

Konsultationsdokument

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 der Fernleitungsnetzbetreiber

im Auftrag der
deutschen
Fernleitungsnetzbetreiber

Ansprechpartner:
Nils Grabbe (FNB Gas)
Stefan Mellahn (Prognos)

Berlin, 27. Juli 2015

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

Cloppenburger Straße 363
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 Netzentwicklungsplan Gas 2016	2
3	Beschreibung des Referenzszenarios	4
4	Gasbedarf	12
4.1	Erdgasbedarf Endenergie	13
4.2	Erdgasbedarf Kraftwerke	15
4.3	Gesamter Erdgasbedarf	16
5	Gasaufkommen	20
5.1	Erdgasförderung	20
5.2	Biogaseinspeisung	21
5.3	Nicht-konventionelles Erdgas	22
5.4	Gesamtgasaufkommen	23
6	Erdgasspeicher in Deutschland	24
6.1	Rolle der Gasspeicher in der Energiewirtschaft	24
6.2	Zusätzliche Speicherprojekte	25
7	Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern	26
7.1	H-Gas-Quellenverteilung	26
7.2	Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten	35
8	Versorgungssicherheit	45
8.1	L-Gas-Versorgung	46
8.2	H-Gas-Versorgung	54
9	Modellierung und Modellierungsvarianten	61
9.1	Übersicht der Modellierungsvarianten	61
9.2	Modellierungsvariante H-Gas-Quellen Basis (Q.1)	64
9.3	Modellierungsvariante H-Gas-Quellen Alternative (Q.2)	66
9.4	Modellierungsansatz für Netzanschlusspunkte zu Bestandsspeichern und -kraftwerken	68
9.5	Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“	69
9.6	Versorgungssicherheitsszenario „H-Gas-Leistungsbilanz 2030“	70
9.7	Kriterien für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2016	71
10	Analyse historischer Unterbrechungen	73
10.1	Unterbrechung fester Kapazitäten	74
10.2	Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten	75
	Anlagen zum Szenariorahmen	94
	Glossar	95
	Literatur	98
	Legal Disclaimer	102

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Entwicklung des Erdgas-Primärenergieverbrauchs in Deutschland in TWh (H_s)	12
Abbildung 2:	Entwicklung des temperaturbereinigten Erdgas-Endenergieverbrauchs in Deutschland in TWh (H_s) nach Sektoren	13
Abbildung 3:	Referenzszenario: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2016 bis 2026 in den Nachfragesektoren private Haushalte (PHH) und Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen (GHD); Indexentwicklung, Gasbedarf 2016 = 1,00	17
Abbildung 4:	Referenzszenario: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2016 bis 2026 in den Nachfragesektoren Verkehr und Industrie/ Kraftwerke; Indexentwicklung, Gasbedarf 2016 = 1,00	18
Abbildung 5:	Referenzszenario: Regionaler Gasbedarf des Jahres 2026 insgesamt (absolut in GWh, temperaturbereinigt, Darstellung als Heizwert H_i) und Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2016 bis 2026 insgesamt Indexentwicklung, Gasbedarf 2016 = 1,00	19
Abbildung 6:	Referenzszenario: Regionales Gasaufkommen des Jahres 2026 und Veränderung gegenüber 2016 (absolut in GWh, H_i)	23
Abbildung 7:	Entwicklung der Speicherfüllstände seit Januar 2010	24
Abbildung 8:	Mögliche Entwicklung von Angebot und Nachfrage im Bilanzraum	27
Abbildung 9:	Bilanzraum der Erdgasbilanz Europa	28
Abbildung 10:	Regionen und Korridore für Erdgas aus Russland und dem kaspischen Raum	29
Abbildung 11:	Basisvariante Q.1 zur Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2035	33
Abbildung 12:	Alternative Variante Q.2 zur Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2035	34
Abbildung 13:	Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems	47
Abbildung 14:	L-Gas-Einspeisekapazitäten bis zum Jahr 2030 (Angaben in GWh/h)	52

Abbildung 15:	Berücksichtigung der Speicher und GÜPs in der H-Gas-Bilanz des Netzentwicklungsplans Gas 2015 [GWh/h]	55
Abbildung 16:	Entwicklung der Speicherfüllstände seit Januar 2010	57
Abbildung 17:	Alternativvorschlag zur Darstellung der Berücksichtigung der Speicher und GÜP in der H-Gas-Bilanz des Netzentwicklungsplans Gas 2016	58
Abbildung 18:	Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten (alte Unterbrechungsdefinition) im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (in kWh/h)	78
Abbildung 19:	Übersicht der nach der geänderten Methodik bestimmten im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 31.05.2015 (in kWh/h)	81
Tabelle 1:	Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO ₂ im Referenzszenario	5
Tabelle 2:	Systemrelevante Gaskraftwerke direkt am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber	5
Tabelle 3:	Berücksichtigte Gaskraftwerks-Neubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber im Referenzszenario	8
Tabelle 4:	Nicht berücksichtigte Gaskraftwerks-Neubauplanungen im Referenzszenario	9
Tabelle 5:	Szenarien zur Stromerzeugung	10
Tabelle 6:	Marktanteile der Energieträger im Neubau	14
Tabelle 7:	Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes	14
Tabelle 8:	In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland	15
Tabelle 9:	Ergebnisse des Referenzszenarios zur Verstromung von Gas in Kraftwerken	15
Tabelle 10:	Referenzszenario – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H _s)	16
Tabelle 11:	Referenzszenario – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt, Darstellung als Heizwert (H _i)	16
Tabelle 12:	Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung	20

Tabelle 13:	Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten	21
Tabelle 14:	Biogaseinspeisung in Deutschland*	21
Tabelle 15:	Zusätzliche Speicherprojekte am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber	25
Tabelle 16:	Berücksichtigte Infrastruktur für die H-Gas-Quellenverteilung	30
Tabelle 17:	Quellenverteilungen im Netzentwicklungsplan Gas 2015 sowie die Varianten des Netzentwicklungsplans Gas 2016 Q.1 und Q.2	34
Tabelle 18:	Speicherleistung der Auslagerungskennlinien bei einem 50 %-igen Füllstand	49
Tabelle 19:	Leistung aus den heute direkt am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber liegenden L-Gas-Speicher (Angaben in GWh/h)	50
Tabelle 20:	Daten zu den L-Gas-Einspeisekapazitäten (Angaben in GWh/h)	52
Tabelle 21:	Kapazitäten der Speicher gemäß LBEG-Speicherliste	56
Tabelle 22:	Kapazitäten der Grenzübergangspunkte (H-Gas) gemäß TYNDP 2015, Annex D	59
Tabelle 23:	Entwicklung Vollbenutzungsstunden für Private Haushalte und GHD entsprechend der FfE-Studie	62
Tabelle 24:	Modellierungsvarianten im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016	63
Tabelle 25:	Übersicht des Anteils der Unterbrechungsdauer im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (Angaben in %)	76
Tabelle 26:	Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (in kWh/h)	77
Tabelle 27:	Übersicht der nach der geänderten Methodik ermittelten Anteile der Unterbrechungsdauer der unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 31.05.2015 (Angaben in %)	79
Tabelle 28:	Übersicht der nach der geänderten Methodik ermittelten im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 31.05.2015 (in kWh/h)	80

1 Einleitung

Die beschlossene Energiewende – allem voran der stufenweise Ausstieg aus der Kernenergie bis spätestens 2022, verbunden mit ehrgeizigen Ausbauzielen für die erneuerbaren Energien – ist ohne eine gleichzeitige Verstärkung der deutschen Energienetze nicht realisierbar. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB) leisten mit ihrer bedarfsgerecht ausgebauten und hoch verfügbaren Erdgasinfrastruktur einen wichtigen Beitrag zur Sicherheit der Energieversorgung. Darüber hinaus bietet die Erdgasinfrastruktur das Potenzial, als Transport- und Speichersystem für regenerativ erzeugtes Methan und Wasserstoff (EE-Gas) aus überschüssigem 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 (NEP) vorzulegen haben. Der Netzentwicklungsplan Gas 2014 ist verbindlich und bildet derzeit die Grundlage für die bedarfsgerechte Anpassung der Fernleitungsnetze. Der Netzentwicklungsplan Gas 2015 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 Fernleitungsnetzbetreiber bereits mit den Arbeiten für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 begonnen, der aktuelle Entwicklungen aufgreifen und neue Fragestellungen behandeln wird. Der erste Schritt ist die Erarbeitung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2016. Er enthält Prognosen zur zukünftigen Entwicklung des Verbrauchs, der Produktion und der Versorgung von Erdgas sowie zu aktuellen Entwicklungen des Gasaustauschs zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern. Dabei werden sowohl geplante Investitionen in die regionale und gemeinschaftsweite Netzinfrastuktur als auch Investitionen in Speicheranlagen und LNG-Regasifizierungsanlagen berücksichtigt. Im vorliegenden Szenariorahmen werden die Modellierungsvarianten des Netzentwicklungsplans Gas 2016, einschließlich der Versorgungssicherheitsszenarien, dargelegt. Hierbei sollen Analysen der langfristigen L- und H-Gas-Leistungsbilanzen bis zum Jahr 2030 erstellt werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den im Vorjahr für den Netzentwicklungsplan Gas 2015 erstellten Szenariorahmen überprüft und dessen Datenbasis aktualisiert. Außerdem wurden Anforderungen und Vorgaben der BNetzA und Anregungen aus den vorangegangenen Konsultationsverfahren im vorliegenden Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 berücksichtigt. Mit dem Szenariorahmen schaffen die Fernleitungsnetzbetreiber die Grundlagen für ihre Modellierungen von Lastflüssen und die daraus abzuleitenden Netzausbaumaßnahmen.

2 Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2016

Für den Szenariorahmen analysierte die Prognos AG im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber renommierte Studien und Veröffentlichungen zur zukünftigen Entwicklung von Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland. Wie in den vorangegangenen Jahren wurde die Konsistenz mit dem Netzentwicklungsplan Strom an der Schnittstelle des Gasbedarfs zur Stromerzeugung durch eine möglichst enge Abstimmung mit der Bundesnetzagentur zur Entwicklung der Gaskraftwerke gewährleistet.

Seit der Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2015 sowie aus den durchgeführten Konsultationen haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine grundlegende Überarbeitung der Struktur des Szenariorahmens erforderlich machen. Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 zeigt deshalb viele Gemeinsamkeiten zur Fassung der letzten Jahre und berücksichtigt den aktuellen 10-Jahres-Zeitraum bis 2026. Er nimmt dabei aktuelle Entwicklungen ebenso auf wie Erkenntnisse aus der Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2015. So konzentriert sich der Szenariorahmen beim zukünftigen Gasbedarf in Deutschland auf eine Referenzentwicklung und legt den Fokus stattdessen auf ein alternatives Gasimport-szenario, das die möglichen H-Gas-Quellen zur Bedarfsdeckung variiert. Darauf aufbauend schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber in Kapitel 9 verschiedene Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 vor.

Unverändert gegenüber dem Szenariorahmen 2015

- Die Auswahl der Datenquellen zur Entwicklung von Bedarf an und Förderung von Erdgas in Deutschland und zur Einbindung des deutschen Fernleitungsnetzes in den europäischen Gastransport
- Das abgestimmte Vorgehen bei der Festlegung der Szenarien zur Gasverstromung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur und die eigenständige Modellierung der Strommärkte
- Die Darstellung der Entwicklung des Gasbedarfs (Gasverbrauch) und Gasaufkommens (Erdgasförderung, Biogaseinspeisung) für Deutschland als Basis für die im Netzentwicklungsplan Gas vorzunehmenden Kapazitätsberechnungen
- Die regionale Gasbedarfsentwicklung wird, wie im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2015, grafisch in Karten abgebildet

Aktualisierungen und Ergänzungen im Szenariorahmen 2016

- Es wird ein Gasbedarfsszenario zugrunde gelegt (Referenzszenario)
- Das Ausgangsjahr des Szenariorahmens 2016 ist das Jahr 2013, Ergebnisse werden für die Jahre 2013, 2016, 2021 und 2026 ausgewiesen
- Der Gasbedarf der Endverbrauchssektoren im Ausgangsjahr 2013 und die Berechnungen zur Gasverstromung wurden aktualisiert
- Für die deutsche Erdgasförderung und Biogaseinspeisung werden aktualisierte Prognosen verwendet
- Aktuelle Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegehren nach § 38/ § 39 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und neue Erkenntnisse aus dem BNetzA-Kraftwerks-Monitoring werden berücksichtigt
- Aktuelle Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV für Speicher werden berücksichtigt
- Neue Entwicklungen an den deutschen Grenzübergangspunkten werden aufgezeigt
- Es werden zwei Modellierungsvarianten zur zukünftigen H-Gas-Quellenverteilung betrachtet

3 Beschreibung des Referenzszenarios

Grundsätzlich ist zwischen den Begriffen Szenario und Modellierungsvariante zu unterscheiden. Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 beschränkt sich – in Übereinstimmung mit den Anforderungen der Bundesnetzagentur – auf ein Szenario (Referenz), welches die Gasbedarfsentwicklung in Deutschland bis zum Jahr 2026 darstellt. Die detailliert im Kapitel 9 beschriebenen Modellierungsvarianten bilden die Grundlage für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2016. Diese Modellierungsvarianten bauen auf der Gasbedarfsentwicklung des Referenzszenarios auf.

Für den Endenergiebedarf Gas erfolgte eine Analyse des Ausgangsjahres 2013. Die Prognose stellt die Ergebnisse des Referenzszenarios der „Energierferenzprognose 2014“ für 2016, 2021 und 2026 dar. Dieses Szenario entspricht dem bereits im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 dargestellten Szenario II. Es wurde von der Prognos AG für die Bundesregierung im Jahr 2014 erstellt [EWI/ Prognos/ GWS 2014] und bildete im Szenariorahmen 2015 den mittleren Pfad des Endenergiebedarfs für Gas ab. Dieses Szenario wird von den Fernleitungsnetzbetreibern nach wie vor als eine sachgerechte Bedarfsentwicklung für die Modellierung angesehen.

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

Für den Gasbedarf der Kraftwerke wurde der Entwicklungspfad der Gasverstromung mit dem Kraftwerksmodell der Prognos AG berechnet. Ausgangspunkte der Modellierung sind die Kraftwerksliste, d. h. die Liste der BNetzA zum aktuellen Kraftwerksbestand sowie zum Zu- und Rückbau in Deutschland, und die bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden aktuellen Kapazitätsreservierungen nach § 38 sowie Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV.

Diese Daten enthalten auch die Standorte der Anlagen, so dass diese für die Modellierung direkt räumlich zugeordnet werden können. Darüber hinaus werden die Erkenntnisse aus dem genehmigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2015 als Datengrundlage verwendet (z. B. Entwicklung der erneuerbaren Energien).

Wegen abweichender Bearbeitungszeiträume der Netzentwicklungspläne Gas und Strom 2016 konnte die im Vorjahr erfolgte Synchronisierung aktueller Annahmen zur Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks mit den Übertragungsnetzbetreibern (Strom) nur teilweise durchgeführt werden. Vereinheitlicht wurden für die Kraftwerksmodellierung die technischen Parameter der Kraftwerke sowie die Preisentwicklung für Brennstoffe und CO₂.

Tabelle 1: Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO₂ im Referenzszenario

Referenzszenario	Einheit*	2013	2026	Veränderung 2026 zu 2013
Internationale Preise				
Ölpreis real	USD/bbl	106	117	11%
CO ₂	EUR/t	4	22	442%
Grenzübergangspreise Deutschland				
Rohöl	EUR/t	595	675	14%
Erdgas	Cent/kWh	2,68	3,21	20%
Kraftwerkssteinkohle	EUR/t SKE	76,9	83,6	9%

* Die Tabelle zeigt die reale, also die um Inflationseffekte bereinigte Preisentwicklung bis zum Jahr 2026. Die Preisbasis der dargestellten realen Preise ist das Jahr 2012.

Quelle: ÜNB 2014, Fortschreibung

Im Vergleich zum genehmigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2015 [ÜNB 2014] wird für diesen Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 auf aktuellere Informationen des BNetzA-Monitorings zum Kraftwerksbestand, zu -planungen und -stilllegungen sowie auf einen aktuelleren Stand der Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegleichen nach § 38/ § 39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern zurückgegriffen.

Für die zukünftige Gasverstromung werden die bestehenden und die heute im Bau befindlichen Gaskraftwerke berücksichtigt. Von der Bundesnetzagentur als systemrelevant geführte Kraftwerke werden bis zum Jahr 2026 weitergeführt, es sei denn, es erfolgt ein Rückbau entsprechend der BNetzA-Kraftwerksliste. Anlagen, die bis zum Jahr 2026 das Ende ihrer Laufzeit von 45 Jahren erreichen, werden grundsätzlich nur baugleich ersetzt, wenn an dem Standort eine Fernwärmeversorgung besteht.

Die folgende Übersicht zeigt die systemrelevanten Erdgaskraftwerke, die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind. Die detaillierte Kraftwerksliste mit sämtlichen systemrelevanten Kraftwerken findet sich in Anlage 3.

Tabelle 2: Systemrelevante Gaskraftwerke direkt am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber

Lfd. Nr.	Kraftwerksnummer	Kraftwerksname	Eingeplante Ausspeisekapazität in MWh/h	Gasnetzbetreiber
1	BNA0172	Dampfkraftwerk BGH - O1	1.561	bayernets
2	BNA0374	Staudinger 4	1.914	OGE
3	BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk, Karlsruhe	740	OGE
4	BNA0614b	Kraftwerk Mitte, Ludwigshafen	---	GASCADE
5	BNA0615	Kraftwerk Süd, Ludwigshafen	---	GASCADE
6	BNA0744	Franken 1 1, Nürnberg	0*	OGE
7	BNA0745	Franken 1 2, Nürnberg	0*	OGE
8	BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim	445	OGE
9	BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching 5	2.800	OGE
10	BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)		OGE
11	BNA1078	HKW Wörth	---	GASCADE

* bivalente Feuerung

** keine Veröffentlichung aufgrund Geschäftsgeheimnisse Dritter

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an Kraftwerksliste und Bescheide zu systemrelevanten Gaskraftwerken der BNetzA

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

Die Berücksichtigung von Neubaukraftwerken erfolgte anhand der bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegehren nach § 38/ § 39 GasNZV. Nicht mehr geprüft werden die bei den ÜNB gestellten Anschlussbegehren nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV). Folgende Kriterien wurden nach Abstimmung mit der BNetzA für die Aufnahme von Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegehren nach § 38/ § 39 GasNZV im Szenariorahmen 2016 verwendet:

- Eine Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV, die positiv beschieden worden ist, wird im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 im Referenzszenario berücksichtigt, wenn die Zusage nach dem 27.07.2014 stattgefunden hat und sofern der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist. Wenn die Zusage vor dem oder zum 27.07.2014 stattgefunden hat, wird eine Anfrage nur berücksichtigt, sofern eine Kapazitätsreservierung erfolgt ist und der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.
- Eine Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV, die entweder negativ beschieden oder noch in Bearbeitung ist, wird im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 im Referenzszenario nur berücksichtigt, wenn sie nach dem 27.07.2014 abgegeben wurde.
- Ein § 39-Ausbaubegehren, das nach dem 27.07.2014 gestellt worden ist oder noch bis zum 14.08.2015 (Ende der Konsultation des Szenariorahmens 2016) gestellt werden wird, wird im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 im Referenzszenario berücksichtigt, sofern der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist. Die Zahlung einer Planungspauschale gemäß § 39 Abs. 3 GasNZV ist nicht Voraussetzung für die Aufnahme dieser neueren Anschlussbegehren in das Referenzszenario.
- Ein § 39-Ausbaubegehren, das bereits vor dem oder zum 27.07.2014 gestellt worden ist, wird im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 im Referenzszenario berücksichtigt, wenn der Anschlusspetent bereits eine Planungspauschale (z. B. gemäß § 39 Abs. 3 GasNZV) gezahlt hat und in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist, oder wenn zumindest zum gegenwärtigen Zeitpunkt Anschlusspetent und Fernleitungsnetzbetreiber konkrete Verhandlungen über den Netzanschluss führen.

In den Tabellen 3 und 4 ist der aktuelle Status mit Stichtag 14.06.2015 in detaillierter Form aufgeführt. Im Rahmen der Überarbeitung des Szenariorahmens 2016 erfolgt eine Berücksichtigung aktueller Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegehren nach § 38/ § 39 GasNZV zum Stichtag 14.08.2015 (Ende der Konsultation des Szenariorahmens 2016).

Leistungsbedarf für neue Gaskraftwerke im süddeutschen Raum

Der bayernets liegen mehrere Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegehren nach § 38/ § 39 GasNZV im bayerischen Raum mit einer gemeinsamen Leistung von rund 2,653 GW_{el} vor (Kraftwerke CCPP Haiming, Gundelfingen, GuD Leipheim I).

Im Unterschied dazu wurde in der politischen Vereinbarung der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 01.07.2015 („Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“) sowie im Weißbuch "Ein Strommarkt für die Energiewende" [BMWi 2015a] ein weiterer Ausbau von Gaskraftwerken in Süddeutschland in Höhe von bis zu 2 GW_{el} für neue, schnell startfähige Kraftwerke vorgesehen.

Da eine Standortfestlegung noch nicht erfolgt ist, schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, vorbehaltlich Klärung der finalen Standortfrage, maximal 2 GW_{el} der insgesamt beantragten 2,653 GW_{el} zu berücksichtigen. Hierbei soll die vom Kraftwerk Haiming angefragte elektrische Leistung in Höhe von 0,853 GW_{el} angesetzt und die verbleibende elektrische Leistung von 1,147 GW_{el} auf die in geografischer Nähe liegenden angefragten Kraftwerksstandorte in Leipheim und Gundelfingen verteilt werden.

Sollten im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens 2016 (Stichtag 14.08.2015) weitere Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegehren nach § 38/ § 39 GasNZV für Süddeutschland – insbesondere auch für Baden-Württemberg – vorliegen, erfolgt eine Überprüfung der o. g. Aufteilung bei der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2016.

Die folgenden Tabellen geben einen Überblick zu der Einstufung der bei den Fernleitungsnetzbetreibern zum 14.06.2015 vorliegenden Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegehren nach § 38/ § 39 GasNZV für Erdgas-Neubaukraftwerke anhand der dargestellten Kriterien und zur Berücksichtigung der einzelnen Kraftwerksprojekte in der Modellierung des Referenzszenarios.

Tabelle 3: Berücksichtigte Gaskraftwerks-Neubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber im Referenzszenario

FNB	Anschlusspetent	Projektname	Standort	BNetzA-Nr.	Angefragte Kapazität [MW]	Berücksichtigung im Referenzszenario
Berücksichtigt im Referenzszenario, weil eine aktuelle § 38-Anfrage vorliegt (nicht älter als: Stichtag 27.07.2014)						
bayernets	OMV Kraftwerk Haiming GmbH	CCPP Haiming 0	Haiming	BNAP050	1.460	ja Aktuelle § 38-Anfrage (nach 27.07.2014)
OGE	E.ON Kraftwerke	Kraftwerk Scholven	Gelsenkirchen	BNAPXX8	1.114	ja Aktuelle § 38-Anfrage (nach 27.07.2014)
OGE	PQ Energy	KW Infraside Griesheim	Industriepark Griesheim	BNAPXX12	1.700	ja Aktuelle § 38-Anfrage (nach 27.07.2014)
OGE	PQ Energy	KW Schweinfurt	Schweinfurt, Industriepark Maintal	BNAPXX11	2.800	ja Aktuelle § 38-Anfrage (nach 27.07.2014)
Berücksichtigt im Referenzszenario, weil bereits eine Kapazitätsreservierung beim Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt ist						
GASCADE	Repower GuD Leverkusen GmbH Co.KG	GuD Kraftwerk Leverkusen	Chempark Leverkusen	BNAP041	1.181	ja Kapazitätsreservierung erfolgt
OGE	RheinEnergie AG	Köln Niehl 3	Köln-Niehl	BNAP028	900	ja Kapazitätsreservierung erfolgt
Berücksichtigt im Referenzszenario, weil ein aktuelles § 39-Ausbaubegehren vorliegt (nicht älter als: Stichtag 27.07.2014)						
bayernets	PQ Energy	KW Gundelfingen	Nahe KKW Gundremmingen	BNAP128	3.500	ja Aktuelles § 39-Ausbaubegehren (nach 27.07.2014)
Berücksichtigt im Referenzszenario, weil konkrete Verhandlungen stattfinden, obwohl lediglich ein älteres § 39-Ausbaubegehren vorliegt (älter als: Stichtag 27.07.2014)						
bayernets	SWU Energie GmbH	GuD Leipheim I	ehem. Fliegerhorst Leipheim	BNAP114	1.233	ja § 39-Ausbaubegehren vor 27.07.2014, aktuell Abstimmung des Realisierungsfahrplans
GUD	Stadtwerke Kiel AG / SW Kiel Netz GmbH	GHKW Kiel	Kiel (via Quarnstedt)	BNAP006, BNAP042, BNAP101	555	ja § 39-Ausbaubegehren vor 27.07.2014, konkrete Gespräche
GUD	Vattenfall Europe Wärme AG	GHKW Wedel	Wedel	BNAP060	865	ja § 39-Ausbaubegehren vor 27.07.2014, konkrete Gespräche
GUD	VW Kraftwerk GmbH	GHKW VW	Wolfsburg	BNAP116	200	ja § 39-Ausbaubegehren vor 27.07.2014, konkrete Gespräche
OGE/ Thyssengas	E.ON Kraftwerke	Kraftwerk Scholven	Gelsenkirchen	BNAPXX8	866	ja § 39-Ausbaubegehren vor 27.07.2014, konkrete Gespräche
Thyssengas	Kraftwerksstandort Herne	GuD-KW Herne	Hertener Straße 16, 44653 Herne	BNAP125	1.600	ja § 39-Ausbaubegehren vor 27.07.2014, Vertragsentwurf für einen Realisierungsfahrplan liegt vor
Berücksichtigt im Referenzszenario, weil Anschluss im nachgelagerten Netz						
OGE/ Thyssengas	Stadtwerke Düsseldorf AG	KW Lausward F	Düsseldorf-Lausward	BNAP023	1.155	ja Anschluss im nachgelagerten Netz, § 39-Ausbaubegehren ruhend gestellt

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 4: Nicht berücksichtigte Gaskraftwerks-Neubauplanungen im Referenzszenario

FNB	Anschlusspetent	Projektname	Standort	BNetzA-Nr.	Angefragte Kapazität [MW]	Berücksichtigung im Referenzszenario
Nicht berücksichtigt im Referenzszenario, weil keine aktuelle § 38-Anfrage und kein § 39-Ausbaubegehren vorliegt (älter als: Stichtag 27.07.2014)						
bayernets	RWE Generation S.E.	GuD Gundremmingen I	Nahe KKW Gundremmingen	BNAP124	1.200	nein § 38-Anfrage vor 27.07.2014, kein § 39-Ausbaubegehren
bayernets	RWE Generation S.E.	GuD Gundremmingen II	Nahe KKW Gundremmingen	BNAP124	800	nein § 38-Anfrage vor 27.07.2014, kein § 39-Ausbaubegehren
Fluxys TENP/ GASCADE/	Trianel GmbH und MIRO GmbH (Projektgesellschaft wird noch gegründet)	GuD Oberrhein	Karlsruhe, Raffinerie MIRO	BNAP097	2.400	nein § 38-Anfrage vor 27.07.2014, kein § 39-Ausbaubegehren
GASCADE	Trianel Kraftwerk Krefeld Projektgesellschaft mbH	Chempark Krefeld-Uerdingen	Krefeld-Uerdingen	BNAP065	2.300	nein § 38-Anfrage vor 27.07.2014, kein § 39-Ausbaubegehren
OGE	PQ Energy	KW Schweinfurt	Schweinfurt, Industriepark Maintal	BNAPXX4	2.750	nein § 38-Anfrage vor 27.07.2014, kein § 39-Ausbaubegehren
OGE	RWE Supply & Trading GmbH	GuD Werne	Werne	BNAP058	1.328	nein § 38-Anfrage vor 27.07.2014, kein § 39-Ausbaubegehren
OGE	RWE Supply & Trading GmbH	KW Biblis I	Kraftwerkstraße, Biblis	BNAPXX14 (alt)	600	nein § 38-Anfrage vor 27.07.2014, kein § 39-Ausbaubegehren
OGE	RWE Supply & Trading GmbH	KW Biblis II	Kraftwerkstraße, Biblis	BNAPXX14 (alt)	1.200	nein § 38-Anfrage vor 27.07.2014, kein § 39-Ausbaubegehren
OGE	RWE Supply & Trading GmbH	KW Karlstein I	Zeche Gustav 8, Karlstein	BNAPXX13 (alt)	600	nein § 38-Anfrage vor 27.07.2014, kein § 39-Ausbaubegehren
OGE	RWE Supply & Trading GmbH	KW Karlstein II	Zeche Gustav 8, Karlstein	BNAPXX13 (alt)	1.200	nein § 38-Anfrage vor 27.07.2014, kein § 39-Ausbaubegehren
OGE/ Thyssengas	RWE Supply & Trading GmbH	VGT Weisweiler	Weisweiler	BNAPXX2 (alt)	750	nein § 38-Anfrage vor 27.07.2014, kein § 39-Ausbaubegehren
terraneis bw	EnBW	KW Stuttgart	Stuttgart/Gaisburg	BNAPXX10	715	nein § 38-Anfrage vor 27.07.2014, kein § 39-Ausbaubegehren
Thyssengas/ OGE	RWE Supply & Trading GmbH	Weisweiler GuD	Eschweiler-Weisweiler, Am Kraftwerk	BNAPXX1 (alt)	1.360	nein § 38-Anfrage vor 27.07.2014, kein § 39-Ausbaubegehren
Nicht berücksichtigt im Referenzszenario, weil § 39-Ausbaubegehren zurückgezogen						
OGE	Stadtwerke Duisburg AG	GuD Duisburg-Wanheim	Duisburg-Wanheim		1.200	nein § 39-Ausbaubegehren vom Anfragenden vorerst zurückgezogen
OGE	VSE AG	Gaskraftwerk Ens Dorf	Ens Dorf	BNAP100	590	nein § 39-Ausbaubegehren am 16.06.2015 zurückgezogen
Nicht berücksichtigt im Referenzszenario, weil keine konkreten Verhandlungen stattfinden, obwohl lediglich ein älteres § 39-Ausbaubegehren vorliegt (älter als: Stichtag 27.07.2014)						
OGE	Statkraft Market GmbH	Knapsack Gas II	Wesseling, Dikopsweg	BNAP0548b	860	nein § 39-Ausbaubegehren vor 27.07.2014, keine konkreten Verhandlungen

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Für die Modellierung des Strommarktes im Referenzszenario wurden die zukünftig installierten Leistungen der erneuerbaren Energien und der nicht mit Erdgas betriebenen konventionellen Kraftwerke grundsätzlich entsprechend der Entwicklung im Szenario B1 der Übertragungsnetzbetreiber aus dem genehmigten Szenariorahmen Strom 2015 [ÜNB 2014] modelliert. Die folgende Übersicht zeigt die installierten Kraftwerksleistungen.

Tabelle 5: Szenarien zur Stromerzeugung

Installierte Nettoleistung [GW _{el}]	Referenz 2013	Szenario 2026
	BNetzA	Prognos
Kernenergie	12,1	0,0
Braunkohle	20,8	13,6
Steinkohle	26,5	23,3
Erdgas	26,9	32,3
Mineralölprodukte	4,0	1,1
Pumpspeicher	6,4	6,2
Sonstige	4,0	2,9
Summe konventionelle Erzeugung	100,6	79,4
Wind onshore	33,8	66,3
Wind offshore	0,5	11,3
Photovoltaik	36,3	55,4
Biomasse	6,2	7,5
Wasserkraft	3,9	4,0
Sonstige Erneuerbare	0,4	0,8
Summe erneuerbare Erzeugung*	81,1	145,4
Summe Nettoleistung	181,7	224,8
Nettostromverbrauch [TWh_{el}]**	543,6	543,6
Jahreshöchstlast [GW_{el}]***	82,8	84,0

* Die Kraftwerksleistung basiert auf dem Szenario B1 aus dem bestätigten Szenariorahmen zum NEP Strom 2015. Die für 2026 dargestellten Werte stellen eine lineare Interpolation zwischen den für Szenario B1 für 2025 und 2035 ausgewiesenen Daten dar.

** inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilnetz

*** inklusive der Summe der Verlustleistung in GW im Verteilnetz

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 2015].
- **Einspeisung Biogas:**
Die deutschlandweite Entwicklung der Biogasnutzung zur Strom- und Wärmebereitstellung basiert auf der Auswertung des aktuellen Biogas-Monitoringberichts 2014 der Bundesnetzagentur [Biogas-Monitoringbericht 2014], der von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichten Projektliste zur Biogaseinspeisung [dena 2015] sowie auf eigenen Prognos-Abschätzungen.

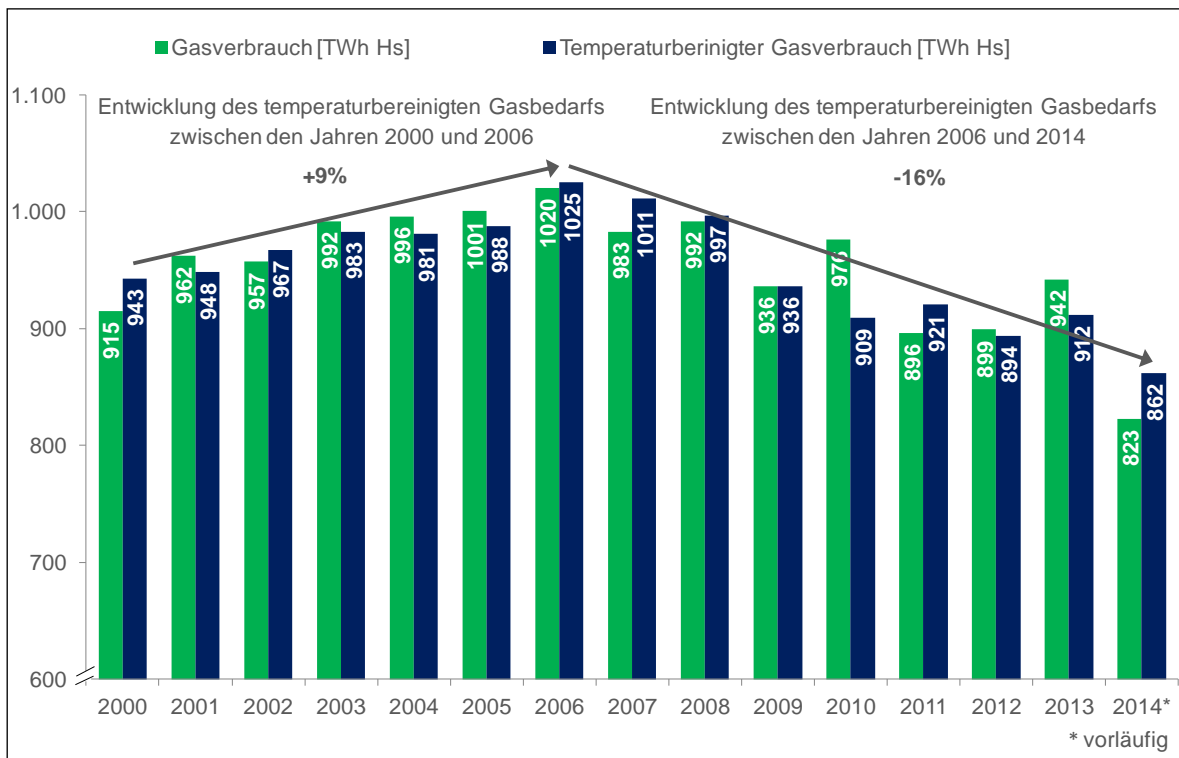
Für den Gasaustausch auf europäischer Ebene wurden die Ergebnisse des aktuell vorliegenden Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSOG (European Network of Transmission System Operators for Gas) berücksichtigt und um aktuelle Entwicklungen ergänzt (vgl. Kapitel 7).

4 Gasbedarf

Der Gasbedarf Deutschlands 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 Verbrauchsentwicklung basiert auf der in Kapitel 3 beschriebenen Referenzstudie und Berechnungen zur zukünftigen Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Deutschland.

Für die Zukunft wird in der Energiereferenzprognose 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 grundsätzlich rückläufige Tendenz aufweist.

Abbildung 1: Entwicklung des Erdgas-Primärenergieverbrauchs in Deutschland in TWh (H_s)



Quelle: BDEW/ AG Energiebilanzen (Primärenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (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.

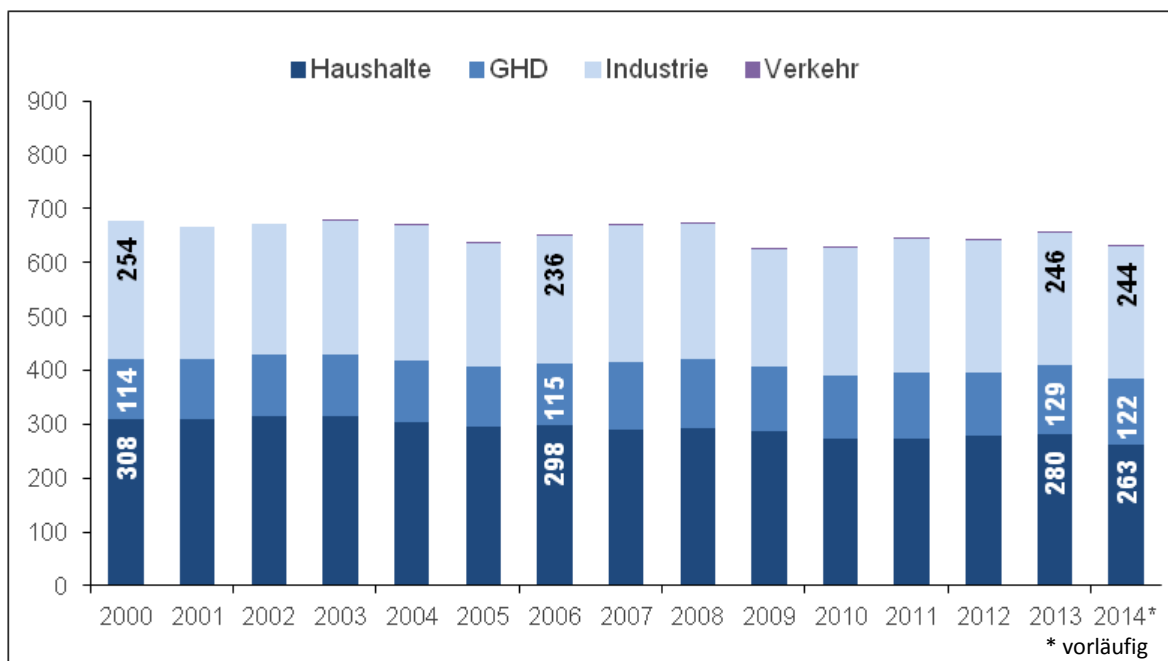
Die in Abbildung 1 dargestellte Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Deutschland zeigt, dass der Verbrauch – bereinigt um den Temperatureffekt – seit dem Jahr 2006 eine rückläufige Tendenz aufweist (rund -16 %) und in 2014 das niedrigste Niveau seit dem Jahr 2000 erreicht hat.

Im Jahr 2014 verringerte sich der Erdgasverbrauch in Deutschland im Vergleich zum Vorjahr deutlich. Der Rückgang ist wesentlich auf die im Vergleich zu 2013 deutlich mildere Witterung zurückzuführen, die vor allem den Wärmebedarf der privaten Haushalte beeinflusst hat. Berücksichtigt man den Einfluss der höheren Temperaturen auf die Veränderungen des Erdgasverbrauchs und unterstellt dabei Temperaturen wie im langjährigen Mittel, wäre der Erdgasverbrauch unter sonst unveränderten Bedingungen nicht um rund 13 %, sondern nur um rund 5 % gesunken.

4.1 Erdgasbedarf Endenergie

Die sektorale Entwicklung des temperaturbereinigten Erdgas-Endenergiebedarfs zeigte im Jahr 2014 vor allem bei den privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen (GHD) einen deutlichen Rückgang, während der Erdgasverbrauch in der Industrie aufgrund der positiven wirtschaftlichen Entwicklung im Jahr 2014 nahezu unverändert geblieben ist.

Abbildung 2: Entwicklung des temperaturbereinigten Erdgas-Endenergieverbrauchs in Deutschland in TWh (H_s) nach Sektoren



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

Bei den privaten Haushalten zeigte sich in den letzten Jahren im Neubaubereich ein deutlich sinkender Erdgas-Marktanteil von ehemals rund 77 % im Jahr 2000 auf aktuell rund 50 % (vgl. Tabelle 6).

Tabelle 6: Marktanteile der Energieträger im Neubau

Jahr	Anzahl der Wohnungen ¹⁾	Erdgas ²⁾	Fernwärme	Strom	Wärmepumpen	Heizöl	Holz-pellets	Sonstige ³⁾
		Anteile in %						
2000	304.248	76,7	7,0	1,3	0,8	13,4	---	0,8
2001	256.530	75,9	7,5	1,7	2,0	11,3	---	1,6
2002	243.248	75,8	7,2	1,7	2,1	11,0	---	2,2
2003	263.348	74,3	7,0	1,2	2,8	12,0	---	2,7
2004	236.352	74,9	7,3	1,2	3,1	10,7	1,2	1,6
2005	211.659	74,0	8,6	1,2	5,4	6,4	3,0	1,4
2006	216.519	66,9	9,0	1,0	11,2	4,3	6,0	1,6
2007	157.148	65,6	10,2	1,3	14,3	3,2	3,0	2,4
2008	148.300	58,4	12,0	1,0	19,8	2,3	4,0	2,5
2009	153.701	50,9	13,1	0,8	23,9	1,9	5,0	4,4
2010	164.540	50,2	14,6	1,0	23,5	1,8	5,0	4,1
2011	200.061	50,1	16,3	0,9	22,6	1,5	5,6	2,5
2012	211.155	48,5	18,6	0,6	23,8	0,9	6,3	1,4
2013	254.250	48,3	19,8	0,7	22,5	0,8	6,4	1,5
2014*	265.000	49,9	21,1	0,6	20,1	0,7	6,2	1,4

1) zum Bau genehmigte neue Wohneinheiten; bis 2012 in neu zu errichtenden Gebäuden, ab 2013 zudem in Bestandsgebäuden

2) einschließlich Bioerdgas

3) bis 2003 einschl. Holz

* vorläufig

Quelle: BDEW auf Basis Statistisches Bundesamt, Statistische Landesämter, Stand 02/2015

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 2014 betrug der Marktanteil der erdgasbeheizten Wohnungen rund 49,3 % und erhöhte sich damit im Vergleich zum Vorjahr nur geringfügig um 0,1 %.

Tabelle 7: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes

Jahr	Anzahl der Wohnungen ¹⁾ [Mio.]	Gas ²⁾	Fernwärme	Strom	Wärmepumpen	Heizöl	Sonstige ³⁾
		Anteile in %					
2000	38,2	44,5	12,3	4,8	---	32,6	5,8
2001	38,5	45,3	12,4	4,6	---	32,2	5,5
2002	38,7	46,0	12,4	4,5	---	31,9	5,2
2003	39,0	46,6	12,4	4,4	0,1	31,6	4,9
2004	39,2	47,2	12,4	4,3	0,1	31,2	4,8
2005	39,4	47,6	12,5	4,2	0,2	30,9	4,6
2006	39,6	48,0	12,5	4,1	0,3	30,5	4,6
2007	39,7	48,3	12,6	4,0	0,5	30,1	4,5
2008	39,9	48,5	12,6	3,8	0,7	29,8	4,6
2009	39,9	48,9	12,7	3,6	0,8	29,3	4,7
2010	40,3	49,0	12,8	3,4	1,0	28,9	4,9
2011	40,4	49,1	12,9	3,2	1,1	28,3	5,4
2012	40,6	49,2	13,1	3,1	1,2	27,8	5,6
2013	40,8	49,2	13,3	3,0	1,4	27,2	5,9
2014	41,0	49,3	13,5	2,9	1,5	26,8	6,0

1) Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Heizung vorhanden

2) einschließlich Bioerdgas und Flüssiggas

3) Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

Quelle: BDEW, Stand 02/2015

4.2 Erdgasbedarf Kraftwerke

Der unterstellte Realisierungszeitpunkt der Planungen auf Basis der aktuellen Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegleichen nach § 38/ § 39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern und der BNetzA-Kraftwerksliste 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 allerdings zu erwarten, dass sich der Bau einiger Gaskraftwerke zumindest zeitlich aufgrund der aktuellen Marktgegebenheiten verzögern wird. 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 Fernleitungsnetzbetreiber und der Anschlussinteressenten unverzüglich nach Abschluss des Verfahrens nach § 17 (1) GasNZV erstellt werden sollen.

Tabelle 8: In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland

Installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	Einheit	2013	2016	2021	2026	Veränderung 2026 zu 2013	Veränderung 2026 zu 2016	Veränderung 2026 zu 2021
Referenzszenario	GW	26,9	27,4	33,1	32,3	20%	18%	-2%

Quelle: Prognos AG

Der Gasbedarf der Kraftwerke (in TWh_{th}, vgl. Tabelle 9) 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 9: Ergebnisse des Referenzszenarios zur Verstromung von Gas in Kraftwerken

Referenzszenario	Einheit	2013	2016	2021	2026	Veränderung 2026 zu 2013	Veränderung 2026 zu 2016	Veränderung 2026 zu 2021
Stromerzeugung aus Gas	TWh _{el}	67	61	83	81	19%	31%	-3%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung (H _s)	TWh _{th Hs}	171	129	165	159	-7%	24%	-3%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung (H _i)	TWh _{th Hi}	155	117	150	145	-7%	24%	-3%
Erforderliche Gaskapazität (Anschlussleistung)	GWh/h	68	66	74	72	7%	10%	-2%

Quelle: Prognos AG

4.3 Gesamter Erdgasbedarf

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

Tabelle 10: Referenzszenario – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H_s)

Gasbedarf Deutschland Referenzszenario - Darstellung Brennwert (H_s)	Einheit	2013	2016	2021	2026	Veränderung 2026 zu 2013	Veränderung 2026 zu 2016	Veränderung 2026 zu 2021
Gasbedarf insgesamt	TWh H_s	912	807	810	767	-16%	-5%	-5%
Endenergiebedarf Gas	TWh H_s	658	596	563	527	-20%	-12%	-6%
Industrie	TWh H_s	246	229	228	220	-11%	-4%	-4%
Haushalte	TWh H_s	280	260	239	217	-22%	-16%	-9%
GHD	TWh H_s	129	102	86	71	-45%	-30%	-17%
Verkehr	TWh H_s	3	5	10	18	567%	293%	90%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	TWh H_s	34	34	33	34	0%	2%	3%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	TWh H_s	201	159	195	188	-6%	18%	-4%
Fernheizwerke	TWh H_s	30	31	31	29	-3%	-4%	-4%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 9)	TWh H_s	171	129	165	159	-7%	24%	-3%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	TWh H_s	20	18	18	17	-11%	-4%	-4%

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

Tabelle 11: Referenzszenario – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt, Darstellung als Heizwert (H_i)

Gasbedarf Deutschland Referenzszenario - Darstellung Heizwert (H_i)	Einheit	2013	2016	2021	2026	Veränderung 2026 zu 2013	Veränderung 2026 zu 2016	Veränderung 2026 zu 2021
Gasbedarf insgesamt	TWh H_i	829	734	736	697	-16%	-5%	-5%
Endenergiebedarf Gas	TWh H_i	598	542	512	479	-20%	-12%	-6%
Industrie	TWh H_i	224	208	207	200	-11%	-4%	-4%
Haushalte	TWh H_i	255	236	217	198	-22%	-16%	-9%
GHD	TWh H_i	117	93	78	65	-45%	-30%	-17%
Verkehr	TWh H_i	2	4	9	17	567%	293%	90%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	TWh H_i	31	31	30	31	0%	2%	3%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	TWh H_i	182	145	178	171	-6%	18%	-4%
Fernheizwerke	TWh H_i	27	28	28	27	-3%	-4%	-4%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 9)	TWh H_i	155	117	150	145	-7%	24%	-3%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	TWh H_i	18	17	16	16	-11%	-4%	-4%

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

Die Ergebnisse der Gasbedarfsermittlung für Deutschland werden für die Berechnungen des Netzentwicklungsplans 2016 regionalisiert, d. h. es erfolgt eine kreisscharfe Zuordnung des Gasbedarfs. Dabei werden folgende Verteilungsfaktoren 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 Regionalisierung sind die Standorte der Kraftwerke aus der Kraftwerksliste.

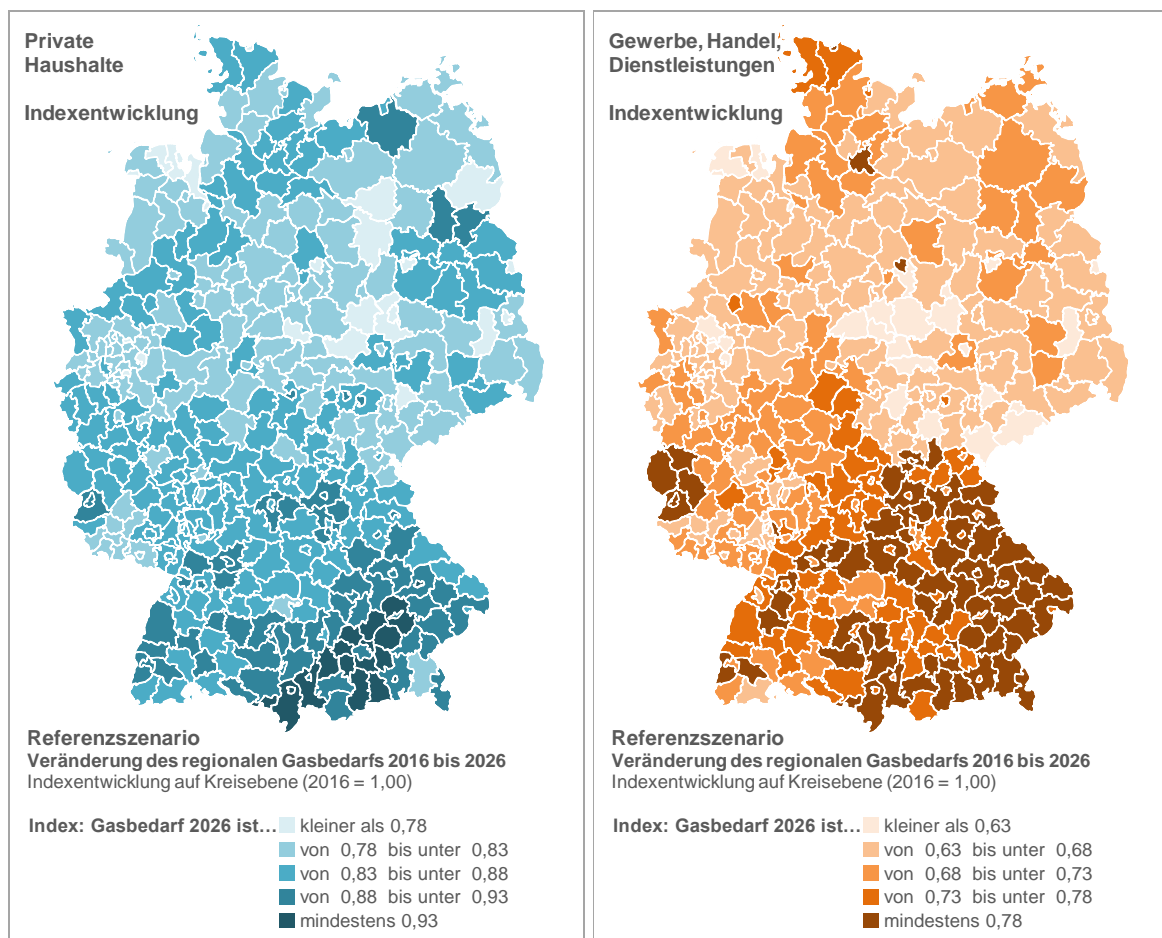
Hinweise zu den folgenden Kartendarstellungen

Die Gasbedarfsentwicklung in den Sektoren auf Kreisebene wird in den folgenden Karten in der Regel als Indexentwicklung für den Zeitraum 2016-2026 dargestellt. Ein Index von 1,00 im Jahr 2026 ist somit gleichbedeutend mit einem konstanten Gasbedarf. Die jeweils gewählte Farbskala verdeutlicht zudem, wie die Entwicklung in den einzelnen Kreisen relativ zueinander erfolgt.

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 demografischen und wirtschaftlichen Entwicklung im Süden Deutschlands fällt hier der Bedarfsrückgang geringer aus als insbesondere in Ostdeutschland.

Abbildung 3: Referenzszenario: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2016 bis 2026 in den Nachfragesektoren private Haushalte (PHH) und Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen (GHD); Indexentwicklung, Gasbedarf 2016 = 1,00

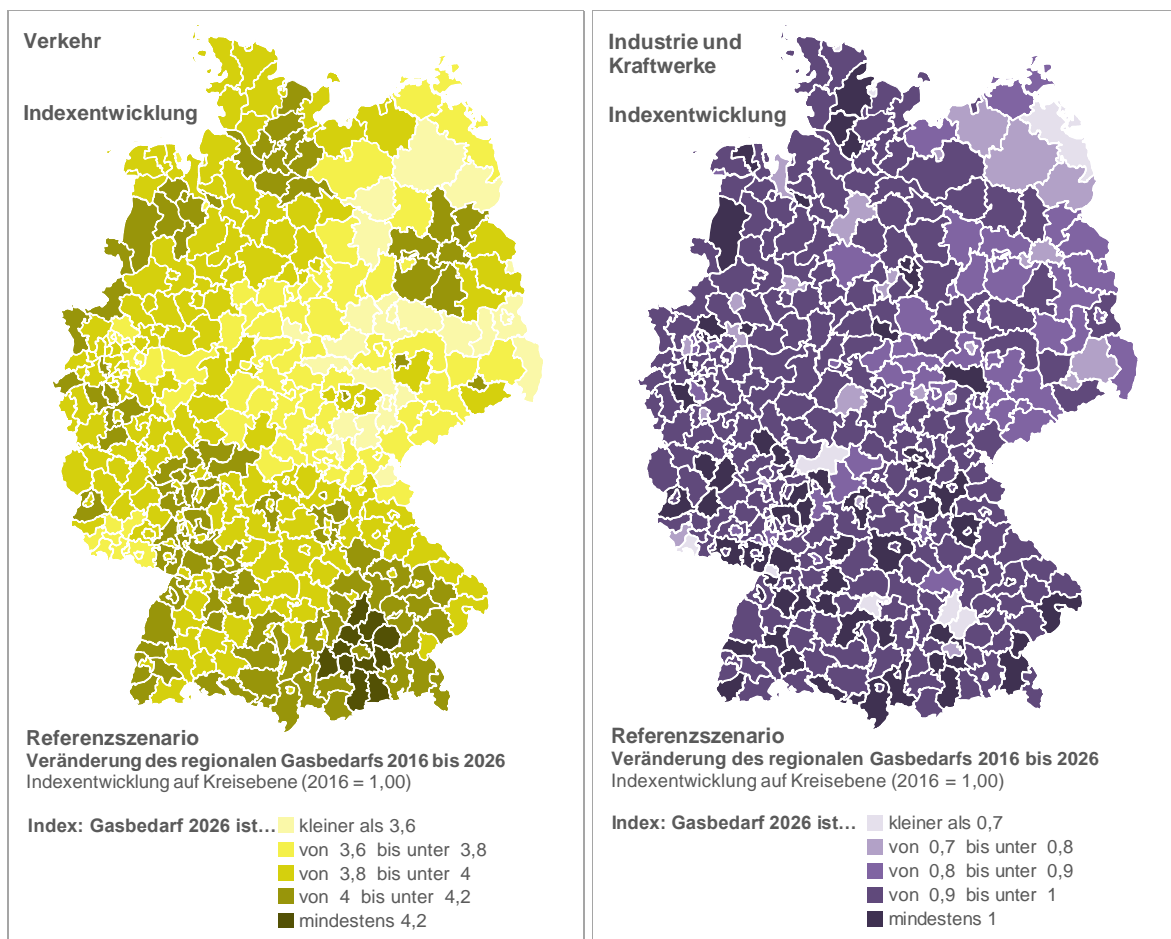


Quelle: Prognos AG

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 ist in diesen Bereichen die Gasbedarfsentwicklung positiver 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 2026).

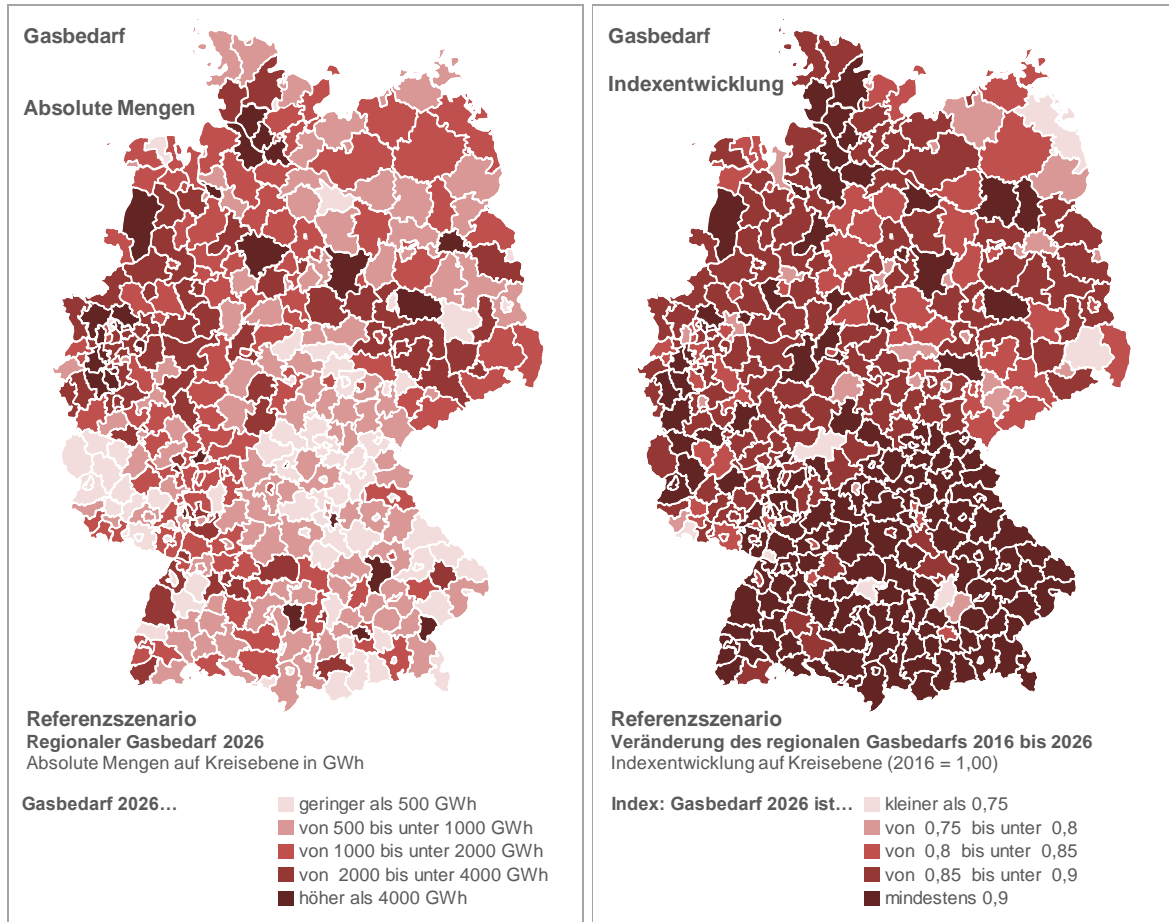
Abbildung 4: Referenzszenario: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2016 bis 2026 in den Nachfragesektoren Verkehr und Industrie/ Kraftwerke;
Indexentwicklung, Gasbedarf 2016 = 1,00



Quelle: Prognos AG

Die folgenden Abbildungen zeigen die Zusammenfassung der zuvor beschriebenen Gasbedarfsentwicklung in den Verbrauchssektoren private Haushalte, GHD, Verkehr und Industrie/ Kraftwerke. Abbildung 5 zeigt auf der linken Karte den absoluten Gasbedarf im Referenzszenario. Die rechte Karte verdeutlicht die relative Entwicklung im Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2026.

Abbildung 5: Referenzszenario: Regionaler Gasbedarf des Jahres 2026 insgesamt (absolut in GWh, temperaturbereinigt, Darstellung als Heizwert H_i) und Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2016 bis 2026 insgesamt; Indexentwicklung, Gasbedarf 2016 = 1,00



Quelle: Prognos AG

5 Gasaufkommen

5.1 Erdgasförderung

Die Prognose der regionalen Erdgasförderung bis zum Jahr 2026 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 ohne „Ostfriesland“) 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 (ohne Ostfriesland) zusätzlich die „Kapazität mit Sicherheitsabschlag“ dar. Die Entwicklung des L-Gas-Aufkommens wird detailliert in Kapitel 8 behandelt.

Tabelle 12: Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung¹

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

Quelle: WEG-Prognose 2015

Außerhalb dieser beiden wichtigsten Förderregionen ist das Erdgasaufkommen in Deutschland mit rund 0,4 bcm/a (2014) 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 2026 auf die kleineren Förderregionen erfolgte anhand ihres heutigen Produktionsanteils (Stand 2014). Die Darstellung der Erdgasförderung erfolgt in der Gaswirtschaft üblicherweise in Kubikmetern, bezogen auf einen einheitlichen Brennwert (oberen Heizwert, H_s). In Energiebilanzen und Energiebedarfsprognosen beziehen sich die Energieeinheiten in der Regel auf den (unteren) Heizwert (H_i). Zur besseren Vergleichbarkeit er-

¹ Für die L-Gas-Bilanz werden nur die Prognosewerte berücksichtigt, die auch für das L-Gas-System zur Verfügung stehen.

folgt im Szenariorahmen deshalb auch eine Umrechnung der Erdgasförderung auf den Brenn- und Heizwert (vgl. Tabelle 13).

Tabelle 13: Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten

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

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

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

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

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

5.2 Biogaseinspeisung

Die Ist-Analyse und Einschätzung der Entwicklung der Biogaseinspeisung erfolgte unter Verwendung des aktuellen Biogas-Monitoringberichts 2014 der Bundesnetzagentur [Biogas-Monitoringbericht 2014] und der von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichten Projektliste zur Biogaseinspeisung [dena 2015].

Die heute bereits bekannten Projekte zur Biogaseinspeisung konnten auf Basis der dena-Projektliste [dena 2015] regionalisiert werden. Hierin finden sich auch derzeit im Bau und in der Planung befindliche Anlagen. Für die künftige Entwicklung wird davon ausgegangen, dass die aktuell geplanten und gebauten Anlagen realisiert werden und langfristig eine etwas verbesserte Auslastung der Biogaseinspeiseanlagen erreicht wird. In Summe bleibt der Zuwachs aber auch aufgrund der Novellierung des EEG im Jahr 2014 sehr gering. Inwieweit hier zukünftige EEG-Reformen Einfluss nehmen werden, bleibt abzuwarten.

Tabelle 14: Biogaseinspeisung in Deutschland

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

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

5.3 Nicht-konventionelles Erdgas

Die Förderung nicht-konventionellen Gases wird gegenwärtig von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in einem noch nicht abgeschlossenen Projekt (Stand Juni 2015) untersucht. Ersten vorläufigen Abschätzungen zufolge liegen die technisch gewinnbaren Schiefergasressourcen bei rund 1.300 bcm² und damit deutlich über Deutschlands konventionellen Erdgasressourcen (rund 150 bcm) und -reserven (rund 104 bcm), Stand 2013. 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 2012, 2014]. Bisher gibt es in Deutschland keine Schiefergas-Förderung, so dass keine praktische Erfahrung damit vorliegt, welcher Anteil der geschätzten Schiefergas-Gesamtmen-gen tatsächlich technisch gewonnen werden kann. Daher erfolgt in den Szenarien zum Netzentwicklungsplan Gas wie in den Vorjahren keine Berücksichtigung der Förderung solcher Gase.

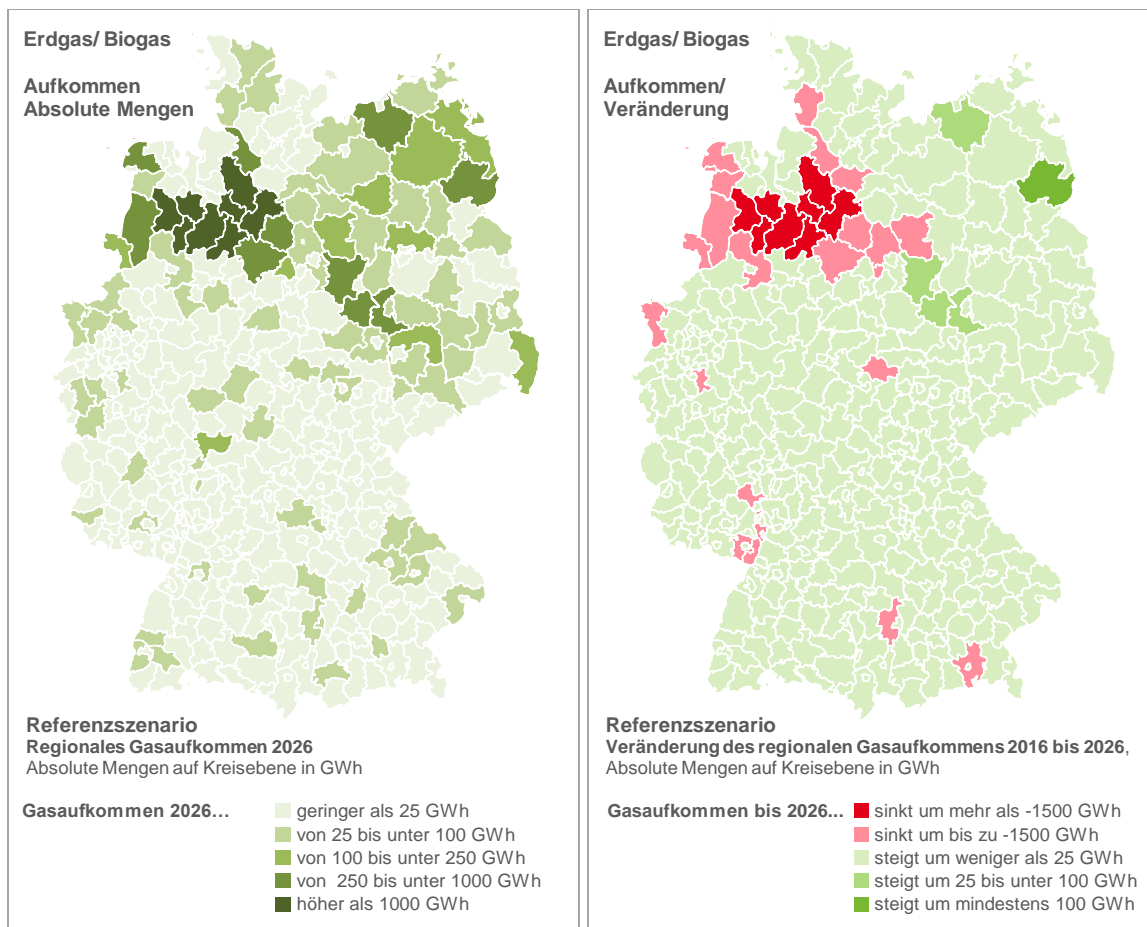
Das Verfahren „Power-to-Gas“ (Gas aus Strom) bietet eine Möglichkeit, Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff oder, in einem weiteren Verfahrensschritt, in synthetisches Methan umzuwandeln und in der Erdgasinfrastruktur zu transportieren und zu speichern. Das Verfahren bildet aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber 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 Fernleitungsnetzbetreiber den Vorschlag zur Entwicklung eines Power-to-Gas-Potenzialatlas. Die Fernleitungsnetzbetreiber begrüßen die begonnenen intensiven Forschungsaktivitäten zahlreicher Institute und Organisationen, die sich diesem Thema widmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber wirken inhaltlich an entsprechenden Forschungs- und Entwicklungs-Vorhaben mit und werden sich dem Thema im Rahmen des Netzentwicklungsplan-Prozesses wieder zuwenden, wenn es hierzu Netzausbau-relevante Neuerungen gibt.

² Hierbei handelt es sich um den Median. Die Spannweite reicht von 700 bcm bis 2.300 bcm. Dabei wird unterstellt, dass 10 % der geschätzten Schiefergas-Gesamtmenge (Gas-in-place; GIP) technisch gewonnen werden kann [BGR 2012a].

5.4 Gesamtgasaufkommen

Das gesamte regionale Gasaufkommen aus Inlandsförderung und Biogas-Produktion im Jahr 2026 und deren Veränderung gegenüber dem Basisjahr 2013 zeigt die folgende Abbildung. Der Rückgang der deutschen Erdgasförderung wird in der rechten Karte der Abbildung 6 noch einmal besonders deutlich.

Abbildung 6: Referenzszenario: Regionales Gasaufkommen des Jahres 2026 und Veränderung gegenüber 2016 (absolut in GWh, H_i)



Quelle: Prognos AG

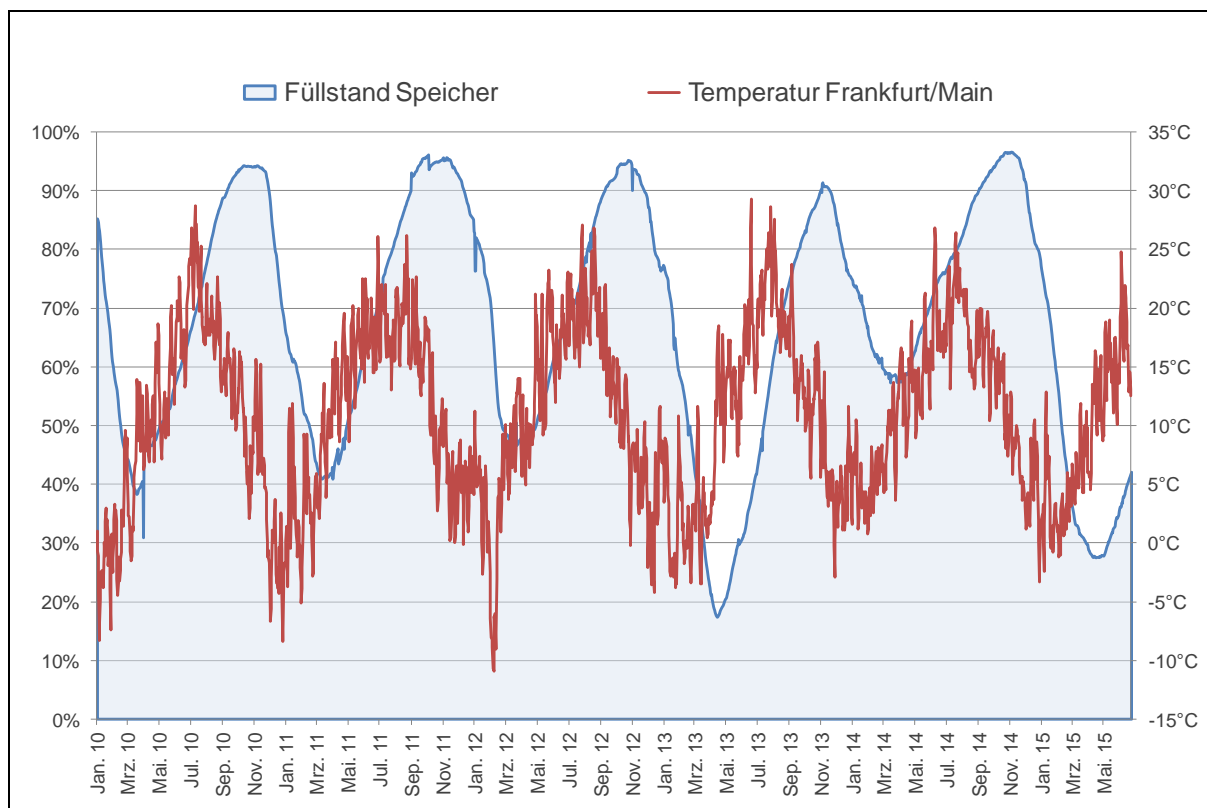
6 Erdgasspeicher in Deutschland

6.1 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 [BMWi 2015b].
- 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 Optimierung des Handelsgeschäfts eingesetzt.

Abbildung 7: Entwicklung der Speicherfüllstände seit Januar 2010



Quelle: DWD 2015, GIE 2015

Die Anteile dieser beiden Elemente können aus dem in Abbildung 7 dargestellten Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland abgelesen werden:

- Überwiegend saisonale Nutzung in einem Bereich von etwa 35 % bis über 90 % des Arbeitsgasvolumens.
- Die überlagerten kurzfristigen Handelsaktivitäten sind in dieser gesamtdeutschen Übersicht allenfalls als kleinere Effekte erkennbar, die bislang nicht zu einer nachhaltigen Umkehr der saisonalen temperaturabhängigen Speichernutzung führen.

Insgesamt ist zu erkennen, dass die temperaturabhängige saisonale Nutzung in dem Zeitraum von Januar 2010 bis Juni 2015 bei Weitem überwog.

6.2 Zusätzliche Speicherprojekte

Zusätzlich zu den heute bestehenden Erdgasspeichern bestehen Planungen zu weiteren Speicherprojekten. Für die in Tabelle 15 dargestellten Projekte wurden Ausbaubegleichen nach § 39 GasNZV gestellt. Sie werden neben den Bestandsspeichern in den Modellierungen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 berücksichtigt.

Tabelle 15: Zusätzliche Speicherprojekte am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber

Lfd. Nr.	Speicher	FNB	Entry/ Exit	Gasart	Status	Angefragte Kapazität [MWh/h]
1	Kiel Rönne	GUD	Entry	H-Gas	§39 gestellt	1.800
1	Kiel Rönne	GUD	Exit	H-Gas	§39 gestellt	1.260
2	Haidach	OGE	Entry	H-Gas	§39 gestellt	4.731
2	Haidach	OGE	Exit	H-Gas	§39 gestellt	4.361
3	Haiming 2-RAGES/bn	bayernets	Entry	H-Gas	§39 gestellt	675
3	Haiming 2-RAGES/bn	bayernets	Exit	H-Gas	§39 gestellt	675
4	Empelde	Nowega	Exit	L-Gas	§39 gestellt	1.635

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 vorgesehene Modellierung der Speicher wird im Kapitel 9 „Modellierung und Modellierungsvarianten“ dargestellt.

7 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern

7.1 H-Gas-Quellenverteilung

Aufgrund der rückläufigen europäischen Eigenproduktion wird der H-Gas-Importbedarf in Europa in den nächsten Jahren zunehmen. Da die deutsche Fernleitungsinfrastruktur traditionell stark durch grenzüberschreitende Erdgasströme zur Versorgung der angrenzenden west- und südeuropäischen Nachbarstaaten geprägt ist, ist zu erwarten, dass die Anforderung im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Erdgasaustausch zukünftig weiter steigen wird.

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

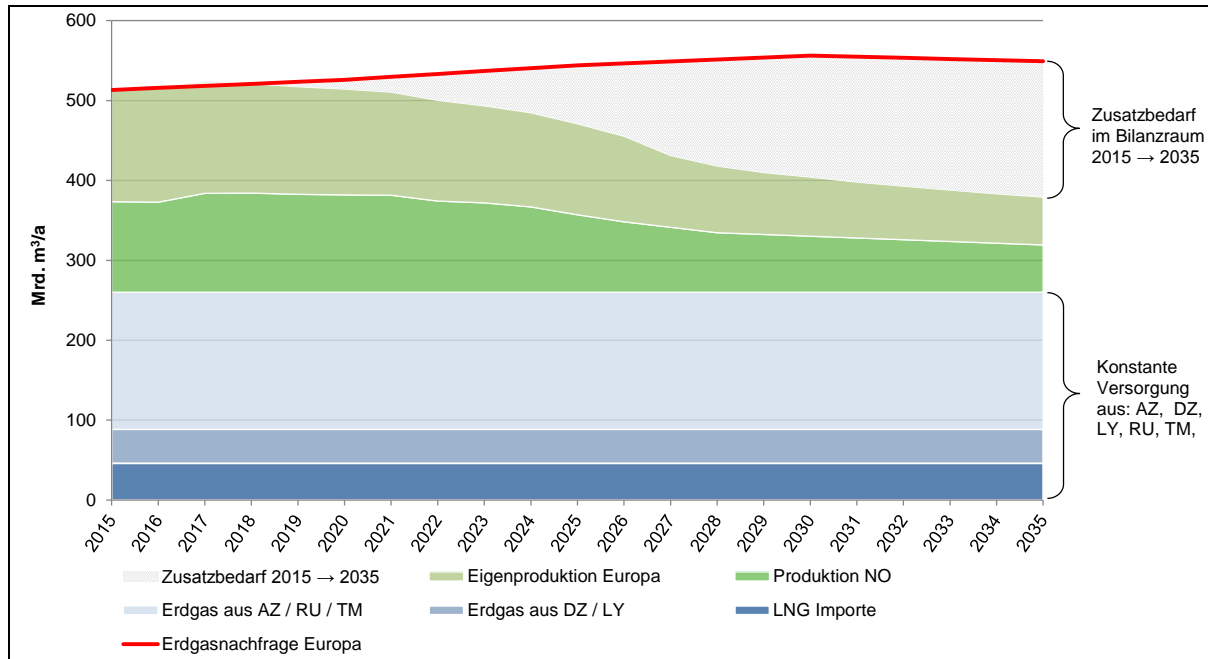
Grundsätzlich haben sich im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 folgende Änderungen ergeben:

- Importbedarf Europa: Berücksichtigung des TYNDP 2015 anstatt des WEO 2012, da letzterer bezüglich der interregionalen Netto-Gas-Handelsflüsse seitdem nicht mehr aktualisiert wurde.
- LNG-Terminals: Berücksichtigung von Bestandsanlagen sowie deren Gleichbehandlung zu Neubauterminals.
- Leitungen: Berücksichtigung von Alternativprojekten (TESLA, EASTRING) zu South Stream sowie Berücksichtigung von AGRI und White Stream.

7.1.1 Erdgasbedarf Europa

Auf Basis der Daten des aktuellen TYNDP 2015 ergibt sich bis zum Jahr 2035 ein zusätzlicher Importbedarf für Europa in Höhe von rund 170 bcm/a (vgl. Abbildung 8).

Abbildung 8: Mögliche Entwicklung von Angebot und Nachfrage im Bilanzraum

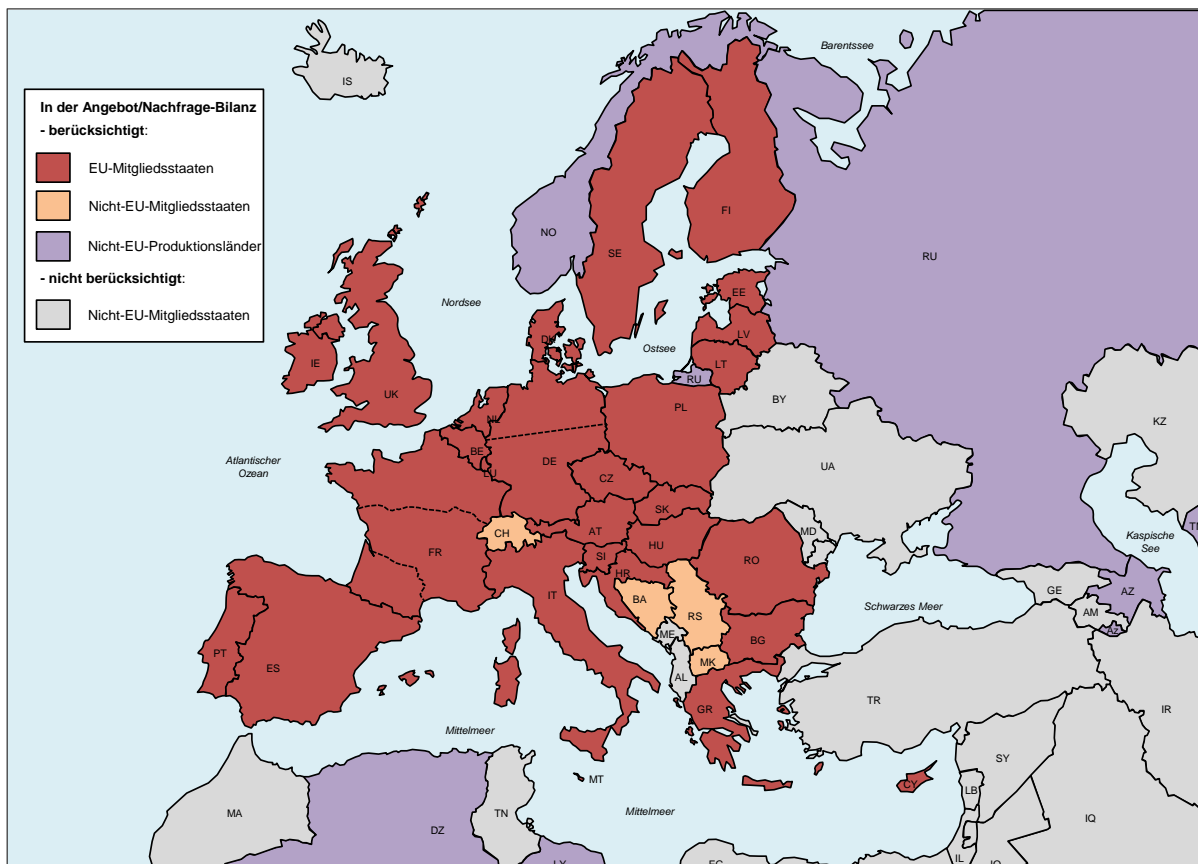


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2015, Annex C2 und C4

Für die Angebotsseite sind die Erdgasmengen, die über bestehende Leitungen aus Algerien (DZ), Libyen (LY), Russland (RU), Aserbaidschan (AZ) und Turkmenistan (TM) sowie über LNG-Bestandsanlagen geliefert werden, auf dem Niveau von 2015 konstant über alle Jahre angenommen. Die innereuropäischen und norwegischen Produktionsmengen sind dagegen rückläufig. Sie werden mittels TYNDP 2015 Annex C4 über die jährliche Durchschnittsmenge ermittelt. Für den Rückgang der Produktion wird das Intermediate-Szenario des TYNDP 2015 berücksichtigt. Das Verbrauchsszenario basiert auf den Länderbedarfszahlen der jährlichen Durchschnittsmengen im GREEN Szenario des TYNDP 2015 Annex C2.

Der Raum, über den die Bilanz erstellt ist, ist in Abbildung 9 dargestellt. Er umfasst auf der Nachfrageseite neben den EU28-Staaten zusätzlich die Schweiz, Bosnien-Herzegowina, Serbien und Mazedonien. Für die Angebotsseite werden neben der Eigenproduktion und den LNG-Terminals der oben genannten Länder auch die Lieferländer Norwegen, Russland, Algerien, Libyen, Aserbaidschan und Turkmenistan berücksichtigt.

Abbildung 9: Bilanzraum der Erdgasbilanz Europa



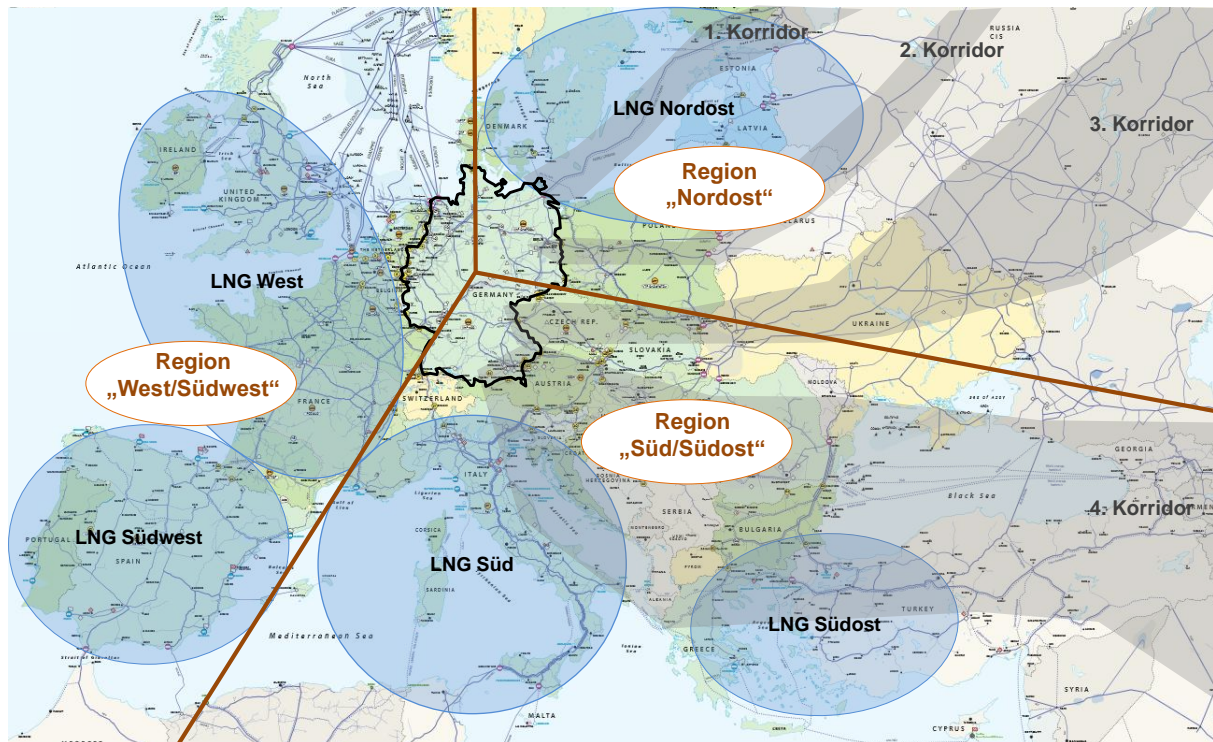
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2015

7.1.2 Transportwege und Infrastrukturprojekte

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

So wie in Abbildung 10 dargestellt, behalten die Fernleitungsnetzbetreiber analog zum Szenariorahmen 2015 die Aufteilung in die fünf Teilregionen „West“, „Südwest“, „Süd“, „Südost“ und „Nordost“ bzw. die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgenommene Gruppierung der Teilregionen in drei Regionen „West/ Südwest“, „Süd/ Südost“ und „Nordost“ für LNG-Terminals und Leitungsprojekte bei. Darüber hinaus gibt die Abbildung 10 einen Überblick darüber, über welche vier Korridore Erdgas über Leitungen aus Russland und dem kaspischen Raum nach Europa gelangen kann.

Abbildung 10: Regionen und Korridore für Erdgas aus Russland und dem kaspischen Raum



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Leitungskarte von ENTSOG 2015

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

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

- Leitungsprojekte Nabucco und South Stream, da diese Projekte nach neuesten Erkenntnissen nicht realisiert werden.
- Leitungsprojekt Nord Stream III und IV, da dieses Projekt nicht im TYNDP 2015 enthalten ist und da die kürzlich bekannt gewordenen Entwicklungen noch nicht konkret genug für eine Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas 2016 sind.
- LNG-Terminals in Malta, Teneriffa und Gran Canaria, wegen nicht zu erwartender physischer Wirkung auf Deutschland, sowie das LNG-Terminal Brindisi, da dieses Projekt nach neuesten Erkenntnissen nicht realisiert wird.

Tabelle 16 gibt einen Überblick über alle berücksichtigten Infrastrukturen mit ihren technischen Kapazitäten und Inbetriebnahmezeitpunkten sowie der Zuordnung zu den oben vorgestellten Regionen.

Tabelle 16: Berücksichtigte Infrastruktur für die H-Gas-Quellenverteilung

Typ	Infrastruktur	Inbetriebnahme	Technische Kapazität (bcm/a)	Region
Leitung	Nord Stream I/II (Zusatzmengen)	2010	5,00	Nordost
Summe Leitungen Nordost			5,00	Nordost
Leitung	GALSI	2018	8,00	Süd
Leitung	TAP	2020	11,00	Süd
Leitung	TESLA	2019	41,00	Süd
Summe Leitungen Süd			60,00	Süd
Leitung	AGRI	2022	8,00	Südost
Leitung	EASTRING (Ausbaustufe I)	2019	19,25	Südost
Leitung	EASTRING (Ausbaustufe II)	2023	19,25	Südost
Leitung	White Stream (Ausbaustufe I)	2022	16,00	Südost
Summe Leitungen Südost			62,50	Südost
LNG	Muuga (Tallin) (Neubau)	2018	4,00	Nordost
LNG	Padalski (Neubau)	2018	2,50	Nordost
LNG	Finngulf (Neubau)	2021	2,50	Nordost
LNG	Tahkoluoto/ Pori (Neubau)	2016	0,11	Nordost
LNG	Swinoujscie (Neubau)	2015	5,00	Nordost
LNG	Swinoujscie (Erweiterung)	2020	2,50	Nordost
LNG	Göteborg (Neubau)	2015	0,50	Nordost
LNG	Klaipeda LNG Terminal	2014	4,00	Nordost
Summe LNG Nordost (Bestand)			4,00	Nordost
Summe LNG Nordost (Ausbau)			17,11	Nordost
Summe LNG Nordost (Bestand + Ausbau)			21,11	Nordost
LNG	Zeebrugge	1987	9,00	West
LNG	Zeebrugge (Erweiterung)	2019	3,00	West
LNG	Dunkerque (Neuanlage)	2015	13,00	West
LNG	Fos-Tonkin	1972	3,40	West
LNG	Fos Cavaou	2010	8,25	West
LNG	Fos Cavaou (Erweiterung)	2020	8,25	West
LNG	Fos Faster (Neuanlage)	2019	8,00	West
LNG	Montoir	1980	10,00	West
LNG	Montoir (Erweiterung)	2020	6,50	West
LNG	Shannon (Neuanlage)	2018	2,70	West
LNG	Gate Terminal	2011	12,00	West
LNG	Gate Terminal (Erweiterung)	2018	4,00	West
LNG	Isle of Grain	2005	19,50	West
LNG	Isle of Grain (Erweiterung)	2018	8,00	West
LNG	Milford Haven - Dragon	2009	21,00	West

Typ	Infrastruktur	Inbetriebnahme	Technische Kapazität (bcm/a)	Region
LNG	Milford Haven - South Hook	2009	7,60	West
LNG	Teesside LNG port	2007	4,20	West
Summe LNG West (Bestand)			94,95	West
Summe LNG West (Ausbau)			53,45	West
Summe LNG West (Bestand + Ausbau)			148,40	West
LNG	Barcelona	1968	17,10	Südwest
LNG	Bilbao	2003	8,80	Südwest
LNG	Cartagena	1989	11,80	Südwest
LNG	Gijón (Musel)	2014	7,00	Südwest
LNG	Gijón (Musel) (Erweiterung)	2021	1,80	Südwest
LNG	Huelva	1988	11,80	Südwest
LNG	Mugardos	2007	3,60	Südwest
LNG	Mugardos (Erweiterung)	2023	3,60	Südwest
LNG	Sagunto	2006	8,80	Südwest
LNG	Sines	2004	7,90	Südwest
Summe LNG Südwest (Bestand)			76,80	Südwest
Summe LNG Südwest (Ausbau)			5,40	Südwest
Summe LNG Südwest (Bestand + Ausbau)			82,20	Südwest
LNG	Krk Island (Neuanlage)	2019	2,00	Süd
LNG	Krk Island (Erweiterung)	2021	2,00	Süd
LNG	Krk Island (Erweiterung)	2023	2,00	Süd
LNG	Falconara (Neuanlage)	2018	4,00	Süd
LNG	Gioia Tauro (Neuanlage)	2019	12,00	Süd
LNG	Panigaglia	1971	3,40	Süd
LNG	Panigaglia (Erweiterung)	2022	4,50	Süd
LNG	Porto Empedocle (Neuanlage)	2019	8,00	Süd
LNG	Porto Levante LNG terminal	2009	7,56	Süd
LNG	Toscana	2013	3,75	Süd
LNG	Trieste (Neuanlage)	2020	8,00	Süd
Summe LNG Süd (Bestand)			14,71	Süd
Summe LNG Süd (Ausbau)			42,50	Süd
Summe LNG Süd (Bestand + Ausbau)			57,21	Süd
LNG	Aegean (Neuanlage)	2017	5,00	Südost
LNG	Alexandroupolis (Neuanlage)	2017	6,10	Südost
LNG	Revithoussa	2000	5,00	Südost
LNG	Revithoussa (Erweiterung)	2016	2,10	Südost
Summe LNG Südost (Bestand)			5,00	Südost
Summe LNG Südost (Ausbau)			13,20	Südost
Summe LNG Südost (Bestand + Ausbau)			18,20	Südost

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

7.1.3 Versorgungsvarianten für Europa

Im Nachtrag zum Annex A des TYNDP 2015 werden als Alternativen zu South Stream (63 bcm/a) die beiden Projekte TESLA (41 bcm/a) und EASTRING (38,5 bcm/a) genannt. Da die Kapazität der beiden Alternativprojekte die Kapazität der South Stream deutlich übersteigt, gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, dass nicht beide Alternativprojekte zu South Stream vollständig realisiert werden und schlagen daher zwei unterschiedliche Quellenverteilungen für die Modellierung vor, die in den folgenden Abschnitten beschrieben werden.

Auf Basis der oben genannten Daten haben die Fernleitungsnetzbetreiber zwei Versorgungsvarianten für Europa erstellt (Basisvariante Q.1 und Alternative Variante Q.2) und deren Auswirkungen auf Deutschland ermittelt, um diesen unterschiedlichen Versorgungsalternativen Rechnung zu tragen. Zwar sind gemäß EnWG für den Netzentwicklungsplan Gas die nächsten zehn Jahre durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu betrachten, Projekte mit internationaler Größenordnung und vor allem deren Auswirkung auf die deutsche Erdgasnetz-Infrastruktur sind erfahrungsgemäß aber längerfristig zu berücksichtigen. Wegen der erheblichen Auswirkung auf den langfristigen Netzausbau in Deutschland ziehen die Fernleitungsnetzbetreiber auch weiterhin den Zeitraum bis 2035 heran.

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

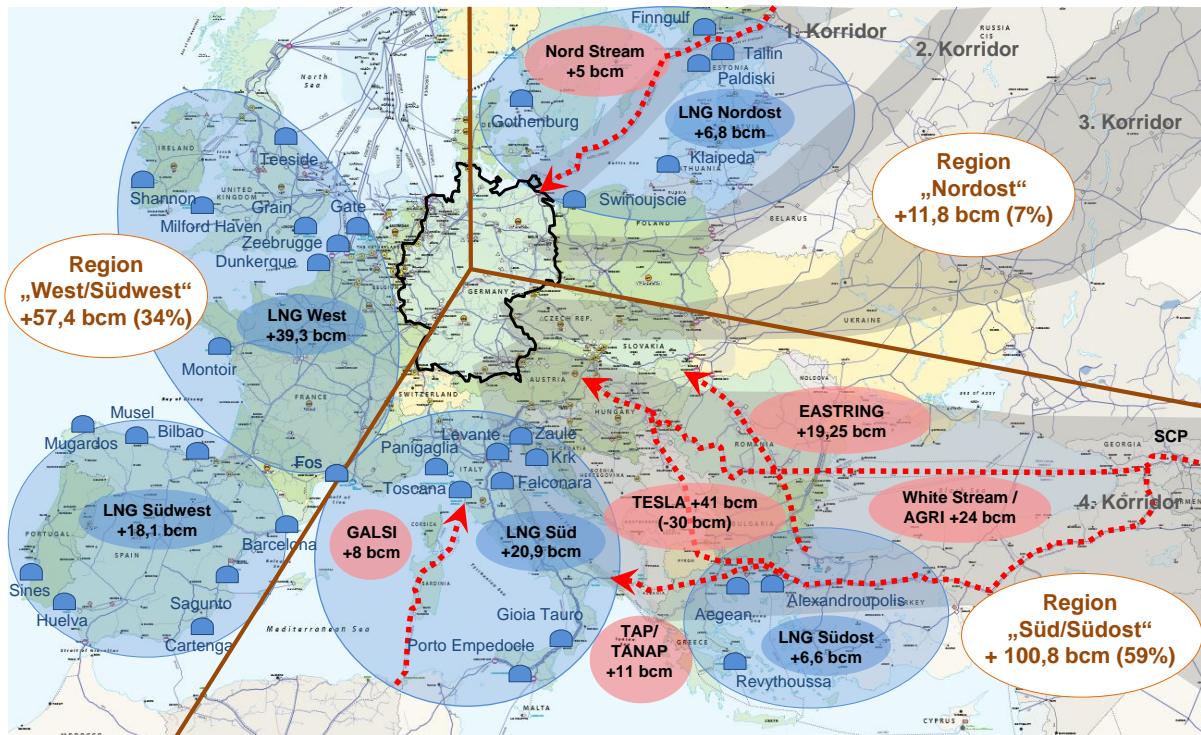
Basisvariante Q.1

In der Basisvariante Q.1 werden für die Belieferung Europas zusätzlich die Neubauprojekte TESLA sowie die erste Ausbaustufe des Projektes EASTRING berücksichtigt. Von den rund 60 bcm/a, die durch die beiden Leitungen transportiert werden können, werden allerdings nur 30 bcm/a als zusätzlich zur Verfügung stehendes Erdgas angenommen. Die restlichen Mengen werden analog zu den Annahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 als Substitution für Liefermengen aus Russland via Ukraine berücksichtigt.

Da das zusätzlich über die oben genannten Leitungen angestellte Erdgas in Höhe von 78 bcm/a nicht zur Deckung des Zusatzbedarfs von 170 bcm/a in 2035 ausreicht, müssen zusätzliche LNG-Mengen in Höhe von 92 bcm/a angestellt werden. Unter Berücksichtigung des erwarteten LNG-Bedarfs in 2015 von rund 46 bcm/a beläuft sich der gesamte LNG-Bedarf im Jahr 2035 auf 138 bcm/a, was zu einer ratierten Auslastung aller Neu- und Bestandsanlagen von rund 42 % führt.

Das Ergebnis für die zusätzlichen Leitungs- und LNG-Mengen zur Deckung des Zusatzbedarfs sowie die Verteilung der Mengen auf Regionen und Teilregionen sind in Abbildung 11 dargestellt.

Abbildung 11: Basisvariante Q.1 zur Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2035



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Alternative Variante Q.2

Unterstellt man für den 4. Korridor (Region Süd/ Südost), dass nicht alle Projekte umgesetzt werden, ergibt sich ein Bedarf nach zusätzlichem Gas aus anderen Regionen. Da über die bestehende Transportinfrastruktur in der Region Nordost derzeit kaum zusätzliche Mengen nach Europa transportiert werden können, werden in der alternativen Quellenverteilung die zum Bilanzausgleich erforderlichen Mengen über LNG aus der Region West/ Südwest bezogen. Dies bedeutet im Einzelnen:

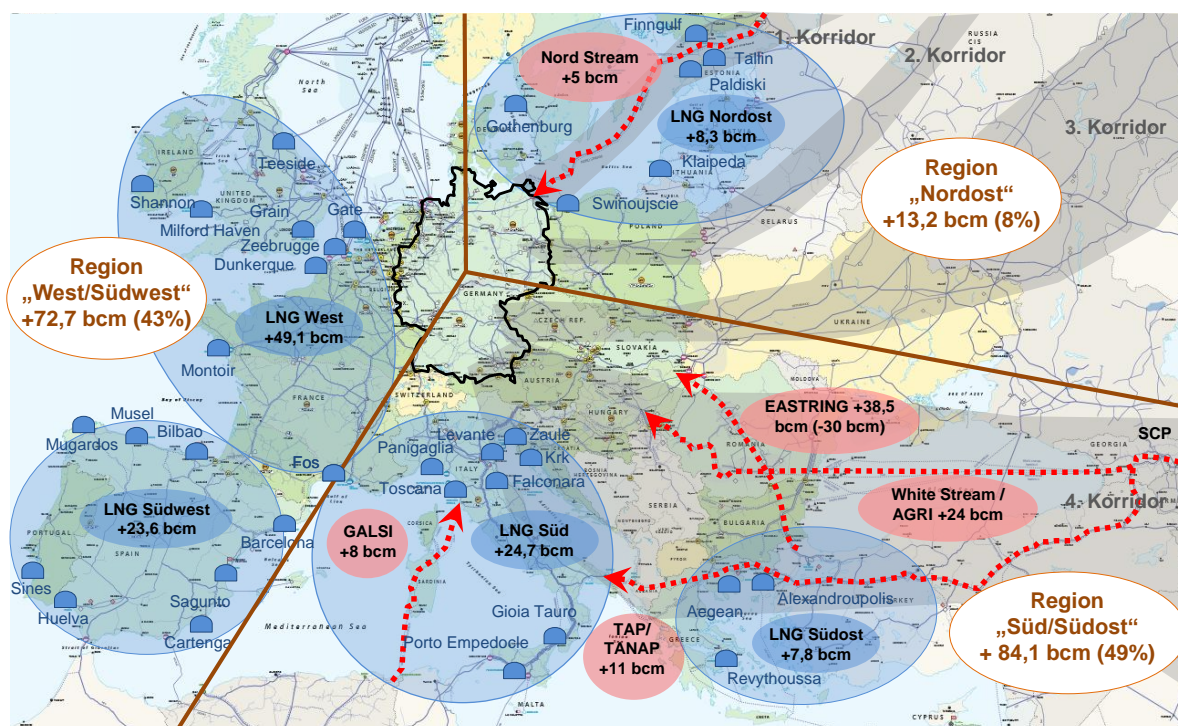
In Variante Q.2 werden statt TESLA beide Ausbaustufen der Leitung Eastring mit einer Kapazität von rund 38,5 bcm/a berücksichtigt. Bei der angenommenen Substitutionsmenge von 30 bcm/a für die Versorgung der Ukraine stehen insgesamt noch 8,5 bcm/a zusätzlich für die Belieferung Europas durch Eastring zur Verfügung.

Insgesamt stellen die neuen Leitungsprojekte damit 56,5 bcm/a bereit. Der zusätzliche LNG-Bedarf zur Deckung des Zusatzbedarfs beläuft sich im Jahr 2035 somit auf 113,5 bcm/a.

Unter Berücksichtigung des erwarteten LNG-Bedarfs in 2015 von rund 46 bcm/a beläuft sich der gesamte LNG-Bedarf im Jahr 2035 auf 159,6 bcm/a, was zu einer ratierten Auslastung aller Neu- und Bestandsanlagen von rund 49 % führt.

Das Ergebnis für die zusätzlichen Leitungs- und LNG-Mengen zur Deckung des Zusatzbedarfs sowie die Verteilung der Mengen auf Regionen und Teilregionen sind in Abbildung 12 dargestellt.

Abbildung 12: Alternative Variante Q.2 zur Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2035



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Da die in Variante Q.2 angesetzte Kapazität der beiden Ausbaustufen des Projektes EASTRING (38,5 bcm/a) sich nur unwesentlich von der Kapazität des Projektes TESLA (41 bcm/a) unterscheidet, bildet die Variante Q.2 auch den Fall „Realisierung des Projektes TESLA, EASTRING wird nicht realisiert“ mit ab.

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

Tabelle 17: Quellenverteilungen im Netzentwicklungsplan Gas 2015 sowie die Varianten des Netzentwicklungsplans Gas 2016 Q.1 und Q.2

Region	NEP Gas 2015	Basisvariante Q.1	Alternative Variante Q.2
Nordost	11 %	7 %	8 %
West/ Südwest	30 %	34 %	43 %
Süd/ Südost	59 %	59 %	49 %

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die auf den bisher geplanten Kapazitätsentwicklungen, Erkenntnissen aus dem TYNDP 2015 und der Anwendung der o. g. Quellsystematik ermittelten Ansätze der Einspeise- und Ausspeisemengen von bzw. zu den deutschen Nachbarländern mit angrenzender Transportinfrastruktur wird im Folgenden dargestellt.

7.2 Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten

7.2.1 Region West-/ Südwesteuropa

Norwegen

GÜP Dornum, Emden EPT und Emden NPT

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

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

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

Niederlande

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

GÜP Bunde/ Oude Statenzijl

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

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

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

Daher werden die GÜP Bunde/ Oude Statenzijl in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 geprüft.

GÜP Vreden

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

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

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

GÜP Elten/ Zevenaar

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

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

Daher wird im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2016 geprüft, ob der Fortschritt der Marktraumumstellungen bereits 2026 einen Austausch von H-Gas über den GÜP Elten/ Zevenaar ermöglicht.

GÜP Tegelen

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

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

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

GÜP Haanrade

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

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

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

GÜP Bocholtz-Vetschau

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

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

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

GÜP Bocholtz

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

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

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

Belgien

GÜP Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch

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

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

Daher werden der GÜP Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch und der GÜP Eynatten in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 geprüft.

Luxemburg

GÜP Remich

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

Im TYNDP 2015 ist eine Beibehaltung der bisherigen Kapazität angesetzt.

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

7.2.2 Region Süd-/ Südosteuropa

Frankreich

GÜP Medelsheim

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

Gemäß der Verpflichtung zur nachfrageorientierten Bewirtschaftung gemäß § 15 (3) EnWG steht die Ausspeise-FZK nach Frankreich am Punkt Medelsheim grundsätzlich in Konkurrenz zur Inlandsnachfrage an internen Bestellungen bzw. für systemrelevante Kraftwerke in der betroffenen Region. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen die Transportkunden darauf hin, dass Ausspeise-FZK, die in der Jahresauktion 2016 an diesem

Punkt angeboten, aber nicht gebucht wird, unter Umständen zur Befriedigung von internen Bestellungen vom Punkt Medelsheim im Verlauf des Jahres 2016 wegverlagert werden kann.

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

Daher wird der GÜP Medelsheim in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 geprüft.

Schweiz

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

GÜP Wallbach

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

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

Somit wird erwartet, dass an diesem GÜP mit einer Flussumkehr durch zusätzliche Gas-mengen aus der Region Süd/ Südost zu rechnen ist.

Daher wird der GÜP Wallbach in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 geprüft.

GÜP RC Basel

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

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

GÜP RC Thayngen-Fallentor

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

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

Österreich

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

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

GÜP RC Lindau

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

Diese Gebiete haben keine adäquate Verbindung mit anderen Fernleitungsnetzen.

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

GÜP Pfronten

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

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

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

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

Einspeisemengen für Deutschland stehen am GÜP Pfronten nicht zur Verfügung.

GÜP Kiefersfelden

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

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

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

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

Einspeisemengen für Deutschland stehen an den GÜP Kiefersfelden nicht zur Verfügung.

GÜP Überackern

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

Der GÜP Überackern ist ein reiner Einspeisepunkt nach Deutschland.

Die Gas Connect Austria weist im KNEP 2015-2024 [GCA 2014] eine technische Ausspeisekapazität am GÜP Überackern von rund 7,5 GWh/h aus.

Daher wird der GÜP Überackern in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 geprüft.

GÜP Überackern 2

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

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

Die Gas Connect Austria weist im KNEP 2015-2024 [GCA 2014] eine technische Ausspeisekapazität am GÜP Überackern von rund 7,5 GWh/h aus.

Daher wird der GÜP Überackern 2 in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 geprüft.

GÜP Oberkappel

Der GÜP Oberkappel wird zurzeit bidirektional betrieben.

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

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

Tschechische Republik

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

GÜP Waidhaus

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

Den Fernleitungsnetzbetreibern liegen keine Hinweise vor, die eine signifikante Erhöhung der Import-Kapazitäten am GÜP Waidhaus rechtfertigen würden. Im Gegenteil deuten die derzeit geführten Diskussionen im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit in Osteuropa und der Ukraine eher den Ansatz von Flussrichtungen in Richtung Osten an.

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

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

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

GÜP Brandov-STEAL

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

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

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

GÜP Olbernhau II

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

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

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

GÜP Deutschneudorf

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

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

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

GÜP Deutschneudorf Ausspeisung

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

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

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

7.2.3 Region Nordosteuropa

Polen

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

GÜP Lasow

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

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

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

GÜP Gubin

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

Dieses Gebiet hat keine Verbindung zu anderen Fernleitungsnetzen.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am GÜP Gubin nicht zur Verfügung.

GÜP Mallnow

Der GÜP Mallnow wird bidirektional betrieben.

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

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

GÜP Kamminke

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

Dieses Gebiet hat keine Verbindung zu anderen Fernleitungsnetzen.

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

Russische Föderation

GÜP Greifswald

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

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen analog zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 weiter davon aus, dass durch die beiden bestehenden Nord Stream-Stränge rund 5 bcm/a zusätzlich bereitgestellt werden können.

In einer Pressemitteilung vom 18.06.2015 hat Gazprom mitgeteilt, dass geplant ist, die Nord Stream um zwei weitere Stränge mit insgesamt ca. 55 bcm/a auszubauen [Gazprom 2015]. Hierzu wurde eine entsprechende Absichtserklärung zwischen Gazprom, E.ON, Royal Dutch Shell und OMV unterzeichnet.

Korrespondierend zu dieser Pressemitteilung gibt es eine zeitlich nicht konkretisierte und unverbindliche Anfrage eines Transportkunden nach zusätzlichen Entry-Kapazitäten aus einer erweiterten Nord Stream in der Höhe von 55 bcm/a. Gleichzeitig werden in dieser Anfrage zusätzliche Exit-Kapazitäten von Deutschland in die Tschechische Republik in Höhe von 51 bcm/a und 4 bcm/a zur Übergabe aus dem Marktgebiet GASPOOL zum NCG-Marktgebiet oder alternativ von Deutschland in Richtung Niederlande nachgefragt.

Somit würde von den zusätzlich aus einer Nord Stream-Erweiterung in Deutschland einzuspeisenden 55 bcm/a eine Menge von 51 bcm/a als Transit das Land in Richtung Tschechische Republik direkt wieder verlassen. Lediglich die angefragten 4 bcm/a Richtung Westen könnten eine Auswirkung auf die Quellenverteilung haben.

Vor diesem aktuellen Hintergrund und dem bisher nicht bekannten Realisierungszeitrahmen sehen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, die Nord Stream-Erweiterung um die angefragten 55 bcm/a in der Quellenverteilung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 nicht zu berücksichtigen.

Dänemark

GÜP Ellund

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

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

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

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

8 Versorgungssicherheit

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

- Im Netzentwicklungsplan Gas 2012 haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Ausfall des größten Gasimportpunkts (H-Gas) und eine Reduzierung der inländischen Produktion (L-Gas) modelliert.
- Im Netzentwicklungsplan Gas 2013 wurde die angespannte Gasliefersituation der ersten Februarhälfte 2012 analysiert. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen zu diesen Versorgungsstörungen wurden auch in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2014 berücksichtigt.
- Die Netzentwicklungspläne Gas 2014 und 2015 haben jeweils den Umgang mit der reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit bis 2030 in den Mittelpunkt der Analyse zur Versorgungssicherheit gestellt.

Das BMWi hat in seinem Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland von Dezember 2014 [BMWi 2014] die Risikobewertung gemäß Art. 9 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20.10.2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates (SoS-VO) für Deutschland durch die BNetzA mit Unterstützung der Gaswirtschaft durchgeführt. Der darauf aufbauende Risikobericht über die Folgen potenzieller Störungen der Gasinfrastruktur für die Versorgungslage in Deutschland wurde im Juni 2014 bei der EU-KOM notifiziert. In den Schlussfolgerungen wird zu den Ergebnissen der Risikobewertung insbesondere Folgendes aufgeführt [BMWi 2014, 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 Fernleitungsnetzbetreiber mit den Ergebnissen der entsprechenden Untersuchungen des Monitoring-Berichts 2014 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts von November 2014 [BNetzA/ BKartA 2014] überein.

Vor diesem Hintergrund besteht nach Ansicht der Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 keine Notwendigkeit, eine fiktive Versorgungsstörung zu modellieren. Vielmehr sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Notwendigkeit, aufgrund der zukünftig reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit für den deutschen Markt, die detaillierte Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 fortzusetzen und weiter zu konkretisieren. Darüber hinaus wird im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 die deutschlandweite H-Gas-Verfügbarkeit untersucht und in einer H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 dargestellt. Hierbei werden u. a. die verfügbaren Einspeiseleistungen aus Speichern und an Grenzübergangspunkten näher betrachtet.

8.1 L-Gas-Versorgung

Ein zentrales Thema des Netzentwicklungsplans Gas 2015 war der Umgang mit der zukünftigen, reduzierten Verfügbarkeit von L-Gas für den deutschen Markt. Ein wichtiges Ergebnis des Netzentwicklungsplans Gas 2015 ist die durchgängige Festlegung von Netzbereichen für die bis 2030 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 fortzusetzen und den verbleibenden L-Gas-Markt weiter zu konkretisieren.

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Erdgas (L-Gas) versorgt. L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen und der niederländischen Produktion. Die übrigen in Deutschland verfügbaren Aufkommen (Gas aus Dänemark, Norwegen/ Nordsee, Russland bzw. von LNG-Terminals) liefern hochkalorisches Erdgas (H-Gas). Die beiden unterschiedlichen Gruppen der Erdgasbeschaffenheit müssen aus technischen und eichrechtlichen Gründen in definierten Grenzen in getrennten Systemen transportiert werden. Für Netzbereiche, die mit Gas einer geänderten Beschaffenheit versorgt werden sollen, muss eine Anpassung der Verbrauchsgeräte erfolgen. Die qualitätsübergreifenden Marktgebiete stellen sicher, dass bilanziell jeder Kunde mit Energie, unabhängig von der Gasqualität, versorgt werden kann – physisch müssen jedoch die Gasbeschaffengrenzen beachtet werden.

Die L-Gas-Aufkommen in Deutschland gehen in ihrer Leistung kontinuierlich zurück. Die verbleibenden deutschen L-Gas-Aufkommen sollen soweit möglich weiter gefördert und in die Erdgastransportnetze eingespeist werden können.

Durch den niederländischen Transportnetzbetreiber GTS wurde ebenfalls ein kontinuierlicher Rückgang der Exportleistungen und -mengen ab Oktober 2020 angekündigt.

Im Netzentwicklungsplan Gas 2013 wurden die Planungen für die sukzessive Umstellung der deutschen L-Gas-Netzbereiche auf eine Versorgung mit H-Gas aufgenommen. Hierbei sollte die bestehende L-Gas-Transportinfrastruktur nach der Umstellung für den H-Gas-Transport nutzbar sein.

Die Vorbereitung der L-H-Gas-Umstellung ist in den letzten Jahren sehr weit fortgeschritten. Insbesondere die konkreten Planungen für die nächsten Jahre sind sehr stabil. Die gesamte L-Gas-Umstellung ist eine große und komplexe Aufgabe. Die bilanziellen Betrachtungen sowie die Transportplanungen für die Umstellung im Netzentwicklungsplan Gas 2015 sind ein Aspekt der notwendigen Vorarbeiten für eine erfolgreiche L-H-Gas-Umstellung. Der insgesamt gute Fortschritt ist das Ergebnis der konstruktiven Zusammenarbeit vieler Beteiligten an unterschiedlichsten Teilfragen. Hierzu gehören auch die folgenden Aktivitäten, die auf dem Netzentwicklungsplan Gas aufbauen:

- Intensive bilaterale Gespräche mit nachgelagerten L-Gas-Netzbetreibern,
- Ergänzung/ Anpassung der für die Marktraumumstellung relevanten Regelungen der Kooperationsvereinbarung und Überarbeitung des Leitfadens Marktraumumstellung (KoV VIII),
- Entwicklung einer Informationsschrift „Leitfaden Marktraumumstellung“ durch den DVGW,

- Abstimmung und Abschluss der Umstellungsfahrpläne für die ersten Umstellungsbereiche,
- Planung und Umsetzung von technischen Maßnahmen für die ersten Umstellungsbereiche,
- Ankündigung weiterer Umstellungen für die Jahre 2018 und 2019,
- Umstellung des ersten Bereichs (Schneverdingen) in 2015,
- Erhebung einer Marktraumumstellungsumlage ab dem 01.01.2015.

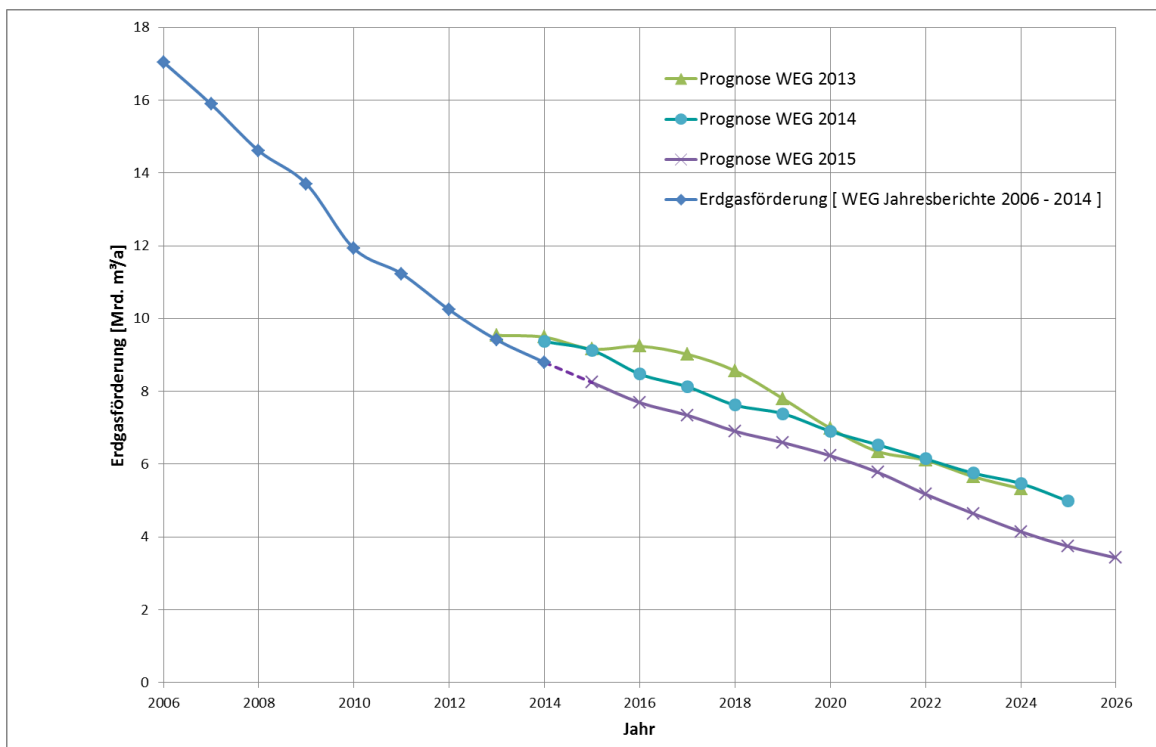
8.1.1 L-Gas-Einspeisekapazitäten bis 2030

Die Fernleitungsnetzbetreiber halten es auch weiterhin aufgrund der Tragweite und der möglichen gravierenden Auswirkungen der angekündigten Reduzierungen auf der Darbietungsseite über 2026 hinaus für erforderlich, den Zeitraum bis 2030 in der L-Gas-Bilanz zu untersuchen. Dies wird insbesondere durch die Entwicklung der jüngsten Vergangenheit, wie z. B. die Produktionseinschränkungen in den Niederlanden, unterstrichen.

Inländische Produktion

Abbildung 13 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung (Jahresmengen) der Erdgasförderung im Zeitraum 2006 bis 2026. Die Produktion der Jahre 2006 bis 2014 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 2006-2014]. Für die Zeit ab 2015 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des WEG bis zum Jahr 2026.

Abbildung 13: Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



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

In den Jahren 2006 bis 2013 war ein kontinuierlicher Rückgang der Erdgasförderung zu verzeichnen. Entgegen diesem Trend wurde in der Prognose 2013 seitens des WEG für die Jahre 2013 bis 2017 nur eine sehr geringfügige Abnahme der Produktionsmenge prognostiziert. Diese deutlich vom Trend der vergangenen Jahre abweichende Prognose begründete sich nach Aussage des WEG durch eine Reihe von geplanten Projekten zur Feldesentwicklung. In der Prognose 2014 wurden diese Projekte teilweise nicht realisiert, so dass mit einem stärkeren Rückgang, gerade in den Anfangsjahren der Umstellung, zu rechnen ist. Die aktuelle WEG Prognose 2015 weist darüber hinaus einen noch stärkeren Rückgang der Produktionsmengen, beginnend schon in 2015, aus. Mögliche Konsequenzen für die gesamte Umstellungsplanung, gerade in den Jahren ab 2016, sind im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2016 zu untersuchen.

Bereits für das Jahr 2015 wird von einer um rund 0,9 bcm/a niedriger ausfallenden Erdgasproduktion ausgegangen. Diese wird demnach im Mittel jährlich rund 1 bcm/a niedriger ausfallen als noch im vergangenen Jahr prognostiziert. Der stärkere Rückgang führt dazu, dass im Jahr 2026 in den Gebieten Elbe-Weser und Weser-Ems nur noch mit einer Förderleistung von rund 3,4 bcm/a zu rechnen ist.

Der prognostizierte Rückgang bis 2026 wird 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 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 hat als Konsequenz aus dem Produktionsrückgang in den Niederlanden die Reduktion der L-Gas-Export-Kapazitäten in Richtung Deutschland, Belgien und Frankreich angekündigt. Der Rückgang der Produktionsleistung des Groningen-Feldes führt zu einer Reduktion der L-Gas-Exportleistung nach Deutschland ab Oktober 2020. Ab dem 01.10.2029 stehen keine Exportleistungen nach Deutschland mehr zur Verfügung. Daher wird in der L-Gas-Leistungsbilanz und in den Netzplanungen die Leistung bis 2020 konstant angesetzt und reduziert sich in den Folgejahren linear abfallend (pro Jahr um 10 % des Ausgangswertes) bis auf einen Wert von 0 im Jahr 2029.

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

einer weiteren Stickstoff-Erzeugungsanlage mit einer Kapazität von 180.000 Nm³/h Stickstoff bis 2019 deutlich zu erhöhen (vgl. [GTS 2015]).

Für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 ergibt sich somit im Vergleich zu den Vorjahren kein Änderungsbedarf bei der Berücksichtigung von L-Gas-Importen.

L-Gas-Speicher

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

Tabelle 18: Speicherleistung der Auslagerungskennlinien bei einem 50 %-igen Füllstand (Angaben in GWh/h)

	Empelde	Epe	Lesum	Nüttermoor/ Huntorf	Summe
50 % Füllstand	2,2	9,7	2,1	11,9	25,9

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Davon wurden die Leistungen berücksichtigt, die transporttechnisch realisierbar sind (20,6 GWh/h im Jahr 2015, vgl. Tabelle 19). Die Ermittlung der Werte erfolgte in Abstimmung mit den L-Gas-Speicherbetreibern.

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

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

Die Tabelle 19 zeigt die Leistung, die gemäß der Analyse der Fernleitungsnetzbetreiber zur Versorgung der verbleibenden L-Gas-Gebiete aus den Speichern Empelde, Epe, Lesum und Nüttermoor/ Huntorf (Angaben der bilanziell berücksichtigten Speicherleistungen in GWh/h) mindestens benötigt wird.

Tabelle 19: Leistung aus den heute direkt am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber liegenden L-Gas-Speicher (Angaben in GWh/h)

Jahr	Empelde	Epe	Lesum	Nüttermoor/ Huntorf	Summe
2015	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6
2016	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6
2017	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6
2018	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6
2019	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6
2020	1,6	9,0	2,1	7,5	20,2
2021	1,6	9,0	0,0	7,8	18,4
2022	1,6	9,0	0,0	8,1	18,7
2023	1,6	7,0	0,0	7,8	16,4
2024	1,6	5,5	0,0	7,6	14,7
2025	1,6	5,0	0,0	7,3	13,9
2026	1,6	3,5	0,0	5,8	10,9
2027	1,6	2,5	0,0	4,3	8,4
2028	1,6	2,0	0,0	2,7	6,3
2029	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6
2030	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2015

Die L-Gas-Speicher wurden ab ihrem Umstellungszeitpunkt für die L-Gas-Leistungsbereitstellung nicht mehr berücksichtigt und in der H-Gas-Bilanz angesetzt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden den Dialog mit den Speicherbetreibern zum Umstellungszeitpunkt der Speicher am Fernleitungsnetz fortführen, um abgestimmte Konzepte zu erzielen.

Konvertierung

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

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

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

Für die bereits in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen aufgeführte Konvertierungsanlage im Netzbereich der Nowega wurde eine auf dieser Studie aufbauende

wirtschaftliche Betrachtung von technischer Konvertierung ggü. der Marktraumumstellung durchgeführt. Zu beachten ist hier insbesondere auch der vor dem Hintergrund des planerisch verbleibenden L-Gas-Marktes vorteilhafte Standort der Konvertierungsanlage und die somit zugrunde gelegte Nutzungsdauer von ca. 15 Jahren. In diesem Fall wird seitens Nowega eine Konvertierung mit einer Gesamtleistung von max. 1,4 GWh/h (vgl. Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2015) mittels Beimischung von vor Ort gelagertem Stickstoff vorgesehen. Die hier gewählte Variante der Konvertierung mittels Beimischung von Stickstoff berücksichtigt die technischen Anforderungen angeschlossener Netzanschlussnehmer sowie den vorgesehenen Einsatz zur Spitzenlastdeckung und die somit verhältnismäßig geringen Stickstofflagermengen. Im Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist die technische Konvertierung in diesem Fall gesamtwirtschaftlich vorteilhaft.

Das Ergebnis der Berechnungen für das Nowega-Netz trifft keine grundlegende Aussage zur Wirtschaftlichkeit von Konvertierungsanlagen. Diese ist von einer Vielzahl von Faktoren und Einsatzzwecken abhängig und im Einzelfall entsprechend zu prüfen. Die Anlage ist bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2015 Bestandteil des Startnetzes und befindet sich derzeit im Bau, die Fertigstellung und Inbetriebnahme ist für Anfang 2016 vorgesehen.

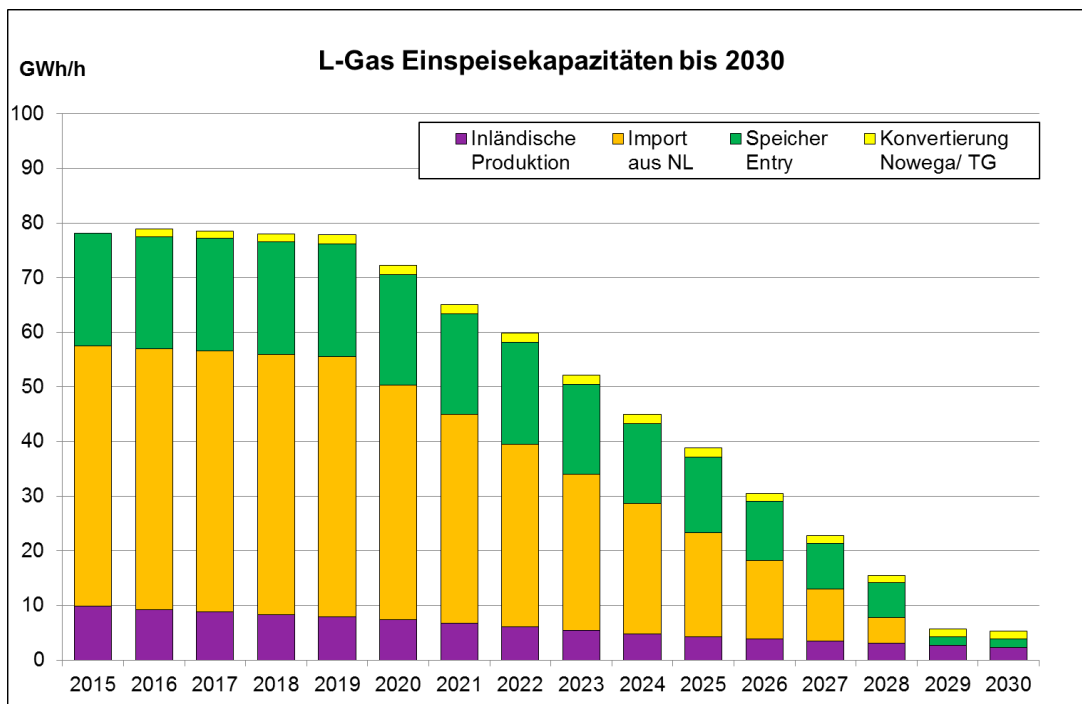
Eine weitere Konvertierungsmöglichkeit steht ab 2019 mit fester Kapazität im Netz der Thyssengas zur Verfügung. Hierbei wird für eine bereits bestehende Mischanlage (H-Gas/Luft) in Broichweiden der Thyssengas eine feste H-Gas-Kapazität zur Konvertierung eingeplant. Bei Bedarfsspitzen wird dadurch eine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

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

8.1.2 Zusammenfassende Darstellung der L-Gas-Einspeisekapazitäten bis 2030

Die Einspeisekapazitäten bis 2030 sind in Abbildung 14 und Tabelle 20 dargestellt.

Abbildung 14: L-Gas-Einspeisekapazitäten bis zum Jahr 2030 (Angaben in GWh/h)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 20: Daten zu den L-Gas-Einspeisekapazitäten (Angaben in GWh/h)

Jahr	Inländische Produktion	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung Nowega/ TG	Summe Darbietung
2015	9,8	47,7	20,6	0,0	78,1
2016	9,2	47,7	20,6	1,4	78,9
2017	8,8	47,7	20,6	1,4	78,5
2018	8,2	47,7	20,6	1,4	77,9
2019	7,9	47,7	20,6	1,7	77,8
2020	7,4	43,0	20,2	1,7	72,2
2021	6,8	38,2	18,4	1,7	65,0
2022	6,0	33,4	18,7	1,7	59,8
2023	5,4	28,6	16,4	1,7	52,1
2024	4,7	23,9	14,7	1,7	44,9
2025	4,2	19,1	13,9	1,7	38,8
2026	3,8	14,3	10,9	1,4	30,4
2027	3,4	9,5	8,4	1,4	22,8
2028	3,0	4,8	6,3	1,4	15,5
2029	2,6	0,0	1,6	1,4	5,6
2030	2,3	0,0	1,6	1,4	5,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

8.1.3 Umstellungsgeschwindigkeit

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

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

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

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

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

Im Zuge der guten Zusammenarbeit mit den Verteilnetzbetreibern sind die Datensammlungen zu Zählpunkten der Haushaltskunden sehr weit fortgeschritten, die als Grundlage für die Anzahl der pro Jahr umzustellenden Verbrauchsgeräte (durchschnittlicher Faktor 1,3 Geräte/Zählpunkt) dient. An den Stellen, wo z. B. aus Komplexitätsgründen noch keine genaue Zuteilung der Verbrauchsgeräte zu Umstellungsbereichen durchgeführt werden kann, wird die Anzahl der Geräte über die Leistung abgeschätzt.

8.2 H-Gas-Versorgung

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen die Notwendigkeit, neben der reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit bis 2030, auch die H-Gas-Verfügbarkeit zu untersuchen und in einer H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 darzustellen. Hierbei werden im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 verfügbare Einspeiseleistungen aus Speichern und an Grenzübergangspunkten näher betrachtet.

Wesentliche Annahmen sind dabei, dass Grenzübergangspunkte grundsätzlich im Rahmen der technisch verfügbaren Kapazitäten berücksichtigt werden und dass für Speicher eine saisonale Beschäftigung angenommen wird, wobei im Spitzenlastfall eine Auslagerung unterstellt wird.

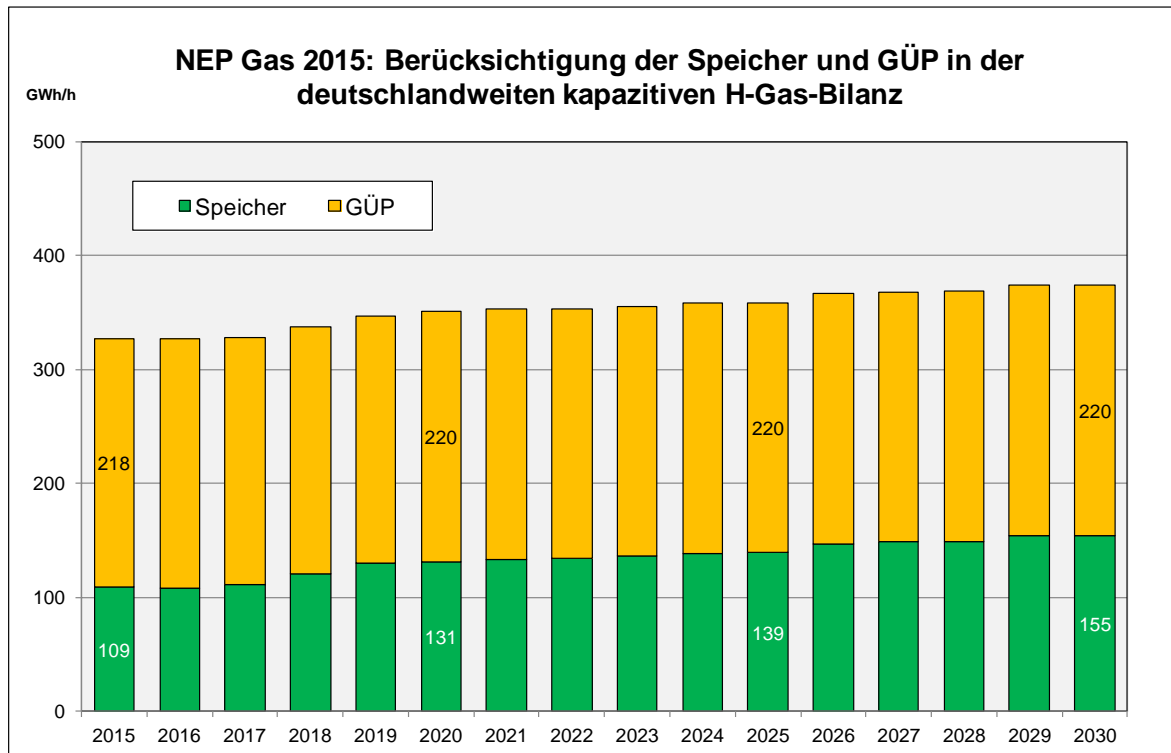
In der Konsultation zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 äußerten sich viele Marktteilnehmer zur Entwicklung der H-Gas-Versorgung:

- Die Berücksichtigung der Speicher wurde kritisiert. Aus Sicht einiger Marktteilnehmer wurden die Speicherleistungen zu gering angesetzt.
- Die Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte wurde, mit Verweis auf eine vermeintlich deutlich höhere, bereits heute zur Verfügung stehende, Entry-Kapazität in Deutschland, von einigen Konsultationsteilnehmern als zu niedrig angesetzt angesehen.

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

Abbildung 15 zeigt die Berücksichtigung der Speicher und Grenzübergangspunkte in der deutschlandweiten, kapazitiven H-Gas-Bilanz des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2015.

Abbildung 15: Berücksichtigung der Speicher und GÜP in der H-Gas-Bilanz des Netzentwicklungsplans Gas 2015 (Angaben in GWh/h)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Kapazitätsentwicklung an den Grenzübergangspunkten zeigte hierbei im Betrachtungszeitraum bis 2030 eine weitgehend konstante Entwicklung. Berücksichtigt wurden deutschlandweit rund 220 GWh/h.

Die Leistungsbereitstellung der Speicher wächst von 109 GWh/h im Jahr 2015 auf rund 139 GWh/h im Jahr 2025. Dieser Anstieg resultiert im Wesentlichen aus neuen Speicher-Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV sowie Speicher-Ausbaubegleichen nach § 39 GasNZV sowie der Umstellung von L-Gas-Speichern auf H-Gas.

8.2.1 Berücksichtigung der Speicher

Im Folgenden möchten die Fernleitungsnetzbetreiber auf der Grundlage öffentlich zugänglicher Datenquellen darlegen, wie sich der in der H-Gas-Bilanz des Netzentwicklungsplans Gas 2015 berücksichtigte Speicheranteil in Höhe von rund 110 GWh/h begründet, insbesondere im Hinblick auf den Aspekt der Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Hierbei möchten die Fernleitungsnetzbetreiber die Berücksichtigung der in der H-Gas-Bilanz des Netzentwicklungsplans Gas 2015 angesetzten Speicherleistung auf Basis der Veröffentlichung des Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie des Landes Niedersachsen (LBEG) zur „Untertage-Gasspeicherung in Deutschland“ [LBEG-Speicherliste 2014] wie folgt erläutern:

Tabelle 21: Kapazitäten der Speicher gemäß LBEG-Speicherliste

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Gasart	Plateau-Entnahme-rate [1.000 m³/h (Vn)]	Plateau-Entnahme-rate [MWh/h ¹⁾	Maximal-rate (kurzzeitig)	Anschluss bei nNB
Allmenhausen	TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH/ E.ON Thüringer Energie AG	Porenspeicher	H-Gas	62	682		x
Bad Lauchstädt	VNG Gasspeicher GmbH	Porenspeicher	H-Gas	238	2.618		x
Berlin	Berliner Erdgasspeicher GmbH & Co. KG/ GASAG Berliner Gaswerke AG	Porenspeicher	H-Gas	225	2.475		x
Bremen-Lesum-SWB	swb Netze GmbH & Co KG	Kavernenspeicher	L-Gas	160	1.760		x
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	Kavernenspeicher	L-Gas	360	3.960		teilweise
Frankenthal	Enovos Deutschland AG	Porenspeicher	H-Gas	130	1.430		x
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG / E.ON Hanse AG	Kavernenspeicher	H-Gas	100	1.100		x
Kraak	E.ON Hanse AG	Kavernenspeicher	H-Gas	400	4.400		x
Reckrod	Gas-Union GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	100	1.100		x
Reitbrook	Storengy Deutschland GmbH	Porenspeicher	H-Gas	350	3.850		x
Rüdersdorf	EWE GASSPEICHER GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	140	1.540		x
Schmidhausen	Storengy Deutschland GmbH	Porenspeicher	H-Gas	150	1.650		x
Speicher im nachgelagerten Netz				2.415	26.565		
Bremen-Lesum-Storengy	Storengy Deutschland GmbH	Kavernenspeicher	L-Gas	220	2.420		
Epe-E.ON L-Gas ²⁾	E.ON Gas Storage GmbH	Kavernenspeicher	L-Gas	1.107	12.180	X	
Epe-ENECO	ENECO Gasspeicher GmbH	Kavernenspeicher	L-Gas	400	4.400		
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	Kavernenspeicher	L-Gas	650	7.150		
Epe-RWE, L-Gas	L-Gas RWE Gasspeicher GmbH	Kavernenspeicher	L-Gas	800	8.800		
Nüttemoor, Huntorf ²⁾	EWE GASSPEICHER GmbH	Kavernenspeicher	L-Gas	1.400	15.400		
L-Gas-Speicher am FNB-Netz				4.577	50.350		
Bierwang	E.ON Gas Storage GmbH	Porenspeicher	H-Gas	1.200	13.200	X	
Breitbrunn/Eggstätt	RWE Dea AG/ Storengy Deutschland GmbH/ E.ON Gas Storage GmbH	Porenspeicher	H-Gas	520	5.720		
Buchholz	VNG Gasspeicher GmbH	Porenspeicher	H-Gas	80	880		
Eschenfelden	N-Ergie/ E.ON Gas Storage GmbH	Porenspeicher	H-Gas	130	1.430	X	
Fronhofen-Illmensee	Storengy Deutschland GmbH	Porenspeicher	H-Gas	35	385		
Hähnlein	E.ON Gas Storage GmbH	Porenspeicher	H-Gas	100	1.100	X	
Inzenham	RWE Dea AG/ RWE Dea Speicher GmbH	Porenspeicher	H-Gas	255	2.805		
Kalle	RWE Gasspeicher GmbH	Porenspeicher	H-Gas	450	4.950		
Kirchheilingen	VNG Gasspeicher GmbH	Porenspeicher	H-Gas	125	1.375		
Rehden	astrora GmbH & Co. KG / WINGAS GmbH	Porenspeicher	H-Gas	2.400	26.400		
Sandhausen	E.ON Gas Storage GmbH/ terranets bw	Porenspeicher	H-Gas	45	495	X	
Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH	Porenspeicher	H-Gas	45	495	X	
Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH	Porenspeicher	H-Gas	90	990	X	
Uelsen	Storengy Deutschland GmbH	Porenspeicher	H-Gas	395	4.345		
Bad Lauchstädt	VNG Gasspeicher GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	920	10.120		
Bernburg	VNG Gasspeicher GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	1.000	11.000		
Burggraf-Bernsdorf	ONTRAS-VNG Gasspeicher GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	40	440		
Epe-E.ON H-Gas ²⁾	E.ON Gas Storage GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	1.793	19.720	X	
Epe-KGE	Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	Kavernenspeicher	H-Gas	200	2.200		
Epe-RWE, H-Gas	H-Gas RWE Gasspeicher GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	870	9.570		
Epe-Trianel	Trianel Gasspeicher Epe GmbH & Co. KG	Kavernenspeicher	H-Gas	600	6.600		
Etzel-EKB	Etzel Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG/ IVG Caverns GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	700	7.700		
Etzel-FSG	Crystal Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH Crystal/ IVG Caverns GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	600	6.600		
Etzel-EGL	1+2 Statoil Deutschland Storage/ IVG Caverns GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	1.320	14.520		
Etzel-ESE	E.ON Gas Storage/ IVG Caverns GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	2.250	24.750		
Harsefeld	Storengy Deutschland GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	300	3.300		
Jemgum-EWE	EWE GASSPEICHER GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	250	2.750		
Katharina	Erdgasspeicher Peissen GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	77	847		
Krummhörn	E.ON Gas Storage GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	280	3.080	X	
Nüttemoor, H-Gas ²⁾	EWE GASSPEICHER GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	530	5.830		
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	920	10.120		
Stäufurt	RWE Gasspeicher GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	550	6.050		
Woltersberg	RWE Dea AG/ Bayerngas GmbH	Porenspeicher	H-Gas	240	2.640		
Xanten	RWE Gasspeicher GmbH	Kavernenspeicher	H-Gas	280	3.080		
Haidach	RAG, Wingas, Gazprom	Porenspeicher	H-Gas	1.100	12.100		
7Fields	RAG, E.ON Gas Storage	Porenspeicher	H-Gas	607	6.677		
H-Gas-Speicher am FNB-Netz				21.297	234.264		
Gesamtsumme				28.289	311.179		

1) Umrechnungsfaktor: 11 kWh/m³

2) Aufteilung H-/ L-Gas auf Basis Angaben Speicherbetreiber geschätzt.

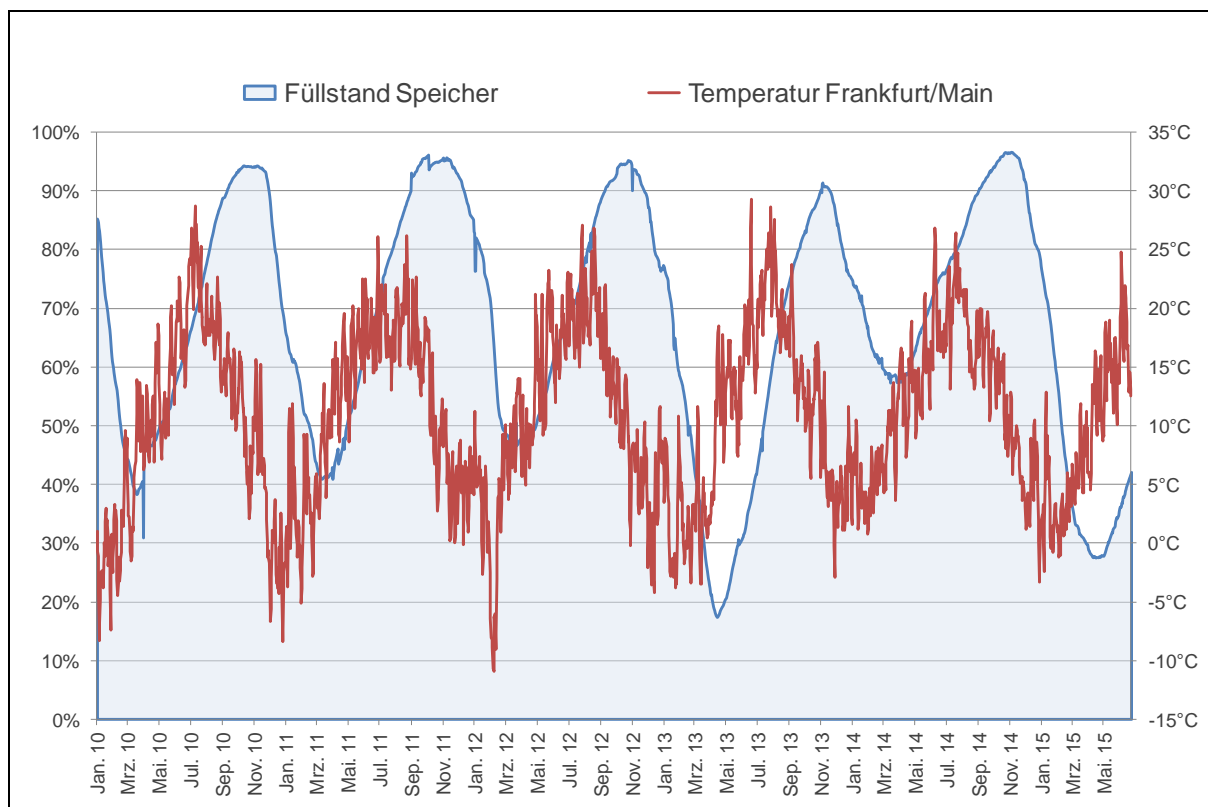
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der LBEG-Speicherliste

- Die in der LBEG-Speicherliste ausgewiesenen Speicher haben eine Gesamtleistung von rund 311 GWh/h (einschließlich der in Österreich gelegenen Speicher 7Fields und Haidach).
- Hiervon entfallen rund 27 GWh/h auf Speicher im nachgelagerten Netz.
- Von den übrigen, an das FNB-Netz angeschlossenen Speichern entfallen weitere rund 50 GWh/h auf das L-Gas.
- Zur Deckung der H-Gas-Bilanz verbleiben dementsprechend rund 234 GWh/h.
- Davon stehen rund 40 GWh/h aus den Kavernen des Speichers Etzel dem deutschen Markt nicht zur Verfügung (Speicherleistung für die Niederlande).
- Somit verbleiben für die maximale Berücksichtigung der Speicher in der H-Gas-Bilanz gemäß LBEG-Speicherliste rund 190 GWh/h (inklusive der in Österreich liegenden Speicher).

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber erscheint eine Berücksichtigung der vollständigen, maximalen Plateau-Entnahmerate in der H-Gas-Bilanz nicht angemessen, zumal bei mehreren in der LBEG-Speicherliste aufgeführten Speichern explizit vermerkt ist, dass die Plateau-Entnahmeraten nur kurzzeitig zur Verfügung stehen (vgl. Tabelle 21).

Zudem verringert sich die Entnahmerate der Speicher bei niedrigen Füllständen deutlich. Gemäß den von GIE veröffentlichten Daten zu den Speicherfüllständen in Deutschland in den Jahren 2010-2015 sind z. T. Speicherfüllstände zu Beginn des Monats März von rund 35 % zu verzeichnen.

Abbildung 16: Entwicklung der Speicherfüllstände seit Januar 2010



Quelle: DWD 2015, GIE 2015

Der Stellungnahme des Verbandes der Speicherbetreiber zum Konsultationsentwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2015 ist zu entnehmen, dass die deutschen Speicher bereits heute mit einer Leistung von 180 GWh/h bei Füllständen zwischen 50 % und 100 % zur H-Gas-Leistungsbilanz beitragen können und bei Füllständen bis 35 % noch eine Leistungsbereitstellung von bis zu 140 GWh/h möglich sei.

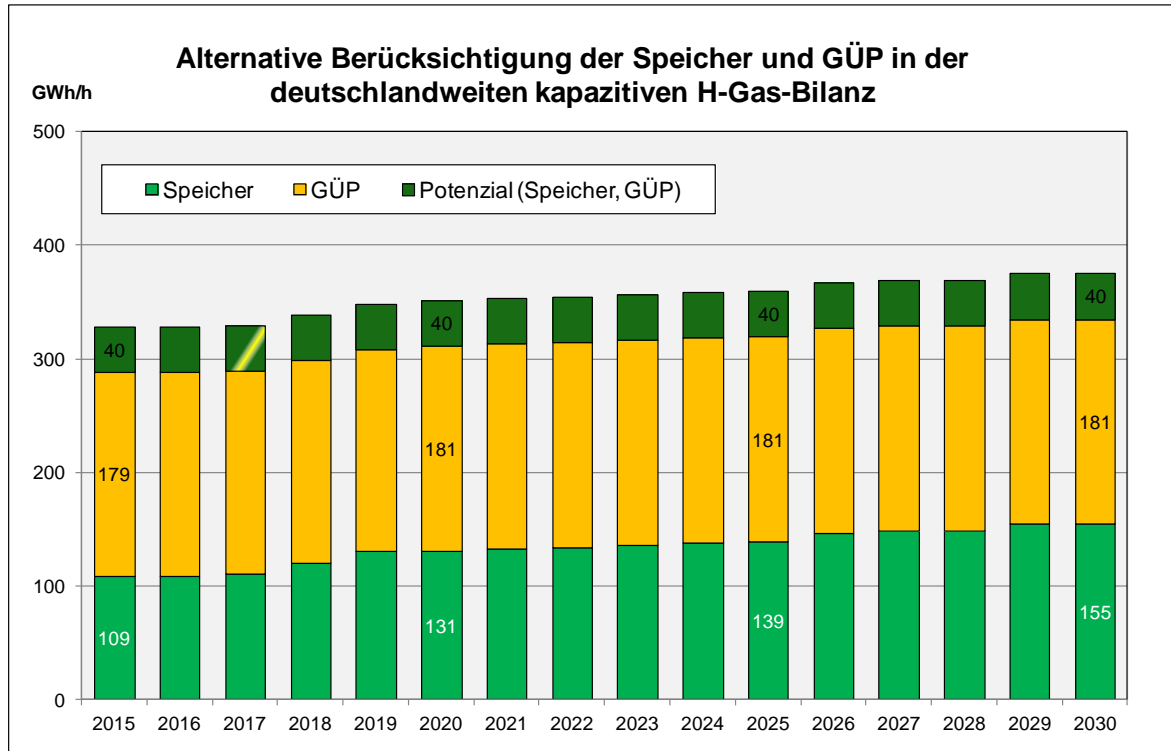
Inklusive der in Österreich liegenden Speicher ergibt sich bei Füllständen bis 35 % hieraus eine anzusetzende Speicherleistung in Höhe von rund 150 GWh/h.

Die Versorgungssituation im Februar 2012, mit einer sehr langen Kälteperiode und gleichzeitigen Liefereinschränkungen an einem Grenzübergangspunkt, hat gezeigt, dass es angemessen ist, in der Netzplanung entsprechende Sicherheitsabschläge vorzunehmen, um auch in diesen Situationen die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können.

Unterstellt man den Ausfall der größten H-Gas-Importquelle Mallnow mit rund 40 GWh/h, so ergeben sich die von den Fernleitungsnetzbetreibern in der H-Gas-Bilanz des Netzentwicklungsplans Gas 2015 angesetzten rund 110 GWh/h Speicherleistung.

Zur Verdeutlichung der gewählten Methodik schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 folgende, alternative Darstellung der Entwicklung der Einspeisekapazitäten bis 2030 vor:

Abbildung 17: Alternativvorschlag zur Darstellung der Berücksichtigung der Speicher und GÜP in der H-Gas-Bilanz des Netzentwicklungsplans Gas 2016



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Abbildung 17 zeigt die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Darstellung der Einspeisekapazitäten als Basis für die H-Gas-Bilanz des Netzentwicklungsplans Gas 2016:

- Berücksichtigung der Speicherleistungen aus den oben genannten Gründen wie im Netzentwicklungsplan Gas 2015.
- Reduzierung der Leistung an Grenzübergangspunkten um rund 40 GWh/h (Versorgungssicherheitsszenario, Ausfall Mallnow).
- Darstellung des Potenzials von rund 40 GWh/h, welches durch den Grenzübergangspunkt Mallnow bzw. alternativ über Speicher im Rahmen der TVK (vgl. Anlage 1, Speicher-Inputliste) gedeckt werden kann (sofern die Speicher entsprechend gefüllt sind).

8.2.2 Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte

Die folgende Tabelle 22 zeigt die Entry-Kapazitäten an den für Deutschland relevanten Grenzübergangspunkten gemäß TYNDP 2015.

Tabelle 22: Entry-Kapazitäten der Grenzübergangspunkte (H-Gas) gemäß TYNDP 2015, Annex D

GÜP	Marktgebiet	2015 GWh/d	2015 MWh/h
Bocholtz	NCG	384	15.985
Bocholtz-Vetschau	NCG	24	1.000
Brandov STEGAL (CZ) / Stegal (DE)	GASPOOL	6	229
Bunde (DE) / Oude Statenzijl (H) (NL) (GASCADE)	GASPOOL	27	1.104
Bunde (DE) / Oude Statenzijl (H) (NL) (GUD)	GASPOOL	55	2.299
Bunde (DE) / Oude Statenzijl (H) (NL) I (OGE)	NCG	45	1.890
Dornum	NCG	423	17.611
Dornum	GASPOOL	306	12.767
Ellund	GASPOOL	29	1.191
Ellund	NCG	4	172
Emden (EPT1)	GASPOOL	223	9.277
Emden (EPT1)	NCG	210	8.768
Emden (NPT)	GASPOOL	33	1.375
Emden (NPT)	NCG	89	3.717
Eynatten 1 (BE) // Lichtenbusch / Raeren (DE)	GASPOOL	130	5.396
Eynatten 2 (BE) // Lichtenbusch / Raeren (DE)	NCG	184	7.661
Greifswald	GASPOOL	1.015	42.275
Hora Svaté Kateřiny - Olbernhau (CZ) / Deutschneudorf	GASPOOL	198	8.264
Kamminke ONTRAS - DE / Kamminke Gaz-System PL	GASPOOL	0	4
Lasów	GASPOOL	0	0
Mallnow	GASPOOL	931	38.794
Obergailbach (FR) / Medelsheim (DE)	NCG	0	0
Oberkappel	NCG	160	6.663
Remich	NCG	0	0
Überackern ABG (AT) / Überackern (DE)	NCG	61	2.554
Überackern SUDAL (AT) / Überackern 2 (DE)	NCG	181	7.553
Waidhaus	NCG	904	37.653
Wallbach	NCG	0	0
Summe		5.621	234.202

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, auf Basis des TYNDP 2015

Die Grenzübergangspunkte Gubin, Kiefersfelden, Pfronten, RC Basel, RC Lindau und RC Thayngen-Fallentor sind in der Tabelle nicht aufgeführt, da es sich ausschließlich um Exit-Punkte handelt.

Insbesondere mit Blick auf die Aktualisierung der GÜP-Kapazitäten im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2016 unter Berücksichtigung des TYNDP 2015 möchten die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hinweisen, dass die Höhe der berücksichtigten GÜP-Kapazitäten in der H-Gas-Bilanz des Netzentwicklungsplans Gas 2015 von rund 218 GWh/h mit den Angaben des TYNDP 2015 (234 GWh/h in 2015, vgl. Tabelle 22) grundsätzlich übereinstimmt.

Die Unterschiede lassen sich dabei wie folgt erklären:

- Bei den Importen aus Österreich wurde der Punkt „Überackern 2“ in der H-Gas-Bilanz mit rund 6,5 GWh/h nicht berücksichtigt, da es sich um eine beschränkt zuordenbare Kapazität (BZK) zu einem im Ausland gelegenen Speicher handelt.
- Bei den Importen aus Österreich wurde der Punkt „Oberkappel“ in der H-Gas-Bilanz mit rund 7 GWh/h nicht berücksichtigt, da im Spitzenlastfall ein Gasfluss von Deutschland nach Österreich unterstellt wird.
- Importe aus Dänemark in Höhe von rund 1,5 GWh/h wurden wegen der erwarteten Flussumkehr (Export von Deutschland nach Dänemark erwartet) nicht berücksichtigt.
- Die übrigen Differenzen erklären sich u. a. durch konkurrierende Kapazitäten in Konkurrenzonen (rund 2 GWh/h). Zudem wurden Kapazitäten in Greifswald von rund 8 GWh/h bilanziell nicht vollständig angesetzt. Für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 ist die Berücksichtigung des regulierten Teils dieser Kapazitäten (rund 1,5 GWh/h) vorgesehen.
- Darüber hinaus werden in der H-Gas-Bilanz rund 7 GWh/h unterbrechbarer Leistung in Waidhaus berücksichtigt, da diese Leistung im Spitzenlastfall zusätzlich übernommen werden kann.

Die Fernleitungsnetzbetreiber halten daher eine Aktualisierung der GÜP-Kapazitäten im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2016 unter Berücksichtigung des TYNDP 2015 für angemessen und werden im Netzentwicklungsplan Gas 2016 grundsätzlich die Methodik des Netzentwicklungsplans Gas 2015 beibehalten.

9 Modellierung und Modellierungsvarianten

9.1 Übersicht der Modellierungsvarianten

Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2016. Hierfür wird, wo notwendig, die in diesem Dokument beschriebene Energiebetrachtung (Arbeit) in einen Leistungsbedarf überführt.

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 gemäß den in der Tabelle 24 dargestellten Modellierungsvarianten.

Hinsichtlich der H-Gas-Quellenverteilung werden im Nachtrag zum Annex A des TYNDP 2015 als Ersatz für die South Stream die beiden Projekte TESLA und EASTRING genannt. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass es sich hierbei jeweils um Alternativprojekte handelt und nicht beide Projekte vollständig realisiert werden. Da heute noch nicht absehbar ist, welches der beiden Projekte realisiert wird, schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber daher zwei unterschiedliche Quellenverteilungen für die Modellierung vor.

Für die Modellierung von neuen Gasspeichern werden temperaturabhängige Kapazitäten (TaK) eingeplant, mit denen die Ein- bzw. Ausspeicherung innerhalb bestimmter Temperaturbereiche fest möglich ist. Bestandsspeicher werden gemäß Kapitel 9.4 angesetzt.

Für die Modellierung von neuen und heute unterbrechbar direkt angeschlossenen systemrelevanten Gaskraftwerken werden dynamisch zuordenbare Kapazitäten (fDZK) zugrunde gelegt. Hierbei wird den Ausspeisepunkten zum Kraftwerk ein Einspeisepunkt (Grenzübergangspunkt zu einem liquiden Handelspunkt oder Speicherpunkt) zugeordnet, von dem das Kraftwerk im Anforderungsfall versorgt wird. Bestandskraftwerke werden gemäß Kapitel 9.4 angesetzt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemeinsam mit den Verbänden BDEW, VKU und GEODE eine Studie zu den Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber beauftragt [FfE 2014]. Als zentrales Ergebnis dieser Studie ist festzuhalten, dass mit einem Mengenrückgang an Gas auch eine Kapazitätsreduzierung verknüpft ist. Die Studie weist aus, dass entsprechend den Rahmenbedingungen der Energierferenzprognose ein Rückgang des Gasbedarfs von rund 13 % bis 2025 einen Rückgang des Leistungsbedarfs von 6 % bis 8 % zur Folge hat.

Da die Studienergebnisse unstrittig sind und von den beteiligten Verbänden BDEW, VKU, GEODE und den an der Studie beteiligten Verteilnetzbetreibern mitgetragen werden, halten es die Fernleitungsnetzbetreiber für geboten, die Ergebnisse bei der Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Verteilnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2016 adäquat zu berücksichtigen.

Im Rahmen der Studie wurden für einzelne Verbrauchssektoren dynamische Vollbenutzungsstunden als Zusammenhang zwischen Energieverbrauch und Leistung bis 2025 ermittelt. Die Fernleitungsnetzbetreiber halten es für sachgerecht, die ermittelten Vollbenutzungsstunden (vgl. Tabelle 23) für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der Verteil-

netzbetreiber zu verwenden und damit die Studienergebnisse entsprechend zu berücksichtigen.

Tabelle 23: Entwicklung Vollbenutzungsstunden für Private Haushalte und GHD entsprechend der FfE-Studie

	2015	2020	2025	Entwicklung 2015-2025
Resultierende Vollbenutzungsstunden Private Haushalte	2.420	2.342	2.185	-9,7%
Resultierende Vollbenutzungsstunden GHD	2.560	2.436	2.265	-11,5%

Quelle: FfE 2014

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen durch die gesetzlichen Vorgaben bei der Auswahl der zu berechnenden Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 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 Netzentwicklungsplan Gas 2016 vor (vgl. Tabelle 24).

Tabelle 24: Modellierungsvarianten im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016

	verpflichtend	verpflichtend	verpflichtend	verpflichtend	verpflichtend	verpflichtend
Szenario	Mittlerer Gasbedarf (Referenzszenario)		Mittlerer Gasbedarf (Referenzszenario)		Versorgungssicherheits-Szenario L-Gas 2030	Versorgungssicherheits-Szenario H-Gas 2030
Modellierungsvariante	H-Gas Quellen: Basis		H-Gas Quellen: Alternative		L-Gas-Bilanz 2030	H-Gas-Bilanz 2030
Bezeichnung	Q.1 2021	Q.1 2026	Q.2 2021	Q.2 2026	L.2030	H.2030
Berechnung	vollständig	vollständig	vollständig	vollständig	Bilanzanalyse	Bilanzanalyse
H-Gas Quellen	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung gemäß Kapitel 7.1	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung gemäß Kapitel 7.1	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung gemäß Kapitel 7.1	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung gemäß Kapitel 7.1		
Nachgelagerte Netzbetreiber	Startwert: Interne Bestellungen 2016, Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der Verteilnetzbetreiber bis einschließlich 2021, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Referenzszenario und aktualisierter Benutzungstunden gemäß FfE Studie				Analyse der langfristigen L-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030	Analyse der langfristigen H-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030
GÜP	Bestand gemäß Anlage 1, Bestimmung des geänderten Bedarfs entsprechend Kapitel 7					
MÜP	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung					
L-H-Gas-Umstellung	Modellierung der Umstellungsbereiche bis 2026					
Untergrundspeicher	§ 39 Ausbaubegehren: 100 % TaK, Bestand gemäß Kapitel 9.4					
Kraftwerke	Neubau entsprechend BNetzA-Kraftwerksliste gemäß Referenzszenario: 100% fDZK, heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke: 100 % fDZK bis maximal 2026, sofern sie zu dem Zeitpunkt die Lebensdauer von 45 Jahren nicht überschritten haben, Bestand gemäß Kapitel 9.4					
Industrie	Konstanter Bedarf, gemeldeter Zusatzbedarf wird berücksichtigt					
Lastflusszusagen	Berücksichtigung von Lastflusszusagen (LFZ) für den kontrahierten Zeitraum					
Historische Unterbrechungen	Analyse der historischen Unterbrechungen unter Einbeziehung sämtlicher Unterbrechungen von Oktober 2010 bis einschließlich Mai 2015 und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs					

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

9.2 Modellierungsvariante H-Gas-Quellen Basis (Q.1)

- Vollständige Berechnung für die Jahre 2021 und 2026 auf der Basis des Referenzszenarios des Szenariorahmens und der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der Verteilnetzbetreiber.
- Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Netzbetreiber:
Startwert: Interne Bestellungen 2016; Entwicklung entsprechend der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der Verteilnetzbetreiber bis einschließlich 2021, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend dem Referenzszenario und aktualisierter Benutzungsstunden gemäß FfE-Studie [FfE 2014].
Hinsichtlich der Plausibilisierung wenden die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Vorgehensweise an:
 - Liegt der Prognosewert für 2021 über dem Bestellwert für das Jahr 2016, so ist eine Begründung seitens des Verteilnetzbetreibers erforderlich. Zur Plausibilisierung werden die von den Verteilnetzbetreibern in Teil B des Formulars zur internen Bestellung angegebenen Prämissen der Langfristprognose (unterstellte sektorale Entwicklungen einschließlich nachvollziehbarer Begründungen) von den Fernleitungsnetzbetreibern herangezogen. Bei fehlenden oder nicht nachvollziehbaren Begründungen wird der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß KoV VIII § 16 Absatz 3 den Verteilnetzbetreibern 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 werden die Prognosen der Verteilnetzbetreiber bis zum Jahr 2021 unverändert in die Modellierung übernommen.

Hinsichtlich der Leistungsentwicklung aus der Gasbedarfsentwicklung wenden die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Vorgehensweise an: Für die einzelnen Verbrauchssektoren werden unterschiedliche Entwicklungstrends sowie spezifische, aus der FfE-Studie [FfE 2014] hervorgehende Benutzungsstunden (Verhältnis Arbeit zu Leistung) angesetzt. Die für die einzelnen Kreise von den Fernleitungsnetzbetreibern 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 Methodik der Fernleitungsnetzbetreiber 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 und H-Gas-Quellen (Basis Q.1):
Bestimmung des geänderten Bedarfs entsprechend Kapitel 7 Szenariorahmen, Berücksichtigung des von ENTSG ausgewiesenen zusätzlichen Importbedarfs für Europa in Höhe von rund 170 bcm bis zum Jahr 2035 (Leitung: TESLA (41 bcm) und erste Ausbaustufe EASTRING (19 bcm) anstelle South Stream, davon 30 bcm Ersatz für Transit durch Ukraine, weitere Projekte (+48 bcm): Nord Stream I/II, GALSI, TAP, White Stream, AGRI; LNG: Unterstellung gleicher Auslastungsraten für Bestands- und Neuanlagen (92 bcm) → Auslastungsgrad 42%);
Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung (vgl. Kapitel 7.1).
- Marktgebietsübergangspunkte (MÜP):
Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung.
- Unterspeicher (UGS):
Speicher-Neubau bzw. -Erweiterungen mit Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (Stichtag: 14.08.2015) werden mit 100 % der angefragten Leistung als feste temperaturabhängige Kapazität (TaK) angesetzt. Bestandspeicher werden gemäß Kapitel 9.4 berücksichtigt.
- Kraftwerke:
Kraftwerksneubauten werden auf Basis der BNetzA-Kraftwerksliste gemäß Referenzszenario, sowie Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV und Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV mit Stichtag 14.08.2015 mit 100 % fDZK angesetzt; heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke werden mit 100 % fDZK bis 2026 modelliert, sofern kein Stilllegungsbeschluss entsprechend der offiziellen BNetzA-Kraftwerksliste vorliegt bzw. zu diesem Zeitpunkt die Lebensdauer von 45 Jahren nicht überschritten ist. Bestandskraftwerke werden gemäß Kapitel 9.4 berücksichtigt.
- Industrie:
Annahme eines langfristig konstanten Gasbedarfs für die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossenen Industriestandorte. Der von den Industriekunden an die Fernleitungsnetzbetreiber gemeldete Zusatzbedarf wird berücksichtigt.
- Lastflusszusagen:
Berücksichtigung von Lastflusszusagen (LFZ) für den kontrahierten Zeitraum.
- Historische Unterbrechungen:
Analyse der historischen Unterbrechungen unter Einbeziehung sämtlicher Unterbrechungen von Oktober 2010 bis Mai 2015 und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs.

9.3 Modellierungsvariante H-Gas-Quellen Alternative (Q.2)

- Vollständige Berechnung für die Jahre 2021 und 2026 auf der Basis des Referenzszenarios des Szenariorahmens und der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der Verteilnetzbetreiber.
- Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Netzbetreiber:
Startwert: Interne Bestellungen 2016; Entwicklung entsprechend der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der Verteilnetzbetreiber bis einschließlich 2021, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend dem Referenzszenario und aktualisierter Benutzungsstunden gemäß FfE-Studie [FfE 2014].
Hinsichtlich der Plausibilisierung wenden die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Vorgehensweise an:
 - Liegt der Prognosewert für 2021 über dem Bestellwert für das Jahr 2016, so ist eine Begründung seitens des Verteilnetzbetreibers erforderlich. Zur Plausibilisierung werden die von den Verteilnetzbetreibern in Teil B des Formulars zur internen Bestellung angegebenen Prämissen der Langfristprognose (unterstellte sektorale Entwicklungen einschließlich nachvollziehbarer Begründungen) von den Fernleitungsnetzbetreibern herangezogen. Bei fehlenden oder nicht nachvollziehbaren Begründungen wird der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß KoV VIII § 16 Absatz 3 den Verteilnetzbetreiber 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 werden die Prognosen der Verteilnetzbetreiber bis zum Jahr 2021 unverändert in die Modellierung übernommen.

Hinsichtlich der Leistungsentwicklung aus der Gasbedarfsentwicklung wenden die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Vorgehensweise an: Für die einzelnen Verbrauchssektoren werden unterschiedliche Entwicklungstrends sowie spezifische, aus der FfE-Studie [FfE 2014] hervorgehende Benutzungsstunden (Verhältnis Arbeit zu Leistung) angesetzt. Die für die einzelnen Kreise von den Fernleitungsnetzbetreibern 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 Methodik der Fernleitungsnetzbetreiber 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 und H-Gas-Quellen (Alternative Q.2):
Bestimmung des geänderten Bedarfs entsprechend Kapitel 7 Szenariorahmen; Berücksichtigung des von ENTSOG ausgewiesenen zusätzlichen Importbedarfs für Europa in Höhe von rund 170 bcm bis zum Jahr 2035 (Leitung: EASTRING 38,5 bcm) anstelle South Stream, davon 30 bcm Ersatz für Transit durch Ukraine, weitere Projekte (+48 bcm): Nord Stream I/II, GALSI, TAP, White Stream, AGRI; LNG: Unterstellung gleicher Auslastungsraten für Bestands- und Neuanlagen (113,5 bcm) → Auslastungsgrad 49 %);
Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung (vgl. Kapitel 7.1).
- Marktgebietsübergangspunkte (MÜP):
Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung.
- Untergrundspeicher (UGS):
Speicher-Neubau bzw. Erweiterungen mit Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (Stichtag: 14.08.2015) werden mit 100 % der angefragten Leistung als feste temperaturabhängige Kapazität (TaK) angesetzt. Bestandsspeicher werden gemäß Kapitel 9.4 berücksichtigt.
- Kraftwerke:
Kraftwerksneubauten werden auf Basis der BNetzA-Kraftwerksliste gemäß Referenzszenario, sowie Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV und Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV mit Stichtag 14.08.2015 mit 100 % fDZK angesetzt; heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke werden mit 100 % fDZK bis 2026 modelliert, sofern kein Stilllegungsbeschluss entsprechend der offiziellen BNetzA-Kraftwerksliste vorliegt bzw. zu diesem Zeitpunkt die Lebensdauer von 45 Jahren nicht überschritten ist. Bestandskraftwerke werden gemäß Kapitel 9.4 berücksichtigt.
- Industrie:
Annahme eines langfristig konstanten Gasbedarfs für die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossenen Industriestandorte. Der von den Industriekunden an die Fernleitungsnetzbetreiber gemeldete Zusatzbedarf wird berücksichtigt.
- Lastflusszusagen:
Berücksichtigung von Lastflusszusagen (LFZ) nur für den kontrahierten Zeitraum.
- Historische Unterbrechungen:
Analyse der historischen Unterbrechungen unter Einbeziehung sämtlicher Unterbrechungen von Oktober 2010 bis Mai 2015 und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs.

9.4 Modellierungsansatz für Netzanschlusspunkte zu Bestandsspeichern und -kraftwerken

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

Dabei sollte sowohl die Gruppe der Speicher- bzw. Kraftwerkspunkte einbezogen werden, an denen die von den Fernleitungsnetzbetreibern angebotenen fest frei zuordenbaren Kapazitäten (fFZK) nicht gebucht sind, als auch die Gruppe der Punkte, bei denen die Fernleitungsnetzbetreiber bisher nur unterbrechbare Kapazitäten für Speicher und Kraftwerke anbieten.

Die detailliert ausgearbeiteten Kriterien wurden der Bundesnetzagentur am 16.01.2015 vorgelegt und mit der Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans gemäß § 15a Abs. 2 S. 1 EnWG den Marktteilnehmern zur Konsultation gestellt.

Die Bundesnetzagentur hat ihrerseits eigene Kriterien entwickelt und diese im Rahmen ihrer Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2015 den Marktteilnehmern zur Stellungnahme vorgelegt.

Die Stellungnahmen zu den o. g. Konsultationen der Marktteilnehmer und Gespräche zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur haben gezeigt, dass hinsichtlich der vorgeschlagenen Kriterien zum Modellierungsansatz für Bestandsspeicheranschlusspunkte und Netzanschlusspunkte zu Bestandskraftwerken ein sehr heterogenes überwiegend ablehnendes Meinungsbild bei den Marktteilnehmern vorherrscht. Derzeit können die Fernleitungsnetzbetreiber aus den Stellungnahmen der Marktteilnehmer keine sachgerechte Entscheidungsgrundlage für die Auswahl von Kriterien zur Modellierung der betroffenen Anschlusspunkte ableiten. Hier ist eine weitere intensive Diskussion mit allen Beteiligten erforderlich, um zu einem tragfähigen nachvollziehbaren Modellierungsansatz zu kommen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden aus den genannten Gründen und zur Sicherstellung eines effizienten Netzausbaus die Kapazitäten für Netzanschlusspunkte zu Bestandsspeichern und -kraftwerken gemäß den heute angebotenen Kapazitäten modellieren.

9.5 Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“

Die Fernleitungsnetzbetreiber wollen im Netzentwicklungsplan Gas 2016 die folgenden Punkte intensiv analysieren:

- Ermittlung und Darstellung der Leistungs- und Mengenbilanz der nächsten Jahre für L-Gas unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis zum Jahr 2030
- Weiterentwicklung der im Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2015 vorgestellten Umstellungsplanung sowie der Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche bis 2030
- Anpassung der Umstellungsbereiche, um eine optimierte Auslastung der Ressourcen zu erreichen
- Berücksichtigung der vorliegenden Detailplanungen der nachgelagerten Netzbetreiber
- Berücksichtigung der Marktraum-Umstellgeschwindigkeit (Anzahl der pro Jahr umstellbaren Geräte)
- Identifikation konkreter Ausbaumaßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung
- Fortsetzung der Abstimmung zur Umstellung von Speichern
- Berücksichtigung des verbleibenden L-Gas-Marktes sowie der benötigten Strukturierungsinstrumente

9.6 Versorgungssicherheitsszenario „H-Gas-Leistungsbilanz 2030“

Die Fernleitungsnetzbetreiber wollen im Netzentwicklungsplan Gas 2016 die folgenden Punkte intensiv analysieren:

- Ermittlung und Darstellung der Leistungsbilanz für H-Gas unter Berücksichtigung des Zusatzbedarfs bis zum Jahr 2030
- Weiterentwicklung der im Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2015 vorgestellten H-Gas-Bilanz
 - Erläuterung der Berücksichtigung der Einspeisekapazitäten (GÜP, Speicher, Konvertierung, Produktion)
 - Aufschlüsselung der Ausspeisekapazitäten auf Bedarfsgruppen (Kraftwerke, Industrie, Verteilnetzbetreiber, GÜP)
- Fortsetzung der Abstimmung mit den Speicherbetreibern
- Abgleich der jeweiligen Angaben im Szenariorahmen 2016 mit den veröffentlichten Daten des TYNDP 2015
- Ermittlung des Zusatzbedarfs
- Aufteilung des Zusatzbedarfs sowie Erläuterungen zur Vorgehensweise der Aufteilung gemäß H-Gas-Quellenverteilungen (vgl. Kapitel 7.1) auf einzelne GÜP

9.7 Kriterien für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2016

Das Startnetz bildet die Basis für die Modellierungen der Fernleitungsnetze zur Ermittlung des zusätzlich erforderlichen Netzausbaubedarfs.

Das für die Modellierung der Fernleitungsnetze definierte Startnetz umfasst den aktuellen Bestand des Fernleitungsnetzes, in Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem vorhergehenden Netzentwicklungsplänen Gas, sowie im Bau befindliche Maßnahmen.

Neue Maßnahmen erreichen im Laufe Ihres Planungs- und Genehmigungsprozesses Projektmeilensteine, die ein Festschreiben der Planungsparameter (Design Freeze) erforderlich machen. Sollten sich nach dem Erreichen dieser Meilensteine Projektparameter ändern, würde dies zu gravierenden Auswirkungen bezüglich der Projektkosten und der Projektfertigstellungstermine führen.

Beispielsweise werden bei der Planung von Verdichteranlagen Projektmeilensteine erreicht, bei denen die Auslegungsparameter der Anlage für die Genehmigungsverfahren definiert und beschrieben sind. Überwiegend wird dieser Stand mit dem Abschluss des Basic Engineerings erreicht. Darauf aufbauend werden die Arbeiten des Detail Engineering begonnen und u. a. die erforderlichen öffentlich-rechtlichen und privatrechtlichen Genehmigungen beantragt bzw. eingeholt. Eine spätere Änderung der Auslegungsparameter würde zwangsläufig zu einer Rekursionsschleife der Planungsaktivitäten und ggf. der Neubearbeitung von bereits eingeleiteten Genehmigungsverfahren führen. Folgen wären voraussichtlich Kostensteigerungen und Verschiebungen des Fertigstellungstermins. Spätestens mit der Bestellung der Verdichtermaschinen gehen die Fernleitungsnetzbetreiber auch erhebliche finanzielle Verpflichtungen ein. Da die Lieferfristen von Komponenten wie den Verdichtermaschinen lang sind, müssen diese Bestellungen zur Einhaltung der Fertigstellungstermine bereits vor dem Erhalt sämtlicher, für das Projekt erforderlicher öffentlich-rechtlicher und privat-rechtlicher Genehmigungen ausgelöst werden. Bei Leitungsprojekten stellt sich diese Problematik ebenfalls.

Vor diesem Hintergrund haben die Fernleitungsnetzbetreiber zur Vermeidung von Änderungen der Designparameter bei laufenden Projekten im Entwurf für den Netzentwicklungsplan Gas 2015 erstmalig ausgewählte Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2014 in das Startnetz aufgenommen. Für die Auswahl von Maßnahmen für das Startnetz des Netzentwicklungsplans Gas 2015 wurden die folgenden Kriterien entwickelt:

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

Die in das Startnetz aufgenommenen Maßnahmen werden so behandelt wie bereits bestehende Leitungen und Anlagen des Bestandsnetzes. In das Startnetz aufgenommene Maßnahmen können somit nicht mehr Ergebnis der Modellierung werden. Faktisch erhalten sie damit den Status des Bestandsnetzes.

Im Rahmen des Konsultationsworkshops und in nachfolgenden Gesprächen hat die BNetzA auf Anpassungsbedarf bei den Kriterien für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2014 in das Startnetz hingewiesen. Die Fernleitungsnetzbetreiber nehmen dies auf und stellen die folgenden Überlegungen und daraus abgeleitete Kriterien für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 zur Konsultation:

Da, wie oben ausgeführt, die Maßnahmen des Startnetzes die Basis für die Modellierung der Fernleitungsnetze bilden, können sie nicht Bestandteil des Ergebnisses und des daraus abgeleiteten Netzausbauvorschlags sein. Die Umsetzung der in das Startnetz aufgenommenen Maßnahmen muss daher als gesichert unterstellt werden können. Eine gesicherte Umsetzung von Maßnahmen kann nach Auffassung der Fernleitungsnetzbetreiber erst nach Vorliegen sämtlicher, für den Start der Umsetzung erforderlicher, Entscheidungen unterstellt werden. Dies ist in der Regel erst nach Vorliegen der, für die Maßnahme erforderlichen, öffentlich-rechtlichen und privatrechtlichen Genehmigungen sowie der finalen Investitionsentscheidung (FID) durch den Fernleitungsnetzbetreiber der Fall.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen daher für den Netzentwicklungsplan Gas 2016 vor, Maßnahmen erst nach Vorliegen der erforderlichen öffentlich-rechtlichen und privatrechtlichen Genehmigungen und der FID in das Startnetz aufzunehmen. Damit kommen die anderen Kriterien des Netzentwicklungsplans Gas 2015 nicht mehr zur Anwendung.

10 Analyse historischer Unterbrechungen

Die historischen Unterbrechungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 31.05.2015 werden nachfolgend ausgewertet.

Die BNetzA hat den Fernleitungsnetzbetreibern in der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 vom 16.10.2013 [BNetzA 2013] die Anwendung eines geänderten Auswertungsverfahrens für die historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten auferlegt. Dieses ist auf die Unterbrechungsdaten ab dem 01.10.2013 anzuwenden.

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

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

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

Methode zur Ermittlung der Unterbrechungsmengen ab 01.10.2013

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

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

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

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

10.1 Unterbrechung fester Kapazitäten

Im Betrachtungszeitraum vom 01.10.2010 bis 31.05.2015 erfolgten die folgenden Unterbrechungen fester Kapazitäten. Die Analyse dieser Unterbrechungen ergab:

- Am 02.05.2011 erfolgte eine zweistündige Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Bocholtz von den Niederlanden. Die Einschränkung wurde aufgrund eines Maschinenausfalls in der Verdichterstation Stolberg erforderlich. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 02.08.2011 erfolgte eine 48-stündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Wallbach in die Schweiz. Die Einschränkung wurde erforderlich aufgrund einer geplanten Molchung des vorgelagerten Leitungssystems. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 19.09.2011 erfolgte eine einstündige Unterbrechung an einem Netzanschlusspunkt zu einem Letztverbraucher. Die Einschränkung erfolgte aufgrund einer Gasflussunterbrechung während einer geplanten Maßnahme an der Anschlussleitung. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 26.09.2011 erfolgte eine dreistündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität am Speicher Xanten. Die Einschränkung erfolgte wegen eines Anlagenausfalls während einer geplanten Maßnahme. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 12.06.2012 erfolgte eine neunstündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität an einem Netzkopplungspunkt zu einem nachgelagerten Netzbetreiber. Die Einschränkung erfolgte während einer Sperrmaßnahme. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 05.12.2012 erfolgte eine achtzehnstündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität an einem Netzkopplungspunkt zu einem nachgelagerten Netzbetreiber. Die Einschränkung erfolgte aufgrund einer von Dritten verursachten Beschädigung des Leitungssystems. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 15.04.2013 erfolgte eine betriebsbedingte, 37-stündige Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Mallnow aus Polen. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 05.12.2013 erfolgte eine dreistündige Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl von den Niederlanden. Die Einschränkung erfolgte im Rahmen einer Netzlastkürzung aufgrund einer Überspeisesituation im Fernleitungsnetz der Gastransport Nord. Dabei wurden lediglich unterbrechbare Kapazitätsanteile der mit einer Zuordnungsaufgabe versehenen Kapazitätsprodukte bFZK sowie DZK eingekürzt.

- Am 08.10.2013 erfolgte eine dreistündige Unterbrechung, am 09.10.2013 und 08.01.2014 erfolgte jeweils eine sechzehnständige Unterbrechung und zwischen dem 25.01. und dem 26.01.2014 erfolgte eine fünfundzwanzigständige Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Mallnow von Polen aufgrund betriebsbedingter Einschränkungen. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 23.10.2014 erfolgte eine siebenständige Unterbrechung, am 30.11.2014 eine dreizehnständige und am 02.12.2014 erfolgte eine zehnständige Unterbrechung fester Kapazitäten zu Letztverbrauchern aufgrund eines Gasleitungsunfalls mit anschließenden Reparaturarbeiten/ Wartungsarbeiten. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus kein Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 03.12.2014 erfolgte eine vierständige Unterbrechung, am 04.12.2014 eine zehnständige Unterbrechung bedingt fester Einspeisekapazitäten am Speicheranschlusspunkt Zone UGS-EWE L-Gas. Die Einschränkung erfolgte im Rahmen einer Netzlastkürzung aufgrund einer Überspeisesituation im Fernleitungsnetz der Gastransport Nord.
- Am 24.01.2015 erfolgte eine einstündige Unterbrechung der bedingt festen Einspeisekapazitäten am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl von den Niederlanden. Die Einschränkung erfolgte im Rahmen einer Netzlastkürzung aufgrund einer Überspeisesituation im Fernleitungsnetz der Gastransport Nord.

10.2 Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten

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

Die in dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2014 vom 01.04.2015 dargestellten Ergebnisse für den Zeitraum vom 01.10.2010 bis zum 30.09.2013 werden unverändert in dieser Auswertung berücksichtigt. Für die ab dem 01.10.2013 erfolgten Unterbrechungen wird die in dem obigen Unterkapitel "Methode zur Ermittlung der Unterbrechungsmengen ab 01.10.2013" beschriebene, geänderte Methode zur Ermittlung der Unterbrechungsmengen angewendet.

Hierbei werden die Netzknoten/ Transportrichtungen aufgeführt, an welchen der Anteil der Unterbrechungsdauer in mindestens einem der Zeiträume über 1 % lag:

- vom 01.10.2010 bis 30.09.2011,
- vom 01.10.2011 bis 30.09.2012,
- vom 01.10.2012 bis 30.09.2013,
- vom 01.10.2013 bis 30.09.2014,
- vom 01.10.2014 bis 31.05.2015.

Netzknoten, 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 25 bis 28 sowie den Abbildungen 18 und 19 pro Netzknoten und Transportrichtung dargestellt.

Tabelle 25: Übersicht des Anteils der Unterbrechungsdauer im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (Angaben in %)

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

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 26: Übersicht der im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2010 bis 30.09.2013 (in kWh/h)

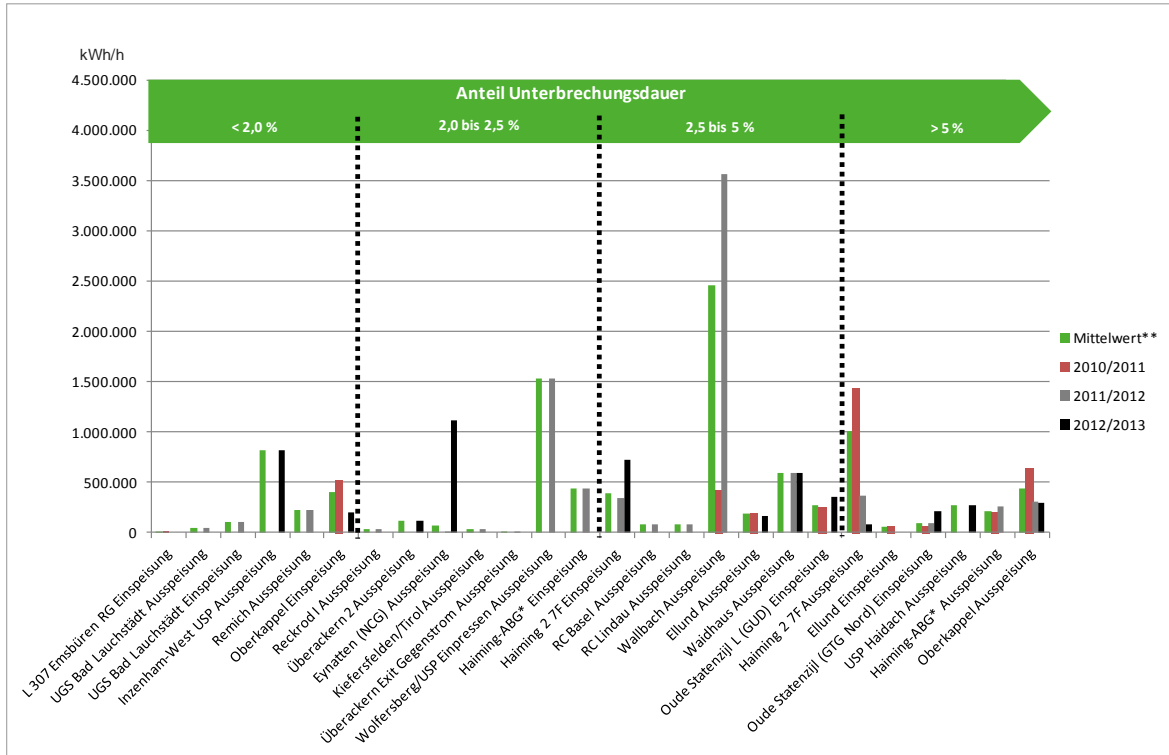
Netzpunkt/ -richtung	Mittelwert**	2010/ 2011	2011/ 2012	2012/ 2013
Oberkappel Ausspeisung	436.816	643.070	301.886	290.882
Haiming-ABG* Ausspeisung	212.431	198.124	262.796	
USP Haidach Ausspeisung	270.147			270.147
Oude Statenzijl (GTG Nord) Einspeisung	92.104	63.497	98.465	211.987
Ellund Einspeisung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

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

** Bezogen auf den gesamten Zeitraum

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 18: 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 27: Übersicht der, nach der geänderten Methodik ermittelten, Anteile der Unterbrechungsdauer der unterbrochenen, unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 31.05.2015 (Angaben in %)

Übergabepunkt/-richtung	Anteil Unterbrechungsdauer	
	2013/2014	2014/2015
Oberkappel Ausspeisung	44,3%	27,0%
Haiming 2 Ausspeisung *	12,4%	2,2%
USP Haidach Ausspeisung	10,1%	2,1%
Überackern 2 Ausspeisung	6,7%	2,1%
Deutschneudorf Exit Ausspeisung	0,0%	4,7%
Ellund Einspeisung	0,3%	4,0%
Oude Statenzijl Einspeisung	3,7%	1,7%
Greifswald NEL Einspeisung	0,0%	3,4%
USP Haidach Einspeisung	3,4%	1,9%
Inzenham-West USP Ausspeisung	2,0%	0,0%
Lasow Ausspeisung	0,0%	1,9%
Speicher Krummhörn Einspeisung	0,0%	1,1%
Speicher Gronau-Epe H1 Einspeisung	0,3%	1,1%
Speicher Epe H Einspeisung	0,0%	1,1%
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL Einspeisung	0,0%	1,1%
Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 2 Einspeisung	0,0%	1,1%
Emden NPT (NCG) Einspeisung	0,3%	1,1%
Oude Statenzijl Ausspeisung	0,8%	1,0%

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

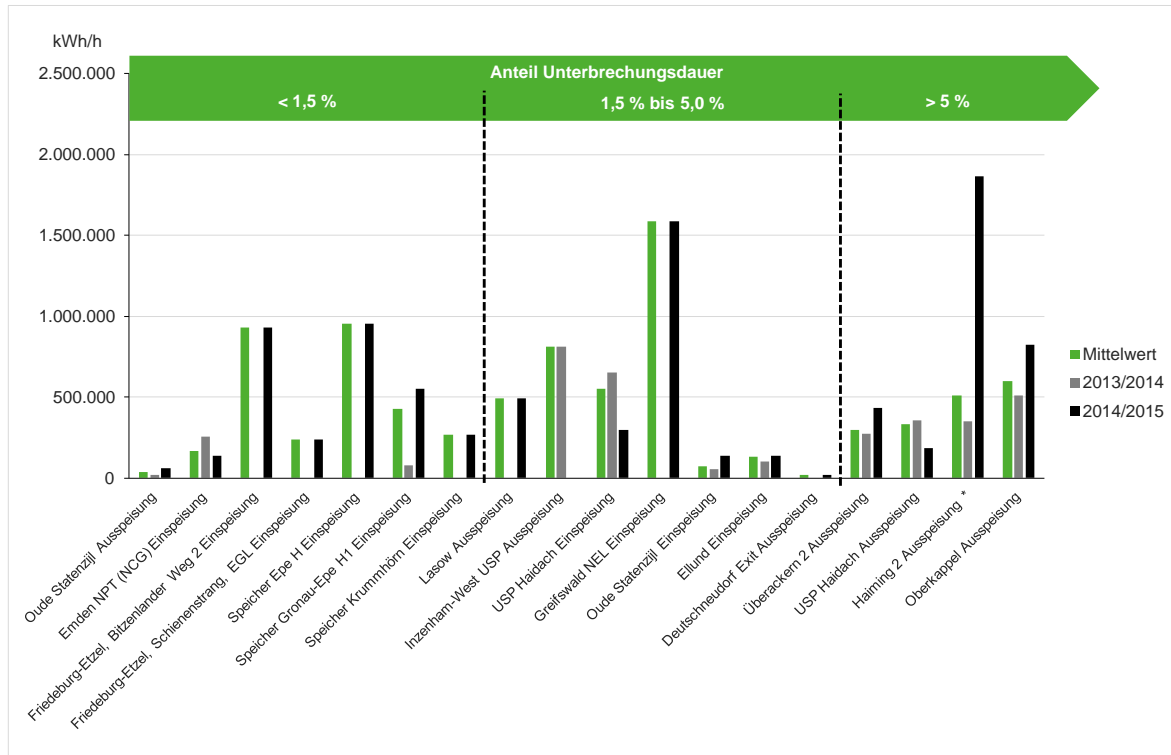
Tabelle 28: Übersicht der, nach der geänderten Methodik ermittelten, im Mittel unterbrochenen, unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 31.05.2015 (in kWh/h)

Übergabepunkt/-richtung	Im Mittel unterbrochene unterbrechbare Kapazität		
	Mittelwert	2013/2014	2014/2015
Oberkappel Ausspeisung	601.156	511.433	822.022
Haiming 2 Ausspeisung *	511.454	351.070	1.862.903
USP Haidach Ausspeisung	334.339	355.264	185.669
Überackern 2 Ausspeisung	299.666	271.414	431.886
Deutschneudorf Exit Ausspeisung	16.149	0	16.149
Ellund Einspeisung	131.135	99.499	134.366
Oude Statenzijl Einspeisung	73.559	54.482	136.240
Greifswald NEL Einspeisung	1.583.580	0	1.583.580
USP Haidach Einspeisung	553.945	650.518	295.269
Inzenham-West USP Ausspeisung	810.179	810.179	0
Lasow Ausspeisung	493.831	0	493.831
Speicher Krummhörn Einspeisung	266.860	0	266.860
Speicher Gronau-Epe H1 Einspeisung	428.179	77.989	553.620
Speicher Epe H Einspeisung	954.565	0	954.565
Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL Einspeisung	235.099	0	235.099
Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 2 Einspeisung	930.016	0	930.016
Emden NPT (NCG) Einspeisung	169.557	254.473	139.139
Oude Statenzijl Ausspeisung	38.588	19.372	61.062

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 19: Übersicht der nach der geänderten Methodik bestimmten im Mittel unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2013 bis 31.05.2015 (in kWh/h)



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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

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

Deutschneudorf Exit Ausspeisung

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

In der ersten Oktoberhälfte 2014 hat die Summe der Nominierung temporär die TVK der Station überschritten, was zu einer Unterbrechung der unterbrechbaren Kapazitäten führte.

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

Ellund Ausspeisung

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

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im vorgelagerten Netzbereich.

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

Ellund Einspeisung

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

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im nachgelagerten Netzbereich.

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

Emden NPT (NCG) Einspeisung

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

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

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

Eynatten (NCG) Ausspeisung

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

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

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

Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 2 Einspeisung

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

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

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

Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL Einspeisung

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

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

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

Greifswald NEL Einspeisung

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

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

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

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

Haiming 2 Ausspeisung

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

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

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

Haiming 2 Einspeisung

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

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im nachgelagerten Netzbereich.

Durch die im Netzentwicklungsplan Gas 2014 vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzknoten

punkten im Raum Burghausen/ Überackern kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Haiming-ABG Ausspeisung

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

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

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

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

Haiming-ABG Einspeisung

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

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im nachgelagerten Netzbereich.

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

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

Inzenham-West USP Ausspeisung

An diesem Speicheranschlusspunkt in Südbayern vermarktet bayernnets unterbrechbare Kapazitäten.

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

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

Kiefersfelden/ Tirol Ausspeisung

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

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

Der bisher existierende Kapazitätsbedarf der nachgelagerten, österreichischen Netzbetreiber wurde in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2014 berücksichtigt. Der im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 beschriebene zusätzliche Kapazitätsbedarf für die Jahre 2015 – 2025 wurde in den TYNDP 2015 eingebracht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

L 307 Emsbüren RG Einspeisung

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

Die Unterbrechungen erfolgten im Gaswirtschaftsjahr 2010/ 2011 aufgrund zu geringer Ausspeise-Nominierungen an diesem Punkt, so dass die unterbrechbare Einspeisekapazität in Gegenrichtung nicht in dem nominierten Umfang bereitgestellt werden konnte.

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

Lasow Ausspeisung

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

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

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

Oberkappel Ausspeisung

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

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

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

Oberkappel Einspeisung

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

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im nachgelagerten Netzbereich.

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

Oude Statenzijl Ausspeisung

An diesem Ausspeisepunkt wird durch Gegenstromnominierungen L-Gas in das niederländische Gastransportnetz übergeben. GTG Nord vermarktet an diesem Punkt unterbrechbare Kapazitäten.

Da es sich bei dieser Ausspeisung um einen virtuellen Fluss handelt, erfolgte die Unterbrechung aufgrund von zu geringer physischer Einspeisung.

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

Oude Statenzijl Einspeisung (GTG Nord)

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

Die Unterbrechungen sowohl fester als auch unterbrechbarer Einspeisekapazitäten wird von GTG Nord zum Anlass für weitere Untersuchungen der Kapazitätssituation im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2016 genommen.

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber sollte diese Sondersituation weiter beobachtet werden, um gesicherte Erkenntnisse über einen möglichen Ausbaubedarf zu erhalten.

Oude Statenzijl L Einspeisung (GUD)

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

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im nachgelagerten Netzbereich.

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

RC Basel Ausspeisung

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

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

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

Reckrod I Ausspeisung

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

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

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

Remich Ausspeisung

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

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

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

Speicher Epe H Einspeisung

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

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

unterbrechbare Kapazitäten an Ausspeisepunkten im südlichen Teil des NCG-Marktgebiets unterbrochen.

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

Speicher Gronau-Epe H1 Einspeisung

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

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

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

Speicher Krummhörn Einspeisung

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

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

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

Überackern 2 Ausspeisung

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

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

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

Überackern Exit Gegenstrom Ausspeisung

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

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

Durch Abstimmungen zwischen den beteiligten Netzbetreibern wurde die Anbindung des Netzkopplungspunktes an das Marktgebiet NCG verbessert. Weitere technische Optimierungen sind in 2014/ 2015 geplant.

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

UGS Bad Lauchstädt Einspeisung/ Ausspeisung

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

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

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

USP Haidach Ausspeisung

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

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

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

USP Haidach Einspeisung

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

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

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

Waidhaus Ausspeisung

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

Die zu analysierenden Unterbrechungen in den Gaswirtschaftsjahren 2011/2012 und 2012/2013 erfolgten aufgrund zu geringer Einspeise-Nominierungen an diesem Punkt, so dass die unterbrechbare Ausspeisekapazität in Gegenrichtung nicht in dem nominierten Umfang bereitgestellt werden konnte.

Unter anderem vor dem Hintergrund der in Kapitel 7 dargelegten zukünftigen Anforderungen an die Fernleitungsinfrastruktur kann ein Ausbaurfordernis aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus diesen historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Wallbach Ausspeisung

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

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation im vorgelagerten Netzbereich.

Unter anderem vor dem Hintergrund der erfolgten umfangreichen Kündigungen von Kapazitätsbuchungen an diesem Ausspeisepunkt und den in Kapitel 7 dargelegten, zukünftigen Anforderungen an die Fernleitungsinfrastruktur, nach denen eher ein Anstieg der Gasmengen aus der Gegenrichtung zu erwarten ist, kann ein Ausbaurfordernis aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Wolfersberg/ USP Einpressen Ausspeisung

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

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

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

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, Kraftwerke, Industrie)
- Anlage 2: Unterbrechungsliste
- Anlage 3: Gas-Kraftwerksliste

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
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
bFZK	bedingt feste frei zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn beschäftigungs-/ gasflussabhängige Bedingungen erfüllt sind.
Bh	Benutzungsstunden
BImSchV	Bundesimmissionsschutz-Verordnung
BKartA	Bundeskartellamt
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
GEODE	Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GÜP	Grenzübergangspunkt
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (<i>high calorific value</i>)
H _o , H _s	oberer Heizwert, Umrechnungsfaktor zum unteren Heizwert rund 0,902
H _u , H _i	unterer Heizwert, Umrechnungsfaktor zum oberen Heizwert rund 1,109
ITO	Independent Transmission System Operator
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan (der Gas Connect Austria)
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

LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie des Landes Niedersachsen
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
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
NOP	Netzwerk Ontwikkelings Plan (niederländischer NEP)
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
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
VS	Verdichterstation
WEDAL	West-Deutschland-Anbindungs-Leitung

Literatur

- [AG Energiebilanzen 2015] Energiebilanz 2013 für die Bundesrepublik Deutschland, download unter (Download am 01.07.2015):
<http://www.ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2012.html>
- [BGR 2012] Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland, download unter (Download am 10.06.2015)
www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf
- [BGR 2014] Energiestudie 2014. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, download unter (Download am 22.06.2015):
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=7
- [Biogas-Monitoringbericht 2014] Biogas-Monitoringbericht 2013 – Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkung der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, download unter (Download am 01.07.2015):
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Biogas/Biogas_Monitoring/Biogas_Monitoringbericht_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [BMWi 2015a] Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), download unter (Download am 21.07.2015):
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weisbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [BMWi 2015b] Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt, download unter (Download am 06.07.2015):
<http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=716502.html>
- [BMWi 2014] 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, Dezember 2014

- [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 2013] Entscheidung der BNetzA vom 16.10.2013 (Az. 8615-NEP Gas 2014 – Bestätigung Szenariorahmen), Bundesnetzagentur, download unter (Download am 07.02.2014): http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2014/NEP_GAS_2014_Bescheid_Szenariorahmen.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [BNetzA/ BKartA 2014] Monitoringbericht 2014 gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, BNetzA und BKartA, 14.11.2014
- [dena 2015] Biogaseinspeisung in Deutschland – Tabellarischer Überblick über Einspeiseprojekte in Deutschland, download unter (Download am 11.06.2015): <http://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/projektliste-deutschland.html>
- [DWD 2015] Tagestemperatur Frankfurt/M., Deutscher Wetterdienst, download unter (Download am 24.06.2015): http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=_dwdwww_klima_umwelt_klimadaten_deutschland&T82002gsbDocumentPath=Navigation%2FOeffentlichkeit%2FKlima__Umwelt%2FKlimadaten%2FKlidadaten__kostenfrei%2Fausgabe__tageswerte__node.html%3F__nnn%3Dtrue
- [ENERGINET 2015] Gas in Denmark 2015, download unter (Download am 08.07.2015): <http://www.energinet.dk/EN/GAS/Gas-i-Danmark-2015/Sider/default.aspx>
- [EWI/ Prognos/ GWS 2014] Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose, Juli 2014, download unter (Download am 24.06.2015): <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=644920.html>

- [FfE 2014] Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE), im Auftrag der Vereinigung der FNB Gas (Fernleitungsnetzbetreiber Gas) zusammen mit den Verbänden BDEW, VKU und GEODE, download unter (Download am 05.02.2015):
http://www.fnb-gas.de/files/ffe_-_studie_ueber_einflussfaktoren_auf_den_zukuenftigen_leistungsbedarf_der_verteilnetzbetreiber.pdf
- [Gazprom 2015] Gazprom, E.ON, Shell and OMV agree upon developing gas transmission capacities to deliver Russian gas to Europe, , download unter (Download am 08.07.2015):
<http://www.gazprom.com/press/news/2015/june/article229578>
- [GCA 2014] Gas Connect Austria: KNEP – Koordinierter Netzentwicklungsplan 2015-2024, download unter (Download am 08.07.2015):
<http://www.gasconnect.at/de/Marktgebietsmanager/Koordinierter-Netzentwicklungsplan/Coordinated%20Network%20Development%20Plan%202014>
- [GIE 2015] Graph of Historical Data – Germany, Gas Infrastructure Europe, download unter (Download am 24.06.2015):
<http://transparency.gie.eu/index.php/graphs?code=09>
- [GTS 2015] Niederländischer Netzentwicklungsplan vom 13.05.2015, download unter (Download am 06.07.2015):
<http://www.gasunie transportservices.nl/en/downloads-en-forms>
- [LBEG-Speicherliste 2014] Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, download unter (Download am 09.07.2015):
http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/themen/e/erdgas_oelspeicher_kavernen/untergrundspeicher.pdf
- [NL 2014] Natural gas production reduced and funds earmarked for Groningen, Government of the Netherlands, 17.01.2014, download unter (Download am 07.02.2014):
<http://www.government.nl/news/2014/01/17/natural-gasproduction-reduced-and-funds-earmarked-for-groningen.html>
- [TYNDP 2015] Ten-Year Network Development Plan 2015 (inkl. Addendum), download unter (Download am 08.07.2015):
<http://www.entsog.eu/publications/tyndp/2015#ENTSOG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2015>

- [ÜNB 2014] Genehmigter Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung und die Offshore-Netzentwicklungsplanung Strom 2015, Genehmigung der BNetzA vom 19.12.2014 (Download am 22.06.2015):
http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Szenariorahmen_2025_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile
- [WEG-Prognose 2015] WEG-Jahresbericht 2014 – Statistischer Teil (Download am 01.07.2015):
<http://www.erdoel-erdgas.de/Themen/Zahlen-und-Fakten>
- [WEG-Prognose 2015] Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und Deutschland, 2015-2026

Legal Disclaimer

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