

Konsultationsdokument

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2015 der Fernleitungsnetzbetreiber

im Auftrag der
deutschen
Fernleitungsnetzbetreiber

Ansprechpartner:
Stefan Mellahn

Mitarbeiter:
Matthias Deutsch, PhD
Jens Hobohm
Marcus Koepp
Leonard Krampe
Frank Peter
Marco Wunsch
Inka Ziegenhagen

Berlin, 28. Juli 2014

Das Unternehmen im Überblick

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Handelsregisternummer

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

Henric Petri-Str. 9

CH-4010 Basel

Telefon +41 61 3273-310

Telefax +41 61 3273-300

info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85

D-10623 Berlin

Telefon +49 30 52 00 59-210

Telefax +49 30 52 00 59-201

Prognos AG

Science 14 Atrium; Rue de la Science 14b

B-1040 Brüssel

Telefon +32 2808-7209

Telefax +32 2808-8464

Prognos AG

Nymphenburger Str. 14

D-80335 München

Telefon +49 89 954 1586-710

Telefax +49 89 954 1586 288-710

Prognos AG

Wilhelm-Herbst-Str. 5

D-28359 Bremen

Telefon +49 421 51 70 46-510

Telefax +49 421 51 70 46-528

Prognos AG

Schwanenmarkt 21

D-40213 Düsseldorf

Telefon +49 211 91316-110

Telefax +49 211 91316-141

Prognos AG

Friedrichstr. 15

D-70174 Stuttgart

Telefon +49 711 3209-610

Telefax +49 711 3209-609

Internet

www.prognos.com

Auftraggeber:

- 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

Inhalt

1	Einleitung	1
2	Szenariorahmen für den NEP 2015	2
3	Beschreibung der Szenarien	3
4	Gasbedarf	11
5	Gasaufkommen	21
6	Gasbilanz in Deutschland	25
7	Erdgasspeicher in Deutschland	25
8	Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern	29
9	Versorgungssicherheit	37
	L-Gas-Versorgung	38
	Beschreibung der Situation	38
	L-Gas-Einspeisekapazitäten bis 2030	39
	Umstellungsgeschwindigkeit	43
10	Modellierung und Modellierungsvarianten	44
11	Analyse historischer Unterbrechungen	51
	Anlagen zum Szenariorahmen	65
	Glossar	66
	Literatur	69

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs	3
Abbildung 2:	Entwicklung des Erdgas-Primärenergieverbrauchs in Deutschland in TWh (H_o)	11
Abbildung 3:	Entwicklung des temperaturbereinigten Erdgas-Endenergiebedarfs in Deutschland in TWh (H_o) nach Sektoren	12
Abbildung 4:	Szenario II: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2012 bis 2025 in den Nachfragesektoren Private Haushalte (PHH) und Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen (GHD); Indexentwicklung, Gasbedarf 2012 = 1,00	17
Abbildung 5:	Szenario II: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2012 bis 2025 in den Nachfragesektoren Verkehr und Industrie/ Kraftwerke; Indexentwicklung, Gasbedarf 2012 = 1,00	18
Abbildung 6:	Szenario II: Regionaler Gasbedarf des Jahres 2025 insgesamt (absolut in GWh)	19
Abbildung 7:	Szenario II: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2012 bis 2025 insgesamt (Indexentwicklung, Gasbedarf 2012 = 1,00)	20
Abbildung 8:	Szenario II: Regionales Gasaufkommen des Jahres 2025 und Veränderung gegenüber 2012 (Absolut in GWh)	24
Abbildung 9:	Entwicklung der Speicherfüllstände seit Januar 2010	26
Abbildung 10:	Vorschlag für Anteile an fester Entry- und Exit-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen	27
Abbildung 11:	Interregionale Netto-Gas-Handelsflüsse zwischen großen Weltregionen im „New Policies“-Szenario des World Energy Outlook 2012	30
Abbildung 12:	Regionen LNG Anlandung	31
Abbildung 13:	Modellrechnung zur H-Gas-Quellenverteilung	33
Abbildung 14:	Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems	39
Abbildung 15:	L-Gas Einspeisekapazitäten bis 2030	42
Abbildung 16:	Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten (alte Unterbrechungsdefinition) im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (in kWh/h)	55

Abbildung 17:	Übersicht der nach der geänderten Methodik bestimmten im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 31.05.2014 (in kWh/h)	56
Tabelle 1:	Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO ₂ in den Szenarien	5
Tabelle 2:	Systemrelevante Gaskraftwerke	7
Tabelle 3:	Gas-Neubaukraftwerke gemäß Szenario II	8
Tabelle 4:	Szenarien zur Stromerzeugung	10
Tabelle 5:	Marktanteile der Energieträger im Neubau	13
Tabelle 6:	Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes	13
Tabelle 7:	In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland	14
Tabelle 8:	Ergebnisse der Szenarien zur Verstromung von Gas in Kraftwerken	14
Tabelle 9:	Szenario I – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt	15
Tabelle 10:	Szenario II – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt	15
Tabelle 11:	Szenario III – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt	15
Tabelle 12:	Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung	21
Tabelle 13:	Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten	22
Tabelle 14:	Biogaseinspeisung in Deutschland	22
Tabelle 15:	Entwicklung des Erdgas-Bedarfs in den Szenarien	25
Tabelle 16:	Berücksichtigte europäische Infrastrukturprojekte	32
Tabelle 17:	Daten zu den Einspeisekapazitäten	42
Tabelle 18:	Modellierungsvarianten im Szenariorahmen zum NEP 2015	45
Tabelle 19:	Übersicht des Anteils der Unterbrechungsdauer im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (%)	53

Tabelle 20:	Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (kWh/h)	54
Tabelle 21:	Übersicht der nach der geänderten Methodik ermittelten unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 31.05.2014	55

1 Einleitung

Die beschlossene Energiewende – allem voran der stufenweise Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022, verbunden mit ehrgeizigen Ausbauzielen für die erneuerbaren Energien – ist ohne einen gleichzeitigen Ausbau der deutschen Energienetze nicht denkbar. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB) leisten mit ihrer bedarfsgerecht ausgebauten und hoch verfügbaren Erdgasinfrastruktur einen wichtigen Beitrag zur Sicherheit der Energieversorgung. Darüber hinaus hat das Erdgasnetz das Potenzial, über Umwandlungsprozesse als Speicher- und als Transportinfrastruktur für regenerativ erzeugten, überschüssigen Strom zu dienen. Es kann so eine wesentliche Funktion beim anstehenden Umbau der Energieversorgung und bei der effizienten Nutzung der Energieinfrastruktur übernehmen.

Vor dem Hintergrund und in Anbetracht des EU-weiten Netzentwicklungsplans (Verordnung (EG) Nr. 715/2009) sieht das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG § 15a) seit Juni 2011 vor, dass die Betreiber von Erdgas-Fernleitungsnetzen gemeinsam jährlich einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen haben. Der Netzentwicklungsplan Gas 2013 (NEP 2013) ist verbindlich und bildet derzeit die Grundlage für die bedarfsgerechte Anpassung der Fernleitungsnetze. Der NEP 2014 wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern fristgerecht vorgelegt und anschließend von der Bundesnetzagentur (BNetzA) konsultiert. Momentan werden die Konsultationsergebnisse von der BNetzA ausgewertet.

Parallel hierzu haben die FNB bereits mit den Arbeiten für den NEP 2015 begonnen, der aktuelle Entwicklungen aufgreifen und neue Fragestellungen behandeln wird. Der erste Schritt ist die Erarbeitung des Szenariorahmens für den NEP 2015. Er enthält Szenarien über die zukünftige Entwicklung der Produktion, der Versorgung und des Verbrauchs von Gas sowie zum Gasaustausch mit anderen Ländern. Dabei werden geplante Investitionen in die regionale und gemeinschaftsweite Netzinfrastuktur sowie in Bezug auf Speicheranlagen und LNG-Regasifizierungsanlagen ebenso berücksichtigt wie die Auswirkungen etwaiger Unterbrechungen der Versorgung.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den im Vorjahr für den NEP 2014 erstellten Szenariorahmen überprüft und dessen Datenbasis aktualisiert. So sind Veränderungen in den energiepolitischen Rahmenbedingungen auf nationaler Ebene über die neue BMWi-Referenzprognose 2014 eingeflossen. Außerdem sind Anforderungen und Vorgaben der BNetzA und Anregungen aus den vorangegangenen Konsultationsverfahren im vorliegenden Szenariorahmen 2015 berücksichtigt. Mit dem Szenariorahmen schaffen die Fernleitungsnetzbetreiber die Grundlagen für ihre Modellierungen von Lastflüssen und die daraus abzuleitenden Netzausbaumaßnahmen.

2 Szenariorahmen für den NEP 2015

Für den Szenariorahmen analysierte die Prognos AG im Auftrag der FNB renommierte Studien und Veröffentlichungen zur zukünftigen Entwicklung von Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland sowie zur Einbindung der Fernleitungsnetze in den europäischen Gastransport. Wie in den vorangegangenen Jahren wurde die Konsistenz mit dem Netzentwicklungsplan Strom an der Schnittstelle des Gasbedarfs zur Stromerzeugung durch die enge Abstimmung mit den Betreibern des deutschen Strom-Übertragungsnetzes (ÜNB) zur Entwicklung der Gaskraftwerke gewährleistet.

Seit der Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP 2014 sowie aus den durchgeführten Konsultationen haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine grundlegende Überarbeitung der Struktur des Szenariorahmens erforderlich machen. Der Szenariorahmen zum NEP 2015 zeigt deshalb viele Gemeinsamkeiten zur Fassung der letzten Jahre und berücksichtigt den aktuellen 10-Jahres-Zeitraum bis 2025. Er nimmt dabei aktuelle Entwicklungen ebenso auf wie Erkenntnisse aus der Konsultation des Szenariorahmens und NEP 2014, beispielsweise wurden für die Gasbedarfsentwicklung aktuell veröffentlichte Szenarien verwendet. In Kapitel 10 schlagen die FNB verschiedene Modellierungsvarianten für den NEP 2015 vor.

Unverändert gegenüber dem Szenariorahmen 2014

- Die Auswahl der Datenquellen zur Erzeugung von Erdgas und Biogas in Deutschland und zur Einbindung des deutschen Fernleitungsnetzes in den europäischen Gastransport
- Das abgestimmte Vorgehen bei der Festlegung der Szenarien zur Gasverstromung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern, Übertragungsnetzbetreibern (Strom) und der Bundesnetzagentur und die eigenständige Modellierung der Strommärkte
- Das Aufstellen von vollständigen Gasbilanzen für Deutschland aus Gasbedarf (Gasverbrauch) und Gasaufkommen (Erdgasförderung, Biogaseinspeisung) in drei Szenarien als Basis für die im NEP vorzunehmenden Kapazitätsberechnungen
- Die regionale Gasbedarfsentwicklung wird wie im Szenariorahmen NEP Gas 2014 grafisch in Karten abgebildet

Aktualisierungen und Ergänzungen im Szenariorahmen 2014

- Die Auswahl der Datenquellen und Szenarien zum Gasbedarf der Endverbraucher in privaten Haushalten, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Industrie und Verkehr in Deutschland, dementsprechend wurde der Gasbedarf der Endverbrauchssektoren aktualisiert; die Berechnungen zur Gasverstromung wurden aktualisiert
- Die Ausgangswerte der Gasbilanz (Basis Energiebilanz Deutschland) beziehen sich auf das Jahr 2012
- Ergebnisse werden für die Jahre 2012, 2015, 2020 und 2025 ausgewiesen
- Für die deutsche Erdgasförderung und Biogaseinspeisung werden aktualisierte Prognosen verwendet
- Aktuelle § 38-Anfragen/ § 39-Ausbaubegleichen nach Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV), KraftNAV-Anfragen und neue Erkenntnisse aus dem BNetzA-Kraftwerks-Monitoring werden berücksichtigt
- Neue Entwicklungen an den deutschen Grenzübergangspunkten werden aufgezeigt
- Entwicklungen der Kapazitäten der an die FNB-Netze angeschlossenen Biogaserzeugungsanlagen sind in der Inputliste dargestellt.

3 Beschreibung der Szenarien

Grundsätzlich ist zwischen den Begriffen Szenarien und Modellierungsvarianten zu unterscheiden. Im Szenariorahmen werden im Folgenden die Szenarien zur Gasbedarfsentwicklung in Deutschland (vgl. Abbildung 1) bis zum Jahr 2025 dargestellt. Die detailliert im Kapitel 10 beschriebenen Modellierungsvarianten bilden die Grundlage für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2015. Diese Modellierungsvarianten bauen grundsätzlich auf den Szenarien auf, zur Beantwortung spezieller Fragestellungen kann von diesen jedoch auch abgewichen werden.

Wie in den Vorjahren berücksichtigt der Szenariorahmen **drei Szenarien** zur Entwicklung des **Gasbedarfs**. Für die Berechnung des Bedarfs der Gaskraftwerke erfolgte wie im Vorjahr ein Datenabgleich mit dem Szenariorahmen Strom der Übertragungsnetzbetreiber. Aufgrund der unterschiedlichen Bearbeitungsstände kommt es jedoch hier auch zu Abweichungen.

Abbildung 1: Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs

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

Quelle: * Shell/ BDH 2013, ** EWI/ Prognos/ GWS 2014, *** ÜNB 2015

Für den **Endenergiebedarf Gas** erfolgte eine Analyse des Ausgangsjahrs 2012¹. Für die Prognose werden die Ergebnisse der verwendeten Szenarien für 2016, 2017, 2018 und 2025 dargestellt. Der Endenergiebedarf in Deutschland basiert unverändert auf folgenden Szenarien:

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

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

Für den **Gasbedarf der Kraftwerke** wurden mit dem Kraftwerksmodell der Prognos AG drei Entwicklungspfade der Gasverstromung berechnet. Ausgangspunkte der Modellierung ist die **Kraftwerksliste**, d. h. die Liste der BNetzA zum aktuellen Kraftwerksbestand in Deutschland und eine mit den Übertragungsnetzbetreibern (Strom) abgestimmte Liste zur Berücksichtigung von Kraftwerksprojekten (Zubau) und Stilllegungen in den einzelnen Szenarien. Die Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario III zum niedrigen Gasbedarf der Kraftwerke entspricht hinsichtlich der installierten Kraftwerksleistung und weiterer technischer Parameter grundlegend dem Szenario A aus dem Entwurf des Szenariorahmens 2015 der Strom-Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB 2014]. Das Szenario II (mittlerer Gasbedarf) entspricht grundsätzlich dem Szenario B der ÜNB. Für die Untersuchung eines hohen Gasbedarfs (Szenario I) wurde von der Prognos AG ein eigener Entwicklungspfad analysiert.

¹ Die Ist-Analyse des Gasbedarfs erfolgte wie in den Vorjahren auf Basis der Energiebilanz für Deutschland, welche von der AG Energiebilanzen veröffentlicht wird (www.ag-energiebilanzen.de).

Mit dem Abstimmungsprozess zwischen der Bundesnetzagentur, den Übertragungsnetzbetreibern (Strom) und den Fernleitungsnetzbetreibern wurden unter Beteiligung der Prognos AG die Basisdaten und sämtliche wesentliche Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks für die Netzentwicklungspläne 2014 (Strom und Gas) vereinheitlicht. Dies umfasst den aktuellen Kraftwerksbestand, die Berücksichtigung von Kraftwerksplanungen und -stilllegungen in den einzelnen Szenarien, technische Parameter der Kraftwerke sowie die Preisentwicklung für Brennstoffe und CO₂. Im Vergleich zum derzeitigen Entwurf des Szenariorahmens Strom 2015 [ÜNB 2014] wurde für diesen Entwurf des Szenariorahmens Gas 2015 auf aktuellere Informationen des BNetzA-Kraftwerk-Monitorings sowie einen aktuelleren Stand der § 38-Anfragen/ § 39-Ausbaubegehren (Stichtag 31.05.2014) zurückgegriffen.

Tabelle 1: Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO₂ in den Szenarien

Alle Szenarien	Einheit	2012	2025	Veränderung 2025 zu 2012
Internationale Preise				
Ölpreis real	[USD ₂₀₁₂ /bbl]	109	116	6%
CO ₂	[EUR ₂₀₁₂ /t]	8,0	20,6	158%
Grenzübergangspreise Deutschland				
Rohöl	[EUR ₂₀₁₂ /t]	628	668	6%
Erdgas	[Cent ₂₀₁₂ /kWh]	2,67	2,74	3%
Kraftwerkssteinkohle	[EUR ₂₀₁₂ /t SKE]	78,3	86,2	10%

Quelle: IEA 2013 – World Energy Outlook 2013 (New Policies Scenario)

In allen Entwicklungspfaden zur Gasverstromung werden die bestehenden und die heute im Bau befindlichen neuen Gaskraftwerke berücksichtigt. Von der Bundesnetzagentur als systemrelevant geführte Kraftwerke werden bis zum Jahr 2023 weitergeführt, es sei denn, es erfolgt ein Rückbau entsprechend der BNetzA-Kraftwerksliste. Das Konzept der Systemrelevanz von Kraftwerken im Übertragungsnetz wird nach Aussage der ÜNB spätestens mit einem erfolgten Ausbau der Übertragungsnetze im Jahr 2025 hinfällig. Anlagen, die bis zum Jahr 2025 das Ende ihrer Laufzeit von 45 Jahren erreichen, werden grundsätzlich nur baugleich ersetzt, wenn an dem Standort eine Fernwärmeversorgung besteht.

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 bzw. werden für die folgenden Szenariorahmen vorgeschlagen:

- § 39-Ausbaubegehren in Verbindung mit einer KraftNAV-Anfrage werden im Szenariorahmen 2014 in den Szenarien I und II berücksichtigt. Die Zahlung der Planungspauschale ist nicht Voraussetzung für die Aufnahme in ein Szenario.
- § 38-Anfragen in Verbindung mit einer KraftNAV-Anfrage, die positiv beschieden wurden, werden im Szenario II berücksichtigt, wenn die Zusage nicht länger als ein Jahr zurückliegt. Ist nach Ablauf eines Jahres nach der Zusage keine Kapazitätsreservierung erfolgt, wird das Projekt ausschließlich in Szenario I aufgenommen.

- § 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 des folgenden Jahres keine Änderung des Status herbeigeführt wurde, (keine § 39-Anfrage gestellt oder zurückgezogen) werden auf der Basis der KraftNAV-Anfrage lediglich im Szenario I berücksichtigt.
- 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. Hierbei muss jeweils eine Einzelfallprüfung erfolgen.

In der Kraftwerksliste im Anhang ist der aktuelle Status der § 38-Anfragen/ § 39-Ausbaubegehren (GasNZV) mit Stichtag 31.05.2014 und KraftNAV-Anschlussbegehren aufgeführt.

Entsprechend dieser Kriterien ergeben sich gemäß der BNetzA-Kraftwerksliste in Szenario II die folgenden von den FNB in der Modellierung zu berücksichtigenden Neubau- und systemrelevanten Kraftwerke.

Tabelle 2: Systemrelevante Gaskraftwerke

Lfd. Nr.	Kraftwerksnummer	Kraftwerksname	Nettonennleistung in MW	Gasnetzbetreiber
1	BNA0015	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	65	nachgelagertes Netz
2	BNA0016	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	50	nachgelagertes Netz
3	BNA0017	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	57	nachgelagertes Netz
4	BNA0018	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	81	nachgelagertes Netz
5	BNA0172	Dampfkraftwerk BGH - O1	175	bayernets
6	BNA0243	HKW Eltmann	54	nachgelagertes Netz
7	BNA0285	HKW Niederrad	70	nachgelagertes Netz
8	BNA0286	HKW West, Frankfurt/ M.	99	nachgelagertes Netz
9	BNA0288	HKW Niederrad	56	nachgelagertes Netz
10	BNA0293	GuD Anlage WVK, Freiburg	60	nachgelagertes Netz
11	BNA0374	Staudinger	622	OGE
12	BNA0497	ADS-Anlage, Frankfurt/M.	97	nachgelagertes Netz
13	BNA0499	Heizkraftwerk, Frankfurt/M.	86	nachgelagertes Netz
14	BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk, Karlsruhe	353	OGE
15	BNA0614b	Kraftwerk Mitte, Ludwigshafen	490	GASCADE
16	BNA0615	Kraftwerk Süd, Ludwigshafen	390	GASCADE
17	BNA0626	Kraftwerk Mainz	398	nachgelagertes Netz
18	BNA0627	Kraftwerk Mainz	335	nachgelagertes Netz
19	BNA0681	Freimann GT1, München	80	nachgelagertes Netz
20	BNA0682	Freimann GT2, München	80	nachgelagertes Netz
21	BNA0683a	Süd DT1, München	80	nachgelagertes Netz
22	BNA0683b	Süd GT3, München	98	nachgelagertes Netz
23	BNA0683c	Süd GT2, München	98	nachgelagertes Netz
24	BNA0684a	Süd GT 60, München	102	nachgelagertes Netz
25	BNA0684b	Süd GT 62, München	102	nachgelagertes Netz
26	BNA0684c	Süd DT60, München	61	nachgelagertes Netz
27	BNA0742	HKW Sandreuth	75	nachgelagertes Netz
28	BNA0743	HKW Sandreuth	75	nachgelagertes Netz
29	BNA0744	Franken 1 1, Nürnberg	383	OGE
30	BNA0745	Franken 1 2, Nürnberg	440	OGE
31	BNA0755b	Obernburg	64	nachgelagertes Netz
32	BNA0805	Kraftwerk Plattling	98	nachgelagertes Netz
33	BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim	112	OGE
34	BNA0861	Römerbrücke, Saarbrücken	125	nachgelagertes Netz
35	BNA0993	Irsching	415	nachgelagertes Netz
36	BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching	846	OGE
37	BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	545	OGE
38	BNA1078	HKW Wörth	59	nachgelagertes Netz
39	BNA1260	Heizkraftwerk Sindelfingen	75	terranets
40	BNA1085+1088	HKW an der Friedensbrücke, Würzburg	68	nachgelagertes Netz
41	BNA1086+1087	HKW an der Friedensbrücke, Würzburg	55	nachgelagertes Netz
42	BNA1487	GTKW Darmstadt	96	nachgelagertes Netz

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 3: Gas-Neubaukraftwerke gemäß Szenario II

Lfd. Nr.	Kraftwerksnummer	Kraftwerksname	Baujahr	Nettoleistung in MW _{el}	FNB
1	BNAP0256b	Linie 3, HKW Erfurt-Ost	2014	32,6	nachgelagertes Netz
2	BNAP002	UPM Schongau	2014	60,0	bayernets
3	BNAP004	GuD-Heizkraftwerk, Bautzen	2014	35,0	nachgelagertes Netz
4	BNAP005	BHKW Braunschweig	2014	10,2	nachgelagertes Netz
5	BNAP006	HKW Humboldtstr., Kiel	2014	10,0	nachgelagertes Netz
6	BNAP007	HKW Hiltrop	2014	10,0	nachgelagertes Netz
7	BNAPXX10	Stuttgart	2014	230,0	terraneis
8	BNAP023	Lausward	2015	595,0	OGE/ TG
9	BNAP024	Heizkraftwerk Flensburg	2015	73,0	GUD
10	BNAP025	HKW Freiburg	2015	7,5	nachgelagertes Netz
11	BNAP116	KW VW Wolfsburg	2015	100,0	GUD
12	BNAPXX9	Stora Enso Kabel GmbH, Hagen	2015	55,0	GASCADE
13	BNAP028	Niehl IIIa	2016	446,0	OGE/ TG
14	BNAP041	GuD Leverkusen	2016	615,0	GASCADE
15	BNAP043	Lichterfelde	2016	300,0	nachgelagertes Netz
16	BNAP044	Energiezentrale 2016, Freising	2016	17,8	nachgelagertes Netz
17	BNAP101	Gasmotorenheizkraftwerk Kiel	2016	200,0	GUD
18	BNAPXX13	Kraftwerk Karlstein*	2016	300,0	OGE
19	BNAPXX14	Kraftwerk Biblis GuD*	2016	300,0	OGE
20	BNAP050a	CCPP Haiming, Block 1	2017	423,0	bayernets
21	BNAP050b	CCPP Haiming, Block 2	2017	422,0	bayernets
22	BNAP053	Gasmotorenheizkraftwerk Heidelberg	2017	50,0	nachgelagertes Netz
23	BNAP060	Wedel	2018	210,0	GUD
24	BNAP061	Stadtwerke Leipzig GmbH	2018	20,0	nachgelagertes Netz
25	BNAP114	KW Leipheim	2018	598,0	bayernets
26	BNAPXX8	Scholven	2018	400,0	OGE/ TG
27	BNAPXX15	Kraftwerk Gundremmingen GuD*	2018	500,0	bayernets
28	BNAP065	Trianel Kraftwerk Krefeld	2019	1160,0	GASCADE
29	BNAP073	Energiezentrale 2020, Freising	2020	4,5	nachgelagertes Netz
30	BNAPXX3	GuD-KW Herne	2020	735,0	TG

* Für diese geplanten Kraftwerke liegen aktuell § 38-Anfragen/ § 39-Anschlussbegehren bei den FNB vor. Die Prüfung, ob eine KraftNAV für diese Standorte erforderlich ist, ist derzeit noch nicht abgeschlossen. Bis zum Ende dieser Prüfung (spätestens 15.08.2014) schlagen die FNB vor, diese Kraftwerke in Szenario II einzubeziehen.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Für die Modellierung des Strommarktes wurden die § 38-Anfragen/ § 39-Ausbaubegehren (GasNZV) bis zum Stichtag 31.05.2014 berücksichtigt. Zusätzlich wurde der aktuelle Stand der KraftNAV-Anfragen bei den ÜNB entsprechend dem Szenariorahmen Strom 2015 [ÜNB 2014] in Betracht bezogen.

- **Szenario I: Hoher Gasbedarf**
In diesem Szenario erfolgt die Absicherung der Strom-Spitzenlast nicht durch zusätzliche Pumpspeicher, sondern durch Gaskraftwerke. Für die in Gaskraftwerken installierte Leistung basiert Szenario I auf den gleichen Kraftwerksplanungen wie das Szenario B der Übertragungsnetzbetreiber (Strom) [ÜNB 2014], mit dem Unterschied, dass sämtliche in Szenario B für den Zeitraum bis 2035 berücksichtigten Planungen für Gaskraftwerke in Szenario I bereits bis 2025 realisiert werden. Das heißt, dass die heute bekannten Planungen für neue Gaskraftwerke einschließlich der den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden § 38-Anfragen/ § 39-Ausbaubegehren (GasNZV) bis 2024 umgesetzt werden. Der Teilaspekt der erneuerbaren Energien wird entsprechend Szenario B der ÜNB berücksichtigt.
- **Szenario II: Mittlerer Gasbedarf – Szenario B der ÜNB**
Erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke entwickeln sich grundsätzlich entsprechend dem Szenario B der ÜNB [ÜNB 2014], welches das Leitszenario im Strombereich ist. Gaskraftwerke mit rechtsverbindlichen Netzanschlussbegehren auf der Strom- (KraftNAV) und Gasseite (GasNZV) und gesicherte Projektplanungen werden grundsätzlich in diesem Szenario berücksichtigt.
- **Szenario III: Niedriger Gasbedarf – Szenario A der ÜNB**
Der Ausbaupfad für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke wurde dem Szenario A der ÜNB entnommen [ÜNB 2014]. Lediglich im Bau befindliche Gaskraftwerke werden als Neubauprojekte berücksichtigt. Der Schwerpunkt des Zubaus im Kraftwerkssektor liegt hier im Bereich der Kohlekraftwerke. Alle heute laut KraftNAV bekannten Planungsvorhaben auf Steinkohlen- oder Braunkohlenbasis werden hier bis zum 2025 berücksichtigt.

Die folgende Übersicht zeigt die installierte Kraftwerksleistung als Ausgangspunkt der Modellierungen in den Szenarien I bis III.

Tabelle 4: Szenarien zur Stromerzeugung

Installierte Nettoleistung [GW _{el}]	Referenz	Szenario I: Hoher Gasbedarf	Szenario II: Mittlerer Gasbedarf	Szenario III: Niedriger Gasbedarf
	BNetzA	Prognos	Szenariorahmen der ÜNB	
	2012	Prognos: 2025	Szenario B: 2025	Szenario A: 2025
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,1	14,5	14,5	16,2
Steinkohle	24,7	24,6	24,6	26,1
Erdgas	26,8	40,0	30,3	24,0
Mineralölprodukte	3,9	1,5	1,5	1,5
Pumpspeicher	6,4	12,0	8,6	8,6
Sonstige	4,1	3,3	3,3	3,3
Summe konventionell	99,1	95,9	82,8	79,7
Laufwasser	4,6	4,7	4,7	4,6
Wind onshore	33,2	60,2	60,2	53,6
Wind offshore	0,5	10,5	10,5	8,9
Photovoltaik	35,1	55,7	55,7	54,7
Biomasse	6,4	7,2	7,2	6,3
Sonstige Erneuerbare	0,4	0,8	0,8	0,5
Summe erneuerbar	80,2	139,2	139,2	128,6
Summe Nettoleistung	179,3	235,0	222,0	208,3
Endenergie Strom [TWh_{el}]	534,5	535	535	535
Jahreshöchstlast [GW_{el}]	84-86,8	84-86,8	84-86,8	84-86,8

Quelle: BDEW, BNetzA, Prognos AG, ÜNB 2014

Für das Gasaufkommen in Deutschland werden die Inlandsförderung von Erdgas und Erdölgas sowie die Erzeugung und Einspeisung von Biogas berücksichtigt. Hierfür wird auf folgende Quellen zurückgegriffen:

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

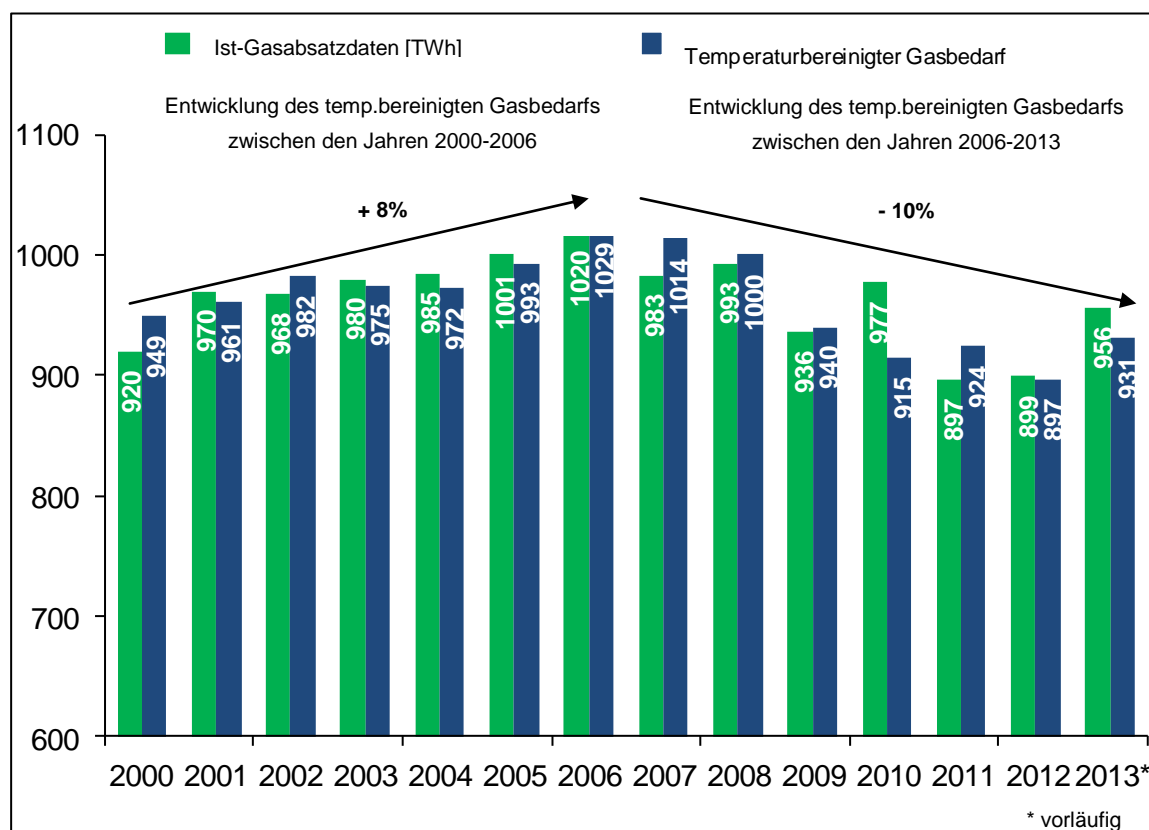
Die Szenarien zum Gasbedarf und zum Gasaufkommen geben den Rahmen für den möglichen zukünftigen Importbedarf Deutschlands vor. Die regionalisierten Ergebnisse der Szenarien werden in Gasbilanzen zu drei möglichen Entwicklungspfaden des Importbedarfs zusammengestellt (ohne Transitmengen). Für den Gasaustausch auf europäischer Ebene wurden die Ergebnisse des aktuell vorliegenden Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSG (European Network of Transmission System Operators for Gas) berücksichtigt und um aktuelle Entwicklungen ergänzt (vgl. Kapitel 8).

4 Gasbedarf

Der Gasbedarf Deutschlands in den Szenarien I bis III setzt sich aus den Einzelergebnissen der Entwicklungspfade zum Endenergiebedarf, zum nichtenergetischen Verbrauch, zum Gaseinsatz im Umwandlungssektor (Strom- und Wärmeerzeugung) und zum Eigenverbrauch des Umwandlungssektors zusammen. Die jeweilige Verbrauchsentwicklung basiert auf den in Kapitel 3 beschriebenen Studien und Berechnungen zur zukünftigen Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Deutschland.

Für die Zukunft wird in den Studien ein Rückgang des Gas-Endenergieverbrauchs erwartet. Es kann festgestellt werden, dass es sich hierbei nicht nur um eine für die Zukunft prognostizierte (theoretische) Entwicklung handelt, sondern dass der Erdgasverbrauch in Deutschland bereits seit einigen Jahren eine grundsätzliche rückläufige Tendenz aufweist. Im Jahr 2013 hat sich der temperaturbereinigte Gasbedarf stabilisiert, er liegt ungefähr auf dem Niveau des Jahres 2011.

Abbildung 2: Entwicklung des Erdgas-Primärenergieverbrauchs in Deutschland in TWh (H_o)



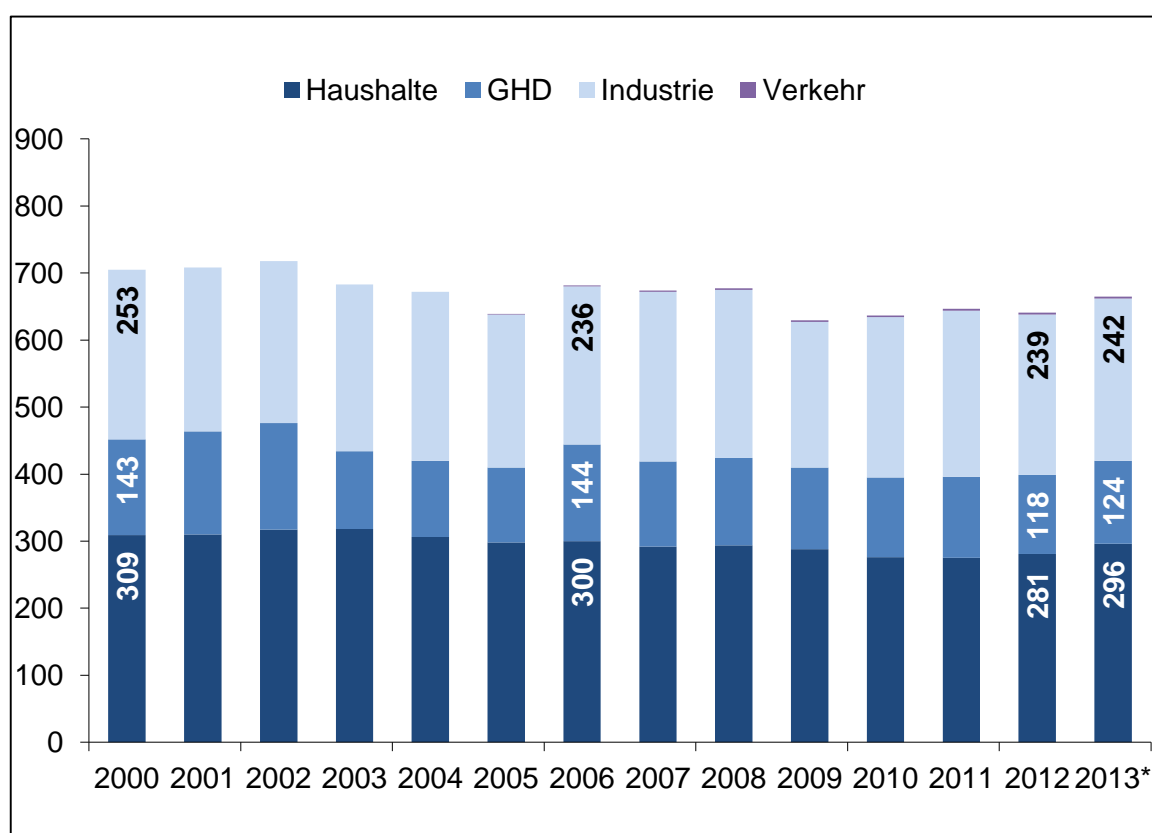
Quelle: BDEW/ AG Energiebilanzen (Primärenergieverbrauch Erdgas), FNB-Berechnung (Temperaturbereinigte Werte)

Um die Entwicklung des Erdgasverbrauchs unabhängig vom Einfluss der Temperaturschwankungen darstellen zu können, ist es erforderlich, den jährlichen Erdgasverbrauch mit Hilfe von Gradtagszahlen um den Temperatureffekt zu bereinigen.

Die in Abbildung 2 dargestellte Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Deutschland zeigt, dass der Verbrauch – bereinigt um den Temperatureffekt – seit dem Jahr 2006 eine rückläufige Tendenz aufweist (rund -10 %).

Im Jahr 2013 erhöhte sich der Erdgasverbrauch in Deutschland im Vergleich zum Vorjahr. Vor allem die kalte Witterung in der ersten Jahreshälfte 2013 bewirkte, dass der Erdgaseinsatz zur Wärmeerzeugung stieg. Dieser Zuwachs (vgl. Abbildung 3) erfolgte endenergieseitig insbesondere in den Sektoren Private Haushalte und Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen (GHD).

Abbildung 3: Entwicklung des temperaturbereinigten Erdgas-Endenergiebedarfs in Deutschland in TWh (Ho) nach Sektoren



Quelle: BDEW/ AG Energiebilanzen (Endenergieverbrauch Erdgas), FNB-Berechnung (Temperaturbereinigte Werte)

Ob es sich bei der Entwicklung des Jahres 2013 um eine nachhaltige Trendänderung handelt, wird die Entwicklung in den nächsten Jahren zeigen müssen. Insbesondere im Haushaltssektor deuten aktuelle Daten für das Jahr 2013 noch nicht auf eine Trendwende hin. Im Neubaubereich sind die Marktanteile des Erdgases von ehemals 76,7 % im Jahr 2000 kontinuierlich auf 48,1 % im Jahr 2012 gesunken. Im Jahr 2013 hat sich der Erdgasmarktanteil auf 46,5 % weiter reduziert, allerdings ist in den letzten Jahren ein wachsendes Neubauvolumen zu beobachten.

Tabelle 5: Marktanteile der Energieträger im Neubau

Jahr	Anzahl der Wohnungen ¹⁾	Gas	Fernwärme	Strom	Wärmepumpen	Heizöl	Holz, Holzpellets	Koks/Kohle	Sonstige ²⁾
		Anteile in %							
2000	304.248	76,7	7,0	1,3	0,8	13,4	---	0,2	0,6
2001	256.530	75,9	7,5	1,7	2,0	11,3	---	0,2	1,4
2002	243.248	75,8	7,2	1,7	2,1	11,0	---	0,2	2,0
2003	263.348	74,3	7,0	1,2	2,8	12,0	---	0,2	2,5
2004	236.352	74,9	7,3	1,2	3,1	10,7	1,2	0,2	1,4
2005	211.659	74,0	8,6	1,2	5,4	6,4	3,0	0,2	1,2
2006	216.519	66,9	9,0	1,0	11,2	4,3	6,0	0,1	1,5
2007	157.148	65,6	10,2	1,3	14,3	3,2	3,0	0,1	2,3
2008	148.300	58,4	11,9	1,0	19,8	2,3	4,0	0,1	2,5
2009	153.701	50,9	13,1	0,8	23,9	1,9	5,0	0,1	4,3
2010	164.540	50,4	14,6	1,0	23,1	1,8	5,0	0,0	4,1
2011	200.061	50,1	16,3	0,9	22,6	1,5	5,6	---	3,0
2012	211.155	48,1	18,6	0,6	23,8	0,9	6,3	---	1,7
2013 ³⁾	235.487	46,5	20,3	0,7	22,5	0,7	6,9	---	2,4

1) zum Bau genehmigte neue Wohneinheiten

2) bis 2003 einschließlich Holz

3) vorläufig

Quelle: BDEW Energieinfo, Entwicklung der Energieversorgung 2013, 18. März 2014.

Im Wohnungsbestand konnte die Erdgasheizung ihren Marktanteil in den letzten Jahren kontinuierlich erhöhen. Allerdings sind die Zugewinne des Marktanteils in den letzten Jahren deutlich geringer geworden. Zum Jahresende 2013 betrug der Marktanteil der erdgasbeheizten Wohnungen rund 49,2 %, er blieb damit im Vergleich zum Vorjahr konstant.

Tabelle 6: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes

Jahr	Anzahl der Wohnungen [Mio.]	Gas	Fernwärme	Strom	Wärmepumpen	Heizöl	Festbrennstoffe ¹⁾
		Anteile in %					
2000	36,9	44,5	12,3	5,9	---	32,6	4,7
2001	37,2	45,3	12,4	5,8	---	32,2	4,3
2002	37,3	46,0	12,4	5,8	---	31,9	3,9
2003	37,5	46,6	12,4	5,7	0,1	31,6	3,6
2004	37,3	47,2	12,4	5,7	0,1	31,3	3,3
2005	37,8	47,6	12,5	5,7	0,1	31,0	3,1
2006	37,9	48,0	12,5	5,6	0,2	30,6	3,1
2007	38,0	48,3	12,5	5,7	0,2	30,3	3,0
2008	38,1	48,5	12,5	5,7	0,3	30,0	3,0
2009	38,1	48,9	12,5	5,6	0,4	29,8	2,8
2010	38,2	49,0	12,6	5,6	0,5	29,6	2,7
2011	38,3	49,1	12,7	5,5	0,6	29,3	2,8
2012 ²⁾	41,3	49,2	12,8	5,4	0,7	29,0	2,9
2013 ³⁾	41,4	49,2	12,9	5,3	0,8	28,8	3,0

1) Holz, Holzpellets, Koks/ Kohle u. a.

2) Anzahl der Wohnungen ab 2012 auf Basis des Zensus 2011: Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum

3) vorläufig

Quelle: BDEW Energieinfo, Entwicklung der Energieversorgung 2013, 18. März 2014.

Der unterstellte Realisierungszeitpunkt der Planungen auf Basis der aktuellen Projektanmeldungen bei den Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibern für **Gaskraftwerke** ist verantwortlich für die Entwicklung der installierten Gas-Kraftwerksleistung in den Szenarien. Realistisch ist ein Planungshorizont von 3 bis 4 Jahren für Gaskraftwerksprojekte. Es ist in der Realität allerdings zu erwarten, dass sich der Bau einiger Gaskraftwerke zumindest zeitlich aufgrund der aktuellen Marktgegebenheiten verzögern wird. Dies hat sich bereits im Vergleich zu den vorherigen Netzentwicklungsplänen gezeigt. Insbesondere die Unsicherheit über das zukünftige Strommarktdesign führt derzeit zu Verzögerungen in den Projektablaufen. Für jedes Kraftwerksprojekt muss deshalb im Einzelfall geprüft werden, ob eine Realisierung tatsächlich erfolgt. Ein wesentlicher Hinweis hierauf wären die Realisierungsfahrpläne, die in Verantwortung der FNB und der Anschlussinteressenten unverzüglich nach Abschluss des Verfahrens nach § 17 (1) GasNZV erstellt werden.

Tabelle 7: In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland

Installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Szenario I	[GW]	26,8	28,8	40,8	40,0	49%	39%	-2%
Szenario II	[GW]	26,8	28,8	32,0	30,3	13%	5%	-5%
Szenario III	[GW]	26,8	28,4	25,6	24,0	-11%	-16%	-6%

Quelle: Prognos AG, ÜNB 2014

Der **Gasbedarf der Kraftwerke** (in TWh_{th}, vgl. Tabelle 8) ergibt sich in der **Modellierung der Strommärkte** unter den gegebenen Rahmenbedingungen aus deren Stromerzeugung (in TWh_{el}) unter Verwendung der Wirkungsgrade der einzelnen Kraftwerke. Die maximale Anschlussleistung an das Gasnetz (Gaskapazität in GW) beruht auf der installierten Kraftwerksleistung (elektrisch und thermisch) und den Wirkungsgraden der Anlagen.

Tabelle 8: Ergebnisse der Szenarien zur Verstromung von Gas in Kraftwerken

Szenario I	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Stromerzeugung aus Gas	[TWh _{el}]	74	60	91	110	48%	82%	21%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh _{th}]	172	117	166	198	15%	69%	20%
Erforderliche Gaskapazität (Anschlussleistung)	[GW]	72	78	100	95	33%	22%	-5%
Szenario II	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Stromerzeugung aus Gas	[TWh _{el}]	74	60	74	90	22%	49%	21%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh _{th}]	172	117	136	165	-4%	41%	21%
Erforderliche Gaskapazität (Anschlussleistung)	[GW]	72	78	81	76	6%	-2%	-6%
Szenario III	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Stromerzeugung aus Gas	[TWh _{el}]	74	59	54	66	-11%	13%	22%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh _{th}]	172	113	101	122	-29%	8%	21%
Erforderliche Gaskapazität (Anschlussleistung)	[GW]	72	77	66	61	-14%	-20%	-7%

Quelle: Prognos AG, ÜNB 2014

Die Modellierung der Gasausspeisekapazitäten der Kraftwerke erfolgt entsprechend der im Anhang dargelegten Modellierungsvarianten für den NEP 2015. Die folgenden Übersichten zeigen den gesamten Gaseinsatz in den Szenarien I bis III.

Tabelle 9: Szenario I – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt

Gasbedarf Deutschland Szenario I	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	830	725	760	777	-6%	7%	2%
Endenergiebedarf	[TWh]	591	541	524	509	-14%	-6%	-3%
Industrie	[TWh]	221	208	208	205	-7%	-1%	-1%
Haushalte	[TWh]	263	233	228	221	-16%	-5%	-3%
GHD	[TWh]	104	96	81	67	-35%	-30%	-17%
Verkehr	[TWh]	2	4	8	15	500%	311%	95%
Nichtenergetischer Verbrauch	[TWh]	26	28	30	31	20%	13%	3%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	197	141	191	222	13%	57%	16%
Fernheizwerke	[TWh]	24	25	25	24	-3%	-4%	-5%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 8)	[TWh]	172	117	166	198	15%	69%	20%
Eigenverbrauch im Umwandlungssektor	[TWh]	16	15	15	15	-7%	-1%	-1%

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

Tabelle 10: Szenario II – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt

Gasbedarf Deutschland Szenario II	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	830	732	724	724	-13%	-1%	0%
Endenergiebedarf	[TWh]	591	548	518	489	-17%	-11%	-6%
Industrie	[TWh]	221	208	208	205	-7%	-1%	-1%
Haushalte	[TWh]	263	240	222	201	-23%	-16%	-9%
GHD	[TWh]	104	96	81	67	-35%	-30%	-17%
Verkehr	[TWh]	2	4	8	15	500%	311%	95%
Nichtenergetischer Verbrauch	[TWh]	26	28	30	31	20%	13%	3%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	197	141	161	189	-4%	33%	17%
Fernheizwerke	[TWh]	24	25	25	24	-3%	-4%	-5%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 8)	[TWh]	172	117	136	165	-4%	41%	21%
Eigenverbrauch im Umwandlungssektor	[TWh]	16	15	15	15	-7%	-1%	-1%

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

Tabelle 11: Szenario III – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt

Gasbedarf Deutschland Szenario III	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	830	725	665	633	-24%	-13%	-5%
Endenergiebedarf	[TWh]	591	544	495	446	-25%	-18%	-10%
Industrie	[TWh]	221	210	198	190	-14%	-10%	-4%
Haushalte	[TWh]	263	236	215	183	-30%	-22%	-15%
GHD	[TWh]	104	94	75	59	-43%	-37%	-21%
Verkehr	[TWh]	2	4	7	14	452%	220%	87%
Nichtenergetischer Verbrauch	[TWh]	26	28	30	31	20%	13%	3%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	197	138	126	143	-27%	3%	14%
Fernheizwerke	[TWh]	24	25	25	21	-15%	-16%	-17%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 8)	[TWh]	172	113	101	122	-29%	8%	21%
Eigenverbrauch im Umwandlungssektor	[TWh]	16	15	14	14	-14%	-10%	-4%

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

Die Ergebnisse der Gasbedarfsermittlung für Deutschland werden für die Berechnungen des NEP 2015 regionalisiert, d. h., es erfolgt eine kreisscharfe Zuordnung des Gasbedarfs. Dabei werden die gleichen Verteilungsfaktoren für alle Szenarien verwendet:

- Für die Regionalisierung des Endenergiebedarfs, des nichtenergetischen Verbrauchs, des Gasbedarfs der Fernheizwerke und des Eigenverbrauchs im Umwandlungssektor wird auf Datenbestände der Prognos AG zurückgegriffen, in denen mit einem regionalen Modell der Bedarf auf Kreisebene analysiert wurde.
- Für die Regionalisierung der Ergebnisse zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Erdgas werden die Modellergebnisse des europäischen Strommarktmodells der Prognos AG verwendet. Grundlage der Modellierung ist die Kraftwerksliste (vgl. Kapitel 3) mit der Zuordnung der Kraftwerke zu den Szenarien I bis III.

Hinweise zu den folgenden Kartendarstellungen

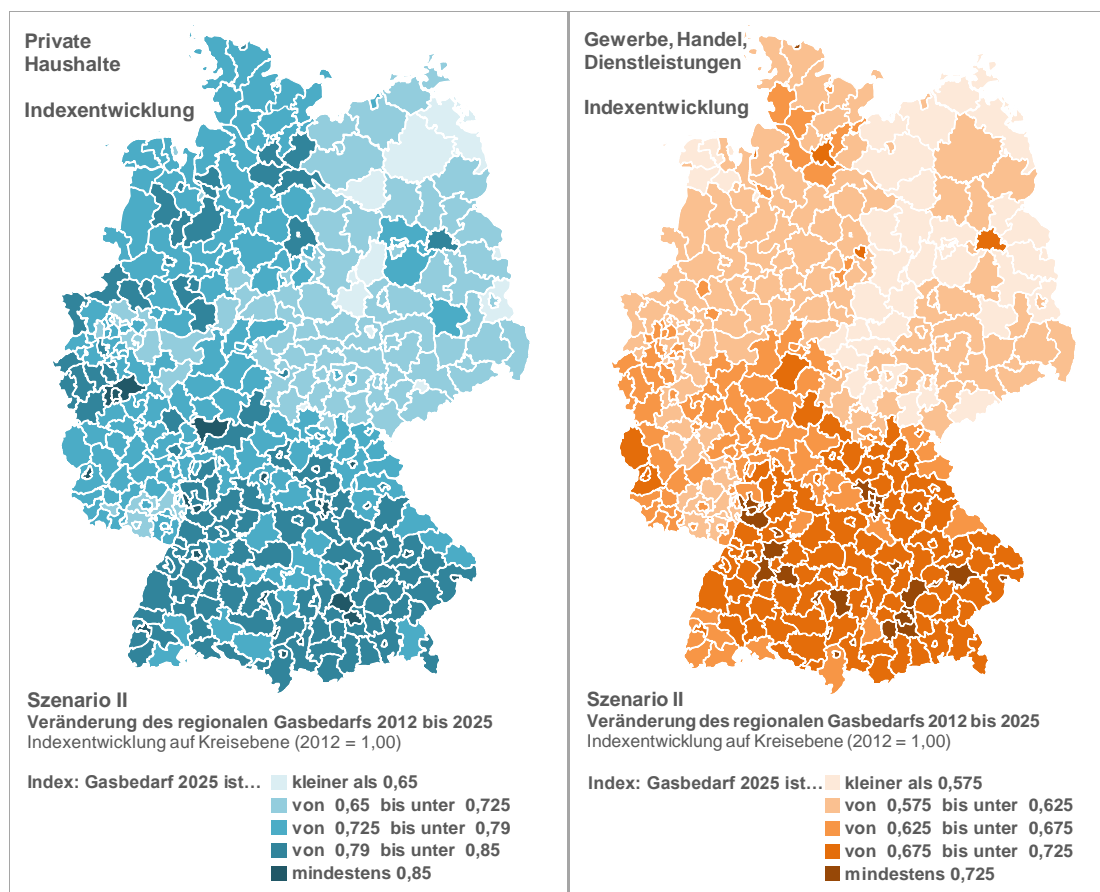
Die Gasbedarfsentwicklung in den Sektoren auf Kreisebene wird in den folgenden Karten in der Regel als Indexentwicklung für den Zeitraum 2012-2025 dargestellt. Das Basisjahr für die Betrachtung ist das Jahr 2012. Ein Index von 1,00 im Jahr 2025 ist somit gleichbedeutend mit einem konstanten Gasbedarf. Die jeweils gewählte Farbskala verdeutlicht zudem, wie die Entwicklung in den einzelnen Kreisen relativ zueinander erfolgt. Die Karten zum Gasaufkommen und zur Gasbilanz bilden absolute Mengen ab.

Die folgenden Grafiken zeigen die Ergebnisse der Regionalisierung für das Szenario II:

Die regionale Entwicklung des Gasbedarfs im Bereich der Privaten Haushalte geht im Osten Deutschlands (mit Ausnahme von Berlin) relativ am stärksten zurück. Im Süden Deutschlands ist grundsätzlich mit einem geringeren Verbrauchsrückgang zu rechnen. In West- und Norddeutschlands fällt die Entwicklung unterschiedlich aus. Haupttreiber für diese regional differenzierte Entwicklung ist die demografische Entwicklung, aber auch die Verfügbarkeit des Energieträgers Gas in den jeweiligen Kreisen.

Im **GHD-Sektor** geht der Gasbedarf aufgrund kürzerer Sanierungszyklen im Betrachtungszeitraum stärker zurück als bei den Privaten Haushalten. Die regionale Bedarfsentwicklung ist ähnlich der im Haushaltssektor. Aufgrund der zu erwartenden besseren demografischen und wirtschaftlichen Entwicklung im Süden Deutschlands fällt hier der Bedarfsrückgang geringer aus als insbesondere in Ostdeutschland.

Abbildung 4: Szenario II: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2012 bis 2025 in den Nachfragesektoren Private Haushalte (PHH) und Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen (GHD); Indexentwicklung, Gasbedarf 2012 = 1,00

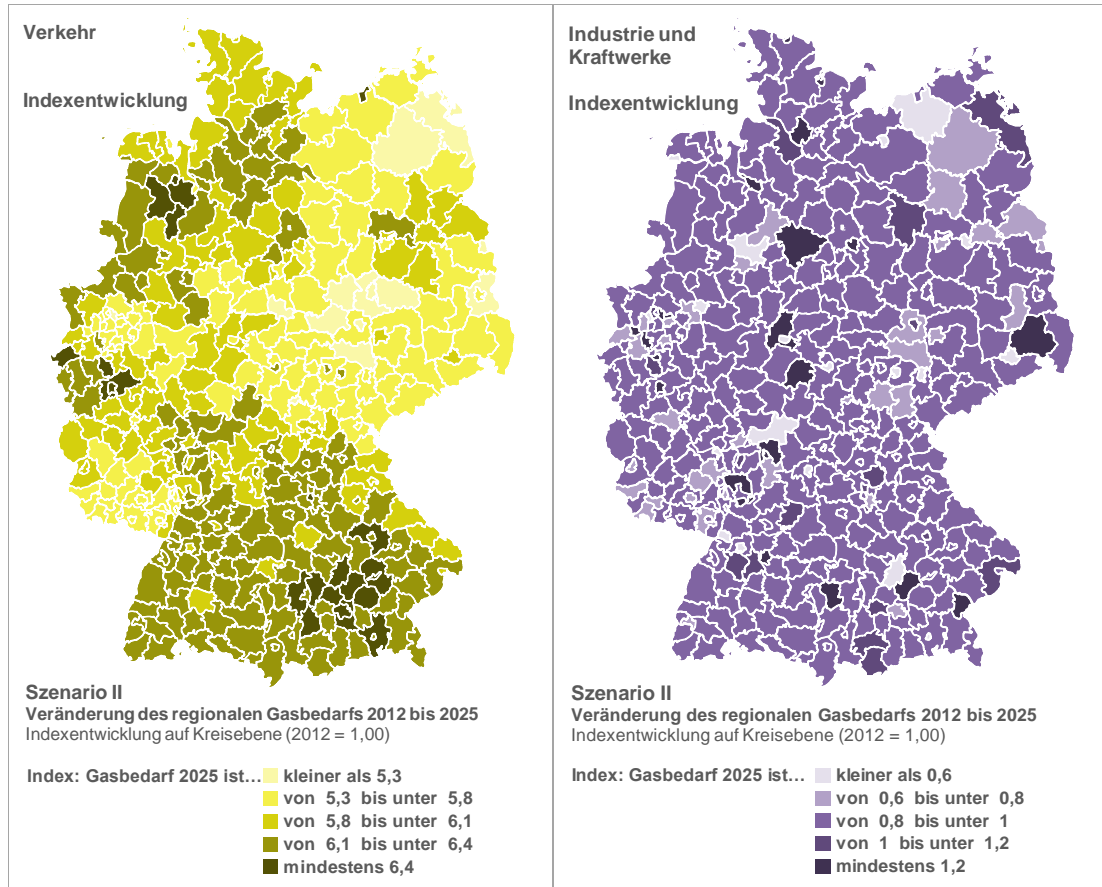


Quelle: Prognos AG

Im **Verkehrssektor** zeigt sich generell ein Anstieg des Gasbedarfs. Da die zukünftige Entwicklung auch an die regionale Bevölkerungsentwicklung gekoppelt ist, zeigen sich auch hier regionale Unterschiede.

Für den Bereich **Industrie/ Kraftwerke** zeigt sich ein sehr differenziertes Bild. Grundsätzlich zeigt sich in diesen Bereichen eine positivere Gasbedarfsentwicklung als in den Sektoren Private Haushalte und GHD. Die Entwicklung des Gasbedarfs ist hier insbesondere von der regionalen Wirtschaftsstruktur und der zukünftigen Entwicklung der Wirtschaftszweige abhängig. Einen bedeutenden Einfluss haben hier auch die Standorte der Kraftwerke (inkl. der Neubauten bis zum Jahr 2025).

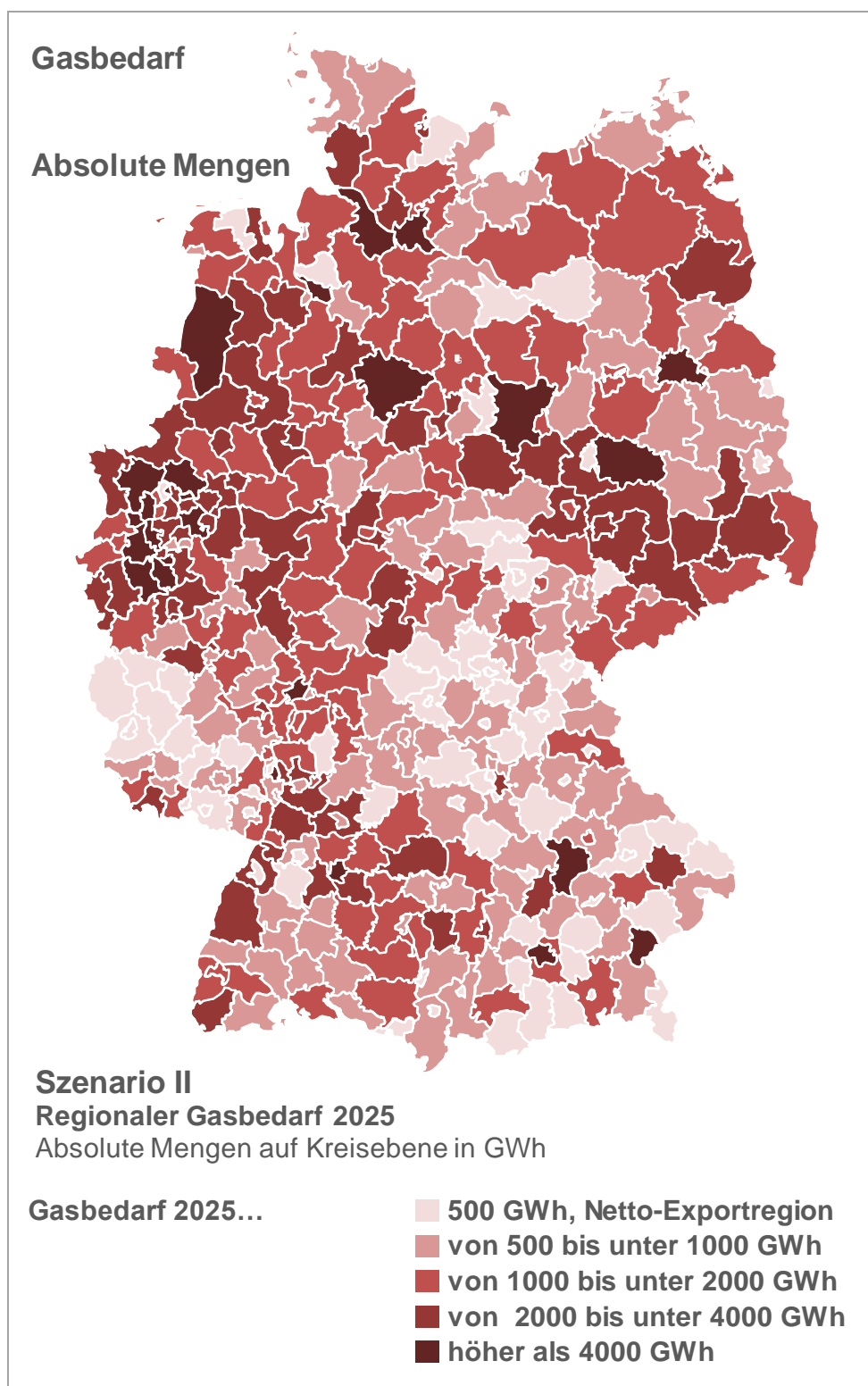
Abbildung 5: Szenario II: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2012 bis 2025 in den Nachfragesektoren Verkehr und Industrie/ Kraftwerke; Indexentwicklung, Gasbedarf 2012 = 1,00



Quelle: Prognos AG

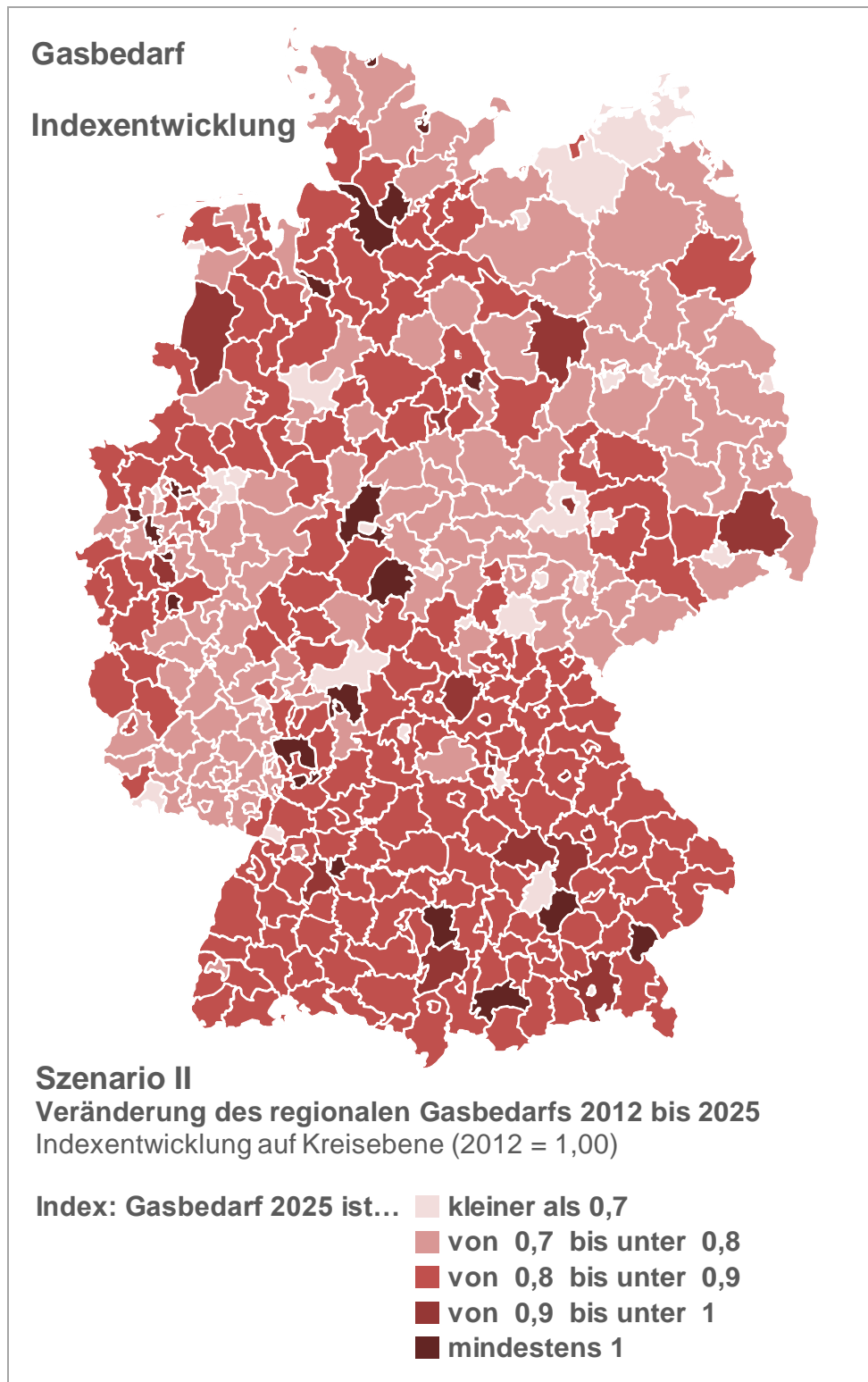
Die folgenden Abbildungen zeigen die **Zusammenfassung** der zuvor beschriebenen Gasbedarfsentwicklung in den **Verbrauchssektoren** Private Haushalte, GHD, Verkehr und Industrie/ Kraftwerke. Abbildung 6 verdeutlicht den absoluten Gasbedarf entsprechend Szenario II. Abbildung 7 zeigt die relative Entwicklung im Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2025.

Abbildung 6: Szenario II: Regionaler Gasbedarf des Jahres 2025 insgesamt (absolut in GWh)



Quelle: Prognos AG

Abbildung 7: Szenario II: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2012 bis 2025 insgesamt (Indexentwicklung, Gasbedarf 2012 = 1,00)



Quelle: Prognos AG

5 Gasaufkommen

Die Prognose der regionalen **Erdgasförderung** bis zum Jahr 2025 beruht auf der aktuellen Vorausschau des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (WEG) für die beiden wichtigsten Förderregionen (Elbe-Weser ohne „Altmark“ und Weser-Ems) sowie Deutschland gesamt. Die Angaben zur Produktion und zur „Kapazität gemäß Planung“ beruhen auf den Angaben der Produzenten. Da die geplante Kapazität in den letzten Jahren nicht erreicht wurde, stellt die vom WEG erstellte Tabelle für die Gebiete Elbe-Weser (ohne Altmark) und Weser-Ems zusätzlich die „Kapazität mit Sicherheitsabschlag“ dar. Die Entwicklung des L-Gas-Aufkommens wird detailliert in Kapitel 9 behandelt.

Tabelle 12: Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung²

Jahr	Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark)			Gebiet Weser-Ems			Deutschland insgesamt	
	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheits- abschlag	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheits- abschlag	Produktion	Kapazität
	Mrd. m³	Mio. m³/h	Mio. m³/h	Mrd. m³	Mio. m³/h	Mio. m³/h	Mrd. m³	Mio. m³/h
2014	4,40	0,58	0,55	4,97	0,63	0,60	9,79	1,01
2015	4,29	0,56	0,53	4,84	0,62	0,59	9,50	0,98
2016	3,93	0,52	0,49	4,55	0,58	0,55	8,82	0,92
2017	3,69	0,49	0,46	4,43	0,56	0,53	8,44	0,88
2018	3,48	0,46	0,43	4,14	0,53	0,50	7,92	0,84
2019	3,46	0,45	0,43	3,93	0,50	0,47	7,62	0,78
2020	3,32	0,43	0,41	3,59	0,45	0,43	7,09	0,71
2021	3,20	0,42	0,39	3,33	0,42	0,39	6,68	0,66
2022	3,14	0,41	0,38	3,01	0,38	0,36	6,28	0,60
2023	3,07	0,40	0,38	2,68	0,34	0,32	5,87	0,54
2024	3,04	0,40	0,37	2,43	0,31	0,29	5,57	0,50
2025	2,81	0,37	0,34	2,17	0,27	0,25	5,07	0,45

Quelle: WEG-Prognose 2014

Außerhalb dieser beiden wichtigsten Förderregionen ist das Erdgasaufkommen in Deutschland mit rund 0,5 Mrd. m³ (2012) gering. Hierzu zählen die Förderregionen „Zwischen Oder/ Neiße und Elbe“, „Nördlich der Elbe“, „Westlich der Ems“, „Thüringer Becken“, „Oberrheintal“ und „Alpenvorland“. Die zukünftige gesamte Gasproduktion dieser Gebiete ergibt sich aus der deutschen Gesamtförderung abzüglich der Produktion der Gebiete „Elbe-Weser“ und „Weser-Ems“. Die Verteilung dieser Restsumme bis zum Jahr 2025 auf die kleineren Förderregionen erfolgte anhand ihres heutigen Produktionsanteils (Stand 2012). Die Darstellung der Erdgasförderung erfolgt in der Gaswirtschaft üblicherweise in Kubikmetern, bezogen auf einen einheitlichen oberen Heizwert (H_o). In Energiebilanzen und Energiebedarfsprognosen beziehen sich die Energieeinheiten in der Regel auf den unteren Heizwert (H_u). Zur Aufstellung der Gasbilanzen im Szenariorahmen erfolgt deshalb eine Umrechnung der Erdgasförderung auf den unteren Heizwert (vgl. Tabelle 13).

² Für die L-Gas-Bilanz werden nur die Prognosewerte berücksichtigt, die auch für das L-Gas-System zur Verfügung stehen.

Tabelle 13: Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten

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

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

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

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

Quelle: Prognos AG, WEG 2013, WEG-Prognose 2014

Die Ist-Analyse der Biogaseinspeisung erfolgte unter Verwendung des aktuellen Biogas-Monitoringberichts 2013 der Bundesnetzagentur [Biogas-Monitoringbericht 2013] und der von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichten Projektliste zur Biogaseinspeisung [dena 2014].

Das Szenario zur Biogaseinspeisung verwendet die Ergebnisse der aktuellen Leitstudie [Leitstudie 2011, Szenarios 2011 A] und beruht auf Berechnungen der Prognos AG. Für das Szenario wird unterstellt, dass bis zum Jahr 2025 rund 30 % des zur Strom- und Wärmebereitstellung eingesetzten Biogases nicht vor Ort verwertet, sondern in das Gasnetz eingespeist wird. Da sich die in Tabelle 14 dargestellten Angaben aus der „Leitstudie 2011“ nicht auf das eingesetzte Biogas, sondern die daraus auf erzeugte Strommenge bzw. Wärmeenergie beziehen, wurden diese Angaben wie in den Vorjahren um die Wirkungsgradverluste der Strom- und Wärmebereitstellung bereinigt. Der vereinfachend unterstellte einheitliche Wirkungsgrad von 85 % wurde beibehalten. Die heute bereits bekannten Projekte zur Biogaseinspeisung konnten auf Basis der dena-Projektliste [dena 2014] regionalisiert werden. Für die zukünftig zusätzlich erwartete Biogaseinspeisung erfolgte eine Regionalisierung anhand der anteiligen Landwirtschaftsfläche eines Kreises an der gesamtdeutschen Landwirtschaftsfläche.

Tabelle 14: Biogaseinspeisung in Deutschland*

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

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

** unter Berücksichtigung des angenommenen Wirkungsgrades von 85 %

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

Die Förderung nicht-konventionellen Gases wird gegenwärtig von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in einem bis zum Jahr 2015 laufenden Projekt untersucht. Ersten vorläufigen Abschätzungen zufolge liegen die technisch gewinnbaren Schiefergasressourcen bei 1,3 Bill. m³³ und damit deutlich über Deutschlands konventionellen Erdgasressourcen (0,15 Bill. m³) und -reserven (0,146 Bill. m³). Allerdings macht die BGR keine Aussagen zum wirtschaftlich förderbaren Potenzial des nicht-konventionellen Gases in Deutschland und betont, dass die zukünftige Nutzung dieser Gasvorkommen in Deutschland offen sei [BGR 2012a, b]. Bisher gibt es in Deutschland keine Schiefergas-Förderung, so dass keine praktische Erfahrung damit vorliegt, welcher Anteil der geschätzten Schiefergas-Gesamtmenen tatsächlich technisch gewonnen werden kann [BGR 2013]. Daher wird in den Szenarien zum Netzentwicklungsplan Gas wie in den Vorjahren keine Quantifizierung der Förderung solcher Gase vorgenommen.

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.

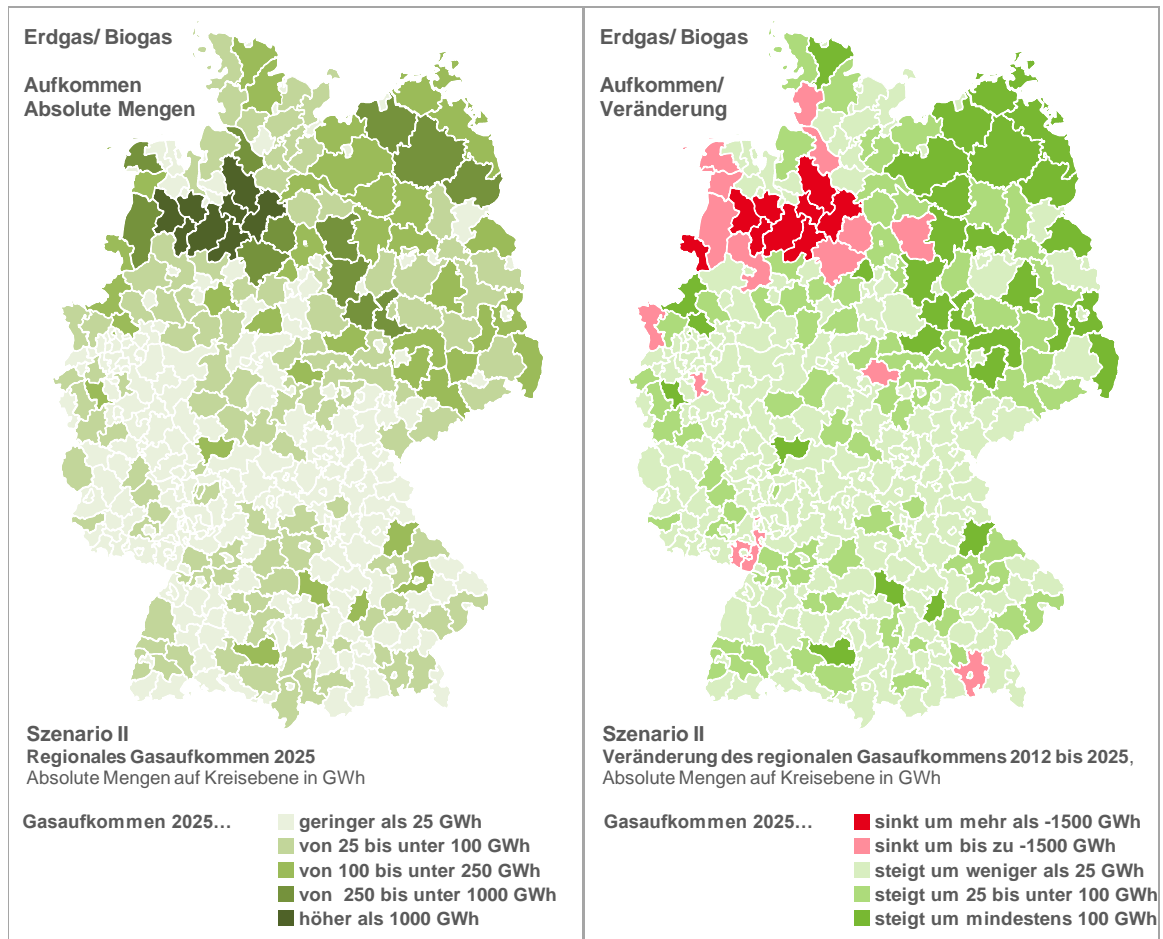
Da die Erdgasinfrastruktur durch Power-to-Gas das Potenzial hat, große Mengen an Energie zu speichern, wird für die kommenden Jahre angestrebt, das Augenmerk auf die Einspeisung von synthetischem Methan zu legen, das sich auch in größeren Mengen problemlos in das Erdgasnetz einspeisen lässt. Aus diesem Grund unterstützen die FNB den Vorschlag zur Entwicklung eines Power-to-Gas-Potenzialatlas.

Die FNB begrüßen die begonnenen intensiven Forschungsaktivitäten zahlreicher Institute und Organisationen, die sich diesem Thema widmen. Die FNB wirken inhaltlich an entsprechenden Forschungs- und Entwicklungs-Vorhaben mit und werden sich dem Thema im Rahmen des NEP-Prozesses wieder zuwenden, wenn es hierzu Netzausbau-relevante Neuerungen gibt.

³ Hierbei handelt es sich um den Median. Die Spannweite reicht von 0,7 Bill. m³ bis 2,3 Bill. m³. Dabei wird unterstellt, dass 10% der geschätzten Schiefergas-Gesamtmenge (Gas-in-place; GIP) technisch gewonnen werden kann [BGR 2012a].

Das gesamte regionale Gasaufkommen aus Inlandsförderung und Biogas-Produktion im Jahr 2025 und deren Veränderung gegenüber dem Basisjahr 2012 zeigt die folgende Abbildung. Der Rückgang der deutschen Erdgasförderung wird in der rechten Karte der Abbildung 8 noch einmal besonders deutlich.

Abbildung 8: Szenario II: Regionales Gasaufkommen des Jahres 2025 und Veränderung gegenüber 2012 (Absolut in GWh)



Quelle: Prognos AG

6 Gasbilanz in Deutschland

Der Erdgas-Bedarf in Deutschland (ohne Transitmengen) in den drei Szenarien ergibt sich als Gesamtbilanz aus Gasverwendung und Gasaufkommen. Die Darstellung der Bilanz erfolgt auf der Basis des unteren Heizwertes und zeigt in den Szenarien I bis III einen uneinheitlichen Verlauf (Tabelle 15). Der Endenergiebedarf geht in allen Szenarien unterschiedlich stark, aber kontinuierlich zurück. Auffällige Unterschiede haben ihre Ursache sowohl in den deutlich voneinander abweichenden Szenarien zur Gasverstromung als auch in der unterschiedlichen Effizienzentwicklung der Endenergiebedarfsszenarien.

Tabelle 15: Entwicklung des Erdgas-Bedarfs in den Szenarien

Bedarf Erdgas	Einheit	2012	2015	2020	2025	Veränderung 2025 zu 2012	Veränderung 2025 zu 2015	Veränderung 2025 zu 2020
Szenario I	[TWh]	730	631	683	714	-2%	13%	5%
Szenario II	[TWh]	730	637	647	661	-9%	4%	2%
Szenario III	[TWh]	730	630	588	571	-22%	-9%	-3%

Quelle: Prognos AG

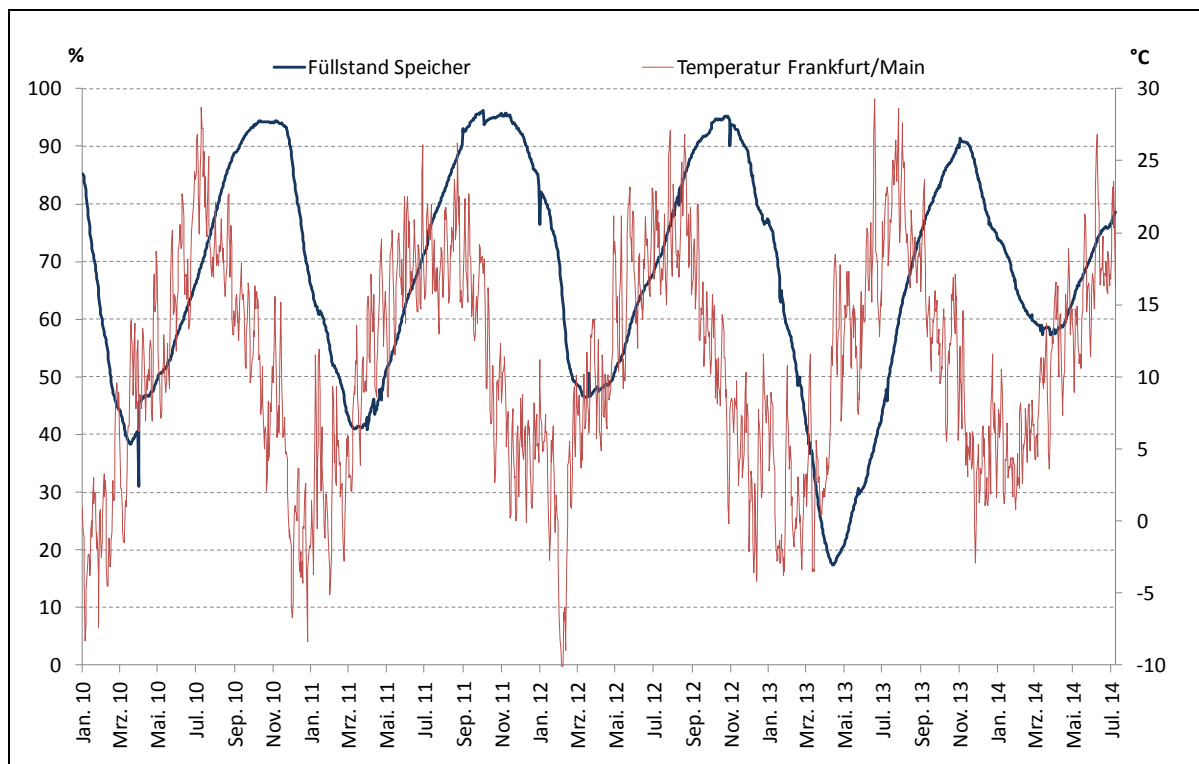
7 Erdgasspeicher in Deutschland

Rolle der Gasspeicher in der Energiewirtschaft

Gasspeicher haben in der Energiewirtschaft eine Doppelrolle:

- Die Erdgasspeicher dienen primär dem Ausgleich zwischen einem gleichmäßigen Erdgasbezug an den Grenzimportpunkten und der Produktion und einem temperaturabhängig stark schwankenden Erdgasverbrauch der Letztverbraucher. Durch den Einsatz der Speicher kann eine volkswirtschaftlich sinnvolle Dimensionierung des Transportsystems erreicht und das Gesamtsystem hinsichtlich einer effizienten Auslastung optimiert werden. Darüber hinaus sind sie technisch in der Lage, bei Höchstlast oder im Fall eines physischen Engpasses im Netz schnell und lokal größere Gasmengen zur Verfügung zu stellen (Regelenergie) und leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität.
- In den letzten Jahren wurden die Speicher auch zunehmend unter kommerziellen Gesichtspunkten im Handelsbereich vermarktet. Neben der Strukturierung der schwankenden Lieferverpflichtungen an die Endkunden werden sie immer stärker auch zur allgemeinen Geschäftsoptimierung eingesetzt.

Abbildung 9: Entwicklung der Speicherfüllstände seit Januar 2010



Quelle: DWD 2014, GIE 2014

Die Anteile dieser beiden Elemente können aus dem in Abbildung 9 dargestellten Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland abgelesen werden:

- Überwiegend saisonale Nutzung in einem Bereich von etwa 40 % bis über 90 % des Arbeitsgasvolumens.
- Die überlagerten kurzfristigen Handelsaktivitäten sind in dieser gesamt-deutschen Übersicht allenfalls als kleinere Effekte erkennbar, die bislang nicht zu einer nachhaltigen Umkehr der jeweiligen saisonalen temperaturabhängigen Speichernutzung führt.

Insgesamt ist zu erkennen, dass die temperaturabhängige saisonale Nutzung in dem Zeitraum von Januar 2010 bis Juli 2014 bei Weitem überwog.

Modellierung im Netzentwicklungsplan 2015

Wie die vorgenannten Ausführungen zeigen, steht die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland in einem unmittelbaren Zusammenhang mit temperaturabhängigen Ein- und Ausspeicherungsphasen von Erdgasspeichern. Die FNB sehen daher die Bereitstellung temperaturabhängig fester Kapazitäten zu bzw. von den Speichern vor.

Inwiefern ein Netzausbau zur Bereitstellung von darüber hinausgehenden festen Transportkapazitäten volkswirtschaftlich sinnvoll ist, wurde in der Entwicklung des NEP 2013 untersucht und intensiv diskutiert. Die FNB haben bereits in dem an die BNetzA übermittelten Szenariorahmen für den NEP 2014 die Modellierung auf Basis der temperaturabhängig festen Kapazitäten für Gasspeicher (TaK) vorgesehen. Dies ist in dieser Form von der BNetzA bestätigt worden. Der nach Konsultation am 01.04.2014 von

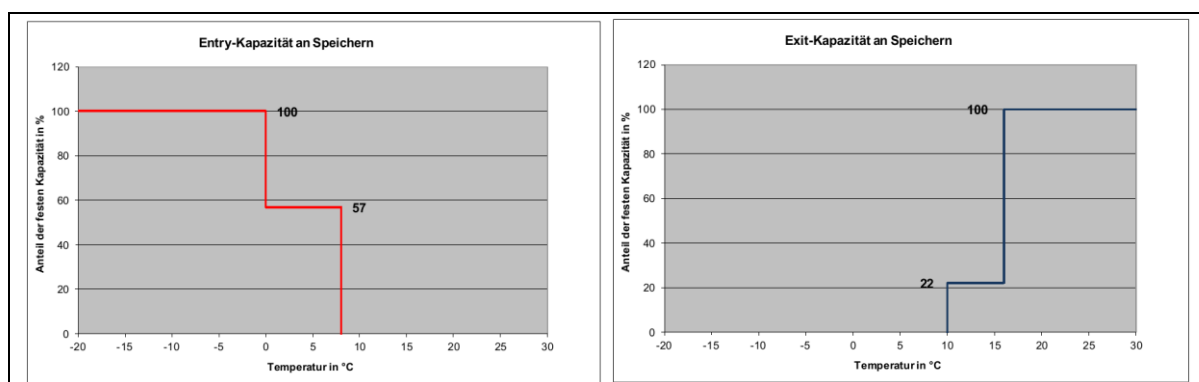
den FNB an die BNetzA übermittelte Entwurf des NEP 2014 basiert dem entsprechend auf dieser Modellierung.

Auf dieser Grundlage sehen die FNB die Modellierung des NEP 2015 auf Basis der temperaturabhängig festen Kapazitäten für Gasspeicher (TaK) vor (vgl. Abbildung 10).

- 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 ergeben sich bei diesen Zwischentemperaturbereichen mehr als die von der BNetzA vorgegebenen [BNetzA 2013c] 92 Vollbenutzungstage.

Abbildung 10: Vorschlag für Anteile an fester Entry- und Exit-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

Die entsprechenden Entry- und Exit-Kapazitäten der heute bestehenden/ im Bau befindlichen Speicher und der mit Stand vom 31.05.2014 den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV sind der Speicherliste im Anhang zu entnehmen. Die Anfragen für den österreichischen Speicher Haidach II und für den Speicher Nussdorf/ Zagling (sofern das angekündigte Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV fristgerecht bei den FNB eingeht) werden unter dem Vorbehalt, dass das Vorliegen der Voraussetzungen entsprechender Ausbaubegehren gemäß § 39 GasNZV zurzeit im Rahmen von behördlichen und gerichtlichen Verfahren überprüft wird, als feste Kapazität in die Ausbauplanung aufgenommen. In Bezug auf das Ausbaubegehren für den österreichischen Speicher 7 Fields haben der Ausbaubegehrende und der FNB eine außergerichtliche Vereinbarung getroffen. Dem entsprechend werden die in der Inputliste (Anlage 1) aufgeführten Kapazitätswerte in die Ausbauplanung als TaK aufgenommen.

Eine belastbare langfristige Ausbauplanung wird durch den anhaltenden Trend zum kurzfristigen Buchungsverhalten bei Speichern in Deutschland erschwert. So sind

beispielsweise bei OGE von ursprünglich 5,1 GW über 3,9 GW im NEP 2014 zwischenzeitlich alle Buchungen an den Speichern zurückgegeben worden. Es zeigt sich, dass trotz eines Angebots von frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) keine Marktnachfrage besteht, diese auch zu buchen. Unter Berücksichtigung der historischen und prognostizierten Nachfrage nach Kapazitäten (§ 9 Absatz 2 Satz 2 GasNZV) und mit dem Ziel, die Netzkapazitäten zu maximieren (§ 9 Absatz 2 Satz 3 GasNZV), wird an diesen Punkten bereits heute beispielsweise bei OGE eine Umwandlung von FZK in temperaturabhängig feste Kapazitäten („TaK“) vorgenommen. Somit werden trotz fehlender Buchungsnachfrage auch zukünftig ausreichend feste Kapazitäten an Speichern zur Verfügung stehen.

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

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

Die FNB erwägen, im Rahmen der Erstellung des NEP 2015 den möglichen Beitrag der Erdgasspeicher zum Ausgleich zwischen einem gleichmäßigen Erdgasbezug an den Grenzimportpunkten und der Produktion sowie einem temperaturabhängig stark schwankenden Erdgasverbrauch der Letztverbraucher vertiefend zu untersuchen.

8 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern

Entwicklung der Einspeisemengen aus den Nachbarländern

Auf Grund der rückläufigen europäischen Eigenproduktion wird der H-Gas-Importbedarf für Westeuropa in den nächsten Jahren deutlich zunehmen. Der Rückgang der L-Gas-Importe aus den Niederlanden und der bisher schon bekannte Rückgang der deutschen Eigenproduktion führen zu einem erhöhten H-Gas-Importbedarf nach Deutschland. Zusätzlich ist die deutsche Fernleitungsinfrastruktur traditionell stark durch grenzüberschreitende Erdgasströme zur Versorgung der angrenzenden west- und südeuropäischen Nachbarstaaten geprägt. Es ist zu erwarten, dass die Anforderung an die Fernleitungsinfrastruktur im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Gasaustausch zukünftig weiter steigen wird.

Um den zukünftigen Ausbau neuer H-Gas-Importinfrastruktur nach Europa und die damit verbundene Wirkungsweise auf die deutschen Fernleitungsnetze abschätzen zu können, haben die FNB im Rahmen des NEP 2013 ein Modell entwickelt, das auf öffentlich zugänglichen Daten basiert. Da es im Rahmen der FNB-Konsultationen zu den NEP 2013 und 2014 keine Stellungnahme gab, die eine alternative Vorgehensweise vorgeschlagen hat, haben sich die FNB entschieden, dieses Modell auch für den Szenariorahmen des NEP 2015 anzuwenden. Für die zu berücksichtigenden neu geplanten Infrastrukturprojekte zum Import von Erdgas nach Westeuropa wurde der Ten-Year Network Development Plan 2013-2022 (TYNDP, Annex A) von der European Network of Transmission System Operators for Gas [ENTSOG 2013] zugrunde gelegt. Im Rahmen der Modellierung des NEP 2015 bleiben folgende Projekte unberücksichtigt oder teilweise unberücksichtigt:

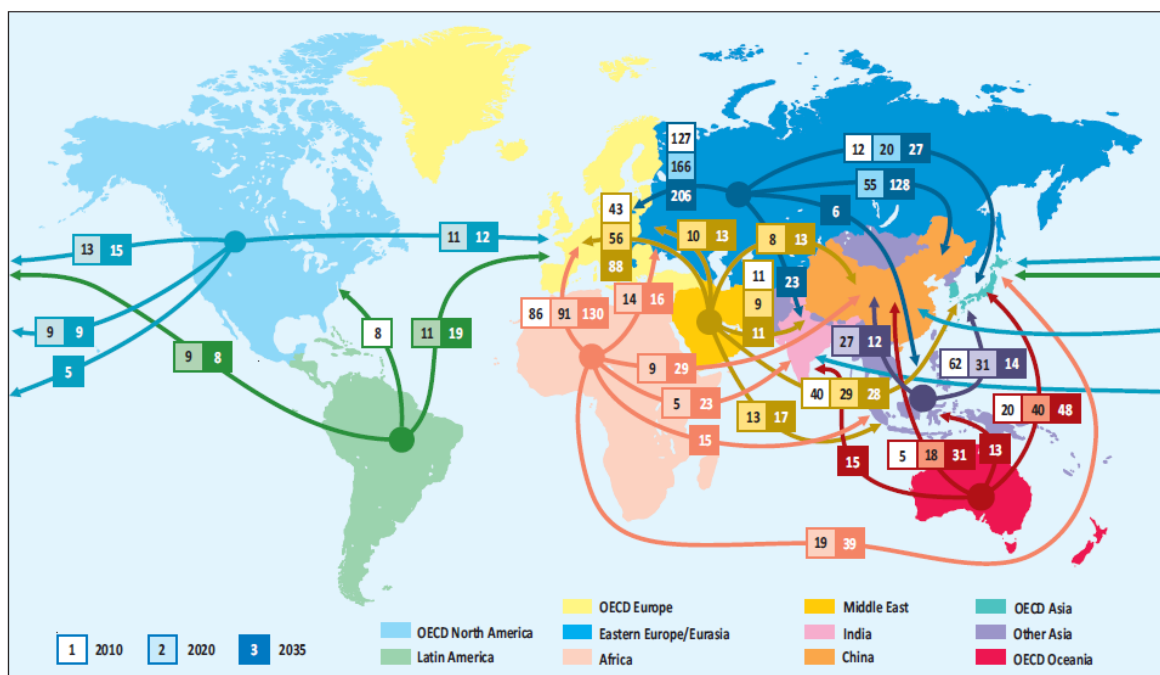
- LNG-Terminal Shannon (Irland) und LNG Malta (Malta), wegen nicht zu erwartender physischer Wirkung auf Deutschland,
- Pipelineprojekt Nabucco "West", da das Projekt nach neuesten Erkenntnissen nicht realisiert wird,
- White Stream und IGI (Poseidon), wegen nur begrenzt zur Verfügung stehenden Gasmengen aus dem kaspischen Raum für Westeuropa,
- South Stream (Gesamtkapazität von 63,0 Mrd. m³/Jahr) ist mit einer Kapazität von 31,5 Mrd. m³/Jahr als Substitution für Liefermengen aus Russland via Ukraine nach Rumänien, Griechenland und die Westtürkei berücksichtigt. Die FNB erwarten, dass sich die verbleibende Kapazität in Höhe von 31,5 Mrd. m³/Jahr auf die Gasverfügbarkeit außerhalb dieser Länder auswirken wird.

Über die Angaben des TYNDP hinaus werden auf Basis der bei der FNB-Konsultation eingegangenen Stellungnahmen zu den NEP 2013 und 2014 sowie weiterer aktueller Informationen im Szenariorahmen folgende zusätzliche Projekte berücksichtigt:

- LNG-Terminal Gate mit einer Erweiterungskapazität von 6,2 Mrd. m³/Jahr,
- LNG-Terminal Zeebrugge mit einer Erweiterungskapazität von 4 Mrd. m³/Jahr,
- Pipelineprojekt Nord Stream 1 und 2 mit einer zusätzlichen Transportkapazität von insgesamt ca. 5 Mrd. m³/Jahr.

Die Einschätzung der zukünftig zusätzlich verfügbaren Gasimportmengen für Europa wurde dem World Energy Outlook 2012 (WEO) der Internationalen Energieagentur [IEA 2012] entnommen (vgl. Abbildung 11). Der WEO hat hierfür drei grundsätzliche Entwicklungspfade untersucht. Die FNB haben sich – wie schon in den NEP 2013 und 2014 – für den mittleren Entwicklungspfad „New Policies Scenario“ des WEO als angemessene Entwicklung für die weitere Betrachtung im Szenariorahmen des NEP 2015 entschieden.

Abbildung 11: Interregionale Netto-Gas-Handelsflüsse zwischen großen Weltregionen im „New Policies“-Szenario des World Energy Outlook 2012



Quelle: World Energy Outlook 2012, Seite 149, © OECD/ IEA 2012

Im WEO werden zwei Entwicklungszeiträume bis 2020 bzw. bis 2035 angegeben. Im NEP 2015 sind die Jahre 2020 und 2025 durch die FNB zu betrachten. Projekte mit internationaler Größenordnung und vor allem deren Auswirkung auf die deutsche Gasnetz-Infrastruktur sind erfahrungsgemäß unter Berücksichtigung noch längerer Zeiträume zu betrachten. Wegen der erheblichen Auswirkung auf den langfristigen Netzausbau in Deutschland haben die FNB den WEO-Zeitraum bis 2035 herangezogen. Aus dem WEO ergibt sich eine zusätzliche Gasverfügbarkeit für Gesamteuropa im Jahre 2035 gegenüber dem Jahr 2010 in Höhe von 228 Mrd. m³/Jahr. Die prognostizierten Mengen teilen sich in Mengen für Osteuropa (29 Mrd. m³/Jahr) und für Westeuropa (199 Mrd. m³/Jahr) auf. Die Gasmengen werden vor allem aus Nord- und Südamerika, Afrika, dem Nahen Osten sowie Russland bereitgestellt.

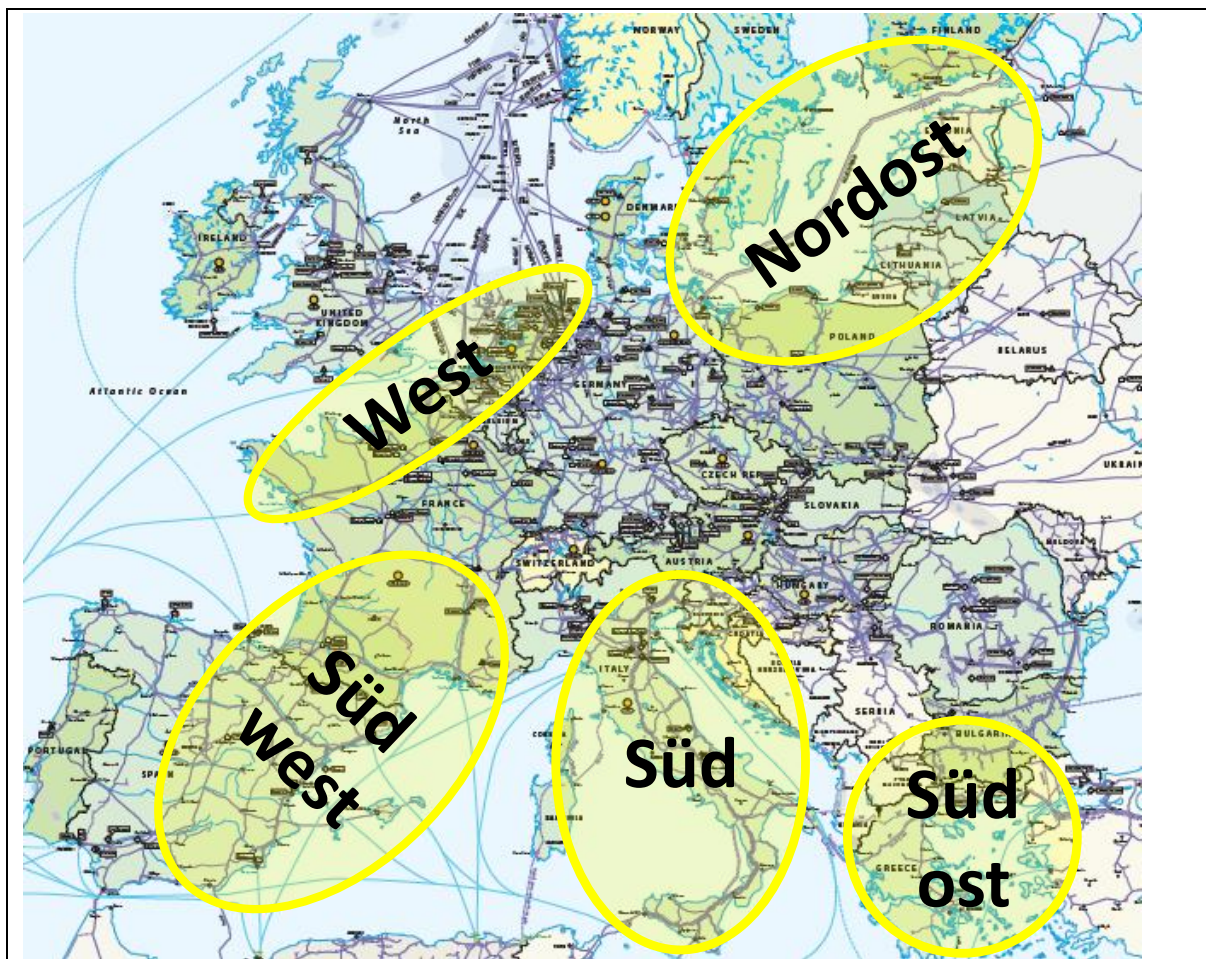
Grundsätzlich gehen die FNB davon aus, dass die neuen Gasmengen über zwei Transportmittel nach Europa kommen werden. Mengen aus Amerika, Teilmengen aus Afrika und dem Nahen Osten werden per Tankschiff als LNG (Liquefied natural gas) zur Verfügung gestellt. Mengen aus Russland, Teilmengen aus Afrika und dem Nahen Osten werden über Pipeline-Projekte nach Europa transportiert. Als mögliche zusätzliche europäische Anlanderegionen für LNG ergeben sich nach dem TYNDP (vgl. Abbildung 12) die Region „Süd“ (Italien, Kroatien), „Südost“ (Griechenland), die Region „Nordost“ (Polen, die

baltischen Staaten, Finnland und Schweden), „Südwest“ (Frankreich Mittelmeer, Spanien) und die Region „West“ (Frankreich Atlantik, Belgien und Niederlande).

Für die Region „West/Südwest“ gehen die FNB von einem Kapazitätsaufbau von 66 Mrd. m³/Jahr (vgl. Tabelle 16) aus. Der Kapazitätsaufbau ergibt sich durch den geplanten Neubau sowie die geplante Erweiterung bereits in Betrieb befindlicher LNG-Terminals. Für die Region „Süd/ Südost“ gehen die FNB von einem LNG-Kapazitätsausbau in Höhe von 63,5 Mrd. m³/Jahr (vgl. Tabelle 16) aus. Der Ausbau der Kapazitäten im Süden wird über geplante LNG-Terminals in Italien, Kroatien und Griechenland erreicht. Für die Region „Nordost“ gehen die FNB von einem LNG-Kapazitätsausbau in Höhe von 17 Mrd. m³/Jahr (vgl. Tabelle 16) aus. Hier wird der Kapazitätsausbau über geplante LNG-Terminals in Polen, den baltischen Staaten, Finnland und Schweden erreicht.

Die geplante Kapazität aller LNG-Projekte übersteigt die zu erwartenden LNG-Importe für Westeuropa in Höhe von 112 Mrd. m³/Jahr. Diese Importe ergeben sich aus der Differenz zwischen WEO-Importzuwachs für Westeuropa in Höhe von 199 Mrd.m³/Jahr und berücksichtigter Transportmenge über Pipeline-Projekt in Höhe von 87 Mrd. m³. Aus diesem Grund wurde die LNG-Kapazität je Region ratierlich im Verhältnis zur für Westeuropa zu erwartenden LNG-Importmenge berücksichtigt.

Abbildung 12: Regionen LNG Anlandung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis von GIE 2012

Tabelle 16: Berücksichtigte europäische Infrastrukturprojekte

Typ	Infrastrukturprojekte	Technische Kapazität (Mrd. m³/Jahr)	Region
Pipeline	TAP	11,0	Süd
Pipeline	GALSI	8,0	Süd
		19,0	Süd
Pipeline	South Stream 1-4	63,0	Südost
		63,0	Südost
Pipeline	Nord Stream 1+2 (Erweiterung)	5,0	Nordost
		5,0	Nordost
LNG	Dunquerke LNG	13,0	West
LNG	Montoir LNG (Erweiterung)	6,5	West
LNG	Gate (Erweiterung)	6,2	West
LNG	Zeebrugge (Erweiterung)	4,0	West
LNG	Fos (Anteil West)	19,0	West
		48,7	West
LNG	LNG RV Croatia	2,0	Süd
LNG	Api Nova (Falconara)	4,0	Süd
LNG	Brindisi	8,0	Süd
LNG	Zaule	8,0	Süd
LNG	Panigaglia	8,0	Süd
LNG	Porto Empedocle	8,0	Süd
LNG	Toscana	3,8	Süd
LNG	Medgaz (Gioia Tauro)	12,0	Süd
LNG	Fos (Anteil Süd)	0,0	Süd
		53,8	Süd
LNG	Aegean LNG	5,0	Südost
LNG	Alexandroupolis	2,6	Südost
LNG	Revythoussa	2,1	Südost
		9,7	Südost
LNG	Bilbao (Summe)	4,8	Südwest
LNG	Musel (Summe)	8,0	Südwest
LNG	Sagunto	1,6	Südwest
LNG	Sines	3,0	Südwest
		17,3	Südwest
LNG	Tallinn LNG	2,9	Nordost
LNG	Paldiski LNG	2,6	Nordost
LNG	Klaipeda LNG	2,0	Nordost
LNG	Finngulf	1,0	Nordost
LNG	Gothenburg	1,0	Nordost
LNG	Swinoujscie	5,0	Nordost
LNG	Swinoujscie	2,5	Nordost
		17,0	Nordost

Quelle: Die Fernleitungsnetzbetreiber, TYNDP

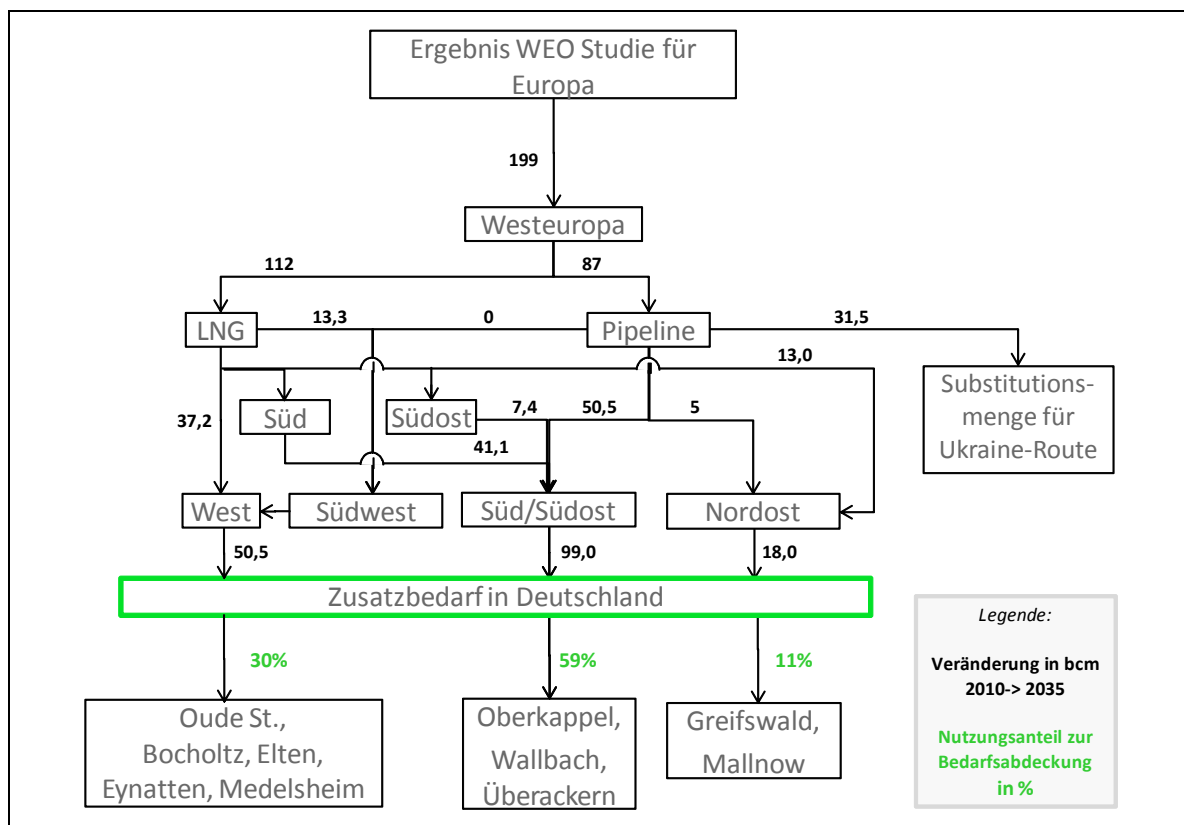
Die Nord Stream AG prüft derzeit die Machbarkeit einer Erhöhung der Importkapazitäten aus Russland über die beiden bestehenden Pipeline-Stränge mit einer dann zur

Verfügung stehenden Kapazität von je 30 Mrd. m³/Jahr (20°C). Im Rahmen der H-Gas Quellenverteilung wurde die Kapazitätserhöhung der Nord Stream mit einer Kapazität von 5 Mrd. m³/Jahr in der Zone „Nordost“ berücksichtigt. Die im Szenariorahmen für den NEP 2014 angesetzte Erweiterung um die Stränge 3 und 4 wird hier derzeit nicht weiter berücksichtigt, da die Planungsarbeiten zwischenzeitlich eingestellt wurden.

Über das geplante Pipeline-Projekt GALSI (8 Mrd. m³/Jahr) würden aus Nordafrika Gas-mengen nach Italien, über South Stream aus Russland 63 Mrd. m³/Jahr und über die TAP aus dem Nahen Osten 11 Mrd. m³/Jahr in die Zone „Süd/ Südost“ eingespeist werden. Die Projekte GALSI und TAP wurden mit der vollständigen technischen Kapazität eingeplant. Die Projekte Nord Stream Kapazitätserhöhung und South Stream sind vollständig (79 Mrd. m³/Jahr) aus dem nach WEO aus Russland zu erwartenden Importzuwachs be-rücksichtigt worden. Die Differenzmenge aus Russland (11 Mrd. m³/Jahr) wurde als LNG eingeplant. Damit gehen die FNB davon aus, dass von den neuen Gasmengen für West-europa 87 Mrd. m³/Jahr über neue oder erweiterte Pipeline-Projekte transportiert werden.

Um von der tatsächlichen Realisierung einzelner Infrastrukturmaßnahmen für die Bereit-stellung zusätzlicher Gasmengen in Europa weitestgehend unabhängig zu sein, haben sich die FNB für eine ratierliche Quellenverteilung entschieden. Der Zusatzbedarf wird aus den Regionen „West“, „Süd/ Südost“ und „Nordost“ gedeckt. Je Region wird der deutsche Zusatzbedarf im Verhältnis der jeweiligen Teilmenge einer Region zur vollständig für Westeuropa zur Verfügung stehenden Menge gedeckt. Der Zusatzbedarf in Deutschland wird entsprechend dem entwickelten Modell aus der Region „West“ zu 30 %, der Region „Süd/ Südost“ zu 59 % und der Region „Nordost“ zu 11 % erfüllt (vgl. Abbildung 13).

Abbildung 13: Modellrechnung zur H-Gas-Quellenverteilung



Quelle: Fernleitungsbetreiber auf Basis von IEA 2012

Die Netzknoten Wallbach (Deutschland/ Schweiz) und Oberkappel (Deutschland/ Österreich) werden heute überwiegend zum Export von Erdgas genutzt. Zukünftig wird erwartet, dass an diesen Grenzknoten mit einer Reduzierung der Flüsse oder sogar mit einer Flussumkehr durch zusätzliche Gas Mengen aus der Region Süd/ Südost zu rechnen ist. Erdgas Mengen, die in Südwest- oder Westeuropa eingespeist werden, führen an den Netzknoten Bocholtz, Elten, Oude Statenzijl (Deutschland/ Niederlande) und Eynatten (Deutschland/ Belgien) zur Erhöhung der Import-Gasströme sowie am Grenzknoten Medelsheim (Deutschland/ Frankreich) zur Reduzierung der Exportgasströme. Die Einspeisung von Gas Mengen im Nordosten von Europa wird sich unmittelbar auf bestehende Netzknoten wie Greifswald und Mallnow auswirken. Da nur schwer abzuschätzen ist, welche exakten Gas Mengen aus welcher Richtung für die Deckung des deutschen H-Gas-Bedarfs in Betracht kommen, wurde davon ausgegangen, dass der H-Gas-Bedarf ratierlich in Abhängigkeit der jeweils verfügbaren zusätzlichen Gas Menge pro Einspeiserichtung gedeckt wird.

Die Abbildung 13 zeigt, dass die erforderlichen Mengen zur Deckung des Zusatzbedarfs in Deutschland nach Ansicht der FNB im Wesentlichen aus drei Richtungen auf das deutsche Fernleitungsnetz wirken werden:

- Süd- und Südosteuropa,
- Nordosteuropa und
- Westeuropa.

In diesem Zusammenhang weisen die FNB auf folgende aktuelle Entwicklungen an ausgewählten Grenzübergangspunkten mit Zuordnung zu den oben genannten Regionen hin.

Süd- und Südosteuropa

Als ein Teilprojekt des „TENP-Reversierungsprojektes“ der Fluxys TENP soll ab der deutsch-schweizerischen Grenze in Wallbach der Gasfluss von Süden nach Norden ermöglicht werden. Diese Investitionsmaßnahme soll nach derzeitigem Kenntnisstand in Abhängigkeit vom Marktbedarf eine Gesamtleistung von 6.000 bis 14.900 MWh/h als feste Einspeisekapazität mit Auflage in Wallbach zur Verfügung stellen. Die Leistung soll ab dem 01.10.2018 bereitgestellt werden. Derzeit wird die technische Realisierbarkeit einer industriellen Deodorierungsanlage sowie die Projekt-Wirtschaftlichkeit untersucht, eine endgültige Investitionsentscheidung ist noch nicht getroffen. Ebenfalls sind die angegebenen Kapazitäten noch vorläufig.

Westeuropa

Entsprechend der in der Konsultation zum NEP 2014 eingereichten Stellungnahme der Fluxys Belgium SA können in Belgien bis zu 13 Mrd. m³/Jahr zusätzliche Gas Mengen aus den noch zu erweiternden bzw. sich im Bau befindlichen LNG-Anlagen in Zeebrugge und Dünkirchen für den deutschen Markt über den Grenzübergangspunkt Eynatten bereitgestellt werden.

Das Projekt „Reverse-Flow Kapazität von Frankreich nach Deutschland in Obergailbach/ Medelsheim“ des aktuellen TYNDP wird im NEP nicht für 2018 berücksichtigt, da im Laufe der Konsultationen weder auf französischer Seite noch auf deutscher Seite ein Hinweis auf eine Nachfrage von Transportkunden eingegangen ist. Das Projekt ist auf unbestimmte Zeit verschoben.

Entsprechend der in der Konsultation zum NEP 2014 eingereichten Stellungnahmen der N.V. Nederlandse Gasunie und der Gasunie Transport Services b.v. besteht in der Region Oude Statenzijl der Bedarf, die Kapazitäten für den Gasaustausch mit den Niederlanden zu erhöhen. Der Bedarf ist aus Sicht der GUD importseitig erforderlich, um einen diversifizierten Ersatz der dänischen Exporte nach Deutschland und insbesondere für die rückläufige deutsche Eigenproduktion zu schaffen. Hierbei handelt es sich konkret um eine Entrykapazität von 3,5 GW (FZK) in das System der GUD, die zusätzlich zu den aus der H-Gasquellen-Systematik erforderlichen H-Gas-Leistungen als Flexibilität für die Versorgung im GASPOOL-Marktgebiet bereitgestellt werden sollen. Neben einer Verbesserung der Versorgungssicherheit soll dieses Projekt zu einer Verbesserung der Liquidität und Förderung des innereuropäischen Gasaustausches beitragen.

Entwicklung der Ausspeisemengen zu den Nachbarländern

In der Vergangenheit gab es Kündigungen von Kapazitätsverträgen durch Transportkunden in größerem Umfang an den im Folgenden diskutierten GÜP. Um ihrer Verpflichtung zur nachfrageorientierten Bewirtschaftung gemäß § 15 (3) EnWG nachzukommen, verlagern die FNB diese Kapazitäten an andere Netzknoten mit einem entsprechenden Bedarf. Hinsichtlich der Entwicklung der Ausspeisemengen weisen die FNB auf folgende Entwicklungen hin:

Belgien

Um die Versorgungssicherheit und die Liquidität des deutschen und europäischen Erdgasbinnenmarktes zu fördern und zu verbessern, plant die Fluxys TENP GmbH die Investitionsmaßnahme „TENP Reversierungsprojekt“. In Abhängigkeit vom Marktbedarf könnte von Stolberg nach Eynatten eine feste Kapazität in Höhe von bis zu 7.000 MWh/h ab dem 01.10.2018 bereitgestellt werden. Diese Mengen würden von Wallbach aus in die TENP eingespeist werden. Derzeit wird die Projekt-Wirtschaftlichkeit untersucht, daher ist eine endgültige Investitionsentscheidung noch nicht getroffen. Ebenfalls sind die angegebenen Kapazitäten noch vorläufig.

Dänemark

Die Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD) hatte in einer integrierten Open Season in 2009 einen signifikanten Transportbedarf in Richtung Dänemark und Schweden (DK/ S) identifiziert, der durch die initiierten Ausbauprojekte befriedigt werden soll. Alle Projekte befinden sich in der Realisierung, so dass mit einer Kapazitätsbereitstellung in der ersten Ausbaustufe zum 4. Quartal 2014 bzw. in der zweiten Stufe gegen Ende 2015/ Anfang 2016 gerechnet werden kann.

Neben den Transportanforderungen in Richtung Dänemark/ Schweden wird durch die Ausbauten weiterer Kapazitätsbedarf im Raum Hamburg/ Schleswig Holstein gedeckt, der u. a. aus neu geplanten Gaskraftwerken resultiert.

Frankreich

Gemäß der Verpflichtung zur nachfrageorientierten Bewirtschaftung gemäß § 15 (3) EnWG steht die Ausspeise-FZK nach Frankreich am Punkt Medelsheim grundsätzlich in Konkurrenz zur Inlandsnachfrage an internen Bestellungen bzw. für systemrelevante Kraftwerke in der betroffenen Region. Die FNB weisen die Transportkunden darauf hin, dass Ausspeise-FZK, die in der Jahresauktion 2015 an diesem Punkt angeboten, aber

nicht gebucht wird, unter Umständen zur Befriedigung von internen Bestellungen vom Punkt Medelsheim im Verlauf des Jahres 2015 wegverlagert werden kann.

Polen

ONTRAS ist mit dem polnischen FNB GAZ-SYSTEM bzgl. der Transportkapazitäten und des bidirektionalen Transports an den deutsch-polnischen Grenzübergangspunkten weiter in Kontakt. Der im Mai 2014 erstellte Regional Investment Plan für die Region Mittel- und Osteuropa (GRIP CEE) hat insbesondere die Weiterentwicklung des GÜP Lasow betrachtet. Konkrete, mit belastbaren Zahlen unterlegte Bedarfsentwicklungen liegen dafür noch nicht vor.

Österreich

Der für den Grenzübergangspunkt Überackern 2 (Überackern-SÜDAL) von Gas Connect Austria GmbH (GCA) angekündigte Bedarf an zusätzlichen FZK-Kapazitäten (Exit Deutschland/ Entry Österreich) in Höhe von 214.477 m³/h (Vn) (inkl. Erhöhung des Übergabedruckes) kann ohne zusätzlichen Netzausbau bereits heute als beschränkt zuordenbare Kapazitäten (BZK) dargestellt werden. Nach Einbringung dieses Zusatzbedarfes in den nächsten TYNDP werden die FNB diesen Bedarf im dann darauf folgenden NEP (voraussichtlich NEP 2016) prüfen.

Die Grenzübergangspunkte Kiefersfelden und Pfronten am Netz der bayernets wurden in eine Ausspeisezone zusammengefasst. Der Marktgebietsverantwortliche Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) hat für das Marktgebiet Tirol einen Kapazitätsengpass gemeldet. Zur unterbrechungsfreien Versorgung des Marktgebietes Tirol (Aufspeisung nur über Kiefersfelden/ Pfronten möglich) ist ein zusätzlicher FZK-Kapazitätsbedarf (Exit Deutschland/ Entry Österreich) für 2015 in Höhe von 85.000 kWh/h und für die Jahre 2016-2024 von zusätzlich 215.000 kWh/h erforderlich. Diesen Kapazitätsbedarf werden AGGM und bayernets in den TYNDP einbringen.

Tschechische Republik

Das Ministerium für Industrie und Handel der Tschechischen Republik hat den tschechischen Transportnetzbetreiber NET4GAS aufgefordert, Maßnahmen zu ergreifen, um physikalischen Reverse-Flow entlang der Transitkorridore aus Deutschland in die Tschechische Republik sicherzustellen. Hiermit soll Staaten in Zentral- und Osteuropa die Möglichkeit gegeben werden, Erdgas aus Westeuropa zu erwerben für den Fall, dass diese Länder ihren Gesamtbedarf nicht mehr über die bisherige ukrainische Transportroute decken können. NET4GAS ist bezüglich der Grenzübergangsstation Waidhaus (MEGAL) auf die angrenzenden Fernleitungsnetzbetreiber GRTgaz D und OGE zugegangen.

Im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplanes Gas 2015 sollen Untersuchungen erfolgen, welche Maßnahmen für eine Flussumkehr der Grenzübergangsstation Waidhaus (MEGAL) erforderlich sind.

Niederlande

Entsprechend der in der Konsultation zum NEP 2014 eingereichten Stellungnahmen der N.V. Nederlandse Gasunie und der Gasunie Transport Services b.v. besteht in der Region Oude Statenzijl ein Bedarf auf niederländischer Seite infolge des Produktionsrückgangs des Groningenfeldes, welches durch die technische Konvertierung von zusätzlichen H-Gasmengen substituiert werden soll. Bei der Erstellung des NEP 2015 sollen

Untersuchungen erfolgen, welche Maßnahmen für eine Kapazitätserweiterung am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl erforderlich sind, um eine zusätzliche beschränkt zuordenbare Exitkapazität (BZK) von 8,5 GW in das System der GTS zu schaffen. Der der BZK-Kapazität zugeordnete Einspeisepunkt ist ein noch zu definierender GÜP, Speicher- oder Produktionspunkt im Netzgebiet der GUD. Neben einer Verbesserung der Versorgungssicherheit soll dieses Projekt zu einer Verbesserung der Liquidität und Förderung des innereuropäischen Gasaustausches beitragen.

9 Versorgungssicherheit

Entsprechend §15a Abs. 1 EnWG werden im Szenariorahmen Annahmen über die Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung getroffen.

- Im NEP 2012 haben die FNB den Ausfall des größten Gasimportpunkts (H-Gas) und eine Reduzierung der inländischen Produktion (L-Gas) modelliert.
- Im NEP 2013 wurde die angespannte Gasliefersituation der ersten Februarhälfte 2012 analysiert. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen zu diesen Versorgungsstörungen wurden auch in der Modellierung des NEP 2014 berücksichtigt.
- Der NEP 2014 hat den Umgang mit der reduzierten L-Gas Verfügbarkeit bis 2030 in den Mittelpunkt der Analyse zur Versorgungssicherheit gestellt.

Die hohe Versorgungszuverlässigkeit des deutschen Fernleitungsnetzes wird durch die BNetzA anhand eigener Untersuchungen bestätigt [BNetzA 2013b]. Der BNetzA sind laut Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13 [BNetzA 2013a] keine Engpässe und daraus resultierende Versorgungsprobleme in diesem Zeitraum bekannt.

Weiterhin hat das BMWi in seinem Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland vom Mai 2013 [BMWi 2013] die nicht-öffentliche Risikobewertung gemäß Art. 9 der SoS-VO für Deutschland durch die BNetzA in Zusammenarbeit mit dem BMWi und mit Unterstützung der Gaswirtschaft durchgeführt. Der darauf aufbauende Risikobericht über die Folgen potentieller Störungen der Gasinfrastruktur für die Versorgungslage in Deutschland wurde im April 2012 bei der EU-KOM notifiziert. In den Schlussfolgerungen wird zu den Ergebnissen der Risikobewertung insbesondere Folgendes aufgeführt [BMWi 2013, Kapitel 4.3, Abs. 1]:

"Die Risikoanalyse zeigt, dass alle Vorgaben der SoS-VO in Deutschland erfüllt werden. D. h. die deutschen Gasversorgungsunternehmen wurden nicht nur zur Sicherstellung des Versorgungsstandards verpflichtet, sondern sie sind mit hoher Wahrscheinlichkeit auch in der Lage ihn zu erfüllen; zur Erfüllung der beiden vorgegebenen Standards sind keine zusätzlichen Maßnahmen erforderlich."

Dieses Ergebnis stimmt nach Auffassung der FNB mit den Ergebnissen der entsprechenden Untersuchungen des Monitoring-Berichts 2013 der BNetzA und des BKartA vom Dezember 2013 [BNetzA/ BKartA 2012] überein.

Vor diesem Hintergrund besteht nach Ansicht der FNB für den NEP 2015 keine Notwendigkeit, eine fiktive Versorgungsstörung zu modellieren. Vielmehr sehen die FNB im NEP 2015 die Notwendigkeit, den Umgang mit der zukünftigen reduzierten Verfügbarkeit von L-Gas für den deutschen Markt wieder in den Mittelpunkt zu stellen.

L-Gas-Versorgung

Ein zentrales Thema des NEP 2014 war der Umgang mit der zukünftigen reduzierten Verfügbarkeit von L-Gas für den deutschen Markt. Ein wichtiges Ergebnis des NEP 2014 ist die Festlegung von Netzbereichen für die bis 2024 eine Umstellung auf H-Gas vorgesehen ist. Wichtig für die weitere Diskussion sowie die zukünftige Netzauslegung ist es, die detaillierte Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 – dem Ende der Importe aus den Niederlanden – fortzusetzen.

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 ebenfalls ein kontinuierlicher Rückgang der Exportleistungen und -mengen ab Oktober 2020 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-Transportinfrastruktur auch nach der Umstellung für H-Gas-Transporte nutzbar sein und eine effiziente Lösung für den Antransport der benötigten H-Gas Mengen gefunden werden.

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.

L-Gas-Einspeisekapazitäten bis 2030

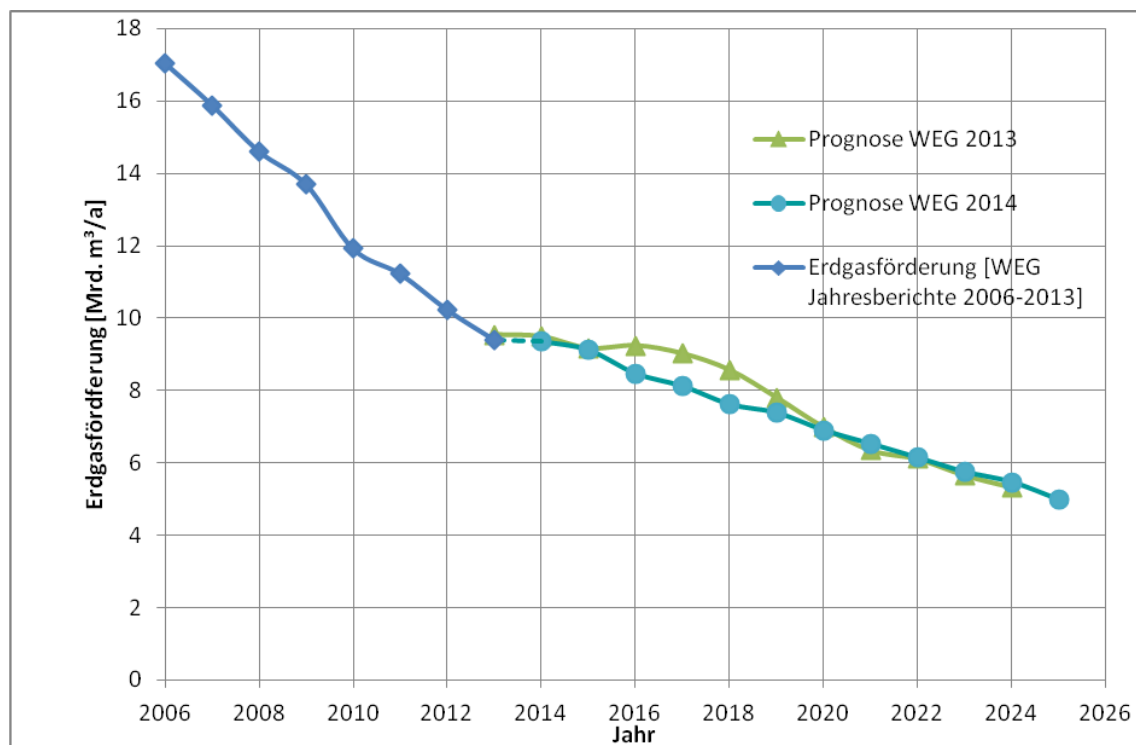
Die FNB halten es aufgrund der Tragweite und der möglichen gravierenden Auswirkungen der angekündigten Reduzierungen auf der Darbietungsseite über 2025 hinaus für erforderlich, den Zeitraum bis 2030 in der L-Gas-Bilanz zu untersuchen.

Inländische Produktion

Abbildung 14 zeigt die historische und prognostizierte Produktionsentwicklung (Jahresmengen) der Erdgasförderung im Zeitraum 2006 bis 2025. Die Produktion der Jahre 2006 bis 2013 basiert auf den durch den Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (WEG) für die beiden wichtigsten deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems veröffentlichten Daten [WEG Jahresberichte 2006-2013]. Für die Zeit ab 2014 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des WEG bis zum Jahr 2025.

In den Jahren 2006 bis 2013 war ein kontinuierlicher Rückgang der Erdgasförderung zu verzeichnen. Entgegen diesem Trend wurde in der Prognose 2013 seitens des WEG für die Jahre 2013 bis 2017 nur eine sehr geringfügige Abnahme der Produktionsmenge prognostiziert. Diese deutlich vom Trend der vergangenen Jahre abweichende Prognose begründete sich nach Aussage des WEG durch eine Reihe von geplanten Projekten zur Feldesentwicklung. In der neuen Prognose für 2014 seitens des WEG werden diese Projekte teilweise nicht realisiert, so dass mit einem stärkeren Rückgang, gerade in den Anfangsjahren der Umstellung, zu rechnen ist.

Abbildung 14: Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



Quelle: WEG-Prognose 2013 & 2014, Fernleitungsnetzbetreiber

Der prognostizierte Rückgang bis 2025 wird in der Abbildung 15 bis 2030 fortgeschrieben.

Importe aus den Niederlanden

Den größten Beitrag auf der Einspeiseseite erbringen die Importe aus den Niederlanden. In den Jahren bis 2020 stellt die Import-Leistung rund 60 % der L-Gas-Versorgungsleistung dar. Die aufgezeigte Import-Leistung 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.

GTS plant als Konsequenz des niederländischen Produktionsrückgangs, zuerst die Exportkapazitäten in Richtung Deutschland zu reduzieren und so die Produktionskapazitäten für den niederländischen Bedarf zu sichern. Der Rückgang der Produktionsleistung des Groningen-Feldes führt nach diesen Überlegungen zu einer Reduktion der L-Gas-Exportleistung nach Deutschland zum 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. Die Begrenzung der Jahresproduktionsmenge für die Jahre 2014 und 2015 liegt bei 42,5 Mrd. m³/a und ab dem Jahr 2016 voraussichtlich bei 40 Mrd. m³/a. In den kommenden Jahren soll dieser Produktionsrückgang über verstärkte Konvertierung in den Niederlanden ausgeglichen werden. Für die Planung des NEP 2015 ergibt sich somit kein Änderungsbedarf, da seitens GTS die derzeitigen Annahmen hinsichtlich der Importkapazitäten aus den Niederlanden bestätigt wurden.

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 umzustellenden Netzbereichen liegen, wurden ab dem Umstellungszeitpunkt aus der Planung des NEP Entwurfs 2014 für die L-Gas-Leistungsbereitstellung nicht mehr berücksichtigt. Dies betrifft den Speicher Lesum mit einer Leistung von 2,1 GW ab dem Jahr 2021.

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, mit dem Ziel, entsprechende Konzepte zu entwickeln, fortzuführen. Von daher ist zum jetzigen Zeitpunkt die Speicherleistung bis 2030 noch konstant fortgeschrieben worden.

Konvertierung

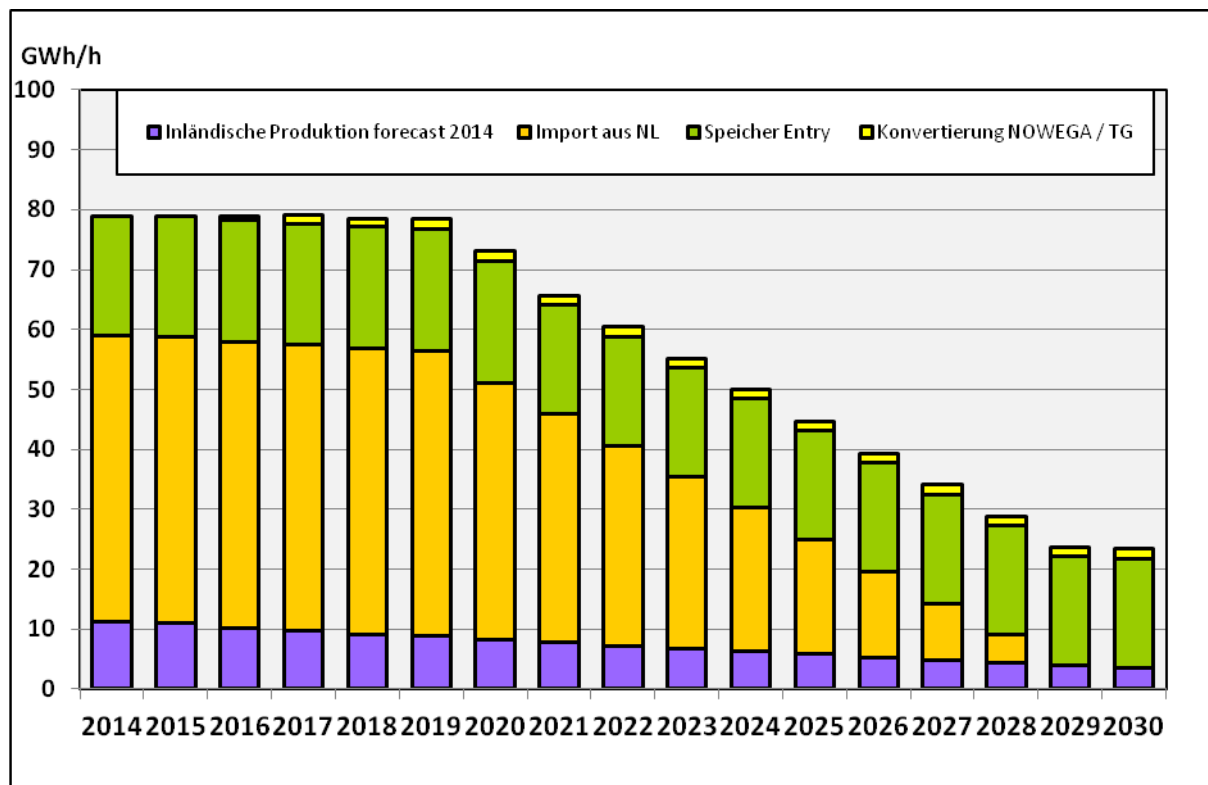
Aufgrund besonderer Rahmenbedingungen werden Nowega und Thyssengas Konvertierungsmaßnahmen zur Begegnung rückläufiger L-Gas Aufkommen und Importe in der Planung berücksichtigen.

Vor dem Hintergrund des planerisch nach 2030 verbleibenden L-Gas-Marktes wird im Netzbereich Nowega die bereits im NEP 2013 und im NEP-Entwurf 2014 aufgeführte Konvertierungsanlage vorgesehen (H-Gas/ Stickstoff, ID 101-01). Diese wird zu Spitzenlastzeiten 1,4 GW mittels Stickstoff von H- zu L-Gas konvertiertes Gas bereitstellen können. Diese Maßnahme dient, neben der Absicherung der lokalen Nowega Bilanz, der Flexibilisierung sowie Versorgungssicherheit in den L-Gas Netzbereichen.

Wie bereits im NEP 2014 aufgeführt, wird Thyssengas eine feste H-Gas-Kapazität von 250 MW für den Einsatz einer bereits bestehenden Mischanlage (H-Gas/ Luft) in Broichweiden einplanen.

Die Einspeisekapazitäten bis 2030 sind in Abbildung 15 und Tabelle 17 dargestellt.

Abbildung 15: L-Gas Einspeisekapazitäten bis 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 17: Daten zu den Einspeisekapazitäten

GWh/h					
Jahr	Inländische Produktion	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung NOWEGA/ TG	Summe Darbietung
2014	11,3	47,7	20,0	0,0	79,0
2015	11,0	47,7	20,3	0,0	79,0
2016	10,2	47,7	20,3	0,7	78,9
2017	9,7	47,7	20,3	1,4	79,1
2018	9,1	47,7	20,3	1,4	78,5
2019	8,8	47,7	20,3	1,7	78,4
2020	8,2	43,0	20,3	1,7	73,0
2021	7,7	38,2	18,2	1,7	65,7
2022	7,2	33,4	18,2	1,7	60,5
2023	6,7	28,6	18,2	1,7	55,2
2024	6,4	23,9	18,2	1,7	50,1
2025	5,8	19,1	18,2	1,7	44,7
2026	5,2	14,3	18,2	1,7	39,4
2027	4,7	9,5	18,2	1,7	34,1

GWh/h

Jahr	Inländische Produktion	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung NOWEGA/ TG	Summe Darbietung
2028	4,3	4,8	18,2	1,7	28,9
2029	3,9	0,0	18,2	1,7	23,7
2030	3,5	0,0	18,2	1,7	23,3

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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 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 können. Diese Planung werden die FNB in den Modellierungsvarianten dementsprechend berücksichtigen.

10 Modellierung und Modellierungsvarianten

Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für die Erstellung des NEP 2015. Hierfür wird die in diesem Dokument beschriebene Energiebetrachtung (Arbeit) in einen Leistungsbedarf überführt und die Ergebnisse werden regionalisiert.

Auf der Basis dieses Leistungsbedarfs werden für die deutschen Fernleitungsnetze Szenarien zu den zukünftigen Gasflüssen (Lastfluss-Szenarien) für Deutschland entwickelt und zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmt. Die Modellierung der Lastfluss-Szenarien erfolgt entlang der im folgenden Abschnitt in der Tabelle 18 dargestellten Modellierungsvarianten.

Bei der Modellierung von Gasspeichern werden temperaturabhängige Kapazitäten (TaK) eingeplant. Bei TaK ist die Ein- bzw. Ausspeicherung innerhalb bestimmter Temperaturbereiche fest möglich (vgl. Kapitel 7).

Bei der Modellierung von Gaskraftwerken werden dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK) zugrunde gelegt. Bei DZK wird den Ausspeisepunkten zum Kraftwerk ein Einspeisepunkt (Grenzübergangspunkt zu liquiden Handelspunkten oder Speicherpunkt) zugeordnet, von dem das Kraftwerk im Anforderungsfall versorgt werden kann.

Die dazu gehörende Frage der Ausgestaltung der konkreten Kapazitätsprodukte für den Netzzugang der betroffenen Speicher und Gaskraftwerke wird in Projektgruppen des BDEW bearbeitet und ist nicht Bestandteil des Szenariorahmens bzw. Netzentwicklungsplans.

Derzeit führen die FNB und VNB eine gemeinsame „Studie über die Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber“ durch. Ziel dieser Studie ist eine verbesserte Bewertung des zukünftigen Leistungsbedarfs der VNB. Da die Vorlage der Studienergebnisse zu Modellierungsbeginn nicht gesichert ist, wird die auf diesen Ergebnissen basierende Modellierungsvariante als optional vorgeschlagen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen durch die gesetzlichen Vorgaben bei der Auswahl der zu berechnenden Szenarien für den NEP 2015 vor der Herausforderung, einerseits wesentliche zukünftige Entwicklungen abzubilden und sich andererseits bei den Berechnungen auf ein im gegebenen Zeitrahmen erfüllbares Maß zu beschränken. Die Modellierung von Lastflussszenarien und die Bestimmung des hierdurch ausgelösten Ausbaubedarfs ist ein hoch komplexes, aufwendiges und zeitintensives Verfahren. Vor diesem Hintergrund sehen die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Auswahl und Spezifizierung für die Modellierung im NEP 2015 vor:

Tabelle 18: Modellierungsvarianten im Szenariorahmen zum NEP 2015

	verpflichtend	optional	verpflichtend
Szenario	Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)	Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)	Versorgungssicherheits-Szenario L-Gas 2030
Modellierungsvariante	VNB-Prognose bis 2020, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II	Ansatz der Ergebnisse (z. B. Benutzungsstunden) der FNB/ VNB-Studie	L-Gas-Bilanz 2030
Berechnung	vollständig 2020/ 2025		Bilanzanalyse
Nachgelagerte Netzbetreiber (Interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2015 Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2020, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II	Startwert: Interne Bestellungen 2015 Entwicklung: Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II und Ansatz der Ergebnisse (z. B. Benutzungsstunden) der FNB/ VNB-Studie	Analyse der langfristigen L-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030
GÜP/ H-Gas Quellen	Ausbaubedarf entsprechend Kap. 8 Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP. Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung.		
MÜP	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung		
L-/ H-Gas-Umstellung	Modellierung der Umstellungsbereiche bis 2025		
Untergrundspeicher	§ 39 Ausbaubegehren: 100 % TaK		
Kraftwerke	Neubau entsprechend BNetzA-Kraftwerksliste gem. Szenario II und heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke: 100 % DZK bis maximal 2023		
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 Mai 2014 und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs		

Verpflichtende Variante: VNB-Prognose bis 2020, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II

- Vollständige Berechnung für die Jahre 2020 und 2025 auf der Basis von Szenario II des Szenariorahmens und der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der VNB.
- Kapazitätsbedarf nachgelagerte Netzbetreiber:
Startwert: Interne Bestellungen 2015; Entwicklung entsprechend der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2020, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II.
Hinsichtlich der Plausibilisierung wenden die FNB folgende Vorgehensweise an:
 - Liegt der Prognosewert für 2020 deutlich über dem Bestellwert für das Jahr 2015 (Zuwächse von mehr als 10% über 5 Jahre), so ist eine Plausibilisierung seitens des VNB erforderlich. Der FNB wird in diesen Fällen den VNB kontaktieren, um eine abgestimmte Prognose zu entwickeln. Sollte es zu keiner gemeinsamen Einschätzung des Kapazitätsbedarfs kommen, ist ggf. die Einschaltung der BNetzA erforderlich.
 - In allen anderen Fällen wird die Prognose der VNB bis zum Jahr 2020 unverändert in die Modellierung übernommen.

Hinsichtlich der Leistungsentwicklung aus der Gasbedarfsentwicklung wenden die FNB folgende Vorgehensweise an: Für die einzelnen Verbrauchssektoren werden unterschiedliche Entwicklungstrends sowie spezifische Benutzungsstunden (Verhältnis Arbeit zu Leistung) angesetzt. Die für die einzelnen Kreise von den FNB unterstellten Entwicklungen beruhen auf Regionalstatistiken (u. a. Statistik des Verarbeitenden Gewerbes) sowie Studien zu den Auswirkungen der regionalen Demografie- und Wirtschaftsentwicklung auf den Energiebedarf auf Kreisebene. Somit werden durch die FNB-Methodik regional unterschiedliche Entwicklungen in den Prognosen berücksichtigt. Zudem werden Erkenntnisse zu schon bekannten regionalen Besonderheiten in der Entwicklung des Gas- und Kapazitätsbedarfs geprüft und angemessen berücksichtigt.

- Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten (GÜP) und H-Gas-Quellen:
Ausbaubedarf nach Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP; Kapazität fest, Bestandskapazitätsqualität inkl. bFZK etc. wird fortgeführt (vgl. Inputliste im Anhang). Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung (vgl. Abbildung 13).
- Marktgebietsübergangspunkte (MÜP):
Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung
- Unterspeicherung (UGS):
Speicher-Neubau bzw. Erweiterungen mit Ausbaubegleichen nach § 39 GasNZV (Stichtag: 15.08.2014) werden mit 100 % der angefragten Leistung als feste temperaturabhängige Kapazität (TaK) angebunden.
- Kraftwerke:
Keine Veränderung bei nicht-systemrelevanten Bestandskraftwerken; Neubau entsprechend Tabelle 3 auf Basis der BNetzA-Kraftwerksliste gem. Szenario II und

heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke bis maximal 2023 werden mit 100 % DZK für Kraftwerke modelliert (vgl. Tabelle 2)

- **Industrie:**
Annahme eines langfristig konstanten Gasbedarfs für die direkt an das Netz der FNB angeschlossenen Industriestandorte
- **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 Mai 2014 und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs

Optionale Variante: Ansatz der Ergebnisse (z. B. Benutzungsstunden) der FNB/ VNB-Studie („Studie über die Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber“)

- Optionale Modellierungsvariante, da die Vorlage der Studienergebnisse zu Modellierungsbeginn nicht gesichert ist. Die Studie wird derzeit im Auftrag der FNB und VNB bearbeitet.
- Vollständige Berechnung für die Jahre 2020 und 2025 auf der Basis von Szenario II des Szenariorahmens und Ansatz der Ergebnisse (z. B. Benutzungsstunden) der FNB/ VNB-Studie
- Kapazitätsbedarf nachgelagerte Netzbetreiber:
Startwert: Interne Bestellungen 2015; Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II und Ansatz der Ergebnisse (z. B. Benutzungsstunden) der FNB/ VNB-Studie

Hinsichtlich der Leistungsentwicklung aus der Gasbedarfsentwicklung wenden die FNB folgende Vorgehensweise an: Für die einzelnen Verbrauchssektoren werden unterschiedliche Entwicklungstrends sowie spezifische Benutzungsstunden (Verhältnis Arbeit zu Leistung) angesetzt. Die für die einzelnen Kreise von den FNB unterstellten Entwicklungen beruhen auf den Ergebnissen der gemeinsamen FNB/ VNB-Studie. Somit werden durch die Methodik sowohl regional unterschiedliche Entwicklungen in den Prognosen (anhand der Prognos-Studie) als auch Veränderungen der Benutzungsstruktur (anhand der FNB/ VNB-Studie) berücksichtigt. Zudem werden Erkenntnisse zu schon bekannten regionalen Besonderheiten in der Entwicklung des Gas- und Kapazitätsbedarfs geprüft und angemessen berücksichtigt.

- Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten (GÜP) und H-Gas-Quellen:
Ausbaubedarf nach Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP; Kapazität fest, Bestandskapazitätsqualität inkl. bFZK etc. wird fortgeführt (vgl. Inputliste im Anhang). Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung (vgl. Abbildung 13).
- Marktgebietsübergangspunkte (MÜP):
Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung
- Unterspeicher (UGS):
Speicher-Neubau bzw. Erweiterungen mit Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (Stichtag: 15.08.2014) werden mit 100 % der angefragten Leistung als feste temperaturabhängige Kapazität (TaK) angebunden.
- Kraftwerke:
Keine Veränderung bei nicht-systemrelevanten Bestandskraftwerken; Neubau entsprechend Tabelle 3 auf Basis der BNetzA-Kraftwerksliste gem. Szenario II und heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke bis maximal 2023 werden mit 100 % DZK für Kraftwerke modelliert (vgl. Tabelle 2)
- Industrie:
Annahme eines langfristig konstanten Gasbedarfs für die direkt an das Netz der FNB angeschlossenen Industriestandorte

- 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 Mai 2014 und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs

Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“

Die FNB wollen im NEP 2015 die folgenden Punkte intensiv betrachten, mit dem Ziel eine stabile Planung für alle Beteiligten zu erreichen:

- Ermittlung und Darstellung der Leistungsbilanz der nächsten Jahre für L-Gas unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis zum Jahr 2030
- Weiterentwicklung der im Entwurf des NEP 2014 vorgestellten Umstellungsplanung
- Berücksichtigung der vorliegenden Detailplanungen der nNB
- Berücksichtigung der Marktraum-Umstellgeschwindigkeit (Anzahl der pro Jahr umstellbaren Geräte)
- Identifikation konkreter Ausbaumaßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung
- Erstellung einer vollständigen Übersicht der L-Gas Umstellungsbereiche bis 2030
- Fortsetzung der Abstimmung zur Umstellung von Speichern
- Konkretisierung des verbleibenden L-Gas Marktes, Berücksichtigung der benötigten Strukturierungsinstrumente

11 Analyse historischer Unterbrechungen

Die BNetzA hat den FNB in der Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP 2014 vom 16.10.2013 [BNetzA 2013c] vorgegeben, beginnend mit dem Szenariorahmen für den NEP 2015 eine geänderte Methodik der Ermittlung der Unterbrechungsmengen anzuwenden und die hierfür erforderlichen Daten spätestens ab Zugang dieser Bestätigung zu erfassen (siehe Abschnitt 3.10.3.7.). Demgemäß haben die FNB die Unterbrechungsmengen beginnend mit dem 01.10.2013 in geänderter Form erfasst.

Die geänderte Methode zur Ermittlung der Unterbrechungsmengen wird im folgenden Unterkapitel beschrieben. In den darauf folgenden beiden Unterkapiteln werden die Ergebnisse der Analyse der historischen Unterbrechungen im Zeitraum vom 01.10.2010 bis zum 31.05.2014 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 Kapitel 8 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 Ausbauentcheidung dar.

Die Liste der historischen Unterbrechungen ist diesem Dokument als Anlage 3 beigelegt.

Geänderte Methode zur Ermittlung der Unterbrechungsmengen

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

Dem entsprechend haben die FNB die Unterbrechungsmenge für den Auswertungszeitraum ab dem 01.10.2013 als Differenz der folgenden Stundenwerte ermittelt:

- Der Stundenwert der letzten gültigen Nominierung des Transportkunden vor der ersten FNB-seitigen Mitteilung einer reduzierten Verfügbarkeit einer beliebigen Stunde des Gastages.
- Die geringste vom FNB für diese Stunde genannte Verfügbarkeit. Sofern eine wieder erhöhte Verfügbarkeit durch (Re-)Nominierung genutzt wird, kann dies berücksichtigt werden.

Die Unterbrechungsmenge eines Gastages wird durch Addition der o.g. Unterbrechungsmengen jeder Stunde dieses Gastages ermittelt. Diese Ermittlungsmethode soll nicht als Präjudiz verstanden werden im Hinblick auf ein in sich stimmiges Gesamtkonzept zur Definition und Veröffentlichung von Unterbrechungen, welches neben den Anforderungen der BNetzA im Prozess der Erstellung der Netzentwicklungspläne Gas auch

Anforderungen aus europäischen Veröffentlichungspflichten (insb. Annex I VO (EG) 715/2009, VO (EU) Nr. 1227/2011) sowie nationalen Veröffentlichungsvorschriften berücksichtigt.

Unterbrechung fester Kapazitäten

Im Betrachtungszeitraum vom 01.10.2010 bis 31.05.2014 erfolgten die folgenden Unterbrechungen fester Kapazitäten. Die Analyse dieser Unterbrechungen ergab:

- Am 02.05.2011 erfolgte eine zweistündige Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Bocholtz von den Niederlanden. Die Einschränkung wurde aufgrund eines Maschinenausfalls in der Verdichterstation Stolberg erforderlich. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 19.09.2011 erfolgte eine einstündige Unterbrechung an einem Netzanschlusspunkt zu einem Letztverbraucher. Die Einschränkung erfolgte aufgrund einer Gasflussunterbrechung während einer geplanten Maßnahme an der Anschlussleitung. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 02.08.2011 erfolgte eine 48-stündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Wallbach in die Schweiz. Die Einschränkung wurde erforderlich wegen einer geplanten Molchung des vorgelagerten Leitungssystems. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 26.09.2011 erfolgte eine dreistündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität am Speicher Xanten. Die Einschränkung erfolgte wegen eines Anlagenausfalls während einer geplanten Maßnahme. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis 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 Ausbaurfordernis 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 Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 05.12.2013 erfolgte eine dreistündige Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl von den Niederlanden. Die Einschränkung erfolgte im Rahmen einer Netzlastkürzung aufgrund einer Überspeisesituation im Ferngasnetz der Gastransport Nord. Dabei wurden lediglich unterbrechbare Kapazitätsanteile der mit einer Zuordnungsaufgabe versehenen Kapazitätsprodukte bFZK sowie DZK eingekürzt. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 08.10.2013 erfolgte eine dreistündige Unterbrechung, am 09.10.2013 und 08.01.2014 erfolgte jeweils eine sechzehnstündige Unterbrechung und zwischen dem 25.01. und dem 26.01.2014 erfolgte eine fünfundzwanzigstündige

Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Mallnow von Polen aufgrund betriebsbedingter Einschränkungen. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus kein Ausbaufordernis 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.

Für die ab dem 01.10.2013 erfolgten Unterbrechungen wird die in dem obigen Unterkapitel "Geänderte Methode zur Ermittlung der Unterbrechungsmengen" beschriebene geänderte Methode zur Ermittlung der Unterbrechungsmengen angewendet. Da diese Auswertung auf einer anderen Datenbasis beruht, ergibt sich zwangsläufig eine Trennung der Auswertungszeiträume. Die Auswertung der historischen Unterbrechungen im Zeitraum vom 01.10.2010 bis zum 30.09.2013 erfolgt nach der bisherigen Ermittlungsmethode. Hierbei werden die Übergabepunkte/ Transportrichtungen aufgeführt, an welchen der Anteil der Unterbrechungsdauer in *mindestens* einem der Zeiträume über 1% lag:

- vom 01.10.2010 bis 30.09.2011,
- vom 01.10.2011 bis 30.09.2012,
- vom 01.10.2012 bis 30.09.2013,
- vom 01.10.2013 bis 31.05.2014.

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

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

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

Die Ergebnisse sind in den folgenden Tabellen 19 bis 21 sowie den Abbildungen 16 und 17 pro Übergabepunkt und Transportrichtung dargestellt.

Tabelle 19: Übersicht des Anteils der Unterbrechungsdauer im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (%)

Übergabepunkt/ -richtung	2010/ 2011	2011/ 2012	2012/ 2013
Oberkappel Ausspeisung	30,9%	37,2%	9,1%
Haiming-ABG* Ausspeisung	11,8%	3,3%	
USP Haidach Ausspeisung			10,0%
Oude Statenzijl (GTG Nord) Einspeisung	8,1%	7,2%	1,6%
Ellund Einspeisung	7,6%		
Haiming 2 7F Ausspeisung	5,0%	1,0%	1,6%
Oude Statenzijl L (GUD) Einspeisung	4,9%		1,3%
Waidhaus Ausspeisung		3,7%	1,4%

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

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 20: Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (kWh/h)

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

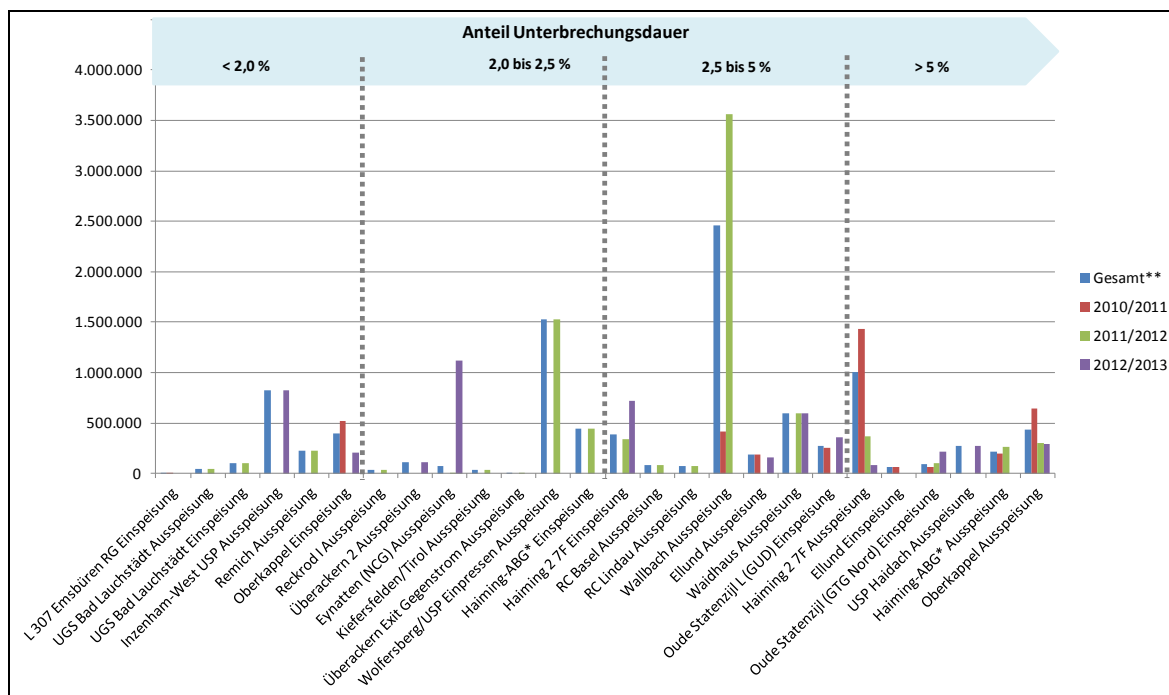
Übergabepunkt/-richtung	Gesamt**	2010/ 2011	2011/ 2012	2012/ 2013
UGS Bad Lauchstädt Ausspeisung	45.421		45.421	
L 307 Emsbüren RG Einspeisung	7.919	7.919		

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

** Bezogen auf den gesamten Zeitraum

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 16: Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten (alte Unterbrechungsdefinition) im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (in kWh/h)



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

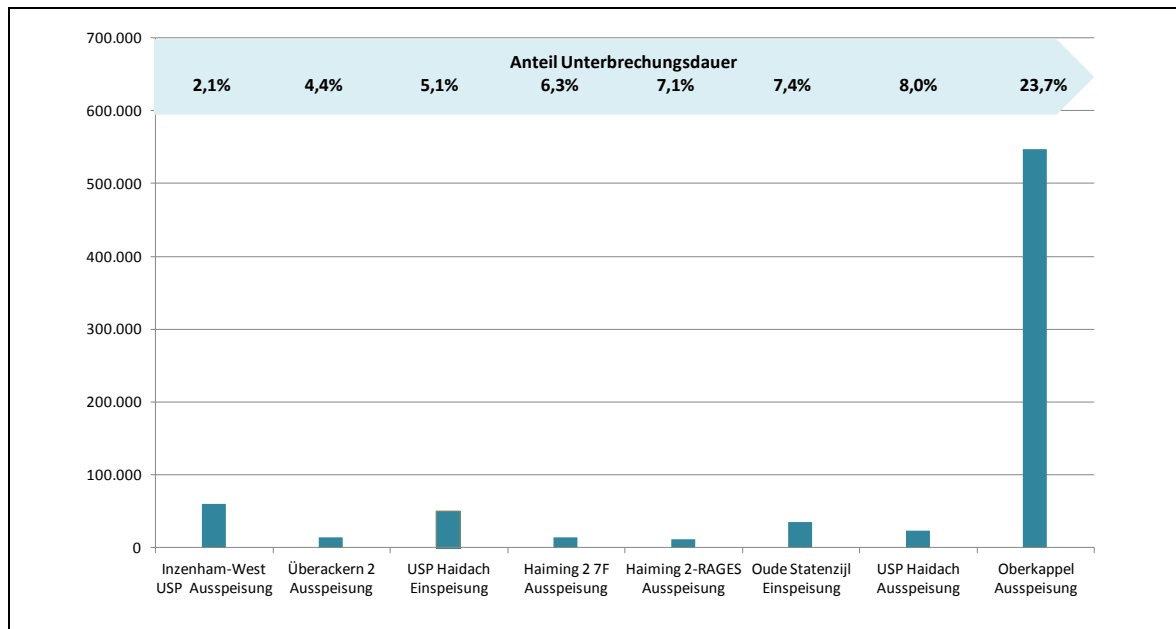
** Bezogen auf den gesamten Zeitraum

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 21: Übersicht der nach der geänderten Methodik ermittelten unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 31.05.2014

Übergabepunkt/-richtung	Anteil Unterbrechungsdauer	Im Mittel unterbrochene unterbrechbare Kapazitäten
Oberkappel Ausspeisung	23,7%	547.778
USP Haidach Ausspeisung	8,0%	22.969
Oude Statenzijl (GTG Nord) Einspeisung	7,4%	34.945
Haiming 2-RAGES Ausspeisung	7,1%	12.160
Haiming 2 7F Ausspeisung	6,7%	14.714
USP Haidach Einspeisung	5,1%	50.519
Überackern 2 Ausspeisung	4,4%	14.595
Inzenham-West USP Ausspeisung	2,1%	60.402

Abbildung 17: Übersicht der nach der geänderten Methodik bestimmten im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 31.05.2014 (in kWh/h)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Analyse der Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten an diesen Übergabepunkten 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.

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

Vor dem Hintergrund der in Kapitel 8 dargestellten Szenarien, nach denen eher ein Anstieg der Entstyleistung aus der Gegenrichtung zu erwarten ist, kann ein über die o.g. Erhöhung der Ausspeisekapazität 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.

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

Der Ausbaubedarf an diesem Ausspeisepunkt wurde im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 ermittelt. Durch die auf dieser Basis ermittelten Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern ist zurzeit für die FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht ableitbar.

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 Ausbauefordernis 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 Optimierung des grenzüberschreitenden Gasaustausches zwischen Gas Connect Austria und bayernets und Anpassung der technischen Anlagen hat sich die Unterbrechungshäufigkeit reduziert. Der Ausbaubedarf an diesem Ausspeisepunkt wurde im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 ermittelt. Durch die auf dieser Basis ermittelten und in Kapitel 7. dargestellten Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern ist zurzeit 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 Ausbaurfordernis aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Haiming 2 7F Ausspeisung

Dieser Ausspeisepunkt ist am Übergabepunkt „Überackern 7Fields“ in Österreich mit der Leitung 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 im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 ermittelt. Durch die auf dieser Basis ermittelten und in Kapitel 7 dargestellten Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern ist zurzeit 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 Ausbaurfordernis 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 Kapitel 8 dargestellten Szenarien, nach denen eher ein Anstieg der Gasmengen aus der Gegenrichtung zu erwarten ist, kann ein Ausbaurfordernis 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.

Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf ist für die FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht ableitbar.

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 Kapitel 8 dargestellten Szenarien kann ein Ausbaurfordernis 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 Ausbaurfordernis 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 7F Einspeisung

Dieser Einspeisepunkt ist am Übergabepunkt „Überackern 7Fields“ in Österreich mit der Leitung 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 im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 ermittelt. Durch die auf dieser Basis ermittelten und in Kapitel 7 dargestellten Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern ist zurzeit 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 im Entwurf des NEP 2014 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 Netzknoten entfallen. Bestehende Einspeiseverträge wurden nach Überackern verlagert.

Der Ausbaubedarf an diesem Einspeisepunkt wurde im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 ermittelt. Durch die auf dieser Basis ermittelten Netzausbaumaßnahmen wird - insbesondere im süddeutschen Raum - eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern ist zurzeit 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 Ausbaufordernis kann aus Sicht der FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht abgeleitet werden.

Kiefersfelden/ Tirol Ausspeisung

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

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

Der bisher existierende Kapazitätsbedarf der österreichischen nachgelagerten Netzbetreiber wurde in der Modellierung des NEP 2014 berücksichtigt. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf ist zurzeit für die FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht ableitbar.

Der unter Kapitel 8 beschriebene zusätzliche Kapazitätsbedarf für die Jahre 2015 – 2024 wird in den TYNDP 2015 eingebracht.

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. Weitere technische Optimierungen sind in 2014/ 2015 geplant. Die FNB gehen davon aus, dass sich durch die im Entwurf des NEP 2014 ermittelten Netzausbaumaßnahmen eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den Grenzübergangspunkten in Burghausen/ Überackern einstellt. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf ist zurzeit für die FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht ableitbar.

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 Ausbaurfordernis 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 Ausbaurfordernis 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 Ausbaurfordernis 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 und 2014 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 Ausbaurfordernis ableiten.

Überackern Einspeisung

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

Der Ausbaubedarf an diesem Einspeisepunkt wurde im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 ermittelt. Durch die auf dieser Basis ermittelten Netzausbaumaßnahmen wird - insbesondere im süddeutschen Raum - eine deutliche Verbesserung der Kapazitäts-

situation an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern ist zurzeit für die FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht ableitbar.

Haiming 2-RAGES Ausspeisung

Der Erdgasspeicher Nussdorf/ Zagling wurde im Rahmen des Projektes UGS 7 Fields von der RAG im Zeitraum 2011 – 2014 errichtet. Der Speicher verfügt über eine Ein-/ Ausspeiseseistung von 681 MWh/h. Für diese Kapazitäten besteht ein Zugang ins deutsche Marktgebiet NCG und ins österreichische Marktgebiet Ost. Dazu hat der Speicherbetreiber RAG Energy Storage GmbH (RAGES) mit Wirkung zum 01.04.2014 am Speicheranschlusspunkt Haiming 2 7F einen Netzanschlussvertrag mit bayernets abgeschlossen.

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

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

USP Haidach Einspeisung

Dieser Einspeisepunkt bindet den österreichischen Speicher Haidach seit 01.01.2013 an das Marktgebiet NCG an. An diesem Speicheranschlusspunkt vermarktet bayernets unterbrechbare Kapazitäten.

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

Der Ausbaubedarf an diesem Einspeisepunkt wurde im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 ermittelt. Durch die auf dieser Basis ermittelten Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern ist zurzeit für die FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht ableitbar.

Überackern 2 Ausspeisung

Dieser Ausspeisepunkt verbindet das Marktgebiet NCG und den Speicher Haidach mit der Leitung Penta West in Österreich. Bayernets vermarktet beschränkt zuordenbare Kapazitäten an diesem Punkt.

Der unter Kapitel 9 beschriebene zusätzliche Kapazitätsbedarf für die Jahre 2015 – 2024 wird in den TYNDP 2015 eingebracht.

Anlagen zum Szenariorahmen

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, Biogaseinspeisung)
- Anlage 2: Gas-Kraftwerksliste
- Anlage 3: Unterbrechungsliste

Glossar

Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	<i>bayernets</i> GmbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GOAL	Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH
GRTgaz D	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
jordgas	jordgasTransport GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NEL	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

ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze/ Anreizregulierungsverordnung
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 Zuordnungsaufgabe genutzt werden. Kein VHP-Zugang.
CID	Commercial Investment Decision

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
ETL 25/ 64	Erdgastransportleitung (25/ 64)
Exit	Ausspeisung
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 (<i>high calorific value</i>)
ITO	Independent Transmission System Operator
KoV	Kooperationsvereinbarung Gas
LaFZK	lastabhängig zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn eine bestimmte Netzlast vorhanden ist.
Lastflusszusage	Vertragliche Vereinbarungen mit Dritten, die bestimmte Lastflüsse zusichern sowie geeignet und erforderlich sind, die Ausweisbarkeit frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erhöhen
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (<i>low calorific value</i>)
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
Loop	Parallel zu einer vorhandenen Leitung verlegte Leitung
M+R	Gas-Druckregel- und Messanlage
m ³	Kubikmeter. Sofern nicht anders spezifiziert, ist hierunter ein Volumen im Normzustand zu verstehen.

MCA	Multi Case Analysis
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
non-FID	(noch) keine finale Investitionsentscheidung
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
PCI	Project of Common Interest/ Projekt von gemeinsamem Interesse
PN	Normdruck
STEGAL	Sachsen-Thüringen-Erdgas-Leitung
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung von Luft
TaK	Temperaturabhängige Kapazität: Kapazität ist innerhalb eines definierten Temperaturbereichs fest und außerhalb unterbrechbar.
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
TRAC-X	Transport Capacity Exchange GmbH
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (von ENTSOG)
VDS	Verdichterstation
VHP	Virtueller Handelspunkt
VNB	Verteilnetzbetreiber
VS	Verdichterstation
WEDAL	West-Deutschland-Anbindungs-Leitung

Literatur

- [AG Energiebilanzen 2014] Energiebilanz 2012 für die Bundesrepublik Deutschland, download unter (Download am 30.06.2014):
<http://www.ag-energiebilanzen.de/DE/daten-und-fakten/bilanzen-1990-2012/bilanzen-1990-2012.html>
- [BGR 2012a] Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland, download unter (Download am 03.07.2013)
www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf
- [BGR 2012b] Energiestudie 2012. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, download unter (Download am 03.07.2013):
http://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-15.html?nn=1542230
- [BGR 2013] Energiestudie 2013. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, download unter (Download am 30.06.2014):
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2013.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- [Biogas-Monitoringbericht 2013] Biogas-Monitoringbericht 2013 – Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkung der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, download unter (Download am 30.06.2014):
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/130819_BiogasMonitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [BMWi 2013] Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland gemäß Art. 4 der VERORDNUNG (EU) Nr. 994/2010 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates, BMWi, Mai 2013
- [BNetzA 2013a] Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13, BNetzA, 20. Juni 2013
- [BNetzA 2013b] Pressemitteilung vom 8. Juli 2013
 “Versorgungszuverlässigkeit des Gasnetzes weiterhin hoch“

[BNetzA 2013c]	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/ BKartA 2012]	Monitoringbericht 2012 gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB, BNetzA und BKartA, 27.11.2012
[dena 2014]	Biogaseinspeisung in Deutschland – Tabellarischer Überblick über Einspeiseprojekte in Deutschland, download unter (Download am 23.06.2014): http://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/projektliste-deutschland.html
[DWD 2014]	Tagestemperatur Frankfurt/M., Deutscher Wetterdienst, download unter (Download am 21.07.2014): http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU2/KU21/klimadaten/german/download/standardformate/kl_10637_00_akt_txt,templateId=raw,property=publicationFile.txt/kl_10637_00_akt_txt.txt
[ENTSOG 2013]	Ten-Year Network Development Plan 2013-2022, European Network of Transmission System Operators for Gas. http://www.entsog.eu/publications/tyndp#ENTSOG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2013-2022
[EWI/ Prognos/ GWS 2014]	Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose, Juli 2014, download unter (Download am 14.07.2014): http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=644920.html
[GIE 2012]	System Development Map, Gas Infrastructure Europe, download unter (Download am 15.07.2013): http://www.gie.eu.com/download/maps/ENTSOG_SYSDEV_MAP2011.pdf
[GIE 2014]	Graph of Historical Data – Germany, Gas Infrastructure Europe, download unter (Download am 21.07.2014): http://transparency.gie.eu/index.php/graphs?code=09
[IEA 2013]	World Energy Outlook 2013 (New Policies Scenario), International Energy Agency/OECD, http://www.worldenergyoutlook.org/
[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
- [Shell BDH 2013] Shell BDH Hauswärme-Studie. Klimaschutz im Wohnungssektor – Wie heizen wir morgen? Fakten, Trends und Perspektiven für Heiztechnik bis 2030, download unter (Download am 30.06.2014):
<http://s08.static-shell.com/content/dam/shell-new/local/country/deu/downloads/pdf/comms-shell-bdh-heating-study-2013.pdf>
- [ÜNB 2014] Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015, Entwurf der Übernetzbetreiber, Stand 30.04.2014 (Download am 30.06.2014):
http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/Szenariorahmen_NEP2015_Entwurf_140430.pdf
- [WEG 2013] Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. – Jahresbericht 2012 Zahlen und Fakten, Stand Juni 2013, download unter (Download am 03.07.2013):
<http://www.erdoel-erdgas.de/article/articleview/75/1/68/>
- [WEG-Prognose 2014] Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und Deutschland, 2014-2025