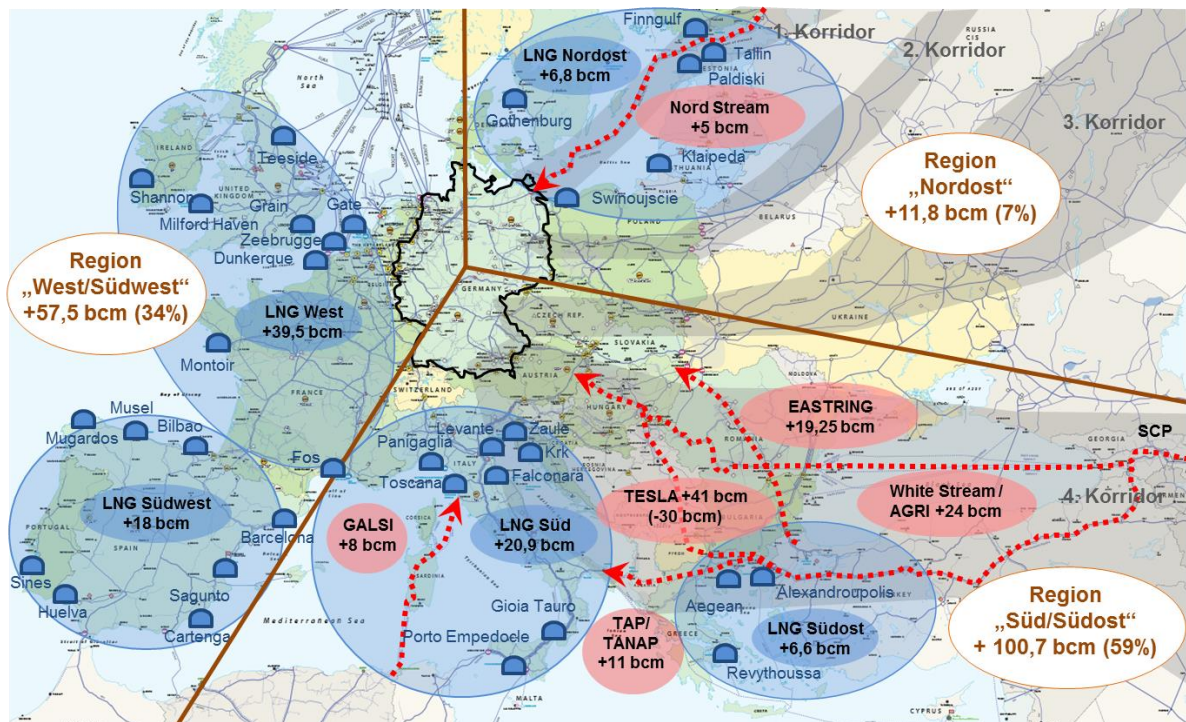
Die Summe der Kapazitäten der beiden Alternativprojekte TESLA und EASTRING übersteigt die Kapazität der South Stream. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass nicht beide Alternativprojekte zu South Stream vollständig realisiert werden und schlagen daher in der Basisvariante vor, das Neubauprojekt TESLA sowie die erste Ausbaustufe des Projektes EASTRING zu berücksichtigen. Von den rund 60 bcm/a, die durch die beiden Leitungen transportiert werden können, werden allerdings nur 30 bcm/a als zusätzlich zur Verfügung stehendes Erdgas für Deutschland bzw. Westeuropa angenommen. Die restlichen Mengen werden analog zu den Annahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 als Substitution für Liefermengen aus Russland via Ukraine berücksichtigt.

Da das zusätzlich über die oben genannten Leitungen angestellte Erdgas in Höhe von 78 bcm/a nicht zur Deckung des Zusatzbedarfs von 170 bcm/a in 2035 ausreicht, müssen

zusätzliche LNG-Mengen in Höhe von 92 bcm/a angestellt werden. Unter Berücksichtigung des LNG-Bedarfs in 2015 von rund 46 bcm/a beläuft sich der gesamte LNG-Bedarf im Jahr 2035 auf 138 bcm/a, was zu einer ratierten Auslastung aller Neu- und Bestandsanlagen von rund 42 % führt.

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

Abbildung 36: Basisvariante Q.1 zur Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2035



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Alternative Variante Q.2

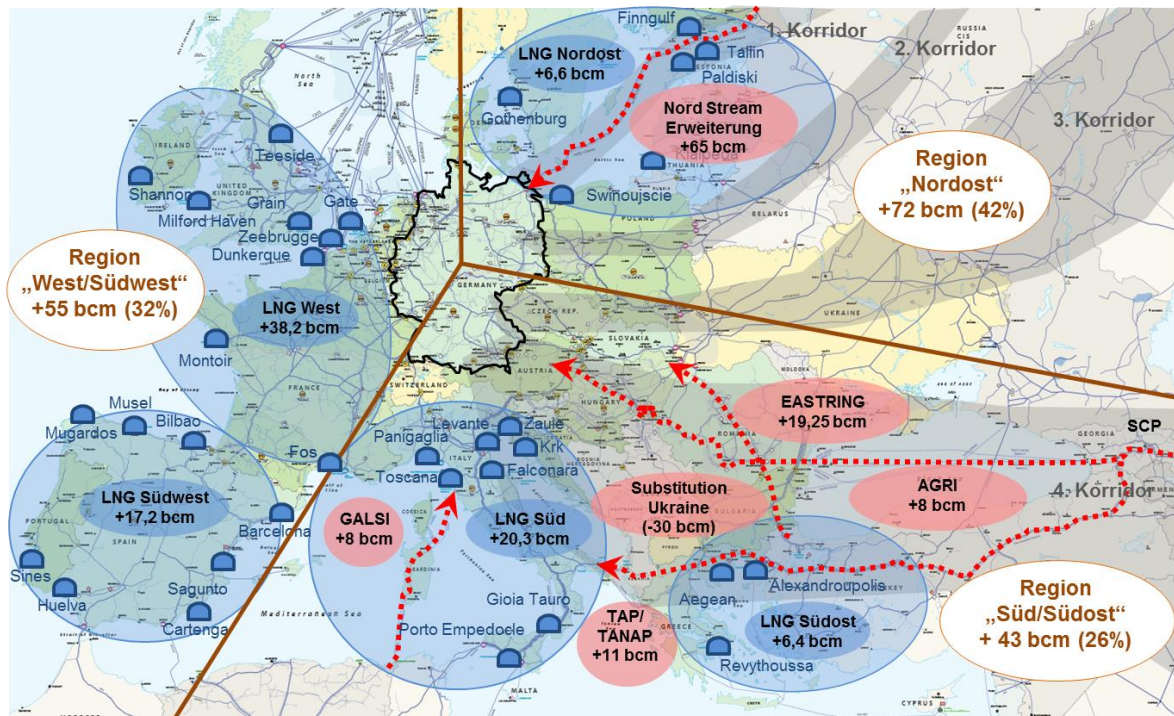
Die alternative Modellierungsvariante Q.2 enthält die Nord Stream-Erweiterung in Höhe von 65 bcm/a. Gemäß den Vorgaben der BNetzA ergibt sich die in Abbildung 37 dargestellte regionale Verteilung.

Unterschiede zur Modellierungsvariante Q.1 bestehen im Hinblick auf die Berücksichtigung der Projekte TESLA, White Stream und Nord Stream-Erweiterung. Während TESLA (41 bcm/a) und White Stream (16 bcm/a) in voller Höhe mit ihrer geplanten Kapazität Bestandteil der Basisvariante Q.1 sind, werden diese Leitungen in der Alternativvariante Q.2 nicht mehr angesetzt. Stattdessen wird die Nord Stream-Erweiterung zusätzlich zu der bereits in beiden Modellierungsvarianten eingeplanten Kapazität (5 bcm/a) mit weiteren 60 bcm/a eingeplant. Dies bedeutet im Ergebnis, dass die in Q.2 berücksichtigte Leitungskapazität insgesamt 81 bcm/a beträgt (Q.1: 78 bcm/a).

Der Teil der benötigten Erdgasimporte, der nicht durch die genannten Leitungen gedeckt werden kann, wird über LNG-Terminals bereitgestellt. In Modellierungsvariante Q.2 ergibt

sich ein zusätzlicher LNG-Bedarf in Höhe von 89 bcm/a (Q.1: 92 bcm) und damit eine Auslastung der LNG-Terminals in Höhe von 41 % (Q.1: 42 %).

Abbildung 37: Alternative Variante Q.2 zur Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2035 gemäß den Vorgaben der BNetzA



Quelle: BNetzA auf Basis der Grafik der Fernleitungsnetzbetreiber

Im Vergleich mit der im Netzentwicklungsplan Gas 2015 unterstellten Quellenverteilung stellen sich die beiden hier vorgestellten Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2 wie folgt dar:

Tabelle 37: Quellenverteilungen im Netzentwicklungsplan Gas 2015 sowie die Modellierungsvarianten des Netzentwicklungsplans Gas 2016 Q.1 und Q.2

Region	NEP Gas 2015	Basisvariante Q.1	Alternative Variante Q.2
Nordost	11 %	7 %	42 %
West/ Südwest	30 %	34 %	32 %
Süd/ Südost	59 %	59 %	26 %

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Kapitel „Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern“ die Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten analysiert. Es wurde für sämtliche Grenzübergangspunkte, an denen das deutsche Fernleitungsnetz mit den

Netzen der angrenzenden Länder verbunden ist, eine Einschätzung für die Aufnahme des sich aus der H-Gas-Quellenverteilung der Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2 ergebenden Zusatzbedarfs an Gas vorgenommen. Die Grenzübergangspunkte wurden dabei entsprechend den H-Gas-Quellenverteilungen einzelnen Regionen zugeordnet (vgl. Abbildung 35).

Somit ist jeder Grenzübergangspunkt über seine räumliche Lage einspeiseseitig mit den zusätzlich möglichen Importmengen der H-Gas-Quellenverteilungen verknüpft. Insbesondere anhand der folgenden Einflussfaktoren wurde die Einschätzung des Potentials des jeweiligen Grenzübergangspunktes von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgenommen:

- Produktionsrückgänge in den Niederlanden und Dänemark
- Informationen des TYNDP 2015 über geplante Investitionsmaßnahmen in die Erdgastransportinfrastruktur der angrenzenden Nachbarländer und die Entwicklung der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten
- Informationen aus Netzentwicklungsplänen angrenzender Nachbarländer/ Netzbetreiber
- Pläne benachbarter Fernleitungsnetzbetreiber zur Erhöhung der Einspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten
- Kapazitätsbedarf im angrenzenden Netzgebiet zu Grenzübergangspunkten (z. B. auf Grund der Marktraumumstellung oder des Zusatzbedarfs von Gaskraftwerken)
- Besonderheiten einzelner Netzgebiete (z. B. vor- bzw. nachgelagerte Leitungssysteme sind nicht in der Lage, den erhöhten Leistungsbedarf zu erfüllen)
- Darstellung durch kostengünstige Ausbaumaßnahmen
- Besonderheiten einzelner Grenzübergangspunkte (z. B. reiner Ausspeisepunkt)

Der Zusatzbedarf wird auf die anhand der obengenannten Einflussfaktoren identifizierten Grenzübergangspunkte aufgeteilt, wobei die regionale Zuordnung und der Kapazitätsbedarf für neue Gaskraftwerke (fDZK) jeweils berücksichtigt werden.

Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die nachfolgenden Grenzübergangspunkte für eine potenzielle Berücksichtigung in der H-Gas-Quellenverteilung des Netzentwicklungsplans Gas 2016 identifiziert und angekündigt, das Potenzial und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zu prüfen:

- Bunde/ Oude Statenzijl (Niederlande)
- Elten/ Zevenaar (Niederlande)
- Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch (Belgien)
- Medelsheim (Frankreich)
- Wallbach (Schweiz)
- Überackern, Überackern 2 (Österreich)
- Greifswald, Nord Stream Erweiterung (Russische Föderation)

Die Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas 2016 wird im folgenden Abschnitt für jeden Grenzübergangspunkt unter Anwendung der oben genannten Einflussfaktoren noch einmal spezifisch erläutert.

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

Gemäß Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die nachfolgenden Grenzübergangspunkte für die Berücksichtigung in der H-Gas-Quellenverteilung vorgeschlagen. Im Folgenden präzisieren die Fernleitungsnetzbetreiber ihr Vorgehen bei der Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung auf die einzelnen Grenzübergangspunkte.

6.3.1 Region West-/ Südwesteuropa

Norwegen

Grenzübergangspunkt Dornum, Emden EPT

Das norwegische Export-System ist an den Grenzübergangspunkten Dornum und Emden EPT mit dem NCG-Marktgebiet und mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden. Diese Grenzübergangspunkte dienen der Übernahme von H-Gas aus Norwegen.

Eine Erhöhung der Importleistung aus Norwegen wäre aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber nur über eine Erweiterung der Transportkapazitäten von Norwegen nach Deutschland zu erreichen. Im TYNDP 2015 sind keine entsprechenden Projekte enthalten.

Daher wird die Nutzung der bereits vorhandenen Einspeisekapazitäten in der bisherigen Höhe angesetzt.

Niederlande

Das niederländische Transportsystem ist an den Grenzübergangspunkten Bunde/ Oude Statenzijl, Vreden, Elten/ Zevenaar, Tegelen, Haanrade, Bocholtz-Vetschau und Bocholtz mit dem NCG-Marktgebiet und am Grenzübergangspunkt Bunde/ Oude Statenzijl mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden.

Grenzübergangspunkte Bunde/ Oude Statenzijl

Der Grenzübergangspunkt Bunde/ Oude Statenzijl dient zur Übernahme von L-Gas ins Marktgebiet GASPOOL sowie von H-Gas in die Gebiete GASPOOL und NCG. Die H-Gas-Grenzübergangspunkte werden zurzeit bidirektional betrieben.

Die Bereitstellung von zusätzlichen Transportkapazitäten im H-Gas wurde von GTS im niederländischen Netzentwicklungsplans 2015 (NOP) vorgesehen [GTS 2015]. Insbesondere durch den Ausbau von LNG-Terminals werden in den kommenden Jahren nach den Planungen der GTS Einspeisekapazitäten weiter ansteigen, so dass sie als zusätzliches Potenzial in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt werden können.

Die Planungen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 sehen ab 2020 eine zusätzliche Übernahme von H-Gas-Leistungen an dem Grenzübergangspunkt in das GASPOOL-Marktgebiet vor. Diese Importe erreichen unmittelbar angrenzende und auf H-Gas umzustellende Netzteile. Für die Übernahme kann vorhandene, heute im L-Gas genutzte Infrastruktur verwendet werden.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Bunde/ Oude Statenzijl in der Quellenverteilung angesetzt. Die Höhe der zu übernehmenden Leistungen haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 auf Basis der oben genannten Kriterien ermittelt. Die detaillierten Ausführungen hierzu finden sich in Kapitel 6.4.

Grenzübergangspunkt Vreden

Der Grenzübergangspunkt Vreden dient heute der Übernahme von L-Gas aus den Niederlanden.

Nach der aktuellen Planung der Umstellung von L-Gas auf H-Gas wird das an den Grenzübergangspunkt Vreden angeschlossene Transportsystem erst 2030 auf H-Gas umgestellt.

Ab 2030 kann über den Grenzübergangspunkt Vreden H-Gas übernommen werden.

Grenzübergangspunkt Elten/ Zevenaar

Der Grenzübergangspunkt Elten/ Zevenaar dient heute der Übernahme von L-Gas aus den Niederlanden.

Nach der Umstellung von heute mit L-Gas versorgten Gebieten auf H-Gas soll das System für den H-Gas-Transport effizient weiterbetrieben werden.

Eine Übernahme von H-Gas aus den Niederlanden am Grenzübergangspunkt Elten/ Zevenaar vor 2027 würde nach heutigem Planungsstand einen Netzausbaubedarf des nördlichen NETG-Transportsystems nach sich ziehen.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Elten/ Zevenaar im Zeitraum bis 2027 in der Quellenverteilung dieses Netzentwicklungsplans Gas nicht angesetzt.

Grenzübergangspunkt Tegelen

Der Grenzübergangspunkt Tegelen dient heute der Übernahme von L-Gas aus den Niederlanden. An den Grenzübergangspunkt Tegelen ist lediglich ein kleineres, regionales L-Gas-Transportsystem angeschlossen.

Eine Erhöhung der Import-Leistungen am Grenzübergangspunkt Tegelen würde daher einen sofortigen Netzausbaubedarf des angeschlossenen regionalen Transportsystems bzw. Investitionen in den Anschluss an andere, weiterführende Transportsysteme nach sich ziehen. Die Fernleitungsnetzbetreiber favorisieren die an das überregionale Fernleitungsnetz angeschlossenen Grenzübergangspunkte für die Übernahme von Gasmengen.

Daher wird die Nutzung der bereits vorhandenen Einspeisekapazitäten in der bisherigen Höhe angesetzt.

Grenzübergangspunkt Haanrade

Der Grenzübergangspunkt Haanrade dient heute der Übernahme von L-Gas aus den Niederlanden.

Nach der aktuellen Planung der Umstellung von heute mit L-Gas versorgten Gebieten auf H-Gas wird das an den Grenzübergangspunkt Haanrade angeschlossene Netz erst zusammen mit dem regionalen Transportsystem in den Niederlanden nach 2030 auf H-Gas umgestellt.

Nach 2030 kann über den Grenzübergangspunkt Haanrade H-Gas übernommen werden.

Grenzübergangspunkt Bocholtz-Vetschau

Der Grenzübergangspunkt Bocholtz-Vetschau dient heute der Übernahme von H-Gas aus den Niederlanden.

Die aktuell am Grenzübergangspunkt Bocholtz-Vetschau anstehenden H-Gas-Importkapazitäten sind vollständig verplant. Eine Erhöhung der Import-Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Bocholtz würde einen Netzausbaubedarf nach sich ziehen. Die bestehenden Einspeisekapazitäten an den anderen, heute noch mit L-Gas aufgespeisten Grenzübergangspunkte, sollen nach Umstellung auf H-Gas effizient weiterbetrieben werden.

Daher wird die Nutzung der bereits vorhandenen Einspeisekapazitäten in der bisherigen Höhe angesetzt.

Grenzübergangspunkt Bocholtz

Der Grenzübergangspunkt Bocholtz dient heute der Übernahme von H-Gas aus den Niederlanden.

Die aktuell am Grenzübergangspunkt Bocholtz anstehenden H-Gas-Importkapazitäten sind vollständig verplant. Eine Erhöhung der Import-Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Bocholtz würde einen sofortigen Netzausbaubedarf des nördlichen TENP-Transportsystems nach sich ziehen. Die bestehenden Einspeisekapazitäten an den anderen, heute noch mit L-Gas aufgespeisten Grenzübergangspunkte, sollen nach Umstellung auf H-Gas effizient weiterbetrieben werden.

Daher wird die Nutzung der bereits vorhandenen Einspeisekapazitäten in der bisherigen Höhe angesetzt.

Belgien

Grenzübergangspunkt Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch

Das belgische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch mit dem NCG-Marktgebiet und an dem Grenzübergangspunkt Eynatten mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden. Diese Grenzübergangspunkte werden zurzeit bidirektional betrieben.

Bereits in den vergangenen Jahren haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Grenzübergangspunkt Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch als Importpunkt mit hohem Potenzial an zusätzlich möglichen Einspeisekapazitäten identifiziert und entsprechend in den Quellenverteilungen angesetzt. Diese Annahme wurde in den jeweiligen Konsultationen der Szenariorahmen und der Netzentwicklungspläne Gas 2014 und 2015 mehrfach durch den belgischen Transportnetzbetreiber Fluxys Belgium SA bestätigt. Insbesondere hat Fluxys Belgium SA in seiner Stellungnahme zur FNB-Konsultation des Netzentwicklungsplans Gas 2015 erklärt, dass Belgien über den Grenzübergangspunkt Eynatten Gasmengen bis zu 13 bcm/a, mit zusätzlichem Potenzial auf bis zu 20 bcm/a, für den deutschen Markt aus den noch zu erweiternden bzw. sich im Bau befindlichen LNG-Anlagen in Zeebrugge und Dünkirchen bereitstellen kann.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch und der Grenzübergangspunkt Eynatten in der Quellenverteilung angesetzt. Die Höhe der zu übernehmenden Leistungen haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 auf Basis der oben

genannten Kriterien ermittelt. Die detaillierten Ausführungen hierzu finden sich in Kapitel 6.4.

Luxemburg

Grenzübergangspunkt Remich

Das luxemburgische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Remich mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Bei dem Grenzübergangspunkt Remich handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt zur Versorgung von Luxemburg.

Im TYNDP 2015 ist eine Beibehaltung der bisherigen Kapazität angesetzt.

Daher wird die Nutzung der bereits vorhandenen Ausspeisekapazitäten in der bisherigen Höhe angesetzt.

Frankreich

Grenzübergangspunkt Medelsheim

Das französische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Medelsheim mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Der Grenzübergangspunkt Medelsheim dient heute der Übergabe von H-Gas nach Frankreich.

Gemäß der Verpflichtung zur nachfrageorientierten Bewirtschaftung gemäß § 15 (3) EnWG steht die Ausspeise-FZK nach Frankreich am Punkt Medelsheim grundsätzlich in Konkurrenz zur Inlandsnachfrage an internen Bestellungen bzw. für systemrelevante Gaskraftwerke in der betroffenen Region. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen die Transportkunden darauf hin, dass Ausspeise-FZK, die in der Jahresauktion 2016 an diesem Punkt angeboten, aber nicht gebucht wird, unter Umständen zur Befriedigung von internen Bestellungen vom Punkt Medelsheim im Verlauf des Jahres 2016 wegverlagert werden kann.

GRTgaz Frankreich hat in den TYNDP 2015 das Projekt „Reverse capacity from France to Germany at Obergailbach“ eingebracht (TRA-N-047). Mit diesem Projekt soll ab 2022 am Grenzübergangspunkt Medelsheim die Übergabe von H-Gas in Höhe von 100 GWh/d von Frankreich nach Deutschland geschaffen werden. Derzeit wird die technische Realisierbarkeit einer industriellen Deodorierungsanlage sowie die Projekt-Wirtschaftlichkeit von GRTgaz Frankreich untersucht. Eine endgültige Investitionsentscheidung ist noch nicht getroffen.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Medelsheim in der Quellenverteilung angesetzt. Die Höhe der zu übernehmenden Leistungen haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 auf Basis der oben genannten Kriterien ermittelt. Die detaillierten Ausführungen hierzu finden sich in Kapitel 6.4.

6.3.2 Region Süd-/ Südosteuropa

Schweiz

Das schweizerische Transportsystem ist an den Grenzübergangspunkten Wallbach sowie RC Thayngen-Fallentor und RC Basel mit dem NCG-Marktgebiet verbunden.

Grenzübergangspunkt Wallbach

Das schweizerische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Wallbach mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Der Grenzübergangspunkt Wallbach dient heute der Übergabe von H-Gas in die Schweiz und weiter nach Italien.

Gemäß den Stellungnahmen der FluxSwiss Sagl und der Snam S.p.A. zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 werden an der deutsch-schweizerischen Grenze durch das Reverse-Flow-Projekt von Italien über die Schweiz nach Deutschland am Grenzübergangspunkt Wallbach Einspeisekapazitäten von bis zu 18 GWh/h zur Verfügung gestellt. Es handelt sich dabei um ein gemeinsames Projekt von Snam Rete Gas, FluxSwiss und Fluxys TENP im Status FID mit korrespondierenden Ausspeisekapazitäten am Punkt Passo Gries.

Somit wird erwartet, dass an diesem Grenzübergangspunkt mit einer Flussumkehr durch zusätzliche Gasmengen aus der Region Süd/ Südost zu rechnen ist.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Wallbach in der Quellenverteilung angesetzt. Die Höhe der zu übernehmenden Leistungen haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 auf Basis der oben genannten Kriterien ermittelt. Die detaillierten Ausführungen hierzu finden sich in Kapitel 6.4.

Die folgenden Gründe haben die Fernleitungsnetzbetreiber dazu bewogen, eine Änderung der Zuordnung der Gaskraftwerke in Karlsruhe zum Punkt Wallbach vorzunehmen (vgl. Tabelle 9 und Tabelle 10 in Kapitel 3.2.2). Die BNetzA hatte in der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 vom 16.10.2013 eine Berücksichtigung des Punktes Wallbach als Zuordnungspunkt unter der Bedingung gestattet, dass sich an dem genannten Grenzübergangspunkt zukünftig ein hinreichend liquider Handelsmarkt entwickelt und ein unmittelbarer Zugang zu einem Handelsmarkt im Nachbarland besteht. Die BNetzA sah zum damaligen Zeitpunkt die Voraussetzungen für Wallbach jedoch als nicht erfüllt an.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind der Auffassung, dass sich die Situation am Italienischen und Schweizerischen Gasmarkt seit der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 bezüglich der o.g. Bedingungen geändert hat bzw. in naher Zukunft ändern wird. So wird z. B. in [European Spot Gas Markets 2016] eine steigende Liquidität des italienischen virtuellen Handelspunktes (PSV) aufgezeigt, die sich u. a. aus einem Wachstum des gehandelten Volumens und der steigenden Anzahl der aktiven Händler ableiten lässt. Darüber hinaus ist das Angebot der Produkte verbessert worden.

Anhand der Kriterien aus dem Gas Target Model kann ein Nachweis des funktionierenden Gasmarktes in Italien erbracht werden. Im "EUROPEAN GAS TARGET MODEL REVIEW AND UPDATE" [ACER 2015] werden die genannten Kriterien bereits basierend auf den Daten von 2013 nahezu erfüllt. Die Erkenntnisse durch frontier economics und e-bridge im Rahmen einer Studie für das schweizerische BUNDESAMTS FÜR ENERGIE (BFE) vom November 2015 bestätigen diese Entwicklung [BFE 2015]. Diese Studie soll ferner Grundlagen für die Erarbeitung eines Gesetzentwurfs zur Festlegung der (regulatorischen) Rahmenbedingungen für den Schweizer Gasmarkt schaffen und Empfehlungen zur Einführung eines Entry-Exit-Systems in der Schweiz geben.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind der Auffassung, dass aus den o. g. Gründen eine Zuordnung der Gaskraftwerke in Karlsruhe zum Punkt Wallbach gerechtfertigt ist. Die Tatsache, dass die Zuordnung der beiden Gaskraftwerke in Karlsruhe zum

Grenzübergangspunkt Medelsheim zu ineffizienten Ausbaumaßnahmen führt, stützt diese Auffassung der Fernleitungsnetzbetreiber. Eine Zuordnung zum Punkt Wallbach erfordert dahingegen im Vergleich zu Medelsheim keine zusätzlichen Ausbaumaßnahmen.

Neben den o. g. Gründen für eine Berücksichtigung des Grenzübergangspunkts Wallbach in der Quellenverteilung aufgrund diverser Reverse-Flow-Projekte in Italien und der Schweiz sprechen zudem die bereits in der Umsetzung befindlichen Leitungsbauprojekte wie TAP/ TANAP, die Gas aus dem kaspischen Raum nach Südeuropa antransportieren. Ein weiterer Indikator für eine Zunahme der physischen Gasmengen, die im Großraum Italien/ Schweiz aus Richtung Süden kommen werden, ist die Schaffung der Möglichkeit Gas von der Schweiz in Richtung Frankreich zu transportieren. Der Reverse-Flow am Grenzübergang Oltingue soll bereits 2018 fertiggestellt werden.

Grenzübergangspunkt RC Basel

Bei dem Grenzübergangspunkt RC Basel handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt für das Stadtgebiet Basel. Da es sich um ein odoriertes Netz handelt und keine adäquate Anbindung zum Fernleitungsnetz der Schweiz besteht, ist eine Reversierung nicht vorgesehen.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt RC Basel nicht zur Verfügung.

Grenzübergangspunkt RC Thayngen-Fallentor

Bei dem Grenzübergangspunkt RC Thayngen-Fallentor handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt für die Ostschweiz. Da es sich um ein odoriertes Netz handelt und keine adäquate Anbindung zum Fernleitungsnetz der Schweiz besteht, ist eine Reversierung nicht vorgesehen.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt RC Thayngen-Fallentor nicht zur Verfügung.

Österreich

Das österreichische Transportsystem ist an den Grenzübergangspunkten RC Lindau, Pfronten, Kiefersfelden, Überackern, Überackern 2 und Oberkappel mit dem NCG-Marktgebiet verbunden.

Darüber hinaus sind die in Österreich gelegenen Speicher Haidach und 7Fields an den Speicheranschlusspunkten Haiming 1 bzw. Haiming 2 direkt mit dem deutschen Fernleitungsnetz verbunden. Zudem ist der Speicher 7Fields am Speicheranschlusspunkt Überackern 7Fields indirekt über die Penta West bei Überackern mit dem deutschen Fernleitungsnetz verbunden.

Grenzübergangspunkt RC Lindau

Bei dem Grenzübergangspunkt RC Lindau handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt zur Versorgung Voralbergs, Liechtensteins und Graubündens.

Diese Gebiete haben keine adäquate Verbindung mit anderen Fernleitungsnetzen.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt RC Lindau nicht zur Verfügung.

Grenzübergangspunkt Pfronten

Das österreichische Marktgebiet Tirol ist an dem Grenzübergangspunkt Pfronten mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Bei dem Grenzübergangspunkt Pfronten handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt zu einem Verteilernetzbetreiber im österreichischen Marktgebiet Tirol. Dieses Verteilernetzgebiet hat keine Verbindung mit anderen Netzen.

Die Grenzübergangspunkte Kiefersfelden (bayernets) und Pfronten sind von der bayernets zu der Ausspeisezone Kiefersfelden-Pfronten zusammengefasst.

Der für das Marktgebiet Tirol zuständige Verteilernetzmanager des Marktgebiets Tirol Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) hat der bayernets für diese Ausspeisezone einen Kapazitätsengpass in Höhe von 215.000 kWh/h ab 2016 gemeldet und dieser Zusatzbedarf wurde in den TYNDP 2015 eingebracht.

Dieser Zusatzbedarf an Ausspeiseleistung von Deutschland nach Österreich wird gemäß der Inputliste im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2016 berücksichtigt.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt Pfronten nicht zur Verfügung.

Grenzübergangspunkt Kiefersfelden

Das österreichische Marktgebiet Tirol ist bei Kiefersfelden über den Grenzübergangspunkt Kiefersfelden (bayernets) und den Grenzübergangspunkt Kiefersfelden/ Kufstein (OGE) mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Die Grenzübergangspunkte Kiefersfelden (bayernets) und Pfronten sind von der bayernets zu der Ausspeisezone Kiefersfelden-Pfronten zusammengefasst. OGE vermarktet Kapazitäten an diesem Punkt unter Verwendung der Bezeichnung „Kiefersfelden-Kufstein“.

Bei dem Grenzübergangspunkt Kiefersfelden handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt zu einem Verteilernetzbetreiber des österreichischen Marktgebiets Tirol. Dieses Verteilernetz hat keine Verbindung mit anderen Fernleitungsnetzen.

Der für das Marktgebiet Tirol zuständige Verteilernetzmanager des Marktgebiets Tirol Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) hat der bayernets für diese Ausspeisezone einen Kapazitätsengpass in Höhe von 215.000 kWh/h ab 2016 gemeldet und dieser Zusatzbedarf wurde in den TYNDP 2015 eingebracht.

Dieser Zusatzbedarf an Ausspeiseleistung von Deutschland nach Österreich wird gemäß der Inputliste im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2016 berücksichtigt.

Einspeisemengen für Deutschland stehen an dem Grenzübergangspunkt Kiefersfelden nicht zur Verfügung.

Grenzübergangspunkt Überackern 2

Das österreichische Transportsystem ist am Grenzübergangspunkt Überackern 2 (bayernets) mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Der Grenzübergangspunkt Überackern 2 wird bidirektional betrieben.

Gas Connect Austria GmbH (GCA) hat der bayernets für den Grenzübergangspunkt Überackern 2 (Überackern-SÜDAL) einen Bedarf an zusätzlichen FZK-Kapazitäten (Exit Deutschland/ Entry Österreich) in Höhe von 214.477 Nm³/h (rund 2.400.000 kWh/h) inkl. Erhöhung des Übergabedruckes auf 83 barg angekündigt und in den TYNDP 2015 eingebracht. Dieser Zusatzbedarf wird durch aktuelle Transportanfragen bei bayernets

bestätigt und kann jedoch ohne Netzausbau nur als beschränkt zuordenbare Kapazität (BZK) dargestellt werden.

Im Zusammenhang mit den derzeit geführten Diskussionen zur Versorgungssicherheit in Osteuropa und der Ukraine sind bei sehr kalten Temperaturen eher Flüsse in Richtung Südosten zu erwarten.

Daher wird in Spitzenlastszenarien zusätzlich zu den Gasmengen für das zugeordnete Gaskraftwerk kein Gasfluss von Österreich nach Deutschland angesetzt und keine zusätzlichen Einspeisekapazitäten in der Quellenverteilung berücksichtigt. Die detaillierten Ausführungen hierzu finden sich in Kapitel 6.4.

Grenzübergangspunkt Überackern

Das österreichische Transportsystem ist am Grenzübergangspunkt Überackern mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. bayernets vermarktet Kapazitäten an diesem Punkt unter Verwendung der Bezeichnung „Überackern/ ABG“. OGE vermarktet Kapazitäten an diesem Punkt unter Verwendung der Bezeichnung „Überackern“.

Der Grenzübergangspunkt Überackern ist ein reiner Einspeisepunkt nach Deutschland.

Im Zusammenhang mit den derzeit geführten Diskussionen zur Versorgungssicherheit in Osteuropa und der Ukraine sind bei sehr kalten Temperaturen eher Flüsse in Richtung Südosten zu erwarten.

Daher wird in Spitzenlastszenarien zusätzlich zu den Gasmengen für die zugeordneten Gaskraftwerke kein Gasfluss von Österreich nach Deutschland angesetzt und keine zusätzlichen Einspeisekapazitäten in der Quellenverteilung berücksichtigt. Die detaillierten Ausführungen hierzu finden sich in Kapitel 6.4.

Grenzübergangspunkt Oberkappel

Der Grenzübergangspunkt Oberkappel wird zurzeit bidirektional betrieben.

Im Zusammenhang mit den derzeit geführten Diskussionen zur Versorgungssicherheit in Osteuropa und der Ukraine sind bei sehr kalten Temperaturen eher Flüsse in Richtung Südosten zu erwarten.

Daher wird in Spitzenlastszenarien kein Gasfluss von Österreich nach Deutschland angesetzt und keine zusätzlichen Einspeisekapazitäten in der Quellenverteilung berücksichtigt.

Tschechische Republik

Das tschechische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Waidhaus mit dem NCG-Marktgebiet und an den Grenzübergangspunkten Brandov-STEGAL, Olbernhau II, Deutschneudorf und Deutschneudorf Ausspeisung mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden.

Grenzübergangspunkt Waidhaus

Der Grenzübergangspunkt Waidhaus dient heute der Übernahme von H-Gas aus der Tschechischen Republik.

Den Fernleitungsnetzbetreibern liegen keine Hinweise vor, die eine signifikante Erhöhung der Import-Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Waidhaus rechtfertigen würden. Im Gegenteil deuten die derzeit geführten Diskussionen im Zusammenhang mit der

Versorgungssicherheit in Osteuropa und der Ukraine eher den Ansatz von Flussrichtungen in Richtung Osten an.

Dies wird auch anhand der Aufforderung des Ministeriums für Industrie und Handel der Tschechischen Republik an den tschechischen Transportnetzbetreiber NET4GAS deutlich, Maßnahmen zu ergreifen, um physikalischen Reverse-Flow entlang der Transitzkorridore aus Deutschland in die Tschechische Republik sicherzustellen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2015 untersucht, welche technischen Maßnahmen für eine Flussumkehr der Grenzübergangsstation Waidhaus (MEGAL) erforderlich sind und die entsprechend identifizierte Netzausbaumaßnahme mit der ID 304-01 in den Netzausbauvorschlag eingestellt. Diese Netzausbaumaßnahme ist auch in den Netzausbauvorschlag für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 aufgenommen worden.

Die Nutzung der bereits vorhandenen Einspeisekapazitäten wird in der bisherigen Höhe angesetzt.

Grenzübergangspunkt Brandov-STEAL

Der Grenzübergangspunkt Brandov-STEAL dient der Übernahme von H-Gas aus der Tschechischen Republik.

Es sind weder aus der Region Nordost noch aus der Region Süd/ Südost Ausbaumaßnahmen geplant (vgl. TYNDP 2015).

Daher wird die Nutzung der bereits vorhandenen Einspeisekapazitäten in der bisherigen Höhe angesetzt.

Grenzübergangspunkt Olbernhau II

Der Grenzübergangspunkt Olbernhau II dient der Übergabe von H-Gas in die Tschechische Republik.

Es sind weder aus der Region Nordost noch aus der Region Süd/ Südost (Transport nach Baumgarten) Ausbaumaßnahmen geplant (vgl. TYNDP 2015).

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt Olbernhau II nicht zur Verfügung.

Grenzübergangspunkt Deutschneudorf

Der Grenzübergangspunkt Deutschneudorf dient der Übernahme von H-Gas aus der Tschechischen Republik.

Es sind weder aus der Region Nordost noch aus der Region Süd/ Südost Ausbaumaßnahmen geplant (vgl. TYNDP 2015).

Daher wird die Nutzung der bereits vorhandenen Einspeisekapazitäten in der bisherigen Höhe angesetzt.

Grenzübergangspunkt Deutschneudorf Ausspeisung

Der Grenzübergangspunkt Deutschneudorf Ausspeisung dient der Übergabe von H-Gas in die Tschechische Republik.

Es sind weder aus der Region Nordost noch aus der Region Süd/ Südost (Transport nach Baumgarten) Ausbaumaßnahmen geplant (vgl. TYNDP 2015).

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt Deutschneudorf Ausspeisung nicht zur Verfügung.

6.3.3 Region Nordosteuropa

Polen

Das polnische Transportsystem ist an den Grenzübergangspunkten Lasow, Gubin, Mallnow und Kamminke mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden.

Grenzübergangspunkt Lasow

Der Grenzübergangspunkt Lasow dient der Übergabe von H-Gas nach Polen. Derzeit ist eine Nutzung als Entry nur im virtuellen Gegenstrom möglich.

ONTRAS und GAZ-SYSTEM verhandeln bzgl. der Weiterentwicklung der Transportkapazitäten und des bidirektionalen Transports an diesem Grenzübergangspunkt. Kurzfristig werden an diesem Exit operativ auf Monatsbasis zusätzliche Kapazitäten in Richtung Polen zur Verfügung gestellt. Eine mittelfristige Perspektive als zusätzliche H-Gas-Quelle für Deutschland eröffnet sich erst nach Schaffung der Voraussetzungen für einen physischen Reverse-Flow auf polnischer und deutscher Seite.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt Lasow derzeit nicht zur Verfügung.

Grenzübergangspunkt Gubin

Bei dem Grenzübergangspunkt Gubin handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt zur Inselversorgung der Region Gubin.

Dieses Gebiet hat keine Verbindung zu anderen Fernleitungsnetzen.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt Gubin nicht zur Verfügung.

Grenzübergangspunkt Mallnow

Der Grenzübergangspunkt Mallnow wird bidirektional betrieben.

Es sind keine Ausbaumaßnahmen in Polen in Ost-West-Richtung geplant (vgl. TYNDP 2015).

Daher wird die Nutzung der bereits vorhandenen Einspeisekapazitäten in der bisherigen Höhe angesetzt.

Grenzübergangspunkt Kamminke

Bei dem Grenzübergangspunkt Kamminke handelt es sich um einen reinen Einspeisepunkt zur Inselversorgung der Insel Usedom.

Dieses Gebiet hat keine Verbindung zu anderen Fernleitungsnetzen.

Daher wird die Nutzung der bereits vorhandenen Einspeisekapazitäten in der bisherigen Höhe angesetzt.

Russische Föderation

Grenzübergangspunkt Greifswald

Das russische Export-System Nord Stream ist an dem Grenzübergangspunkt Greifswald mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden. Der Grenzübergangspunkt Greifswald dient der Übernahme von H-Gas-Mengen aus der russischen Föderation.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen analog zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2016 weiter davon aus, dass durch die beiden bestehenden Nord Stream-Stränge rund 5 bcm/a zusätzlich bereitgestellt werden können.

Nord Stream-Erweiterung

In einer Pressemitteilung vom 18.06.2015 hat Gazprom mitgeteilt, dass geplant ist, die Nord Stream um zwei weitere Stränge auszubauen [Gazprom 2015]. Hierzu wurde eine entsprechende Absichtserklärung zwischen Gazprom, E.ON, Royal Dutch Shell, Engie, OMV und Wintershall unterzeichnet.

Korrespondierend zu dieser Pressemitteilung gibt es eine aktualisierte zeitlich nicht konkretisierte und unverbindliche Anfrage eines Transportkunden nach zusätzlichen Entry-Kapazitäten aus einer erweiterten Nord Stream in Höhe von rund 65 bcm/a. Die Erweiterung der Nord Stream wurde bei der Konsultation des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 in vielen Stellungnahmen unterstützt.

Daher wird der Raum Greifswald in der Quellenverteilung angesetzt. Die Höhe der zu übernehmenden Leistungen haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 auf Basis der oben genannten Kriterien ermittelt. Die detaillierten Ausführungen hierzu finden sich in Kapitel 6.4.

Dänemark

Grenzübergangspunkt Ellund

Das dänische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Ellund mit dem NCG-Marktgebiet und dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden. Dieser Grenzübergangspunkt wird bidirektional betrieben.

Die dänische Gasproduktion in der Nordsee hat in der Vergangenheit den Markt in Dänemark und Schweden versorgt, Exporte gingen nach Deutschland und in die Niederlande. Die dänische Gasproduktion ist seit einigen Jahren rückläufig. Die Produktionsmenge wird nach Einschätzung der energienet.dk [ENERGINET 2015] und der Danish Energy Agency bis 2025 auf etwa die Hälfte der aktuellen Produktion zurückgehen. Für den gleichen Zeitraum liegt die Prognose für den Rückgang der Bedarfsmengen in Dänemark und Schweden bei etwa -20 %.

Der Grenzübergangspunkt in Ellund zwischen Dänemark und Deutschland wird saisonal in Entry- oder Exit-Richtung beschäftigt. Im Jahr 2013 lag das erste Mal ein Netto Export in Richtung Dänemark vor. Für den Betrachtungszeitraum des Netzentwicklungsplans Gas 2016 ist davon aus zu gehen, dass der Netto Export weiter ansteigen wird.

Daher wird in Spitzenlastszenarien kein Gasfluss von Dänemark nach Deutschland angesetzt und keine zusätzlichen Einspeisekapazitäten in der Quellenverteilung berücksichtigt.

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

Der sich aus der H-Gas-Bilanz für die Jahre 2022 und 2027 in den Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2 ergebende Zusatzbedarf wird im Folgenden auf die Marktgebiete und Zuordnungspunkte aufgeteilt.

Modellierungsvariante Q.1

In der Modellierungsvariante Q.1 ergibt sich gemäß Tabelle 38 für den H-Gas-Bereich des Marktgebiets GASPOOL für das Jahr 2022 ein Überschuss in Höhe von 0,9 GWh/h und für das Jahr 2027 ein Zusatzbedarf von 0,6 GWh/h. Für den H-Gas-Bereich des Marktgebiets NCG beträgt der Zusatzbedarf in 2022 rund 24,0 GWh/h und in 2027 etwa 37,8 GWh/h.

Anhand der Quellenverteilung werden zusätzliche Einspeiseleistungen über den Raum Greifswald nach Deutschland für das Marktgebiet GASPOOL angesetzt. Analog hierzu werden zusätzliche Einspeiseleistungen im NCG-Marktgebiet über die Grenzübergangspunkte Eynatten, Medelsheim, Überackern und Wallbach eingeplant (vgl. Tabelle 38).

Für das Betrachtungsjahr 2022 ergibt sich für das NCG-Marktgebiet aus der Quellenverteilung eine Unterdeckung in Höhe von 2,5 GWh/h. Diese kann aus dem sich für das Marktgebiet GASPOOL ergebenden Überschuss in Höhe von 2,5 GWh/h gedeckt werden. Die entsprechenden Mengen werden zusätzlich über die NOWAL in Drohne vom GASPOOL- ans NCG-Marktgebiet übergeben. In 2027 weist das NCG-Marktgebiet einen Zusatzbedarf von 2,1 GWh/h auf, der durch die Übergabe der betragsgleichen Überdeckung im GASPOOL-Marktgebiet gedeckt werden kann. Die Übergabe wird ebenfalls über die NOWAL in Drohne realisiert (vgl. Tabelle 38).

Tabelle 38: H-Gas-Leistungsbilanz Q.1 für die Jahre 2022 und 2027

Modellierungsvariante Q.1, Angaben in GWh/h	2022		2027	
	GASPOOL	NCG	GASPOOL	NCG
Summe Exit (Bedarf)	-153,1	-231,4	-159,8	-257,1
Summe Entry	172,4	189,0	180,7	197,7
Entry GÜP und Produktion	107,4	108,8	107,3	108,8
Entry Speicher	65,0	80,3	73,4	89,0
Saldo	19,2	-42,3	20,9	-59,3
Marktgebietsaustausch über bestehende MÜP	-18,3	18,3	-21,5	21,5
Überdeckung Variante Q.1	0,9	-24,0	-0,6	-37,8
H-Gas-Zusatzbedarf Q.1 für Quellenverteilung	23,1		38,4	
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs über die H-Gas-Quellenverteilung:				
Summe	23,1		38,4	
Region Nordost (7 %)	1,6		2,7	
Region West/ Südwest (34 %)	7,9		13,1	
Region Süd/ Südost (59 %)	13,6		22,7	
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs in den Regionen:				
Summe Region Nordost	1,6		2,7	
keine Kraftwerke, Zuordnungspunkt: ---	---	---	---	---
davon Raum Greifswald	1,6	---	2,7	---
Summe Region West/ Südwest	7,9		13,1	
davon Kraftwerk Scholven, Zuordnungspunkt: Eynatten (OGE)	---	0,9	---	0,9
davon Medelsheim	---	1,7	---	1,7
davon Eynatten	---	5,3	---	10,5
Summe Süd/ Südost	13,6		22,7	
davon Rheinhafen-Dampfkraftwerk RDK 4S, Zuordnungspunkt: Wallbach* (OGE)	---	0,7	---	0,7
davon Kraftwerk GuD RDK (Karlsruhe), Zuordnungspunkt: Wallbach* (OGE)	---	0,9	---	0,9
davon Kraftwerk CCPP Haiming Block 1+2, Zuordnungspunkt: Überackern (bn)	---	1,5	---	1,5
davon Kraftwerk Leipheim, Zuordnungspunkt: Überackern (bn)	---	1,2	---	1,2
davon Kraftwerk UPM Dampfkraftwerk, Zuordnungspunkt: Überackern (bn)	---	0,045	---	0,045
davon Wallbach	---	9,2	---	18,3
Zusätzlicher Austausch zwischen den Marktgebieten in Drohne (GASCADE/ OGE)	-2,5	2,5	-2,1	2,1

* Die ursprüngliche Zuordnung des Kraftwerks Karlsruhe zum Zuordnungspunkt Medelsheim wird durch eine Zuordnung zum Grenzübergangspunkt Wallbach ersetzt. Die Begründung erfolgt in Kapitel 6.3.2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Modellierungsvariante Q.2

In der Modellierungsvariante Q.2 werden die H-Gas-Leistungsbilanzen analog zur Modellierungsvariante Q.1 gebildet, allerdings mit einer modifizierten Quellenverteilung auf die Regionen. Des Weiteren erklären sich Unterschiede im Gesamtbedarf und den Entry-Mengen im GASPOOL-Marktgebiet damit, dass ab 2020 bilanziell in Q.2 mit einem Exit von rund 1,5 GWh/h und einem Entry von 0 GWh/h in Oude Statenzijl gerechnet wird. In Q.1 wird der Grenzübergangspunkt hingegen als Entry genutzt.

In der Modellierungsvariante Q.2 ergibt sich gemäß Tabelle 39 für den H-Gas-Bereich des Marktgebiets GASPOOL für das Jahr 2022 ein Zusatzbedarf in Höhe von 3,3 GWh/h und für das Jahr 2027 ein Zusatzbedarf von 4,8 GWh/h. Für den H-Gas-Bereich des Marktgebiets NCG beträgt der Zusatzbedarf in 2022 rund 24,0 GWh/h und in 2027 etwa 37,8 GWh/h.

Anhand der Quellenverteilung werden zusätzliche Einspeiseleistungen über den Raum Greifswald nach Deutschland für das Marktgebiet GASPOOL angesetzt. Analog hierzu werden zusätzliche Einspeiseleistungen im NCG-Marktgebiet über die Grenzübergangspunkte Eynatten, Medelsheim, Überackern und Wallbach eingeplant (vgl. Tabelle 39).

Für das Betrachtungsjahr 2022 ergibt sich für das NCG-Marktgebiet aus der Quellenverteilung eine Unterdeckung in Höhe von 8,2 GWh/h. Diese kann aus dem sich für das Marktgebiet GASPOOL ergebenden Überschuss in Höhe von 8,2 GWh/h gedeckt werden. Die entsprechenden Mengen werden zusätzlich über die NOWAL in Döhne vom GASPOOL- ans NCG-Marktgebiet übergeben. In 2027 weist das NCG-Marktgebiet einen Zusatzbedarf von 13,1 GWh/h auf, der durch die Übergabe der betragsgleichen Überdeckung im GASPOOL-Marktgebiet gedeckt werden kann. Die Übergabe wird ebenfalls über die NOWAL in Döhne realisiert (vgl. Tabelle 39).

Tabelle 39: H-Gas-Leistungsbilanz Q.2 für die Jahre 2022 und 2027

Modellierungsvariante Q.2, Angaben in GWh/h	2022		2027	
	GASPOOL	NCG	GASPOOL	NCG
Summe Exit (Bedarf)	-154,6	-231,4	-161,3	-257,1
Summe Entry	169,7	189,0	178,0	197,7
Entry GÜP und Produktion	104,7	108,8	104,6	108,8
Entry Speicher	65,0	80,3	73,4	89,0
Saldo	15,0	-42,3	16,7	-59,3
Marktgebietsaustausch über bestehende MÜP	-18,3	18,3	-21,5	21,5
Überdeckung Variante Q.2	-3,3	-24,0	-4,8	-37,8
H-Gas-Zusatzbedarf Q.2 für Quellenverteilung	27,3		42,6	
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs über die H-Gas-Quellenverteilung:				
Summe	27,3		42,6	
Region Nordost (42 %)	11,5		17,9	
Region West/ Südwest (32 %)	8,7		13,6	
Region Süd/ Südost (26 %)	7,1		11,1	
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs in den Regionen:				
Summe Region Nordost	11,5		17,9	
keine Kraftwerke, Zuordnungspunkt: ---	---	---	---	---
davon Raum Greifswald	11,5	---	17,9	---
Summe Region West/ Südwest	8,7		13,6	
davon Kraftwerk Scholven, Zuordnungspunkt: Eynatten (OGE)	---	0,9	---	0,9
davon Medelsheim	---	1,7	---	1,7
davon Eynatten	---	6,2	---	11,1
Summe Süd/ Südost	7,1		11,1	
davon Rheinhafen-Dampfkraftwerk RDK 4S, Zuordnungspunkt: Wallbach* (OGE)	---	0,7	---	0,7
davon Kraftwerk GuD RDK (Karlsruhe), Zuordnungspunkt: Wallbach* (OGE)	---	0,9	---	0,9
davon Kraftwerk CCPP Haiming Block 1+2, Zuordnungspunkt: Überackern (bn)	---	1,5	---	1,5
davon Kraftwerk Leipheim, Zuordnungspunkt: Überackern (bn)	---	1,2	---	1,2
davon Kraftwerk UPM Dampfkraftwerk, Zuordnungspunkt: Überackern (bn)	---	0,045	---	0,045
davon Wallbach	---	2,7	---	6,7
Zusätzlicher Austausch zwischen den Marktgebieten in Drohne (GASCADE/ OGE)	-8,2	8,2	-13,1	13,1

* Die ursprüngliche Zuordnung des Kraftwerks Karlsruhe zum Zuordnungspunkt Medelsheim wird durch eine Zuordnung zum Grenzübergangspunkt Wallbach ersetzt. Die Begründung erfolgt in Kapitel 6.3.2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen an dieser Stelle darauf hin, dass es sich bei den in Tabelle 38 und Tabelle 39 genannten Werten nicht zwangsläufig um zusätzliche – über die bereits bestehenden TVK hinausgehende – feste Kapazitäten handelt. Zur Deckung der Leistungsbilanz werden vorrangig bestehende Kapazitäten genutzt. Die Bezeichnung „Zusatzbedarf“ ist für diese Grenzübergangspunkte so zu verstehen, dass es sich um Leistungen handelt, die bilanziell zur Spitzenlastdeckung erforderlich sind und damit nicht ganzjährig benötigt werden. Im Wesentlichen werden Grenzübergangspunkte herangezogen, die sowohl in Einspeise- als auch in Ausspeiserichtung beschäftigt werden können, so dass faktisch für diese Grenzübergangspunkte eine Verringerung der Ausspeiseleistung angesetzt werden kann und somit ein zusätzlicher Netzausbau vermieden wird.

7 Ergebnisse der Modellierung

7.1 Zusätzliche Anforderungen durch Verteilernetzbetreiber, Gaskraftwerke und Speicher

Neben dem in Kapitel 5 ermittelten zusätzlichen H-Gas-Bedarf für die L-H-Gas-Umstellung werden die Netzausbaumaßnahmen wesentlich durch den Mehrbedarf von Verteilernetzbetreibern, Gaskraftwerken und Speichern bedingt. Im Folgenden werden die geänderten und zusätzlichen Anforderungen aus diesen Segmenten noch einmal im Überblick dargestellt, bevor dann in Kapitel 7.2 die Ergebnisse der Modellierung vorgestellt werden.

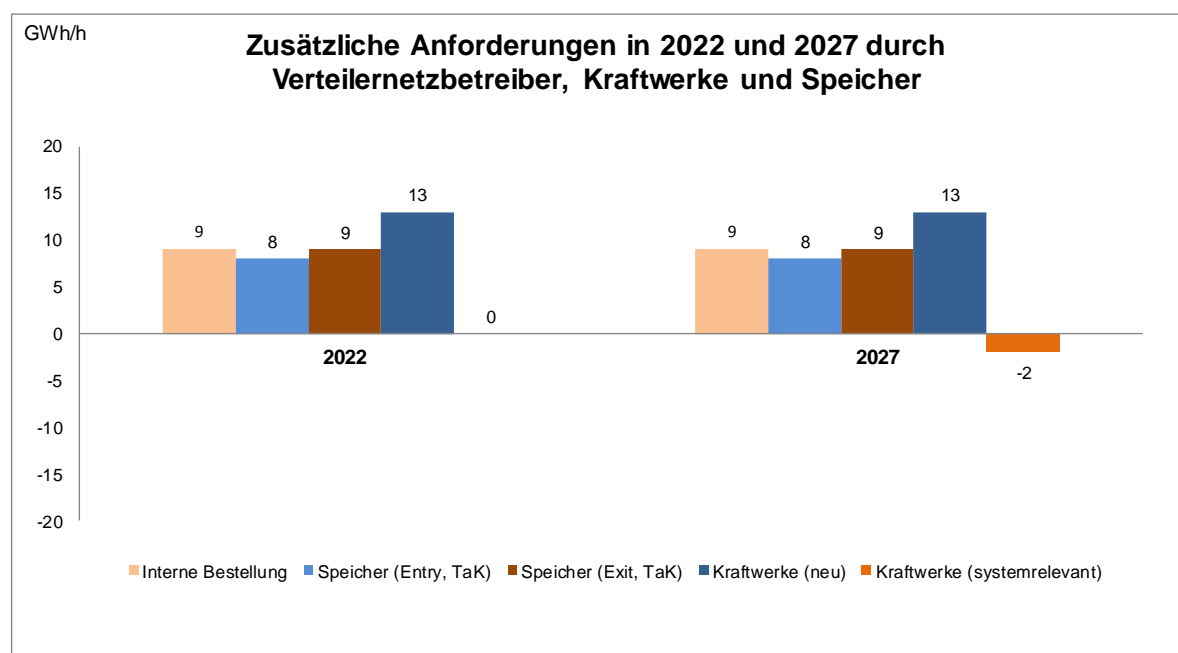
Die Modellierung der internen Bestellung der Verteilernetzbetreiber erfolgt dabei mit der plausibilisierten Langfristprognose bis 2021, danach wird der Bedarf bis 2026 konstant fortgeschrieben.

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

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

Für die Jahre 2022 und 2027 ergeben sich die in Abbildung 38 sowie in Tabelle 40 dargestellten Änderungen hinsichtlich der internen Bestellungen, Speicher und Gaskraftwerke:

Abbildung 38: Zusätzliche Anforderungen in 2022 und 2027 durch Verteilernetzbetreiber, Gaskraftwerke und Speicher



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Einzelnen stellt sich die Entwicklung wie folgt dar:

Tabelle 40: Zusätzliche Anforderungen in 2022 und 2027 durch Verteilernetzbetreiber, Gaskraftwerke und Speicher (Angaben in MWh/h)

Segment/ Name	Gas-qualität	Fernleitungs-netzbetreiber	2022	2027
Verteilernetzbetreiber			9.315	9.695
Summe	H-Gas	Alle	6.188	6.188
Summe	L-Gas	Alle	3.127	3.507
Gaskraftwerke (Neubau)			12.980	12.980
Niehl IIIa	L-Gas	OGE	580	580
GuD Leverkusen	H-Gas	GASCADE	1.181	1.181
CCPP Haiming	H-Gas	bayernets	1.460	1.460
Wedel	H-Gas	GUD	865	865
Gasmotorenheizkraftwerk Kiel	H-Gas	GUD	555	555
KW Leipheim	H-Gas	bayernets	1.233	1.233
KW VW, Wolfsburg	L-Gas	GUD	200	200
GuD-KW Herne	H-Gas	Thyssengas	1.600	1.600
KW Gundelfingen	H-Gas	bayernets	3.500	3.500
Kraftwerk Scholven	H-Gas	OGE	866	866
Karlsruhe	H-Gas	OGE	940	940
Gaskraftwerke (Systemrelevant)			0	-1.914
Staudinger 4	H-Gas	OGE	0	-1.914
Speicher (Entry)			8.077	8.077
Kiel Rönne	H-Gas	GUD	1.800	1.800
Haidach	H-Gas	OGE	4.731	4.731
Haiming 2-RAGES/bn	H-Gas	bayernets	675	675
Inzenham-West	H-Gas	bayernets	223	223
Erweiterung Haiming 2-RAGES/bn	H-Gas	bayernets	648	648
Speicher (Exit)			8.586	8.586
Kiel Rönne	H-Gas	GUD	1.260	1.260
Haidach	H-Gas	OGE	4.361	4.361
Haiming 2-RAGES/bn	H-Gas	bayernets	675	675
Empelde	L-Gas	Nowega	1.635	1.635
Inzenham-West	H-Gas	bayernets	223	223
Erweiterung Haiming 2-RAGES/bn	H-Gas	bayernets	432	432

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.2 Modellierungsergebnisse

Die Modellierungsergebnisse der Variante Q.1 werden im Kapitel 7.2.1, die Modellierungsergebnisse der Variante Q.2 in Kapitel 7.2.2 dargestellt.

7.2.1 Modellierungsvariante Q.1

Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse der Variante Q.1 für die Jahre 2022 und 2027 beschrieben. Hierbei werden die Unterschiede gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015¹ hervorgehoben. Grundsätzlich wird dabei eine Einteilung in die nachfolgenden vier Kategorien vorgenommen:

- A) Unveränderte Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015
Maßnahmen mit Änderungen, die sich nicht auf Grund der Ergebnisse der Modellierung ergeben, werden unter A) aufgelistet. Hierzu gehören z. B. Änderungen hinsichtlich Kosten, Standort einer Maßnahme und die damit verbundene Umbenennung, Inbetriebnahmetermine (z. B. auf Grund aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellung), der Aufteilung einer Maßnahme auf Leitung und GDRM-Anlage oder der Aufteilung einer Maßnahme zur klaren Zuordnung zu Assets, die sich in unterschiedlichem Eigentum der Fernleitungsnetzbetreiber befinden.
- B) Veränderte Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015
Maßnahmen, bei denen sich wesentliche Änderungen an den technischen Auslegungsparametern (Leitungslänge und -durchmesser, Druckstufe, Anlagenleistung) ergeben haben, werden unter B) aufgelistet.
- C) Zusätzliche Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015
- D) Entfallene Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015

Innerhalb einer Kategorie wird dann noch in jeweiligen Unterkapiteln zwischen den Jahren 2022 und 2027 unterschieden. Eine Beschreibung der Maßnahmen des Netzausbauvorschlages der Fernleitungsnetzbetreiber findet sich in Anlage 6 (Maßnahmensteckbriefe).

A) Unveränderte Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 sind unverändert Ergebnis der Modellierungsvariante Q.1 für das Jahr 2022:

- 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 028-04a, separate Ausweisung der GDRM-Anlage)
- GDRM-Anlage Finsing 3 (ID 028-04b, separate Ausweisung der GDRM-Anlage)
- VDS Wertingen (VDS Amerdingen/ Wertingen) (ID 036-04, Standortfestlegung)
- VDS Werne (ID 040-05)

¹ „NEP Gas 2015“ bezieht sich hier auf Anlage 4 des finalen Netzentwicklungsplans Gas 2015 [FNB Gas 2016].

- Leitung Epe-Legden (ID 045-04)
- VDS Herbstein (ID 049-07)
- VDS Ochtrup (ID 072-03)
- Ausbau VDS Scharenstetten (ID 115-01)
- GDRM-Anlage Achim (ID 119-01)
- GDRM-Anlage Ganderkesee (ID 121-01)
- VDS Verlautenheide (VDS ZEELINK) (ID 203-02, Standortfestlegung)
- ZEELINK 1 (St. Hubert-Lichtenbusch) (ID 204-02a, separate Ausweisung der Leitung und der GDRM-Anlagen)
- ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn (ID 204-02b, separate Ausweisung der GDRM-Anlage)
- ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert (ID 204-02c, separate Ausweisung der GDRM-Anlage)
- ZEELINK 2 (ID 205-02a, separate Ausweisung der GDRM-Anlage)
- ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden (ID 205-02b, separate Ausweisung der GDRM-Anlage)
- GDRM-Anlage Rimpär (ID 208-01)
- Umstellung auf H-Gas (Bereich: Walsrode/ Fallingb. (ID 220-01)
- Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg) (ID 221-01)
- Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/ Achim/ Delmenhorst) (ID 222-02)
- Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz) (ID 223-01)
- GDRM-Anlage Nordlohne und Verbindungsleitung (ID 224-02)
- GDRM-Anlage Hilter und Verbindungsleitung (ID 228-02)
- Umstellung des Netzgebietes Hühthum auf H-Gas (ID 230-01)
- Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas (ID 300-02)
- Überspeisung Embsen (ID 301-01)
- Leitung Datteln-Herne (ID 302-01)
- Reversierung West-Ost MEGAL VDS Waidhaus (ID 304-01)
- GDRM-Anlage Mittelbrunn (ID 307-01)
- VDS MEGAL Rimpär (ID 309-01)
- GDRM-Anlage Reichertsheim (ID 310-01)
- Leitung Schlüchtern-Rimpär (ID 311-01)
- Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas (ID 320-01)
- Armaturenstation Niederpleis und Verbindungsleitung (ID 324-01)
- Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung (ID 325-01)
- GDRM-Anlage Scheidt (ID 331-01)
- GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung (ID 333-01)
- GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung (GDRM-Anlage Marienheide) (ID 335-01)
- GDRM-Anlage Wiefelstede (ID 339-01)

Darüber hinaus sind folgenden Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 unverändert Ergebnis der Modellierungsvariante Q.1 für 2027:

- Leitung Voigtslach-Paffrath (ID 067-02)
- VDS MEGAL Rimpär (ID 312-01)
- GDRM-Anlage Leeheim (ID 314-01)
- Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung (ID 336-01)
- GDRM-Anlage Porz (ID 337-01)
- GDRM-Anlage Paffrath (ID 338-01, Inbetriebnahme der Maßnahme wird wegen der Umstellung des Bereiches Köln-Bergisch-Gladbach um ein Jahr vorgezogen)

B) Veränderte Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015

Folgende Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 sind mit geänderten technischen Parametern Ergebnis der Modellierungsvariante Q.1 für das Jahr 2022. Die Gründe für die Anpassung der Netzausbaumaßnahmen werden im Folgenden dargestellt:

- Anbindung Heilbronn (Querspange Raum Pforzheim-Raum Bietigheim) (ID 112-02)
Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 bedarf es der Anpassung technischer Parameter auf Basis aktueller Erkenntnisse der Erweiterungsmaßnahmen und der vorgezogenen Fertigstellung in 12/2021.
- GDRM-Anlage Raum Heilbronn (GDRM-Anlage Raum Pforzheim-Bietigheim) (ID 116-02)
Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 bedarf es der Anpassung technischer Parameter auf Basis aktueller Erkenntnisse der Erweiterungsmaßnahmen und der vorgezogenen Fertigstellung in 12/2021.
- GDRM-Anlage Mittelbrunn (ID 206-02)
Anpassung der Anlagenleistung auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Detailplanung.
- GDRM-Anlage Obermichelbach (ID 207-02)
Anpassung der Anlagenleistung auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Detailplanung.
- GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL) (ID 209-02a)
Anpassung der Anlagenleistung auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Detailplanung, separate Ausweisung des MEGAL und des OGE-Anteils, gemeinsame projekttechnische Abwicklung mit ID 308-02a erforderlich.
- GDRM-Anlage Gernsheim (OGE) (ID 209-02b)
Anpassung der Anlagenleistung auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Detailplanung, separate Ausweisung des MEGAL und des OGE-Anteils, gemeinsame projekttechnische Abwicklung mit ID 308-02b erforderlich.
- GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung (ID 225-03)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung (GDRM-Anlage Rechtenbach und Verbindungsleitung) (ID 226-03)
Die Maßnahmen GDRM-Anlage Rechtenbach und Verbindungsleitung (ID 226-02) und GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung (ID 321-01) des Netzentwicklungsplans Gas 2015 werden zusammen am Standort Weidenhausen errichtet und im Netzentwicklungsplan Gas 2016 unter der ID 226-03 geführt. Dies ist das Ergebnis der Detailplanung des Umstellkonzeptes Mittelhessen.
- GDRM-Anlage Marburg und Verbindungsleitung, sowie eine neue Leitung (ID 227-03)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.

- Reversierung TENP (ID 305-02)
Die Maßnahme umfasst die Reversierung (Süd-Nord) der Verdichterstation Hühelheim 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. Darüber hinaus ist auch eine Fahrwegserweiterung in der Verdichterstation Mittelbrunn erforderlich.
- GDRM-Anlage Legden (GDRM-Anlage Epe) (ID 306-02)
Errichtung einer neuen GDRM-Anlage in Legden zur Erhöhung der Überspeisemöglichkeiten in Richtung Süden für die L-H-Gas-Umstellung. Die Inbetriebnahme soll spätestens zusammen mit der Leitung Epe-Legden (ID 045-04) zu 12/2018 erfolgen. Darüber hinaus ist die Anlage nicht in Epe, sondern in Legden zu errichten.
- GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL) (ID 308-02a)
Anpassung der Anlagenleistung auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Detailplanung, separate Ausweisung des MEGAL und des OGE-Anteils, gemeinsame projekttechnische Abwicklung mit ID 209-02a erforderlich.
- GDRM-Anlage Gernsheim (OGE) (ID 308-02b)
Anpassung der Anlagenleistung auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Detailplanung, separate Ausweisung des MEGAL und des OGE-Anteils, gemeinsame projekttechnische Abwicklung mit ID 209-02b erforderlich.
- Leitung Weidenhausen-Gießen (ID 322-02)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- Umstellung Netzgebiet Aggertal (ID 323-02)
In die Maßnahme Armaturenstation Paffrath, inkl. Verbindungsleitung, wurden weitere Netzanpassungen integriert, die zur L-H-Gas-Umstellung Aggertalleitung notwendig sind.
- Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung (ID 326-01)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung (ID 327-01)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung (ID 328-02)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung (ID 329-02)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.

- GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung (ID 330-01)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung (ID 334-01)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.

Darüber hinaus sind folgende Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 mit geänderten technischen Parametern Ergebnis der Modellierungsvariante Q.1 für 2027. Die Gründe für die Anpassung der Netzausbaumaßnahmen werden im Folgenden dargestellt:

- Keine Maßnahmen

C) Zusätzliche Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante Q.1 für das Jahr 2022 gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 werden im Folgenden beschrieben:

- Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2023-2027 (ID 229-01)
Anpassungen des Transportsystems der OGE zur Umstellung der OGE-Netzgebiete im Zeitraum von 2023 bis 2027. Die entsprechenden Maßnahmen werden in den folgenden Netzentwicklungsplänen konkretisiert.
- GDRM-Anlage Wertingen (ID 401-01)
Erweiterung der GDRM-Anlage Wertingen zur Erhöhung der bidirektionalen Überspeisekapazitäten zwischen den Leitungssystemen Amerdingen-Schnaitsee (NUM) und Vohburg-Senden (CEL).
- Leitung Wertingen-Kötz (ID 402-01)
Zur Schaffung von Ausspeisekapazitäten für die geplanten Gaskraftwerke und zur Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen bayernets und terranets bw wird eine neue Leitungsverbindung zwischen Wertingen und Kötz erforderlich. Die Leitung Wertingen Kötz läuft parallel zur bestehenden CEL.
- Leitung Kraftwerk Haiming (ID 403-01)
Anschlussleitung des Kraftwerks Haiming an das Fernleitungsnetz.
- Leitung Kraftwerk Gundelfingen (ID 404-01)
Anschlussleitung des Kraftwerks Gundelfingen an das Fernleitungsnetz.
- Leitung Kraftwerk Leipheim (ID 405-01)
Anschlussleitung des Kraftwerks Leipheim an das Fernleitungsnetz.
- GDRM-Anlage Amerdingen (ID 406-01)
Erweiterung der bestehenden bidirektionalen GDRM-Anlage in Amerdingen. Dies ist das Ergebnis der Detailplanung in Zusammenhang mit der Maßnahme VDS Wertingen (ID 036-04). Die Inbetriebnahme soll deshalb zusammen mit dieser

Maßnahme zu 12/2019 erfolgen.

- GDRM-Anlage Schnaitsee (ID 407-01)
Erweiterung der bestehenden bidirektionalen GDRM-Anlage in Schnaitsee. Dies ist das Ergebnis der Detailplanung in Zusammenhang mit der Maßnahme VDS Wertingen (ID 036-04). Die Inbetriebnahme soll deshalb zusammen mit dieser Maßnahme zu 12/2019 erfolgen.
- Erweiterung Anlandestation Lubmin (ID 408-01)
Die festgestellte erhöhte Leistung der bestehenden Nord Stream erfordert die Erweiterung der Anlandestation Lubmin.
- Anschluss TENP MIDAL (ID 413-01)
Die Maßnahme beinhaltet den Neubau einer Leitung von Minfeld nach Jockgrim inkl. Verdichterstation und GDRM-Anlage und dient der Deckung zusätzlichen Industriebedarfs entlang der MIDAL.
- VDS Krummhörn (ID 414-01)
Erweiterung der VDS Krummhörn um die Anforderungen aus den sich veränderten Flusssituationen erfüllen zu können.
- VDS Nordschwarzwaldleitung (ID 417-01)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme der terranets bw in Baden-Württemberg handelt es sich um den Neubau einer Verdichterstation mit einer maximalen Leistung von 3 x 6 MW in der ersten Ausbaustufe. Die Anlage ist erforderlich zur Erhöhung der Transportkapazität des Transportsystems. Die geplante Verdichterstation ist südlich von Karlsruhe vorgesehen. Die Inbetriebnahme ist für 12/2021 geplant und ersetzt die Maßnahmen ID 113-01 und 117-01.
- Erweiterung VDS Scharenstetten (ID 418-01)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme der terranets bw in Baden-Württemberg handelt es sich um den Ausbau einer bestehenden Verdichterstation um eine neue Verdichtereinheit mit 1 x 10 MW Leistung. Gleichzeitig dient diese Maßnahme zur Reduktion der NO_x Emissionen am Standort Scharenstetten gemäß aktuell gültiger TA-Luft bzw. 13. BImSchV. Die Inbetriebnahme ist für 12/2021 geplant.
- Erweiterung GDRM-Anlage Hamborn (ID 419-01)
Zusätzliche Ausspeisekapazitäten u. a. zur L-H-Gas-Umstellung machen die Erweiterung der bestehenden GDRM-Anlage notwendig.
- VDS Emsbüren (ID 420-01)
Erweiterung der VDS Emsbüren, um die Anforderungen aus den sich veränderten Flusssituationen durch die L-H-Gas Umstellung erfüllen zu können.
- VDS Scheidt (ID 421-01)
Erweiterung der VDS Scheidt, um die Anforderungen aus den sich veränderten Flusssituationen durch die L-H-Gas Umstellung und durch die H-Gas-Quellenverteilung hervorgerufen werden, erfüllen zu können.
- GDRM-Anlage Posthausen (ID 430-01)
Errichtung einer neuen GDRM-Anlage in Posthausen zur Bereitstellung von H-Gas

für den Umbereichsbereich Cux-/ Bremerhaven EWE Ost.

- Systemanpassung am Leitungsnetz für die L-H-Gas-Umstellung (ID 433-01)
Errichtung mehrerer Armaturenstationen zur Trennung des Leitungsnetzes in L- und H-Gas
- Armaturenstation Birlinghoven und Verbindungsleitung (ID 434-01)
Errichtung einer neuen Armaturenstation zur Verbindung der Leitung METG-L und dem Regler Birlinghoven sowie der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung.
- GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung (ID 435-01)
Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Südwestfalenleitung und der Leitung Hagen-Altena sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung.
- Armaturenstationen St. Hubert - Voigtslach und Verbindungsleitungen (ID 445-01)
Erweiterung der Armaturenstationen auf dem Abschnitt St. Hubert - Voigtslach zur L-H-Gas-Trennung der beiden Leitungen der NETG.
- Umstellung Wipperfürth-Niederschelden (ID 446-01)
Maßnahmen zur Umstellung zweier Ausspeisepunkte der Thyssengas im Rahmen der L-H-Gas-Umstellung.
- Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gasumstellungen 2023-2027 (ID 447-01)
Anpassungen des Transportsystems der Thyssengas zur Umstellung der aufgeführten Netzgebiete des Zeitraums 2023-2027.

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante Q.1 für das Jahr 2027 gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 werden im Folgenden beschrieben:

- VDS Krummhörn (ID 415-01)
Erweiterung der VDS Krummhörn, um die Anforderungen aus den sich veränderten Flusssituationen erfüllen zu können.
- VDS Elten (ID 422-01)
Erweiterung der VDS Elten um die Anforderungen aus den sich veränderten Flusssituationen durch die L-H-Gas Umstellung erfüllen zu können.
- GDRM-Anlage Emstek (ID 431-01)
Errichtung einer neuen GDRM-Anlage in Emstek zur Erhöhung der Überspeisemöglichkeiten für den südlichen Netzbereich der GTG Nord für die L-H-Gas-Umstellung.
- Leitung Oude Statenzijl/ Bunde-Leer Mooräcker, inkl. GDRM-Anlage Bunde (ID 432-01)
Errichtung einer neuen GDRM-Anlage in Bunde zur Verbindung des holländischen H-Gas-Systems mit dem Netz der GTG Nord sowie der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung zwischen Oude Statenzijl und Leer Mooräcker.

- Leitung Heiden-Dorsten (ID 436-01)
Errichtung einer neu zu bauenden Leitung zwischen Heiden und Dorsten zur Verbindung der Leitung ZEELINK 2 und der neu zu errichtenden GDRM-Anlage Dorsten (ID 437-01).
- GDRM-Anlage Dorsten und Verbindungsleitung (ID 437-01)
Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Heiden-Dorsten und der bestehenden Station Dorsten sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung.
- Umbindung Speicheranbindungsleitungen Epe (ID 438-01)
Für die Umstellung des L-Gas-Speichers in Epe auf H-Gas, ist es aus kapazitiver Sicht erforderlich, die H-Gas und L-Gas-Anbindungsleitungen an die H-Gas-Leitung Rysum-Werne und die heute mit L-Gas betriebene Leitung Rheine-Lünen-Bergisch-Gladbach umzubinden.
- GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung (ID 439-01)
Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Voigtslach-Paffrath und der Glückaufleitung sowie der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung.
- Leitung Bonn-Euskirchen (ID 440-01)
Mit der Maßnahme sollen die technischen Voraussetzungen für die Umstellung des Bereiches Bonn in 2023 von L-Gas auf H-Gas geschaffen werden. Da es sich um eine komplexere Anschlusssituation handelt, kann die Maßnahme erst zum 01.04.2016 konkretisiert werden.
- GDRM-Anlage Vinnhorst und Verbindungsleitung (ID 441-01)
Erweiterung der GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Engelbostel-Hannover und der Leitungen Ahlten- Steinbrink sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung.
- GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung (ID 442-01)
Erweiterung GDRM-Anlage zur Verbindung des GASPOOL-Marktgebiets mit dem NCG-Marktgebiet für die L-H-Gas-Umstellung.
- GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung (ID 443-01)
Erweiterung der GDRM-Anlage zur Verbindung der H-Gas Leitung Wardenburg-Werne und der heute mit L-Gas betriebenen Leitungen Lemförde-Herringhausen und Steinbrink-Drohne sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung.
- Stationsumbau VDS Werne (ID 444-01)
Mit der Maßnahme sollen die technischen Voraussetzungen für die Umstellung der Bereiche Hamm, Werne-Ummeln-Drohne, Münsterland und Gescher von L-Gas auf H-Gas geschaffen werden. Da es sich bei der Verdichterstation Werne um eine äußerst komplexe Anlage handelt, kann die Maßnahme erst zum 01.04.2016 konkretisiert werden.

D) Entfallene Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2015

- Erweiterung NEL (ID 110-06)
Aufgrund der geänderten Ausspeisesituation kann die Maßnahme entfallen.
- Querspange Raum Leonberg-Raum Reutlingen (ID 113-01)
Die VDS Nordschwarzwaldleitung (ID 417-01) kann als Alternative zu den Maßnahmen Querspange Raum Leonberg-Raum Reutlingen (ID 113-01) und GDRM-Anlage Raum Leonberg-Reutlingen (ID 117-01) schneller umgesetzt werden.
- GDRM-Anlage Raum Leonberg-Reutlingen (ID 117-01)
Die VDS Nordschwarzwaldleitung (ID 417-01) kann als Alternative zu den Maßnahmen Querspange Raum Leonberg-Raum Reutlingen (ID 113-01) und GDRM-Anlage Raum Leonberg-Reutlingen (ID 117-01) schneller umgesetzt werden.
- Leitung Deggendorf-Plattling (ID 303-01)
Die Leitungsbaumaßnahme Deggendorf-Plattling hatte das Ziel, durch den Anschluss von großen Letztverbrauchern (Industriebetriebe und systemrelevantes Kraftwerk Plattling) das Verteilernetz zu entlasten. Ebenso sollte durch die Maßnahme im Raum Plattling eine Teilnetz-Bildung und die dadurch verursachten Wälzungskosten mehrerer vorgelagerter Netzebenen vermieden werden. Diese Ziele konnten durch vertragliche Regelungen mit dem regionalen Verteilernetzbetreiber Energienetze Bayern GmbH und einer Kapazitätsverlagerung zur neuen GDRM-Anlage Münchnerau (ID 062-01) ebenfalls – kostenoptimiert und schneller – erreicht werden. Die Maßnahme „Leitung Deggendorf-Plattling“ (ID 303-01) ist deshalb nicht mehr erforderlich.
- VDS St. Hubert (ID 313-01)
Die Detailplanung zur L-H-Gas-Umstellung am Standort St. Hubert hat ergeben, dass ein Neubau der VDS St. Hubert derzeit nicht erforderlich ist.
- Armaturenstation Ergste und Verbindungsleitung (ID 332-01)
Die Detailplanung am Standort Ergste hat ergeben, dass die erforderliche Verbindung der L-Gas- und H-Gas-Systeme für die Umstellung des Bereiches Hagen-Iserlohn-Ergste bereits mit den vorhandenen technischen Einrichtungen erreicht werden kann. Daher kann die Maßnahme entfallen.

7.2.2 Modellierungsvariante Q.2

Die Ergebnisse der Modellierungsvariante Q.2 sind im Wesentlichen identisch mit denen der Modellierungsvariante Q.1. Im Folgenden werden die zusätzlichen und entfallenen Netzausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante Q.2 gegenüber der Modellierungsvariante Q.1 beschrieben:

A) Zusätzliche Maßnahmen

Zusätzliche zu den Netzausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante Q.1 ergeben sich für das Jahr 2022 in der Modellierungsvariante Q.2 folgende Maßnahmen:

- Erweiterung NEL (ID 110-07)
Aus dem Importbedarf gemäß H-Gas-Quellenverteilung folgt ein höherer Transportbedarf über die NEL, der den Neubau einer Verdichterstation bei Hamburg notwendig macht.
- NOWAL-Leitung (ID 409-01)
Um die zusätzlichen Überspeisemengen vom GASPOOL- ins NCG-Marktgebiet zu gewährleisten, werden der Nenndurchmesser der NOWAL und die zusätzliche Verdichterleistung in Rehden angepasst.
- NOWAL GDRM-Anlagen (ID 410-01)
Um die zusätzlichen Überspeisemengen vom GASPOOL- ins NCG-Marktgebiet zu gewährleisten, müssen auf der NOWAL bei Rehden und Drohne neue GDRM-Anlagen errichtet werden.
- Anlandestation Vierow (ID 412-01)
Aus dem Importbedarf gemäß H-Gas-Quellenverteilung der Modellierungsvariante Q.2 folgt ein Bedarf an zusätzlichen Entry-Kapazitäten bei Greifswald, weshalb der Neubau der Anlandestation Vierow inklusive Anbindungsleitung notwendig ist.

Zusätzlich zu den Netzausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante Q.1 ergeben sich für das Jahr 2027 in der Modellierungsvariante Q.2 folgende Maßnahmen:

- NOWAL Verdichter (ID 411-01)
Die Maßnahme ist vorgesehen zur Gewährleistung der Übergabe von Gasmengen aus dem Marktgebiet GASPOOL an das Marktgebiet NCG gemäß Quellenverteilung.
- VDS Legden (ID 416-01)
Neubau der VDS Legden zur Erhöhung der Überspeisemöglichkeiten in die Leitung ZEELINK 2, um die zusätzlichen Leistungen aus dem Marktgebiet GASPOOL der Modellierungsvariante Q.2 transportieren zu können.
Basierend auf dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 stellt die Verdichterstation Legden den bedarfsgerechten Netzausbau für die Modellierungsvariante Q.2 dar. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass dieser Bedarf – entsprechend den Vorgaben der BNetzA – zukünftige Marktgebietszusammenlegungen und künftige Entwicklungen aus der SoS VO sowie möglichen Transite im Zusammenhang mit der Nord Stream Erweiterung nicht berücksichtigt. Diese Entwicklungen würden es erforderlich machen, die Maßnahme VDS Legden in ein weitergehendes

Ausbaukonzept zu integrieren. Das weitergehende Ausbaukonzept könnte aus heutiger Sicht eine Leitungsverbindung zwischen Döhne und Legden/ Epe sein.

B) Entfallene Maßnahmen

- Keine Maßnahmen

7.3 Gesamtergebnisse der Modellierungsvarianten

7.3.1 Gesamtergebnis der Modellierungsvariante Q.1

Die Modellierungsvariante Q.1 führt zu folgenden Ergebnissen:

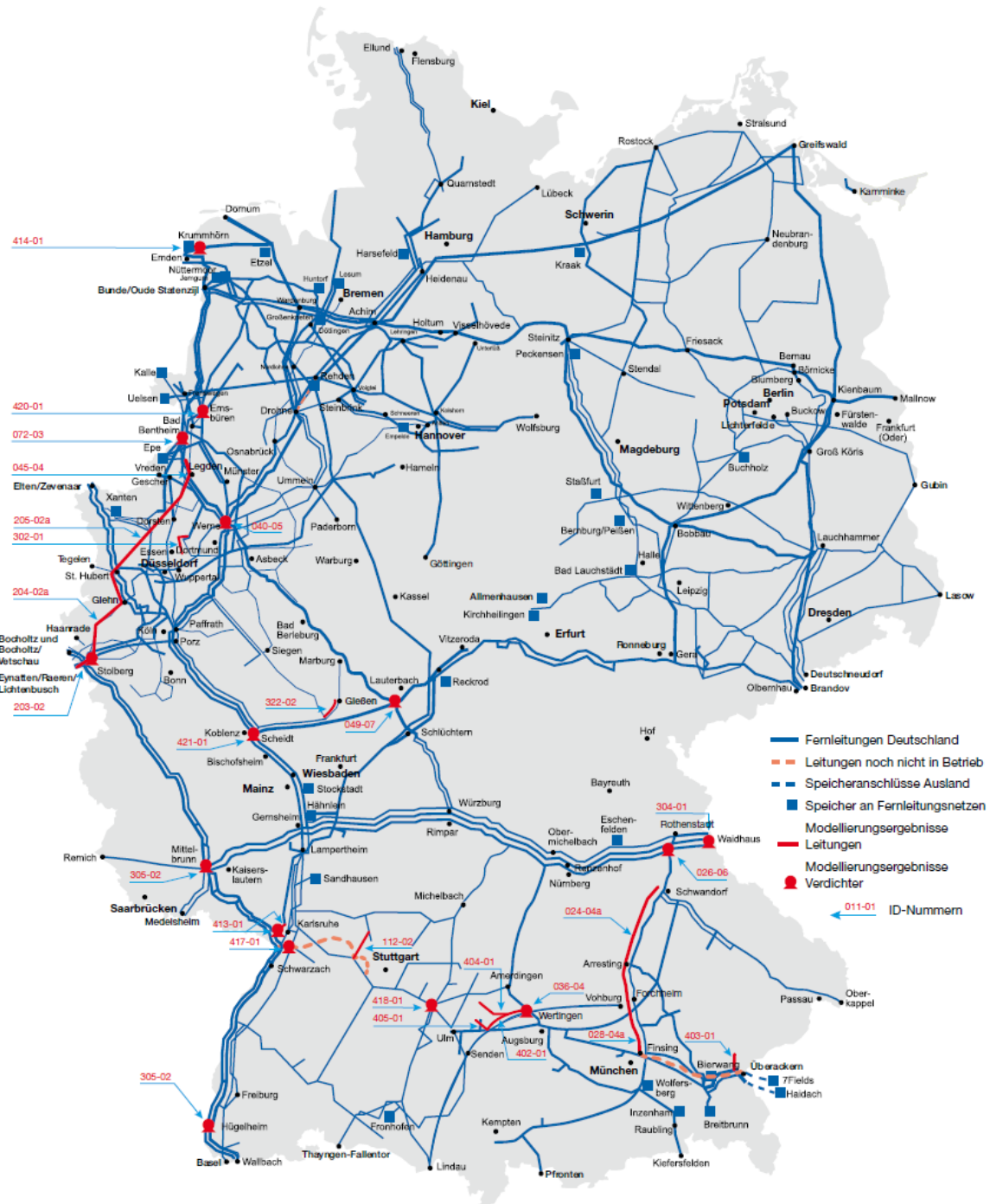
Tabelle 41: Ergebnisse Modellierungsvariante Q.1

	Bis 2022	Bis 2027
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	306 MW	369 MW
Leitungsbau	556 km	614 km
Kosten	2,7 Mrd. €	3,3 Mrd. €
Kosten für Startnetzmaßnahmen	0,6 Mrd. €	0,6 Mrd. €
Gesamtkosten	3,3 Mrd. €	3,9 Mrd. €

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

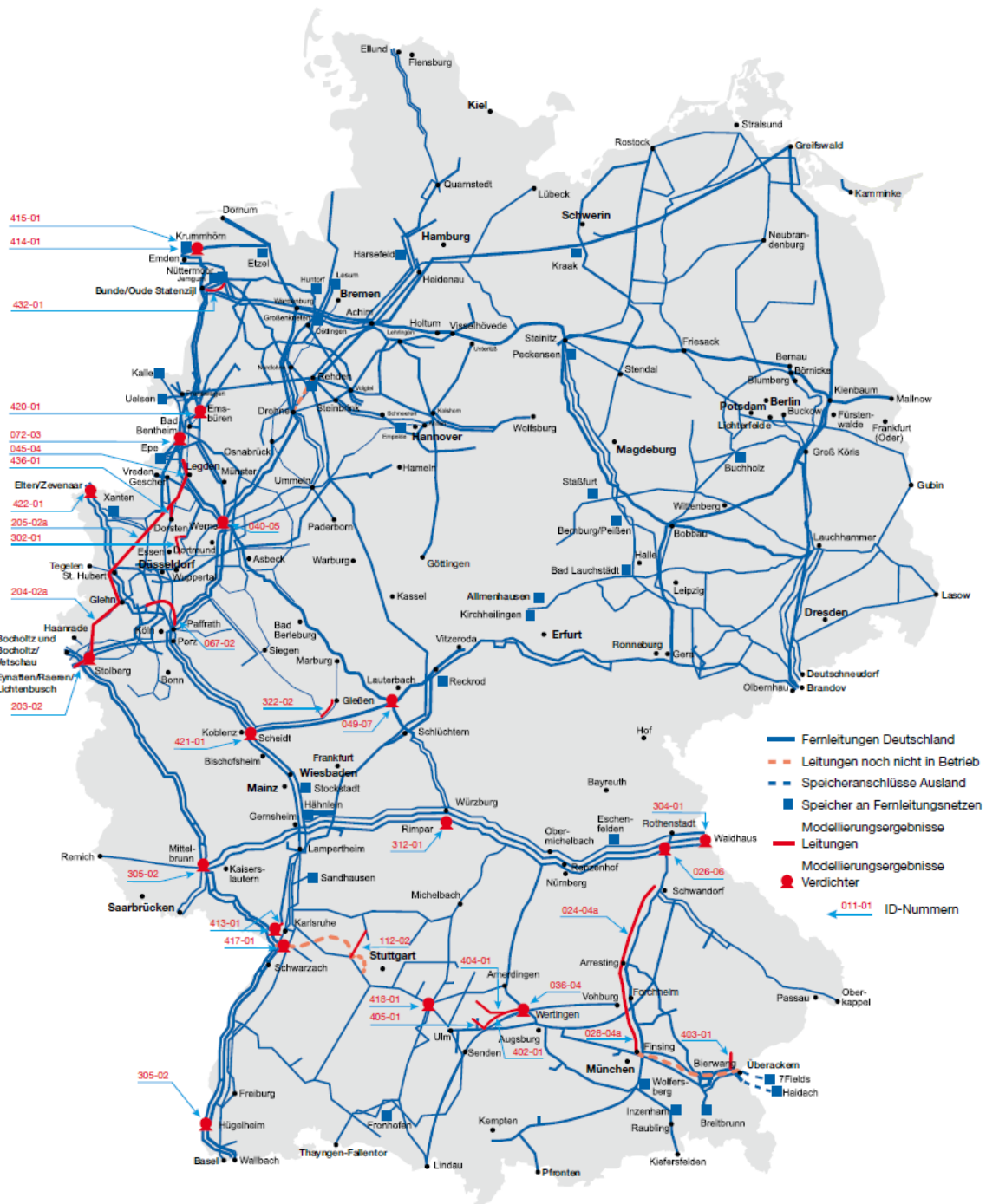
Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in Anlage 4 zu diesem Dokument aufgeführt und werden in den folgenden Abbildungen dargestellt.

Abbildung 39: Ausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante Q.1 bis zum Jahr 2022



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 40: Ausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante Q.1 bis zum Jahr 2027



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.3.2 Gesamtergebnis der Modellierungsvariante Q.2

Die Modellierungsvariante Q.2 führt zu folgenden Ergebnissen:

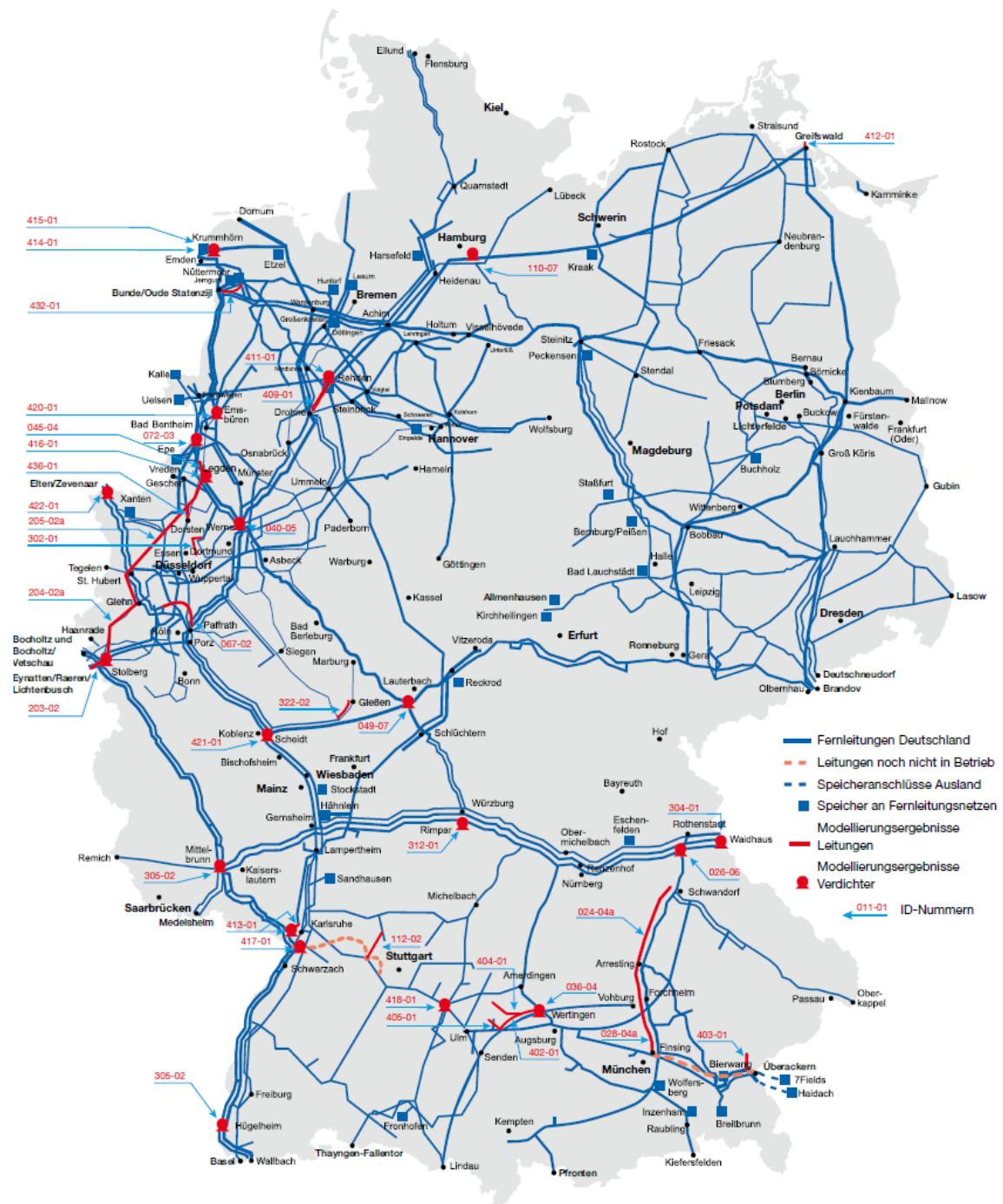
Tabelle 42: Ergebnisse Modellierungsvariante Q.2

	Bis 2022	Bis 2027
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	389 MW	490 MW
Leitungsbau	586 km	644 km
Kosten	3,0 Mrd. €	3,8 Mrd. €
Kosten für Startnetzmaßnahmen	0,6 Mrd. €	0,6 Mrd. €
Gesamtkosten	3,6 Mrd. €	4,4 Mrd. €

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

Abbildung 42: Ausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante Q.2 bis zum Jahr 2027



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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.

Vorschlag der konkreten Netzausbaumaßnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2016

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

Die in diesem Netzentwicklungsplan Gas zugrunde gelegten Modellierungsvarianten, auf Grundlage des von der BNetzA bestätigten Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016, unterscheiden sich hinsichtlich der Annahmen zur Quellenverteilung (vgl. Kapitel 6.2). Die Annahmen zu Verteilernetzbetreibern, Gaskraftwerken, Speichern und Industrie unterscheiden sich in den beiden Modellierungsvarianten nicht.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen die Ausbaumaßnahmen auf Basis der Modellierungsvariante Q.2 vor.

Maßgeblich für diese Entscheidung ist die Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber, dass diese Modellierungsvariante die robustere bzgl. der Versorgungssicherheit ist. Die Wahl der Modellierungsvariante Q.2 stellt sicher, dass zukünftige Veränderungen in der Entwicklung der Gasaufkommen für Europa entsprechend berücksichtigt werden können. Der Netzausbauvorschlag beinhaltet sämtliche Maßnahmen der Modellierungsvariante Q.1 und erfüllt somit auch die Anforderungen, die sich aus der alternativen Quellenverteilung ergeben würden. Ein weiteres wesentliches Ergebnis der Modellierungsvariante Q.2 ist die Verstärkung der Austauschmöglichkeit zwischen den Marktgebieten NCG und GASPOOL, die damit einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leistet.

Zum jetzigen Zeitpunkt lassen sich die Anpassungen der Maßnahmen zur Verstärkung des Austauschs zwischen den Marktgebieten noch effizient umsetzen. Laufende Netzausbaumaßnahmen erfordern kurzfristige Entscheidungen bzgl. der Dimensionierung. Diese sollten gemäß der Modellierungsvariante Q.2 vorgenommen werden.

Auch die zahlreichen Stellungnahmen der Marktteilnehmer zur Nord Stream-Erweiterung im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 sowie die in der Zwischenzeit aufgenommenen Planungen Dritter zur Realisierung des Projekts stützen den gewählten Netzausbauvorschlag.

Eine Übersicht über die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen ist in der folgenden Tabelle 43 und in der Anlage 4 dargestellt. In dieser sind auch die Startnetzmaßnahmen gemäß Kapitel 4.3 enthalten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen die ermittelten Netzausbaumaßnahmen mit einem Investitionsvolumen von rund 3,6 Mrd. € für die Anforderungen des Jahres 2022 und insgesamt rund 4,4 Mrd. € für die Anforderungen des Jahres 2027 vor.

Tabelle 43: Übersicht über die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahmen/Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungsstand (01.01.2016)	FID/ non-FID	Planerische Inbetriebnahme ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ³	Durchführendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
1	007-01/009-01	VDS Quarnstedt (neu)*	Neubau einer Verdichterstation zur Verdichtung in die DEUDAN in Süd-Nord-Richtung	H-Gas				(2+1) x 8	131 Mio. €	Montage/ Bau	FID	2016	Anschluss der neuen Kraftwerke in Kiel und Flensburg - Steigerung der Exportleistung in Richtung Dänemark	GUD	---
2	024-04a	Leitung Schwandorf-Forchheim*	Loop Schwandorf-Forchheim	H-Gas	62,0	1.000	100		124 Mio. €	Durchführung Planfeststellungsverfahren (PFV), Wegerechtsenwerb	FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
3	024-04b	GDRM-Anlage Schwandorf*	Erweiterung GDRM-Anlage Schwandorf	H-Gas					8 Mio. €	Entwurfsplanung	FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
4	024-04c	GDRM-Anlage Arresting*	Erweiterung GDRM-Anlage Arresting	H-Gas					6 Mio. €	Entwurfsplanung	FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
5	026-06	VDS Rothenstadt**	Neubau VDS Rothenstadt	H-Gas				(2+1) x 15	150 Mio. €	Genehmigungsplanung bzw. Detailplanung	FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets, Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %
6	028-04a	Leitung Forchheim-Finsing*	Loop Forchheim - Finsing	H-Gas	79,0	1.000	100		173 Mio. €	Durchführung Raumordnungs-verfahren (ROV)	FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
7	028-04b	GDRM-Anlage Finsing 3*	Neubau GDRM-Anlage Finsing 3	H-Gas					7 Mio. €	Entwurfsplanung	FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
8	030-02	MONACO 1**	Errichtung MONACO-Leitung Bauschnitt 1 von Burghausen nach Finsing (inkl. GDRM-Anlagen)	H-Gas	86,7	1.200	100		218 Mio. €	Durchführung Planfeststellungsverfahren (PFV), Wegerechtsenwerb	FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen OGE und bayemets; Speicher 7Fields, Haidach; Erhöhung der Exit-Kapazitäten für Verteilernetzbetreiber	bayemets	---
9	036-04	VDS Wertingen (VDS Amerdingen/ Wertingen)*	Neubau VDS Wertingen (Neubau VDS Amerdingen/ Wertingen)	H-Gas				(2+1) x 11	107 Mio. €	Machbarkeitsstudie	non-FID	12/2019	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen OGE und bayemets, terranets bw, Speicher 7Fields, Haidach; Erhöhung der Exit-Kapazitäten für Verteilernetzbetreiber.	bayemets/ OGE	55 %/ 45 %
10	038-01	VDS Weme**	Reversierung Süd-Nord	H-Gas					20 Mio. €	Montage/ Bau	FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazitäten mit TG, Erhöhung der Überspeisekapazität Ellund, Speicher 7Fields, Haidach, L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---
11	040-05	VDS Weme**	Neubau VDS Weme	H-Gas				(1 x 25) + (2 x 12)	170 Mio. €	Genehmigungsplanung bzw. Detailplanung	FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach/ 7Fields, Etzel, L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---
12	045-04	Leitung Epe-Legden*	Loop Epe-Legden	H-Gas	15,0	1.100	100		41 Mio. €	Vorbereitung Planfeststellungsverfahren (PFV)	FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach/ 7Fields, Etzel, 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 (01.01.2016)	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb- nahme ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchfüh- rendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
13	049-07	VDS Herstein**	Neubau VDS Herstein	H-Gas				(2+1) x 13	170 Mio. €	Genehmigungsplanung bzw. Detailplanung	FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets/ terraneis bw/ TG, Speicher Haidach/ 7Fields, Etzel, L-H-Gas- Umstellungsgebiete, Erhöhung der Überspeisekapazität Ellund	OGE	---
14	062-01	GDRM-Anlage Münchenerau (GDRM- Anlage Landshut)**	Errichtung GDRM-Anlage Münchenerau	H-Gas			84		6 Mio. €	Inbetriebnahme	FID	01/2016	Erhöhung Exit-Kapazität zu Verteilernetzbetreibern.	bayemets	---
15	067-02	Leitung Voigtslach- Paiffrath*	Loop Voigtslach-Paiffrath (NETG)	L-Gas	23,2	900	70		48 Mio. €	Wegrechtserwerb, Bauvorbereitung	non-FID	12/2022	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE/ Thyssengas	50 %/ 50 %
16	069-01a	Nordschwarzwald- leitung*	Leitungsneubauvorhaben	H-Gas	71,0	600	80		71 Mio. €	Montage/ Bau	FID	06/2016	erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg, zusätzliche frei zuordenbare Transportkapazitäten	terraneis bw	---
17	069-01c	GDRM-Anlage Ettlingen- Hägenich*	GDRM-Anlage Ettlingen-Hägenich	H-Gas			80		3 Mio. €	Montage/ Bau	FID	06/2016	erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg, zusätzliche frei zuordenbare Transportkapazitäten	terraneis bw	---
18	069-01d	GDRM-Anlage Leonberg- West*	GDRM-Anlage Leonberg-West	H-Gas					3 Mio. €	Montage/ Bau	FID	06/2016	erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg, zusätzliche frei zuordenbare Transportkapazitäten	terraneis bw	---
19	072-03	VDS Ochtrup inkl. Anbindung und GDRM- Anlagen*	Erhöhung der Transportkapazität	H-Gas	3,0	600	84	(1+1) x 12	83 Mio. €	Material- und Leistungs- beschaffung	FID	01/2018	Bereitstellung zusätzlicher Einspeisekapazität (TaK) für Speicher in Epe; Reduzierung von Restriktionen bestehender lastabhängig frei zuordenbarer Einspeisekapazitäten (laFZK) der TG; Schaffung zusätzlicher Exit-Kapazitäten im östlichen Ruhrgebiet	Thyssengas	---
20	083-05	NOWAL ^{2**}	Neubau Leitung Rehden-Drohne	H-Gas	26,0	600	90	(1) x 13	81 Mio. €	Durchführung Planfeststellungs- verfahren (PFV), Wegrechtserwerb	FID	12/2017	L-H-Gas-Umstellung des NCG-Marktgebiets und erhöhte Übergaben innerhalb NCG.	GASCADE	---
21	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 Starnetzes)	H-Gas	26,0	700	90	(1) x 13	5 Mio. €	Durchführung Planfeststellungs- verfahren (PFV), Wegrechtserwerb	FID	12/2017	L-H-Gas-Umstellung des NCG-Marktgebiets und erhöhte Übergaben innerhalb NCG.	GASCADE	---
22	101-01	Konvertierung Rehden*	Errichtung GDRM- & Nebenanlagen zur Konvertierung von H- zu L-Gas	L-Gas					16 Mio. €	Durchführung Planfeststellungs- verfahren (PFV), Wegrechtserwerb	non-FID	02/2016	- Absicherung bisheriger unterbrechbarer Transportleistung auf feste Kapazitäten - Spitzenlastdeckung zu Hochlastphasen - Kompensation rückläufiger dt. L-Gas Produktion zu Spitzenlastzeiten - Absicherung von TaK Speicher Kapazitäten - Bereitstellung von H-Gas Kapazitäten für GUD im Rahmen der L-H-Gas-Umstellung	Nowega	---
23	110-07	Erweiterung NEL**	Neubau VDS Hamburg	H-Gas				(2+1) x 25	188 Mio. €	Projektkonzept	non-FID	01/2020	zusätzlicher Importbedarf aus der Nord Stream und aus der Nord Stream-Erweiterung gemäß H-Gas- Quellenvorteilung	Fluxys D/ GUD/ NEL Gastransport	---

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahmen/Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungsstand (01.01.2016)	FID/ non-FID	Planerische Inbetriebnahme¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung²	Durchführendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
24	112-02	Anbindung Heilbronn (Querspange Raum Pforzheim-Raum Bietigheim)	Ringschluss Kraichgauleitung	H-Gas	40,0	500	80		50 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung, Entwurfsplanung	non-FID	12/2021	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Stuttgart	terraneis bw	---
25	115-01	Ausbau VDS Scharenstetten*	Ausbau VDS Scharenstetten	H-Gas				12	44 Mio. €	Montage/ Bau	FID	12/2016	Erhöhung der Transportkapazität in Baden-Württemberg	terraneis bw	---
26	116-02	GDRM-Anlage Raum Heilbronn (GDRM-Anlage Raum Pforzheim-Bietigheim)**	GDRM-Anlage Raum Pforzheim-Bietigheim/ GDRM-Anlage Raum Heilbronn	H-Gas					5 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung, Entwurfsplanung	non-FID	12/2021	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Stuttgart	terraneis bw	---
27	119-01	GDRM-Anlage 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	---
28	121-01	GDRM-Anlage Ganderkesee*	Anbindung L-Gas Versorgung und Erhöhung der Überspeisekapazität	H-Gas					7 Mio. €	Projektidee	non-FID	2020	Netzverstärkung - Umstellung von L-Gas-Bereichen	GUD	---
29	203-02	VDS Verlauteheide (VDS ZEELINK)*	Neubau VDS Verlauteheide (VDS ZEELINK)	H-Gas				(2+1) x 13	142 Mio. €	Machbarkeitsstudie	non-FID	03/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE/ Thyssengas	75 %/ 25 %
30	204-02a	ZEELINK 1*	Neubau Leitung St. Hubert-Lichtenbusch	H-Gas	112,0	1.000	100		271 Mio. €	Vorbereitung Raumordnungs-verfahren (ROV)	non-FID	03/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE/ Thyssengas	75 %/ 25 %
31	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn*	Neubau ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn	H-Gas					10 Mio. €	Projektidee, Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	03/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE/ Thyssengas	75 %/ 25 %
32	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert*	Neubau ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert	H-Gas					10 Mio. €	Projektidee, Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	03/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE/ Thyssengas	75 %/ 25 %
33	205-02a	ZEELINK 2*	Neubau Leitung Legden-St. Hubert	H-Gas	115,0	1.000	100		287 Mio. €	Vorbereitung Raumordnungs-verfahren (ROV)	non-FID	03/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE/ Thyssengas	75 %/ 25 %
34	205-02b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden*	Neubau ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden	H-Gas					12 Mio. €	Projektidee, Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	03/2021	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 (01.01.2016)	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb- nahme ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchfüh- rendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
35	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn*	Errichtung der GDRM-Anlage auf der MEGAL vor VDS Mittelbrunn, um den Druck herunterregeln zu können, damit Gas Mengen von der TENP auf die MEGAL überspeist werden können.	H-Gas					14 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %
36	207-02	GDRM-Anlage Obermichelbach*	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Überspeisung von Gas Mengen in Obermichelbach von der Leitung Obermichelbach-Amerdingen in die MEGAL	H-Gas					6 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %
37	208-01	GDRM-Anlage Rimpar*	Erweiterung der GDRM-Anlage VDS Rimpar (MEGAL) für die Überspeisung von Gas Mengen von der MEGAL in Richtung Sanerz.	H-Gas					10 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %
38	209-02a	GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL)**	Erweiterung der GDRM-Anlage Gernsheim der MEGAL für die Überspeisung von Gas Mengen von der MEGAL in Richtung Scheidt	H-Gas					10 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %
39	209-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)**	Erweiterung der GDRM-Anlage Gernsheim der OGE für die Überspeisung von Gas Mengen von der MEGAL in Richtung Scheidt	H-Gas					6 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
40	220-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Walsrode/ Fallingbostal)*	Umstellung von L- auf H-Gas des Bereiches Walsrode / Fallingbostal. 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	---
41	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 Lehingen-Kolshorn Leitung mit der Achim-Kolshorn Leitung im Bereich Luttum/Lehingen * Qualitätstrennende Maßnahmen im Bereich Kolshorn bis Sophiental	L-Gas					12 Mio. €	Entwurfsplanung	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 (01.01.2016)	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb- nahme¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung²	Durchfüh- rendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
42	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 wesemetz GmbH in das GUD-H- Gas-System	L-Gas					12 Mio. €	Genehmigungsplanung bzw. Detailplanung	non-FID	2017-2020	Sicherstellung der Versorgungssicherheit im L-Gas- Bereich durch Marktraumumstellung - Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen	GUD	---
43	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. €	Projektkonzept	non-FID	2021	Sicherstellung der Versorgungssicherheit im L-Gas- Bereich durch Marktraumumstellung - Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen	GUD	---
44	224-02	GDRM-Anlage Nordlohe und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der H-Gas Leitung Wardenburg-Werne und der heute im L- Gas betriebenen Leitung Bremen- Osnabrück sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	0,3	200	84		5 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Osnabrück, Teutoburger Wald 4, Teutoburger Wald 6	OGE	---
45	225-03	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der H-Gas Leitung Rysum-Werne und der heute im L-Gas betriebenen Leitung Bentheim-Dorsten sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	0,3	300	84		5 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Marl	OGE	---
46	226-03	GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung** (GDRM-Anlage Rechtenbach und Verbindungsleitung)	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitungen Lauterbach-Scheidt, Scheidt- Weidenhausen, Frankfurter Leitung, Leitung Weidenhausen-Gießen, der neu zu errichtenden Leitung Weidenhausen-Gießen sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitungen	L-Gas/ H-Gas	1,0	500	100		12 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Mittelhessen	OGE	---
47	227-03	GDRM-Anlage Marburg und Verbindungsleitung, sowie eine neue Leitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der H-Gas Leitung Werne-Schlüchtern und der heute im L- Gas betriebenen Leitung Großseelheim-Marburg, der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung, sowie einer neuen Leitung	L-Gas/ H-Gas	2,5	300	16		5 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Mittelhessen	OGE	---
48	228-02	GDRM-Anlage Hiltter und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der H-Gas Leitung Wardenburg-Werne und der heute im L- Gas betriebenen Leitung in Richtung Osnabrück sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	0,4	300	84		5 Mio. €	Entwurfsplanung	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Osnabrück, Teutoburger Wald 4, Teutoburger Wald 6	OGE	---

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahmen/Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungsstand (01.01.2016)	FID/ non-FID	Planerische Inbetriebnahme ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchführendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
49	229-01	Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2023-2027**	Anpassungen des Transportsystems der OGE zur Umstellung der OGE-Netzgebiete im Zeitraum von 2023 bis 2027	L-Gas/ H-Gas					100 Mio. €	Projektidee	non-FID	2022-2026	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---
50	230-01	Umstellung des Netzgebietes Hühum auf H-Gas*	Anpassungen des Transportsystems zur Umstellung des Netzgebietes Nr. 4 Hühum von L- auf H-Gas	L-Gas	1,0		16/25/70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	2017	Marktraumumstellung Hühum	Thyssengas	---
51	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. €	Grundlagenermittlung/ 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	---
52	301-01	Überspeisung Embsen**	Erweiterung der Überspeiseleistung aus	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	---
53	302-01	Leitung Datteln-Herne*	Netzverstärkung und Kraftwerksanbindung	H-Gas	23,0	600	70		32 Mio. €	Durchführung Raumordnungs-verfahren (ROV)	non-FID	2020	Schaffung der Ausspeisekapazitäten für das GuD-Kraftwerk Herne (BNetzA ID BNAP125)	Thyssengas	---
54	304-01	Reversierung West-Ost MEGAL VDS Waidhaus**	Reversierung (West-Ost) der VDS MEGAL Waidhaus	H-Gas					19 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	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 %
55	305-02	Reversierung TENP**	1) Reversierung (Süd-Nord) der VDS Hühum 2) Deodorierungsanlage 3) Fahrwegserweiterung in der VDS Mittelbrunn	H-Gas					30 Mio. €	Entwurfsplanung	FID	12/2020	Zusätzlicher Importbedarf gemäß H-Gas-Quellenverteilung	Fluxys TENP/ OGE	64,25 %/ 35,75 %
56	306-02	GDRM-Anlage Legden** (GDRM-Anlage Epe)	Neubau GDRM-Anlage Legden	H-Gas					5 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach/ 7Fields, Etzel, L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---
57	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn**	Erweiterung der GDRM-Anlage Mittelbrunn zur Erhöhung der Überspeisemöglichkeit MEGAL <-> TENP	H-Gas					17 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2020	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets/ terranets bw und L-H-Gas-Umstellungsgebiete	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %***
58	308-02a	GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL)**	Erweiterung der GDRM-Anlage Gernsheim der MEGAL für die Überspeisung von Gasmengen aus Scheidt in Richtung MEGAL	H-Gas					2 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2020	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets/ terranets bw	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %***
59	308-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)**	Erweiterung der GDRM-Anlage Gernsheim der OGE für die Überspeisung von Gasmengen aus Scheidt in Richtung MEGAL	H-Gas					3 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2020	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets/ terranets bw	OGE	---

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbau- maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungs- stand (01.01.2016)	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb- nahme ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchfüh- rendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
60	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 %***
61	310-01	GDRM-Anlage Reichertsheim**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage Reichertsheim	H-Gas					10 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2020	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets	OGE	---
62	311-01	Leitung Schlüchtern-Rimpar**	Druckanhebung auf einem kurzen Teilstück 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	---
63	312-01	VDS MEGAL Rimpar	Neubau VDS MEGAL Rimpar	H-Gas				(2+1) x 13	231 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2023	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	GRTgazD/ OGE	55,04 %/ 44,96 %***
64	314-01	GDRM-Anlage Leeheim**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage Leeheim	H-Gas					4 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2025	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	OGE	---
65	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. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Umstellungsgebiet Bergheim 1	Thyssengas	---
66	322-02	Leitung Weidenhausen-Gießen**	Errichtung einer neu zu bauenden Leitung zwischen Weidenhausen und Gießen	L-Gas/ H-Gas	9,0	300	70		12 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung, Entwurfsplanung	non-FID	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Mittelhessen	OGE	---
67	323-02	Umstellung Netzgebiet Aggertal**	Errichtung einer neuen Armaturenstation zur Verbindung der Leitung Weine-Palfrath und der Aggertalleitung von Thyssengas	L-Gas	0,2	300	25/70		2 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2019	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Aggertalleitung	Thyssengas	---
68	324-01	Armaturenstation Niederpleis und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Armaturenstation zur Verbindung der Leitung Palfrath-Rüsselsheim und der Leitung in Richtung Niederpleis sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	0,1	200	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2019	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Bonn	OGE	---
69	325-01	Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Armaturenstation zur Verbindung der Leitung St.Hubert-Palfrath (NETG) und der Leitung in Richtung Düsseldorf sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	0,1	300	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Düsseldorf, Neukirchen	OGE/ Thyssengas	50 %/ 50 %
70	326-02	Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Armaturenstation zur Verbindung der Leitung St.Hubert-Palfrath (NETG) und der Leitung in Richtung Dormagen sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	0,1	600	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Dormagen	OGE	---
71	327-02	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/ H-Gas	0,1	500	70		3 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Kirchen-Wissen, Haiger, Südwestfalen, Wipperfürth-Niederschelden	OGE	---

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahmen/Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungsstand (01.01.2016)	FID/ non-FID	Planerische Inbetriebnahme ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchführendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
72	328-02	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 neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	0,5	300	70		6 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Mittelhessen, Rhein-Main	OGE	---
73	329-02	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 neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	0,1	300	70		4 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Bonn	OGE	---
74	330-02	GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Pfaffrath-Rüsselsheim und der Leitungen in Richtung Dorsten und Köln sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	0,2	400	70		5 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Bonn und Köln-Dormagen	OGE	---
75	331-01	GDRM-Anlage Scheidt**	Erweiterung GDRM-Anlage zur Verbindung der L-Gas und H-Gas Leitungen auf der Station Scheidt	L-Gas/ H-Gas					8 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2020	Nutzbarmachung der L-Gas-Infrastruktur im H-Gas-Transportsystem, u.a. zur Versorgung von L-H-Gas-Umstellungsgebieten	OGE	---
76	333-01	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der H-Gas Leitung Weme-Schlüchtern und der heute im L-Gas betriebenen Leitung Beckum-Werdohl sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	0,1	400	100		7 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Hagen-Iserlohn-Ergste, Südwestfalen	OGE	---
77	334-02	Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Armaturenstation zur Verbindung der Leitung Wesseling-Raunheim und der Leitung Koblenz-Frankfurt sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	0,1	400	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Bonn, Rhein-Main	OGE	---
78	335-01	GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung (GDRM-Anlage Marienheide)**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Umstellung des Raums Wipperfürth-Niederschelden sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	12,8	200	70		18 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Wipperfürth-Niederschelden	OGE	---
79	336-01	Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Armaturenstation zur Verbindung der H-Gas Leitung Weme-Pfaffrath und der heute im L-Gas betriebenen Leitung in Richtung Oberaden sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	0,1	100	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2022	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Oberaden	OGE	---
80	337-01	GDRM-Anlage Porz**	Erweiterung GDRM-Anlage zur Verbindung der L-Gas und H-Gas Leitungen auf der Station Porz	L-Gas/ H-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	---

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahmen/Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungsstand (01.01.2016)	FID/ non-FID	Planerische Inbetriebnahme ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchführendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
81	338-01	GDRM-Anlage Pfaffrath**	Erweiterung GDRM-Anlage zur Verbindung der H-Gas Leitung Werne Pfaffrath und der heute im L-Gas betriebenen Leitung St. Hubert-Pfaffrath	L-Gas/ H-Gas					2 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	non-FID	12/2022	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Köln-Bergisch Gladbach	OGE	---
82	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					3 Mio. €	Projektidee	non-FID	04/2022	L-H-Gas-Umstellungsgebiet EWE-Zone Teil I	GTG Nord	---
83	401-01	GDRM-Anlage Wertingen**	Erweiterung GDRM-Anlage	H-Gas					2 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2018	Netzverstärkung zur Erhöhung der Exit-Kapazitäten für die geplanten Kraftwerke bzw. zur Erhöhung der Überspeisekapazität zu terranets bw	bayemets	
84	402-01	Leitung Wertingen-Kötz**	Leitungsneubauvorhaben (inkl. GDRM-Anlagen)	H-Gas	44,0	600	100		80 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2022	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen bayernets und terranets bw; Netzverstärkung zur Erhöhung der Exit-Kapazitäten für die geplanten Kraftwerke	bayemets (für Planung)	
85	403-01	Leitung Kraftwerk Haiming**	Anschlussleitung Kraftwerk CCGP Haiming	H-Gas	1,5	500	100		3 Mio. €	Plangenehmigungsverfahren	non-FID	12/2019	Anschluss des Kraftwerks CCGP Haiming an das Fernleitungsnetz und Speicherleitungen	bayemets/ KW-Betreiber	
86	404-01	Leitung Kraftwerk Gundelfingen	Anschlussleitung Kraftwerk Gundelfingen	H-Gas	9,5	500	100		13 Mio. €	Projektidee	non-FID	04/2021	Anschluss des Kraftwerks Gundelfingen an das Fernleitungsnetz	bayemets/ KW-Betreiber (für Planung)	
87	405-01	Leitung Kraftwerk Leipheim	Anschlussleitung Kraftwerk Leipheim	H-Gas	6,0	500	100		8 Mio. €	Machbarkeitsstudie	non-FID	12/2019	Anschluss des Kraftwerks Leipheim an das Fernleitungsnetz	bayemets/ KW-Betreiber (für Planung)	
88	406-01	GDRM-Anlage Amerdingen**	Erweiterung der GDRM-Anlage Amerdingen	H-Gas					8 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2019	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen OGE und bayemets, terranets bw; Speicher 7Fields, Haidach; Erhöhung der Exit-Kapazitäten für Verteilernetzbetreiber.	bayemets/ OGE	55 %/ 45 %
89	407-01	GDRM-Anlage Schnaitsee**	Erweiterung der GDRM-Anlage Schnaitsee	H-Gas					8 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2019	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen OGE und bayemets, terranets bw; Speicher 7Fields, Haidach; Erhöhung der Exit-Kapazitäten für Verteilernetzbetreiber.	bayemets/ OGE	55 %/ 45 %
90	408-01	Erweiterung Anlandestation Lubmin**	Erweiterung Anlandestation Lubmin	H-Gas					12 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2017	zusätzlicher Importbedarf aus der Nord Stream gemäß H-Gas-Quellenvverteilung	Fluxys D/ GUD/ NEL Gastransport	
91	409-01	NOWAL-Leitung**	Erhöhung des Nenndurchmessers der NOWAL von DN 700 auf DN 1000 und Anpassung der VDS Rehden	H-Gas	26,0	1.000	90	(1) x 8	16 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2017	L-H-Gas-Umstellung des NCG-Marktgebiets und erhöhte Übergaben innerhalb NCG.	GASCADE	
92	410-01	NOWAL GDRM-Anlagen**	GDRM-Neubau Rehden und Drohne	H-Gas					26 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2021	L-H-Gas-Umstellung des NCG-Marktgebiets und erhöhte Übergaben innerhalb NCG.	GASCADE	
93	411-01	NOWAL Verdichter**	Erweiterung VDS Rehden	H-Gas				(1+0) x 8	42 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2026	L-H-Gas-Umstellung des NCG-Marktgebiets und erhöhte Übergaben innerhalb NCG.	GASCADE	

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahmen/Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungsstand (01.01.2016)	FID/ non-FID	Planerische Inbetriebnahme¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung²	Durchführendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
94	412-01	Anlandestation Vierow**	Neubau der Anlandestation Vierow inkl. Neubau Anbindungsleitung	H-Gas	4,0	1.400	100		29 Mio. €	Projektidee	non-FID	01/2020	zusätzlicher Importbedarf aus der Nord Stream-Erweiterung gemäß H-Gas-Quellenverteilung	GASCADE	
95	413-01	Anschluss TENP MIDAL**	Neubau Leitung Minfeld-Jockgrim inkl. Neubau Verdichterstation und GDRM	H-Gas	15,0	700	84	(1+1) x 8	112 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2024	Industriebedarf	GASCADE	
96	414-01	VDS Krummhörn	Erweiterung VDS Krummhörn Ausbaustufe 1	H-Gas				1 x 13	50 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2019	veränderte Flusssituationen	OGE	---
97	415-01	VDS Krummhörn	Erweiterung VDS Krummhörn Ausbaustufe 2	H-Gas				1 x 13	52 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2022	veränderte Flusssituationen	OGE	---
98	416-01	VDS Legden	Neubau VDS Legden	H-Gas				(2+1) x 10	178 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2023	zusätzlicher Importbedarf gemäß H-Gas-Quellenverteilung Q.2	OGE/ TG	75 %/ 25 %
99	417-01	VDS Nordschwarzwaldleitung**	Neubau VDS NOS	H-Gas				3 x 6	95 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung, Entwurfsplanung	non-FID	12/2021	Erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg	terraneis bw	---
100	418-01	Erweiterung VDS Scharenstetten**	Ausbau VDS Scharenstetten	H-Gas				1 x 10	60 Mio. €	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung, Entwurfsplanung	non-FID	12/2021	Erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg	terraneis bw	---
101	419-01	Erweiterung GDRM-Anlage Hamborn**	Bergheim 1, die Bereitstellung von H-Gas zur Konvertierung sowie die Kapazitätsbedarfsentwicklung der Verteilernetzbetreiber	H-Gas					1 Mio	Projektidee	non-FID	12/2017	Bergheim 1, die Bereitstellung von H-Gas zur Konvertierung sowie die Kapazitätsbedarfsentwicklung der Verteilernetzbetreiber	Thyssengas	--
102	420-01	VDS Emsbüren	Erweiterung VDS Emsbüren	L-Gas				1 x 10	57 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2020	veränderte Flusssituationen, L-H-Gas-Umstellung	OGE	---
103	421-01	VDS Scheidt	Erweiterung VDS Scheidt	L-Gas				1 x 10	57 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2021	veränderte Flusssituationen, L-H-Gas-Umstellung, H-Gas-Quellenverteilung	OGE	---
104	422-01	VDS Elten	Erweiterung VDS Elten	L-Gas				1 x 11	62 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2022	veränderte Flusssituationen, L-H-Gas-Umstellung	OGE/ Thyssengas	50 %/ 50 %
105	430-01	GDRM-Anlage Posthausen**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung des GTG Netzes mit der Gascade für den H-Gas-Antransport	L-Gas/ H-Gas					3 Mio. €	Projektidee	non-FID	04/2020	L-H-Gas-Umstellgebiet Cux-/ Bremerhaven EWE Ost	GTG Nord	
106	431-01	GDRM-Anlage Emstek**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung des GTG Netzes mit der Gascade für den H-Gas-Antransport	L-Gas/ H-Gas					3 Mio. €	Projektidee	non-FID	04/2024	L-H-Gas-Umstellgebiet EWE-Zone Teil IV	GTG Nord	

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahmen/Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungsstand (01.01.2016)	FID/ non-FID	Planerische Inbetriebnahme ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchführendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
107	432-01	Leitung Oude Statenzijl/ Bunde-Leer Mooräcker, inkl. GDRM-Anlage Bunde**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Anbindung des H-Gassystems der GTS sowie der hierzu erforderlichen Verbindungsleitung von Oude Statenzijl nach Leer Mooräcker	L-Gas/ H-Gas	19,0	400	84		32 Mio. €	Projektidee	non-FID	04/2023	L-H-Gas-Umstellungsgebiet EWE-Zone Teil II	GTG Nord	
108	433-01	Systemanpassung am Leitungsnetz für die L-H-Gas-Umstellung**	Errichtung mehrerer Armaturenstationen zur Trennung des Leitungsnetzes in L- und H-Gas	L-Gas/ H-Gas					2 Mio. €	Projektidee	non-FID	2021-2029	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	GTG Nord	
109	434-01	Armaturenstation Birlinghoven und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen Armaturenstation zur Verbindung der Leitung Paffrath – Rüsselsheim (METG-L) und der Gasdruckregelanlage Birlinghoven sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas					2 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2021	Nutzbarmachung der L-Gas-Infrastruktur im H-Gas-Transportsystem, u.a. zur Versorgung von L-H-Gas-Umstellungsgebieten	OGE	---
110	435-01	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Südwestfalenleitung und der Leitung Hagen - Altena sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	0,1	500	67,5		3 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Südwestfalen und Hagen-Iserlohn-Ergste	OGE	---
111	436-01	Leitung Heiden-Dorsten**	Errichtung einer neu zu bauenden Leitung zwischen Heiden und Dorsten zur Verbindung der Leitung ZEELINK 2 und der neu zu errichtenden GDRM-Anlage Dorsten	L-Gas/ H-Gas	14,7	500	100		22 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2026	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Dorsten-Leichlingen	OGE	---
112	437-01	GDRM-Anlage Dorsten und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Heiden - Dorsten (ID 436-01) und der bestehenden Station Dorsten sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas					8 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2026	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Dorsten-Leichlingen	OGE	---
113	438-01	Umbindung Speicheranbindungsleitungen Epe**	Umbindung der H-Gas- und L-Gas-Speicheranbindungsleitungen in Epe	L-Gas/ H-Gas		700/800			1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2022	Umstellung der Speicher in Epe von L-Gas auf H-Gas	OGE	---
114	439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung**	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Voigtslach Paffrath (ID 067-02) und der Glückaufleitung sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	0,5	500	70		5 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2022	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Köln-Bergisch Gladbach	OGE	---
115	440-01	Leitung Bonn-Euskirchen	Loop Bonn - Euskirchen	L-Gas/ H-Gas						Projektidee	non-FID	12/2022	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Bonn	OGE	---
116	441-01	GDRM-Anlage Vinnhorst und Verbindungsleitung**	Erweiterung GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Vinnhorst - Ahlten mit den Leitungen nach Hannover Langenhagen und Hannover Linden sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	0,1	300	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2023	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Hannover Ost, Drohne-Ahlten	OGE	---

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbau- maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungs- stand (01.01.2016)	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb- nahme ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchfüh- rendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]								
117	442-01	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung**	Erweiterung GDRM-Anlage zur Verbindung des Gaspool-MG mit dem NCG-MG sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas	0,1	400	84		4 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2023	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Hannover Ost, Drohne-Ahlten	OGE	---
118	443-01	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung**	Erweiterung GDRM-Anlage zur Verbindung der H-Gas Leitung Wardenburg - Weme und der heute im L-Gas betriebenen Leitungen Lemförde - Herringhausen und Steinbrink - Drohne sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas/ H-Gas					12 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2024	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Drohne-Ahlten und Weme-Ummeln-Drohne	OGE	---
119	444-01	Stationsumbau VDS Weme	Mit der Maßnahme sollen die technischen Voraussetzungen für die Umstellung der Bereiche Hamm, Weme - Ummeln - Drohne, Münsterland und Gescher von L-Gas auf H-Gas geschaffen werden. Da es sich bei der Verdichterstation Weme um eine äußerst komplexe Anlage handelt, kann die Maßnahme erst zum 01.04.2016 konkretisiert werden.	L-Gas/ H-Gas						Projektidee	non-FID	12/2024	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Hamm, Weme-Ummeln-Drohne, Münsterland und Gescher	OGE	---
120	445-01	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtlach und Verbindungsleitungen**	Erweiterung der Armaturenstationen auf dem Abschnitt St. Hubert - Voigtlach zur L-H-Gas-Trennung der beiden Leitungen der NETG	L-Gas/ H-Gas					7 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiete Mönchengladbach, Kaldenkirchen, Willich, Köln-Bergisch Gladbach, Köln-Dormagen	OGE/ Thyssengas	50 %/ 50 %
121	446-01	Umstellung Wipperfürth-Niederschelden**	Umstellung von Teilen des Netzgebietes Wipperfürth-Niederschelden auf H-Gas	L-Gas/ H-Gas	0,1	100	70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2021	Marktraumumstellung Wipperfürth-Niederschelden	Thyssengas	---
122	447-01	Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gasumstellungen 2023-2027**	Anpassungen des Transportsystems der Thyssengas zur Umstellung der aufgeführten Netzgebiete des Zeitraums 2023-2027	L-Gas/ H-Gas					22 Mio. €	Projektidee	non-FID	2022 bis 2026	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	Thyssengas	---

* Es werden die im NEP Gas 2015 zugrundegelegten Kosten weiterverwendet

** Individuelle Kosteneinschätzung

*** Endgültige Festlegung erfolgt im Rahmen der Projektumsetzung

Fußnoten:

- 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 maßnahmen-spezifische Details wurden nicht berücksichtigt.
- 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.
- Auswirkungen stellen lediglich eine grobe Indikation dar.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

9 Innovationspotenziale der Fernleitungsnetze

Bereits in den vergangenen Netzentwicklungsplänen Gas haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber thematisch intensiv mit verschiedenen Fragen zur Behandlung von Entwicklungen zur Integration von alternativen Energieträgern und zur Konvergenz zwischen Strom- und Gasnetzen auseinandergesetzt. Darüber hinaus haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der fachlichen Mitarbeit in verschiedenen Verbänden und technischen Fachgremien – zu nennen sind hier beispielsweise die Fachverbände DVGW und BDEW – über eine Vielzahl von Möglichkeiten insbesondere im Hinblick auf die Einbindung von elektrischer Energie mittels Umwandlung ausgetauscht. Im Wesentlichen zeichnen sich aus Sichtweise der Netze derzeit zwei Einsatzspektren ab. Zum einen sind es Anwendungen, die sich auf die regionalen und lokalen Netzebenen beziehen, und zum anderen Anwendungen, die sich auch für eine Integration in überregionalen Netzstrukturen eignen.

Als Schlüsselanwendungen für den Fernleitungsnetzbereich gelten weiterhin die folgenden Verfahren:

- **Power-to-Gas** (Gas aus Strom durch die Konversion von elektrischer in chemisch gebundene Energie)
- **Power-to-Compression** (flexible Bereitstellung von Druckenergie aus überschüssiger elektrischer Energie durch Verdichteranlagen mit sogenannten hybriden Antriebskonzepten)

Langfristig stellt dabei das Verfahren „**Power-to-Gas**“ die vielversprechendste Möglichkeit dar, elektrische Energie aus erneuerbaren Energien in nennenswertem Umfang zu speichern. Dies erfolgt durch die Erzeugung von Wasserstoff, der in einem optionalen weiteren Verfahrensschritt zur Produktion synthetischen Methans genutzt werden kann. Diese Gase können zeitlich flexibel und somit bedarfsgerecht in die Erdgasinfrastruktur eingespeist und somit gespeichert werden. Das Verfahren bildet aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und vieler Marktteilnehmer eine aussichtsreiche und eine relativ zeitnahe verfügbare Option, um die gesellschaftlich geforderte Integration erneuerbarer Energien in die Energiesysteme zu ermöglichen und somit zum Gelingen der Energiewende beizutragen.

Die Erdgasinfrastruktur hat das Potenzial, größere Energiemengen über Power-to-Gas zu transportieren und zu speichern. So lässt sich synthetisches Methan ohne Kompatibilitätsprobleme in das Erdgasnetz einspeisen. Die alternative Variante der Einspeisung von Wasserstoff wird von den Fernleitungsnetzbetreibern im Hinblick auf die Verträglichkeit mit der gesamten Gasnetzinfrastuktur konstruktiv begleitet. Die Fernleitungsnetzbetreiber arbeiten in den Verbänden und Gremien daran mit, Lösungen für die Verträglichkeit von Wasserstoffeinspeisungen in die Gasnetze zu finden. Für großtechnische Anlagen dieser Art besteht weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Kleinere Anlagen zur Wasserstoffeinspeisung befinden sich bereits in Betrieb.

Zur Abschätzung, wie und an welchen Stellen Einspeisungen von umgewandelter elektrischer Energie zu erwarten sind und wohin diese Mengen zu transportieren wären, wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2014 vorgeschlagen, einen umfassenden Power-to-Gas-Potenzial-Atlas zu erstellen. Stellver-

tretend für die Vielzahl von laufenden technischen und energiesystemanalytischen Projekten möchten die Fernleitungsnetzbetreiber auf das aktuelle Vorhaben der Deutschen Energie Agentur (dena) zur Entwicklung eines Power-to-Gas-Atlas und auf die Aktionspartnerschaft „Potenzialatlas Power-to-Gas“ verweisen. Im Rahmen dieser Untersuchungen sollen methodisch Power-to-Gas Potenziale ermittelt und bewertet werden, um hieraus zukünftige Handlungsempfehlungen für Wirtschaft, Forschung und Politik ableiten zu können [dena 2016a; dena 2016b].

Der zweite Ansatz, das Verfahren „**Power-to-Compression**“, stellt einen Weg dar, vorhandene elektrische Energie in Druckenergie umzuwandeln. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein Druckgefälle eine Voraussetzung für den Transport von Gas in Fernleitungsnetzen darstellt. Hierzu erfolgt die Verdichtung von Gas ganz oder teilweise mittels elektrischer Energie und nicht mit gasbefeuelten Maschineneinheiten. Die notwendige elektrische Energie hierfür soll durch überschüssige regenerative Energie bereitgestellt werden. Dies erfolgt zu Zeiten, in denen ein Überangebot an elektrischer Energie herrscht und Verdichtungsbedarf für den Erdgastransport besteht oder das Druckniveau noch angehoben werden kann. Der Vorteil wäre, dass durch den elektrischen Betrieb von Verdichtern Treibgas und die damit verbundenen Emissionen eingespart werden könnten. Da die Verfügbarkeit überschüssiger regenerativer Energie schwankt, ist ein Betrieb von Verdichtern mittels regenerativer Energie nicht durchgängig möglich.

An dieser Stelle ist jedoch darauf hinzuweisen, dass es sich hier um ein vergleichsweise geringeres Potenzial handelt und derzeit tendenziell einen Substitutionseffekt von Treibgas darstellt. Ein weiterer forcierter Ausbau regenerativer Energien und Änderungen des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens könnten dieses Bild zukünftig ändern. Dieser Ansatz wird derzeit von einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern auf technische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit geprüft.

Beispiele für weitere innovative Themenfelder, die aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber für die Netzentwicklung eine Rolle spielen können, sind:

- Konvergenz von Strom- und Gasnetzen als eine gemeinsame Herausforderung für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber, beispielsweise Gas-Photovoltaik-Hybrid- und virtuelle Kraftwerke als Beispiele für Schnittstellen zwischen den leitungsgebundenen Energieträgern Strom und Gas,
- Bewertung alternativer Transportwege, beispielsweise Potenziale von Small-scale-LNG zur Optimierung der Transportaufkommen,
- Potenziale regenerativer und nicht-regenerativer unkonventioneller Gasressourcen, beispielsweise Methanhydrat-Vorkommen.

Die deutschen Fernleitungsbetreiber werden sich weiterhin an bereits laufenden Forschungsaktivitäten zu den oben genannten und anderen Themenfeldern, welche von zahlreichen Instituten und Organisationen koordiniert und durchgeführt werden, beteiligen. Darüber hinaus werden die Fernleitungsnetzbetreiber auch zukünftig fachlich und inhaltlich an entsprechenden Forschungs- und Entwicklungsvorhaben mitwirken und diese unterstützen. Wenn sich hieraus Erkenntnisse im Hinblick auf den Netzausbau ergeben, werden diese auch zukünftig im Rahmen des Netzentwicklungsplans als eine Inputgröße Berücksichtigung finden.

Übersicht über Netzausbaumaßnahmen in Deutschland mit PCI-Status

Die Europäische Kommission hat am 18.11.2015 eine Liste mit 195 Energieinfrastrukturvorhaben veröffentlicht, die dazu beitragen sollen, die europäischen energie- und klimapolitischen Ziele zu erreichen und wichtige Bausteine der Energieunion der EU darstellen. Diese sogenannten „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“ (Projects of Common Interest, PCI) verfolgen das Ziel, die Energiemärkte in Europa zu integrieren und die Energiequellen und Transportwege zu diversifizieren. Vorhaben werden nur dann in die PCI-Liste aufgenommen, wenn sie einen erheblichen Nutzen für mindestens zwei Mitgliedstaaten erbringen, die Marktintegration und den Wettbewerb stärken und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit sowie zur Reduzierung der CO₂-Emissionen beitragen [EC 2015].

In dieser Liste ist ein PCI-Gastransportprojekt in Deutschland enthalten:

- DE 5.10: Gastransport in Gegenflussrichtung auf der TENP-Fernleitung in Deutschland

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: Liste der Eingangsgrößen der Modellierung (Grenzübergangspunkte, Speicher, Produktion, Biogas, Marktgebietsübergangspunkte, Kraftwerke, Verteilernetzbetreiber, Industrie)
- Anlage 2: Unterbrechungsliste
- Anlage 3: Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche
- Anlage 4: Maßnahmenlisten und Netzausbauvorschlag
- Anlage 5: Maßnahmenübersicht
- Anlage 6: Maßnahmen-Steckbriefe

Glossar

Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	<i>bayernets</i> GmbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GRT	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
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

AGRI	Azerbaijan–Georgia–Romania Interconnector
bar	Druck bezogen auf Normalnull
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BFE	Bundesamt für Energie
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 Zuordnungsaufgabe genutzt werden. Kein VHP-Zugang.
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DEUDAN	Deutsch-Dänische Erdgastransport-Gesellschaft mbH

DN	Normdurchmesser
DP	Design Pressure (Auslegungsdruck)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EG	Europäische Gemeinschaft
EMSR-Technik	Elektro-, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik
Entry	Einspeisung
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Exit	Ausspeisung
fDZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität. Kapazität ist fest, wenn sie ohne Nutzung des VHP zu bilanziell ausgeglichenem Transport zwischen Ein- und Ausspeisekapazitäten mit Nominierungspflicht genutzt werden.
FfE	Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft in München
FID	Final Investment Decision
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazitäten, ermöglichen es, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads zu nutzen
GALSI	Gasleitung Algerien-Sardinien-Italien
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/ Gasnetzzugangsverordnung
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GDRM	Gas-Druckregel- und Messanlage
GEODE	Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
H _s	oberer Heizwert, Umrechnungsfaktor zum unteren Heizwert rund 0,902
H _i	unterer Heizwert, Umrechnungsfaktor zum oberen Heizwert rund 1,109

IED	Industrial Emissions Directive
INES	Initiative Erdgasspeicher e.V.
KoV	Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen
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.
MEGAL	Mittel-Europäische Gasleitung(sgesellschaft)
MIDAL	Mitteldeutsche Anbindungsleitung
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
MWh	Megawattstunde
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan Gas
NETG	Nordrheinische Erdgastransportgesellschaft
NETRA	Norddeutsche Erdgas-Transversale
non-FID	(noch) keine finale Investitionsentscheidung
NOP	Netzwerk Entwicklungsplan (Niederländischer Netzentwicklungsplan)
NOWAL	North-West Pipeline Link
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
PCI	Project of Common Interest/ Projekt von gemeinsamem Interesse
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SEL	Süddeutsche Erdgasleitung
SoS VO	Erdgas-Versorgungssicherheits-Verordnung
STEGAL	Sachsen-Thüringen-Erdgas-Leitung
SÜDAL	Süddeutsche Anbindungsleitung
TA-Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung von Luft
TaK	Temperaturabhängige Kapazität: Kapazität ist innerhalb eines definierten Temperaturbereichs fest und außerhalb unterbrechbar.

TAP	Trans-Adriatic pipeline
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
TVK	Technisch verfügbare Kapazität
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UGS	Untergroundspeicher
VDS	Verdichterstation
VHP	Virtueller Handelspunkt
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VNB	Verteilernetzbetreiber
WEG	Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V.
WEO	World Energy Outlook

Literatur

- [13. BImSchV] Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen vom 2. Mai 2013 (BGBl. I S. 1021, 1023, 3754), die durch Artikel 80 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist
- [ACER 2015] European Gas Target Model review and update, download unter (Download am 02.02.2016):
<http://www.acer.europa.eu/events/presentation-of-acer-gas-target-model-/documents/european%20gas%20target%20model%20review%20and%20update.pdf>
- [AG Energiebilanzen 2015] Energiebilanz 2013 für die Bundesrepublik Deutschland, download unter (Download am 01.07.2015):
<http://www.ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2012.html>
- [BDEW/ GEODE/ VKU 2015] Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, download unter (Download am 20.01.2016):
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/AAC284865C87ADF1C1257E74002D48D9/\\$file/Kooperationsvereinbarung%20zwischen%20den%20Betreibern%20von%20in%20Deutschland%20gelegenen%20Gasversorgungsnetzen.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/AAC284865C87ADF1C1257E74002D48D9/$file/Kooperationsvereinbarung%20zwischen%20den%20Betreibern%20von%20in%20Deutschland%20gelegenen%20Gasversorgungsnetzen.pdf)
- [BFE 2015] Gasnetzzugang Schweiz (Los 3) - Studie im Auftrag des Bundesamt für Energie (BFE), download unter (Download am 02.02.2016):
<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/42575.pdf>
- [Biogas-Monitoringbericht 2014] Biogas-Monitoringbericht 2014 – Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkung der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, download unter (Download am 01.07.2015):
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Biogas/Biogas_Monitoring/Biogas_Monitoringbericht_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [BNetzA 2012] Entscheidung der BNetzA vom 10.12.2012 (Az. 8615-NEP Gas 2012 – Änderungsverlangen), Bundesnetzagentur, download unter (Download am 25.01.2016):
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2012/Aenderungsverlangen.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 2014] 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 2015] Entscheidung der BNetzA vom 11.12.2015 (Az. 8615-NEP Gas 2016 – Bestätigung Szenariorahmen), Bundesnetzagentur, download unter (Download am 13.01.2016):
http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_Gas2016/Szenariorahmen2016/NEP_Gas_Szenario_node.html
- [dena 2015] Biogaseinspeisung in Deutschland – Tabellarischer Überblick über Einspeiseprojekte in Deutschland, download unter (Download am 11.06.2015):
<http://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/projektliste-deutschland.html>
- [dena 2016a] Strategieplattform Power to Gas, Quelle (letzter Abruf am 22.01.2016): <http://www.powertogas.info>
- [dena 2016b] Power to Gas – eine innovative Systemlösung für die Energiewende, Quelle (letzter Abruf am 22.01.2016):
<http://www.dena.de/projekte/erneuerbare/strategieplattform-power-to-gas.html>
- [Destatis 2016] Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) – Lange Reihen der Fachserie 17 Reihe 2 von Januar 2000 bis Dezember 2015, download unter (Download am 25.01.2016):
<https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Erzeugerpreise/ErzeugerpreiseLangeReihen.html>

- [Directive 2010/75/EU] Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council, download unter (Download am 13.01.2016):
<http://ec.europa.eu/environment/industry/stationary/ied/legislation.htm>
- [EC 2015] Projekte von gemeinsamem Interesse (PCI), download unter (Download am 13.01.2016):
<https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-unveils-list-195-key-energy-infrastructure-projects>
- [ENERGINET 2015] Gas in Denmark 2015, download unter (Download am 08.07.2015):
<http://www.energinet.dk/EN/GAS/Gas-i-Danmark-2015/Sider/default.aspx>
- [ENTSOG 2015] Ten-Year Network Development Plan 2015, European Network of Transmission System Operators for Gas. Quelle (letzter Abruf am 02.02.2016):
http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/TYNDP/2015/entsog_TYNDP2015_main_report_lowres.pdf
- [European Spot Gas Markets 2016] Traded volumes on PSV continue to grow, Quelle: European Spot Gas Markets, 16/01/2016
- [EWI/ Prognos/ GWS 2014] Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose, 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 2013] Netzentwicklungsplan Gas 2012, download unter (Download am 21.01.2016): http://www.fnb-gas.de/files/130310_netzentwicklungsplan_gas_2012.pdf
- [FNB Gas 2014a] Netzentwicklungsplan Gas 2013, download unter (Download am 21.01.2016): http://www.fnb-gas.de/files/20140318_netzentwicklungsplan_gas_2013.pdf

[FNB Gas 2014b]	Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2015, der Fernleitungsnetzbetreiber, Prognos AG, im Auftrag der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, download unter (Download am 13.01.2016): http://www.fnb-gas.de/files/2014_09_08_nep_gas_2015_szenariorahmen.pdf
[FNB Gas 2015a]	Netzentwicklungsplan Gas 2014, download unter (Download am 05.02.2015): http://www.fnb-gas.de/files/2015-01-28_nep_gas_2014.pdf
[FNB Gas 2015b]	Netzentwicklungsplan Gas 2015, download unter (Download am 10.01.2016): http://www.fnb-gas.de/files/2015_12_04_nep-gas-2015.pdf
[FNB Gas 2015c]	Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016, download unter (Download am 25.01.2016): http://www.fnb-gas.de/files/2015_07_27_nep_gas_2016_szenariorahmen.pdf
[Gazprom 2015]	Gazprom news - Gazprom, E.ON, Shell and OMV agree upon developing gas transmission capacities to deliver Russian gas to Europe, Quelle (letzter Abruf am 02.02.2016): http://www.gazprom.com/press/news/2015/june/article229578/
[GTS 2015]	Niederländischer Netzentwicklungsplan, Quelle (letzter Abruf am 02.02.2016): https://www.gasunietransportservices.nl/en/network-operations/maintenance-of-transmission-system/network-development-plan-nop
[NL 2014]	Natural gas production reduced and funds earmarked for Groningen, Government of the Netherlands, 17.01.2014, download unter (Download am 04.02.2015): http://www.government.nl/news/2014/01/17/natural-gas-production-reduced-and-funds-earmarked-for-groningen.html
[NL 2015]	Entscheidung oberstes Verwaltungsgericht Den Haag, Quelle (letzter Abruf am 02.02.2016): http://uitspraken.rechtspraak.nl/inziendocument?id=ECLI:NL:RVS:2015:3578
[TA-Luft]	Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft - TA Luft), Rechtsstand 01.10.2002

[WEG 2014]

WEG-Jahresbericht 2014 – Statistischer Teil (Download am 01.07.2015):

<http://www.erdoel-erdgas.de/Themen/Zahlen-und-Fakten>

[WEG-Prognose 2015]

Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und Deutschland, 2015-2026

Legal Disclaimer

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