Entwurf

Netzentwicklungsplan Gas 2014

Ansprechpartner:
Jeremias Pressl

info@fnb-gas.de

Berlin, 01.04.2014

1. bayernets GmbH
Poccistraße 7
80336 München

2. Fluxys TENP GmbH
Elisabethstraße 11
40217 Düsseldorf

3. Fluxys Deutschland GmbH
Elisabethstraße 11
40217 Düsseldorf

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

5. Gastransport Nord GmbH
An der Großen Wisch 9
26133 Oldenburg (Oldb)

6. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
Pelikanplatz 5
30177 Hannover

7. Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH
Pelikanplatz 5
30177 Hannover

8. GRTgaz Deutschland GmbH
Zimmerstraße 56
10117 Berlin

9. jordgasTransport GmbH
Promenade Am Alten Binnenhafen 6
26721 Emden

10. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
Norbertstraße 85
45131 Essen

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

12. Nowega GmbH
Nevinghoff 20
48147 Münster

13. ONTRAS Gastransport GmbH
Maximilianallee 4
04129 Leipzig

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

15. Open Grid Europe GmbH
Kallenbergstraße 5
45141 Essen

16. terranets bw GmbH
Am Wallgraben 135
70565 Stuttgart

17. Thyssengas GmbH
Kampstraße 49
44137 Dortmund

bayernets
erdgas transport systeme

Name	bayernets GmbH	
Unternehmenssitz	München	
Kunden	43 nachgelagerte Netzbetreiber, davon 10 direkt nachgelagert, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	103
Ferngasleitungsnetz	km	1.327
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	1
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	8
Grenzübergangspunkte	Anzahl	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	148
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	19.797
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	68

FLUXYS | NEL

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

FLUXYS | TENP

Name	Fluxys TENP GmbH	
Unternehmenssitz	Düsseldorf	
Kunden	25	
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	17.535
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	76

GASCADE

Name	GASCADE Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Kassel (Hessen)	
Kunden	ca. 80 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	ca. 350
Ferngasleitungsnetz	km	2.300
Verdichterstationen	Anzahl	9
Verdichtereinheiten	Anzahl	29
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 490
Grenzübergangspunkte	Anzahl	7
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	83
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	64.797
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	146

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2013
Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2012

Name	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	
Unternehmenssitz	Hannover	
Kunden	127	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	257
Ferngasleitungsnetz	km	3.235
Verdichterstationen	Anzahl	9
Verdichtereinheiten	Anzahl	28
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	158
Grenzübergangspunkte	Anzahl	6
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	186
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	43.569
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	211

Name	Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH	
Unternehmenssitz	Hannover	
Kunden	Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	2
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 440
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	derzeit nur marktgebietsintern
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	3.522
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0,073

Name	GRTgaz Deutschland GmbH	
Unternehmenssitz	Berlin	
Kunden	25 Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	30
Ferngasleitungsnetz	km	1.161
Verdichterstationen	Anzahl	6
Verdichtereinheiten	Anzahl	24
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	296
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	17
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	61.058
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	207*

** MEGAL - Wert*

Name	Gastransport Nord GmbH	
Unternehmenssitz	Oldenburg	
Kunden	20	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	42
Ferngasleitungsnetz	km	321
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	76
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	8.935
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	30,5

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2013
Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2012

Name	jordgasTransport GmbH	
Unternehmenssitz	Emden	
Kunden	die Vermarktung erfolgt auf der Kapazitätsplattform PRISMA	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	6+Dienstleister
Ferngasleitungsnetz	km	408
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	7
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	57
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	0
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	9.750
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0

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

Name	NEL Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Kassel (Hessen)	
Kunden	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 markt-gebietsintern
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	ca. 2.800
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0

Name	Nowega GmbH	
Unternehmenssitz	Münster	
Kunden	Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	18
Ferngasleitungsnetz	km	685
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	112
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	6.940
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	22

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2013
Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2012

Name	ONTRAS Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Leipzig	
Kunden	59	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	276
Ferngasleitungsnetz	km	7.249
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	5
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	38
Grenzübergangspunkte	Anzahl	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	513
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	51.342
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	163,8

Name	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG	
Unternehmenssitz	Kassel (Hessen)	
Kunden	Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	9
Ferngasleitungsnetz	km	470
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	96
Grenzübergangspunkte	Anzahl	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	34.400
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0

Name	Open Grid Europe GmbH	
Unternehmenssitz	Essen	
Kunden	mehr als 450 nationale und internationale Ferngasgesellschaften, Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	ca 1.800
Ferngasleitungsnetz	km	ca 12.000
Verdichterstationen	Anzahl	27
Verdichtereinheiten	Anzahl	97
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 1.000
Grenzübergangspunkte	Anzahl	17
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	ca. 1.100
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	218.169
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	ca. 759

Name	terranets bw GmbH	
Unternehmenssitz	Stuttgart	
Kunden	ca. 150 Regionalgesellschaften, Stadwerke, Industriekunden und Händler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	199
Ferngasleitungsnetz	km	1.965
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	7
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	33
Grenzübergangspunkte	Anzahl	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	203
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	23.059
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	77

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2013
Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2012

Thyssengas
ERDGASLOGISTIK

Name	Thyssengas GmbH	
Unternehmenssitz	Dortmund	
Kunden	mehr als 200 Regional-gesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	ca. 270
Ferngasleitungsnetz	km	4.204
Verdichterstationen	Anzahl	6
Verdichtereinheiten	Anzahl	15
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 120
Grenzübergangspunkte	Anzahl	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1086
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	26.000
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	69,5

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2013
Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2012

Inhalt

Vorwort **8**

Executive Summary **9**

1 Einführung **11**

1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung 11
1.2 Vorgehensweise und Zeitplan 12
1.3 Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung 13

2 Bestätigter Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 **20**

2.1 Wichtige Annahmen des Szenariorahmens 20
2.2 Inhalte des Szenariorahmens 22
2.3 Modellierungsvarianten 25
2.4 Grundlagen der Modellierung 27
2.4.1 Feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten für Kraftwerke (DZK für Kraftwerke) 27
2.4.2 Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern 28

3 Modellierung der Fernleitungsnetze **31**

3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise 31
3.2 Eingangsgrößen für die Netzmodellierung 32
3.2.1 Basisdaten 32
3.2.2 Weiterverarbeitung der Basisdaten für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber 34
3.2.3 Austauschkapazitäten an Marktgebietsübergangspunkten 39
3.2.4 Kapazitäten an Grenzübergangspunkten 39
3.2.5 Kraftwerksanfragen 42
3.2.6 Speicher 47
3.2.7 Industrielle Gasverbraucher 50
3.3 Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten 50

4 Das heutige Fernleitungsnetz **54**

4.1 H-Gas-Gebiet 54
4.2 L-Gas-Gebiet 56
4.3 Status des heutigen Netzausbaus 57
4.4 Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen nach 13. BImSchV und TA-Luft 61
4.5 Weitere Projekte ohne finale Investitionsentscheidung 63
4.6 Stand der Umsetzung des NEP 2013 63
4.7 Analyse historischer Unterbrechungen 65
Unterbrechung fester Kapazitäten 66
Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten 67

5 Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“ 79

5.1 Beschreibung der Situation 79
5.2 L-Gas-Leistungsbilanz 2030 80
5.3 Umstellungsgeschwindigkeit 85
5.4 Ausblick 2025-2030 86
5.5 Verbleibender L-Gas-Markt 2030 86
5.6 Umstellungsbereiche 87
5.6.1 Festlegung der Umstellungsbereiche 87
5.6.2 Übersicht der Umstellgebiete 88
5.7 Detaillierte Erläuterung der Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber 92
5.7.1 Netzgebiet GUD 92
5.7.2 Netzgebiet Nowega 94
5.7.3 Netzgebiet GTG Nord 94
5.7.4 Netzgebiet OGE/ TG 95
5.8 Konvertierung 96
5.9 Fazit zum Versorgungssicherheitsszenarios „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“ 97

6 Ergebnisse der Modellierung 98

6.1 Beschreibung der Modellierungsvarianten 98
6.1.1 Modellierungsvariante II.1 98
6.1.2 Modellierungsvariante II.2 101
6.2 Modellierungsergebnisse 105
6.2.1 Modellierungsvariante II.1/ II.2 für das Jahr 2019 105
6.2.2 Modellierungsvariante II.2 für das Jahr 2024 109
6.2.3 Modellierungsvariante II.1 für das Jahr 2024 110
6.3 Gesamtergebnisse der Modellierungsvarianten 112
6.3.1 Gesamtergebnis der Variante II.1 112
6.3.2 Gesamtergebnis der Variante II.2 115

7 Netzausbaumaßnahmen 118

7.1 Vorschlag der konkreten Netzausbaumaßnahmen der FNB für den NEP 2014 118
7.2 Entfallene Maßnahmen im Vergleich zum NEP 2013 128
7.3 Weitere Netzausbaumaßnahmen abweichend vom Szenariorahmen 130
Erhöhung der Export-Kapazitäten in Richtung Niederlande 130

8 Power-to-Gas 133

9 Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV zum 01.04.2014 134

9.1 Erwartungen der Fernleitungsnetzbetreiber über die Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage 134
9.2 Erkenntnisse aus durchgeführten Marktabfragen zum langfristig verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf 134
9.3 Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Absatz 2 Satz 1 GasNZV 134

9.4 Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz 135
9.5 Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens nach § 13 Absatz 1 GasNZV 135
9.6 Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs nach § 25 Satz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes 136
9.7 Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern 136
9.8 Erkenntnisse über Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten nach § 21 GasNZV ergibt 136
9.9 Erkenntnisse aus den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen nach der europäischen Netzzugangsverordnung 137
9.10 Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV sowie Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV 137

Übersicht der Anlagen 138

Übersicht über PCI-Projekte deutscher Netzbetreiber 139

Auswertung der Stellungnahmen 140

Glossar 141

Literatur 144

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs	20
Abbildung 2:	Vorschlag für Anteile an fester Entry-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen	29
Abbildung 3:	Vorschlag für Anteile an fester Exit-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen	30
Abbildung 4:	Grundsätzliches Vorgehen bei der Netzmodellierung	31
Abbildung 5:	Eingangsgrößen für die Netzmodellierung	32
Abbildung 6:	Weiterverarbeitung der Basisdaten für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber	34
Abbildung 7:	Zuordnung der Gemeinden zu Versorgungsgebieten	36
Abbildung 8:	Weiterverarbeitung der Daten am Beispiel eines nachgelagerten Netzbetreibers	37
Abbildung 9:	Modellrechnung zur H-Gas-Quellenverteilung	40
Abbildung 10:	Systemrelevante Kraftwerke mit Anschluss an das FNB-Netz	44
Abbildung 11:	Neubaukraftwerke gemäß Szenario II	46
Abbildung 12:	Neue Speicher mit Anschluss an das FNB-Netz	49
Abbildung 13:	H-Gas-Gebiet	54
Abbildung 14:	L-Gas-Gebiet	56
Abbildung 15:	Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz im Überblick	60
Abbildung 16:	Umsetzungsstand der NEP 2013-Maßnahmen	65
Abbildung 17:	Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten	69
Abbildung 18:	Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems	81
Abbildung 19:	Deutschlandweite kapazitive L-Gas Bilanz für die Varianten ll.1, ll.2 und ll.3	84
Abbildung 20:	Umzustellende Leistung pro Jahr der bis 2024 konkret benannten Umstellgebiete in GWh/h	86
Abbildung 21:	Umstellgebiete 2016-2019	89

Abbildung 22:	Umstellgebiete 2020-2024	90
Abbildung 23:	Variante II.1 – Geänderte Anforderungen in 2019 und 2024 ggü. 2014	98
Abbildung 24:	Variante II.2 – Geänderte Anforderungen in 2019 und 2024 ggü. 2014	102
Abbildung 25:	Ausbaumaßnahmen in den Varianten II.1 bis zum Jahr 2019	113
Abbildung 26:	Ausbaumaßnahmen in den Varianten II.1 bis zum Jahr 2024	114
Abbildung 27:	Ausbaumaßnahmen in den Varianten II.2 bis zum Jahr 2019	116
Abbildung 28:	Ausbaumaßnahmen in den Varianten II.2 bis zum Jahr 2024	117
Abbildung 29:	Netzausbauvorschlag der FNB für den NEP 2014	127

Tabelle 1:	In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland	21
Tabelle 2:	Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung	22
Tabelle 3:	Szenario I – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt	22
Tabelle 4:	Szenario II – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt	23
Tabelle 5:	Szenario III – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt	23
Tabelle 6:	Veränderung der Erdgasförderung in Deutschland	23
Tabelle 7:	Veränderung der Biogaseinspeisung in Deutschland	24
Tabelle 8:	Entwicklung des Erdgas-Bedarfs in den Szenarien I bis III des Szenariorahmens	24
Tabelle 9:	Modellierungsvarianten	26
Tabelle 10:	Angenommene Benutzungsstunden zur Umrechnung des Gasbedarfs in Leistungsangaben	35
Tabelle 11:	Zusätzlicher H-Gas-Leistungsbedarf 2025 - 2030	41
Tabelle 12:	Systemrelevante Kraftwerke mit Anschluss an das FNB-Netz	43

Tabelle 13:	Neubaukraftwerke* gemäß Szenario II	45
Tabelle 14:	Zusätzliche Speicher in den Modellierungsvarianten	48
Tabelle 15:	Plankostenansätze für Standard-Erdgastransportleitungen in €/m	51
Tabelle 16:	Plankostenansätze für Verdichterstationen	52
Tabelle 17:	Plankostenansätze für GDRM-Anlagen	53
Tabelle 18:	In Betrieb genommene Projekte gegenüber dem NEP 2013	58
Tabelle 19:	Emissionsgrenzen entsprechend 13. BImSchV	61
Tabelle 20:	Emissionsgrenzen entsprechend TA-Luft	61
Tabelle 21:	Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen 13. BImSchV und TA-Luft	62
Tabelle 22:	Umsetzungsstand der NEP 2013-Maßnahmen zum 01.04.2014	64
Tabelle 23:	Übersicht des Anteils der Unterbrechungsdauer an dem jeweils betrachteten Zeitraum (%)	67
Tabelle 24:	Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten (kWh/h)	68
Tabelle 25:	Aufteilung der Importleistung auf GÜP [GWh/h]	82
Tabelle 26:	Daten zur L-Gas-Bilanz	84
Tabelle 27:	Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche	91
Tabelle 28:	Umstellungsleistung bis 2019 und 2024 [GWh/h]	92
Tabelle 29:	Variante II.1, geänderte Anforderungen in 2019 und 2024 ggü.2014 in den Segmenten Kraftwerke, Speicher und Interne Bestellung in MWh/h	99
Tabelle 30:	Leistungsbilanz II.1 in GWh/h	101
Tabelle 31:	Variante II.2, geänderte Anforderungen in 2019 und 2024 ggü.2014 in den Segmenten Kraftwerke, Speicher und Interne Bestellung in MWh/h	103
Tabelle 32:	Leistungsbilanz II.2 in GWh/h	104
Tabelle 33:	Ergebnisse Variante II.1	112

Tabelle 34:	Ergebnisse Variante II.2	115
Tabelle 35:	Übersicht der Netzausbaumaßnahmen bis zum Jahr 2024	119
Tabelle 36:	Übersicht der von GUD vorgeschlagenen zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen bis zum Jahr 2024	132

Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

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

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

Wir freuen uns, Ihnen den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2014 vorlegen zu können. In diesem Dokument stellen wir die geplante Netzentwicklung für die kommenden zehn Jahre dar, die den geänderten Anforderungen an die Gas-Infrastruktur gerecht wird. Diese Netzentwicklung basiert auf dem von der Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigten Szenariorahmen.

Die hier vorliegende Fassung greift die Hinweise und Anregungen auf, die im Rahmen der vom 17.02. bis 07.03.2014 von den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführten öffentlichen Konsultation geäußert wurden. Wir danken allen Teilnehmern der Konsultation für die offene und konstruktive Mitwirkung.

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

Ihre Fernleitungsnetzbetreiber

Executive Summary

In dem vorliegenden Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2014 stellen die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) die Ergebnisse der Netzentwicklungsplanung – einschließlich der im Rahmen der öffentlichen Konsultation erhaltenen Informationen – und die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs vor. Damit erfüllen sie die Vorgaben aus Energiewirtschaftsgesetz und Gasnetzzugangsverordnung. Dieser dritte deutschlandweite Netzentwicklungsplan basiert auf dem von den FNB konsultierten und von der BNetzA am 16.10.2013 bestätigten Szenariorahmen.

Die FNB schlagen die ermittelten Netzausbaumaßnahmen laut Tabelle 35 (s. Kapitel 7.1) mit einem **Investitionsvolumen** von rund **1,8 Mrd. €** bis zum Jahr 2019 und insgesamt **3,1 Mrd. €** bis zum Jahr 2024 vor, die im Wesentlichen auf der Modellierungsvariante II.2 basieren.

Die FNB sehen die vorgeschlagenen Maßnahmen des NEP 2013 im Wesentlichen durch die Ergebnisse des NEP 2014 bestätigt. Darüber hinaus sind in der Betrachtung bis 2024 zusätzliche Ausbaumaßnahmen erforderlich, die maßgeblich durch folgende Faktoren bedingt sind:

- Konkretisierter L-/H-Gas-Umstellungsbedarf
  Entsprechend dem bestätigten Szenariorahmen erhöht sich der L-/H-Gas-Umstellungsbedarf gegenüber dem letzten NEP erheblich. Die Veränderungen ergeben sich aus dem erweiterten Betrachtungszeitraum und aktuellen Erkenntnissen zu den zeitlichen Abläufen der konkreten Umstellung.

- Erhöhter H-Gas-Bedarf
  Der zusätzliche H-Gas-Bedarf führt zu der Notwendigkeit zusätzlicher Infrastrukturentwicklung für den Antransport, um den erhöhten H-Gas-Bedarf aufgrund des L-/H-Gas-Umstellungsbedarfs decken zu können.

- Erhöhter Kapazitätsbedarf für Gasspeicher
  Die deutliche Erhöhung der zu berücksichtigenden Leistung und Anpassung der Temperaturkurven führen zu einem zusätzlichen Ausbaubedarf.

Bei der Betrachtung der Versorgungssicherheit im NEP 2014 haben sich die FNB auf die L-/H-Gas-Umstellung konzentriert. Ein wichtiges Ergebnis ist der konkrete Vorschlag für die schrittweise Umstellung von heute mit L-Gas versorgten Gebieten auf H-Gas. Darüber hinaus wurde die L-Gas-Bilanz bis 2030 erweitert.

Für die Zeit bis 2024 wurde im NEP 2014 zusätzlich benötigte H-Gas-Leistung entsprechend der H-Gas-Quellen-Aufteilung des Szenariorahmens berücksichtigt. Die Bereitstellung der Infrastruktur in Deutschland zur Übernahme dieser Leistung sowie der Antransport zu den Umstellungsbereichen ist Teil der Maßnahmenliste des NEP.

Zur Gewährleistung der heute erreichten hohen spartenübergreifenden Versorgungssicherheit spielen Gaskraftwerke eine wichtige Rolle. Hierbei hat sich gezeigt, dass das von den FNB im NEP 2013 entwickelte Kapazitätsprodukt für Kraftwerke (DZK) gesamtwirtschaftlich betrachtet den Erfordernissen eines hinsichtlich der Entwicklung schwer einschätzbaren Marktes für Gaskraftwerke gerecht wird.

Der Erhalt des hohen Versorgungssicherheit-Standards setzt den Bau neuer Infrastruktur voraus. Im Vorfeld sind hierfür komplexe Planungs- und Genehmigungsschritte erforderlich. Diese sind in der Regel voneinander abhängig und im Rahmen der Umsetzung der Maßnahmen ein wesentliches zeitbestimmendes Element. Hier ist durch Intensivierung des Dialogs mit allen Beteiligten sicherzustellen, dass keine unnötigen Verzögerungen auftreten und dadurch die Versorgungssicherheit eingeschränkt wird.

Die Maßnahmen zum Ausbau des Transportnetzes erfordern erhebliche finanzielle Mittel, die von den FNB 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.

Die Stabilisierung der Modellierungsanforderungen im Betrachtungszeitraum bis 2019 in den Netzentwicklungsplänen führt zu einer zunehmenden Konvergenz des erforderlichen Ausbaubedarfs und den daraus abgeleiteten Maßnahmen. Der Prozess der NEP-Erstellung könnte weiter optimiert werden, wenn der NEP in einem zweijährlichen Rhythmus entwickelt würde. Hiermit ließe sich mehr Zeit für Konsultationen und Modellierung gewinnen und eine Harmonisierung mit anderen Planungsrhythmen z.B. in Anlehnung an den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (im Weiteren „ENTSOG TYNDP“) erreichen.

1 Einführung

1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung

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

Netzentwicklungsplan Gas

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

Vor der Vorlage bei der BNetzA haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Öffentlichkeit und den nachgelagerten Netzbetreibern Gelegenheit zur Äußerung einzuräumen. Die BNetzA hat zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplans 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 Anschlussbegehren 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 01.04.2014 Bestandteil dieses Dokuments.

1.2 Vorgehensweise und Zeitplan

Der vorliegende Netzentwicklungsplan Gas 2014 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 der BNetzA bestätigten **Szenariorahmen** in der Fassung vom 16.10.2013 (vgl. **Kapitel 2**). Neben dem Szenariorahmen wurden die damit in Verbindung stehenden detaillierten Daten der Prognos AG zum regionalen Gasbedarf und -aufkommen in den drei Szenarien verarbeitet. Außerdem enthält dieses Kapitel die im Beschluss der BNetzA zur Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2014 geforderten Ergänzungen bzw. Änderungen.
- Gasbedarf und -aufkommen wurden in eine regional benötigte **Gaskapazität** umgerechnet. Die Entwicklung der regional benötigten Gaskapazität bildet die Grundlage für die **Modellierungsarbeiten** bei den Fernleitungsnetzbetreibern. Detaillierte Ausführungen zur Modellierung und der hierbei verwendeten Methodik finden sich in **Kapitel 3**.
- Den **Stand** des heutigen Fernleitungsnetzes zeigt **Kapitel 4**. Es beschreibt neben den bereits heute in Bau befindlichen oder beschlossenen und geplanten Projekten zum Ausbau des Fernleitungsnetzes den Stand der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan 2013.
- **Kapitel 5** behandelt das Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“ und die Marktraumumstellung von L- auf H-Gas. Es enthält außerdem L-Gas-Bilanzen bis 2024/2030 und Beschreibungen der geplanten Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber.
- **Ergebnisse der Modellierung** der H-Gas-Fernleitungsnetze sind in **Kapitel 6** dargestellt. In der Modellierung wurden für das Szenario II, welches aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber die höchste Realisierungswahrscheinlichkeit aufweist, detaillierte Berechnungen in den Modellierungsvarianten II.1 und II.2 durchgeführt.
- In **Kapitel 7** werden die Voraussetzungen und Bedingungen des Netzausbaus sowie die von den FNB auf Basis der Modellierungsergebnisse vorgeschlagenen **Netzausbaumaßnahmen** dargestellt. Änderungen an Maßnahmen gegenüber dem vorigen NEP werden erläutert.
- In **Kapitel 8** sind weitere Überlegungen zu den Möglichkeiten von **Power-to-Gas** im deutschen Fernleitungsnetz dargestellt.

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

Zeitlicher Ablauf der Erstellung des Netzentwicklungsplans

Das Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2014 wurde am 17.02.2014 auf der Internetseite www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan veröffentlicht. Im Rahmen einer öffentlichen Konsultation vom 17.02.2014 bis 07.03.2014 wurde der Öffentlichkeit und den nachgelagerten Netzbetreibern Gelegenheit zur Äußerung gegeben. Zusätzlich zur Veröffentlichung im Internet fand am 24.02.2014 ein öffentlicher Workshop statt, bei dem der Netzentwicklungsplan erläutert und diskutiert wurde.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben das überarbeitete Konsultationsdokument als Entwurf des Netzentwicklungsplans bei der BNetzA am 01.04.2014 eingereicht. Die BNetzA hat danach 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, welche von den Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb von drei Monaten einzuarbeiten sind.

1.3 Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung

Die FNB haben entsprechend § 15a Abs. 2 EnWG im Zeitraum vom 17.02.2014 bis 07.03.2014 der Öffentlichkeit, einschließlich den nachgelagerten Netzbetreibern, Gelegenheit zur Äußerung zum Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans 2014 gegeben.

Insgesamt sind in diesem Zeitraum 49[1] Stellungnahmen eingegangen. Eine Übersicht über die darin enthaltenen Themen befindet sich im Anhang. Die wesentlichen von den Konsultationsteilnehmern und der BNetzA genannten Aspekte wurden wie folgt im vorliegenden Netzentwicklungsplan berücksichtigt:

Übergeordnete Themen

Zeitlicher Rahmen des NEP-Prozesses und der Konsultation

Die FNB teilen die Einschätzung der Marktteilnehmer, dass die nach Artikel 22 der Richtlinie 2009/73/EG und nach § 15a EnWG geforderte jährliche Erstellung eines Netzentwicklungsplanes Gas alle Beteiligten vor große Herausforderungen stellt.

Der Prozess der NEP-Erstellung könnte weiter optimiert werden, wenn der NEP in einem zweijährlichen Rhythmus entwickelt würde. Hiermit ließe sich mehr Zeit für Konsultationen

[1] davon zwei Stellungnahmen nach Beendigung der Konsultationsfrist

und Modellierung gewinnen und eine Harmonisierung mit anderen Planungsrhythmen erreichen.

Bis die entsprechenden gesetzlichen Bedingungen geschaffen worden sind, sollten die Möglichkeiten des § 15a Abs. 6 EnWG, nur alle drei Jahre ein vollständiges Verfahren durchzuführen, stärker genutzt werden.

Berücksichtigung des Zusatzbedarfs nachgelagerter Netzbetreiber

Der gesamte Zusatzbedarf nachgelagerter Netzbetreiber wird mittelfristig über die plausibilisierte Langfristprognose im NEP berücksichtigt. Ziel ist es hierbei, nach der Fertigstellung der geplanten Netzausbaumaßnahmen die von den nachgelagerten Netzbetreibern benötigten Kapazitäten unbefristet und auf fester Basis zur Verfügung zu stellen. Der NEP ist ein Instrument zur Bereitstellung von langfristigen Kapazitäten. Die Verfügbarkeit von zusätzlichen Kapazitäten vor Fertigstellung der im NEP bestimmten erforderlichen Netzausbaumaßnahmen wird nicht im NEP untersucht, sondern im Prozess der jährlichen Einzelfallprüfung.

Die Befristung von Kapazitäten im L-Gas stellt eine Besonderheit dar. Gemäß § 9 GasNZV sind Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bei der Ermittlung fest frei zuordenbarer Kapazitäten u. a. die prognostizierte Kapazitätsauslastung sowie wahrscheinliche und realistische Lastflüsse zu berücksichtigen. Dies betrifft insbesondere auch die Lastflüsse an den Einspeisepunkten. Im Rahmen der jährlich aktualisierten deutschlandweiten L-Gas-Bilanz, deren Veröffentlichung jeweils im Rahmen des NEP erfolgt, wird der maximale Exit-Bedarf – einschließlich Ausspeisungen zu nachgelagerten Netzbetreibern – den gesichert prognostizierten Einspeiseleistungen gegenübergestellt. Im Sinne einer sorgfältigen und vorausschauenden Planung sind im Hinblick auf die aktuelle L-Gas-Bilanz die angefragten Zusatzkapazitäten im L-Gas nicht gesichert darstellbar und können erst nach der Umstellung des Netzgebietes bzw. gleichzusetzender kapazitätserhöhender Maßnahmen im L-Gas unbefristet zur Verfügung gestellt werden. Für die umgestellten Bereiche ist es das Ziel, die von den nachgelagerten Netzbetreibern benötigten Kapazitäten unbefristet und auf fester Basis zur Verfügung zu stellen.

Darüber hinaus werden einzelne nachgelagerte Netzbetreiber betreffende Fragestellungen im Dialog mit dem jeweils betroffenen Netzbetreiber diskutiert.

Auswahl der Modellierungsvariante

Wie in Kapitel 3.2.2 dargestellt, leiten die FNB aus dem im Szenariorahmen unterstellten zurückgehenden Gasbedarf eine rückläufige Leistungsentwicklung bis 2024 ab. In Modellierungsvariante II.1 ergibt sich bis zum Jahr 2024 ein Leistungsanstieg, während sich in Modellierungsvariante II.2 über den gesamten Prognosezeitraum betrachtet ein deutschlandweit leicht sinkender Kapazitätsbedarf ergibt (vgl. Abbildung 15). Damit entspricht Modellierungsvariante II.2 aus FNB-Sicht den Annahmen des Szenariorahmens (rückläufiger Erdgasverbrauch in Deutschland) und wurde daher von den FNB als Basis für die Ermittlung des Netzausbauvorschlages ausgewählt.

In diesem Zusammenhang möchten die FNB noch einmal darauf hinweisen, dass sie mit den Verbänden BDEW, VKU und Geode eine gemeinsame Studie („Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilernetzbetreiber“)

durchführen. Die Studienergebnisse sollen im Sommer 2014 vorliegen und in den zukünftigen NEP-Prozess einfließen.

Kapitel 2

Trennungsmodell

Der NEP 2014 hat gemäß bestätigtem Szenariorahmen die Planungsprämissen TaK an Speichern und DZK für Kraftwerke in der Modellierung berücksichtigt. Damit wird keine Entscheidung über die Art der späteren Vermarktung von Kapazitäten vorweg genommen. Die tatsächliche Vermarktung von Kapazitäten ist nicht Bestandteil des NEP (Trennungsmodell), sondern wird in den entsprechenden Arbeitsgruppen (PG TaK bzw. PG KGK) beim BDEW weiter vorangetrieben. Im Sinne eines effizienten Netzausbaus muss bei Anwendung des Trennungsmodells weniger Infrastruktur gebaut werden, als für die Darstellung fester, frei zuordenbarer Kapazitäten (auf Basis heutiger Produktdefinitionen) erforderlich wäre.

Berücksichtigung der Kraftwerke

In allen Entwicklungspfaden zur Gasverstromung wurden die bestehenden und die heute im Bau befindlichen neuen Gaskraftwerke berücksichtigt. Von der Bundesnetzagentur als systemrelevant geführte Kraftwerke wurden trotz eventuell vorhandener konkreter Stillegungsbeschlüsse der Betreiber bis zum Jahr 2023 weitergeführt. Das Konzept der Systemrelevanz von Kraftwerken im Übertragungsnetz wird nach Aussage der ÜNB spätestens mit einem erfolgten Ausbau der Übertragungsnetze im Jahr 2024 hinfällig. Anlagen, die bis zum Jahr 2024 das Ende ihrer Laufzeit von 45 Jahren erreichen, wurden grundsätzlich nur baugleich ersetzt, wenn an dem Standort eine Fernwärmeversorgung bestand.

Die Zuordnung von Neubaukraftwerken zu den Szenarien erfolgte zudem anhand der bei den FNB vorliegenden § 38-Anfragen/§ 39-Ausbaubegehren (GasNZV) sowie der bei den ÜNB gestellten Anschlussbegehren nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV). Folgende Kriterien für diese Zuordnung wurden verwendet:

- § 39-Ausbaubegehren in Verbindung mit einer KraftNAV-Anfrage werden im Szenariorahmen 2014 in den Szenarien I und II berücksichtigt. Die Zahlung der Planungspauschale ist vorerst nicht Voraussetzung für die Aufnahme in ein Szenario. Über das weitere Vorgehen bezüglich der § 39-Anfragen wird im folgenden Szenariorahmen 2015 neu entschieden werden müssen, eine „Dauerhaltestellung“ erscheint perspektivisch nicht sinnvoll.
- § 38-Anfragen in Verbindung mit einer KraftNAV-Anfrage, die positiv beschieden wurden, werden im Szenario II berücksichtigt. In zukünftigen Szenariorahmen ab 2015 ist auch hier die Einführung eines zeitlichen Kriteriums geplant, so dass bei mehr als zwei Jahre zurückliegenden Zusagen ohne weiteren Projektfortschritt, die positiv beantworteten § 38-Anfragen in Szenario I berücksichtigt werden.
- § 38-Anfragen in Verbindung mit einer KraftNAV-Anfrage, die sich in Bearbeitung befinden, werden im Szenario I und im Szenario II berücksichtigt.
- § 38-Anfragen in Verbindung mit einer KraftNAV-Anfrage, die abgelehnt wurden und bei denen in der Frist der folgenden zwei Jahre keine Änderung des Status herbeigeführt wurde, (keine § 39-Anfrage gestellt oder zurückgezogen) werden auf

der Basis der KraftNAV-Anfrage lediglich im Szenario I berücksichtigt. In den Szenariorahmen 2012 und 2013 wurden diese Anlagen bisher in Szenario II berücksichtigt. Für den Szenariorahmen 2015 ist eine weitere Verkürzung der Frist nach Ablehnung einer § 38-Anfrage auf 1 Jahr vorgesehen.

- Liegt ausschließlich eine Anfrage nach KraftNAV vor (keine § 38-Anfragen/§ 39-Ausbaubegehren (GasNZV)) und ist die Anlage auch nicht durch interne Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber oder eine konkrete Projektrealisierung bekannt, wird die Anlage nur in Szenario I abgebildet.
- Hinweis: Für den Anschluss von Kraftwerken ist in Einzelfällen keine KraftNAV-Anfrage bei den ÜNB notwendig. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn (neue) Kraftwerke eine bestehende Anschlusszusage ersetzen oder die Größenordnung von 100 MW_{el} nicht überschritten wird. In solchen Fällen bilden die bei den FNB vorliegenden § 38-Anfragen/§ 39-Ausbaubegehren (GasNZV) das entscheidende Kriterium.

DZK für Kraftwerke

In der Konsultation wurden verschiedene Aspekte bezüglich der Kapazitäten für Gaskraftwerke angesprochen. Diese Punkte beziehen sich primär auf die Vermarktung von Kapazitätsprodukten für Gaskraftwerke. Diese Aspekte werden in der PG KGK konstruktiv weiter entwickelt.

TaK an Speichern: Eine Stufe im Zwischentemperaturbereich

Die FNB haben die Vorgaben des im Szenariorahmen durch die BNetzA definierten Tak-Ansatzes in der Modellierung umgesetzt. Die Berücksichtigung von 100 % fester Kapazität gegenüber einer Berücksichtigung von 50 % (NCG-Marktgebiet) bzw. 80 % (GASPOOL-Marktgebiet) im NEP 2013 stellt eine signifikante Verbesserung der Berücksichtigung der Kapazitätsanforderungen der Speicherbetreiber im NEP 2014 dar.

Darüber hinaus haben die in der Modellierung berücksichtigten Prämissen zu einer deutlich höheren Qualität des TaK-Ansatzes geführt als von der BNetzA gefordert, da mehr Tage im „100 %-fest Bereich“ als die geforderten 30 Tage der BNetzA liegen. Die BNetzA leitet diesen Ansatz von 30 Tagen aus der Verordnung Nr. 994/2010 EG v. 20.10.2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG ab. Die FNB übererfüllen diese Prämisse laut BNetzA-Auswertung zur Bestätigung zum Szenariorahmen vom 16.10.2013 mit 42 Einspeichertagen bzw. 74 Ausspeichertagen.

Da die FNB die o.g. Prämissen nicht nur eingehalten haben, sondern übererfüllen und grundsätzlich die Phase der Modellierung im Prozess der Erstellung des Netzentwicklungsplans zu kurz ist, haben sich die FNB für eine einstufige Funktion im Zwischentemperaturbereich bei der Modellierung und der Gewährleistung der von der BNetzA geforderten 92 Vollbenutzungstage entschieden. Jede zusätzliche Stufe hätte einen erheblichen Mehraufwand erfordert, der im vorgegebenen Zeitrahmen nicht realisierbar gewesen wäre. Ob und inwiefern eine Anpassung des Modellierungsansatzes erforderlich bzw. sinnvoll ist, wird im Rahmen der PG TaK des BDEW diskutiert. Weitere in der Konsultation angesprochene Aspekte bezüglich TaK beziehen sich primär auf die Vermarktung von Kapazitätsprodukten und werden ebenfalls dort diskutiert.

Ausbau für Bestandsspeicher

Die Ergebnisse des NEP 2014 beinhalten keinen Ausbau für Bestandsspeicher, da die TaK-Prämissen an einigen Bestandsspeichern gemäß bestätigtem Szenariorahmen weitestgehend den in der Vergangenheit durch Lastflusszusagen abgesicherten Kapazitäten entsprechen.

Die Ausführungen im Kapitel Modellierungsergebnisse sowie der Maßnahmenliste und den Projektsteckbriefen sind als ein Vergleich der Maßnahmen zwischen dem NEP 2013 und dem NEP 2014 zu verstehen. Ein Ausbau für Bestandsspeicher bezogen auf das heutige Transportsystem kann daher daraus nicht abgeleitet werden. Der Ausbaubedarf resultiert demnach aus der Berücksichtigung von 100 % TaK für neue Speicher.

Um diesbezügliche Missverständnisse zu vermeiden, haben die FNB die entsprechenden Textpassagen und Tabellen im NEP 2014 angepasst.

Kapitel 4

Ermittlung von konkreten Netzausbaumaßnahmen auf Basis historischer Unterbrechungen

Die Ergebnisse der entsprechend den Vorgaben im bestätigten Szenariorahmen weiter entwickelten Analyse historischer Unterbrechungen sind in Kapitel 4.7 dargestellt. Unter Anwendung des im bestätigten Szenariorahmen festgelegten Kriteriums für den Anteil der Unterbrechungsdauer ergeben sich 25 zu analysierende Ein- bzw. Ausspeisepunkte (siehe u.a. Tabelle 23, Tabelle 24 sowie Abbildung 17). Die Ergebnisse der Analysen sind für jeden dieser 25 Punkte in entsprechenden Unterabschnitten dargestellt.

Eine Netzausbauplanung für hieraus unmittelbar ableitbare 25 Modellierungsvarianten oder sogar bis zu 625 Variantenkombinationen ist aus Sicht der FNB im Rahmen der gesetzlich vorgegebenen Frist des NEP-Prozesses objektiv nicht realisierbar. Darüber hinaus möchten die FNB hier auf ihre Ausführungen in Kapitel 4.7 verweisen, nach denen die historischen Unterbrechungen – isoliert betrachtet – keine ausreichende Basis für eine Ausbauentscheidung darstellen.

Transparente Darstellung der mit den Ausbaumaßnahmen verbundenen Verbesserung der Transportsituation an einzelnen Ein- oder Ausspeisepunkten

Wie in Kapitel 4.7 dargestellt, sehen die FNB grundsätzlich die Möglichkeit, Verbesserungen der Kapazitätssituation in bestimmten Netzgebieten aufzuzeigen. Für darüber hinausgehende Darstellungen möglicher Entwicklungen von Unterbrechungswahrscheinlichkeiten sehen die FNB jedoch keine ausreichend verlässliche Basis.

Kapitel 5

L-H-Gas-Umstellung

Das Vorgehen der FNB im Umgang mit dem Rückgang der L-Gas Leistungen aus den Niederlanden und aus deutscher Produktion findet breite Zustimmung.

Die FNB teilen die Meinung der Konsultationsteilnehmer, dass für ein effizientes Vorgehen eine gute Abstimmung notwendig ist, und werden weiterhin einen intensiven Abstimmungsprozess mit allen Marktteilnehmern führen. Für das Gelingen der Umstellungen sind viele Beteiligte relevant, hierzu zählen u. a.:

- Netzbetreiber (FNB, nachgelagerte Netzbetreiber, internationale Netzbetreiber)
- Industrie und Kraftwerke
- Umstellungsunternehmen
- Speicherbetreiber
- Produzenten (national und international)
- Umstellunternehmen, Gerätehersteller
- Regulierungsbehörden, politische Entscheider

Die Umstellungsplanung soll insbesondere im näheren Zeitbereich eine verlässliche Basis für die Planung aller Beteiligten darstellen. Die FNB versuchen diese Stabilität zu erreichen, werden aber sicher auch signifikante Änderungen der Rahmenbedingungen (z. B. Informationen aus Detailplanungen von nachgelagerten Netzbetreibern) berücksichtigen.

L-H-Gas Umstellung: Umstellreihenfolge und zeitlicher Ablauf

Die im NEP 2014 beschriebene Umstellreihenfolge findet allgemeine Zustimmung und wird als nachvollziehbar beschrieben. Kritisch merkt hierzu einzig die wesernetz Bremen GmbH an, dass die Umstellreihenfolge zwar grundsätzlich nachvollziehbar sei, eine vorgezogene Marktraumumstellung für Bremen vor 2019 aber für nicht möglich gehalten werde.

Die gegenüber dem NEP 2013 vorgezogene Umstellung des Netzgebiets Bremen stellt eine Möglichkeit dar, der wesernetz Bremen GmbH kurzfristig feste Zusatzkapazitäten bereitzustellen, um den drohenden Wegfall des bislang von wesernetz Bremen GmbH genutzten Speichers Lesum zu kompensieren. Eine Bewertung dieser und anderer Lösungsvarianten erfolgt für diesen Sonderfall unter Einbeziehung der wesernetz Bremen GmbH, der betroffenen FNB sowie der Bundesnetzagentur.

Aus den Gesprächen mit der wesernetz Bremen GmbH ist bekannt, dass der Netzbereich aufgeteilt werden kann und eine Aufteilung der Umstellung über mehrere Jahre angestrebt wird. Für diesen Bereich ist deshalb ein Umstellungszeitraum von 2017 bis 2019 angegeben. Da für die Bereiche Achim und Delmenhorst Abhängigkeiten zu der Umstellung des Netzgebietes Bremen bestehen, ist das genaue Umstellungsjahr abhängig von der Konkretisierung der zeitlichen Abfolge für die Umstellung einzelner Teilbereiche im Netzgebiet Bremen.

Die vorgestellte konkrete Umstellungsplanung deckt den Zeitraum des aktuellen NEP bis 2024 ab. Ungefähr die Hälfte des deutschen L-Gas Marktes ist in dieser Planung berücksichtigt – viele L-Gas Netzbereiche sind daher noch nicht in der Liste der

umzustellenden Netzpunkte (vgl. Anlage 3) enthalten. Zudem sind in dieser Auflistung ausschließlich die direkt den FNB nachgelagerten Netzbetreiber aufgeführt.

Generell gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, dass die Einhaltung von Terminen für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit auch bei rückgängiger L-Gas-Produktion unabdingbar ist und erfordert, dass die betroffenen Netzbetreiber für eine zügige Umstellung vertrauensvoll und transparent zusammenarbeiten.

L-H-Gas Umstellung: Umstellungsgeschwindigkeit

Die im NEP 2014 beschriebene prognostizierte Umstellungsgeschwindigkeit ist das Ergebnis ausführlicher Diskussion und Abstimmungen und findet allgemeine Zustimmung. Kritisch merkt hierzu die wesernetz Bremen GmbH an, dass sie eine Umstellung ihres Netzgebietes innerhalb von drei Jahren für zeitlich zu ambitioniert hält.

Bei der zeitlichen Planung der Umstellung wird insbesondere auch das Vorhandensein ausreichender personeller Ressourcen für die Anpassung der Verbrauchsgeräte als Kriterium berücksichtigt. Hierzu wurde – unter Einbeziehung von erfahrenen Umstellfirmen – eine Prognose über die zukünftige Entwicklung der Ressourcen erstellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden diese Prognose bei der Erstellung zukünftiger NEP bei Bedarf entsprechend anpassen.

Berücksichtigung kapazitätsmindernder Instrumente bei der L-/ H-Gas-Umstellung

Seitens der nachgelagerten Netzbetreiber wurde Leistung, die bisher aus den in den nachgelagerten Netzen liegenden Speichern Lesum (wesernetz Bremen GmbH) und Empelde (auf enercity Netz GmbH entfallender Anteil des Speichers) bereitgestellt wurde, als Zusatzbedarf aus den Fernleitungsnetzen gemeldet. Auf die genannten Speicher oder alternative Maßnahmen kann jedoch zur Deckung der L-Gas-Leistungsbilanz bis zur geplanten Umstellung auf H-Gas nicht verzichtet werden. Daher werden die oben genannten Speicher im Rahmen der L-Gas-Versorgung weiter eingeplant und sind in den Modellierungsvarianten gemäß bestätigtem Szenariorahmen zu berücksichtigen.

Berücksichtigung von Speichern

Von einzelnen Marktteilnehmern wurde geäußert, dass bei der Marktraumumstellung von L- auf H-Gas die Speicher nur unzureichend berücksichtigt wurden. Die FNB haben bei ihren Berechnungen die Bestandskapazitäten der H-Gas Speicher vollständig als H-Gas Quelle berücksichtigt. Geplante Speicher wurden berücksichtigt, wenn für diese eine §§ 38/39-Anfrage vorlag.

Der L-Gas-Speicher Lesum wurde mit seinen Bestandskapazitäten nach der Umstellung von L- auf H-Gas in die H-Gas-Bilanz aufgenommen. Die Umstellung des Speichers ist sinnvoll, um seine leistungsfähige transporttechnische Anbindung zu erhalten – dieses Vorgehen ist mit dem Speicherbetreiber abgesprochen worden. Alle weiteren L-Gas-Speicher können nach aktueller L-Gas-Leistungsbilanz erst nach 2024 umgestellt werden. Die Abstimmung mit den Speicherbetreibern wird rechtzeitig gestartet.

2 Bestätigter Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2014

Der Szenariorahmen bildet mit seinen Ergebnissen und Festlegungen eine wesentliche Grundlage für die im Netzentwicklungsplan Gas 2014 durchgeführten Modellierungen.

Die BNetzA hat am 16.10.2013 den von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2014 mit Änderungen bestätigt.

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

2.1 Wichtige Annahmen des Szenariorahmens

Der Szenariorahmen enthält drei Szenarien zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in den Verbrauchssektoren bis zum Jahr 2024, wobei für die Gasverstromung eine intensive Abstimmung mit dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2014 (NEP Strom 2014) und der BNetzA erfolgte.

Abbildung 1: Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs

	Szenarien zur Stromerzeugung aus Gas		
Szenarien zum Gas-Endenergie-bedarf	**Szenario I:** - Gaskapazitäten stark wachsend - FNB-Szenario hohe Gasnetzbelastung	**Szenario II:** - Gaskapazitäten moderat wachsend - Übernahme von ÜNB-Szenario B*	**Szenario III:** - Gaskapazitäten zurückgehend - Übernahme von ÜNB-Szenario A*
Szenario I: - Hoher Gasbedarf - Energieprognose 2009***	**Szenario I:** Hohes Gasbedarfsszenario		
Szenario II: - Mittlerer Gasbedarf - Referenzszenario 2010**		**Szenario II:** Mittleres Gasbedarfsszenario	
Szenario III: - Niedriger Gasbedarf - Zielszenario 2011**			**Szenario III:** Niedriges Gasbedarfsszenario

** Quelle: ÜNB 2013; ** Quelle: EWI/ Prognos/ GWS 2010, EWI/ Prognos/ GWS 2011; *** Quelle: IER/ RWI/ ZEW 2010*

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

- **Szenario I: Hoher Gasbedarf**
  Die „Referenzprognose“ aus der von IER, RWI und ZEW erstellten „Energieprognose 2009“ bildet wegen einer positiven Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung langfristig einen höheren Pfad des Gasbedarfs ab [IER/ RWI/ ZEW 2010].

- **Szenario II: Mittlerer Gasbedarf**
  Dieses Szenario wurde von der Prognos AG für das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 als Referenzszenario erstellt [EWI/ Prognos/ GWS 2010] und bildet den mittleren Pfad des Endenergiebedarfs für Gas ab. Dieses Szenario wird von den Fernleitungsnetzbetreibern als das wahrscheinlichste angesehen.

- **Szenario III: Niedriger Gasbedarf**
  Das Zielszenario „Ausstiegsszenario“ aus den Energieszenarien 2011 [EWI/ Prognos/ GWS 2011] bildet wegen der unterstellten sehr hohen Effizienzsteigerungen den unteren Pfad der Gasbedarfsentwicklung ab.

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

Für den **Gasbedarf der Kraftwerke** wurden für den NEP Gas 2014 ebenfalls drei Entwicklungspfade der Gasverstromung berechnet und den Endenergiebedarfsszenarien gemäß Abbildung 1 zugeordnet. Die in den Szenarien hinterlegte installierte Leistung der Gaskraftwerke zeigt Tabelle 1.

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

Installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	Einheit	2012	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2012
Szenario I	[GW]	27,0	33,7	35,6	39,6	39,7	+47%
Szenario II	[GW]	27,0	31,5	32,0	33,4	29,0	+7%
Szenario III	[GW]	27,0	28,3	28,8	28,9	23,6	-13%

Quelle: Szenariorahmen 2014

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:**
  Es wurde ein potenzieller Entwicklungspfad auf der Basis der aktuellen Förderung [WEG 2012] und einer Prognose des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) berechnet [WEG-Prognose 2013]. Die folgende Tabelle 2 stellt den Entwicklungpfad mit Sicherheitsabschlag dar.

- **Einspeisung Biogas:**
  Die deutschlandweite Entwicklung der Biogasnutzung wurde der „Leitstudie 2011“ (Szenario 2011 A) entnommen [Leitstudie 2011]. Darauf aufbauend wurde eine Einschätzung zur künftigen Biogaseinspeisung entwickelt. Es wird für die Szenarien I bis III einheitlich angenommen, dass bis 2024 rund ein Drittel des eingesetzten Biogases zur Strom- und Wärmebereitstellung in das Gasnetz eingespeist werden.

In der Modellierung des NEP Gas 2014 werden zudem die entsprechend dem genehmigten Szenariorahmen anzusetzenden **Speicher** in Deutschland berücksichtigt.

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

Jahr	Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark und Thüringen)			Gebiet Weser-Ems			Summe Elbe-Weser und Weser-Ems		
	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheits-abschlag	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheits-abschlag	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheits-abschlag
	Mrd. m³	Mio. m³/h	Mio. m³/h	Mrd. m³	Mio. m³/h	Mio. m³/h	Mrd. m³	Mio. m³/h	Mio. m³/h
2011	5,1			6,2			11,2		
2012	4,7			5,5			10,2		
2013	4,3	0,57	0,55	5,2	0,65	0,63	9,5	1,23	1,18
2014	4,4	0,59	0,56	5,1	0,64	0,61	9,5	1,23	1,18
2015	4,2	0,57	0,55	5,0	0,64	0,61	9,2	1,21	1,16
2016	4,5	0,60	0,58	4,8	0,60	0,58	9,2	1,21	1,16
2017	4,2	0,58	0,56	4,8	0,61	0,58	9,0	1,19	1,14
2018	4,1	0,55	0,53	4,5	0,56	0,54	8,6	1,11	1,06
2019	3,8	0,52	0,49	4,0	0,50	0,47	7,8	1,02	0,97
2020	3,4	0,48	0,45	3,6	0,45	0,43	7,0	0,93	0,88
2021	3,1	0,43	0,40	3,3	0,41	0,38	6,3	0,83	0,78
2022	3,1	0,42	0,40	3,0	0,37	0,35	6,1	0,80	0,75
2023	3,0	0,40	0,37	2,7	0,33	0,31	5,7	0,73	0,68
2024	2,9	0,37	0,35	2,5	0,31	0,29	5,3	0,68	0,63

Quelle: Szenariorahmen 2014

2.2 Inhalte des Szenariorahmens

Der **Gasbedarf** Deutschlands **in den Szenarien I bis III** setzt sich zusammen aus den Einzelergebnissen zum Endenergiebedarf, zum nichtenergetischen Verbrauch, zum Gaseinsatz im Umwandlungssektor (Strom- und Wärmeerzeugung) und zum Eigenverbrauch des Umwandlungssektors. In den drei Szenarien geht der Gasbedarf bis 2024 gegenüber 2011 zwischen 7 % (Szenario I) und 26 % (Szenario III) zurück.

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

Gasbedarf Deutschland Szenario I	Einheit	2011	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2011
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	848	765	772	773	786	-7%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	592	544	543	542	527	-11%
Industrie	[TWh]	222	201	202	203	198	-11%
Haushalte	[TWh]	253	228	227	227	225	-11%
GHD	[TWh]	114	111	108	105	91	-21%
Verkehr	[TWh]	2	5	6	7	13	+447%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	29	24	24	24	23	-20%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	212	183	191	193	223	6%
Fernheizwerke	[TWh]	26	24	24	24	25	-3%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 4)	[TWh]	185	159	167	169	198	7%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	16	14	14	14	14	-15%

Quelle: Szenariorahmen 2014, AG Energiebilanzen 2013, Prognos AG, EWI/ Prognos/ GWS 2010

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

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

Gasbedarf Deutschland Szenario II	Einheit	2011	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2011
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	848	747	751	744	716	-16%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	592	528	527	522	479	-19%
Industrie	[TWh]	222	202	202	201	186	-16%
Haushalte	[TWh]	253	228	224	219	192	-24%
GHD	[TWh]	114	92	95	94	84	-26%
Verkehr	[TWh]	2	6	7	8	17	+604%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	29	28	28	28	30	+4%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	212	177	182	180	194	-8%
Fernheizwerke	[TWh]	26	25	25	25	23	-12%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 4)	[TWh]	185	152	157	155	171	-8%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	16	14	14	14	13	-19%

Quelle: Szenariorahmen 2014, AG Energiebilanzen 2013, Prognos AG, EWI/ Prognos/ GWS 2010

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

Gasbedarf Deutschland Szenario III	Einheit	2011	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2011
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	848	721	709	689	624	-26%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	592	518	508	498	428	-28%
Industrie	[TWh]	222	197	195	194	174	-21%
Haushalte	[TWh]	253	225	220	214	178	-30%
GHD	[TWh]	114	91	86	83	59	-48%
Verkehr	[TWh]	2	5	6	8	16	+569%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	29	28	28	28	30	+4%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	212	162	160	149	155	-27%
Fernheizwerke	[TWh]	26	25	25	24	21	-20%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 4)	[TWh]	185	136	135	125	134	-28%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	16	14	13	13	12	-25%

Quelle: Szenariorahmen 2014, AG Energiebilanzen 2013, Prognos AG, EWI/ Prognos/ GWS 2011

Die **konventionelle Erdgasförderung** wird in Deutschland bis 2024 stark zurückgehen. Das Ergebnis der Prognose ist in der nachfolgenden Tabelle für die einzelnen Jahre sowohl in Volumenangaben (Mio. m³) als auch in Energieeinheiten (TWh als oberer/ unterer Heizwert) ausgewiesen.

Tabelle 6: Veränderung der Erdgasförderung in Deutschland

Erdgasförderung in Deutschland	Einheit	2011	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2011
Konventionelles Erdgas	[Mrd. m³]*	11,9	9,8	9,9	9,6	5,7	-52%
Konventionelles Erdgas	[TWh H_o]**	116	95	96	94	56	-52%
Konventionelles Erdgas	[TWh H_u]***	106	87	88	85	51	-52%

* *Mengenangaben beziehen sich auf Erdgas mit einem einheitlichen Brennwert von 9.7692 kWh/m³, oberer Heizwert*

** *Mengenangaben umgerechnet in TWh (9.7692 kWh/m³), oberer Heizwert*

*** *Mengenangaben umgerechnet auf den unteren Heizwert (H_o/H_u = 1,1)*

Quelle: Szenariorahmen 2014

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

Entsprechende Annahmen gelten für **Power-to-Gas**, das eine vielversprechende und technisch verfügbare Option darstellt, die beabsichtigte Integration der erneuerbaren Energieträger in das Energiesystem zu ermöglichen. Im NEP Gas 2014 wird das Thema Power-to-Gas in Kapitel 8 qualitativ behandelt. Nach den Zahlen des bestätigten Szenariorahmens 2014 wird die **Biogaseinspeisung** in Deutschland weiter zunehmen. Allerdings kann der Rückgang der konventionellen Erdgasförderung entsprechend den im Szenariorahmen dargestellten Entwicklungspfaden durch den Ausbau der Biogaseinspeisung bis zum Jahr 2024 nicht annähernd ausgeglichen werden.

Tabelle 7: Veränderung der Biogaseinspeisung in Deutschland

	Einheit	2011	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2011
Biogas zur Stromerzeugung [Szenario 2011 A, Leitstudie]	[TWh]	14	18	19	20	23	+59%
Gasförmige (und flüssige) biogene Brennstoffe zur Wärmebereitstellung [Szenario 2011 A, Leitstudie]	[TWh]	21	26	26	26	29	+37%
Biogaseinspeisung in Deutschland* [Prognos]	[TWh]	3	10	11	12	21	+681%

*Quelle: Szenariorahmen 2014, * unter Berücksichtigung des angenommenen Wirkungsgrades von 85 %*

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

Tabelle 8: Entwicklung des Erdgas-Bedarfs in den Szenarien I bis III des Szenariorahmens

Bedarf Erdgas	Einheit	2011	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2011
Szenario I	[TWh]	740	669	674	675	715	-3%
Szenario II	[TWh]	740	650	652	647	644	-13%
Szenario III	[TWh]	740	625	611	591	553	-25%

Quelle: Szenariorahmen 2014

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

Zur Berechnung der Gasflüsse ist die **regionale Verteilung** des Gasbedarfs, des Gasaufkommens und – als Bilanzgröße – des Erdgas-Importbedarfs noch wichtiger. Der regionale Erdgas- und Kapazitätsbedarf der Kraftwerke lag durch die standortbezogene Modellierung des Kraftwerksparks bereits vor. Auch für das Erdgasaufkommen lieferte die Prognose [WEG-Prognose 2013] teil-regionale Daten zu den Erdgasquellen. Für die anderen Verbrauchssektoren und die Biogaseinspeisung wurden die Kreisergebnisse mit einem Top-down-Ansatz abgeleitet. Mit Datenbeständen aus dem regionalen Energiebedarfsmodell der Prognos AG konnten der in den Szenarien für Deutschland ausgewiesene Endenergiebedarf, der nichtenergetische Verbrauch, der Gasbedarf der Fernheizwerke und der Eigenverbrauch im Umwandlungssektor den Kreisen und kreisfreien Städten zugeordnet werden. Die Regionalisierung der Biogaseinspeisung erfolgte anhand des heutigen Ausbaustandes gemäß der dena-Projektliste zur Biogaseinspeisung [dena 2013] und einer agrarflächenbezogenen Kennziffer. Im Ergebnis dieses Verfahrens lag eine **kreisscharfe Zuordnung des Gasbedarfs** vor.

2.3 Modellierungsvarianten

Unter Berücksichtigung der Konsultationsantworten der Marktteilnehmer zum Entwurf des Szenariorahmens 2014 haben die FNB im Szenariorahmen 2014 verschiedene Modellierungsvarianten vorgeschlagen.

Die von den FNB im Szenariorahmen 2014 vorgeschlagenen Modellierungsvarianten wurden von der Bundesnetzagentur in ihrer Bestätigung vom 16.10.2013 in „verpflichtende“ und „optional“ zu modellierende Varianten unterteilt. Einen Überblick über alle Modellierungsvarianten bietet Tabelle 9.

Tabelle 9: Modellierungsvarianten

	verpflichtend	Verpflichtend	optional	keine Berechnung	verpflichtend
Szenario	**Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)**	**Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)**	**Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)**	**Niedriger Gasbedarf (Szenario III)**	**Marktraum-Umstellung**
Modellierungsvariante	**VNB-Prognose, danach konstant**	**VNB-Prognose, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II**	**Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II**	**Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario III**	**L-Gas-Bilanz 2030**
Bezeichnung	**II.1**	**II.2**	**II.3**	**III**	**L.2030**
Berechnung	**vollständig 2019 / 2024**	**vollständig 2019 / 2024**	vollständig 2019 / 2024	keine Berechnung	Bilanzanalyse
Nachgelagerte Netzbetreiber (Interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2014 Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich **2019**, danach konstant (Ansatz 1)*	Startwert: Interne Bestellungen 2014 Entwicklung: Die plausi-bilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich **2019**, danach Gasbedarfs-entwicklung entsprechend Szenario II (Basis Ansatz 2)*	Startwert: Interne Bestellungen 2014 Entwicklung: Entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung	Startwert: Interne Bestellungen 2014 Entwicklung: Entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario III des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung	Analyse der langfristigen L-Gas-Leistungs-bilanz bis zum Jahr 2030
GÜP / H-Gas Quellen	Ausbaubedarf entspr. Kap. 9 Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP. Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung.				
MÜP	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung				
Untergrundspeicher	§ 39 Ausbaubegehren: 100% TAK **gemäß Bestätigung des Szenariorahmen 2014**				
Kraftwerke	Neubau entsprechend BNetzA-Kraftwerksliste gem. Szenario II und heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke: 100 % DZK				
Industrie	Konstanter Bedarf				
Lastflusszusagen	Berücksichtigung von Lastflusszusagen (LFZ) für den kontrahierten Zeitraum und damit keine Fortschreibung von nicht kontrahierten LFZ				
Historische Unterbrechungen	Analyse der historischen Unterbrechungen unter Einbeziehung sämtlicher Unterbrechungen von Oktober 2010 bis **einschließlich Juli** 2013 und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs				

** Präsentation der BNetzA vom 18.06.2013 auf dem BNetzA-Workshop zum NEP Gas 2013*

Quelle: Entscheidung der BNetzA vom 16.10.2013 (Az. 8615-NEP Gas 2014 – Bestätigung Szenariorahmen), Layout angepasst

2.4 Grundlagen der Modellierung

2.4.1 Feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten für Kraftwerke (DZK für Kraftwerke)

Gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens wird in den Modellierungsvarianten für neue (Tabelle 13) und definierte systemrelevante Kraftwerke (Tabelle 12) das DZK-Produkt für Kraftwerke angesetzt. Die Bearbeitung der noch offenen Fragen zur Ausgestaltung des Kapazitätsprodukts erfolgt in der wertschöpfungsstufenübergreifenden BDEW-Projektgruppe „Kapazitäten für Gaskraftwerke“.

Die Zuordnungspunkte sind in den Tabellen 12 und 13 in Abschnitt 3.2.5 dargestellt.

Die Bundesnetzagentur hat mit ihrer Bestätigung des Szenariorahmens 2014 die beiden Import-Punkte Greifswald und Wallbach von einer Nutzung als Zuordnungspunkte im Rahmen der Vermarktung – aber insbesondere auch der Netzauslegung – von Kapazitäten mit Zuordnungsauflagen für Kraftwerke (DZK) ausgeschlossen. Basis der Entscheidung der BNetzA ist, dass über diese beiden Punkte keine liquiden Handelspunkte direkt zu erreichen seien.

Die FNB sehen den Ausschluss der Import-Punkte als nicht sachgerecht an und sind der Meinung, dass insbesondere die Berücksichtigung der Einspeisepunkte in der technischen Auslegung der Netze sinnvoll ist.

In den Modellierungen des Netzentwicklungsplans wird die physikalische Auslegung der Netze untersucht. Das so genannte Trennungsmodell soll verhindern, dass es zu Lastszenarien kommt, die zu einem überdimensionierten Netzausbau führen. Die beiden Grenzübergangspunkte Wallbach und Greifswald stellen hohe Importleistungen, z. B. in Form einer anteiligen Ausspeisereduzierung, für das deutsche Gasnetz bereit. Nach der Einschätzung der FNB wird sich die Bedeutung dieser beiden Punkte als Importpunkte (H-Gas Quellen, H-Gas Mehrbedarf z. B. für L-/H-Gas-Umstellung) weiter erhöhen und es ist nicht plausibel, aus welchen Gründen die Leistungen an diesen Punkten nicht für die Versorgung (von Kraftwerken) in die Planung aufgenommen werden sollen. Die FNB haben bereits in ihrer Stellungnahme zur beabsichtigten Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 durch die Bundesnetzagentur [FNB Gas 2013] darauf hingewiesen, dass sie davon ausgehen, dass Infrastrukturprojekte in Italien (TAP, LNG-Terminal) umgesetzt werden und sich dadurch die Liquidität des italienischen Handelspunktes zukünftig noch weiter erhöhen wird. Insbesondere die von der Europäischen Komission [EC 2013] als Project of Common Interest bestätigten Reverse-Flow-Projekte der Fluxys TENP und der FluxSwiss zeigen, dass zusätzliche Mengen über Italien nach Deutschland gelangen werden.

Die FNB sehen die Punkte Greifswald und Wallbach folglich als geignete Punkte für eine Zuordnung an, da an beiden Punkten ein großes Marktpotential über OTC-Geschäfte besteht: In Greifswald bestehen ausreichende Möglichkeiten, Einspeisemengen über einen liquiden OTC-Markt zu kontrahieren. Liquidität ist somit hier kein begrenzender Faktor. Insbesondere verweisen die FNB auf die Möglichkeit, mit einem bereits an dem Punkt aktiven Händler eine Option zur Belieferung abzuschließen.

In Wallbach kann der liquide OTC-Markt der Schweiz direkt, der liquide virtuelle Handelspunkt in Italien indirekt, erreicht werden. Mit den dort aktiven Händlern können über Optionen Absicherungen realisiert werden.

Mit diesen Ausgestaltungen von DZK kann bei einer Vermarktung von Kapazitäten mit Zuordnungsauflage eine Produktqualität erreicht werden, die mindestens gleichwertig der von anderen Importpunkten (mit „direktem“ VHP) ist.

Im NEP 2014 wurden die Grenzübergangspunkte Wallbach und Greifswald entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens nicht als Zuordnungspunkte verwendet. Ersatzweise haben die FNB die Punkte Ellund und Speicher statt Greifswald sowie Medelsheim statt Wallbach für die Zuordnung zu den in Frage kommenden Kraftwerken gewählt. Diese alternative Zuordnung führt aus Sicht der FNB zu einem weniger effizienten Netzausbau.

2.4.2 Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern

Das Kapazitätsprodukt TaK an Speichern definiert einen Temperaturbereich, innerhalb dessen Grenzen die vermarkteten Kapazitäten fest und außerhalb unterbrechbar sind.

Gemäß dem von der Branche über den BDEW eingebrachten Vorschlag aus der Projektgruppe TaK (bestehend aus Vertretern der Fernleitungsnetzbetreiber, Speicherbetreiber und Händlern) wurde in der Modellierung eine obere Grenztemperatur von 0°C für die feste Einspeisekapazität verwendet.

Ebenfalls entsprechend des Branchenvorschlags des BDEW (PG TaK) wurde eine untere Grenztemperatur für die feste Ausspeisekapazität von 16°C verwendet.

Damit aus Sicht der Bundesnetzagentur entsprechend ihrer Entscheidung zum Szenariorahmen vom 16.10.2013 das TaK-Produkt mit diesen Temperaturgrenzen eine Wertigkeit wie ein festes Produkt hat, sollte zusätzlich – als Bedingung für die Zwischentemperaturbereiche – die Einspeisekapazität (d. h. die Ausspeicherung) netzseitig im Durchschnitt in mehr als der Hälfte des üblichen Ausspeicherzeitraumes vom 01.10. bis 01.04. des Folgejahres auf fester Basis ermöglicht werden.

Aus Gründen der Gewährleistung der Versorgungssicherheit soll diese Bedingung auch bei der Einspeicherung gelten, d. h. auch hier sollte die Ausspeisekapazität netzseitig im Durchschnitt in mehr als der Hälfte des üblichen Einspeicherzeitraumes vom 01.04. bis 01.10. auf fester Basis ermöglicht werden.

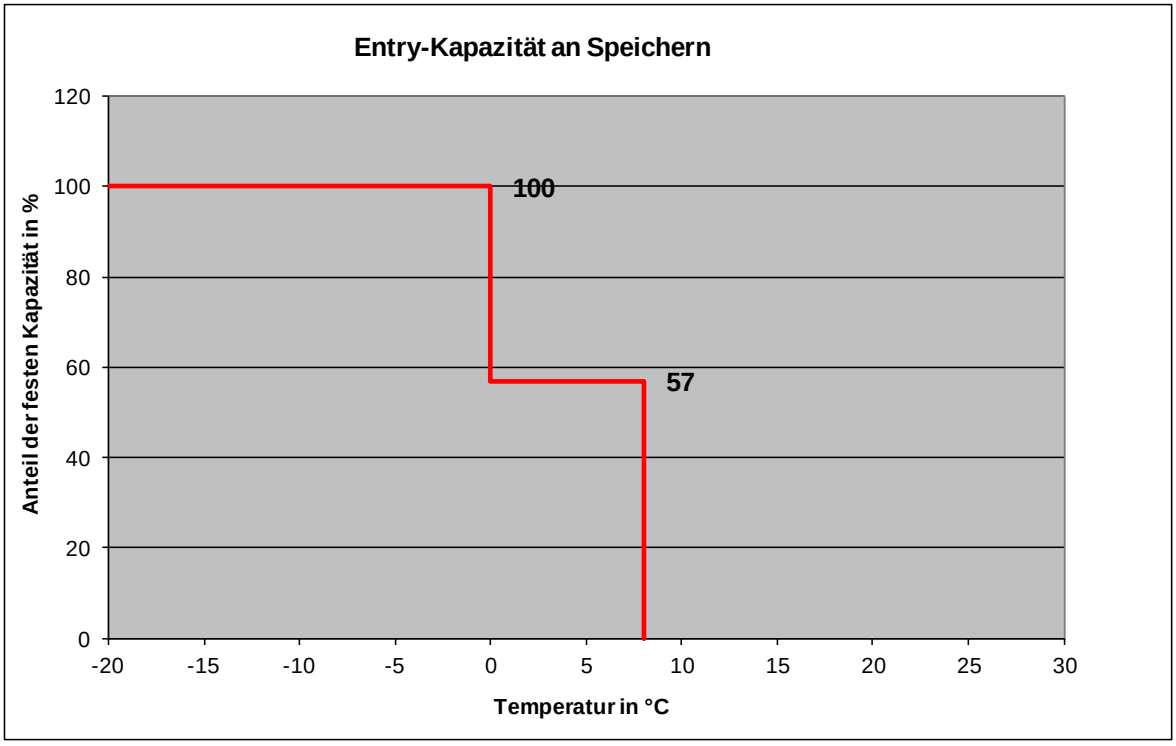
Die Zwischentemperaturbereiche sind demnach gemäß Vorgabe der BNetzA derart festzulegen, dass sowohl im Winter- als auch im Sommerhalbjahr, auf volle Tage aufgerundet, mindestens 92 Vollbenutzungstage gewährleistet werden. Die Bundesnetzagentur definiert Vollbenutzungstage als die Summe der Tage, an denen nach TaK eine feste Ein- oder Ausspeicherung möglich ist, jeweils gewichtet mit dem Anteil der festen Kapazität.

Gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens zum NEP 2014 wurde den Fernleitungsnetzbetreibern seitens der BNetzA nachgelassen, im Rahmen ihrer Netzmodellierung die jeweiligen Abstufungen der TaK zu bestimmen. Die Bundesnetzagentur wird diese anhand der ihr vorliegenden Temperaturdaten prüfen.

Zur Festlegung der Zwischentemperaturbereiche haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Tagesmitteltemperaturen der Jahre 1991 bis 2013 an 50 Wetterstationen verteilt über das gesamte Bundesgebiet ausgewertet.

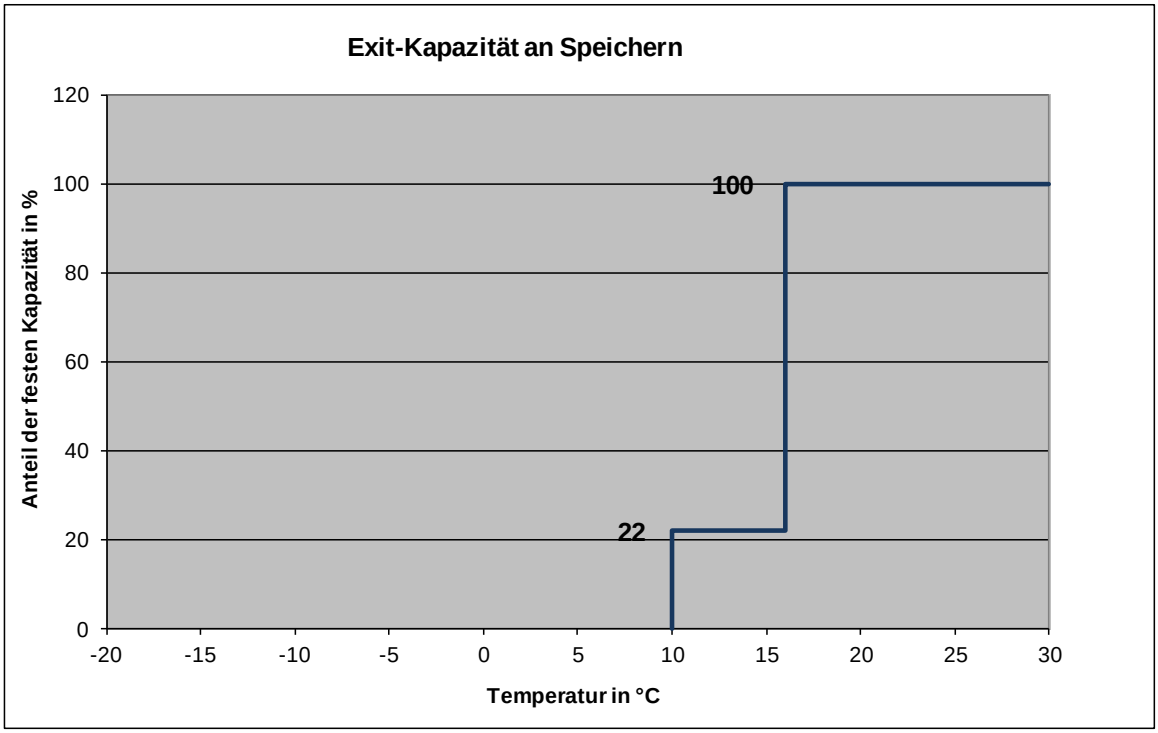
Unter Berücksichtigung regionaler Temperaturunterschiede und den Anforderungen bundesweit einheitlicher Temperaturgrenzen und Zwischentemperaturbereiche schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber die folgenden Zwischentemperaturbereiche vor:

Abbildung 2: Vorschlag für Anteile an fester Entry-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 3: Vorschlag für Anteile an fester Exit-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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.

Für die den FNB vorliegenden Temperaturzeitreihen erfüllen diese Zwischentemperatur-bereiche das Kriterium der 92 Vollbenutzungstage und wurden daher einheitlich von allen FNB in der Modellierung verwendet.

Diese Ergebnisse und das weitere Vorgehen werden in der gemeinsamen Projektgruppe TaK weiter diskutiert.

Die FNB behalten sich vor, die Temperaturbereiche vor dem Hintergrund sich veränderender Netze durch die L-/H-Gas-Umstellung bzw. sich ändernder Temperaturhäufigkeiten ggf. anzupassen.

3 Modellierung der Fernleitungsnetze

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die im NEP 2012 und NEP 2013 gemeinsam entwickelte Methodik zur deutschlandweiten Modellierung der Fernleitungsnetze auch im NEP 2014 angewendet, um damit den Anforderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (siehe auch Kapitel 1.1) nachzukommen.

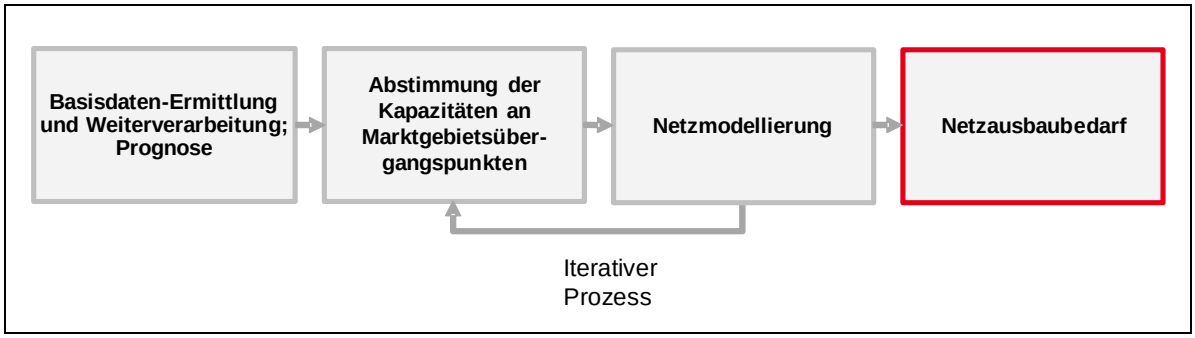
Der Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Netzbetreiber wurde in der Ermittlung der Leistungsbilanzen für die verpflichtende Modellierungsvariante II.2 für die Jahre 2020 bis 2024 sowie für die optionale Modellierungsvariante II.3 für den gesamten Betrachtungszeitraum vollumfänglich berücksichtigt. Mit diesem Ansatz erfolgt eine Umrechnung der im Szenariorahmen dargestellten regionalen Gasbedarfsmengen in eine Leistungsentwicklung. Basis der Modellierungsvariante II.1 sind die Internen Bestellungen und die Langfristprognosen der nachgelagerten Netzbetreiber und daher ist der im folgenden dargestellte Modellierungsansatz für diese Variante nicht relevant.

3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Der Schwerpunkt der Modellierung liegt auf der Gasbedarfs-Entwicklung des Szenarios II des Szenariorahmens, welches vor dem Hintergrund des schon seit mehreren Jahren zu beobachtenden Rückgangs des Erdgasverbrauchs in Deutschland aus heutiger Sicht einen realistischen Entwicklungspfad abbildet. Auf dieser Basis werden Parameter in den Bereichen Speicher, Kraftwerke und interne Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber variiert.

Ausgangspunkt der Modellierung war die Ermittlung und Weiterverarbeitung von relevanten Daten zu Gasmengen und Kapazitäten sowie darauf aufbauende Prognosen (vgl. Abbildung 4). Mit Hilfe dieser Daten wurden zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern zunächst Startwerte für die Kapazitäten innerhalb der Marktgebiete und an Marktgebietsübergangspunkten abgestimmt. Auf Basis dieser Werte erfolgte eine Netzmodellierung der Fernleitungsnetzbetreiber. Nach mehreren Iterationsschritten wurden abschließende Ergebnisse erzielt, die dann zur Feststellung des Netzausbaubedarfs in den einzelnen Modellierungsvarianten dienten.

Abbildung 4: Grundsätzliches Vorgehen bei der Netzmodellierung

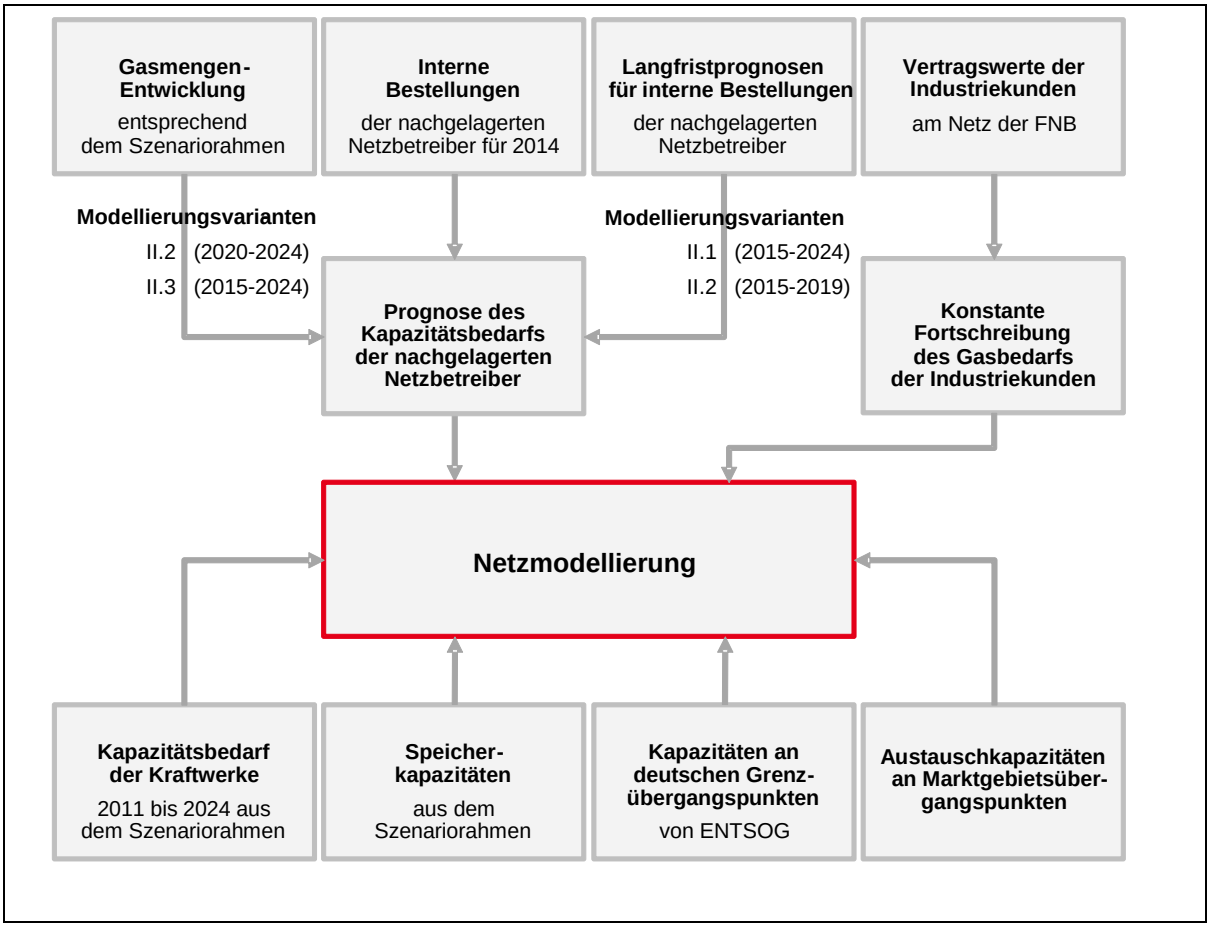


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2 Eingangsgrößen für die Netzmodellierung

Die Eingangsgrößen für die Netzmodellierung umfassen Basisdaten, gegebenenfalls notwendige Anpassungen bzw. Ergänzungen dieser Daten sowie darauf aufbauende Prognosen. Die Basisdaten und Datenquellen werden im Kapitel 3.2.1 näher beschrieben. Abbildung 5 zeigt alle wichtigen Eingangsgrößen für die Netzmodellierung.

Abbildung 5: Eingangsgrößen für die Netzmodellierung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2.1 Basisdaten

Für die Netzmodellierung wurden unterschiedliche Datenquellen herangezogen:

- **Szenariorahmen**
  Aus dem von der BNetzA bestätigten Szenariorahmen wurden Daten zum Gasbedarf, zu Kraftwerksleistungen, Erdgasförderung sowie zur Biogaseinspeisung für den Zeitraum 2011 bis 2024 genutzt, die auf Ebene der deutschen Stadt- und Landkreise von der Prognos AG bereitgestellt wurden. Für den Gasbedarf der Kraftwerke wurden mit dem Kraftwerksmodell der Prognos AG drei Entwicklungspfade der Gasverstromung berechnet. Ausgangspunkt der Modellierung ist die Kraftwerksliste, d. h. die Liste der BNetzA zum Kraftwerksbestand in Deutschland 2012 und eine mit den Übertragungsnetzbetreibern (Strom) abgestimmte Liste zur

Berücksichtigung von Kraftwerksprojekten (Zubau) und Stilllegungen in den einzelnen Szenarien. In Szenario II entwickeln sich erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke entsprechend dem Szenario B der ÜNB, welches das Leitszenario im Strombereich ist. Die systemrelevanten Kraftwerke wurden durch die Übertragungsnetzbetreiber (Strom) in Abstimmung mit der BNetzA festgelegt. Ebenfalls im Szenariorahmen enthalten ist eine mit der BNetzA abgestimmte Speicherliste, die Reservierungen bzw. Ausbaubegehren nach den §§ 38, 39 GasNZV beinhaltet.

- **Interne Bestellungen**
  Die verbindlich fest angefragten internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber bei den Fernleitungsnetzbetreibern wurden für das Jahr 2014 als Basisdaten herangezogen, so dass auch etwaige unterbrechbar bestätigte Anteile fest berücksichtigt wurden. Mit einer solchen Bestellung wird beim vorgelagerten Netzbetreiber die maximal vorzuhaltende feste Ausspeisekapazität kontrahiert.

- **Prognose der Kapazitätsentwicklung**
  In den Modellierungsvarianten II.2 (2020 bis 2024) und II.3 (2015-2024) wurde die Kapazitätsentwicklung der nachgelagerten Netzbetreiber mit dem in Abschnitt 3.2.2 beschriebenen Verfahren anhand der im Szenariorahmen dargestellten Gasbedarfsentwicklung ermittelt. In den Modellierungsvarianten II.1 und II.2 wurde bis zum Jahr 2019 die plausibilisierte Langfristprognose der nachgelagerten Netzbetreiber verwendet. In Modellierungsvariante II.1 wurde der Prognosewert des Jahres 2019 konstant fortgeschrieben.

- **Industriekunden**
  Hier wurden die den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Vertragswerte der Industriekunden genutzt und konstant gehalten.

- **Kapazitäten an deutschen Grenzübergangspunkten**
  Die Austauschkapazitäten an den Grenzübergangspunkten werden gemäß dem bestätigten Szenariorahmen berücksichtigt. Auf Abweichungen vom und Ergänzungen zum Szenariorahmen wird in Abschnitt 3.2.4 näher eingegangen.

- **Speicher**
  Die Speicher werden gemäß der Anlage 2 des bestätigten Szenariorahmen berücksichtigt.

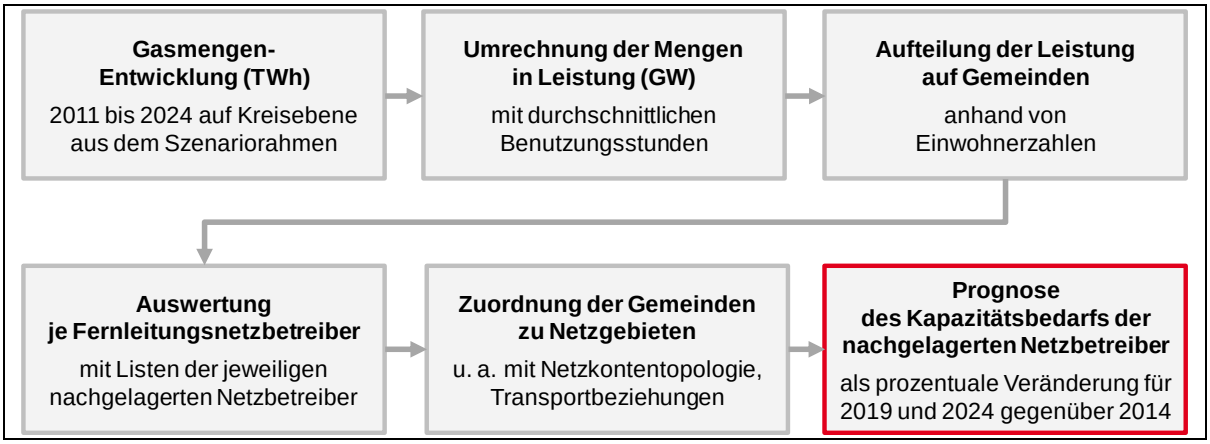
- **Austauschkapazitäten an Marktgebietsübergangspunkten**
  Die MÜP werden gemäß Anlage 1 zum Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 berücksichtigt.

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

Leistungsprognose auf Basis der Gasbedarfsentwicklung bis 2024

Die Weiterverarbeitung der Basisdaten zur Gasmengen-Entwicklung aus dem Szenariorahmen bis hin zur Prognose des Gasbedarfs für die nachgelagerten Netzbetreiber gliederte sich in mehrere Schritte (vgl. Abbildung 6). Hierin nicht enthalten sind solche Gasverbraucher, wie Kraftwerke und Industriekunden, die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind.

Abbildung 6: Weiterverarbeitung der Basisdaten für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Zunächst wurden die Ergebnisse des Szenariorahmens zur **Gasmengen-Entwicklung** (als Energieangaben in TWh) wie Gasbedarf, Erdgasförderung, Biogaseinspeisung sowie Ein- und Ausspeisekapazitäten und eine Kraftwerksliste herangezogen, die auf Ebene der deutschen Stadt- und Landkreise für die Zeit von 2011 bis 2024 vorlagen (vgl. hierzu Szenariorahmen 2014).

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

Tabelle 10: Angenommene Benutzungsstunden zur Umrechnung des Gasbedarfs in Leistungsangaben

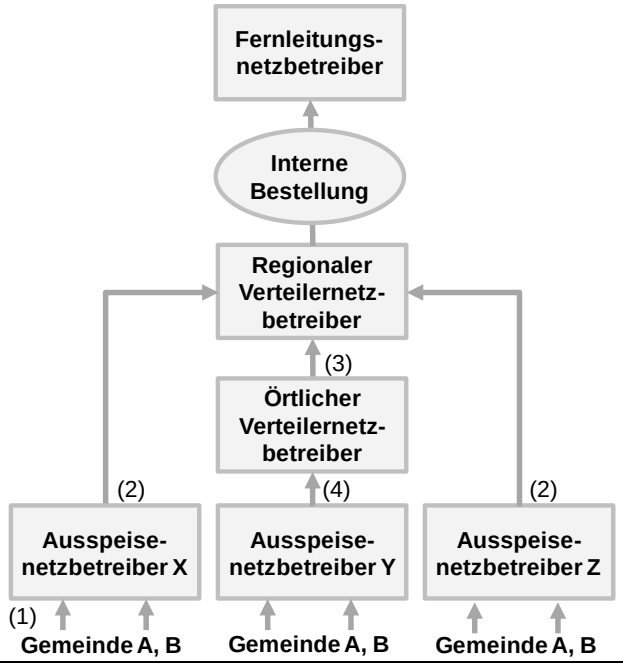
Sektor	Durchschnittliche Benutzungs-stunden	Quelle/ Erläuterung
Haushalte	2.420	Berechnung auf Basis repräsentativer Standardlastprofile nach einem Gutachten der TU München 2005 [BGW/ VKU 2007]
GHD	2.560	Berechnung auf Basis repräsentativer Standardlastprofile nach einem Gutachten der TU München 2005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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

Die **Zuordnung der Gemeinden zu Versorgungsgebieten** der nachgelagerten Netzbetreiber erfolgte mit Hilfe von Netzkontentopologien in Verbindung mit den oben genannten Daten von Lutum+Tappert sowie den Anteilswerten der Gemeinden an den Kreisen unter Berücksichtigung von Lieferketten (vgl. Abbildung 7). Dieser Schritt lieferte für jeden nachgelagerten Netzbetreiber einen bestimmten Anteil an der Versorgung eines Kreises.

Abbildung 7: Zuordnung der Gemeinden zu Versorgungsgebieten



- Aus der Lutum +Tappert-Datenbank ist die **Zuordnung der Gemeinden zu den Ausspeisenetzbetreibern** bekannt (1).
- Aus den **Netzkontentopologien** der Marktgebietsverantwortlichen sind die Transportketten (2), (3) und (4) bekannt.
- Aus diesen Informationen ergibt sich durch **Summenbildung** die Mengen- und Leistungsentwicklung der Ausspeisenetzbetreiber.
- Aus der Leistungsentwicklung lassen sich Zuwächse oder Rückgänge als **relative Veränderungen** ermitteln.
- Die **interne Bestellung des Jahres 2014** wird mit diesen relativen Veränderungen fortgeschrieben.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

Aus diesen Leistungswerten wurden relative Veränderungen gegenüber dem Jahr 2014 (Modellierungsvariante II.3) bzw. dem Jahr 2019 (Modellierungsvariante II.2) ermittelt. Im Ergebnis liegt eine aus dem Szenariorahmen abgeleitete **Prognose des Kapazitätsbedarfs je nachgelagertem Netzbetreiber** für die Jahre 2019 und 2024 vor. Die nachfolgende Abbildung 8 veranschaulicht das oben dargestellte Vorgehen zur Weiterverarbeitung der Daten am Beispiel eines nachgelagerten Netzbetreibers.

Abbildung 8: Weiterverarbeitung der Daten am Beispiel eines nachgelagerten Netzbetreibers

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

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

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

(4) Die internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber für 2014 werden mit den sich aus (3) ergebenden prozentualen Leistungsveränderungen fortgeschrieben.

➢ Insgesamt wird damit für die Prognose des Kapazitätsbedarfs des nachgelagerten Netzbetreibers im Rahmen des NEP 2014 eine adäquate Berücksichtigung der beiden Kreise sichergestellt.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Langfristprognose der nachgelagerten Netzbetreiber (10-Jahres-Prognose):

In den Modellierungsvarianten II.1 und II.2 bilden die plausibilisierten Prognosen der nachgelagerten Netzbetreiber bis zum Jahr 2019 die Modellierungsgrundlage.

Die Plausibilisierung erfolgte dabei mittels der Vorgabe einer maximalen Zuwachshöhe: Bei prognostizierten Zuwächsen von mehr als 10 % über die ersten vier Jahre wurden die nachgelagerten Netzbetreiber um eine Plausibilisierung der Prognose gebeten. Der FNB hat in diesen Fällen den nachgelagerten Netzbetreiber kontaktiert, um eine abgestimmte Prognose zu entwickeln. Sollte es zu keiner gemeinsamen Einschätzung des Kapazitätsbedarfs kommen, war die Einschaltung der BNetzA geplant.

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

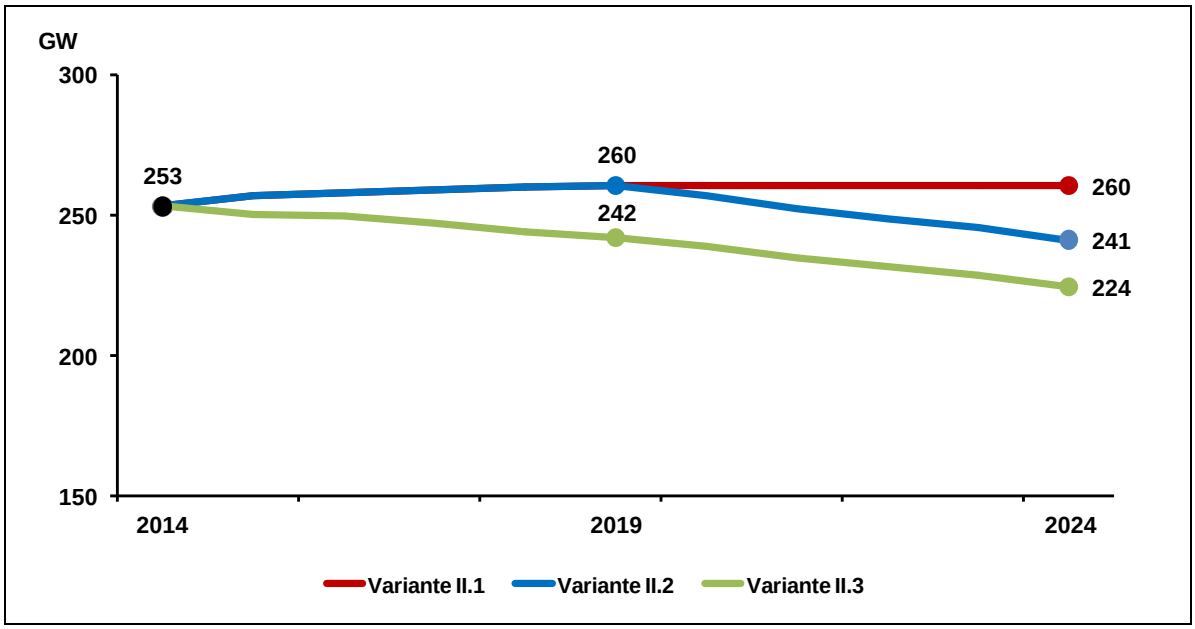
Modellierungsvarianten der internen Bestellung der nachgelagerten Netzbetreiber:

Für die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber wurden im NEP 2014 die folgenden Modellierungsvarianten betrachtet:

- Modellierungsvariante II.1: Plausibilisierte Langfristprognose der Verteilnetzbetreiber gemäß Kooperationsvereinbarung bis 2019, danach konstante Fortschreibung bis 2024,

- Modellierungsvariante II.2: Plausibilisierte Langfristprognose der Verteilnetzbetreiber gemäß Kooperationsvereinbarung bis 2019, danach Rückgang auf Basis der Gasbedarfsentwicklung des Szenariorahmens bis 2024,
- Modellierungsvariante II.3: Leistungsprognose auf Basis der Gasbedarfsentwicklung bis 2024.

Abbildung 15: Modellierungsvarianten der Kapazitätsentwicklung der nachgelagerten Netzbetreiber



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Hinsichtlich der Berücksichtigung der Prognosejahre 6 bis 10 ergibt sich bei einer konstanten Fortschreibung gemäß Modellierungsvariante II.1 über den gesamten Prognosezeitraum betrachtet ein Anstieg des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber. Dies widerspricht aus FNB-Sicht deutlich den Prämissen des Szenarios II des Szenariorahmens, der einen Rückgang des Erdgasverbrauchs in Deutschland beinhaltet (der wiederum einen Leistungsrückgang impliziert).

Gemäß der in Modellierungsvariante II.2 vorgeschlagenen Berücksichtigung eines Kapazitätsrückgangs in den Jahren 6 bis 10 ergibt sich über den gesamten Prognosezeitraum betrachtet ein leicht sinkender Kapazitätsbedarf. Damit steht die Modellierungsvariante II.2 – im Gegensatz zur Modellierungsvariante II.1 – aus FNB-Sicht nicht grundsätzlich im Widerspruch zu den Annahmen des Szenariorahmens.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen durch die gesetzlichen Vorgaben bei der Auswahl der zu berechnenden Szenarien für den NEP 2014 vor der Herausforderung, einerseits wesentliche zukünftige Entwicklungen abzubilden und sich andererseits bei den Berechnungen auf ein im gegebenen Zeitrahmen erfüllbares Maß zu beschränken. Vor diesem Hintergrund haben die FNB die von der BNetzA als verpflichtend vorgegebenen Modellierungsvarianten bearbeitet.

Ausblick NEP 2015

Die FNB möchten an dieser Stelle darauf hinweisen, dass sie mit den Verbänden BDEW, VKU und Geode eine gemeinsame Studie („Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilernetzbetreiber“) zur Ermittlung des Zusammenhangs zwischen Erdgasverbrauch und Kapazitätsbedarf (Mengen- und Leistungsentwicklung) in Deutschland durchführen wollen. Die Studienergebnisse sollen im Sommer 2014 vorliegen.

3.2.3 Austauschkapazitäten an Marktgebietsübergangspunkten

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

3.2.4 Kapazitäten an Grenzübergangspunkten

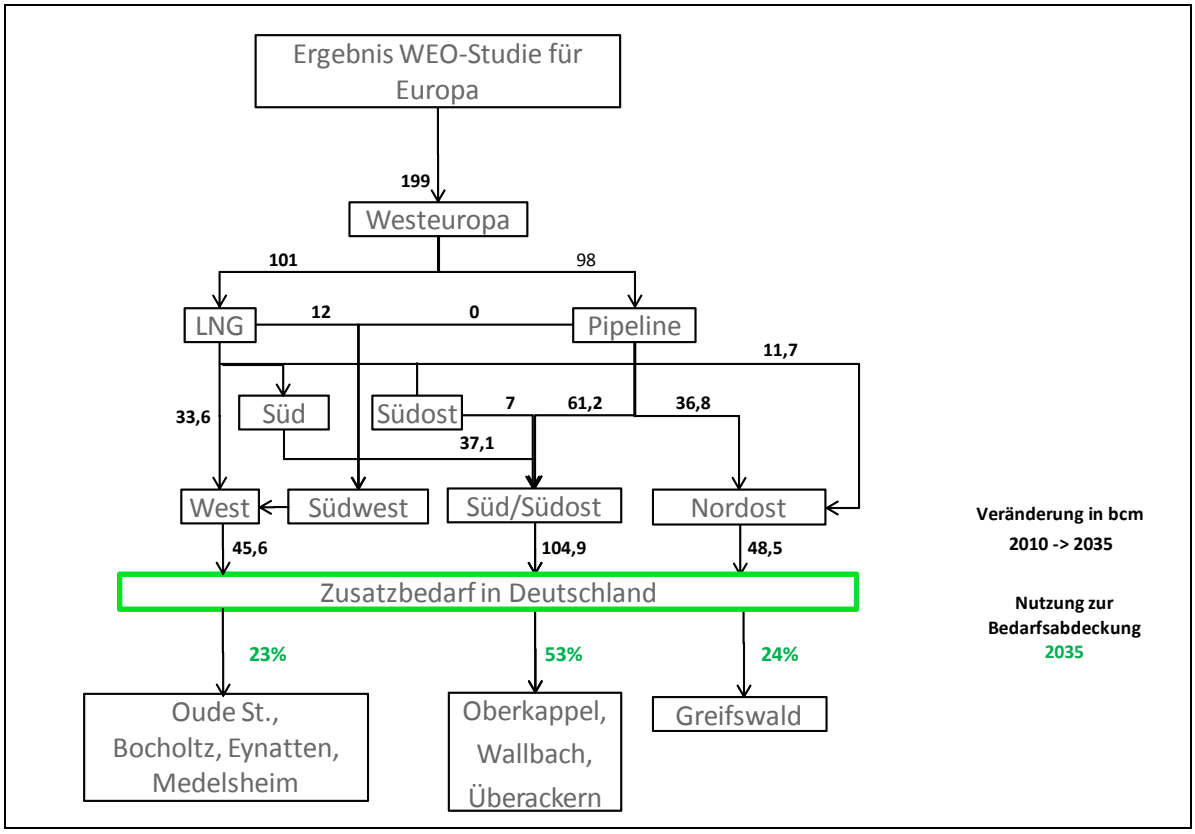
Gemäß § 15a (1) EnWG ist der ENTSOG TYNDP im deutschen Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. Die Modellierung des NEP basiert auf dem bestätigten Szenariorahmen. In diesen Szenariorahmen ist der ENTSOG TYNDP vom 09.07.2013 eingegangen [ENTSOG 2013].

Entwicklung der Einspeisemengen aus den Nachbarländern gemäß Szenariorahmen 2014

Wie im Szenariorahmen 2014 detailliert dargestellt, führen der Rückgang der L-Gas-Importe aus den Niederlanden und der bisher schon bekannte Rückgang der deutschen Eigenproduktion zu einem erhöhten H-Gas-Importbedarf nach Deutschland. Es ist zu erwarten, dass die Anforderung an die Fernleitungsinfrastruktur im Hinblick auf zunehmende Transite und den grenzüberschreitenden Gasaustausch zukünftig weiter steigen wird.

Der Zusatzbedarf in Deutschland wird entsprechend dem entwickelten Modell der FNB anteilig aus der Region „West“ zu 23 %, der Region „Süd/ Südost“ zu 53 % und der Region „Nordost“ zu 24 % erwartet (vgl. Abbildung 9) und ist in den Leistungsbilanzen sowie der Netzplanung entsprechend berücksichtigt worden.

Abbildung 9: Modellrechnung zur H-Gas-Quellenverteilung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abweichung vom bestätigten Szenariorahmen 2014

Die Fernleitungsnetzbetreiber halten es aus Gründen der Transparenz für erforderlich, auf folgende Abweichung vom bestätigten Szenariorahmen 2014 hinzuweisen:

Im Januar 2014 hat das niederländische Parlament als Konsequenz aus den Erdbeben in der Region Groningen beschlossen [NL 2014], die Produktion des Groningen-Feldes zu begrenzen (vgl. hierzu auch die Darstellung zur L-Gas-Leistungsbilanz Kapitel 5.2). Aufgrund des Rückgangs der L-Gas-Produktion und des mittelfristig stabilen Bedarfs in Nordwest-Europa besteht die Notwendigkeit, zunehmend alternative H-Gas-Kapazitäten verfügbar zu machen.

In der aktuellen Planung zum NEP 2014 sind die zusätzlichen Leistungen in Richtung der Niederlande (s. Kapitel 7.3) nicht in der deutschlandweiten Leistungsbilanz sowie (über die H-Gas-Quellenaufteilung) in der übergreifenden Netzplanung enthalten.

H-Gas Quellen Ausblick 2030

In Kapitel 5 wird die L-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030 analysiert. Da diese Leistungsbilanz unmittelbare Auswirkungen auf die H-Gas-Leistungsbilanz hat, wird im Folgenden der H-Gas-Leistungsbedarf bis 2030 dargestellt.

Neben den rückläufigen Mengen deutscher Produktion über die vergangenen Jahre (Rückgang um über 40 % bis 2012 gegenüber 2006) und einer weiteren Reduktion in den

kommenden Jahren (Rückgang um ca. 65 % bis 2024 gegenüber 2006) wird es ab 2020 zu einem Rückgang der Importe aus den Niederlanden um 10 % pro Jahr kommen. Im Jahr 2029 steht dem deutschen Markt aus heutiger Sicht nur noch ein geringer Anteil L-Gas zur Leistungsdeckung in einer Größenordnung von rd. 4 GW zur Verfügung.

Bis 2024 sollen in der Modellierungsvariante II.1, welche die Variante für den maximalen H-Gas-Bedarf darstellt, bereits 36 GW der erforderlichen Leistung von L-Gas auf H-Gas umgestellt sein. Die dafür notwendigen H-Gas-Leistungen werden gemäß der weiter oben beschriebenen Quellenverteilung aus unterschiedlichen Regionen antransportiert.

Im Zeitraum 2025-2030 sollen weitere 39 GW von L-Gas auf H-Gas umgestellt sein. Unter Berücksichtigung der Leistungen, die über die heutigen L-Gas-Bestandsspeicher abgedeckt würden (rund 18 GW), ergibt sich wie in Tabelle 11 dargestellt ein zusätzlicher H-Gas-Bedarf von rund 21 GW, wenn von einem verbleibenden L-Gas-Markt von rund 7 GW im Jahr 2030 ausgegangen wird, auch wenn die Verfügbarkeit der benötigten zusätzlichen H-Gas-Leistung aufgrund des längeren Betrachtungshorizontes mit hohen Unsicherheiten verbunden ist.

Tabelle 11: Zusätzlicher H-Gas-Leistungsbedarf 2025 - 2030

	GW
L-Gas-Bedarf 2015	82
Umstellung bis 2024	36
L-Gas-Bedarf 2025-2030	46
- davon Deckung über Speicher	18
- davon Zusatzbedarf H-Gas	21
L-Gas-Bedarf 2030	7

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Eine Fortsetzung der H-Gas-Quellenverteilungssystematik führte zu folgender Erhöhung der Leistungen aus den Regionen:

- Nordost: rund 5 GW,
- West: rund 5 GW,
- Süd/ Südost: rund 11 GW.

Inwiefern diese Leistungen durch die Infrastrukturprojekte im europäischen Ausland oder aus neuen Speicherprojekten in Deutschland gedeckt werden, kann aus heutiger Sicht von den FNB nicht bewertet werden. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass heute die Produktion in Westeuropa teilweise zur Darstellung der Struktur eingesetzt wird. Fällt dieser Teil der strukturierten Lieferquellen bis 2029 vollständig weg, muss der Ausgleich zwischen dem schwankenden Gasabsatz und dem gleichmäßigen Bezug über Pipelineprojekte aus den Regionen Russland, Kaspisches Meer und Nordafrika im Wesentlichen durch Speicher, aber ggf. auch durch LNG dargestellt werden.

Neben den zusätzlich in Deutschland benötigten Leistungen haben die in den Jahren nach 2024 erforderlichen Umstellungen von L- auf H-Gas in den Nachbarländern

Niederlande, Belgien und Frankreich bzw. der Zusatzbedarf in Großbritannien und Dänemark voraussichtlich erheblichen Einfluss auf die zukünftige Auslegung des deutschen Gastransportnetzes.

3.2.5 Kraftwerksanfragen

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

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

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

Nicht systemrelevante Bestandskraftwerke

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

Systemrelevante Bestandskraftwerke

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

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

Mit Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2014 endet die bisherige grundsätzliche Nebenbedingung, dass die Annahme der Systemrelevanz der Gaskraftwerke entlang der gesamten Ergebniszeitachse der Netzmodellierung aufrecht gehalten werden muss. Das Konzept der Systemrelevanz von Kraftwerken im Übertragungsnetz verliert nach Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber umso mehr an Bedeutung, je schneller der Ausbau der Übertragungsnetze voranschreitet. Hieraus ergibt sich die grundsätzliche Schlussfolgerung für die Netzmodellierung des Gasfernleitungsnetzes bezogen auf das Jahr 2024, dass die feste Versorgung von bislang unterbrechbar versorgten systemrelevanten Gaskraftwerken nicht bzw. nicht aufgrund der Vorgaben aus § 13c EnWG durch Netzausbaumaßnahmen oder andere kapazitätsrelevante Lösungen hergestellt werden muss.

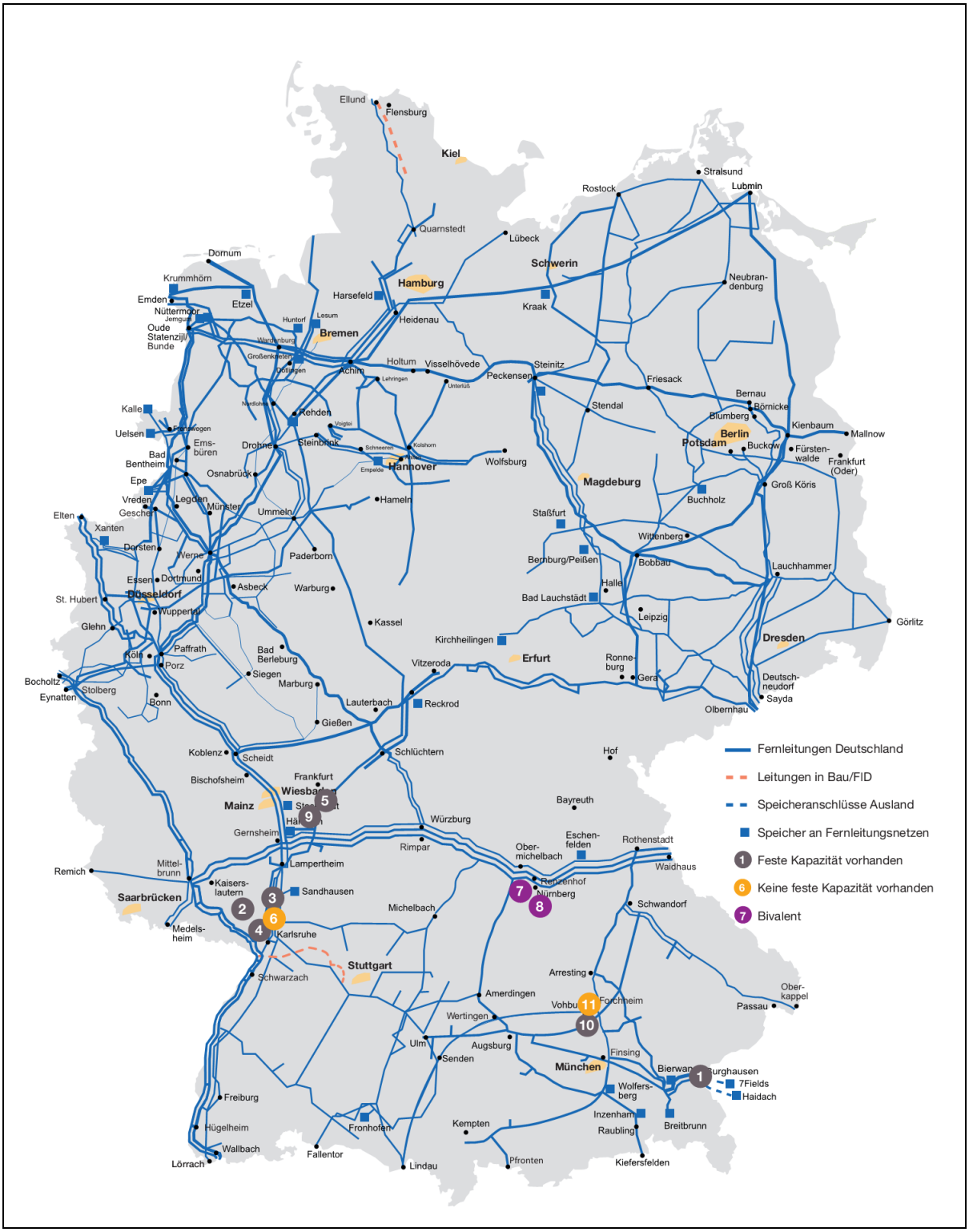
Die in allen Modellierungsvarianten von den FNB zu berücksichtigenden systemrelevanten Gaskraftwerke sind in der folgenden Tabelle 12 sowie in Abbildung 10 dargestellt.

Tabelle 12: Systemrelevante Kraftwerke mit Anschluss an das FNB-Netz

Lfd. Nr.	BNetzA-ID	Kraftwerksname	Nettoleistung in MW_{el}	FNB	Zuordnungspunkt	2019	2024	Bemerkung
1	BNA0172	Dampfkraftwerk BGH - O1 0	175	bayernets	---	BZK	BZK	Historisch feste Zuordnung zum Speicher Haidach/ GÜP Überackern
2	BNA0614b	Kraftwerk Mitte GUD A 800 GT 11, GT 12, DT 10	490	GASCADE	---	FZK	FZK	
3	BNA0615	Kraftwerk Süd GUD C 200 GT 1, GT 2, DT 1	390	GASCADE	---	FZK	FZK	
4	BNA1078	HKW Wörth 0	59	GASCADE	---	FZK	FZK	
5	BNA0374	Staudinger 4	622	OGE	---	FZK	0	Systemrelevant bis 2023 und älter als 45 Jahre in 2023
6	BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk RDK 4S	353	OGE	Medelsheim (Wallbach)	DZK	0	Systemrelevant bis 2023, danach Rückfall auf Status-quo
7	BNA0744	Franken 1 1	383	OGE	---	0	0	Bivalent
8	BNA0745	Franken 1 2	440	OGE	---	0	0	Bivalent
9	BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim M120	112	OGE	---	FZK	FZK	
10	BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching 5	846	OGE	---	FZK	FZK	
11	BNA0995	Irsching 4	545	OGE	Burghausen	DZK	0	Systemrelevant bis 2023, danach Rückfall auf Status-quo

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Neubaukraftwerke

Grundsätzlich wurden in der Modellierung alle Neubaukraftwerke entsprechend des bestätigten Szenariorahmens berücksichtigt. Entsprechend dieser Vorgaben wurden in allen Modellierungsvarianten von den FNB folgende neue Gaskraftwerke (vgl. Tabelle 13 sowie Abbildung 11) berücksichtigt.

Tabelle 13: Neubaukraftwerke gemäß Szenario II*

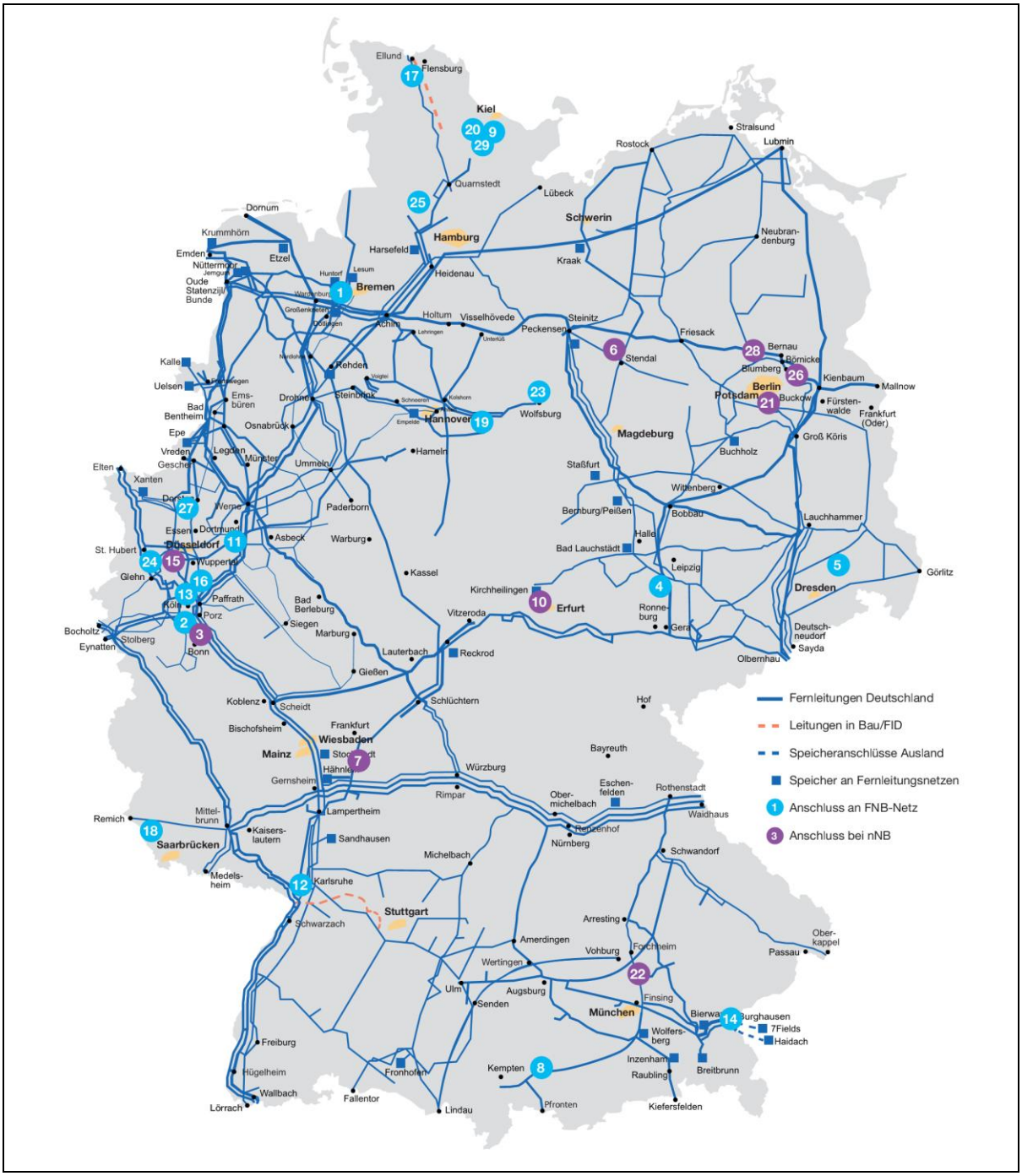
Lfd. Nr.	Baujahr	Kraftwerks-Name	Netto-leistung in MW_{el}	FNB	Zuordnungspunkt für 2019 und 2024**
1	2013	KW Mittelsbüren	445	GUD	Nicht erforderlich
2	2013	Knapsack II	430	OGE	Eynatten
3	2013	Heizkraftwerk Karlstraße	95	nachgelagertes Netz	---
4	2013	GuD Industriepark Zeitz	130	ONTRAS	Nicht erforderlich
5	2013	Leppersdorf	35	ONTRAS	Nicht erforderlich
6	2013	Zellstoff Stendal GmbH	42	nachgelagertes Netz	---
7	2013	GTKW Darmstadt	93	nachgelagertes Netz	---
8	2014	UPM Schongau	60	bayernets	Nicht erforderlich
9	2014	HKW Kiel, Humboldtstr.	10	GUD	Interne Bestellung
10	2014	Linie 3, HKW Erfurt-Ost	32	nachgelagertes Netz	---
11	2014	Stora Enso Kabel GmbH	55	GASCADE	Nicht erforderlich
12	2014	KW Mineralölindustrie	80	GASCADE	Nicht erforderlich
13	2015	Niehl IIIa	450***	OGE	Nicht erforderlich
14	2015	CCPP Haiming	845	bayernets	Überackern
15	2015	GuD Lausward	595	nachgelagertes Netz	---
16	2015	GuD Leverkusen	630	GASCADE	Eynatten
17	2015	Heizkraftwerk Flensburg	73	GUD	Nicht erforderlich
18	2015	Gaskraftwerk Ensdorf	280	OGE	Medelsheim
19	2015	BHKW Braunschweig	10,2	nachgelagertes Netz	---
20	2016	Gas-HKW Phase 1; Kiel, Hasselfelde	313	GUD	Ellund/ Speicher/ (Greifswald)
21	2016	Lichterfelde	300	nachgelagertes Netz	---
22	2016	Energiezentrale 2016	17,8	nachgelagertes Netz	---
23	2017	KW VW, Wolfsburg	100	GUD	Speicher/ (Greifswald)
24	2017	Trianel Kraftwerk Krefeld	1160	GASCADE	Eynatten
25	2018	Wedel	210	GUD	Ellund/ Speicher/ (Greifswald)
26	2018	Marzahn	250	nachgelagertes Netz	---
27	2018	Kraftwerk Scholven	420	OGE/ TG	Emden (TG)/ Eynatten (OGE)
28	2019	Blockdammweg	250	nachgelagertes Netz	---
29	2022	Gas-HKW Phase 2; Kiel, Hasselfelde	105	GUD	Ellund/ Speicher/ (Greifswald)

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die FNB sehen es weiterhin als sachgerecht an, die Punkte Greifswald und Wallbach zumindest bei der Netzmodellierung als Zuordnungspunkte zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt 2.4.1). Dies ist in Tabelle 13 gekennzeichnet.

Abbildung 11: Neubaukraftwerke gemäß Szenario II



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die im Szenariorahmen 2014 (Tabelle 3) aufgeführten Kraftwerke Stuttgart und GuD Oberrhein wurden entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens 2014 durch die BNetzA nicht in der Netzmodellierung des Szenarios II berücksichtigt.
Im Fall von nicht eindeutigen Anschlusssituationen – wenn also die gleiche Kraftwerksanfrage bei mehreren Fernleitungsnetzbetreibern möglich ist – wurde der erforderliche Netzausbau zunächst vom jedem Fernleitungsnetzbetreiber separat ermittelt. Im Anschluss daran wurde aus den verschiedenen Optionen die Variante mit den niedrigsten Netzausbaukosten gewählt.

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

Die Kapazitäten der Kraftwerke wurden in der Modellierung wie folgt berücksichtigt:

- Bestandskraftwerke (nicht-systemrelevant):
  - Fortschreibung der bestehenden Kapazität und des entsprechenden Kapazitätsprodukts
- Systemrelevante Bestandskraftwerke:
  - Falls feste Kapazität vorhanden: Fortschreibung der bestehenden Kapazität bis mindestens 2024
  - Falls keine feste Kapazität vorhanden: Kraftwerksprodukt DZK bis 2023
- Neue Kraftwerke:
  - Grundsätzlich Kraftwerksprodukt DZK

3.2.6 Speicher

Die im Szenariorahmen 2014 enthaltenen und mit der BNetzA abgestimmten Speicheranfragen wurden als weitere Einflussfaktoren in der Modellierung berücksichtigt. Hierzu gehören die von den Speicherbetreibern vorgenommenen Kapazitätsreservierungen gemäß § 38 GasNZV sowie geltend gemachte Kapazitätsausbauansprüche gemäß § 39 GasNZV. Der Stichtag für die Einbeziehung von Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüchen ist gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA der 09.08.2013.

Bei der Modellierung der Transportkapazitäten wurden die in der Inputliste der Bestätigung des Szenariorahmens 2014 ausgewiesenen Kapazitäten (Anlage 1) der **Bestandsspeicher** berücksichtigt. **Speicher-Neubauten bzw. Erweiterungen** mit Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (Stichtag: 09.08.2013) wurden mit 100 % fester, temperaturabhängiger Kapazität angebunden.

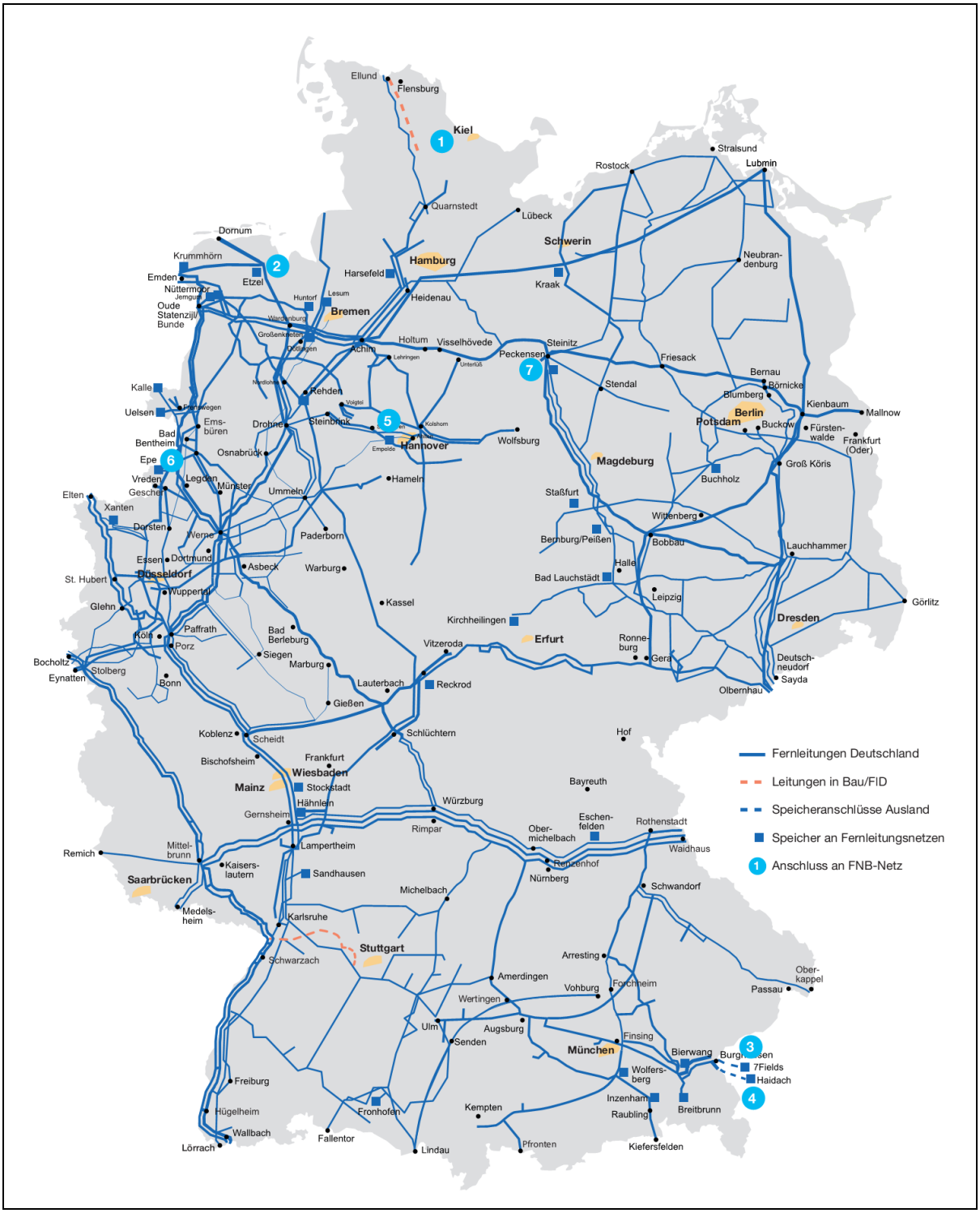
Entsprechend dieser Vorgaben wurden in allen Modellierungsvarianten von den FNB folgende neue Speicher (vgl. Tabelle 14 sowie Abbildung 12) berücksichtigt.

Tabelle 14: Zusätzliche Speicher in den Modellierungsvarianten

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	Etzel	OGE	Entry	H-Gas	§39 gestellt	3.659
3	Haiming 2 7F	OGE	Entry	H-Gas	§39 gestellt	4.804
3	Haiming 2 7F	OGE	Exit	H-Gas	§39 gestellt	3.286
4	Haidach, Stufe II	OGE	Entry	H-Gas	§39 gestellt	2.146
4	Haidach, Stufe II	OGE	Exit	H-Gas	§39 gestellt	1.776
4	Haidach, Stufe II	OGE	Entry	H-Gas	§39 gestellt	2.585
4	Haidach, Stufe II	OGE	Exit	H-Gas	§39 gestellt	2.585
5	Empelde	Nowega	Exit	L-Gas	§39 gestellt	1.635
6	KGE Epe	TG	Entry	H-Gas	in Realisierung	6.143
7	Peckensen	Ontras	Entry	H-Gas	in Realisierung	2.322
7	Peckensen	Ontras	Entry	H-Gas	in Realisierung	2.119
7	Peckensen	Ontras	Exit	H-Gas	in Realisierung	701
7	Peckensen	Ontras	Exit	H-Gas	in Realisierung	701

Quelle: Die Fernleitungsnetzbetreiber

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



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2.7 Industrielle Gasverbraucher

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

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

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

3.3 Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten

Der sich aus den Ergebnissen der Modellierung ergebende zusätzliche Kapazitätsbedarf wird in Netzausbaumaßnahmen umgesetzt. Die mit den Netzausbaumaßnahmen verbundenen Investitionen müssen von den Fernleitungsnetzbetreibern projektscharf angegeben werden. In der Mehrheit liegen für die Projekte bei Vorlage dieses Netzentwicklungsplans noch keine konkreten Vorplanungen oder Machbarkeitsstudien vor, welche die Randparameter für die Errichtung der erforderlichen Anlagen verifiziert bzw. untersucht haben.

Daher wurden für eine Vergleichbarkeit der Projekte einheitliche Plankostenansätze verwendet. Dabei wurde von Standard-Konditionen ausgegangen und ein pauschaler Risikoaufschlag angesetzt. Es ist den Fernleitungsnetzbetreibern wichtig darauf hinzuweisen, dass aus den so ermittelten Investitionszahlen keine Rückschlüsse auf die in spezifischen Projekten tatsächlich anfallenden Investitionen gezogen werden können und die Zahlen lediglich zu Vergleichszwecken angegeben wurden.

Die spezifischen Kostensätze sind die Basis der Kostenermittlung zum heutigen Zeitpunkt. Für die Bestimmung der Kosten zum Zeitpunkt der planerischen Inbetriebnahme der Maßnahmen haben die Fernleitungsnetzbetreiber nach Prüfung der amtlichen Statistiken jährliche Kostensteigerungen von 2,2 % angesetzt. Dieser Wert entspricht der Höhe des durchschnittlichen „Preisindex der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte“ [destatis 2013] der Jahre 2003 bis 2013. Aufgrund der spezifischen Besonderheiten des jeweiligen Projektes werden die konkreten Kostenschätzungen in der Regel von diesen Standardwerten abweichen.

Die im Netzentwicklungsplan 2014 aufgelisteten Netzausbaumaßnahmen wurden in der Regel auf Basis der im Folgenden nach Anlagenart getrennt beschriebenen Methodik ermittelt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die spezifischen Kostensätze gegenüber den Angaben des NEP 2013 auf der Basis aktueller Markteinschätzungen überprüft und angepasst. Hierbei wurden auch neue Vorgaben aus relevanten Regelwerken wie z. B. zum Bodenschutz bei der Planung und Errichtung von Gastransportleitungen (DVGW Merkblatt G 451) berücksichtigt. Neben den im NEP 2013 ausgewiesenen Anlagenarten Ferngasleitungen und Verdichteranlagen werden im folgenden zusätzlich auch spezifische Kostenannahmen für größere Gasdruckmessregelanlagen ausgewiesen.

Diese Differenzierung bildet die Grundlage, größere GDRM-Anlagen als eigene Maßnahmen getrennt von den Leitungsbaumaßnahmen in den Maßnahmenlisten ausweisen zu können.

Kostenermittlung für Ferngasleitungen

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

Tabelle 15: Plankostenansätze für Standard-Erdgastransportleitungen in €/m

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

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Gegenüber den Kostenannahmen des NEP 2013 sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Notwendigkeit, wegen des bei den geringeren Durchmessern festgestellten höheren Anpassungsbedarfs, innerhalb der Tabelle weitere Differenzierungen der Annahmen vorzunehmen. So gelten die spezifischen Kostensätze bis DN 700 für eine Gesamtleitungslänge größer 10 km, während die Angaben ab DN 700 weiterhin ab einer Gesamtleitungslänge von 20 km angewendet werden können. Mit dieser Differenzierung berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber spezifisch höhere Kosten bei kleineren Maßnahmen.

Für diese spezifischen Kostenansätze gelten die folgenden Annahmen:

- DN 400 bis DN 700 Gesamtleitungslänge größer 10 km,
- ab DN 700 Gesamtleitungslänge größer 20 km,
- ebene Topographie (z. B. keine Gebirge oder Steilhänge),
- einfache Bodenverhältnisse (z. B. kein Felsboden, keine aufwendige Wasserhaltung),
- reibungsfreie öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren,
- Leitungsbau erfolgt zwischen Mai und September,
- Projektlaufzeit 4-6 Jahre.

Kostenermittlung für Verdichteranlagen

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

Tabelle 16: Plankostenansätze für Verdichterstationen

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

**ME – Maschineneinheiten*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Für diese spezifischen Kostenansätze gelten die folgenden Annahmen:

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

Kostenermittlung für GDRM-Anlagen

In den NEP 2012 und 2013 waren die Kosten für neue GDRM-Anlagen im wesentlichen in den Kostenannahmen der damit verbundenen Leitungsbauprojekte enthalten. Da die Kosten für die Errichtung größerer GDRM-Anlagen durchaus nennenswerte Größenordnungen erreichen können, halten die FNB es für sinnvoll auf der Basis von Plankostenansätzen diese auch einzeln ausweisen zu können. Für die Kostenermittlung von GDRM-Anlagen legen die FNB die in der folgenden Tabelle aufgeführten Kostensätze zugrunde, es sei denn, es liegen bereits projektspezifische Einschätzungen vor.

Tabelle 17: Plankostenansätze für GDRM-Anlagen

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die spezifischen Kostenansätze berücksichtigen die folgenden Komponenten:

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

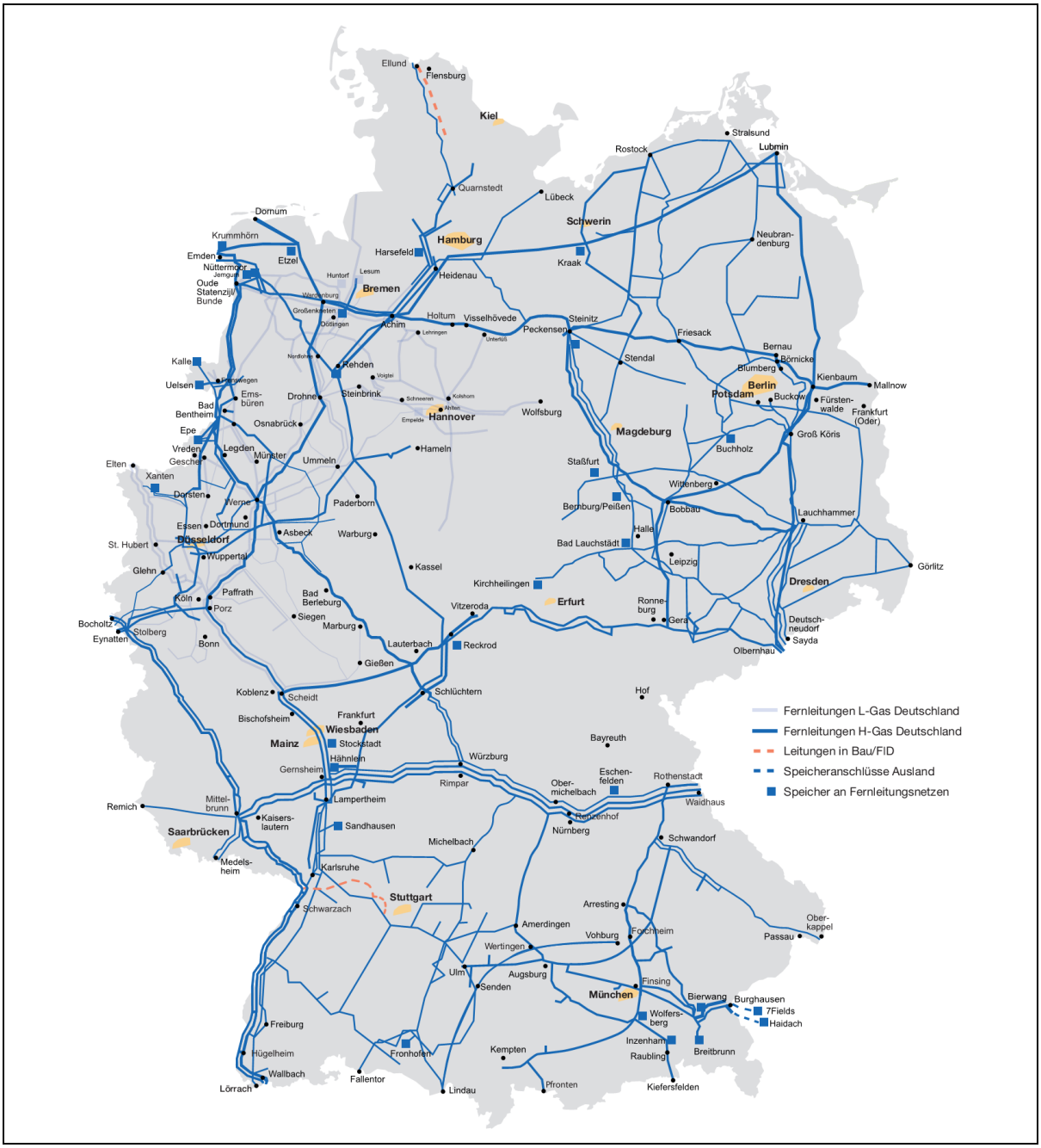
In den spezifischen Kostenansätzen sind keine Kosten für Anschlussleitungen und für Komponenten einer ggf. erforderlichen Vorwärmung enthalten.

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 der Status des heutigen Netzausbaus und der Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans 2013 dargestellt.

4.1 H-Gas-Gebiet

Abbildung 13: H-Gas-Gebiet



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 den letzten Jahren stellt sich jedoch Dänemark mit steigender Kapazität hauptsächlich auf eine Versorgung durch Importe aus Deutschland über die Station Ellund ein.

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

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

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

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

4.2 L-Gas-Gebiet

Abbildung 14: L-Gas-Gebiet

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 Flexibilitäten.

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 Aufspeisung über das nördliche Teilsystem mit Mengen aus deutscher Produktion. Speicher zur Strukturierung der Aufkommen bzw. zur Spitzenlastabdeckung befinden sich am Standort Epe.

4.3 Status des heutigen Netzausbaus

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

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

In der Modellierung berücksichtigte Projekte

Die Netzmodellierung setzt auf dem aktuellen Bestand des Fernleitungsnetzes auf. Im Folgenden werden die weiteren bei der Modellierung berücksichtigten Projekte (fertiggestellt gegenüber NEP 2013, im Bau befindlich) dargestellt.

In Betrieb genommene Projekte gegenüber dem NEP 2013

Einige Projekte, die im NEP 2013 noch in der Bauphase waren, sind zwischenzeitlich fertiggestellt worden.

GASCADE hat nach erfolgreichem Bauabschluss fristgerecht den MIDAL Süd-Loop (ID-Nummer: 077-01), die Anschlussleitung Gernsheim (ID-Nummer: 078-01) und die Erweiterungen der Verdichterstationen in Weisweiler (ID-Nummer: 082-01) und Lippe (ID-Nummer: 081-01) in Betrieb genommen.

GRTgazD hat die Erweiterung der Verdichterstation in Gernsheim (ID-Nummer: 015-01) im Januar 2014 im Betrieb genommen. In Verbindung mit der Anschlussleitung Gernsheim der GASCADE ist der neue Netzkopplungspunkt Gernsheim zwischen den Marktgebieten GASPOOL und NCG entstanden.

GUD konnte die Erweiterung der Verdichterstationen in Folmhusen (ID-Nummer: 004-01) im September 2013 in Betrieb nehmen. Die Station wurde um eine Einheit mit höherer Leistung ergänzt. Durch die neue Einheit kann schon für 2014 das Kapazitätsangebot für nachgelagerte Netzbetreiber signifikant gesteigert werden. Die Gasübernahmestation in Heidenau wurde im November 2013 in Betrieb genommen. Die Station ermöglicht eine Gasüberspeisung aus der NEL in das GUD-Netz. Die Transportleitung in Richtung Schleswig-Holstein kann bei einer Verfügbarkeit von Mengen aus der NEL mit einem höheren Druck betrieben werden, was zu einer Erhöhung der physischen Transportleistung in Richtung Dänemark führt.

Bayernets hat die GDRM-Station Finsing 1 (ID-Nummer: 129-01) im Dezember 2013 in Betrieb genommen und verbindet somit verschiedene Drucksysteme der bayernets. Damit wurde die Erhöhung der Systemflexibilität/ -stabilität sowie die Möglichkeit zur Optimierung von Gasflüssen erreicht.

Durch Nowega wurde die ursprünglich als „Ausbau der Station Schümers Mühle“ (ID-Nummer: 018-01) bezeichnete Maßnahme zur Schaffung von zusätzlichen Überspeisekapazitäten zwischen dem Netz der GUD in Richtung Nowega nach vollständiger Neuplanung und Neuerrichtung der Station Emsbüren (Nowega) im Dezember 2013 abgeschlossen und in Betrieb genommen.

GTG Nord hat die GDRM-Station Friesoythe (ID-Nummer: 100-01) im Dezember 2013 in Betrieb genommen. Hierdurch wurden Überspeisekapazitäten vom Netz der GTG Nord in Richtung Nowega über das Leitungsnetz der GUD geschaffen.

Die fertiggestellten Projekte wurden in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplan 2014 aufgenommen.

Die folgende Tabelle 18 zeigt die gegenüber dem NEP 2013 in Betrieb genommenen Projekte im Überblick.

Tabelle 18: In Betrieb genommene Projekte gegenüber dem NEP 2013

Lfd. Nr.	ID	Maßnahme	Bundesland	heute					realisierte km (01.04.2014)
				2012	2013	2014	2015	2016	
1	004-01	Erweiterung der VS Folmhusen	NI						
2	015-01	Erweiterung der VS Gernsheim	HE						
3	018-01	"Ausbau der Station Schümers Mühle“	NI						
4	077-01	MIDAL Süd-Loop	HE						86
5	078-01	Anschlussleitung Gernsheim	HE						16
6	082-01	Erweiterungen der VS Weisweiler	NW						
7	081-01	Erweiterungen der VS Lippe	NW						
8	100-01	GDRM-Station Friesoythe	NI						
9	129-01	GDRM-Station Finsing 1	BY						

Hinweis: Datenstand 01.01.2014

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Bau befindliche Projekte

Die folgenden Projekte befinden sich derzeit im Bau:

Die GUD-Verdichterstation in **Embsen** (ID-Nummer: 002-01) ist dafür vorgesehen, Mengen in die NEL zu verdichten und dann über diese Leitung insbesondere in den Raum Schleswig-Holstein transportieren zu können.

Bei der Maßnahme **Nordschwarzwaldleitung** (ID-Nummer: 069-01) 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. zukünftig der weiter wachsende Bedarf an Transportkapazitäten für Erdgas in Baden-Württemberg gedeckt und so ein wesentlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet. Die finale Investitionsentscheidung für den Bau ist gefallen, der Bau der Leitung beginnt 2014. Die Maßnahme wird in zwei Bauabschnitten realisiert. Für den zweiten Bauabschnitt liegt der Planfeststellungsbeschluss noch nicht vor.

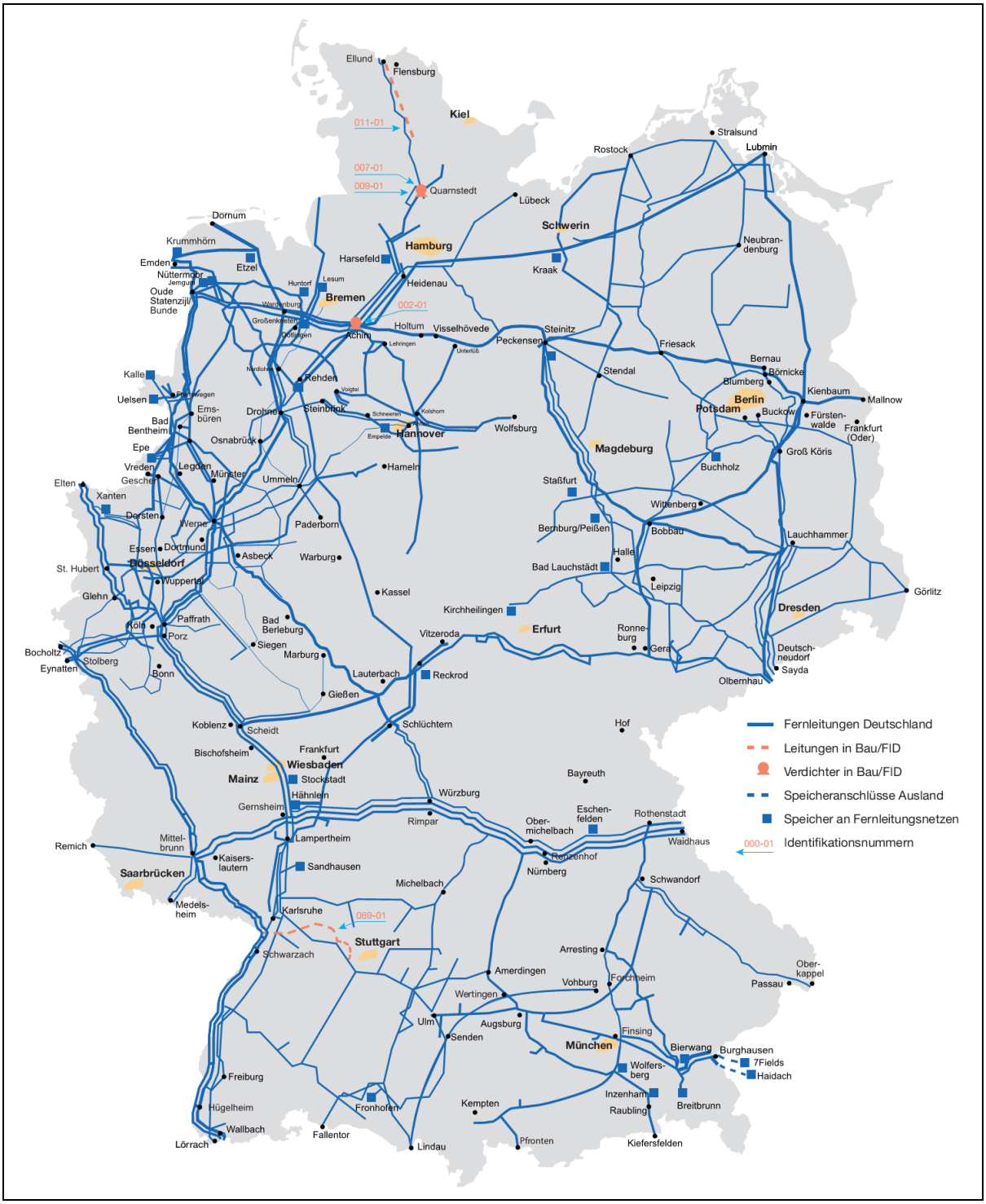
Die geplante Loop Leitung der GUD von **Fockbek nach Ellund** (ID-Nummer: 011-01) hat im Januar 2014 ihren Planfeststellungsbeschluss erhalten. Damit sind alle Voraussetzungen für einen Baubeginn gegeben. Die neue Pipeline, die parallel zur bereits bestehenden Erdgas-Transportleitung DEUDAN verläuft, erweitert das GUD-Leitungsnetz in Richtung Dänemark. GUD führt aktuell die (abgestimmten) bauvorbereitenden Arbeiten durch. Der Leitungsneubau startet abhängig von der Witterung im Frühjahr 2014 und soll voraussichtlich bis Ende desselben Jahres abgeschlossen sein. Das Projekt wird von der Europäischen Union als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI)[3] bewertet.

Bei der neuen Verdichterstation der GUD in **Quarnstedt** (ID-Nummer: 007-01/ 009-01) liegt seit Februar 2014 die erforderliche BImSch-Genehmigung vor. Damit können die Maßnahmen für den eigentlichen Neubau im Frühjahr 2014 gestartet werden. Die neue Verdichterstation leistet einen wichtigen Beitrag für eine verlässliche Erdgasversorgung in Deutschland und Nordwesteuropa. Das Projekt wird von der Europäischen Union als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI) bewertet.

Die folgende Karte zeigt das aktuelle Fernleitungsnetz inklusive der in der Modellierung berücksichtigten Projekte sowie der Speicheranlagen.

[3] Eine Liste der deutschen PCI-Projekte findet sich im Anhang.

Abbildung 15: Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz im Überblick



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

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

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

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

Tabelle 19: Emissionsgrenzen entsprechend 13. BImSchV

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

Tabelle 20: Emissionsgrenzen entsprechend TA-Luft

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

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

Tabelle 21: Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen 13. BImSchV und TA-Luft

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

4.5 Weitere Projekte ohne finale Investitionsentscheidung

Für die folgenden Projekte liegen keine finalen Investitionsentscheidungen der Fernleitungsnetzbetreiber vor. Die Projekte sind daher nicht Bestandteil des heutigen Fernleitungsnetzes und wurden bei der Modellierung des NEP 2014 nicht in der Ausgangskonfiguration der Netze berücksichtigt.

Mit dem Projekt **Süddeutsche Erdgasleitung** (SEL) wird eine Planung verfolgt, die ihren Ursprung bereits in der Zeit vor der Regulierung der Gastransportnetze hat. Es handelt sich um eine kapazitätsstarke Gastransportverbindung (DN 1200, DP 100) von der deutsch-österreichischen Grenze bei Burghausen in den Raum Mannheim (Lampertheim). Die Planung der SEL wurde in zwei Abschnitten angelegt.
In einem ersten Schritt wurde der im Wesentlichen durch Baden-Württemberg verlaufende rund 260 km lange Leitungsabschnitt von Lampertheim nach Amerdingen geplant. Die Trasse verläuft neben Baden-Württemberg auch durch Hessen (6 km) und Bayern (4 km). Das Planfeststellungsverfahren in Hessen ist abgeschlossen. Die Planfeststellungsverfahren in Baden-Württemberg sind im Regierungsbezirk Karlsruhe erfolgreich abgeschlossen, im Regierungsbezirk Stuttgart liegt für einen Teilabschnitt der positive Beschluss ebenfalls vor, für den verbleibenden Teilabschnitt wird der positive Beschluss erwartet. Der zweite Abschnitt von Burghausen nach Amerdingen teilt sich in das Projekt MONACO 1, welches in Kap. 6.2 beschrieben wird und das im folgenden Absatz beschriebene Projekt MONACO 2.

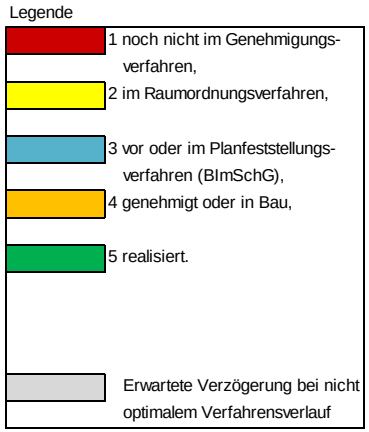
Die **MONACO 2** (Bauabschnitt 2) umfasst die Planung von Finsing nach Amerdingen, die an das Projekt SEL anschließt. Der Bedarf zur Errichtung dieses Bauabschnitts erschließt sich erst bei Realisierung geplanter Kraftwerksprojekte, wachsendem Aufkommen von internationalen Transporten (z. B. Projekt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

4.6 Stand der Umsetzung des NEP 2013

Entsprechend §15a Abs. 2 EnWG muss der aktuelle NEP den Stand der Umsetzung des vorhergehenden NEP enthalten. Hierzu ist der Umsetzungsstand der Maßnahmen aus dem NEP 2013 in der Anlage 4 zu diesem Dokument tabellarisch dargestellt. In der Tabelle sind auch Maßnahmen aufgeführt, die sich aus der Modellierung des NEP 2014 aufgrund des zugrundegelegten Szenariorahmens nicht mehr ergeben. Die Gründe für den Entfall dieser Maßnahmen sind zudem in Kapitel 7.2 erläutert.

Tabelle 22:Umsetzungsstand der NEP 2013-Maßnahmen zum 01.04.2014

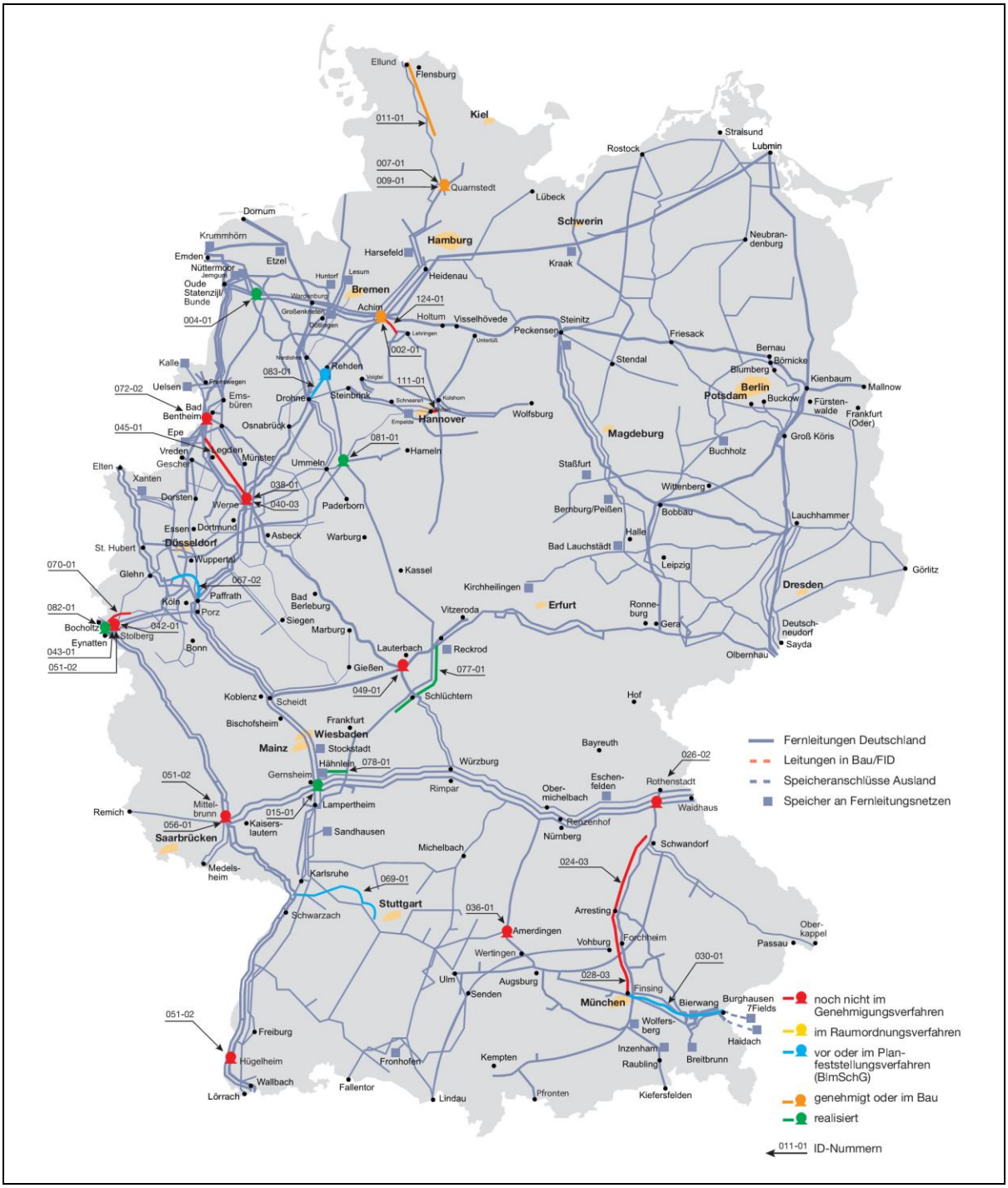
Lfd. Nr.	ID-Nummer genehmigter Maßnahmen im NEP 2013	ID-Nummer im NEP 2014	Maßnahme	Bundes-land	heute 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024	ge-plante km	reali-sierte km
1	002-01	002-01	VS Embsen	NI			
2	007-01 / 009-01	007-01 / 009-01	VS Quarnstedt (neu)	SH			
3	011-01	011-01	Loop Fockbek-Ellund	SH		63,5	0
4	024-03	024-04*	Ltg. Schwandorf - Arresting/ Forchheim	BY		62	0
5	026-02	026-06	VDS Rothenstadt	BY			
6	028-03	028-04	Ltg. Arresting/ Forchheim - Finsing	BY		79	0
7	030-01	030-02	MONACO 1	BY		86,5	0
8	036-01	036-04	VDS Amerdingen	BY			
9	038-01	038-01	VDS Werne	NW			
10	040-03	040-05	VDS Werne	NW			
11	042-01	---	VDS Stolberg	NW	Projekt entfällt. Die dazugehörigen Begründungen finden sich in Kapitel 7.2.		
12	043-01	---	VDS Stolberg	NW	Projekt entfällt. Die dazugehörigen Begründungen finden sich in Kapitel 7.2.		
13	045-01	045-04	Ltg. Epe - Werne / Legden	NW		69	0
14	049-01	049-04	VDS Lauterbach / Herbstein	HE			
15	051-02	051-03*	Reversierung TENP	RP			
16	056-01	---	VDS Mittelbrunn	RP	Projekt entfällt. Die dazugehörigen Begründungen finden sich in Kapitel 7.2.		
17	062-01	062-01	M+R Landshut	BY			
18	067-02	067-02	Ltg. Voigtslach - Paffrath	NW		23,2	0
19	069-01	069-01*	Nordschwarzwaldleitung	BW		71	0
20	070-01	---	Anbindung Verlautenheide - Weisweiler	NW	Projekt entfällt. Die dazugehörigen Begründungen finden sich in Kapitel 7.2.	14	0
21	072-02	072-02	VDS Ochtrup	NW			
22	083-01	083-05	Netzkopplung Drohne	NI		26	0
23	101-01	101-01	Konvertierung Rehden	NI			
24	111-01	111-01	Anbindung Ahlten 3	NI		0,35	0
25	119-01	119-01	M+R Achim	NI			
26	121-01	121-01	M+R Ganderkesee	NI			
27	124-01	---	Loop Achim-Luttum	NI	Projekt entfällt. Die dazugehörigen Begründungen finden sich in Kapitel 7.2.	25	0
28	125-01	125-01	Projekt Wedel	SH			



*Hinweise: Datenstand: 01.04.2014; * Diese Maßnahmen wurden im NEP 2014 in mehrere Einzelprojekte aufgeteilt (s. Anlage 4).*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 16: Umsetzungsstand der NEP 2013-Maßnahmen


Fernleitungen Deutschland
Leitungen in Bau/FID
Speicheranschlüsse Ausland
Speicher an Fernleitungsnetzen
noch nicht im Genehmigungsverfahren
im Raumordnungsverfahren
vor oder im Plan-feststellungsverfahren (BImSchG)
genehmigt oder im Bau
realisiert
011-01 ID-Nummern
Kiel
Hamburg
Bremen
Hannover
Berlin
Potsdam
Magdeburg
Schwerin
Erfurt
Dresden
Leipzig
Düsseldorf
Wiesbaden
Mainz
Saarbrücken
Stuttgart
München
Nürnberg
Rostock
Lübeck
Bielefeld
Dortmund
Essen
Köln
Bonn
Frankfurt
Kassel
Würzburg
Augsburg
Ulm
Freiburg
Karlsruhe
Mannheim
Trier
Koblenz
Aachen
Münster
Osnabrück
Bremerhaven
Wilhelmshaven
Emden
Flensburg
Lübeck
Stralsund
Lubmin
Cottbus
Görlitz
Chemnitz
Zwickau
Plauen
Gera
Jena
Weimar
Kassel
Fulda
Hanau
Darmstadt
Heidelberg
Mannheim
Ludwigshafen
Kaiserslautern
Saarbrücken
Trier
Koblenz
Bonn
Aachen
Münster
Osnabrück
Bielefeld
Paderborn
Kassel
Göttingen
Braunschweig
Wolfsburg
Magdeburg
Halle
Leipzig
Dresden
Chemnitz
Zwickau
Plauen
Gera
Jena
Weimar
Erfurt
Suhl
Coburg
Bayreuth
Hof
Regensburg
Passau
Landshut
Ingolstadt
Ulm
Augsburg
München
Rosenheim
Kempten
Lindau
Konstanz
Freiburg
Basel
Singen
Tübingen
Reutlingen
Stuttgart
Heilbronn
Würzburg
Aschaffenburg
Frankfurt
Wiesbaden
Mainz
Koblenz
Trier
Saarbrücken
Kaiserslautern
Ludwigshafen
Mannheim
Karlsruhe
Pforzheim
Heidelberg
Darmstadt
Hanau
Fulda

Betrachtungszeitraum 01.10.2010 bis 31.05.2013. In Tenor 6 der BNetzA-Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP 2014 wird vorgegeben, den Betrachtungszeitraum um zwei Monate bis zum 31.07.2013 zu erweitern. Darüber hinaus enthält Abschnitt 3.10.3.7. der BNetzA-Bestätigung ergänzende Vorgaben zur Auswertung der historischen Unterbrechungen. Die dementsprechend um die Unterbrechungen im Zeitraum vom 01.06.2013 bis zum 31.07.2013 ergänzte Liste der historischen Unterbrechungen ist diesem Dokument als Anlage 2 beigefügt.

Die Ergebnisse der Analyse der historischen Unterbrechungen werden in den folgenden Unterkapiteln getrennt nach Unterbrechungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten dargestellt.

In Bezug auf die Analyse der historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten an GÜP möchten die FNB generell anmerken, dass sie als Basis für die Feststellung eines erforderlichen Netzausbaus primär die in den Kapiteln 2 und 3.2.4 behandelten Fragen als relevant ansehen. Historische Unterbrechungen können allenfalls als Indikation zu weitergehenden Untersuchungen der zukünftigen Entwicklung an den betreffenden GÜP dienen. Isoliert betrachtet stellen die historischen Unterbrechungen aus Sicht der FNB keine Basis für eine Ausbauentscheidung dar.

Unterbrechung fester Kapazitäten

Im Betrachtungszeitraum vom 01.10.2010 bis 31.07.2013 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 FNB lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.

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

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

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

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

- Am 05.12.2012 erfolgte eine achtzehnstündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität an einem Netzkopplungspunkt zu einem nachgelagerten Netzbetreiber. Die Einschränkung erfolgte aufgrund einer von Dritten verursachten Beschädigung des Leitungssystems. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.

Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten

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

Entsprechend Tenor 6 der BNetzA-Bestätigung des Szenariorahmens wurde die Analyse der in dem Betrachtungszeitraum 01.10.2010 bis 31.07.2013 erfolgten Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten für Übergabepunkte durchgeführt, an welchen der Anteil der Unterbrechungsdauer in mindestens einem der betrachteten Zeiträume vom 01.10.2010 bis 31.07.2011, 01.08.2011 bis 31.07. 2012 und 01.08.2012 bis 31.07.2013 über 1% lag.

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

Die im Mittel unterbrochene unterbrechbare Kapazität wurde unter Anwendung der in der BNetzA-Bestätigung des Szenariorahmens definierten Formel ermittelt:

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

Die Ergebnisse sind in den folgenden Tabellen 22 und 23 sowie der Abbildung 17 pro Übergabepunkt und Transportrichtung dargestellt.

Tabelle 23: Übersicht des Anteils der Unterbrechungsdauer an dem jeweils betrachteten Zeitraum (%)

Übergabepunkt/-richtung	**2010/2011**	**2011/2012**	**2012/2013**
Oberkappel Ausspeisung	28,5%	31,5%	14,9%
Haiming-ABG* Ausspeisung	14,2%	3,3%	
Oude Statenzijl (GTG Nord) Einspeisung	9,7%	7,2%	1,6%
USP Haidach Ausspeisung			6,8%
Ellund Einspeisung	6,5%	2,1%	
Haiming 2 7F Ausspeisung	6,0%	1,0%	0,3%
Oude Statenzijl L (GUD) Einspeisung	5,8%		1,3%
Wallbach Ausspeisung	1,0%	4,7%	
Ellund Ausspeisung	4,3%		0,7%
Waidhaus Ausspeisung		3,7%	1,4%
RC Basel Ausspeisung		3,5%	
RC Lindau Ausspeisung		3,5%	
Haiming 2 7F Einspeisung		2,9%	0,4%
Oberkappel Einspeisung	2,3%		1,2%
Haiming-ABG* Einspeisung		2,3%	
Eynatten (NCG) Ausspeisung		2,2%	0,1%

Übergabepunkt/-richtung	2010/2011	2011/2012	2012/2013
Kiefersfelden/Tirol Ausspeisung		2,2%	
Überackern Exit Gegenstrom Ausspeisung		2,2%	
Wolfersberg/USP Einpressen Ausspeisung		2,2%	
Reckrod I Ausspeisung		2,0%	
Remich Ausspeisung		1,5%	
L 307 Emsbüren RG Einspeisung	1,3%		
Inzenham-West USP Ausspeisung			1,2%
UGS Bad Lauchstädt Ausspeisung		1,2%	
UGS Bad Lauchstädt Einspeisung		1,2%	

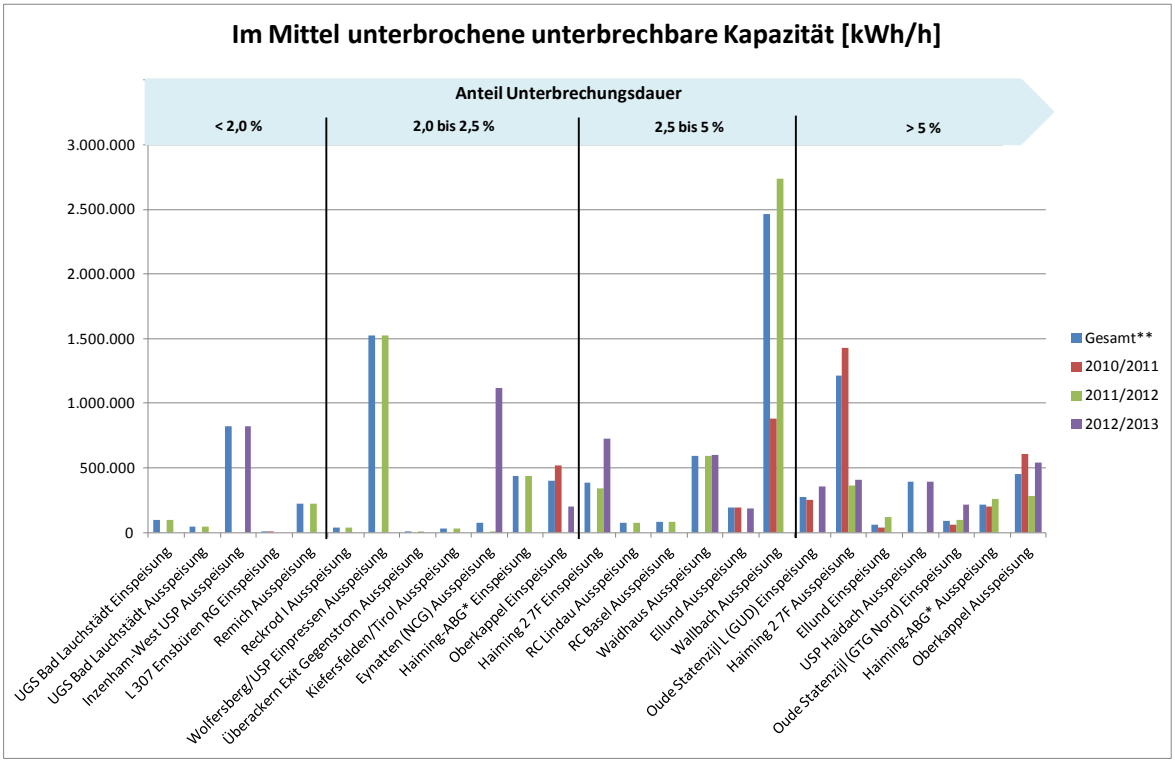
**) Ein-/ Ausspeisepunkt Haiming-ABG durch Integration SÜDAL in das Marktgebiet NCG seit 01.01.2013 entfallen*
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 24: Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten (kWh/h)

Übergabepunkt/-richtung	Gesamt**	2010/2011	2011/2012	2012/2013
Oberkappel Ausspeisung	448.633	610.463	283.521	540.419
Haiming-ABG* Ausspeisung	212.431	198.124	262.796	0
Oude Statenzijl (GTG Nord) Einspeisung	92.104	63.497	98.465	211.987
USP Haidach Ausspeisung	391.198	0	0	391.198
Ellund Einspeisung	60.911	37.892	120.264	0
Haiming 2 7F Ausspeisung	1.212.353	1.430.937	365.066	405.154
Oude Statenzijl L (GUD) Einspeisung	275.600	254.014	0	355.371
Wallbach Ausspeisung	2.462.688	883.892	2.736.600	0
Ellund Ausspeisung	190.488	190.653	0	189.600
Waidhaus Ausspeisung	595.154	0	594.437	597.091
RC Basel Ausspeisung	82.045	0	82.045	0
RC Lindau Ausspeisung	77.000	0	77.000	0
Haiming 2 7F Einspeisung	387.238	0	343.134	723.200
Oberkappel Einspeisung	399.332	520.938	0	202.616
Haiming-ABG* Einspeisung	439.165	0	439.165	0
Eynatten (NCG) Ausspeisung	71.886	0	1.938	1.121.095
Kiefersfelden/Tirol Ausspeisung	33.421	0	33.421	0
Überackern Exit Gegenstrom Ausspeisung	10.000	0	10.000	0
Wolfersberg/USP Einpressen Ausspeisung	1.528.200	0	1.528.200	0
Reckrod I Ausspeisung	35.442	0	35.442	0
Remich Ausspeisung	224.089	0	224.089	0
L 307 Emsbüren RG Einspeisung	7.919	7.919	0	0
Inzenham-West USP Ausspeisung	824.221	0	0	824.221
UGS Bad Lauchstädt Ausspeisung	45.421	0	45.421	0
UGS Bad Lauchstädt Einspeisung	99.893	0	99.893	0

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

Abbildung 17: Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten



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

Laut Abschnitt 3.10.3.7. der Bestätigung des Szenariorahmens sind den FNB ggf. vorliegende relevante Informationen über verringerte Nominierungen oder Renominierungen der Transportkunden, die nicht dem Transportwunsch der Transportkunden entsprechen, in die Analyse einzubeziehen. Entsprechende Informationen liegen für die Punkte Haiming-ABG Ausspeisung, Haiming-ABG Einspeisung und Überackern Einspeisung vor.

Die FNB möchten in diesem Zusammenhang darauf hinweisen, dass die Bezugnahme auf einen "ursprünglichen Transportwunsch des Transportkunden" durch den Netzbetreiber nicht überprüfbar ist und dass die Mitteilung von Veränderungen des Transportwunsches durch die Transportkunden mit Hilfe von Renominierungen ein übliches Verfahren darstellt. Nominierungen der Transportkunden verändern sich vor Erreichen der Transportzeit häufig mehrfach. Diese Schwankungen werden u. a. durch die Tatsache verursacht, dass Transportkunden ihre Nominierungen mittels automatisierter Systeme in Abhängigkeit von der jeweiligen individuellen Bilanzentwicklung- abgeben. Es besteht das Risiko, dass durch initial überhöhte Nominierungen Unterbrechungsmengen künstlich in die Höhe getrieben werden und das Analyseergebnis verfälschen.

Die Analyse der Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten an diesen Übergabe-punkten und Transportrichtungen ergab Folgendes:

Oberkappel Ausspeisung

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

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im vorgelagerten Netzbereich.

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. Vor dem Hintergrund der in den Kapiteln 2 und 3.2.4 dargestellten Szenarien, nach denen eher ein Anstieg der Gasmengen aus der Gegenrichtung zu erwarten ist, kann ein über die genannte Erhöhung der Ausspeise-Kapazität hinausgehendes Ausbauerfordernis aus Sicht der FNB 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.

Die Ergebnisse der Auswertung der in Anlage 2 aufgeführten Daten für diesen Ausspeisepunkt ergibt für den Zeitraum vom 01.10.2010 bis 31.07.2011 einen Anteil der Unterbrechungsdauer von 14,2 % und eine im Mittel unterbrochene unterbrechbare Kapazität von 198.124 kWh/h sowie für den Zeitraum vom 01.08.2011 bis zum 31.07. 2012 einen Anteil der Unterbrechungsdauer von 3,3 % und eine im Mittel unterbrochene unterbrechbare Kapazität von 262.796 kWh/h (siehe Tabellen 22 und 23).

Für diesen Ausspeisepunkt liegt OGE die Aufstellung eines Transportkunden der im Kalenderjahr 2012 aus Sicht des Transportkunden an diesem Netzpunkt unter Berücksichtigung seines Transportwunsches anzusetzenden Unterbrechungsmengen vor. Aus dieser Aufstellung ergibt sich für den Zeitraum 01.08.2011 bis zum 31.07.2012 ein Anteil der Unterbrechungsdauer von 9,71 % und eine im Mittel unterbrochene unterbrechbare Kapazität von 229.411 kWh/h und für den Zeitraum 01.08.2012 bis zum 31.07.2013 ein Anteil der Unterbrechungsdauer von 0,55 % und eine im Mittel unterbrochene unterbrechbare Kapazität von 606.695 kWh/h. Aus Sicht von OGE sind die Unterschiede zu den vorgenannten Werten im Wesentlichen auf die Nicht-Berücksichtigung der nach Erhalt der FNB-Unterbrechungsmitteilung durch die Transportkunden vorgenommenen Renominierungen zurückzuführen.

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

Oude Statenzijl Einspeisung (GTG Nord)

An diesem Einspeisepunkt wird L-Gas aus dem niederländischen Gastransportnetz der Gasunie Transport Services B. V. übernommen.

GTG Nord vermarktet an diesem Grenzübergangspunkt die festen Kapazitätsarten bFZK und DZK sowie unterbrechbare Kapazitäten. Die bFZK unterliegt einer Temperaturbedingung. Vor dem Hintergrund der rückläufigen zukünftigen Verfügbarkeit von L-Gas aus dem Groningen Feld stellt die Erweiterung der Importleitungen aus den Niederlande keine nachhaltige Entwicklung dar.

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

USP Haidach Ausspeisung

Dieser Ausspeisepunkt bindet den österreichischen Speicher Haidach seit 01.01.2013 an das Marktgebiet NCG an. Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Erreichung der technischen Kapazität von Netzanlagen im ost-bayerischen Raum und einer temporären Engpasssituation in den vorgelagerten Netzbereichen.

Durch Anpassung der bestehenden Netzanlagen (u.a. Errichtung/Umbau der GDRM-Anlage Lengthal 1 und Bichl) wurde die Anbindung des Ausspeisepunktes an das Marktgebiet NCG verbessert.

Der Ausbaubedarf an diesem Ausspeisepunkt wurde in diesem Netzentwicklungsplan entsprechend den in den Kapiteln 2 und 3.2.4 beschriebenen Szenarien ermittelt. Durch die auf dieser Basis ermittelten und in Kapitel 7 dargestellten Netzausbaumaßnahmen - insbesondere im süddeutschen Raum - wird eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Netzpunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzpunkten im Raum Burghausen/ Überackern ist zur Zeit für die FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht ableitbar.

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 zurück gehenden dänischen Erdgasreserven kann aus Sicht der FNB ein Ausbauerfordernis aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Haiming 2 7Fields Ausspeisung

Dieser Ausspeisepunkt ist am Übergabepunkt „Überackern 7Fields“ in Österreich mit der Penta West und dem österreichischen Speicher 7Fields verbunden. bayernets und OGE vermarkten unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt.

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

Der Ausbaubedarf an diesem Ausspeisepunkt wurde in diesem Netzentwicklungsplan entsprechend den in den Kapiteln 2 und 3.2.4 beschriebenen Szenarien ermittelt. Durch die auf dieser Basis ermittelten und in Kapitel 7 dargestellten Netzausbaumaßnahmen - insbesondere im süddeutschen Raum - wird eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Netzpunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzpunkten im Raum Burghausen/ Überackern ist zur Zeit für die FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht ableitbar.

Oude Statenzijl L Einspeisung (GUD)

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

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im nachgelagerten Netzbereich.

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

Ein Ausbauerfordernis kann aus Sicht der FNB aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Wallbach Ausspeisung

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

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im vorgelagerten Netzbereich.

Unter anderem vor dem Hintergrund der erfolgten umfangreichen Kündigungen von Kapazitätsbuchungen an diesem Ausspeisepunkt und den in den Kapiteln 2 und 3.2.4 dargestellten Szenarien, nach denen eher ein Anstieg der Gasmengen aus der Gegenrichtung zu erwarten ist, kann ein Ausbauerfordernis aus Sicht der FNB aus den historischen Unterbrechungen 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) startend ab 2015 erheblich erhöht.

Waidhaus Ausspeisung

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

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

Auch vor dem Hintergrund der in den Kapiteln 2 und 3.2.4 dargestellten Szenarien kann ein Ausbauerfordernis aus Sicht der FNB aus diesen historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

RC Basel Ausspeisung

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

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

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

RC Lindau Ausspeisung

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

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

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

Haiming 2 7Fields Einspeisung

Dieser Einspeisepunkt ist am Übergabepunkt „Überackern 7Fields“ in Österreich mit der Penta West und dem österreichischen Speicher 7Fields verbunden. bayernets und OGE vermarkten unterbrechbare Einspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im nachgelagerten Netzbereich.

Der Ausbaubedarf an diesem Einspeisepunkt wurde in diesem Netzentwicklungsplan entsprechend den in den Kapiteln 2 und 3.2.4 beschriebenen Szenarien ermittelt. Durch die auf dieser Basis ermittelten und in Kapitel 7 dargestellten Netzausbaumaßnahmen - insbesondere im süddeutschen Raum - wird eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzpunkten im Raum Burghausen/ Überackern ist zur Zeit für die FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht ableitbar.

Oberkappel Einspeisung

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

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im nachgelagerten Netzbereich.

Entsprechend dem Ergebnis der Open Season 2008 der OGE erfolgte zum 15.11.2012 eine Erhöhung der festen frei zuordenbaren Einspeise-Kapazität von 550.000 kWh/h auf 1.055.000 kWh/h und bei GRTgaz Deutschland eine Erhöhung der Einspeise-Kapazität von 5.559.280 kWh/h auf 5.606.899 kWh/h.

Der Ausbaubedarf an diesem Einspeisepunkt wurde in diesem Netzentwicklungsplan entsprechend den in den Kapiteln 2 und 3.2.4 beschriebenen Szenarien ermittelt. Ein darüber hinausgehendes Ausbauerfordernis kann aus Sicht der FNB aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Haiming-ABG Einspeisung

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

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im nachgelagerten Netzbereich.

Durch Integration des SÜDAL-Systems in das Marktgebiet NCG zum 01.01.2013 ist dieser Netzpunkt entfallen. Bestehende Einspeiseverträge wurden nach Überackern verlagert.

Die Ergebnisse der Auswertung der in Anlage 2 aufgeführten Daten für diesen Einspeisepunkt ergibt nur für den Zeitraum vom 01.08.2011 bis zum 31.07.2012 einen Anteil der Unterbrechungsdauer von 2,3 % und eine im Mittel unterbrochene unterbrechbare Kapazität von 439.165 kWh/h (siehe Tabellen 22 und 23).

Für diesen Einspeisepunkt liegt OGE die Aufstellung eines Transportkunden der im Kalenderjahr 2012 aus Sicht des Transportkunden an diesem Netzpunkt unter Berücksichtigung seines Transportwunsches anzusetzenden Unterbrechungsmengen vor. Aus dieser Aufstellung ergibt sich für den Zeitraum 01.08.2011 - 31.07.2012 ein Anteil der Unterbrechungsdauer von 0,92 % und eine im Mittel unterbrochene unterbrechbare Kapazität von 736.830 kWh/h sowie für den Zeitraum 01.08.2012 - 31.07.2013 ein Anteil der Unterbrechungsdauer von 3,25 % und eine im Mittel unterbrochene unterbrechbare Kapazität von 434.900 kWh/h. Aus Sicht von OGE sind die Unterschiede zu den

vorgenannten Werten im Wesentlichen auf die Nicht-Berücksichtigung der nach Erhalt der FNB-Unterbrechungsmitteilung durch die Transportkunden vorgenommenen Renominierungen zurückzuführen.

Der Ausbaubedarf an diesem Einspeisepunkt wurde in diesem Netzentwicklungsplan entsprechend den den Kapiteln 2 und 3.2.4 beschriebenen Szenarien ermittelt. Durch die auf dieser Basis ermittelten und in Kapitel 7 dargestellten Netzausbaumaßnahmen - insbesondere im süddeutschen Raum - wird 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 ist zur Zeit für die FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht ableitbar.

Eynatten (NCG) Ausspeisung

An diesem Ausspeisepunkt wird Erdgas in das belgische Gastransportnetz übergeben. Fluxys TENP, OGE und Thyssengas vermarkten feste und unterbrechbare Einspeisekapazitäten 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 FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht abgeleitet werden.

Kiefersfelden/Tirol Ausspeisung

Dieser Grenzübergangpunkt Kiefersfelden (Marktgebiet Tirol) wurde zusammen mit dem Grenzübergangspunkt Pfronten/Reutte (Marktgebiet Tirol) am 01.10.2013 zu einer Ausspeisezone zusammengefasst.

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 Kapazitätsbedarf der österreichischen nachgelagerten Netzbetreiber wurde in der Modellierung des NEP 2014 berücksichtigt. Die FNB gehen davon aus, dass sich durch die auf dieser Basis ermittelten Netzausbaumaßnahmen eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Grenzübergangspunkten zum Marktgebiet Tirol einstellt. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf ist zur Zeit für die FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht ableitbar.

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 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 Abstimmungen zwischen den beteiligten Netzbetreibern wurde die Anbindung des Netzkopplungspunktes an das Marktgebiet NCG verbessert. Weitergehende Optimierungen sind in 2014 geplant. Die FNB gehen davon aus, dass sich durch die im NEP ermittelten Netzausbaumaßnahmen eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den Grenzübergangspunkten in Burghausen/Überackern einstellt.

Wolfersberg/USP Einpressen Ausspeisung

An diesem Speicheranschlusspunkt vermarktet bayernets saisonale 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 FNB sollte diese Sondersituation weiter beobachtet werden um gesicherte Erkenntnisse über einen möglichen Ausbaubedarf zu erhalten. Aktuell ist ein Netzausbaubedarf an den relevanten Speicheranschlusspunkten im südbayerischen Raum für die FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht ableitbar.

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 FNB 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 FNB aus dieser historischen Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

L 307 Emsbüren RG Einspeisung

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

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

Operativ werden seit einigen Jahren alle L-Gas-Übergabepunkte 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 FNB ein Ausbauerfordernis aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Inzenham-West USP Ausspeisung

An diesem Speicheranschlusspunkt vermarktet bayernets 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 FNB sollte diese Sondersituation weiter beobachtet werden um gesicherte Erkenntnisse über einen möglichen Ausbaubedarf zu erhalten. Aktuell ist ein Netzausbaubedarf an den relevanten Speicheranschlusspunkten im südbayerischen Raum für die FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht ableitbar.

UGS Bad Lauchstädt Einspeisung/ Ausspeisung

Wegen einer Instandsetzung der Druckstufentrennung durch den Speicherbetreiber war zwischen dem 16.04.2012 und 20.04.2012 für 102 Stunden keine Ein-/Ausspeisung an diesem Netzanschlusspunkt zum Speicher Bad Lauchstädt möglich. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus kein Ausbauerfordernis ableiten.

Überackern Einspeisung

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

Die Auswertung der erfolgten Unterbrechungen anhand der Daten in Anlage 2 ergibt für den Zeitraum vom 01.08.2012 bis zum 31.07.2013 einen Anteil der Unterbrechungsdauer von 0,6% und eine im Mittel unterbrochene unterbrechbare Kapazität von 229.090 kWh/h.

Für diesen Einspeisepunkt liegt OGE die Aufstellung eines Transportkunden der aus Sicht des Transportkunden an diesem Netzpunkt unter Berücksichtigung seines Transportwunsches anzusetzenden Unterbrechungsmengen vor. Aus dieser Aufstellung ergibt sich für den Zeitraum 01.08.2012 bis zum 31.07.2013 ein Anteil der Unterbrechungsdauer von 11,7 % und eine im Mittel unterbrochene unterbrechbare Kapazität von 420.722 kWh/h. Aus Sicht von OGE sind die Unterschiede zu den vorgenannten Werten im Wesentlichen auf die Nicht-Berücksichtigung der nach Erhalt der

FNB-Unterbrechungsmitteilung durch die Transportkunden vorgenommenen Renominierungen zurückzuführen.

Der Ausbaubedarf an diesem Einspeisepunkt wurde in diesem Netzentwicklungsplan entsprechend den in den Kapiteln 2 und 3.2.4 beschriebenen Szenarien ermittelt. Durch die auf dieser Basis ermittelten und in Kapitel 7 dargestellten Netzausbaumaßnahmen - insbesondere im süddeutschen Raum - wird 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 ist zur Zeit für die FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht ableitbar.

5 Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“

Die FNB haben im Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2014 ein Szenario definiert, das die laut § 15a Abs.1 EnWG zu betrachtenden denkbaren Störungen der Erdgasversorgung im Zusammenhang mit Versorgungssicherheitsaspekten im Rahmen der Marktraumumstellung behandelt und dabei insbesondere die L-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 berücksichtigt. Die BNetzA hat dieses Szenario bestätigt.

5.1 Beschreibung der Situation

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Erdgas (L-Gas – low calorific value) versorgt. L-Gas stammt allein aus Aufkommen der deutschen und der niederländischen Produktion. Die übrigen in Deutschland verfügbaren Aufkommen (Gas aus Dänemark, Norwegen/ Nordsee, Russland bzw. von LNG-Terminals) liefern höherkalorisches Erdgas (H-Gas). Die beiden unterschiedlichen Gruppen der Erdgasbeschaffenheit müssen aus technischen und eichrechtlichen Gründen in definierten Grenzen in getrennten Systemen transportiert werden. Kunden, die mit Gas einer geänderten Beschaffenheit versorgt werden sollen, können erst nach einer Anpassung der Verbrauchsgeräte mit Gas des anderen Brennwertbereichs versorgt werden. Die qualitätsübergreifenden Marktgebiete stellen sicher, dass bilanziell jeder Kunde mit Energie, unabhängig von der Gasqualität, versorgt werden kann – physisch müssen jedoch die Gasbeschaffenheitsgrenzen beachtet werden.

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

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

Die zuvor genannten Anforderungen lassen sich durch die sukzessive Umstellung von L-Gas-Netzbereichen auf H-Gas erreichen. Hierzu sollte die bestehende L-Gas-Transport-infrastruktur auch nach der Umstellung für H-Gas-Transporte nutzbar sein. Ein mittelfristiger Lösungsansatz für einige Bereiche könnte die temporäre lokale technische Konvertierung von H-Gas zu L-Gas sein. Neben der zukünftigen Entwicklung der nationalen und lokalen L-Gas-Leistungsbilanzen ist ein weiteres Kriterium für die Umstellungsplanung die für die Anpassung der Verbrauchsgeräte zur Verfügung stehenden Ressourcen. Die sich daraus ergebende prognostizierte Umstellungsgeschwindigkeit wurde für die zeitliche Planung der Umstellung verwendet.

5.2 L-Gas-Leistungsbilanz 2030

Auf Basis des von der BNetzA bestätigten Szenariorahmens wurde die Leistungsentwicklung bei den nachgelagerten Netzbetreibern für das Szenario II betrachtet. Die Modellierungsvarianten II.1, II.2 und II.3 stellen eine belastbare Bandbreite der Entwicklung dar. Abbildung 19 und Tabelle 26 am Ende dieses Unterkapitels zeigen die L-Gas-Bilanz unter Berücksichtigung der verschiedenen Modellierungsvarianten des Szenarios II.

Die FNB halten es für erforderlich aufgrund der Tragweite und der möglichen gravierenden Auswirkungen der angekündigten Reduzierungen auf der Darbietungsseite über 2024 hinaus den Zeitraum bis 2030 in der L-Gas-Bilanz zu betrachten.

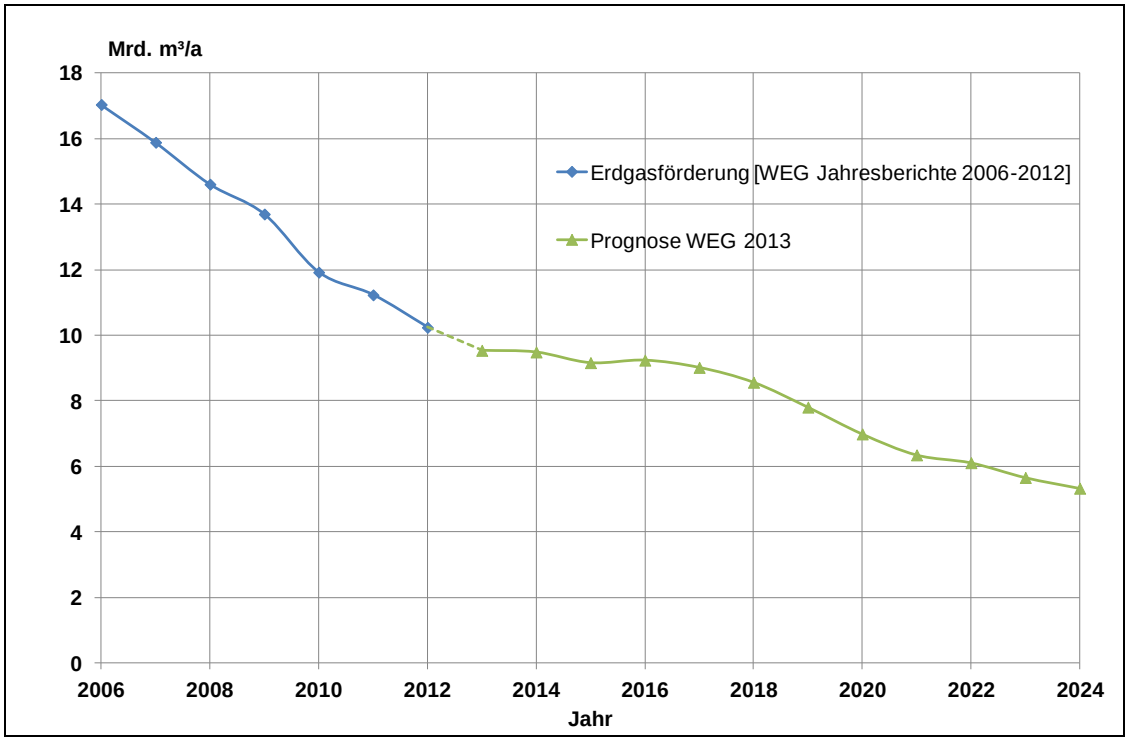
Durch die geplanten L/H-Umstellungen werden Teile des L-Gas-Bedarfs durch H-Gas gedeckt und der L-Gas-Bedarf wird somit in Summe reduziert. Die einzelnen Positionen der L-Gas Bilanz 2030 sowie die L/H-Umstellgebiete bis 2024 werden entsprechend der in Abbildung 19 differenziert dargestellten Komponenten im Folgenden näher erläutert. In Abbildung 19 wird ausschließlich der in den einzelnen Jahren verbleibende L-Gas-Markt dargestellt.

Inländische Produktion

Abbildung 18 zeigt die historische und prognostizierte Produktionsentwicklung (Jahresmengen) der Erdgasförderung im Zeitraum 2006 bis 2024. Die Produktion der Jahre 2006 bis 2012 basiert auf den durch den Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (WEG) für die beiden wichtigsten deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems veröffentlichten Daten [WEG Jahresberichte 2006-2012]. Für die Zeit ab 2013 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des WEG bis zum Jahr 2024.

Zwischen den Jahren 2006 bis 2013 war ein kontinuierlicher, nahezu linearer Rückgang der Erdgasförderung zu verzeichnen. Entgegen diesem Trend wird 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 begründet sich nach Aussage des WEG durch eine Reihe von geplanten Projekten zur Feldesentwicklung. Ab 2017 wird seitens der Produzenten wieder von einer kontinuierlichen Abnahme der Produktionsmengen ausgegangen.

Abbildung 18: Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



Quelle: WEG-Prognose 2013, Fernleitungsnetzbetreiber

Die FNB berücksichtigen im NEP 2014 die prognostizierten Kapazitäten gemäß der vom WEG mit Sicherheitsabschlag erstellten Tabelle (siehe Tabelle 2 in Abschnitt 2.1).

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

Vor dem Hintergrund rückläufiger Produktionskapazitäten in den Niederlanden hat GTS einen Plan zum Umgang mit dem Produktionsrückgang des Groningen Feldes erstellt. Der Plan hat Auswirkungen nicht nur auf den nationalen niederländischen Markt, sondern auch auf die Märkte in den Ländern Belgien, Frankreich und Deutschland, die jeweils L-Gas-Mengen über GTS erhalten. GTS plant im ersten Schritt, die Exportkapazitäten in Richtung Deutschland zu reduzieren und so die Produktionskapazitäten für den niederländischen Bedarf zu sichern.

Der Rückgang der Produktionsleistung des Groningen-Feldes führt nach diesen Überlegungen zu einer Reduktion der L-Gas-Exportleistung nach Deutschland ab Oktober 2020. Ab dem 01.10.2029 stehen keine Exportleistungen nach Deutschland mehr zur Verfügung. Daher wird 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 gebracht werden. Die Ursachen für die Erdbeben wurden in Studien analysiert und eventuelle Maßnahmen zur Minderung untersucht. Aufgrund erster Erkenntnisse aus der Erdbebenstudie zum Groningen-Feld [NL 2014] und einer Kabinettsentscheidung der Niederlande wird der Produktionsrückgang schon in 2014 beginnen. Voraussichtlich werden ab dem Jahr 2016 bis zu 40 Mrd. m³/a gefördert. Im Vergleich dazu liegt die Begrenzung der Jahresproduktionsmenge für die Jahre 2014 und 2015 bei 42,5 Mrd. m³/a. In den kommenden Jahren soll dieser Produktionsrückgang über verstärkte Konvertierung in den Niederlanden ausgeglichen werden. Für die Planung des NEP 2014 ergibt sich somit zunächst kein Änderungsbedarf, da seitens GTS die derzeitigen Annahmen hinsichtlich der Importkapazitäten aus den Niederlanden bestätigt wurden. Ob eventuell dennoch spätere Konsequenzen in Bezug auf Import-Kapazität oder -Jahresmengen für die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber entstehen, soll in den nächsten Monaten mit GTS näher untersucht werden. Eine entsprechende Berücksichtigung kann daher frühestens im NEP Gas 2015 erfolgen.

Die verbleibende Produktionsleistung aus den Niederlanden wurde für den NEP 2014 auf die Importpunkte Oude Statenzijl, Zevenaar und Winterswijk gemäß Tabelle 25 planerisch aufgeteilt:

Tabelle 25: Aufteilung der Importleistung auf GÜP [GWh/h]

	Var. II.1 2019	**Var. II.1 2024**	**Var. II.2 2019**	**Var. II.2 2024**
Oude Statenzijl (GASPOOL)	8,8	8	8,8	8
Zevenaar, Winterswijk (NCG)	38,9	15,8	38,9	15,8

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

L-Gas-Speicher

Für die Ermittlung der Speicherleistung wurde in der Regel die Leistung der Auslagerungskennlinien bei einem 50 %-igen Füllstand angenommen. Hierbei wurden die Leistungen berücksichtigt, die transporttechnisch realisierbar sind. Die L-Gas-Speicher, die in planerisch umzustellende Netzbereichen liegen, wurden ab dem Umstellungszeitpunkt für die L-Gas-Leistungsbereitstellung nicht mehr berücksichtigt. Je nach Szenario ist in der Leistungsbilanz ersichtlich, wie hoch der benötigte Speicheranteil pro Jahr ist.

Der relative Anteil der Speicher an der Leistungsbilanz steigt durch den Rückgang der deutschen Produktion und der Importe. Die Speicher müssen verstärkt die saisonale Strukturierung der Jahresmengen übernehmen. Es ist zu berücksichtigen, dass die Importmengen in einem deutlichen Ausmaß strukturiert vom niederländischen Vorlieferanten bereitgestellt werden. Diese Strukturierung wird bei insgesamt abnehmender Importmenge zunehmend durch die Speicher übernommen werden müssen.

Andererseits wird es nach derzeitiger Prognose ab dem Jahr 2024 zu einem Überhang an Speicherleistung im L-Gas kommen, da sich dann durch die fortgeschrittene netzseitige Umstellung der entsprechende Leistungsbedarf vom L-Gas ins H-Gas verschoben haben wird. Der Wandel des spezifischen Leistungsbedarfs in einzelnen Netzbereichen kann nur von den Fernleitungsnetzbetreibern bestimmt werden, da diese den Umstellprozess ihrer nachgelagerten Netzbetreiber und Netzanschlusskunden steuern. Angesichts dessen muss die Entscheidung über die Gasqualitätsumstellung einzelner Speicher in der Verantwortung der Fernleitungsnetzbetreiber liegen und von diesen in ihren abgestimmten Umstellfahrplänen berücksichtigt werden.

Im Hinblick auf den Umstellungszeitpunkt der Speicher am Fernleitungsnetz ist der Dialog mit den Speicherbetreibern fortzuführen, mit dem Ziel entsprechende Konzepte zu entwickeln

Kapazitätsmindernde Instrumente

Seitens der nachgelagerten Netzbetreiber wurde Leistung, die bisher aus den in den nachgelagerten Netzen liegenden Speichern Lesum (wesernetz Bremen) und Empelde (auf enercity Netz entfallender Anteil des Speichers) bereitgestellt wurde, als Zusatzbedarf aus den Fernleitungsnetzen gemeldet. Auf die genannten Speicher oder alternative Maßnahmen kann jedoch zur Deckung der L-Gas-Leistungsbilanz bis zur geplanten Umstellung auf H-Gas nicht verzichtet werden. Daher werden die oben genannten Speicher im Rahmen der L-Gas-Versorgung weiter berücksichtigt.

Konvertierung

Nowega und Thyssengas werden Konvertierungsmaßnahmen bis zu 1,7 GW berücksichtigen. Die entsprechenden Maßnahmen sind in Abschnitt 5.8 näher beschrieben.

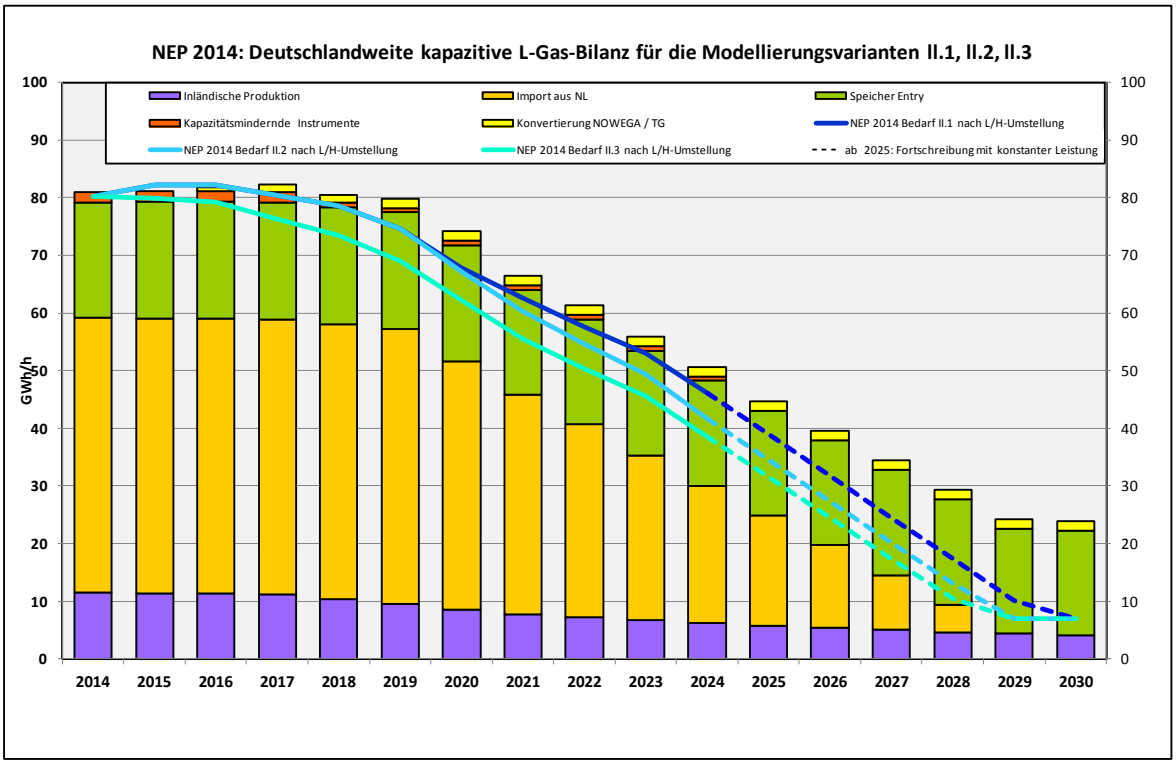
Bedarf

Für die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber wurden im NEP 2014 die folgenden Modellierungsvarianten betrachtet:

- Modellierungsvariante II.1: Plausibilisierte Langfristprognose der Verteilnetzbetreiber gemäß Kooperationsvereinbarung bis 2019, danach konstante Fortschreibung bis 2024,
- Modellierungsvariante II.2: Plausibilisierte Langfristprognose der Verteilnetzbetreiber gemäß Kooperationsvereinbarung bis 2019, danach Rückgang auf Basis der Gasbedarfsentwicklung des Szenariorahmens bis 2024,
- Modellierungsvariante II.3: Leistungsprognose auf Basis der Gasbedarfsentwicklung bis 2024.

Alle anderen Modellierungsparameter werden gemäß Tabelle 9 nicht variiert.

Abbildung 19: Deutschlandweite kapazitive L-Gas Bilanz für die Varianten II.1, II.2 und II.3



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 26: Daten zur L-Gas-Bilanz

GWh/h							verbleibender L-Gas-Bedarf		
Jahr	**Inländische Produktion**	**Import aus NL**	**Speicher Entry**	**Kapazitäts-mindernde Instrumente**	**Konvertierung NOWEGA / TG**	**Summe Darbietung**	**Variante II.1**	**Variante II.2**	**Variante II.3**
2014	11,5	47,7	20,0	1,8	0,0	81,0	80,2	80,2	80,2
2015	11,3	47,7	20,3	1,8	0,0	81,1	82,3	82,3	79,9
2016	11,3	47,7	20,3	1,8	0,7	81,8	82,1	82,1	79,2
2017	11,1	47,7	20,3	1,8	1,4	82,3	80,4	80,4	76,3
2018	10,4	47,7	20,3	0,7	1,4	80,5	78,6	78,6	73,5
2019	9,5	47,7	20,3	0,7	1,7	79,9	74,6	74,6	69,0
2020	8,6	43,0	20,3	0,7	1,7	74,2	67,9	67,3	62,3
2021	7,7	38,2	18,2	0,7	1,7	66,4	62,5	60,3	55,5
2022	7,3	33,4	18,2	0,7	1,7	61,3	57,7	54,7	50,4
2023	6,7	28,6	18,2	0,7	1,7	55,9	53,1	49,5	45,6
2024	6,2	23,9	18,2	0,7	1,7	50,6	46,1	41,6	38,6
2025	5,8	19,1	18,2	0,0	1,7	44,7	38,9	34,5	31,5
2026	5,4	14,3	18,2	0,0	1,7	39,5	31,7	27,3	24,5
2027	5,0	9,5	18,2	0,0	1,7	34,4	24,5	20,2	17,4
2028	4,7	4,8	18,2	0,0	1,7	29,3	17,3	13,1	10,4
2029	4,3	0,0	18,2	0,0	1,7	24,2	10,1	7,0	7,0
2030	4,0	0,0	18,2	0,0	1,7	23,9	7,0	7,0	7,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.3 Umstellungsgeschwindigkeit

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

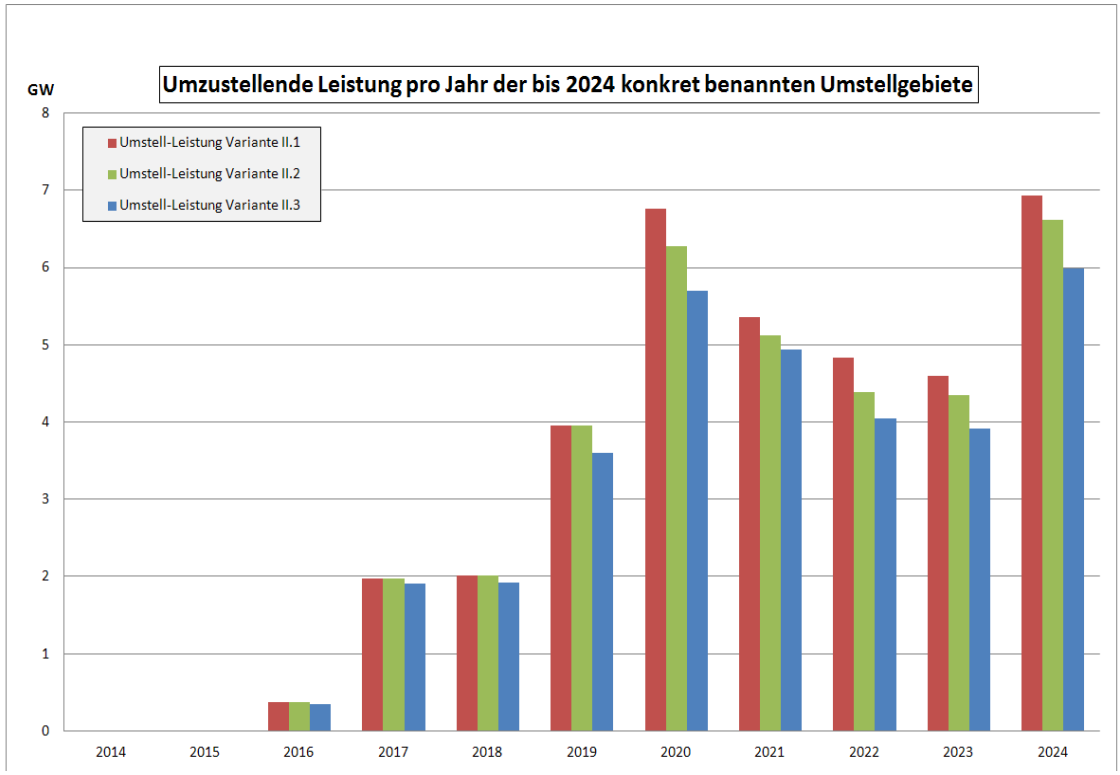
Da in den letzten Jahren nur in geringem Umfang Umstellungsmaßnahmen in Deutschland durchgeführt wurden, sind die derzeit vorhandenen Ressourcen begrenzt. Aus diesem Grund müssen in den ersten Jahren Ressourcen aufgebaut werden, um den Rückgang der L-Gas Verfügbarkeit durch die Umstellung von Gebieten 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 Anpassung von ca. 400.000 bis 450.000 Verbrauchsgeräten pro Jahr an H-Gas-Qualität bis zum Jahre 2020 als realistisch angesehen wird, was rund 6-7 GW umzustellender Leistung pro Jahr entspricht. Durch die Umstellung einzelner großer Industriebetriebe kann die umstellbare Leistung in einzelnen Jahren variiert werden.

Für die Umstellungsplanung der Jahre 2019-2024 wird daher davon ausgegangen, dass nach einer Anfangsphase in den ersten Jahren, in der bei der Umstellung kleinerer Bereiche Ressourcen aufgebaut werden und Personal qualifiziert wird, ab dem Jahre 2020 pro Jahr Bereiche mit einer Gesamtleistung von in Summe bis zu 7 GW umgestellt werden.

In der folgenden Abbildung 20 ist die in den einzelnen Jahren umzustellende Leistung bis 2024 in GWh/h angegeben.

Abbildung 20: Umzustellende Leistung pro Jahr der bis 2024 konkret benannten Umstellgebiete in GWh/h



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.4 Ausblick 2025-2030

Für den Zeitraum 2025-2030 gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, dass jedes Jahr rund 6-7 GWh/h umgestellt werden können. Da für diese Jahre noch keine Absatzprognosen vorliegen, ist die Absatzentwicklung für diesen Zeitraum in der L-Gas-Bilanz (Abbildung 19) gestrichelt dargestellt.

5.5 Verbleibender L-Gas-Markt 2030

Neben den im Szenariorahmen zum NEP 2014 festgelegten Modellierungsvarianten wurde die deutschlandweite L-Gas Bilanz bis zum Jahr 2030 analysiert. Basis für die Aufkommensseite sind zum einen die Angaben der GTS zum Rückgang der niederländischen Exportkapazitäten sowie eine Fortschreibung des Rückgangs der deutschen Produktion.

Bezüglich der Perspektive der inländischen Produktion für das Jahr 2030 wurde der WEG um Unterstützung gebeten. Auf die vom WEG bereitgestellten Daten für die Jahre 2025-2030 wurde für die L-Gas Bilanz 2030 nicht zurückgegriffen, da die Prognosedaten von Investitionsentscheidungen in vorhandene bzw. neu zu erschließende Lagerstätten abhängig sind, die von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern nicht beeinflussbar, sondern von politischen sowie unternehmensindividuellen Entscheidungen abhängig sind.

Die L-Gas Bilanz 2030 orientiert sich daher im Sinne einer auf die Versorgungssicherheit fokussierten Analyse an dem seitens des WEG für die Jahre 2013-2024 prognostizierten Rückgang und schreibt diesen ab 2025 fort.

Unter obigen Prämissen ergibt sich ein verbleibender L-Gas-Markt im Jahr 2030, dessen Absatzbereich im Wesentlichen in den der Produktion räumlich nah gelegenen Netzbereichen der Nowega und teilweise der GTG Nord liegen wird. Es wird davon ausgegangen, dass der beschriebene verbleibende L-Gas-Markt unter den gewählten Prämissen einen ausreichend großen Absatz für die inländische Produktion und durch die Einbindung von Speicher- und Konvertierungskapazitäten bei den FNB und Produzenten eine ausreichende Flexibilität bietet.

Sofern sich die inländische Produktion in den Folgejahren entsprechend der Prognose des WEG entwickelt, wird dies in der rollierenden Netzentwicklungsplanung unter Berücksichtigung des Umstellfortschritts Berücksichtigung finden.

5.6 Umstellungsbereiche

5.6.1 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 2015/16 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 ist insbesondere in Bezug auf die notwendige Anpassung der Endkundengeräte auf die geänderte Gasqualität mit erheblichen Kosten verbunden. Die Auswahl der Bereiche erfolgte sorgfältig sowie unter Beachtung der Versorgungssicherheit über alle Netzebenen.

Zusätzlicher Kapazitätsbedarf im L-Gas-Netz durch neue Kraftwerke oder Industriestandorte wurde differenziert bewertet. Aufgrund des kontinuierlichen Rückgangs der L-Gas-Verfügbarkeit ist es sinnvoll, neuen Bedarf direkt durch eine Versorgung mit H-Gas zu erfüllen. Ist ein Anschluss an das H-Gas-Netz aber mit hohen Kosten verbunden, da an dem Punkt (ohne eine vorhergehende Umstellung von Bereichen) keine H-Gas-Leitung bzw. keine H-Gas-Leistung zur Verfügung steht, so wird erst ein Anschluss (bzw. eine Kapazitätserhöhung) im L-Gas geplant. Zur Deckung der Leistungsbilanz wird dann eine „vorgezogene“ Umstellung von bestehenden nachgelagerten Netzen bzw. Industriestandorten vorgesehen.

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

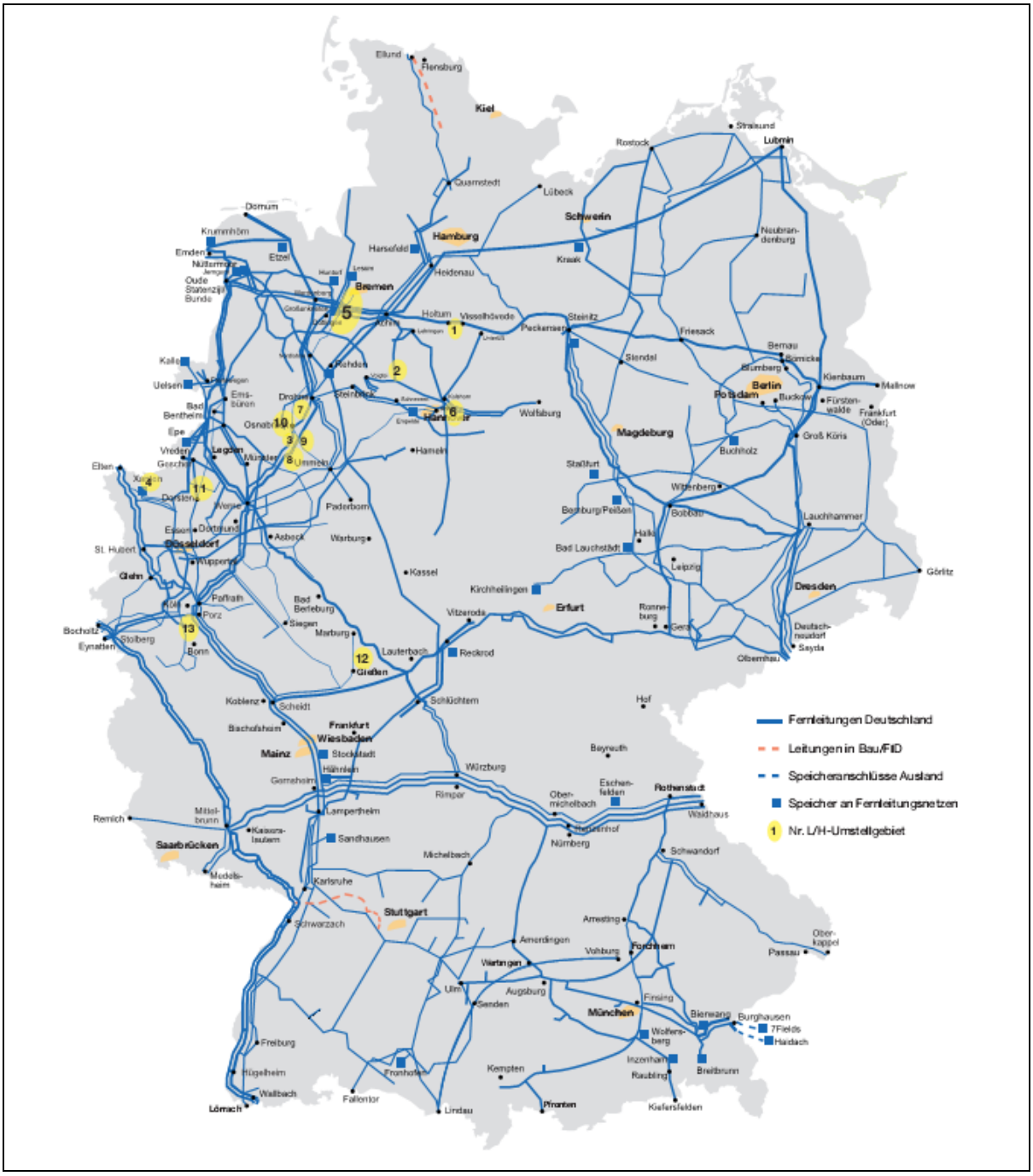
- Nutzung vorhandener Schnittpunkte von H- und L-Gas-Netzen.
- Integration bestehender L-Gas-Transportinfrastruktur für H-Gas-Transporte nach der Umstellung.

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

5.6.2 Übersicht der Umstellgebiete

Die folgende Abbildung 21 zeigt die Umstellungsgebiete für die Jahre 2016-2019. Die in gelb dargestellten Umstellungsgebiete symbolisieren die Größe des umzustellenden Gebietes entsprechend der Gasabnahme. Die genauen Leistungen können Tabelle 27 entnommen werden.

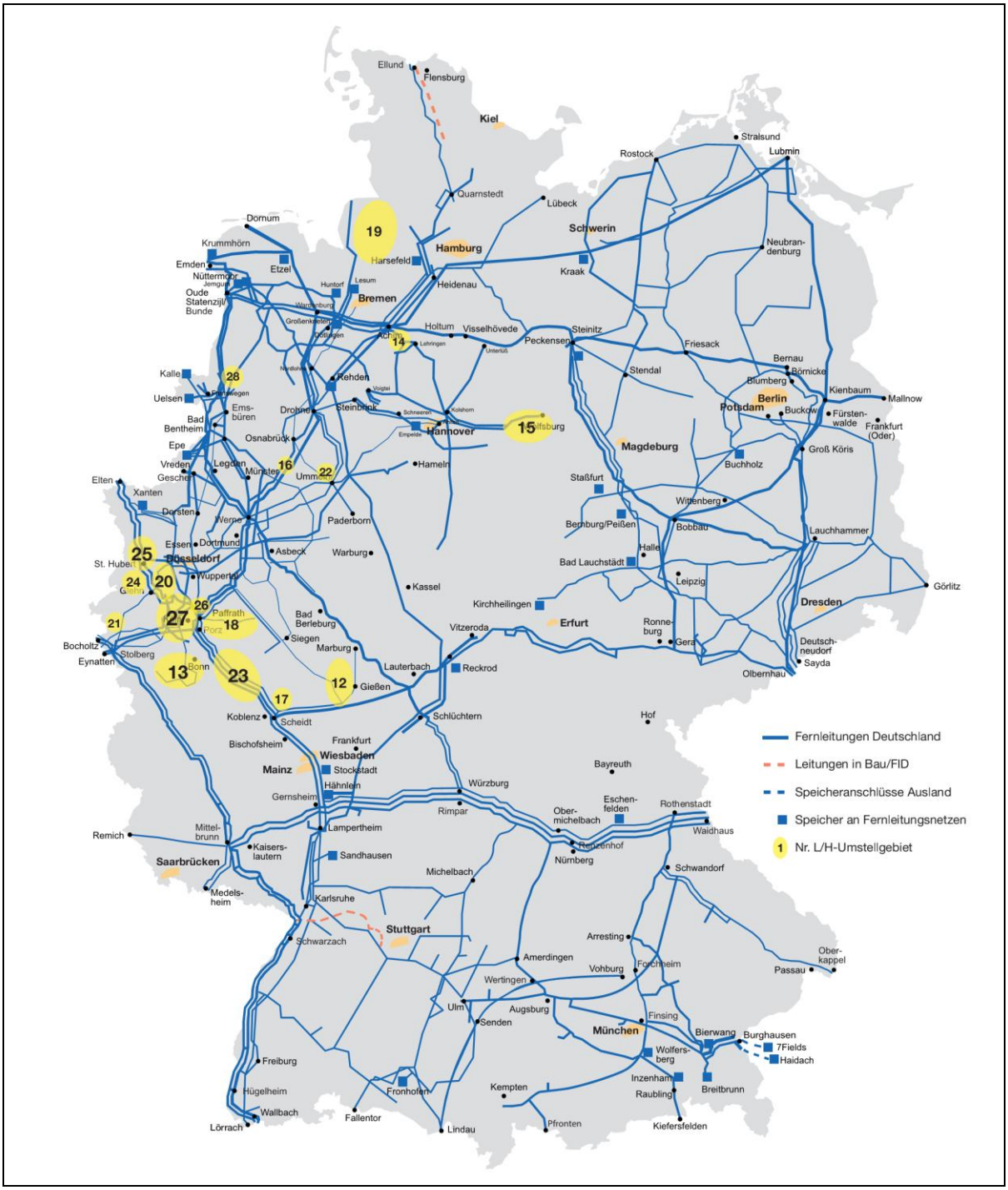
Abbildung 21: Umstellgebiete 2016-2019



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 22 zeigt die Umstellungsgebiete für die Jahre 2020-2024.

Abbildung 22: Umstellgebiete 2020-2024



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle 27 zeigt eine Übersicht über alle Umstellungsbereiche, die in den vorangegangenen und Abbildung 22 dargestellt wurden. Die in diesem Vorschlag dargestellten Umstellungszeitpunkte und die Strukturierungsmöglichkeiten bei der Umstellung von größeren Bereichen werden mit den nachgelagerten Netzbetreibern konkretisiert. Eine netzkopplungspunktscharfe Auflistung der Umstellungsbereiche mit rund 450 umzustellenden Netzkopplungs- und Netzanschlusspunkten bis 2024 findet sich

in Anlage 3. Die indikativen Umstellungszeitpunkte beziehen sich jeweils auf das genannte Kalenderjahr (bzw. die genannten Jahre). Der genaue Umstellungszeitpunkt in dem jeweiligen Jahr soll spätestens zwölf Monate vorher gemeinsam mit dem nachgelagerten Netzbetreiber festgelegt werden.

Tabelle 27: Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche

Nr.	Bereich	Kennung	FNB	Indikative Umstellungs-zeitpunkte	Umstellung bis 2019 (Startwert-Leis-tung in MW)	Umstellung 2020 bis 2024 (Startwert-Leistung in MW)
1	Walsrode/ Fallingbostel	WAL-01	GUD	2015-2016	370	
2	Achim	ACH-01	GUD	2017-2019	167	
2	Avacon I	AV1-01	GUD	2017	123	
2	Nienburg	NIE-01	GUD	2017	210	
2	Neustadt/ Avacon II	AV2-01	GUD	2017	320	
3	Teutoburger Wald 1	TW1-01	OGE	2017	29	
4	Hüthum	HÜT-01	TG	2017	111	
5	Bremen/ Delmenhorst	BD1-01	GUD	2017-2019	2.800	
5	Bremen/ Delmenhorst	BD2-01	OGE	2017-2019	523	
6	GBW I/ GBW II	GBW-01	GUD	2018	517	
6	Peine	PEI-01	GUD	2018	433	
7	Teutoburger Wald 2	TW2-01	OGE	2018	59	
8	Teutoburg	TEN-01	OGE	2019	83	
9	Teutoburger Wald 3	TW3-01	OGE	2019	222	
10	Osnabrück	OSN-01	OGE	2019	911	
10	Teutoburger Wald 4	TW4-01	OGE	2019	34	
11	Marl	MAR-01	OGE	2019	400	
12	Frankfurt	FRA-01	OGE	2019-2021	878	1.744
13	Bonn	BON-01	OGE	2019-2023	126	3.854
14	Verden	VER-01	GUD	2020		160
15	Avacon - Wolfsburg	AV3-01	GUD	2020		2.528
16	Teutoburger Wald 5	TW5-01	OGE	2020		500
17	Limburg	LIM-01	OGE	2020-2021		855
18	Aggertalleitung	AGG-01	TG	2020		1.121
19	Cux-/ Bremerhaven EWE Ost	CB1-01	GUD	2021		966
19	Cux-/ Bremerhaven EWE Ost	CB2-01	GTG	2021		700
20	Düsseldorf	DUS-01	OGE/TG	2021		1.181
20	Dormagen	DOR-01	OGE	2021		1.200
21	Bergheim, Haanrade	BER-01	TG	2021		100
22	Teutoburger Wald 6	TW6-01	OGE	2021		163
23	Rhein-Main	RHM-01	OGE	2022		3.554
24	Mönchengladbach	MÖN-01	TG	2022		670
25	Viersen Willich	VIW-01	TG/OGE	2023		632
25	Neukirchen	NEU-01	OGE	2023		338
25	Kaldenkirchen	KAL-01	OGE	2023		361
25	Vorst-Buettgen	VOR-01	OGE	2023		22
25	Willich	WIL-01	OGE	2023		476
26	Radevormwald	RAD-01	OGE/TG	2024		926
27	Köln-Dorm-Lev	KDL-01	OGE/TG	2024		5.307
28	Emsland	EMS-01	Nowega	2024		280

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Aus den Umstellungsbereichen der obigen Tabelle ergeben sich für die Modellierungsvarianten II.1 bis II.3 unter Berücksichtigung der Leistungsentwicklung folgende Umstellungsleistungen bis zu den Jahren 2019 und 2024:

Tabelle 28: Umstellungsleistung bis 2019 und 2024 [GWh/h]

	2019	**2024**
Modellierungsvariante II.1	8,3	36,8
Modellierungsvariante II.2	8,3	35,1
Modellierungsvariante II.3	7,8	32,4

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.7 Detaillierte Erläuterung der Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber

5.7.1 Netzgebiet GUD

Im Netz der GUD sind Umstellungen bereits für die Zeit ab 2015/16 geplant. Die Gründe dafür sind:

- Das Netz der GUD ist direkt vom inländischen Produktionsrückgang betroffen, was insbesondere auch Auswirkungen auf die verfügbaren Transport-Kapazitäten hat.
- Zusätzlicher Bedarf entsteht durch erhöhte interne Bestellungen – zum Teil durch den Wegfall kapazitätsmindernder Instrumente (UGS Lesum) – und ein neues „Kraftwerk VW“ und kann am effizientesten durch die Umstellung von Netzbereichen abgedeckt werden kann.
- Aufgrund des diversifizierten Zugangs zu bedeutenden Grenzübergangspunkten und insbesondere durch den Anschluss der NEL stehen innerhalb der Netzes der GUD ausreichende H-Gas-Kapazitäten zur Verfügung, um die Versorgung sicherzustellen.
- 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 2024 geplanten Bereiche lassen sich in vier Regionen zusammenfassen, die jeweils durch die Antransport-Route des für die Umstellung benötigten H-Gases charakterisiert sind. Die Umstellungsreihenfolge innerhalb der Regionen ist in der Regel durch den H-Gas-Antransport bestimmt.

Walsrode/ Fallingbostel (1) [2015-2016]

Dieser Bereich soll durch eine neu zu schaffende Überspeisestation von der NETRA in die Leitung 52 (Bomlitz – Schneverdingen) versorgt werden. Der gesamte Bereich umfasst die Stationen an der ETL52, an der ETL22 (Luttum – Bomlitz) und ETL70 (bis Fallingbostel) und erstreckt sich von Schneverdingen bis nach Fallingbostel. Durch die

neue Verbindung kann ein überschaubarer Bereich frühzeitig isoliert umgestellt werden. Die Umstellung des Gesamtbereichs kann sukzessiv in Teilbereichen erfolgen. Die zeitliche Strukturierung ist möglich durch die Nutzung vorhandener Streckenarmaturen und den Antransport von L-Gas von Luttum aus über die Leitung 22 (Luttum-Lehringen-Bomlitz). Die Aufteilung kann dazu genutzt werden, die Stationen innerhalb eines Jahres sukzessiv umzustellen, wodurch die Zahl der in einem Schritt anzupassenden Endgeräte reduziert wird. Aktuell wird geprüft, die SW Schneverdingen-Neuenkirchen bereits in 2015 umzustellen.

Luttum bis Wolfsburg [2017-2020]

Der Bereich zwischen Luttum und Peine (Umstellungsbereiche (2) und (6) (vgl. Tabelle 27) soll sukzessiv auf H-Gas umgestellt werden. Es ist geplant, das benötigte H-Gas aus Richtung Voigtei bereitzustellen. Von dort ausgehend sollen nacheinander Stationen entlang der Leitungen von Nienburg ausgehend in Richtung Osten und Norden umgestellt werden. Die in einer Phase jeweils nicht umgestellten Stationen an den Leitungen werden während der Umstellung von der Station Kolshorn aus mit L-Gas versorgt. Das benötigte L-Gas soll über die Station Lehringen und die Leitung 9038 (Lehringen - Kolshorn) nach Kolshorn transportiert werden. Die Trennung zwischen den Gasqualitäten erfolgt bei den jeweiligen Umstellungsteilschritten durch vorhandene Streckenarmaturen.

Die Planung zur Umstellung der verbleibenden Stationen im Bereich „Avacon – Wolfsburg“ (15) ist noch nicht abgeschlossen. Darunter sind Stationen, die das Hochdrucksystem im Netz der Avacon versorgen. In Zusammenarbeit mit den nachgelagerten Netzbetreibern wird untersucht, welche Möglichkeiten zur Bildung von Teilbereichen besteht.

Im Rahmen der abschließenden Umstellung des gesamten Bereichs ist geplant, H-Gas (auch) wieder von Achim aus über die Leitung Achim – Luttum – Kolshorn in den Bereich zu transportieren. Dieser Schritt erfolgt koordiniert mit der Umstellung des Bereichs „Verden“ (14), dessen Stationen an der Leitung von Achim nach Kolshorn vor Luttum liegen.

Bremen/ Achim/ Delmenhorst [2017-2019]

Die Umstellbereiche (5) „Bremen / Delmenhorst“ und (2) Achim (vgl. Tabelle 27) umfasst die gesamten Netze der genannten Städte mit der Ausnahme des nördlichen Teils vom Netz der wesernetz Bremen (nördlich der „Lesum“), der über die Station „Bremen Nord“ versorgt wird.

Die GUD-Ausspeisepunkte zum Netz der wesernetz Bremen sowie der SW Delmenhorst sind bereits parallel an H-Gas-Leitungen angeschlossen. Diese bereits vorhandenen Anbindungen sowie der avisierte Kapazitätsbedarf durch den Wegfall des nachgelagerten Speichers sind Gründe für frühe Planung der Umstellung des Bereichs.

Die Planung der Umstellung des Bereiches wird aktuell weiter vertieft. Es wird insbesondere geprüft, ob und wie das Netz der wesernetz Bremen in Teilbereiche aufgeteilt werden kann und welche Maßnahmen dazu notwendig sind. Das Netz der SW Achim wird zum Teil über das Netz der wesernetz Bremen versorgt. Die Umstellung dieses Bereiches erfolgt abgestimmt zur Umstellung des Netzes der wesernetz Bremen.

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

Beim Umstellbereich (19) „Cux-/ Bremerhaven EWE Ost“ (vgl. Tabelle 27) soll der nördliche Bereich umgestellt werden, 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 Planung der Umstellung des Bereiches befindet sich in einer frühen Phase. Zu untersuchen sind insbesondere die zukünftige Einbindung des Teils des Netzes der EWE Netz in das zukünftige H-Gas-Netz sowie Möglichkeiten zur Aufteilung des Bereichs in der Umstellungsphase.

5.7.2 Netzgebiet Nowega

Ab 2017/18 können die erforderlichen festen Ausspeisekapazitäten ohne weitere Netzmaßnahmen nicht mehr in vollem Umfang dargestellt werden. Da sich der Leistungsengpass zunächst nur auf wenige Stunden des Jahres in Hochlastphasen beschränkt, wurde seitens Nowega bereits zum NEP 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 § 39 Verfahrens angefragten Speicher Exit Kapazitäten am Nowega Netz als Kapazitätsprodukt TaK langfristig darstellbar. Die Anlage wird für eine Spitzenleistung von 1,4 GWh/h ausgelegt. Die Maßnahme wird auch im vorliegenden NEP in den modellierten Szenarien berücksichtigt und seitens Nowega entsprechend weiterverfolgt.

Für das Jahr 2024 wird ein Industriekunde als Umstellbereich im Netzgebiet Nowega vorgesehen. Darüber hinausgehende Umstellungsgebiete sind vor dem Hintergrund des oben beschriebenen verbleibenden L-Gas-Marktes nicht benannt.

5.7.3 Netzgebiet GTG Nord

An das Netz der GTG Nord sind zahlreiche L-Gas-Kavernen der Speicheranlagen Nüttermoor und Huntorf angeschlossen, die die lokale Leistungsbilanz im Netzgebiet der GTG Nord sicherstellen. Die mögliche Speicherleistung ist begrenzt in anderen Fernleitungsnetzen nutzbar. In 2013 baute GTG Nord hierzu den Netzkopplungspunkt Friesoythe, der Überspeisungen in die Leitung zwischen Barßel und Emsbüren der GUD ermöglicht. An diesem Standort ist seither eine Überspeisung aus dem Netz der GTG Nord in einer Höhe von rund 600 MWh/h und zeitweise bis zu 1.000 MWh/h möglich.

Die Umstellung des östlichen Netzteils der GTG Nord resultiert aus der Umstellung des Cuxhaven-Asts der GUD und ist aus versorgungstechnischen Gründen nicht getrennt voneinander zu betrachten. Die lokale Leistungsbilanz im Netz der GTG Nord erfordert derzeit bis 2024 keine weiteren Umstellungen. Für den weiteren Prozess der Marktraumumstellung wird ebenfalls die Möglichkeit der technischen Konvertierung untersucht.

5.7.4 Netzgebiet OGE/ TG

Bis zum Jahr 2019 führt der Rückgang der deutschen Produktion unter Berücksichtigung des zusätzlichen Bedarfs zu lokalen Engpässen im GASPOOL-Marktgebiet, die nicht allein durch Umstellungen im Marktgebiet der NCG gelöst werden können. Marktraumumstellungen im Marktgebiet der NCG erfolgen daher zur Entlastung der deutschlandweiten L-Gas-Bilanz im Umfang der prognostizierten Umstellgeschwindigkeit unter Berücksichtigung der notwendigen Maßnahmen bei GASPOOL.

Bei NCG erfolgt zunächst im Wesentlichen die Umstellung kleinerer, regional abgegrenzter Netzgebiete, die in den Randgebieten des bisherigen L-Gas-Systems liegen und bei denen eine Anbindung an das parallel verlaufende H-Gas-System erfolgen kann. Neben Ausbauten, die zur Bereitstellung der Kapazitäten im H-Gas notwendig sind (vgl. Kapitel 6.2), sind im Bereich des L-Gas-Netzes bauliche Maßnahmen zur Anbindung an das H-Gas-System und zur strömungsmechanischen Trennung der Umstellbereiche von der verbleibenden L-Gas-Versorgung notwendig.

Die identifizierten Umstellgebiete bis zum Jahr 2019 befinden sich in den Regionen Hessen nördlich von Frankfurt (Marburg, Lich und Butzbach), im Raum Bonn (Niederkassel), Niederrhein (Hüthum) und Teutoburger Wald. Das Umstellgebiet Versmold hat sich in Abstimmung mit dem betroffenen nachgelagerten Netzbetreiber als nicht geeigneter erster Umstellungsbereich herausgestellt.

Zusätzlich ist im Marktgebiet der NCG bis 2019 die Umstellung eines Industriekunden bei Marl sowie die Umstellung der Regionen Osnabrück und Bremen geplant. Hierdurch können sowohl die derzeit im L-Gas-System bestehende „Insellage“ (d. h. Versorgung über nur einen Entry) aufgelöst werden als auch Synergieeffekte für nachgelagerte Netze, die bisher aus zwei Marktgebieten versorgt werden, genutzt werden. Die gegenüber dem NEP 2013 vorgezogene Umstellung des Netzgebiets Bremen erfolgt dabei mit dem Ziel, die angefragte Zusatzleistung bei Ersatz des nachgelagerten Instruments Speicher Lesum durch eine Bereitstellung der Kapazität im H-Gas zu ermöglichen. Mit diesem Vorgehen berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber die technisch bedingten Umstände, die hinreichend bekannt sind und zu einem außerordentlichen Anstieg des Kapazitätsbedarfs in Verteilnetzen führen, gemäß Tenor 7 der Bestätigung des Szenariorahmens.

Ab Oktober 2020 ist darüber hinaus der Rückgang der Importleistungen aus den Niederlanden zu kompensieren. Hierzu ist in den Jahren 2020 bis 2023 (neben der Umstellung weiterer regional begrenzter Netzgebiete im Bereich Teutoburger Wald) eine Fortführung der Marktraumumstellung in den Regionen Hessen (Limburg und nördlich von Frankfurt), Rhein-Main und Bonn geplant. Nach erfolgter Umstellung kann bisher im L-Gas-Netz benötigte Infrastruktur zur Stärkung des H-Gas-Transportsystems genutzt werden.

Weitere Marktraumumstellungen erfolgen im Westen des Marktgebiets der NCG, beginnend in der Region Aggertal im Jahr 2020. Nachfolgend werden zunächst große Industriebetriebe und Kraftwerke im Raum Düsseldorf und Dormagen zur Entlastung der L-Gas-Bilanz umgestellt. Bis zum Beginn dieser Umstellung im Jahr 2021 ist es notwendig, die in Kapitel 6.2.2 beschriebene Anbindung an das H-Gas-System von Eynatten nach St. Hubert (ZEELINK 1) zu realisieren. Darüber hinaus ist ein lokaler Ausbau notwendig, um eine Versorgung des im L-Gas verbleibenden nachgelagerten Netzes über Zons zu ermöglichen. Für die Umstellung weiterer Netzbereiche bis 2023 in

der Region Niederrhein (Mönchengladbach, Viersen/ Willich, Kaldenkirchen, Neukirchen) erfolgt die H-Gas-Bereitstellung größtenteils über die Anbindung in Eynatten bzw. St. Hubert (ZEELINK 1).

Schließlich ist im Jahr 2024 die Umstellung von Netzbereichen im Bergischen Land (Radevormwald) und in der Region Köln/ Dormagen/ Leverkusen geplant. Bis zum Beginn der Geräteanpassung ist hierfür 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.

Neben den in Kapitel 6.2 beschriebenen Netzausbauten zur Bereitstellung der Kapazitäten im H-Gas werden auch im Zeitraum von 2020 bis 2024 bauliche Maßnahmen zur Anbindung an das H-Gas-System und zur strömungsmechanischen Trennung der Umstellbereiche von der verbleibenden L-Gas-Versorgung notwendig.

5.8 Konvertierung

Eine weitere Möglichkeit der Begegnung 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 eine Gasqualität im L-Gas Bereich gemäß DVGW Arbeitsblatt G 260 hergestellt.

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

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

Für die bereits im NEP 2013 aufgeführte Konvertierungsanlage im Netzbereich der Nowega wurde eine auf dieser Studie aufbauende wirtschaftliche Betrachtung von technischer Konvertierung ggü. der Marktraumumstellung durchgeführt. Zu beachten ist hier insbesondere auch der vor dem Hintergrund des planerischen verbleibenden L-Gas-Marktes vorteilhafte Standort der Konvertierungsanlage und die somit zugrunde gelegte Nutzungsdauer von ca. 15 Jahren. In diesem Fall wird seitens Nowega eine Konvertierung mit einer Gesamtleistung von max. 1,4 GWh/h mittels Beimischung von vor Ort tiefkalt gelagertem Stickstoff vorgesehen. Die hier gewählte Variante der Konvertierung mittels Beimischung von Stickstoff berücksichtigt die technischen Anforderungen angeschlossener Netzanschlussnehmer sowie den vorgesehenen Einsatz zur Spitzenlastdeckung und die somit verhältnismäßig geringen Stickstofflagermengen. Im Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist die technische Konvertierung in diesem Fall gesamtwirtschaftlich vorteilhaft.

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

Eine weitere Konvertierungsmöglichkeit mit fester Kapazität steht ab 2019 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 MW in ein regionales L-Gas-System möglich. 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.

Für die Netzbereiche, die ab spätestens 2029 keinerlei L-Gas-Aufkommen aufweisen, müsste der komplette Bedarf über 8.760 Stunden pro Jahr konvertiert werden. Ein solches Szenario wird jedoch nicht betrachtet, weil eine dauerhafte Konvertierung keine volkswirtschaftlich sinnvolle Alternative darstellt.

5.9 Fazit zum Versorgungssicherheitsszenarios „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“

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

- Ermittlung und Darstellung der Leistungsbilanz der nächsten Jahre für L-Gas unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten
- Erweiterung der L-Gas-Bilanz bis 2030
- Berücksichtigung der Marktraum-Umstellgeschwindigkeit (Anzahl der pro Jahr umstellbaren Geräte)
- Identifikation konkreter Projekte im Netzentwicklungsplan 2014 zur Sicherstellung der Versorgung
- Prüfung der zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendigen technischen Maßnahmen, die rechtzeitig den L-Gas-Rückgang kompensieren können
- Analyse sowohl der Möglichkeiten der Umstellung der Netze von L- auf H-Gas als auch der temporären Umwandlung von H-Gas zu L-Gas durch Beimischung von Stickstoff bzw. Luft (technische Konvertierung)

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

6 Ergebnisse der Modellierung

6.1 Beschreibung der Modellierungsvarianten

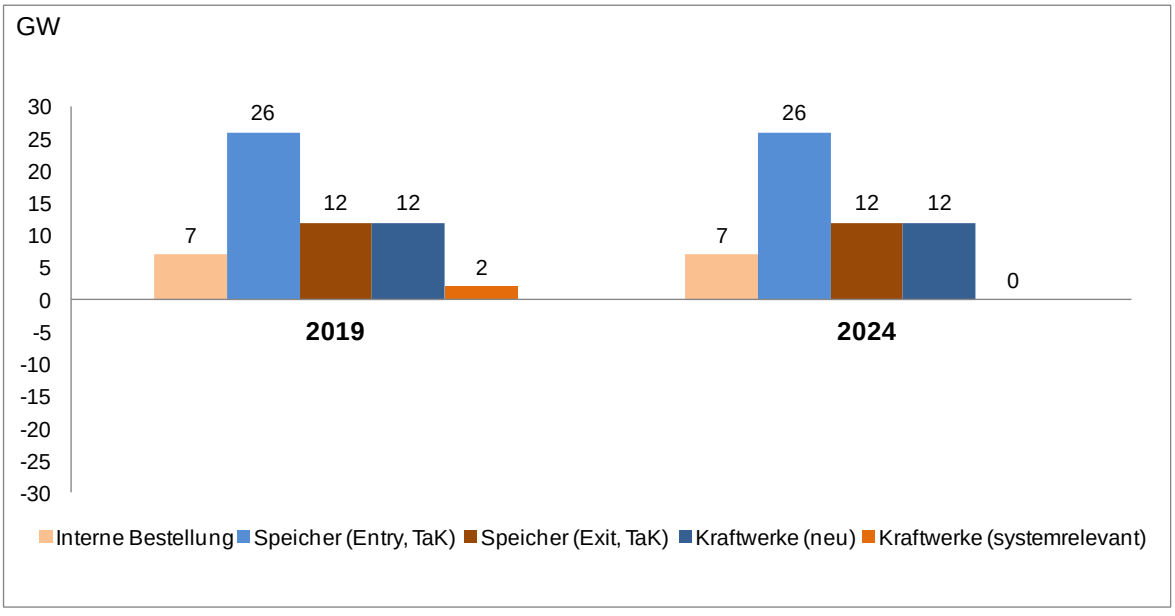
6.1.1 Modellierungsvariante II.1

In Modellierungsvariante II.1 liegt der Fokus auf der Modellierung der internen Bestellung der nachgelagerten Netzbetreiber mit der plausibilisierten Langfristprognose bis 2019, die danach bis zum Jahr 2024 konstant fortgeschrieben wird.
Kapazitätsreservierungen gemäß §38 GasNZV und Speicher-Neubauten bzw. Erweiterungen mit Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (Stichtag: 09.08.2013) werden mit 100 % der angefragten Leistung als feste temperaturabhängige Kapazität (TaK) angebunden.
Nicht-systemrelevante Bestandskraftwerke werden unverändert in die Modellierung übernommen, Neubau-Kraftwerke und heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke (nicht-bivalent) werden mit 100 % DZK für Kraftwerke modelliert.

Mehr-/ Minderbedarf durch Interne Bestellungen, Speicher und Kraftwerke

In Modellierungsvariante II.1 ergeben sich gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung (Jahr 2014) die in Abbildung 23 sowie Tabelle 29 dargestellten Änderungen hinsichtlich der Internen Bestellungen, Speicher und Kraftwerke:

Abbildung 23: Variante II.1 – Geänderte Anforderungen in 2019 und 2024 ggü. 2014



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Einzelnen stellt sich die Entwicklung wie folgt dar:

Tabelle 29: Variante II.1, geänderte Anforderungen in 2019 und 2024 ggü.2014 in den Segmenten Kraftwerke, Speicher und Interne Bestellung in MWh/h

Segment/ Name	Gas-qualität	FNB	2019	2024
Kraftwerke (Neubau)			**12.257**	**12.457**
KW Mittelsbüren	H-Gas	GUD	955	955
Knapsack II	H-Gas	OGE	860	860
GuD Industriepark Zeitz	H-Gas	ONTRAS	339	339
Leppersdorf	H-Gas	ONTRAS	119	119
UPM Schongau	H-Gas	bayernets	-	-
HKW Kiel, Humboldtstr.	H-Gas	GUD	-	-
Stora Enso Kabel GmbH	H-Gas	GASCADE	135	135
KW Mineralölindustrie	H-Gas	GASCADE	270	270
Niehl IIIa	L-Gas	OGE	580	580
CCPP Haiming	H-Gas	bayernets	2.226	2.226
GuD Lausward*	H-Gas	OGE/ TG	-	-
GuD Lausward*	L-Gas	OGE/ TG	-	-
GuD Leverkusen	H-Gas	GASCADE	1.137	1.137
Heizkraftwerk Flensburg	H-Gas	GUD	280	280
Gaskraftwerk Ensdorf	H-Gas	OGE	590	590
KW VW, Wolfsburg	L-Gas	GUD	200	200
Gas-HKW Phase 1; Kiel, Hasselfelde	H-Gas	GUD	500	500
Trianel Kraftwerk Krefeld	H-Gas	GASCADE	2.300	2.300
Wedel	H-Gas	GUD	900	900
Kraftwerk Scholven**	H-Gas	OGE/ TG	866	866
Gas-HKW Phase 2; Kiel, Hasselfelde	H-Gas	GUD	-	200
Kraftwerke (Systemrelevant)			**1.950**	**0**
Karlsruhe DKW RDK 4S	H-Gas	OGE	740	0
Irsching IV	H-Gas	OGE	1.210	0
Speicher (Entry)			**25.578**	**25.578**
Kiel Rönne	H-Gas	GUD	1.800	1.800
Etzel	H-Gas	OGE	3.659	3.659
Haiming 2 7F	H-Gas	OGE	4.804	4.804
Haidach, Stufe II	H-Gas	OGE	2.146	2.146
Haidach, Stufe II	H-Gas	OGE	2.585	2.585
KGE Epe	H-Gas	TG	6.143	6.143
Peckensen	H-Gas	Ontras	2.322	2.322
Peckensen	H-Gas	Ontras	2.119	2.119
Speicher (Exit)			**11.944**	**11.944**
Kiel Rönne	H-Gas	GUD	1.260	1.260
Haiming 2 7F	H-Gas	OGE	3.286	3.286
Haidach, Stufe II	H-Gas	OGE	1.776	1.776
Haidach, Stufe II	H-Gas	OGE	2.585	2.585
Peckensen	H-Gas	Ontras	701	701
Peckensen	H-Gas	Ontras	701	701
Empelde	L-Gas	Nowega	1.635	1.635
Interne Bestellung			**7.277**	**7.277**
Summe	H-Gas	Alle	4.928	4.928
Summe	L-Gas	Alle	2.349	2.349

** Anschluss im nachgelagerten Netz.*
*** Die angefragte Exit-Kapazität kann sowohl von OGE, nach Umstellung des Marktraums Marl ab 2019, als auch von Thyssengas ab 2018 ausbaufrei als DZK dargestellt werden.*
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Umstellung von L- auf H-Gas

Durch die Umstellung von L-Gas ergibt sich in 2019 ein Zusatzbedarf von 8,3 GW, der mit fortschreitender Umstellung in 2024 auf 36,8 GW ansteigt.

Leistungsbilanzen der Markträume

Die Leistungsbilanz der Markträume dient der Betrachtung, ob genügend H-Gas-Leistungen in den jeweiligen Bilanzierungsgebieten zur Verfügung stehen, um die in Modellierungsvariante II.1 hinterlegten Abnahmeentwicklungen zu bedienen. Hierbei werden verfügbare Einspeiseleistungen (auch unterbrechbare, sofern sie in den betrachteten maximalen Abnahmeszenarien nach Einschätzung der FNB dargestellt werden können) den erwarteten Abnahmen gegenüber gestellt und marktgebietsweit aggregiert. Wichtige Annahmen hierbei sind:

- Speicher lagern bei Bedarf (marktgetrieben) aus und nicht ein.
- Bestandskunden und nachgelagerte Netzbetreiber nehmen Kapazitäten entsprechend der Modellierungsvariante II.1 in Anspruch.
- Neue Kapazitäten werden entsprechend der Variante II.1 angesetzt, mindernde Gleichzeitigkeitseffekte liegen nicht vor und können daher nicht berücksichtigt werden. Dies betrifft insbesondere neue Kraftwerke und Bestandskraftwerke, die im Szenariorahmen als systemrelevant festgelegt wurden.
- Umstellungen von L-Gas-Gebieten auf eine H-Gas-Versorgung werden als erwartete H-Gas-Abnahme angesetzt.
- Für den H-Gas-Bereich des NCG-Marktgebiets werden an den Grenzübergangspunkten Eynatten 1,7 GW (2019 und 2024), Medelsheim 1,3 GW (2019) bzw. 0,6 GW (2024) und Burghausen 1,1 GW (2019) zuordenbare Entry-Kapazitäten (vgl. DZK) zusätzlich angesetzt.

Sofern die Differenz aus Einspeiseleistung und erwarteter maximaler Abnahme negativ ist, wird sie als Zusatzbedarf bezeichnet. Eine positive Differenz wird als Leistungsüberschuss bezeichnet.

In Variante II.1 ergibt sich für den H-Gas-Bereich des NCG-Marktgebiets für die Jahre 2019 bzw. 2024 ein Zusatzbedarf in Höhe von 10,2 GW bzw. 34,3 GW. Für den H- Gas-Bereich des Marktgebiets GASPOOL beträgt der Zusatzbedarf 0,4 GW (2019) bzw. 2,1 GW (2024).

Der summierte Zusatzbedarf zum Leistungsausgleich beider Marktgebiete in Höhe von 10,6 GW (2019) bzw. 36,4 GW (2024) wird entsprechend der Quellenverteilung (vgl. Abbildung 9) angesetzt.

Anhand dieser Verteilung wird zugrunde gelegt, dass 2,5 GW (2019) bzw. 8,7 GW (2024) zusätzlicher Einspeisekapazität über Greifswald nach Deutschland an das Marktgebiet GASPOOL angebunden werden. Nach Deckung des dortigen Zusatzbedarfs können verbleibende 2,1 GW (2019) bzw. 6,6 GW (2024) zur Deckung des Zusatzbedarfs des Marktgebietes NetConnect Germany (NCG) aus dem Marktgebiet GASPOOL übergeben

werden. Der restliche Zusatzbedarf von rund 8,0 GW (2019) bzw. 27,7 GW (2024) wird über die Süd-West-Entries Wallbach, Medelsheim und Eynatten bereitgestellt.

Nach diesem Ansatz der Modellierungsvariante II.1 werden die insgesamt benötigten Überspeisekapazitäten vom Marktgebiet GASPOOL in das NCG-Marktgebiet von 2,1 GW (2019) bzw. 6,6 GW (2024) durch die Maßnahme Netzkopplung Drohne (vgl. Kapitel 6.2.1) dargestellt.

Tabelle 30: Leistungsbilanz II.1 in GWh/h

	II.1, 2019	**II.1, 2024**
Zusatzbedarf NCG	10,2	34,3
Zusatzbedarf GASPOOL	0,4	2,1
Summe Zusatzbedarf	*10,6*	*36,4*
Zusatzmenge GASPOOL über Greifswald	2,5	8,7
Zusatzmenge NCG über Wallbach/ Medelsheim/ Eynatten	8,1	27,7
Summe Zusatzmenge	*10,6*	*36,4*
Übergabe GASPOOL an NCG	2,1	6,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

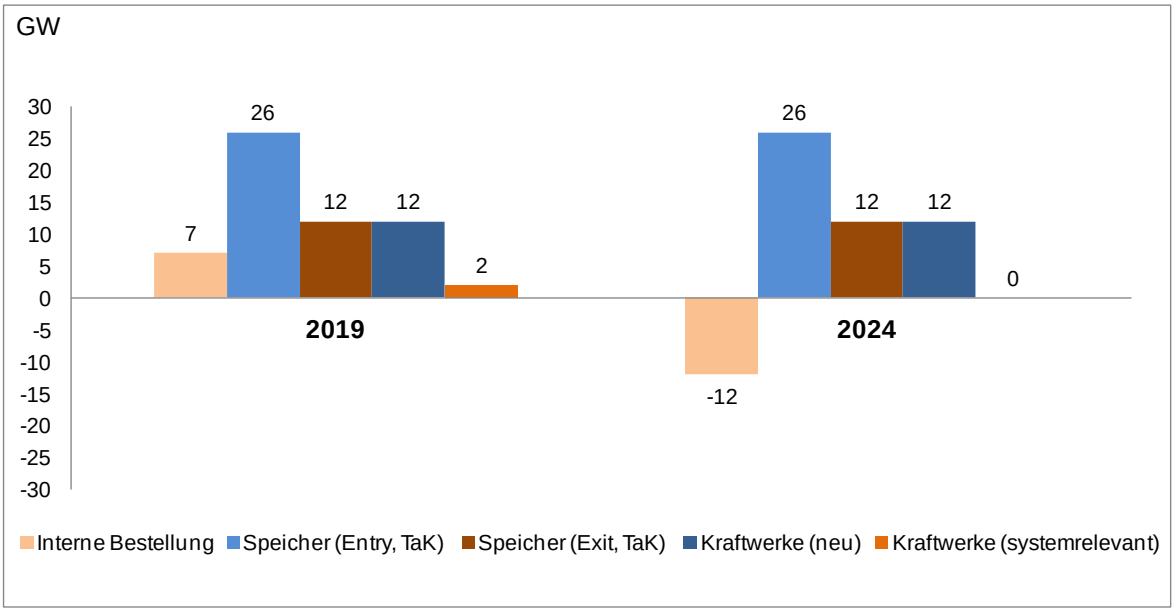
6.1.2 Modellierungsvariante II.2

In Modellierungsvariante II.2 liegt der Fokus auf der Modellierung der internen Bestellung der nachgelagerten Netzbetreiber mit der plausibilisierten Langfristprognose bis 2019, danach erfolgt ein Rückgang auf Basis der Gasbedarfsentwicklung des Szenariorahmens bis 2024.
Kapazitätsreservierungen gemäß §38 GasNZV und Speicher-Neubauten bzw. Erweiterungen mit Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (Stichtag: 09.08.2013) werden mit 100 % der angefragten Leistung als feste temperaturabhängige Kapazität (TaK, vgl. Anhang neue Kapazitätsprodukte) angebunden.
Nicht-systemrelevante Bestandskraftwerke werden unverändert in die Modellierung übernommen, Neubau-Kraftwerke und heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke (nicht-bivalent) werden mit 100 % DZK für Kraftwerke modelliert.

Mehr-/ Minderbedarf durch Interne Bestellungen, Speicher und Kraftwerke

In Modellierungsvariante II.2 ergeben sich gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung (Jahr 2014) die in Abbildung 24 sowie Tabelle 31 dargestellten Änderungen hinsichtlich der Internen Bestellungen, Speicher und Kraftwerke:

Abbildung 24: Variante II.2 – Geänderte Anforderungen in 2019 und 2024 ggü. 2014



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Einzelnen stellt sich die Entwicklung wie folgt dar:

Tabelle 31: Variante II.2, geänderte Anforderungen in 2019 und 2024 ggü.2014 in den Segmenten Kraftwerke, Speicher und Interne Bestellung in MWh/h

Segment/ Name	Gas-qualität	FNB	2019	2024
Kraftwerke (Neubau)			**12.257**	**12.457**
KW Mittelsbüren	H-Gas	GUD	955	955
Knapsack II	H-Gas	OGE	860	860
GuD Industriepark Zeitz	H-Gas	ONTRAS	339	339
Leppersdorf	H-Gas	ONTRAS	119	119
UPM Schongau	H-Gas	bayernets	-	-
HKW Kiel, Humboldtstr.	H-Gas	GUD	-	-
Stora Enso Kabel GmbH	H-Gas	GASCADE	135	135
KW Mineralölindustrie	H-Gas	GASCADE	270	270
Niehl IIIa	L-Gas	OGE	580	580
CCPP Haiming	H-Gas	bayernets	2.226	2.226
GuD Lausward*	H-Gas	OGE/ TG	-	-
GuD Lausward*	L-Gas	OGE/ TG	-	-
GuD Leverkusen	H-Gas	GASCADE	1.137	1.137
Heizkraftwerk Flensburg	H-Gas	GUD	280	280
Gaskraftwerk Ensdorf	H-Gas	OGE	590	590
KW VW, Wolfsburg	L-Gas	GUD	200	200
Gas-HKW Phase 1; Kiel, Hasselfelde	H-Gas	GUD	500	500
Trianel Kraftwerk Krefeld	H-Gas	GASCADE	2.300	2.300
Wedel	H-Gas	GUD	900	900
Kraftwerk Scholven**	H-Gas	OGE/ TG	866	866
Gas-HKW Phase 2; Kiel, Hasselfelde	H-Gas	GUD	-	200
Kraftwerke (Systemrelevant)			**1.950**	**0**
Karlsruhe DKW RDK 4S	H-Gas	OGE	740	0
Irsching IV	H-Gas	OGE	1.210	0
Speicher (Entry)			**25.578**	**25.578**
Kiel Rönne	H-Gas	GUD	1.800	1.800
Etzel	H-Gas	OGE	3.659	3.659
Haiming 2 7F	H-Gas	OGE	4.804	4.804
Haidach, Stufe II	H-Gas	OGE	2.146	2.146
Haidach, Stufe II	H-Gas	OGE	2.585	2.585
KGE Epe	H-Gas	TG	6.143	6.143
Peckensen	H-Gas	Ontras	2.322	2.322
Peckensen	H-Gas	Ontras	2.119	2.119
Speicher (Exit)			**11.944**	**11.944**
Kiel Rönne	H-Gas	GUD	1.260	1.260
Haiming 2 7F	H-Gas	OGE	3.286	3.286
Haidach, Stufe II	H-Gas	OGE	1.776	1.776
Haidach, Stufe II	H-Gas	OGE	2.585	2.585
Peckensen	H-Gas	Ontras	701	701
Peckensen	H-Gas	Ontras	701	701
Empelde	L-Gas	Nowega	1.635	1.635
Interne Bestellung			**7.277**	**-11.952**
Summe	H-Gas	Alle	4.928	-8.074
Summe	L-Gas	Alle	2.349	-3.878

** Anschluss im nachgelagerten Netz.*
*** Die angefragte Exit-Kapazität kann sowohl von OGE, nach Umstellung des Marktraums Marl ab 2019, als auch von Thyssengas ab 2018 ausbaufrei als DZK dargestellt werden.*
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Umstellung von L- auf H-Gas

Durch die Umstellung von L-Gas ergibt sich in 2019 ein Zusatzbedarf von 8,3 GW, der mit fortschreitender Umstellung in 2024 auf 35,1 GW ansteigt.

Leistungsbilanzen der Markträume

In der Modellierungsvariante II.2 werden die Leistungsbilanzen mit der gleichen Vorgehensweise wie in der Modellierungsvariante II.1 gebildet. Allerdings werden für die Leistungsbilanzen der Variante II.2 die internen Bestellleistungen des Betrachtungszeitraumes nach Modellierungsvariante II.2 angesetzt.

In Variante II.2 ergibt sich für den H-Gas-Bereich von NCG für die Jahre 2019 bzw. 2024 ein Zusatzbedarf in Höhe von 10,2 GW bzw. 25,3 GW. Für den H- Gas- Bereich des Marktgebiets GASPOOL beträgt der Zusatzbedarf in 2019 0,4 GW. Der Zusatzbedarf von NCG kann in 2024 zum Teil aus dem Leistungsüberschuss des H-Gas-Bereichs von GASPOOL in Höhe von 2,4 GW gedeckt werden.

Der verbleibende Gesamtbedarf in Höhe von 10,6 GW (2019) bzw. 22,9 GW (2024) wird entsprechend der Quellenverteilung (vgl. Abbildung 9) angesetzt.

Anhand dieser Verteilung wird zugrunde gelegt, dass 2,5 GW (2019) bzw. 5,5 GW (2024) zusätzlicher Einspeisekapazität über Greifswald nach Deutschland an das Marktgebiet GASPOOL angebunden werden. Nach Deckung des dortigen Zusatzbedarfs in 2019 können verbleibende 2,1 GW (2019) bzw. 7,9 GW (2024) zur Deckung des Zusatzbedarfs des NCG-Marktgebiets aus dem Marktgebiet GASPOOL übergeben werden. Der restliche Zusatzbedarf von rund 8,0 GW (2019) bzw. 17,4 GW (2024) wird über die Süd-West-Entries Wallbach und Eynatten bereitgestellt.

Nach diesem Ansatz der Modellierungsvariante II.2 werden die insgesamt benötigten Überspeisekapazitäten vom Marktgebiet GASPOOL in das NCG-Marktgebiet von 2,1 GW (2019) bzw. 7,9 GW (2024) durch die Maßnahme Netzkopplung Drohne (vgl. Kapitel 6.2.1) dargestellt.

Tabelle 32: Leistungsbilanz II.2 in GWh/h

	II.2, 2019	**II.2, 2024**
Zusatzbedarf NCG	10,2	25,3
Zusatzbedarf GASPOOL	0,4	-
Leistungsüberschuss GASPOOL	-	2,4
Summe Zusatzbedarf	*10,6*	*22,9*
Zusatzmenge GASPOOL über Greifswald	2,5	5,5
Zusatzmenge NCG über Wallbach/ Eynatten	8,1	17,4
Summe Zusatzmenge	*10,6*	*22,9*
Übergabe GASPOOL an NCG	2,1	7,9

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.2 Modellierungsergebnisse

6.2.1 Modellierungsvariante II.1/ II.2 für das Jahr 2019

Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse der Varianten II.1/ II.2 bis zum Jahr 2019 beschrieben. Aufgrund der Systematik der Modellierungsvarianten sind die Ergebnisse von II.1 2019 und II.2 2019 identisch.

A) Unveränderte Maßnahmen gegenüber NEP 2013[4]

Folgende Maßnahmen aus dem bestätigten NEP 2013 sind unverändert Ergebnis der Modellierungsvarianten II.1/ II.2 2019:

- VS Quarnstedt (ID 007-01/ 009-01)
- Loop Fockbek-Ellund (ID 011-01)
- VDS Werne (ID 038-01)
- VDS Werne (ID 040-05)
- M + R Landshut (ID 062-01)
- Nordschwarzwaldleitung (ID 069-01)
- Konvertierung Rehden (ID 101-01)
- Anbindung Ahlten (ID 111-01)
- M + R Achim (ID 119-01)
- Projekt Wedel (ID 125-01)

Eine Kurzbeschreibung der Maßnahmen, die bereits im NEP 2013 von der BNetzA bestätigt wurden und auch Ergebnis der Modellierungsvariante II.1/ II.2 2019 des NEP 2014 sind, findet sich in Anlage 6 (Projektsteckbriefe).

B) Veränderte Maßnahmen gegenüber NEP 2013[2]

Folgende Maßnahmen aus dem bestätigten NEP 2013 sind mit geänderten technischen Parametern Ergebnis der Modellierungsvarianten II.1/ II.2 2019. Die Gründe für die Anpassung der Netzausbaumaßnahmen werden im Folgenden dargestellt:

- Leitung Schwandorf – Forchheim (ID 024-04a)
  Die im bestätigten NEP 2013 vorgesehenen Leitungsbaumaßnahmen Schwandorf-Arresting (ID 024-02) und Arresting-Finsing (ID 028-02) werden im NEP 2014 aus planungstechnischen Gründen an der Schnittstelle Forchheim neu aufgeteilt. Die Maßnahme Schwandorf-Arresting wird somit zu Schwandorf-Forchheim. Die Länge der Maßnahme vergrößert sich auf Basis des Standes der aktuellen Trassenplanung auf insgesamt 62 km. Zusätzlich werden die GDRM-Anlagen in Schwandorf und Arresting, die bisher Bestandteil des Leitungsbauprojektes waren im NEP 2014 als getrennte Maßnahmen ausgewiesen.

4 „NEP 2013“ bezieht sich hier auf das Änderungsverlangen zum FNB-Entwurf des NEP Gas 2013 der BNetzA vom 18.12.2013 [BNetzA 2013b].

- Leitung Forchheim – Finsing (ID 028-04)
  Die im bestätigten NEP 2013 vorgesehenen Leitungsbaumaßnahmen Schwandorf-Arresting (ID 024-02) und Arresting-Finsing (ID 028-02) werden im NEP 2014 aus planungstechnischen Gründen an der Schnittstelle Forchheim neu aufgeteilt. Die Maßnahme Arresting-Finsing wird somit zu Forchheim-Finsing. Die Länge der Maßnahme reduziert sich auf Basis des Standes der aktuellen Trassenplanung auf insgesamt 79 km.

- VDS Rothenstadt (ID 026-06)
  Für die im bestätigten NEP 2013 vorgesehene Verdichterausbaumaßnahme VDS Rothenstadt erhöht sich die Verdichterleistung von (2+1) * 14 MW geringfügig auf (2+1) * 15 MW. Die geringfügige Anpassung der Verdichterleistung beruht auf den geänderten Modellierungsvorgaben (100 % Tak an den Speichern 7Fields und Haidach).

- VDS Ochtrup (ID 072-03)
  Das Projekt VDS Ochtrup ist grundsätzlich unverändert gegenüber den NEP 2013. Die Anforderungen aus den Szenarien haben sich nicht wesentlich geändert, so dass hier lediglich sehr geringe Anpassungen des Projekts notwendig sind. Die Änderungen beschränken sich auf die auf die Projektbezeichnung, die deutlich macht, das neben der Verdichterstation auch weitere Stationen zu errichten sind. Zudem werden neue Erkenntnisse aus der internen Projektentwicklung berücksichtigt, es wird nun von zwei 12 MW-Maschinen, statt bisher von drei 5 MW-Maschinen, ausgegangen.

- MONACO I (ID 030-02)
  Am 17.04.2013 wurde die Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zur Förderung der transeuropäischen Energieinfrastruktur erlassen. Ziel der Verordnung ist es den grenzüberschreitenden Leitungsausbau durch Einstufung als „Project of Common Interest“ (PCI) voranzutreiben. Projekte mit PCI-Status erhalten einen besonderen Vorrangstatus im Rahmen von europäischen und nationalen Planungs- bzw. Genehmigungsverfahren.
  Unter Berücksichtigung der Aufnahme von MONACO I in den Anhang der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 als PCI-Projekt (Nr. 5.18) wurde der Nenndurchmesser der Transportleitung die Modellierung des Netzentwicklungsplans 2014 überlagernd auf DN 1200 angepasst. Diese Dimensionierung wird bei Vorlage neuer Erkenntnisse (z. B. zusätzliche Netzanschlussanfragen für Gaskraftwerke oder Veränderungen des Kapazitätsbedarfs am den Netzpunkten in Burghausen/Überackern) geprüft und gegebenfalls angepasst.
  Im Vergleich zum NEP 2013 erhöht sich die Leitungslänge im aktuellen Planungsstand von 85 km auf 86,5 km.

- Leitung Epe – Legden (ID 045-04)
  Im Vergleich zum bestätigten NEP 2013 reduziert sich die erforderliche Leitungslänge von 69 km auf 15 km und bestätigt somit den ursprünglichen Ausbauvorschlag der FNB im Entwurf des NEP 2013. Der Endpunkt der nunmehr als erforderlich ermittelten Leitung ist somit nicht mehr die VDS Werne der OGE sondern die Schieberanlage Legden der parallel verlaufenden Leitung Rysum–Werne der OGE. Grundsätzlich kann jede zusätzliche Kapazität (Entry oder Exit) zu einem Engpass im bestehenden Transportsystem führen. So verursachten die zusätzlichen Bedarfe der Kraftwerke Emsland-Lingen und Franken I, sowie die BZK-

Anfrage von Wallbach nach Bocholtz im NEP 2012 eine stärkere Belastung des Nord-Süd Transportes im Netz der OGE. Da diese zusätzlichen Bedarfe weder im NEP 2013 noch im Szenariorahmen zum NEP 2014 enthalten waren, sind diese Maßnahmen in dieser Größenordnung aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber nicht mehr erforderlich.

- VDS Herbstein (ID 049-04)
  Die im bestätigten NEP 2013 vorgesehene Verdichtermaßnahme VDS Lauterbach (ID 049-04) wird aus Gründen der örtlichen/geographischen Zuordnung in VDS Herbstein umbenannt. Im Vergleich zum bestätigten NEP 2013 reduziert sich die Verdichterleistung von 102 MW auf 33 MW. Grundsätzlich kann jede zusätzliche Kapazität (Entry oder Exit) zu einem Engpass im bestehenden Transportsystem führen. So verursachten die zusätzlichen Bedarfe der Kraftwerke Emsland-Lingen und Franken I, sowie die BZK-Anfrage von Wallbach nach Bocholtz im NEP 2012 eine stärkere Belastung des Nord-Süd Transportes im Netz der OGE. Da diese zusätzlichen Bedarfe weder im NEP 2013 noch im Szenariorahmen zum NEP 2014 enthalten waren, sind diese Maßnahmen in dieser Größenordnung aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber nicht mehr erforderlich.

- VDS Amerdingen (ID 036-04)
  Bei der Maßnahme VDS Amerdingen handelt es sich um den Neubau einer Verdichterstation am Netzknoten Amerdingen ca. 60 km nordwestlich von Augsburg, mit 3 Verdichtereinheiten von denen eine als Redundanz vorgesehen ist. Im Vergleich zum bestätigten NEP 2013 erhöht sich die Verdichterleistung von 30 MW auf 33 MW. Der zusätzliche Bedarf entsteht durch geänderte Modellierungsvorgaben (100% TaK an den Speicher 7Fields und Haidach). Dadurch bedingt ist eine Inbetriebnahme schon in 2019 erforderlich.

  Reversierung TENP (ID 051-03)
  Im Vergleich zum bestätigten NEP 2013 verändert sich die Einspeisekapazität in Wallbach und die geplante Inbetriebnahme verschiebt sich um ein Jahr. Zusätzlich wird der Neubau der Verdichterstation Stolberg in der Maßnahmenliste als „Neubau VDS Stolberg“ als Teilprojekt der Maßnahme „Reversierung TENP“ aufgeführt. Für die Ermittlung der erforderlichen Ausbaumaßnahmen im Szenario II des NEP 2014 wird eine mittelhohe Einspeisekapazität in Wallbach von 14,9 GWh/h („Mid case“ aus der Anlage 1 GÜP-Inputliste) zugrunde gelegt (Vergleich NEP 2013: „Base case“ mit 10,4 GWh/h). Von dieser Einspeisekapazität werden 8,9 GWh/h am neu entstehenden Ausspeisepunkt Stolberg übergeben, aufgeteilt in 1,9 GWh/h FZK-Kapazität zum VHP GASPOOL und 7 GWh/h BZK-Kapazität zum GÜP Eynatten. Die übrigen 6 GWh/h werden dem Marktgebiet NCG als bFZK-Kapazität zur Verfügung gestellt.
  Aufgrund einer Verlängerung der Phase der Marktbefragung von Fluxys TENP verschiebt sich die voraussichtliche Inbetriebnahme um ein Jahr - somit sollen die beschriebenen Kapazitäten ab dem Jahr 2018 bereitgestellt werden.

- Netzkopplung Drohne (ID 083-05)
  Im Vergleich zum bestätigten NEP 2013 erhöht sich die Verdichterleistung von 5 auf 13 MW. Dies liegt einerseits an einer Änderung der Antriebsart von Strom auf Gas und andererseits an den zusätzlichen H-Gas-Mengen in Greifswald gemäß der H-Gas-Quellenverteilung, die im NEP 2012 noch nicht enthalten war. Im NEP 2013 wurde die Maßnahme gemäß Änderungsverlangen mit der Dimensionierung des

NEP 2012 aufgenommen. Damit einher gehend erhöhen sich Dimensionierungen von Messanlagen.

Eine Kurzbeschreibung der angepassten Maßnahmen der Modellierungsvarianten II.1/ II.2 2019 des NEP 2014 findet sich in Anlage 6 (Projektsteckbriefe).

C) Zusätzliche Maßnahmen gegenüber NEP 2013[2]

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierungsvarianten II.1/ II.2 des NEP 2014 werden im Folgenden beschrieben:

- VDS Scharenstetten (ID 115-01)
  Bei dieser Maßnahme handelt es sich um den Ausbau einer Verdichterstation um eine neue Verdichtereinheit mit einer Durchflussmenge von 350 tm³/h. Die Anlage ist vorgesehen zur Erhöhung der Transportkapazität. Gleichzeitig dient diese Maßnahme zur Reduktion der NO_X Emissionen am Standort Scharenstetten gemäß aktuell gültiger TA-Luft. Die Maßnahme befindet sich in Baden-Württemberg. Die Inbetriebnahme ist für 10/2016 geplant. Der wesentliche bedarfsauslösende Faktor ist die erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg.

- M + R Hittistetten (ID 118-01)
  Bei dieser Maßnahme handelt es sich um den Um- bzw. Ausbau einer Mess- und Regelanlage in Hittistetten mit einer Durchflussmenge von 150.000 m³/h (Vn). Die Station ist vorgesehen für die Darstellung von Übernahmekapazitäten zwischen bayernets und terranets bw. Die Maßnahme befindet sich in Baden-Württemberg. Die Maßnahme wird 2014 umgesetzt. Die Inbetriebnahme ist für 12/2014 geplant. Der wesentlich bedarfsauslösende Faktor ist: Durch den Ausbau der M+R Hittistetten werden die Voraussetzungen für die Darstellung von zusätzlichen Übernahmekapazitäten zwischen bayernets und terranets bw geschaffen.

- M + R Tachenhausen (ID 201-01)
  Bei dieser Maßnahme handelt es sich um den Um- bzw. Ausbau einer bestehenden Mess- und Regelanlage in Tachenhausen mit einer Durchflussmenge von 150.000 m³/h (Vn). Die Maßnahme befindet sich in Baden-Württemberg. Diese Maßnahme hat im Rahmen des NEP 2014 den Status einer Projektidee. Nach Vorlage detaillierter Informationen ist eine Umsetzung bis 2015 vorgesehen. Die Inbetriebnahme ist für 10/2015 geplant. Der wesentliche bedarfsauslösende Faktor ist die Erhöhung der Flexibilität bei der Steuerung von Gasmengen.

- Leitung Stolberg – Eynatten (ID 202-01)
  Für die Kapazitätserweiterung zur Verbesserung des grenzüberschreitenden Transports zwischen Deutschland und Belgien wäre im Zusammenhang mit dem Projekt „Reversierung TENP“ von Fluxys TENP (ID-Nr.051-03) der Neubau einer bidirektionalen Transportleitung zwischen der neuen Verdichterstation in Stolberg und dem GÜP Eynatten notwendig. Im Rahmen der Neubaumaßnahme ist außerdem die Errichtung einer neuen bidirektionalen Mess- und Regelstation am Standort Stolberg erforderlich.
  Die Leitungstrasse beginnt am neuen Verdichterstandort Stolberg (ID-Nr. 051-03b), verläuft parallel zu der bereits existierenden Erdgastransportleitung Nr. 77 und endet am Grenzüberganspunkt Eynatten (deutsch-belgische Grenze). Die

Inbetriebnahme ist für das Jahr 2018 geplant.

Eine Kurzbeschreibung der weiteren Netzausbaumaßnahmen findet sich in Anlage 6 (Projektsteckbriefe).

6.2.2 Modellierungsvariante II.2 für das Jahr 2024

Zusätzliche Modellierungsergebnisse im Vergleich zu 2019

Zusätzlich zu den bis zum Jahr 2019 ermittelten Ausbaumaßnahmen ergeben sich in der Modellierungsvariante II.2 2024 folgende Maßnahmen.

A) Unveränderte Maßnahmen gegenüber NEP 2013[4]

Folgende Maßnahmen aus dem bestätigten NEP 2013 sind unverändert Ergebnis der Modellierungsvarianten II.2 2024:

- Voigtslach – Paffrath (ID 067-02)
- M + R Ganderkesee (ID 121-01)

Eine Kurzbeschreibung der Maßnahmen, die bereits im NEP 2013 von der BNetzA bestätigt wurden und auch Ergebnis der Modellierungsvariante II.2 2024 des NEP 2014 sind, findet sich in Anlage 6 (Projektsteckbriefe).

B) Veränderte Maßnahmen gegenüber NEP 2013[4]

- Keine veränderten Maßnahmen vorhanden

C) Zusätzliche Maßnahmen gegenüber NEP 2013[4]

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante II.2 2024 des NEP 2014 werden im Folgenden beschrieben:

- Erweiterung NEL (ID 110-04)
  Bei dieser Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Verdichterstation mit zwei Verdichtereinheiten mit jeweils 30 MW Leistung, von denen eine Maschine als Redundanz vorgesehen ist. Die Station ist vorgesehen zur Verdichtung von aus der Nord Stream kommenden zusätzlichen Gasmengen. Der Standort für die neue Verdichterstation liegt entlang der NEL-Trasse im Großraum Hamburg. Im Rahmen der Erweiterungsmaßnahme ist die Erweiterung der Gasdruckregel- und –messanlagen zur Übernahme von Gasmengen aus der Nord Stream erforderlich. Die Fertigstellung ist für Ende 2024 geplant.

- VDS Rheinland (ID 203-01)
  Die VDS Rheinland ist als ein Teilprojekt in Verbindung mit den Maßnahmen Leitung ZEELINK 2 (Legden-St. Hubert) (ID 205-01) und Leitung ZEELINK 1 (St. Hubert-Eynatten) (ID 204-01) zu betrachten. Es handelt es sich um den Neubau einer Verdichterstation mit zwei Verdichtereinheiten. Die Maßnahme ist erforderlich für den Antransport von Gasmengen in die L-H-Gas Umstellungsbereiche. Die

Maßnahme befindet sich in Nordrhein-Westfalen. Die Inbetriebnahme ist für den Zeitraum zwischen 2020 bis Dezember 2024 geplant.

- Leitung ZEELINK 1 (St. Hubert-Eynatten) (ID 204-01)
  Die Leitung ZEELINK 1 ist als ein Teilprojekt in Verbindung mit den Maßnahmen Leitung ZEELINK 2 (ID 205-01) und VDS Rheinland (ID 203-01) zu betrachten. Die Maßnahme ist erforderlich für den Antransport von Gasmengen in die L-H-Gas Umstellungsbereiche. Die Maßnahme befindet sich in Nordrhein-Westfalen. Startpunkt ist die Verdichteranlage St.Hubert der NETG. In St. Hubert und im Bereich der Schieberanlage Glehn der NETG sind ggf. neue GDRM Anlagen erforderlich. Endpunkt dieses Leitungsabschnittes ist nach ersten Planungsüberlegungen eine neu zu errichtende Verdichteranlage bei Aachen. Die Inbetriebnahme ist für den Zeitraum zwischen 2020 bis Dezember 2024 geplant.

- Leitung ZEELINK 2 (Legden-St. Hubert) (ID 205-01)
  Die Leitung ZEELINK 2 ist als Teilprojekt in Verbindung mit den Maßnahmen Leitung ZEELINK 1 (ID 204-01) und VDS Rheinland (ID 203-01) zu betrachten. Die Maßnahme ist erforderlich für den Antransport von Gasmengen in die L-H-Gas Umstellungsbereiche. Die Maßnahme befindet sich in Nordrhein-Westfalen. Startpunkt ist die Schieberanlage Legden der Leitung Rysum–Werne der OGE. Hier ist voraussichtlich eine neue GDRM-Anlage zu errichten. Endpunkt dieses Leitungsabschnittes ist die Verdichteranlage St.Hubert der NETG. In St. Hubert soll eine Verbindung zum Transportsystem der NETG geschaffen werden. Hierfür ist ggf. eine neue GDRM Anlage erforderlich. Die Inbetriebnahme ist für den Zeitraum zwischen 2020 bis Dezember 2024 geplant.

In den vergangenen Wochen wurde die Planung für die Projekte ID 203-01 und 204-01 angepasst. Die Leitung ZEELINK 1 (ID 204-01) wird in der Planung nicht wie im Konsultationsdokument in Weisweiler beginnen, sondern am GÜP Eynatten (somit Weiterführung als Leitung ZEELINK 1). Ebenso wird die Verdichterstation Rheinland (ID 203-01) als Verdichter im Raum Aachen geplant.

Die Änderung der Planung im Raum Aachen ist aus folgenden Gründen sinnvoll:

- Zusätzliche Absicherung der vertraglichen Verpflichtungen gegenüber der Fluxys Belgien
- Keine Notwendigkeit der Verdichtung zusätzlicher Leistungen in Weisweiler,
- Synergien mit der neu geplanten Leitung Stolberg-Eynatten (ID 202-01).

Eine Kurzbeschreibung der weiteren Netzausbaumaßnahmen findet sich in Anlage 6 (Projektsteckbriefe).

6.2.3 Modellierungsvariante II.1 für das Jahr 2024

Zusätzliche Modellierungsergebnisse im Vergleich zu II.2 2024

Zusätzlich zu den bis zum Jahr 2024 in der Variante II.2 ermittelten Ausbaumaßnahmen ergeben sich in der Modellierungsvariante II.1 2024 folgende Maßnahmen.

A) Unveränderte Maßnahmen gegenüber NEP 2013[4]

- Keine unveränderten Maßnahmen vorhanden

B) Veränderte Maßnahmen gegenüber NEP 2013[4]

- Keine veränderten Maßnahmen vorhanden

C) Zusätzliche Maßnahmen gegenüber NEP 2013[4]

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante II.1 2024 des NEP 2014 werden im Folgenden beschrieben:

- Querspange Raum Pforzheim – Raum Bietigheim (ID 112-01)
  Bei dieser Maßnahme in Baden-Württemberg handelt es sich um den Ringschluss der Kraichgauleitung, deren Verlauf aus dem Raum Pforzheim in den Raum Bietigheim angedacht ist. Die Maßnahme hat im Rahmen des NEP 2014 den Status einer Projektidee. Im Rahmen der Erweiterungsmaßnahme ist die Errichtung einer neuen Mess- und Regelstation im Raum Pforzheim- Bietigheim (ID:116-01) erforderlich. Die Inbetriebnahme ist für 12/2024 vorgesehen. Der wesentliche bedarfsauslösende Faktor ist die Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere für den Raum Stuttgart.

- M + R Raum Pforzheim – Raum Bietigheim (ID 116-01)
  Bei dieser Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Mess- und Regelanlage mit einer Durchflussmenge von ca. 150.000 m³/h (Vn). Die Station ist vorgesehen zur Regelung und Steuerung der Gasmengen der Querspange Raum Pforzheim – Raum Bietigheim (ID: 112-01). Die Maßnahme befindet sich in Baden-Württemberg. Die Maßnahme hat im Rahmen des NEP 2014 den Status einer Projektidee. Die Inbetriebnahme ist für 12/2024 vorgesehen.

- Querspange Raum Leonberg – Raum Reutlingen (ID 113-01)
  Bei dieser Maßnahme in Baden-Württemberg handelt es sich um die Verbindung der Leitungsnetze der terranets bw im Raum Leonberg und Reutlingen. Die Maßnahme hat im Rahmen des NEP 2014 den Status einer Projektidee. Im Rahmen der Erweiterungsmaßnahme ist die Errichtung einer neuen Mess- und Regelstation im Raum Leonberg - Reutlingen (ID 117-01) erforderlich. Die Inbetriebnahme ist für 12/2024 geplant. Der wesentliche bedarfsauslösende Faktor ist die Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere für den Raum Reutlingen.

- M + R Raum Leonberg – Raum Reutlingen (ID 117-01)
  Bei dieser Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Mess- und Regelanlage mit einer Durchflussmenge von ca. 150.000 m³/h (Vn). Die Station ist vorgesehen zur Regelung und Steuerung der Gasmengen der Querspange Raum Leonberg – Raum Reutlingen (ID 113-01). Die Maßnahme befindet sich in Baden-Württemberg. Die Maßnahme hat im Rahmen des NEP 2014 den Status einer Projektidee. Die Inbetriebnahme ist für 12/2024 geplant.

D) Veränderte Maßnahmen gegenüber Variante II.2 für das Jahr 2024:

- Erweiterung NEL (ID 110-05)
  Abweichend zu dem Ergebnis der Modellierungsvariante II.2 ergeben sich für diese Maßnahme drei Verdichtereinheiten mit jeweils 20 MW Leistung, von denen eine Maschine als Redundanz vorgesehen ist, für die Verdichterstation Hamburg (Neubau). Diese Abweichung der Verdichterleistung begründet sich darin, dass die zusätzlichen Transportkapazitäten aus Greifswald auf Basis der Quellenverteilung zwischen den Ergebnissen der Modellierungsvariante II.1 und Modellierungsvariante II.2 unterschiedlich hoch ausfallen.

6.3 Gesamtergebnisse der Modellierungsvarianten

6.3.1 Gesamtergebnis der Variante II.1

Die Modellierungsvariante II.1 führt zu folgenden Ergebnissen:

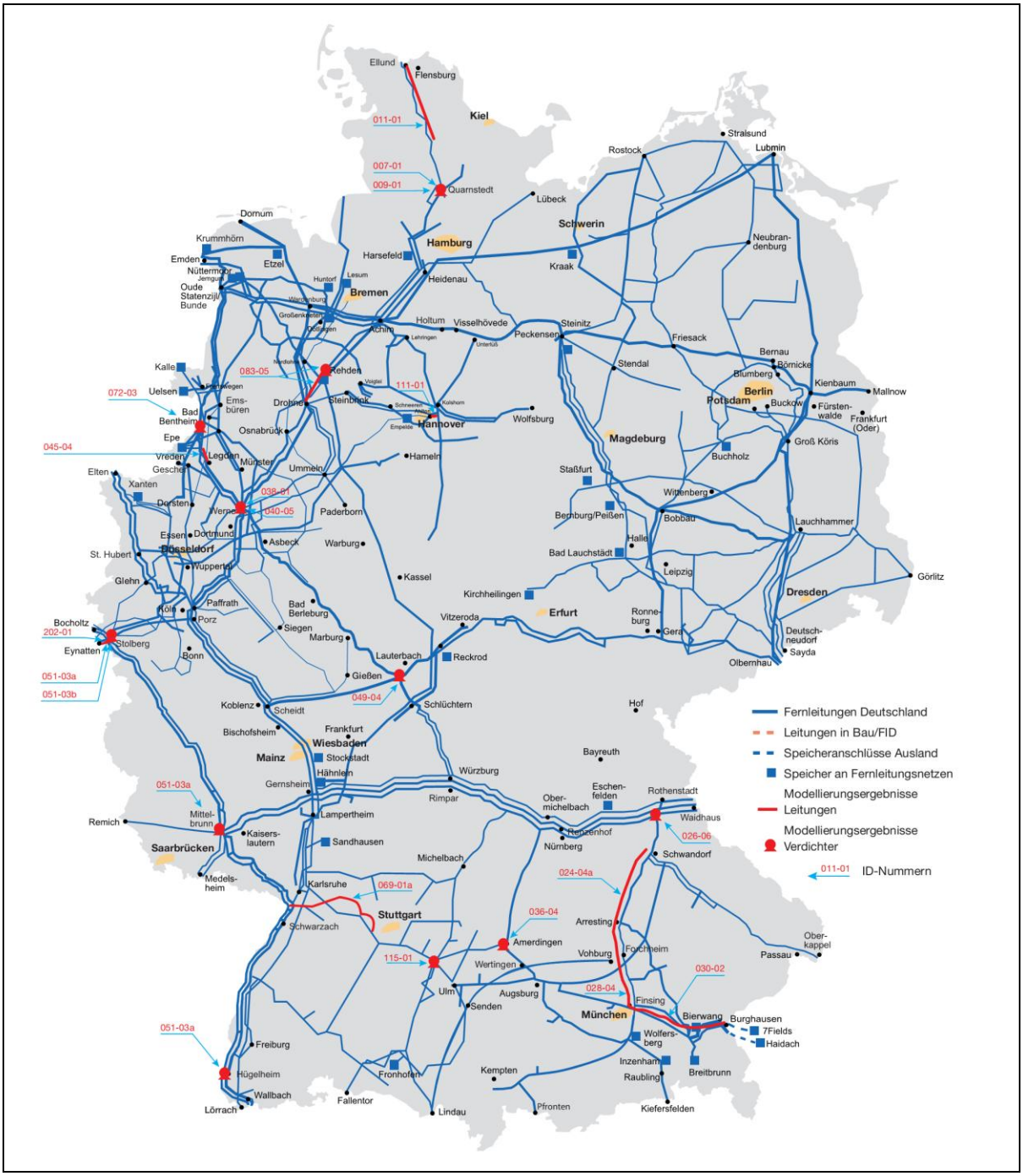
Tabelle 33: Ergebnisse Variante II.1

	Bis 2019	Bis 2024
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	260 MW	358 MW
Leitungsbau	423 km	760 km
Kosten	1,8 Mrd. €	3,1 Mrd. €

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

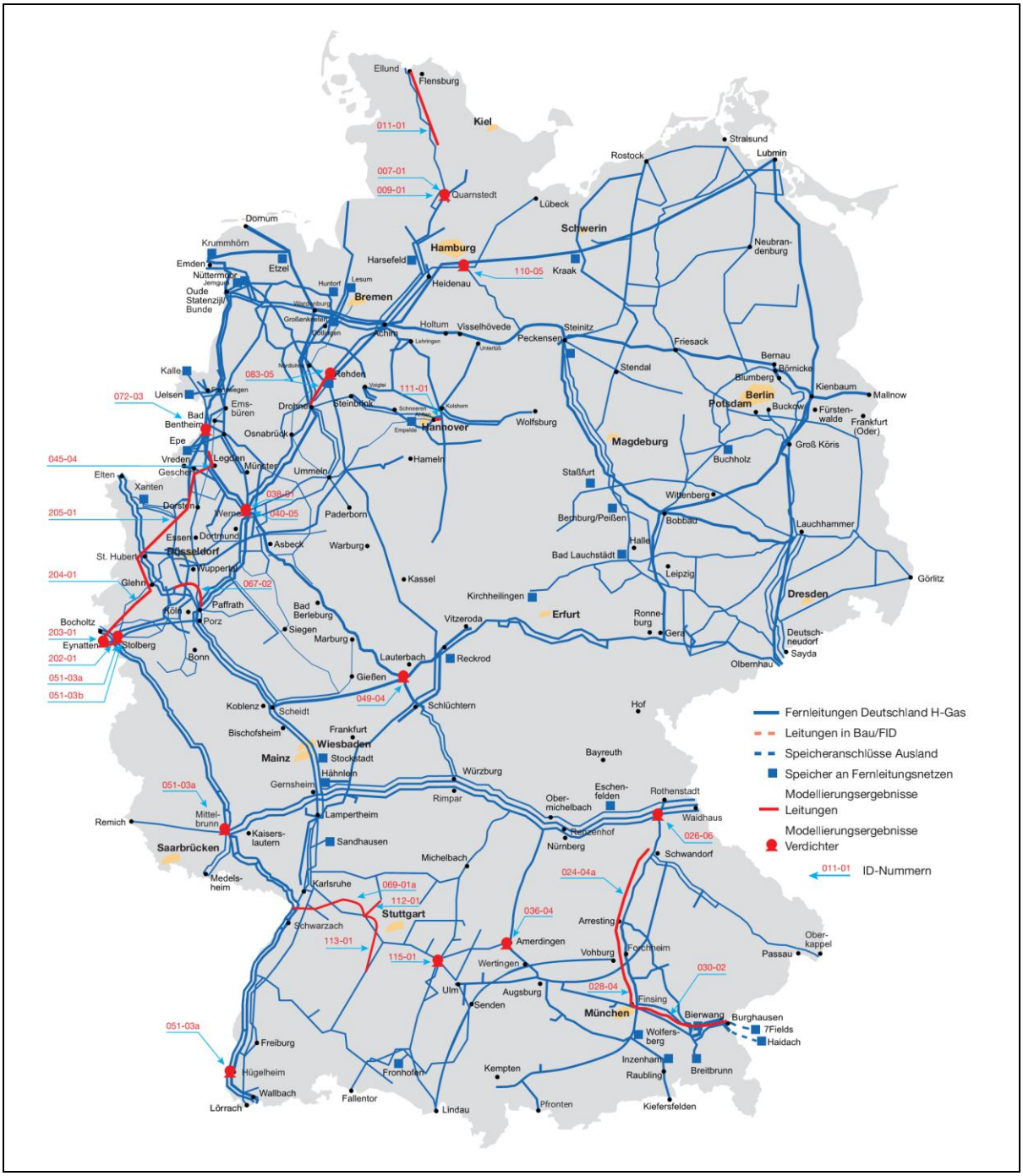
Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in Anlage 4 zu diesem Dokument aufgeführt.

Abbildung 25: Ausbaumaßnahmen in den Varianten II.1 bis zum Jahr 2019



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 26: Ausbaumaßnahmen in den Varianten II.1 bis zum Jahr 2024



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.3.2 Gesamtergebnis der Variante II.2

Die Modellierungsvariante II.2 führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 34: Ergebnisse Variante II.2

	Bis 2019	**Bis 2024**
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	260 MW	408 MW
Leitungsbau	423 km	673 km
Kosten	1,8 Mrd. €	2,9 Mrd. €

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in Anlage 4 zu diesem Dokument aufgeführt.

Abbildung 27: Ausbaumaßnahmen in den Varianten II.2 bis zum Jahr 2019

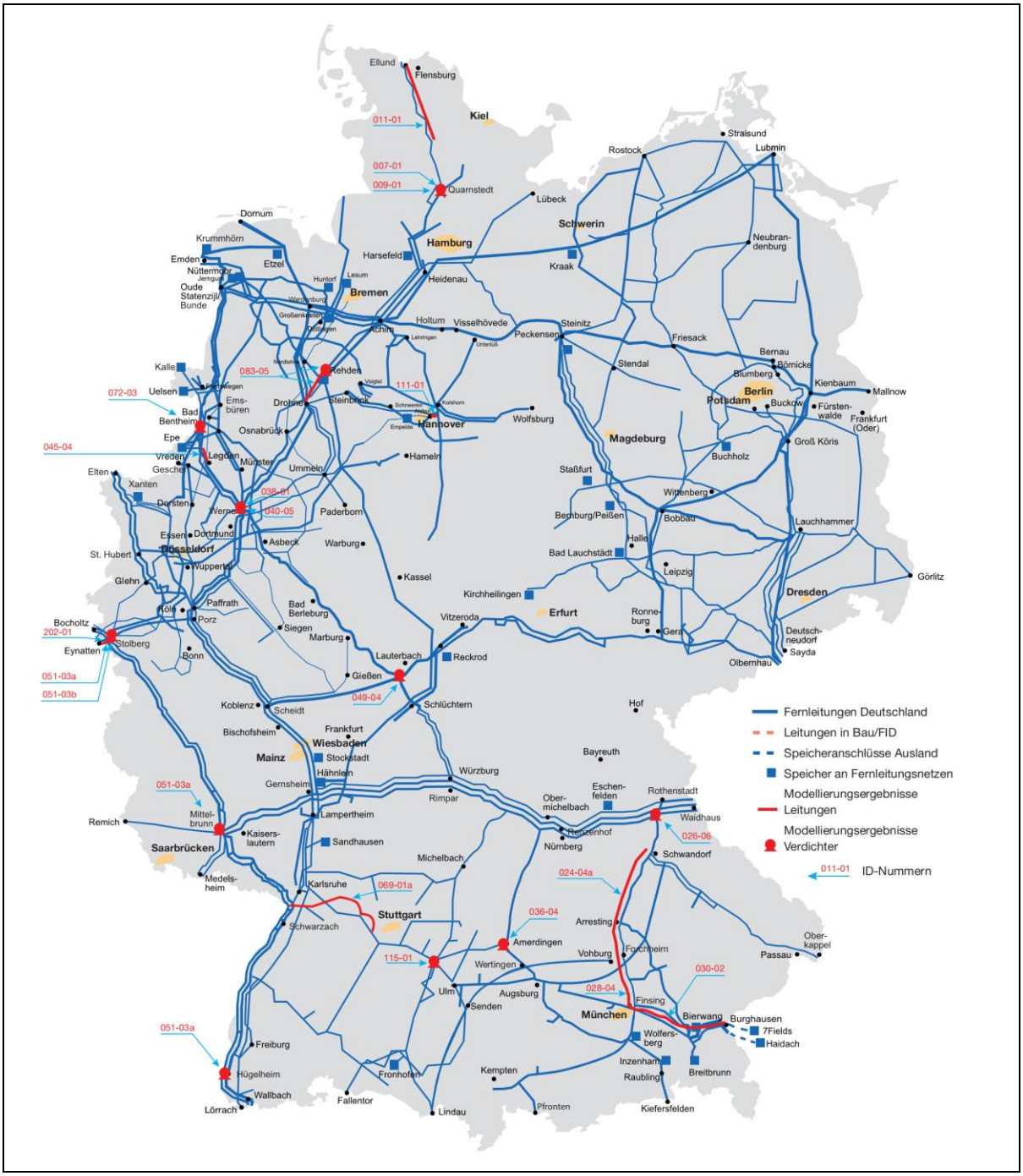
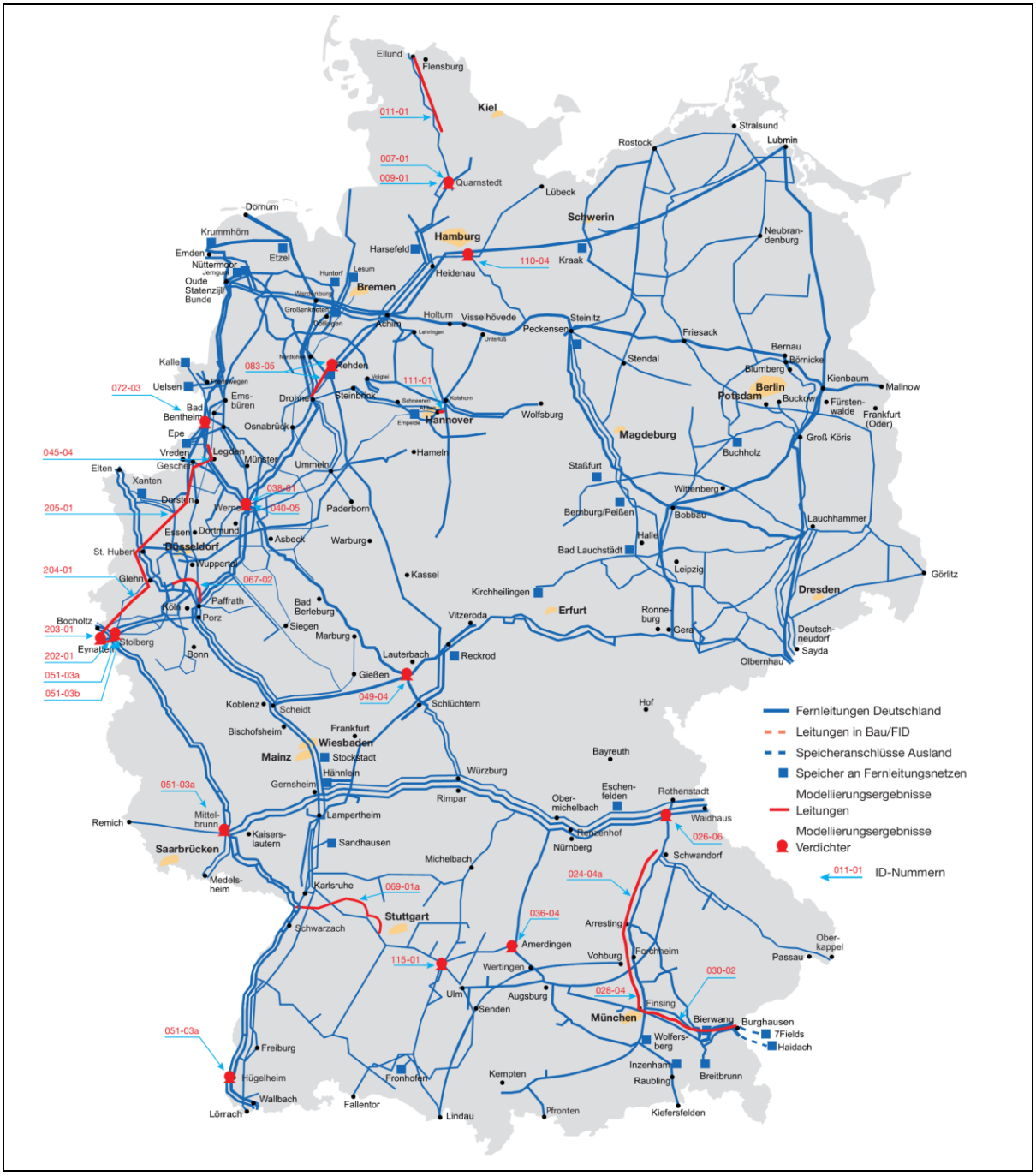

Fernleitungen Deutschland
Leitungen in Bau/FID
Speicheranschlüsse Ausland
Speicher an Fernleitungsnetzen
Modellierungsergebnisse Leitungen
Modellierungsergebnisse Verdichter
011-01 ID-Nummern
Kiel
Hamburg
Bremen
Hannover
Berlin
Potsdam
Magdeburg
Schwerin
Rostock
Stralsund
Lübeck
Neubrandenburg
Frankfurt (Oder)
Dresden
Görlitz
Erfurt
Leipzig
Halle
Kassel
Paderborn
Münster
Osnabrück
Wolfsburg
Braunschweig
Salzgitter
Peine
Celle
Hameln
Minden
Bielefeld
Dortmund
Essen
Düsseldorf
Wuppertal
Köln
Bonn
Aachen
Koblenz
Trier
Mainz
Wiesbaden
Frankfurt
Kassel
Fulda
Würzburg
Nürnberg
Bayreuth
Hof
Chemnitz
Zwickau
Plauen
Gera
Jena
Weimar
Kassel
Saarbrücken
Karlsruhe
Stuttgart
Ulm
Augsburg
München
Regensburg
Passau
Freiburg
Konstanz
Lindau
Kempten
Rosenheim
Burghausen
Inzenham
Raubling
Breitbrunn
Kiefersfelden
Pfronten
Fallentor
Fronhofen
Wallbach
Lörrach
Hügelheim
Medelsheim
Remich
Mittelbrunn
Kaiserslautern
Lampertheim
Hähnlein
Gernsheim
Bischofsheim
Stockstadt
Aschaffenburg
Rimpar
Schlüchtern
Lauterbach
Reckrod
Gießen
Marburg
Siegen
Bad Berleburg
Warburg
Asbeck
Paffrath
Porz
Stolberg
Eynatten
Bocholtz
Vitzeroda
Kirchheilingen
Bad Lauchstädt
Bernburg/Peißen
Staßfurt
Wittenberg
Bobbau
Lauchhammer
Deutsch-neudorf
Sayda
Olbernhau
Buchholz
Groß Köris
Fürstenwalde
Buckow
Kienbaum
Mallnow
Frankfurt (Oder)
Bernau
Börnicke
Blumberg
Stendal
Friesack
Steinitz
Peckensen
Holtum
Visselhövede
Achim
Bremen
Harsefeld
Heidenau
Kraak
Neubrandenburg
Lübeck
Quarnstedt
Flensburg
Ellund
Dornum
Krummhörn
Emden
Etzel
Nüttermoor
Oude Statenzijl/Bunde
Kalle
Uelsen
Bad Bentheim
Epe
Vreden
Gescher
Elten
Xanten
Dorsten
Werne
Ems-büren
Drohne
Steinbrink
Kehden
Wardenburg
Großenkneten
Ganderkesee
Huntorf
Lesum
Jemgum
Hemmingstedt
Lehringen
Unterlüß
Schneeren
Kolshorn
Empelde
Voigtei
Nordsehl
Bad Lauchstädt
Halle
Leipzig
Ronneburg
Gera
Jena
Weimar
Fulda
Aschaffenburg
Würzburg
Hof
Bayreuth
Chemnitz
Zwickau
Plauen
Oberkappel
Passau
Waidhaus
Rothenstadt
Eschenfelden
Obermichelbach
Nürnberg
Schwandorf
Rennenhof
Amerdingen
Arresting
Vohburg
Forchheim
Wertingen
Finsing
Bierwang
Burghausen
7Fields
Haidach
Wolfersberg
Inzenham
Raubling
Breitbrunn
Kempten
Pfronten
Kiefersfelden
Lindau
Fallentor
Fronhofen
Wallbach
Lörrach
Hügelheim
Freiburg
Schwarzach
Karlsruhe
Medelsheim
Remich
Mittelbrunn
Kaiserslautern
Sandhausen
Michelbach

Abbildung 28: Ausbaumaßnahmen in den Varianten II.2 bis zum Jahr 2024



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7 Netzausbaumaßnahmen

Die Maßnahmen zum Ausbau des Transportnetzes erfordern erhebliche finanzielle Mittel, die von den FNB 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.

7.1 Vorschlag der konkreten Netzausbaumaßnahmen der FNB für den NEP 2014

In diesem Kapitel werden die aus Sicht der FNB erforderlichen Maßnahmen für den bedarfsgerechten Netzausbau vorgeschlagen. Damit erfüllen die FNB die Anforderungen des § 15a Absatz 1 EnWG.

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

In der Modellierungsvariante II.2 werden für die Jahre bis einschließlich 2019 die Internen Bestellungen und Langfristprognosen der nachgelagerten Netzbetreiber verwendet. Gemäß der in Modellierungsvariante II.2 vorgeschlagenen Berücksichtigung eines Kapazitätsrückgangs in den Jahren 2020 bis 2024 ergibt sich über den gesamten Prognosezeitraum betrachtet ein deutschlandweit leicht sinkender Kapazitätsbedarf. Damit entspricht Modellierungsvariante II.2 aus FNB-Sicht den Annahmen des Szenariorahmens.

Daher liegen den in den folgenden Abschnitten vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen im Wesentlichen die Ergebnisse der Modellierungsvariante II.2 für das Jahr 2024 zugrunde. Vor dem Hintergrund des in Baden-Württemberg in den letzten Jahren beobachteten gestiegenen Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber basiert der Ausbauvorschlag für Baden-Württemberg auf der Fortschreibung der Langfristprognosen der nachgelagerten Netzbetreiber ab 2019.

Die Netzausbaumaßnahmen bis zum Jahr 2024 sind in der folgenden Tabelle 35 aufgelistet.

Tabelle 35: Übersicht der Netzausbaumaßnahmen bis zum Jahr 2024

ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwick-lungsstand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durch-führendes Unter-nehmen	Anteile bei gemein-samer Feder-führung
007-01/ 009-01	VS Quarnstedt (neu)*	Neubau einer Verdichterstation zur Verdichtung in die DEUDAN in Süd-Nord Richtung	H-Gas				(2+1) x 8	131 Mio. €	Beginn mit bauvorbereitenden Maßnahmen	FID	2016	- Anschluss der neuen Kraftwerke in Kiel und Flensburg - Steigerung der Exportleistung in Richtung Dänemark	GUD	---
011-01	Loop Fockbek-Ellund*	Teilweiser Loop zur DEUDAN (von Fockbek bis Ellund)	H-Gas	63,5	900	84		177 Mio. €	Planfeststellungs-beschluß erhalten	FID	2016	- Anschluss der neuen Kraftwerke in Kiel und Flensburg - Steigerung der Exportleistung in Richtung Dänemark	GUD	---
024-04a	Ltg. Schwandorf - Forchheim	Loop Schwandorf - Forchheim	H-Gas	62,0	1000	100		126 Mio. €	Vorbereitung ROV	non-FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
024-04b	GDRM Anlage Schwandorf*	Erweiterung GDRM Anlage Schwandorf	H-Gas					7 Mio. €	Vorbereitung Basic Engineering	non-FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
024-04c	GDRM Anlage Arresting*	Erweiterung GDRM Anlage Arresting	H-Gas					5 Mio. €	Vorbereitung Basic Engineering	non-FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---
026-06	VDS Rothenstadt*	Neubau VDS Rothenstadt	H-Gas				(2+1) x 15	119 Mio. €	Planungsmemorandum erstellt, Machbarkeitsstudie in Bearbeitung	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 % / 44,96 %
028-04	Ltg. Forchheim Finsing	Loop Forchheim - Finsing	H-Gas	79,0	1000	100		180 Mio. €	Vorbereitung ROV	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach	OGE	---

ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwick-lungsstand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durch-führendes Unter-nehmen	Anteile bei gemein-samer Feder-führung
030-02	MONACO 1**	Errichtung MONACO-Leitung Bauabschnitt 1 von Burghausen nach Finsing (inkl. GDRM-Anlagen)	H-Gas	86,5	1200	100		197 Mio. €	Planfeststellungs-verfahren eingeleitet	non-FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen OGE und bayernets, Speicher 7Fields, Haidach, Kraftwerk Burghausen, Erhöhung der Exit-Kapazitäten für nachgelagerte Netzbetreiber; PCI-Status zur Erhöhung des grenzüberschreitenden Gasaustausches zwischen Deutschland und Österreich (PCI-Projekt Nr. 5.18 im Anhang der EU-Verordnung Nr. 347/2013 vom 10.01.2014)	bayernets	---
036-04	VDS Amerdingen	Neubau VDS Amerdingen	H-Gas				(2+1) x 11	107 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2019	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen OGE und bayernets, terranets bw, Speicher 7Fields, Haidach, Erhöhung der Exit-Kapazitäten für nachgelagerte Netzbetreiber	bayernets/ OGE	55% / 45%
038-01	VDS Werne*	Reversierung Süd-Nord	H-Gas					26 Mio. €	Basic Engineering	non-FID	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazitäten mit TG, Erhöhung der Überspeisekapazität Ellund, Speicher 7Fields, Haidach, L-H-Umstellgebiete	OGE	---
040-05	VDS Werne**	Neubau VDS Werne	H-Gas				(1 x 25) + (2 x 12)	147 Mio. €	Basic Engineering	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach/ 7Fields, Etzel, LH Umstellgebiete	OGE	---
045-04	Ltg. Epe - Legden*	Loop Epe - Legden	H-Gas	15,0	1100	100		41 Mio. €	Vorbereitung ROV	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach/ 7Fields, Etzel, LH Umstellgebiete	OGE	---

ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwick-lungsstand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durch-führendes Unter-nehmen	Anteile bei gemein-samer Feder-führung
049-04	VDS Herbstein**	Neubau VDS Herbstein	H-Gas				(2+1) x 11	120 Mio. €	Vorbereitung Start Basic Engineering	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG, Speicher Haidach/ 7Fields, Etzel, LH Umstellgebiete, Erhöhung der Überspeisekapazität Ellund	OGE	---
051-03a	Reversierung TENP**	Reversierung (Süd-Nord) der VDS Hügelheim, Mittelbrunn und Stolberg inkl. Deodorierungsanlage	H-Gas					36 Mio. €	Projektidee	non-FID	2018	Erwartetes Gasüberangebot in Italien, Erhöhung der Überspeisekapazität Fluxys TENP mit GASCADE, Bereitstellung von bFZK-Kapazitäten dem NCG Marktgebiet	Fluxys TENP	---
051-03b	Reversierung TENP**	Neubau VDS Stolberg inkl. Verbindung zu WEDAL (GDRM)	H-Gas				(2+1) x 5	74 Mio. €	Projektidee	non-FID	2018	Erwartetes Gasüberangebot in Italien, Erhöhung der Überspeisekapazität Fluxys TENP mit GASCADE, BZK Wallbach - Eynatten	Fluxys TENP	---
062-01	M+R Landshut**	Errichtung GDRM-Anlage Landshut	H-Gas					4 Mio. €	Projektstart eingeleitet	FID	12/2015	Erhöhung Exit-Kapazität zu nachgelagerten Netzbetreibern	bayernets	---
067-02	Ltg. Voigtslach - Paffrath*	Loop Ltg. Voigtslach - Paffrath (NETG)	L-Gas	23,2	900	70		48 Mio. €	Abschluss PFV	non-FID	12/2023	L-H-Umstellgebiete	OGE/ TG	50% / 50%
069-01a	Nordschwarzwald-leitung**	Leitungsneubauvorhaben	H-Gas	71	600	80		71 Mio. €	Beginn mit bauvorbereitenden Maßnahmen	FID	12/2015	erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg, zusätzliche frei zuordenbare Transportkapazitäten	terranets bw	---
069-01b	M+R Au am Rhein**	M+R Au am Rhein	H-Gas					3 Mio. €	Basic Engineering	FID	12/2014	erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg, zusätzliche frei zuordenbare Transportkapazitäten	terranets bw	---
069-01c	M+R Ettlingen**	M+R Ettlingen	H-Gas					3 Mio. €	Basic Engineering	FID	12/2014	erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg, zusätzliche frei zuordenbare Transportkapazitäten	terranets bw	---

ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwick-lungsstand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durch-führendes Unter-nehmen	Anteile bei gemein-samer Feder-führung
069-01d	M+R Leonberg**	M+R Leonberg	H-Gas					3 Mio. €	Vorbereitung Basic Engineering	FID	12/2015	erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg, zusätzliche frei zuordenbare Transportkapazitäten	terranets bw	---
072-03	VDS Ochtrup inkl. Anbindung und GDRM-Anlagen*	Erhöhung der Transportkapazität	H-Gas	3	600	84	(1+1) x 12	83 Mio.€	Vorplanung, Projektstart eingeleitet	non FID	06/2017	Bereitstellung zusätzlicher Einspeisekapazität (TaK) für Speicher in Epe; Reduzierung von Restriktionen bestehender lastabhängig fest frei zuordenbarer Einspeisekapazitäten (laFZK) der TG; Schaffung zusätzlicher Exit-Kapazitäten im östlichen Ruhrgebiet	TG	---
083-05	Netzkopplung Drohne inkl. GDRM-Anlagen, Erweiterung VDS Rehden[2]	Neubau Leitung Rehden-Drohne, Erweiterung VDS Rehden	H-Gas	26,0	600	90	(1) x 13	81 Mio. €	ROV abgeschlossen	non-FID	12/2017	L-H-Gas-Umstellung (Umstellbereiche 3-5, 7-13, 16-18, 20-27, siehe Anlage 5 zum NEP-Dokument) und erhöhte Übergaben innerhalb NCG.	Gascade	---
101-01	Konvertierung Rehden**	Errichtung GDRM- & Nebenanlagen zur Konvertierung von H- zu L-Gas	L-Gas					13 Mio. €	Projektidee	non-FID	01.02.2016	- Umstellung unterbrechbarer Transportleistung auf feste Kapazitäten - Spitzenlastdeckung - Kompensation rückläufiger dt. L-Gas Produktion zu Spitzenlastzeiten - Absicherung von TaK Speicher Kapazitäten	Nowega	---
110-04	Erweiterung NEL	Neubau VDS Hamburg, Erweiterung GDRM Anlandestation	H-Gas				(1+1) x 30	155 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2024	Importbedarf aufgrund Quellenverteilung	Fluxys D, GOAL, NGT	---
111-01	Anbindung Ahlten 3*	Neubau einer Verbindungsleitung zwischen der Avacon HDN Station Ahlten 3 und dem Nowega Fernleitungsnetz.	L-Gas	0,4	500	64		1 Mio. €	Erstellung Planungs-unterlagen	non-FID	01.10.2015	Bereitstellung von FZK Kapazitäten am Punkt Ahlten 3 aus dem Marktgebiet Gaspool zur Versorgung der HDN.	Nowega	---

ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwick-lungsstand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durch-führendes Unter-nehmen	Anteile bei gemein-samer Feder-führung
112-01	Querspange Raum Pforzheim - Raum Bietigheim	Ringschluss Kraichgauleitung	H-Gas	26	400	80		33 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2024	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Stuttgart	terranets bw	---
113-01	Querspange Raum Leonberg - Raum Reutlingen	Anbindung Schwarzwaldleitung	H-Gas	62	500	80		88 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2024	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Reutlingen	terranets bw	---
115-01	VDS Scharenstetten	Ausbau VDS Scharenstetten	H-Gas				12	44 Mio. €	Vorplanung, Projektstart eingeleitet	FID	10/2016	Erhöhung der Transportkapazität in Baden-Württemberg	terranets bw	---
116-01	M+R Raum Pforzheim-Bietigheim	M+R Raum Pforzheim- Bietigheim	H-Gas					6 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2024	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Stuttgart	terranets bw	---
117-01	M+R Raum Leonberg-Reutlingen	M+R Raum Leonberg- Reutlingen	H-Gas					6 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2024	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Reutlingen	terranets bw	---
118-01	M+R Hittisstetten**	Ausbau M+R Hittisstetten	H-Gas					2 Mio. €	Vorplanung, Projektstart eingeleitet	FID	12/2014	Schaffung zusätzlicher Übernahmekapazitäten zwischen bayernets und terranets bw	terranets bw	---
119-01	M+R Achim	Anbindung L-Gas Versorgung und Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen Drucksystemen H-Gas	H-Gas					7 Mio. €	Projektidee	non-FID	2018	- Netzverstärkung - Umstellung von L-Gas Bereichen	GUD	---
121-01	M+R Ganderkesee	Anbindung L-Gas Versorgung und Erhöhung der Überspeisekapazität	H-Gas					7 Mio. €	Projektidee	non-FID	2020	- Netzverstärkung - Umstellung von L-Gas Bereichen	GUD	---
125-01	Projekt Wedel*	Kapazitätsbereitstellung für KW Wedel	H-Gas					3 Mio. €	Konzeptauswahl erfolgt	non-FID	2016	- neuer Anschluss KW Wedel	GUD	---
201-01	M+R Tachenhausen**	M+R Tachenhausen	H-Gas					1 Mio. €	Projektidee	non-FID	10/2015	Erhöhung der Flexibilität der Steuerung von Gasmengen	terranets bw	---

ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwick-lungsstand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durch-führendes Unter-nehmen	Anteile bei gemein-samer Feder-führung
202-01	Leitung Stolberg-Eynatten**	Neubau Leitung Stolberg-Eynatten inkl. GDRM-Anlage	H-Gas	12	700	100		24 Mio. €	Projektidee	non-FID	2018	Erwartetes Gasüberangebot in Italien, Steigerung der Austauschkapazitäten mit dem belgischen Transportnetz	Fluxys TENP	---
203-01	VDS Rheinland	Neubau VDS Rheinland	H-Gas				(1+1) x 25	142 Mio. €	Projektidee	non-FID	2020-2024	L-H-Umstellgebiete	OGE	---
204-01	ZEELINK 1	Neubau Leitung St. Hubert-Eynatten, inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas	112	1000	100		291 Mio. €	Projektidee	non-FID	2020-2024	L-H-Umstellgebiete	OGE/TG	z.Zt. 50% / 50%“
205-01	ZEELINK 2	Neubau Leitung Legden-St. Hubert, inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas	115	1000	100		299 Mio. €	Projektidee	non-FID	2020-2024	L-H-Umstellgebiete	OGE	---
206-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn	Errichtung von GDRM-Anlagen auf der MEGAL vor VDS Mittelbrunn, um den Druck herunterregeln zu können, damit Gasmengen von der TENP auf die MEGAL überspeist werden können.	H-Gas					13,8 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 % / 44,96 %
207-01	GDRM-Anlage Obermichelbach	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Überspeisung von Gasmengen in Obermichelbach von der Leitung Obermichelbach-Amerdingen in die MEGAL	H-Gas					5,5 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 % / 44,96 %
208-01	GDRM-Anlage Rimpar	Erweiterung der GDRM-Anlage VDS Rimpar (MEGAL)	H-Gas					10,0 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 % / 44,96 %
209-01	GDRM-Anlage Gernsheim	Erweiterung der GDRM-Anlage Gernsheim für die Überspeisung von Gasmengen von der MEGAL in Richtung Scheidt	H-Gas					9,4 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach	GRTgazD/ OGE	55,04 % / 44,96 %

* Auf Basis der aktuellen Erkenntnisse der Projektabwicklung werden die im NEP 2013 zugrundegelegten Kosten weiterverwendet
** Auf Basis der aktuellen Erkenntnisse der Projektabwicklung erfolgte eine individuelle Kosteneinschätzung

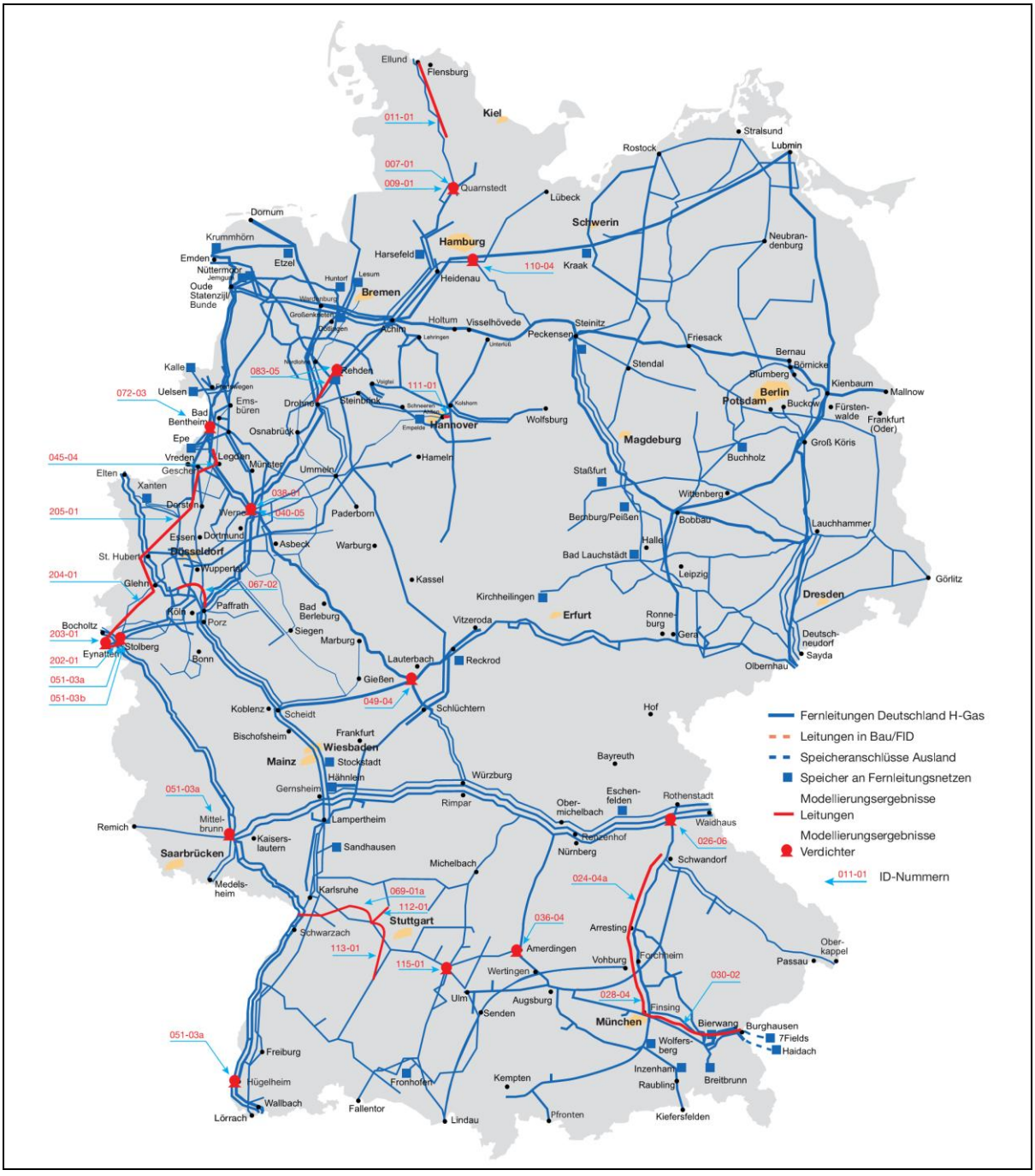
Maßnahmen zur L-H-Gas-Umstellung

ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwick-lungsstand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durch-führendes Unter-nehmen	Anteile bei gemein-samer Feder-führung
220-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Walsrode / Fallingbostel)**	Umstellung von L- auf H-Gas des Bereiches Walsrode / Fallingbostel. Hierfür sind nach aktueller Planung u. a. Einzelmaßnahmen an der Station wie auch an der NETRA, 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. €	Machbarkeitsstudien liegen vor; Konzeptauswahl erfolgt	non-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	---
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 an eine H-Gas Leitung im Raum Rehden sowie Schaffung der technichen Voraussetzungen zur Übernahme des Gases * Nutzbarmachung einer Leitung von Rehden zur Station Voigtei * Anbindung der Leitung Rehden-Voigtei an das GUD Netz *Technische Änderungen an der Station Kolshorn * Verbindung der Lehringen-Kolshorn Leitung mit der Achim-Kolshorn Leitung im Bereich Luttum/Lehringen * Qualitätstrennende Maßnahmen im Bereich Kolshorn bis Sophiental	L-Gas					15 Mio. €	Projektidee. Machbarkeitsstudien liegen vor	non-FID	2017-2020	- Sicherstellung der Versorgungssicherheit im L-Gas Bereich durch Marktraumumstellung - Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen	GUD	---
222-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen / Achim / Delmenhorst)**	Schaffung der technischen Voraussetzungen für die Umstellung des Bereiches Bremen, Achim und Delmenhorst	L-Gas					1 Mio. €	Projektidee	non-FID	2017-2019	- Sicherstellung der Versorgungssicherheit im L-Gas Bereich durch Marktraumumstellung - Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen	GUD	---
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					0,5 Mio. €	Projektidee	non-FID	2021	- Sicherstellung der Versorgungssicherheit im L-Gas Bereich durch Marktraumumstellung - Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen	GUD	---

ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwick-lungsstand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durch-führendes Unter-nehmen	Anteile bei gemein-samer Feder-führung
224-01	GDRM-Anlage Nordlohne und Verbindungsleitung	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Wardenburg-Werne und der Leitung Bremen-Osnabrück sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,3	200	84		3,4 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2018	L-H-Umstellgebiete	OGE	---
225-01	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Rysum-Werne und der Leitung Bentheim-Dorsten sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	150	84		2,2 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2018	L-H-Umstellgebiete	OGE	---
226-01	GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitungen Lauterbach-Scheidt und Frankfurter Leitung sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	1	300	100		5,7 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2018	L-H-Umstellgebiete	OGE	---
227-01	GDRM-Anlage Marburg und Anschlussleitung	Errichtung einer GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Werne-Schlüchtern und der Leitung Großseelheim-Marburg	L-Gas	2	300	16		8,1 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2018	L-H-Umstellgebiete	OGE	---
228-01	GDRM-Anlage Voxtrup 2 und Verbindungsleitung	Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Verbindung der Leitung Wardenburg-Werne und der Leitung Anschluß Osnabrück sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	300	84		3,9 Mio. €	Projektidee	non-FID	01/2021	L-H-Umstellgebiete	OGE	---
229-01	Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2020 - 2024	Anpassungen des Transportsystems der OGE zur Umstellung der in Tabelle Tabelle 26 aufgeführten Netzgebiete im Zeitraum von 2020 bis 2024	L-Gas					125 Mio. €	Projektidee	non-FID	2020-2024	L-H-Umstellgebiete	OGE	---
230-01	Umstellung des Netzgebietes Hüthum auf H-Gas	Anpassungen des Transportsystems zur Umstellung des Netzgebietes Nr. 4 Hüthum von L- auf H-Gas	L-Gas	< 1 km		16/25/70		1 Mio. €	Projektidee	non-FID	2017	Marktraumumstellung Hüthum	TG	---
231-01	Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2020 - 2024	Anpassungen des Transportsystems der TG zur Umstellung der in Tabelle 26 aufgeführten Netzgebiete im Zeitraum von 2020 bis 2024	L-Gas					30 Mio. €	Projektidee	non-FID	2020 bis 2024	L-H-Umstellgebiete	TG	---

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 29: Netzausbauvorschlag der FNB für den NEP 2014



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.2 Entfallene Maßnahmen im Vergleich zum NEP 2013

Im Vergleich zum NEP 2013[5] sind im konkreten Netzausbauvorschlag 2014 folgende Maßnahmen nicht mehr enthalten:

- VDS Stolberg (ID 042-01)
- VDS Stolberg (ID 043-01)
- VDS Mittelbrunn (ID 056-01)
- Anbindung Verlautenheide-Weisweiler (ID 70-01)
- Loop Achim-Luttum (ID 124-01)

Diese Maßnahmen entfallen aus folgenden Gründen:

VDS Stolberg (ID 042-01)

Diese Maßnahme diente im NEP 2012 zur Bereitstellung von festen frei zuordenbaren Auspeisekapazitäten für das Gaskraftwerksprojekt Knapsack-Hürth. Sowohl in der Modellierungsvariante IIc des NEP 2013 als auch in den Modellierungsvarianten des NEP 2014 wurde das Kraftwerksprodukt für das Gaskraftwerk Knapsack-Hürth angesetzt. Die Maßnahme war in keiner dieser Modellierungsvarianten erforderlich.

Darüber hinaus bewirkte diese Maßnahme in der Modellierung des NEP 2012 eine Erhöhung der Überspeisekapazitäten mit terranets bw und Thyssengas. Die Modellierungsvarianten II.1 und II.2 des NEP 2014 haben jedoch gezeigt, dass die Erhöhung der Überspeisekapazitäten mit terranets bw und Thyssengas mit den Maßnahmen VDS Werne (040-05), Leitung Epe – Legden (045-04) und VDS Herbstein (049-04) erreicht wird.

Darüber hinaus hat der NEP 2014 gezeigt, dass die Maßnahme VDS Stolberg (ID 042-01) auch anhand der geändertern Modellierungsvorgaben, wie der angepassten Temperaturgrenzen, der vollständigen Berücksichtigung neuer und einiger Bestandsspeicher mit TaK und dem Wegfall der Lastflusszusagen nicht Ergebnis der Modellierung geworden ist.

Maßnahmen zur TENP-Reversierung am Verdichterstandort Stolberg werden vollständig durch die Maßnahmen Reversierung TENP (ID 051-03b) des NEP 2014 abgedeckt.

VDS Stolberg (ID 043-01)

Diese Maßnahme bewirkte in der Modellierung des NEP 2012 eine Erhöhung der Überspeisekapazitäten mit terranets bw und Thyssengas. Die Modellierungsvarianten II.1 und II.2 des NEP 2014 haben jedoch gezeigt, dass die Erhöhung der Überspeise-

[5] „NEP 2013“ bezieht sich hier auf das Änderungsverlangen zum FNB-Entwurf des NEP Gas 2013 der BNetzA vom 18.12.2013 [BNetzA 2013b].

kapazitäten mit terranets bw und Thyssengas mit den Maßnahmen VDS Werne (040-05), Leitung Epe – Legden (045-04) und VDS Herbstein (049-04) erreicht wird.

Die neuen Erkenntnisse aus der Marktbefragung haben gezeigt, dass für das Reverseflow-Projekt der Fluxys TENP eine deutlich geringere darzustellende Einspeisekapazität (teilweise mit Zuordnungsauflagen) in Höhe von 14,9 GWh/h (Vergleich NEP 2012: 27,2 GWh/h als BZK) in Wallbach zugrunde zu legen ist. Maßnahmen zur TENP-Reversierung am Verdichterstandort Stolberg werden vollständig durch die Maßnahmen Reversierung TENP (ID 051-03b) des NEP 2014 abgedeckt.

Darüber hinaus hat der NEP 2014 gezeigt, dass die Maßnahme VDS Stolberg (ID 043-01) auch anhand der geändertern Modellierungsvorgaben, wie der angepassten Temperaturgrenzen, der vollständigen Berücksichtigung neuer und einiger Bestandsspeicher mit TaK und dem Wegfall der Lastflusszusagen nicht Ergebnis der Modellierung geworden ist.

VDS Mittelbrunn (ID 056-01)

Diese Maßnahme bewirkte in der Modellierung des NEP 2012 eine Erhöhung der Überspeisekapazitäten mit terranets bw und Thyssengas. Die Modellierungsvarianten II.1 und II.2 des NEP 2014 haben jedoch gezeigt, dass die Erhöhung der Überspeisekapazitäten mit terranets bw und Thyssengas mit den Maßnahmen VDS Werne (040-05), Leitung Epe – Legden (045-04) und VDS Herbstein (049-04) erreicht wird.

Die neuen Erkenntnisse aus der Marktbefragung haben gezeigt, dass für das Reverseflow-Projekt der Fluxys TENP eine deutlich geringere darzustellende Einspeisekapazität (teilweise mit Zuordnungsauflagen) in Höhe von 14,9 GWh/h (Vergleich NEP 2012: 27,2 GWh/h als BZK) in Wallbach zugrunde zu legen ist. Die Modellierung des NEP 2014 hat ergeben, dass unter diesen Annahmen keine zusätzliche Verdichterleistung in Mittelbrunn notwendig ist.

Darüber hinaus hat der NEP 2014 gezeigt, dass die Maßnahme VDS Mittelbrunn (ID 056-01) auch anhand der geändertern Modellierungsvorgaben, wie der angepassten Temperaturgrenzen, der vollständigen Berücksichtigung neuer und einiger Bestandsspeicher mit TaK und dem Wegfall der Lastflusszusagen nicht Ergebnis der Modellierung geworden ist.

Anbindung Verlautenheide-Weisweiler (ID 70-01)

Das Projekt diente im NEP 2013 zur Verstärkung der Netzkopplung zwischen OGE und Thyssengas zur Bereitstellung ausreichender Ausspeisekapazitäten für das Kraftwerk Weisweiler. Das Kraftwerk Weisweiler ist gemäß Kraftwerksliste nicht mehr im Szenario II des NEP 2014 zu berücksichtigen, so dass die Maßnahme entfallen kann.

Loop Achim-Luttum (ID 124-01)

Die Maßnahme „Loop Achim-Luttum“ (ID: 124-01) wurde in der Planung zum NEP 2014 nicht mehr als notwendige Maßnahme identifiziert. Im Vergleich zum NEP 2013 sind zwei Kraftwerke (Landesbergen und Braunschweig) im L-Gas-Netz der GUD entfallen. Auf Grund der reduzierten Anforderung kann die geplante Umstellung des Bereichs „Luttum

bis Wolfsburg“ (Bereiche (2), (6) und (15)) wesentlich effizienter durch eine H-Gas Bereitstellung aus Richtung Voigtei erfolgen (siehe Steckbrief für diesen Umstellungsbereich).

Nicht bestätigungsfähige Maßnahmen aus dem NEP 2013[5]

- „Verbindung der L- und H-Gas Netze der OGE“ (ID 107-01)
- „Maßnahmen in der Region Düsseldorf/Neuss“ (ID 108-01)
- „Erarbeitung eines Konzeptes zur Umstellung von Netzbereichen von einer Versorgung mit L-Gas auf H-Gas“ (ID 013-02)

Die oben genannten Maßnahmen wurden durch konkretere Maßnahmen mit neuen ID-Nummern ersetzt (ab ID-Nummer 220 in Anlage 4).

7.3 Weitere Netzausbaumaßnahmen abweichend vom Szenariorahmen

Erhöhung der Export-Kapazitäten in Richtung Niederlande

Vor dem Hintergrund der aktuellen Entscheidung der niederländischen Regierung [NL 2014] prüft GUD kurzfristig (auch auf der Basis der Nutzung von operativen Spielräumen) zusätzliche Leistung am Export Punkt Oude Statenzijl (H) bereit zu stellen. Abweichend von dem im Szenariorahmen veröffentlichten Kapazitäten schlägt GUD daher die stufenweise Erweiterung der Export- (und Import-) Kapazitäten in Oude Statenzijl (H) in (und aus) Richtung der Niederlanden vor und startet dazu die konkreten Planungen für erste Kapazitätsbereitstellungen.

Durch die Verstärkung der Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl (H) der GUD würde aus Sicht von GUD damit die diversifizierte H-Gas-Bereitstellung sichergestellt. Im Wesentlichen würde damit die Diversifikation durch zwei Maßnahmen erreicht. Einerseits lassen sich zusätzliche Kapazitäten in Greifswald mit verhältnismäßig geringen Investitionen in die relevanten Marktgebiete transportieren. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit zur Steigerung der Importleistung aus den NL und führt damit zu einer weiteren Erhöhung der Liquidität zwischen den Handelspunkten und ermöglicht damit z. B. den Zugang zu zusätzlichen Leistungen aus LNG in den NL.

Dementsprechend plant GUD abweichend vom Szenariorahmen und der Modellierung zum NEP 2014 die folgenden Maßnahmen:

1. In einem ersten Schritt wird mit einer ca. 10km langen Loop-Leitung (Folmhusen bis Grotegaste/Ems Ost) und einem Upgrade der Verdichterstation Bunder-Tief das bestehende System um ca. 300.000 m³/h erweitert.

2. In einem zweiten Schritt nach 2024 wird eine kurze Loop-Leitung ergänzt sowie ein weiterer Upgrade einer existierenden Verdichterstation durchgeführt. Mit diesem Ausbau kann die H-Gas Exportleistung auf etwa 700.000 m³/h erhöht werden.

Die Leistungen des H-Gas Exportabschnittes in Richtung Oude Statenzijl kann durch folgende Schritte weiter entwickelt werden:

- Die Verdichterleistung der L-Gas Verdichter in Folmhusen kann nach Reduktion der L-Gas Importleistungen später im H-Gas System genutzt werden. Die Leistung kann dadurch nochmals auf rund 1.000.000 m³/h gesteigert werden.
- Das 70 bar L-Gas Leitungssystem (Oude Statenzijl – Folmhusen – Ganderkesee – Achim) kann sukzessive in das H-Gas System integriert werden und somit die Transportkapazitäten in Ost-West und West-Ost Richtung weiter erhöhen.

Tabelle 36: Übersicht der von GUD vorgeschlagenen zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen bis zum Jahr 2024

ID-Nr.	Netzausbau-maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	H-Gas/ L-Gas	Leitung Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwick-lungsstand	FID/ non-FID	Planerische Inbetrieb-nahme[1]	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung[3]	Durch-führendes Unter-nehmen	Anteile bei gemein-samer Feder-führung
211-01	Loop Folmhusen - Grotegaste (Ems Ost)	Bau einer Loopleitung von Folmhusen bis zurm Ems-Düker in Grotegaste (Ems Ost)	H-Gas	10,2	1000	84		22 Mio. €	Projektidee (Machbarkeits-studien sowie Wegerechte liegen vor)	non-FID	2018	Erhöhung der Exportleistung in Richtung Niederlande; Option auch zur Erweiterung der Importleistung	GUD	---
212-01	VS Bunder Tief (neu)	Erweiterung der Verdichterstation am Standort Bunder Tief	H-Gas				(1+1) x 5	79 Mio. €	Projektidee	non-FID	2018	Erhöhung der Exportleistung in Richtung Niederlande; Option auch zur Erweiterung der Importleistung	GUD	---

Fußnoten

1 Der Zeitpunkt der Inbetriebnahme kann sich erheblich verschieben durch Verzögerungen im Genehmigungsverfahren und Probleme in der Realisierung. Bei Maßnahmen in einer frühen Projektphase (z. B. in der Phase „Projektidee“) basiert die „Planerische Inbetriebnahme“ auf einer üblichen Realisierungszeit einer Leitung bzw. einer Verdichterstation. Eventuelle maßnahmenspezifische Details wurden nicht berücksichtigt.

2 Für die Durchführung der Maßnahme wurde(n) die (der) genannte(n) Fernleitungsnetzbetreiber durch das Änderungsverlangen der BNetzA zum NEP 2012 vom 10.12.2012 gemäß EnWG § 15a Abs. 3 S.6 bestimmt.

3 Auswirkungen stellen lediglich eine grobe Indikation dar.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

8 Power-to-Gas

Das Verfahren „Power-to-Gas“ (Gas aus Strom) bietet eine Möglichkeit, Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff oder, in einem weiteren Verfahrensschritt, in synthetisches Methan umzuwandeln und in der Erdgasinfrastruktur zu transportieren und zu speichern. Das Verfahren bildet aus Sicht der FNB und vieler Marktteilnehmer eine vielversprechende und verfügbare Option, insbesondere für die dringend erforderliche Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem und somit für das Gelingen der Energiewende.

Da die Erdgasinfrastruktur durch Power-to-Gas das Potenzial hat, große Mengen an Energie zu speichern, wird für die kommenden Jahre angestrebt, das Power-to-Gas-Szenario mit dem Schwerpunkt einer Einspeisung von synthetischem Methan zu aktualisieren, das sich auch in größeren Mengen problemlos in das Erdgasnetz einspeisen lässt. Aus diesem Grund haben die FNB den auch in der Konsultation des NEP 2013 geäußerten Vorschlag zur Entwicklung eines Power-to-Gas-Potenzialatlas‘ mit großem Interesse aufgenommen.

Diese Herangehensweise erscheint den FNB weiterhin am effektivsten, da einerseits eine Reihe von Fragen, die bei der methodischen Konzeptionierung eines solchen Atlas‘ zu berücksichtigen sind, nicht kurzfristig im Rahmen des NEP-Prozesses geklärt werden können. Dazu gehören beispielsweise die Höhe regionaler Überschüsse an erneuerbar erzeugtem Strom und biogene/industrielle CO_2-Potentiale, sowie Wechselwirkungen zu bestehenden Infrastrukturen und technischen Anlagenparametern. Andererseits ist auch absehbar, dass Power-to-Gas-Anlagen zum Teil in Gasverteilernetzen eine Rolle spielen werden und eine Einbeziehung der nachgelagerten Netzbetreiber notwendig ist.

Unter Berücksichtigung der kurzen Bearbeitungszeit zwischen dem Abschluss des Szenariorahmens und den Arbeiten zum NEP 2014 wurden diese offenen Fragen im Rahmen von Fachdialogen unter Einbindung und Beteiligung der FNB mit beteiligten Marktteilnehmern angesprochen. Dieser Dialogprozess ist jedoch noch nicht abgeschlossen. Darüber hinaus sollte aus Sicht der FNB die Entwicklung eines Potenzialatlas‘ zur Bemessung eines technisch-wirtschaftlichen Potenzials weiter verfolgt werden. Neben den methodisch, technischen Fragestellungen sind auch die gegenwärtigen politischen Diskussionen im Umfeld des Erneuerbare-Energien-Gesetz und der damit verbundenen Auswirkungen auf die Ausgestaltung der Energiewende zu berücksichtigen.

Wie, wo und in welchen Umfang die Chancen der Speicherung von elektrischer Energie in chemisch gebundener Energie genutzt werden können, darf aus Sicht der FNB nicht ausschließlich anhand der Erfahrungen einzelner kleinerer Pilotprojekte bzw. auf Basis von willkürlich festgelegten Planzahlen bemessen werden, vielmehr plädieren die FNB weiterhin für eine Einrichtung eines interdisziplinären Netzwerks mit dem Ziel einer volkswirtschaftlichen, energiesystemanalytischen und ganzheitlichen Bewertung der aufgetretenen Fragestellungen zum Themenkreis Power-to-Gas. Eine belastbare und relevante Quantifizierung kann daher zu diesem Zeitpunkt noch nicht erfolgen.

Aufgrund der Vielschichtigkeit der Fragestellungen, die im Rahmen des Netzentwicklungsplans zu berücksichtigen sind, kann eine Weiterverfolgung dieses Ansatzes jedoch nur außerhalb des Netzentwicklungsplans Gas erfolgen. Die FNB werden sich für einen fachgerechten und zielorientierten Dialog einsetzen und an der Ausgestaltung mitwirken.

9 Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV zum 01.04.2014

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben nach § 17 GasNZV jährlich zum 01.04. den langfristigen Kapazitätsbedarf in einem netzbetreiberübergreifenden, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren marktgebietsweit zu ermitteln. Dies erfolgt zum 01.04.2014 wie nachfolgend beschrieben.

9.1 Erwartungen der Fernleitungsnetzbetreiber über die Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage

Die Erwartungen der Fernleitungsnetzbetreiber über die Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage sind in Kapitel 2 dieses Dokuments dargestellt.

9.2 Erkenntnisse aus durchgeführten Marktabfragen zum langfristig verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf

Seit der letzten Vorlage des ermittelten langfristigen Kapazitätsbedarfs zum 01.04.2013 hat ein deutscher Fernleitungsnetzbetreiber eine separate Marktabfrage durchgeführt.

Durch Übernahme des SÜDAL-Systems und Integration in das Marktgebiet NCG konnten die zeitlichen Beschränkungen der vermarkteten festen Entry Kapazitäten entfallen. Auf Anforderung der Bundesnetzagentur wurde zur Verteilung der festen Entry-Kapazitäten in Höhe von 1.224,3 MWh/h auf die Grenzübergangspunkte Überackern, Überackern 2 oder auf den Speicheranschlusspunkt USP Haidach eine Marktumfrage durchgeführt.

Die Auswertung der Marktumfrage ergab folgende Aufteilung:

- Überackern: 816,2 MWh/h
- Überackern 2: 0 MWh/h
- USP Haidach: 408,1 MWh/h

Damit wurden ab 1.10.2013 feste Entry-Kapazitäten vom Grenzübergangspunkt auf den Speicheranschlusspunkt USP Haidach verlagert.

Darüber hinaus plant Fluxys TENP, eine erneute Marktbefragung voraussichtlich bis Ende Sommer 2014 durchzuführen.

9.3 Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Absatz 2 Satz 1 GasNZV

Die vorliegenden Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Absatz 2 Satz 1 sind in Kapitel 6 dargestellt.

9.4 Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz

Die vorliegenden Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz sind in Kapitel 6 dargestellt.

9.5 Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens nach § 13 Absatz 1 GasNZV

Die Versteigerung fester Ein- und Ausspeisekapazitäten an deutschen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten gemäß § 13 Abs. 1 GasNZV erfolgt über die Primärkapazitätsplattform „PRISMA primary“ (PRISMA). Das mit der BNetzA abgestimmte Konzept der Fernleitungsnetzbetreiber „Primärkapazitätsplattform 6.0“ vom 15.11.2012 sieht unter Berücksichtigung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 („Netzkodex Kapazitätszuweisung“ die folgende Produktstrukturierung vor:

- Standardprodukt Jahr: jährliche Auktionen der Produkte Y1-Y15
- Standardprodukt Quartal: jährliche Auktionen der Produkte Q1-Q4
- Standardprodukt Monat: monatliche Auktion des Produktes M
- Standardprodukt Tag: tägliche Auktion des Produktes D

Für die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV wurden in einem ersten Schritt die Auktionen von Jahreskapazitäten herangezogen. Sollten diese Auktionen für die Gaswirtschaftsjahre Y1 bis Y15 keine Engpasssignale in Form von Auktionsaufschlägen ergeben, so ist kein langfristiger zusätzlicher Kapazitätsbedarf erkennbar. In diesem Fall können Engpässe in Auktionen kurzfristigerer Kapazitäten auftreten. Diese können jedoch allenfalls bei deren Auftreten über einen längeren Zeitraum von mehreren Jahren als Ausbausignale nach § 17 Ziff. 5 GasNZV gedeutet werden. Treten in den Auktionen von Jahreskapazitäten dagegen Auktionsaufschläge auf, so ist dies allein ebenfalls noch kein eindeutiger Hinweis auf einen langfristigen zusätzlichen Kapazitätsbedarf, da nach § 14 GasNZV erhebliche Anteile von 20 % bzw. 35 % der verfügbaren technischen Kapazitäten für kurzfristigere Buchungszeiträume zu reservieren sind. Erst beim Zusammentreffen mit entsprechenden Engpasssignalen in den folgenden Quartals- und Monatsauktionen könnte dies ein Ausbausignal darstellen.

Die Ergebnisse der auf PRISMA durch die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber angebotenen Jahreskapazitäten im Jahr 2013 lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Insgesamt wurden in 204 Auktionen an 18 verschiedenen Netzpunkten Jahresprodukte angeboten. In 48 Auktionen wurden Kapazitäten gebucht. Von den insgesamt angebotenen 440 GWh/h vermarkteten zwei Fernleitungsnetzbetreiber 166 GWh/h.

- Bei keiner Auktion überstieg die Nachfrage das zu vermarktende Angebot der FNB, d. h. die Kapazitäten wurden zum regulierten Entgelt ohne Auktionsaufschlag vergeben.

9.6 Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs nach § 25 Satz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes

Treten in Auktionen von Primärkapazitäten Auktionsaufschläge auf, stellen diese entsprechend den Vorgaben der BNetzA Netzzugangsverweigerungen dar. Die Auswertung dieser Auktionsergebnisse sowie die hieraus ableitbaren Erkenntnisse zum langfristigen Kapazitätsbedarf sind in Kapitel 9.5 dargestellt worden.

Im Kalenderjahr 2013 wurden für buchbare Kapazitäten an weiteren maßgeblichen Punkten Netzzugangsverweigerungen in Höhe von insgesamt 0,6 GW ausgesprochen. Die FNB gehen davon aus, dass hiermit eventuell verbundener langfristiger Kapazitätsbedarf im Rahmen der in diesem NEP dargestellten Ausbaumaßnahmen abgedeckt werden kann.

Die 2013 verbindlich angefragten internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber sind in voller Höhe in die modellierten Varianten eingegangen. Auch der Teil der internen Bestellungen, der in 2013 nicht fest bestätigt werden konnte, und damit eine Netzzugangsverweigerung darstellte, ist in den in Kapitel 7.1 aufgeführten Netzausbaumaßnahmen berücksichtigt.

Nicht im angefragten Umfang bedienbare Kapazitätsanfragen im Zusammenhang mit § 38 GasNZV sind in Kapitel 9.10 berücksichtigt.

9.7 Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern

Die Ergebnisse der Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern sind in Kapitel 6 dargestellt.

9.8 Erkenntnisse über Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten nach § 21 GasNZV ergibt

Die FNB haben entsprechend § 21 GasNZV im Jahr 2012 eine Kosten-Nutzen-Analyse unter anderem zur Zusammenlegung der Marktgebiete von GASPOOL und NCG durchführt (Marktgebietsbericht). Am 01.10.2012 wurden die Ergebnisse an die BNetzA übermittelt. Hiernach würde eine Zusammenlegung der Marktgebiete von GASPOOL und NCG einen Investitionsbedarf in Höhe von rund 3 Mrd. € erfordern. Die dadurch bedingte Steigerung der Erlösobergrenzen der Fernleitungsnetzbetreiber übersteigt den ermittelten gesamtwirtschaftlichen Nutzen deutlich.

Die BNetzA hat diesen Marktgebietsbericht konsultiert und in ihrer „Mitteilung der Beschlusskammer 7 zum Marktgebietsbericht der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 21 GasNZV“ [BNetzA 2013c] vom 19.03.2013 festgestellt, dass die Kosten der Marktgebietszusammenlegung deutlich oberhalb des Nutzens liegen.

Unter Ziff. 3. der o.g. Mitteilung teilt die BNetzA mit, dass sie die Vorgaben des § 21 Abs. 1 GasNZV als erfüllt ansieht.

9.9 Erkenntnisse aus den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen nach der europäischen Netzzugangsverordnung

Die den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Erkenntnisse aus den europäischen gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen nach Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sind in Kapitel 2 und hinsichtlich der Entwicklung der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten in Kapitel 3.2.4 dieses Dokuments dargestellt.

9.10 Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV sowie Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV

Die vorliegenden sowie abgelehnten Kapazitätsreservierungen nach § 38 sowie Anschlussbegehren nach § 39 sind für den Zeitraum bis 31.08.2013 für Gaskraftwerke in der Bestätigung des Szenariorahmens aufgeführt und für Speicher in der von der BNetzA auf ihrer Webseite veröffentlichten Speicherliste dargestellt.

Im Zeitraum vom 01.09.2013 bis zum 01.03.2014 haben die FNB drei Kapazitäts-reservierungen nach § 38 GasNZV erhalten (KW Herne, KW Schweinfurt, KW Leipheim I). Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV wurden in diesem Zeitraum nicht gestellt.

Übersicht der Anlagen

Die folgenden Anhänge werden auf der Internetseite zum Netzentwicklungsplan Gas unter http://www.fnb-gas.de als Download zur Verfügung gestellt:

- Anlage 1: Inputliste (GÜP, Speicher, Produktion, MÜP, Kraftwerke, nachgelagerte Netzbetreiber, Industrie)
- Anlage 2: Unterbrechungsliste
- Anlage 3: Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche
- Anlage 4: Maßnahmenlisten und Netzausbauvorschlag
- Anlage 5: Maßnahmenübersicht
- Anlage 6: Projekt-Steckbriefe

Übersicht über PCI-Projekte deutscher Netzbetreiber

Die Europäische Kommission hat am 14. Oktober 2013 eine Liste mit 248 Energieinfrastrukturprojekten aus zwölf regionalen Gruppen veröffentlicht, denen wegen ihres substanziellen Nutzens für mindestens zwei Mitgliedstaaten und ihres Beitrags zur Marktintegration, zum Wettbewerb und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit sowie zur Reduzierung der CO_2-Emissionen der Status "Projekt von gemeinsamem Interesse" (Project of Common Interest – PCI) zuerkannt wurde [EC 2013].

Die von deutschen Netzbetreibern getragenen PCI-Projekte[6] in dieser Liste sind:

- DE 5.10: Reversierung der Leitung zwischen den GÜP Walbach und Bocholtz (ID-Nr. 051-03a; 051-03b)
- DE 5.12: Verbindungsleitung zwischen der TENP und dem GÜP Eynatten (ID-Nr. 202-01)
- DE 5.18: Verstärkung der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten nach Österreich durch die Leitung Haiming/Burghausen-Finsing (Monaco I) (ID-Nr. 030-02)
- DE 8.4: Ausbau der deutsch-dänischen Grenzübergangskapazität (ID-Nr. 007-01/009-01 und 011-01)

Diese oben genannten PCI-Projekte sind Bestandteil des Netzausbauvorschlags der FNB und in der Maßnahmenliste zu diesem NEP ausgewiesen.

Die in Maßnahme 030-02 enthaltene Leitung Burghausen-Finsing wird – abweichend von der im NEP 2012 und 2013 angezeigten Dimensionierung von DN 1000 – aufgrund der im ENTSOG TYNDP ermittelten Bedarfsentwicklung mit einem Durchmesser von DN 1200 geplant.

[6] In Klammern jeweils die ID-Nr. der entsprechenden Maßnahme in Anlage 4 des NEP 2014

Auswertung der Stellungnahmen

Kap.	Stellungnahmen-Häufigkeit / Inhalt	selten (bis 4)	häufig (5-15)	sehr häufig (>15)
	Übergeordnete Themen			
	NEP-Rhythmus und -Fristen		x	
	Mitwirkung am NEP-Prozess	x		
	Sonstiges	(x)		
2.	**Szenariorahmen**			
	Trennungsmodell übergreifend		x	
	DZK			x
	TaK			x
	Sonstiges	(x)		
3.	**Modellierung der Fernleitungsnetze**			
	Kapazitätsbedarf nachgelagerter Netzbetreiber			x
	Sonstiges	(x)		
4.	**Das heutige Fernleitungsnetz**	x		
5.	**Versorgungssicherheitsszenario "L-Gas-Leistungsbilanz 2030"**			
	Umstellungsbereiche und -zeitpläne		x	
	Speicher		x	
	Prozess der Marktraumumstellung		x	
	Sonstiges	(x)		
6.	**Ergebnisse der Modellierung**	-	-	-
7.	**Netzausbaumaßnahmen**			
	Modellierungsvarianten		x	
	Sonstiges	(x)		
8.	**Power-to-Gas**	x		
	Anhang/ Anlagen			
	Anlage 1 - Inputliste		x	
	Anlage 3 - Umstellungsliste	x		
	Anlage 6 - Projektsteckbriefe	x		

Hinweis: Unter "Sonstiges" gesammelte Punkte lassen sich nicht weiter aggregieren, so dass hier zwangsläufig eine geringe Häufigkeit resultiert ["(x)"].
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Glossar

Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	*bayern**ets*** GmbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GOAL	Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH
GRT	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
jordgas	jordgasTransport GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NGT	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
ONTRAS	ONTRAS Gastransport GmbH
OPAL	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
terranets	terranets bw GmbH
TG	Thyssengas GmbH

Sonstige Abkürzungen

bar	Druck bezogen auf Normalnull
bFZK	bedingt feste frei zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn beschäftigungs-/ gasflussabhängige Bedingungen erfüllt sind.
Bh	Benutzungsstunden
BImSchV	Bundesimmissionsschutz-Verordnung
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BZK	beschränkt zuordenbare Kapazität: Kapazität kann nur mit Zuordnungsauflage genutzt werden. Kein VHP-Zugang.
DEUDAN	Deutsch-Dänische Erdgastransport-Gesellschaft mbH
DN	Normdurchmesser
DP	Design Pressure (Auslegungsdruck)

DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität. Kapazität ist fest, wenn sie ohne Nutzung des VHP zu bilanziell ausgeglichenem Transport zwischen Ein- und Ausspeisekapazitäten mit Nominierungspflicht genutzt werden.
Entry	Einspeisung
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators Gas
ENTSOG TYNDP	ENTSOG Ten-Year Network Development Plan
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Exit	Ausspeisung
ETL 25/ 64	Erdgastransportleitung (25/ 64)
FID	Final Investment Decision
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazitäten, ermöglichen es, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads zu nutzen
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/ Gasnetzzugangsverordnung
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GDRM	Gas-Druckregel- und Messanlage
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GÜP	Grenzübergangspunkt
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (*high calorific value*)
Lastflusszusage	Vertragliche Vereinbarungen mit Dritten, die bestimmte Lastflüsse zusichern sowie geeignet und erforderlich sind, die Ausweisbarkeit frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erhöhen
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
Loop	Parallel zu einer vorhandenen Leitung verlegte Leitung
m^3	Kubikmeter. Sofern nicht anders spezifiziert, ist hierunter ein Volumen im Normzustand zu verstehen.
M+R	Gas-Druckregel- und Messanlage
MEGAL	Mittel-Europäische Gasleitung(sgesellschaft)
MIDAL	Mitteldeutsche Anbindungsleitung
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan Gas
NETG	Nordrheinische Erdgastransportgesellschaft

NETRA	Norddeutsche Erdgas-Transversale
nNB	nachgelagerte(r) Netzbetreiber
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
PCI	Project of Common Interest/ Projekt von gemeinsamem Interesse (s.a. Anhang)
PN	Normdruck
TaK	Temperaturabhängige Kapazität: Kapazität ist innerhalb eines definierten Temperaturbereichs fest und außerhalb unterbrechbar.
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung von Luft
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
VDS	Verdichterstation
VHP	Virtueller Handelspunkt
VNB	Verteilnetzbetreiber
VS	Verdichterstation

Literatur

[AG Energiebilanzen 2013] Energiebilanz 2011 für die Bundesrepublik Deutschland, download unter (Download am 03.07.2013): http://www.ag-energiebilanzen.de/DE/daten-und-fakten/bilanzen-1990-2011/bilanzen-1990-2011.html

[BGW/ VKU 2007] Abwicklung von Standardlastprofilen. Praxisinformation P 2007/13, Gastransport/ Betriebswirtschaft, BGW/ VKU

[BNetzA 2013a] 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 2013b] Entscheidung der BNetzA vom 18.12.2013 (Az. 8615-NEP Gas 2013 – Änderungsverlangen), Bundesnetzagentur, download unter (Download am 12.02.2014): http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2013/Aenderungsverlangen_Nep13.pdf;jsessionid=29AAC76E098FA1CAD361AB370B3ECE2D?__blob=publicationFile&v=1

[BNetzA 2013c] Mitteilung der Beschlusskammer 7 der BNetzA zum Marktgebietsbericht der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 21 GasNZV vom 19.03.2013

[dena 2013] Biogaseinspeisung in Deutschland – Tabellarischer Überblick über Einspeiseprojekte in Deutschland, download unter (Download am 03.07.2013): http://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/projektliste-deutschland.html

[destatis 2013] Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte, download unter (Download am 20.12.2013): https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Indikatoren/Konjunkturindikatoren/Konjunkturindikatoren.html

[EC 2013] Projekte von gemeinsamem Interesse (PCI), download unter (Download am 07.02.2014): http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/pci_de.htm

[ENTSOG 2013] Ten-Year Network Development Plan 2013 – 2022, European Network of Transmission System Operators for Gas, download unter http://www.entsog.eu

[EWI/ Prognos/ GWS 2010] Energieszenarien für ein Energiekonzept 2010, August 2010, download unter (Download am 10.08.2011):

http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=356294.html

[EWI/ Prognos/ GWS 2011] Energieszenarien 2011, Juli 2011, download unter (Download am 16.08.2011): http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11_08_12_Energieszenarien_2011.pdf

[FNB Gas 2013] Stellungnahme zum beabsichtigten Beschluss der Bundesnetzagentur zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2014, 10.10.2013, download unter (Download am 07.02.2014): http://www.fnb-gas.de/files/2013_10_10_fnb_gas_stellungnahme_bnetza_beschluss_sz_nep2014.pdf

[IER/ RWI/ ZEW 2010] Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009), März 2010, download unter (Download am 16.09.2011): ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/Energieprognose_2009_Hauptbericht.pdf

[Leitstudie 2011] „Leitstudie 2011“ – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, März 2012, inklusive Datenanhang II, download unter (Download am 30.05.2012): http://erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/doc/48514.php

[NL 2014] Natural gas production reduced and funds earmarked for Groningen, Government of the Netherlands, 17.01.2014, download unter (Download am 07.02.2014): http://www.government.nl/news/2014/01/17/natural-gas-production-reduced-and-funds-earmarked-for-groningen.html

[Szenariorahmen 2014] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 der Fernleitungsnetzbetreiber, Prognos AG, 02.09.2013

[ÜNB 2013] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2014 – Entwurf, Stand 28 März 2013 (Download am 3.Juli 2013): http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Szenariorahmen/Eingereichter%20Szenariorahmen%20zum%20NEP%202014.pdf;jsessionid=FE8DDBD41B9D6816ABF55A4F3FB6B3D0?__blob=publicationFile

[WEG 2012] Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. – Jahresbericht 2012 Zahlen und Fakten, Stand Juni 2013, download unter (Download am 03.07.2013): http://www.erdoel-erdgas.de/article/articleview/75/1/68/

[WEG-Prognose 2013] Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser und Weser-Ems, 2013-2024