

Konsultationspapier

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 der Fernleitungsnetzbetreiber

im Auftrag der
deutschen
Fernleitungsnetzbetreiber

Ansprechpartner:
Stefan Mellahn

Mitarbeiter:
Matthias Deutsch, PhD
Jens Hobohm
Marcus Koepp
Leonard Krampe
Frank Peter

Berlin, 22. Juli 2013
27611

Das Unternehmen im Überblick

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Handelsregisternummer

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

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

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

Henric Petri-Str. 9

CH-4010 Basel

Telefon +41 61 3273-310

Telefax +41 61 3273-300

info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85

D-10623 Berlin

Telefon +49 30 52 00 59-210

Telefax +49 30 52 00 59-201

Prognos AG

Science 14 Atrium; Rue de la Science 14b

B-1040 Brüssel

Telefon +32 2808-7209

Telefax +32 2808-8464

Prognos AG

Nymphenburger Str. 14

D-80335 München

Telefon +49 89 954 1586-710

Telefax +49 89 954 1586 288-710

Prognos AG

Wilhelm-Herbst-Str. 5

D-28359 Bremen

Telefon +49 421 51 70 46-510

Telefax +49 421 51 70 46-528

Prognos AG

Schwanenmarkt 21

D-40213 Düsseldorf

Telefon +49 211 91316-110

Telefax +49 211 91316-141

Prognos AG

Friedrichstr. 15

D-70174 Stuttgart

Telefon +49 711 3209-610

Telefax +49 711 3209-609

Internet

www.prognos.com

Auftraggeber:**1. bayernets GmbH**

Poccistraße 7
80336 München

2. Fluxys TENP GmbH

Elisabethstrasse 11
40217 Düsseldorf

3. Fluxys Deutschland GmbH

Elisabethstrasse 11
40217 Düsseldorf

4. GASCADE Gastransport GmbH

Kölnische Straße 108-112
34119 Kassel

5. Gastransport Nord GmbH

An der Großen Wisch 9
26133 Oldenburg (Oldb)

6. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Pelikanplatz 5
30177 Hannover

7. Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH

Pelikanplatz 5
30177 Hannover

8. GRTgaz Deutschland GmbH

Zimmerstraße 56
10117 Berlin

9. jordgasTransport GmbH

Promenade Am Alten Binnenhafen 6
26721 Emden

10. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH

Norbertstraße 85
45131 Essen

11. NEL Gastransport GmbH

Kölnische Straße 108-112
34119 Kassel

12. Nowega GmbH

Nevinghoff 20
48147 Münster

13. ONTRAS – VNG Gastransport GmbH

Maximilianallee 4
04129 Leipzig

14. OPAL Gastransport GmbH

Emmerichstraße 11
34119 Kassel

15. Open Grid Europe GmbH

Kallenbergstraße 5
45141 Essen

16. terranets bw GmbH

Am Wallgraben 135
70565 Stuttgart

17. Thyssengas GmbH

Kampstraße 49
44137 Dortmund

Inhalt

1	Einleitung	1
2	Szenariorahmen für den NEP Gas 2014	2
3	Beschreibung der Szenarien	4
4	Gasbedarf	9
5	Gasaufkommen	18
6	L-Gas-Versorgung	22
7	Gasbilanz in Deutschland	25
8	Erdgasspeicher in Deutschland	25
9	Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern	28
	Entwicklung der Einspeisemengen aus den Nachbarländern	28
	Entwicklung der Ausspeisemengen zu den Nachbarländern	35
10	Analyse historischer Unterbrechungen	38
	Unterbrechung fester Kapazitäten	38
	Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten	39
11	Versorgungssicherheit	46
12	Modellierung und Modellierungsvarianten	47
	Anhang	58
	Feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten für Kraftwerke (DZK für Kraftwerke)	58
	Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern	61
	Anlagen zum Szenariorahmen	64
	Glossar	65
	Literatur	68

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs	4
Abbildung 2:	Entwicklung des Erdgas-Primärenergieverbrauchs in Deutschland in TWh (H _o)	9
Abbildung 3:	Szenario II: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2011 bis 2024 in den Nachfragesektoren Private Haushalte (PHH) und Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen (GHD); Indexentwicklung, Gasbedarf 2011 = 1,00	14
Abbildung 4:	Szenario II: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2011 bis 2024 in den Nachfragesektoren Verkehr und Industrie/Kraftwerke; Indexentwicklung, Gasbedarf 2011 = 1,00	15
Abbildung 5:	Szenario II: Regionaler Gasbedarf des Jahres 2024 insgesamt (absolut in GWh)	16
Abbildung 6:	Szenario II: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2011 bis 2024 insgesamt (Indexentwicklung, Gasbedarf 2011 = 1,00)	17
Abbildung 7:	Szenario II: Regionales Gasaufkommen des Jahres 2024 und Veränderung gegenüber 2011 (Absolut in GWh)	21
Abbildung 8:	Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems	23
Abbildung 9:	L-Gas-Einspeisekapazitäten bis 2024	24
Abbildung 10:	Entwicklung der Speicherfüllstände seit Januar 2010	26
Abbildung 11:	Interregionale Netto-Gas-Handelsflüsse zwischen großen Weltregionen im „New Policies“-Szenario des World Energy Outlook 2012	29
Abbildung 12:	Regionen LNG Anlandung	30
Abbildung 13:	Modellrechnung zur H-Gas-Quellenverteilung	33
Abbildung 14:	Übersicht mittlerer jährlicher Einschränkungen unterbrechbarer Kapazitäten mit einem Anteil der Unterbrechungsdauer von mehr als 1 % im Auswertungszeitraum	40
Abbildung 15:	Beispielhafte Darstellung von Kapazitätsentwicklungen gemäß Prognose zweier Verteilnetzbetreiber (VNB 1 und VNB 2) für die ersten fünf Jahre mit einer konstanten Fortschreibung ab Jahr 6 (Ansatz 1)	49

Abbildung 16:	Beispielhafte Darstellung von Kapazitätsentwicklungen gemäß Prognose der Verteilnetzbetreiber (VNB) für die ersten fünf Jahre und FNB/Prognos ab Jahr 6 (Ansatz 2)	49
Abbildung 17:	Anteile an fester Entry-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen für den Süden Deutschlands	61
Abbildung 18:	Anteile an fester Entry-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen für den Norden Deutschlands	62
Abbildung 19:	Anteile an fester Exit-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen	62
Tabelle 1:	Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO ₂ in den Szenarien	6
Tabelle 2:	Szenarien zur Stromerzeugung	8
Tabelle 3:	Marktanteile der Energieträger im Neubau	10
Tabelle 4:	In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland	11
Tabelle 5:	Ergebnisse der Szenarien zur Verstromung von Gas in Kraftwerken	11
Tabelle 6:	Szenario I – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt	12
Tabelle 7:	Szenario II – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt	12
Tabelle 8:	Szenario III – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt	12
Tabelle 9:	Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung	18
Tabelle 10:	Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten	19
Tabelle 11:	Biogaseinspeisung in Deutschland	19
Tabelle 12:	Entwicklung des Erdgas-Bedarfs in den Szenarien	25
Tabelle 13:	Berücksichtigte europäische Infrastrukturprojekte	31
Tabelle 14:	Übersicht mittlerer jährlicher Einschränkungsmengen unterbrechbarer Kapazitäten mit einem Anteil der Unterbrechungsdauer von mehr als 1 % im Auswertungszeitraum	40
Tabelle 15:	Modellierungsvarianten im Szenariorahmen zum NEP 2014	52
Tabelle 16:	Produkt-Schnellcheck DZK für Kraftwerke	59

1 Einleitung

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

Vor dem Hintergrund und in Anbetracht des EU-weiten Netzentwicklungsplans (Verordnung (EG) Nr. 715/2009) sieht das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG § 15a) seit Juni 2011 vor, dass die Betreiber von Erdgas-Fernleitungsnetzen gemeinsam jährlich einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen haben. Der Netzentwicklungsplan Gas 2012 (NEP 2012) ist verbindlich und bildet derzeit die Grundlage für die bedarfsgerechte Anpassung der Fernleitungsnetze. Der NEP 2013 wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern fristgerecht vorgelegt und anschließend von der Bundesnetzagentur (BNetzA) konsultiert. Momentan werden die Konsultationsergebnisse von der BNetzA ausgewertet.

Parallel hierzu haben die FNB bereits mit den Arbeiten für den NEP 2014 begonnen, der aktuelle Entwicklungen aufgreifen und neue Fragestellungen behandeln wird. Der erste Schritt ist die Erarbeitung des Szenariorahmens für den NEP 2014. Mit dem Szenariorahmen schaffen die Fernleitungsnetzbetreiber die Grundlagen für ihre Modellierungen von Lastflüssen. Er enthält Szenarien über die zukünftige Entwicklung der Produktion, der Versorgung und des Verbrauchs von Gas sowie zum Gasaustausch mit anderen Ländern. Dabei werden geplante Investitionen in die regionale und gemeinschaftsweite Netzinfrastuktur sowie in Bezug auf Speicheranlagen und LNG-Regasifizierungsanlagen ebenso berücksichtigt wie die Auswirkungen etwaiger Unterbrechungen der Versorgung.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den im Vorjahr für den NEP 2013 erstellten Szenariorahmen überprüft, seine Datenbasis aktualisiert sowie Anforderungen und Vorgaben der BNetzA und Anregungen aus den vorangegangenen Konsultationsverfahren im vorliegenden Szenariorahmen 2014 berücksichtigt.

2 Szenariorahmen für den NEP Gas 2014

Der aktuelle Szenariorahmen zum NEP 2014 basiert auf den Szenariorahmen der Vorjahre. Erstmals wurde der Szenariorahmen im Jahr 2012 von den Fernleitungsnetzbetreibern erstellt und nach öffentlicher Konsultation in seiner endgültigen Form am 06.02.2012 von der BNetzA bestätigt.

Für den Szenariorahmen analysierte die Prognos AG im Auftrag der FNB renommierte Studien zur zukünftigen Entwicklung von Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland sowie zur Einbindung der Fernleitungsnetze in den europäischen Gastransport. Wie in den vorangegangenen Jahren wurde die Konsistenz mit dem Netzentwicklungsplan Strom 2013 an der Schnittstelle des Gasbedarfs zur Stromerzeugung durch die enge Abstimmung mit den Betreibern des deutschen Strom-Übertragungsnetzes (ÜNB) zur Entwicklung der Gaskraftwerke gewährleistet. Details zur Herleitung der Szenarien sind dem Szenariorahmen zum NEP 2012 und der Prognos-Studie zum Szenariorahmen unter <http://www.fnb-gas.de> zu entnehmen.

Seit der Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP 2013 waren keine energie-wirtschaftlichen oder energiepolitischen Entwicklungen erkennbar, die eine grundsätzliche Neuausrichtung des Szenariorahmens erforderlich machen. Der Szenariorahmen zum NEP 2014 zeigt deshalb viele Gemeinsamkeiten zur Fassung der letzten beiden Jahre und berücksichtigt den aktuellen 10-Jahres-Zeitraum bis 2024. Er nimmt dabei aktuelle Entwicklungen ebenso auf wie Erkenntnisse aus der Konsultation des NEP 2013. Auf Veranlassung der BNetzA und unter Berücksichtigung der Anregungen aus den Konsultationen schlugen die FNB verschiedene Modellierungsvarianten für den NEP 2014 vor. Die Schaffung von fester frei zuordenbarer Kapazität für neue Kraftwerke und Speicher würde erhebliche Kosten durch den Netzausbau verursachen, die nach einer unabhängigen, für den NEP 2013 durchgeführten Analyse volkswirtschaftlich nicht sinnvoll sind. Durch intelligente Kapazitätsprodukte können diese Kosten deutlich reduziert werden. Die FNB haben daher zwei bereits im NEP 2013 ausgeführte Produktvorschläge weiterentwickelt. Die Modellierungsvarianten werden in Kapitel 12 und die Produktvorschläge im Anhang dieses Dokuments dargestellt.

Unverändert gegenüber dem Szenariorahmen 2013

- Die Auswahl der Datenquellen und Szenarien zum Gasbedarf der Endverbraucher in privaten Haushalten, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Industrie und Verkehr sowie zur Erzeugung von Erdgas und Biogas in Deutschland und zur Einbindung des deutschen Fernleitungsnetzes in den europäischen Gastransport
- Das abgestimmte Vorgehen bei der Festlegung der Szenarien zur Gasverstromung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern, Übertragungsnetzbetreibern (Strom) und der Bundesnetzagentur und die eigenständige Modellierung der Strommärkte
- Das Aufstellen von vollständigen Gasbilanzen für Deutschland aus Gasbedarf (Gasverbrauch) und Gasaufkommen (Erdgasförderung, Biogaseinspeisung) in drei Szenarien als Basis für die im NEP vorzunehmenden Kapazitätsberechnungen

Aktualisierungen im Szenariorahmen 2014

- Die Ausgangswerte der Gasbilanz beziehen sich auf das Jahr 2011
- Der Gasbedarf der Endverbraucher (Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr) wurde aktualisiert
- Tabellarische Ergebnisse werden für die Jahre 2015, 2016, 2017 und 2024 dargestellt
- Grafische Übersichten zeigen die regionale Entwicklung
- Für die deutsche Erdgasförderung und Biogaseinspeisung werden aktualisierte Prognosen verwendet
- Die Berechnungen zur Gasverstromung wurden aktualisiert
- Aktuelle § 38-Anfragen/§ 39-Ausbaubegehren nach Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) werden berücksichtigt
- Neue Entwicklungen an den deutschen Grenzübergangspunkten werden aufgezeigt

Derzeit erfolgt die Auswertung der Stellungnahmen zum NEP Gas 2013 und zum Szenariorahmen Strom 2014. Als Ergebnis der Konsultation zum Szenariorahmen Strom 2014 ist unter Umständen eine Anpassung des Ausbaus der erneuerbaren Energieträger, des Strombedarfs oder der Jahreshöchstlast möglich. Zudem wird momentan die Monitoring-Kraftwerksliste durch die BNetzA überarbeitet und ergänzt. Zur inhaltlichen Klärung dieser Punkte sowie zur Vereinheitlichung von Parametern zur Strommarktmodellierung in den Szenariorahmen Gas und Strom 2014 sind im Juli 2013 weitere Abstimmungen geplant.¹

Der vorliegende Entwurf des Szenariorahmens Gas 2014 wurde auf Basis der heutigen Erkenntnisse und Informationen (Stand Anfang Juli 2013) erstellt. Durch die oben beschriebenen Sachverhalte werden sich Änderungen für den Szenariorahmen Gas 2014 ergeben. Deshalb ist eine Aktualisierung des Szenariorahmen-Entwurfs nach der Konsultation zu erwarten, in der neue Erkenntnisse und Festlegungen berücksichtigt werden.

¹ Diese Abstimmungen umfassen auch eine Überprüfung und Aktualisierung der Kraftwerksliste. Dies betrifft beispielsweise die Szenarien-Zuordnung des Gaskraftwerks Ens Dorf (§ 39-Ausbaubegehren bei OGE gestellt) sowie die Aufnahme des Kraftwerks Scholven (§ 39-Ausbaubegehren bei OGE gestellt).

3 Beschreibung der Szenarien

Grundsätzlich ist zwischen den Begriffen Szenarien und Modellierungsvarianten zu unterscheiden. Im Szenariorahmen werden die Szenarien zur Gasbedarfsentwicklung in Deutschland (vgl. Abbildung 1) bis zum Jahr 2024 dargestellt. Die detailliert im Anhang beschriebenen Modellierungsvarianten bilden die Grundlage für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2014. Diese Modellierungsvarianten bauen grundsätzlich auf den Szenarien auf, zur Beantwortung spezieller Fragestellungen kann von diesen jedoch auch abgewichen werden. Beispielsweise greift die Modellierungsvariante I nicht auf das Szenario I des Szenariorahmens zurück, sondern verwendet die internen Bestellungen der Verteilernetzbetreiber (VNB).

Wie in den Vorjahren berücksichtigt der Szenariorahmen **drei Szenarien** zur Entwicklung des **Gasbedarfs**. Für die Berechnung des Bedarfs der Gaskraftwerke erfolgte wie im Vorjahr ein Datenabgleich mit dem Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber.

Abbildung 1: Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs

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

Hinweis: In der Modellierungsvariante I (vgl. Kapitel 12) wird nicht auf die Werte des in dieser Abbildung beschriebenen Szenarios I zurückgegriffen, sondern auf die internen Bestellungen der VNB.

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

Für den **Endenergiebedarf Gas** wurde das Ausgangsjahr 2011² aktualisiert, und es wurden die Ergebnisse der Szenarien für 2015, 2016, 2017 und 2024 dargestellt. Der Endenergiebedarf in Deutschland basiert unverändert auf folgenden Szenarien:

² Die Ist-Analyse des Gasbedarfs erfolgte wie in den Vorjahren auf Basis der Energiebilanz für Deutschland, welche von der AG Energiebilanzen veröffentlicht wird. Die AG Energiebilanzen hat im September bis Oktober 2012 rückwirkend die deutschen Energiebilanzen bis 2003 überarbeitet. Diese Anpassungen betreffen auch den Energieträger Erdgas. Dadurch ergeben sich auch Differenzen beim Erdgasbedarf der Jahre 2010 (Verwendung im Szenariorahmen 2013) und 2011 (Verwendung im Szenariorahmen 2014), u.a. durch eine geänderte Sektorenezuordnung durch die AG Energiebilanzen.

- **Szenario I: Hoher Gasbedarf – Energieprognose 2009**
Die „Referenzprognose“ aus der von IER, RWI und ZEW erstellten „Energieprognose 2009“ bildet wegen einer positiven Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung langfristig einen höheren Pfad des Gasbedarfs ab [IER/ RWI/ ZEW 2010].
- **Szenario II: Mittlerer Gasbedarf – Referenzszenario 2010**
Dieses Szenario wurde von der Prognos AG für das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 als Referenzszenario erstellt [EWI/ Prognos/ GWS 2010] und bildet den mittleren Pfad des Endenergiebedarfs für Gas ab. Dieses Szenario wird von den Fernleitungsnetzbetreibern als das wahrscheinlichste angesehen.
- **Szenario III: Niedriger Gasbedarf – Zielszenario 2011**
Das Zielszenario „Ausstiegsszenario“ aus den Energieszenarien 2011 [EWI/ Prognos/ GWS 2011] bildet wegen der unterstellten sehr hohen Effizienzsteigerungen den unteren Pfad der Gasbedarfsentwicklung ab.

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

Für den **Gasbedarf der Kraftwerke** wurden mit dem Kraftwerksmodell der Prognos AG drei Entwicklungspfade der Gasverstromung berechnet. Ausgangspunkte der Modellierung ist die **Kraftwerksliste**, d. h. die Liste der BNetzA zum Kraftwerksbestand in Deutschland 2012 und eine mit den Übertragungsnetzbetreibern (Strom) abgestimmte Liste zur Berücksichtigung von Kraftwerksprojekten (Zubau) und Stilllegungen in den einzelnen Szenarien. Die Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario III zum niedrigen Gasbedarf der Kraftwerke entspricht hinsichtlich der installierten Kraftwerksleistung und weiterer technischer Parameter dem Szenario A aus dem Entwurf des Szenariorahmens 2014 der Strom-Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB 2013]. Das Szenario II (mittlerer Gasbedarf) entspricht dem Szenario B der ÜNB. Für die Untersuchung eines hohen Gasbedarfs (Szenario I) wurde von der Prognos AG ein eigener Entwicklungspfad analysiert.

Mit dem Abstimmungsprozess zwischen der Bundesnetzagentur, den Übertragungsnetzbetreibern (Strom) und den Fernleitungsnetzbetreibern wurden unter Beteiligung der Prognos AG die Basisdaten und sämtliche wesentliche Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks für die Netzentwicklungspläne 2014 (Strom und Gas) vereinheitlicht. Dies umfasst den Kraftwerksbestand 2012, die Berücksichtigung von Kraftwerksplanungen und -stilllegungen in den einzelnen Szenarien, technische Parameter der Kraftwerke sowie die Preisentwicklung für Brennstoffe und CO₂.

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

Alle Szenarien	Einheit	2011	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2011
Internationale Preise							
Ölpreis real	[USD ₂₀₁₁ /bbl]	111	93	95	96	109	-2%
CO ₂	[EUR ₂₀₁₁ /t]	15	19	20	21	29	95%
Grenzübergangspreise Deutschland							
Rohöl	[EUR ₂₀₁₁ /t]	593	507	516	525	594	0%
Erdgas	[Cent ₂₀₁₁ /kWh]	2,6	2,3	2,3	2,4	2,7	3%
Kraftwerkssteinkohle	[EUR ₂₀₁₁ /t SKE]	107	83	83	83	81	-24%

Quelle: EWU/ Prognos/ GWS 2011 (Aktualisierung des Ausgangsjahrs und Anpassung der Preisbasis)

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

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

- § 39-Ausbaubegehren (plus KraftNAV-Anfrage) werden im Szenariorahmen 2014 in den Szenarien I und II berücksichtigt. Die Zahlung der Planungspauschale ist vorerst nicht Voraussetzung für die Aufnahme in ein Szenario. Über das weitere Vorgehen bezüglich der § 39-Anfragen wird im folgenden Szenariorahmen 2015 neu entschieden werden müssen, eine „Dauerhaltstellung“ erscheint perspektivisch nicht sinnvoll.
- § 38-Anfragen (plus KraftNAV-Anfrage), die abgelehnt wurden und bei denen in der Frist der folgenden zwei Jahre keine Änderung des Status herbeigeführt wurde, (keine § 39-Anfrage gestellt oder zurückgezogen) werden auf der Basis der KraftNAV-Anfrage lediglich im Szenario I berücksichtigt. In den Szenariorahmen 2012 und 2013 wurden diese Anlagen bisher in Szenario II berücksichtigt. Für den Szenariorahmen 2015 ist eine weitere Verkürzung der Frist nach Ablehnung einer § 38-Anfrage auf 1 Jahr vorgesehen.
- § 38-Anfragen (plus KraftNAV-Anfrage), die sich in Bearbeitung befinden, werden im Szenario I und im Szenario II berücksichtigt.
- § 38-Anfragen (plus KraftNAV-Anfrage), die positiv beschieden wurden, werden im Szenario II berücksichtigt. In zukünftigen Szenariorahmen ab 2015 ist auch hier die Einführung eines zeitlichen Kriteriums geplant, so dass bei mehr als zwei Jahre zurückliegenden Zusagen ohne weiteren Projektfortschritt, die positiv beantworteten § 38-Anfragen in Szenario I berücksichtigt werden.

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

Aktuell vorliegende § 38-Anfragen/§ 39-Ausbaubegehren (GasNZV) bei den FNB (Stichtag 07.06.2013) wurden in dieser Berechnung berücksichtigt. Für die Neumodellierung des Strommarktes nach der Konsultation des Szenariorahmens werden die § 38-Anfragen/§ 39-Ausbaubegehren (GasNZV) bis zum Stichtag 09.08.2013 (Ende der Konsultation des Szenariorahmens Gas 2014) berücksichtigt.

- **Szenario I: Hoher Gasbedarf**
In diesem Szenario erfolgt die Absicherung der Strom-Spitzenlast nicht durch zusätzliche Pumpspeicher, sondern durch Gaskraftwerke. Für die in Gaskraftwerken installierte Leistung basiert Szenario I auf den gleichen Kraftwerksplanungen wie das Szenario B der Übertragungsnetzbetreiber (Strom), mit dem Unterschied, dass sämtliche in Szenario B für den Zeitraum bis 2034 berücksichtigten Planungen für Gaskraftwerke in Szenario I bereits bis 2024 realisiert werden. Das heißt, dass die heute bekannten Planungen für neue Gaskraftwerke einschließlich der den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden § 38-Anfragen/§ 39-Ausbaubegehren (GasNZV) bis 2024 umgesetzt werden. Der Teilaspekt der erneuerbaren Energien wird entsprechend Szenario B der ÜNB berücksichtigt.
- **Szenario II: Mittlerer Gasbedarf – Szenario B der ÜNB**
Erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke entwickeln sich entsprechend dem Szenario B der ÜNB, welches das Leitszenario im Strombereich ist. Gaskraftwerke mit rechtsverbindlichen Netzanschlussbegehren auf der Strom- (KraftNAV) und Gasseite (GasNZV) und gesicherte Projektplanungen werden grundsätzlich in diesem Szenario berücksichtigt.
- **Szenario III: Niedriger Gasbedarf – Szenario A der ÜNB**
Der Ausbaupfad für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke wurde dem Szenario A der ÜNB entnommen [ÜNB 2012]. Lediglich im Bau befindliche Gaskraftwerke werden als Neubauprojekte berücksichtigt. Der Schwerpunkt des Zubaus im Kraftwerkssektor liegt hier im Bereich der Kohlekraftwerke. Alle heute laut KraftNAV bekannten Planungsvorhaben auf Steinkohlen- oder Braunkohlenbasis werden hier bis zum 2024 berücksichtigt.

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

Tabelle 2: Szenarien zur Stromerzeugung

Installierte Nettogleistung [GW _{el}]	Referenz	Szenario I: Hoher Gasbedarf	Szenario II: Mittlerer Gasbedarf	Szenario III: Niedriger Gasbedarf
	BNetzA	Prognos	Szenariorahmen der ÜNB	
	2012	Prognos: 2024	Szenario B: 2024	Szenario A: 2024
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,9	15,4	15,4	16,0
Steinkohle	25,1	25,1	25,1	26,5
Erdgas	28,0	40,0	30,3	24,3
Mineralölprodukte	3,9	1,7	1,7	1,7
Pumpspeicher	6,4	10,5	10,5	10,5
Sonstige	4,0	3,5	3,5	3,5
Summe konventionell	100,4	96,2	86,5	82,5
Laufwasser	4,4	4,8	4,8	4,5
Wind onshore	31,1	50,4	50,4	46,8
Wind offshore	0,3	12,8	12,8	10,2
Photovoltaik	32,9	58,3	58,3	56,8
Biomasse	5,6	8,6	8,6	8,3
Sonstige Erneuerbare	0,6	0,5	0,5	0,4
Summe erneuerbar	74,9	135,4	135,4	127,0
Summe Nettogleistung	175,3	231,6	221,9	209,5
Energiebedarf netto [TWh_{el}]	535,2	535,2	535,2	535,2
Jahreshöchstlast [GW_{el}]	84-86,8	84-86,8	84-86,8	84-86,8

Quelle: BNetzA, Prognos AG, ÜNB 2013

Für das **Gasaufkommen in Deutschland** werden die Inlandsförderung von Erdgas und Erdölgas sowie die Erzeugung und Einspeisung von Biogas berücksichtigt. Für die zukünftige Erdgasförderung in Deutschland berücksichtigt der Szenariorahmen 2014 eine aktuelle Analyse und Prognose des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (WEG).

- **Inlandsförderung Erdgas:**
Der Entwicklungspfad wird aus einer aktuellen Untersuchung des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) übernommen [WEG-Prognose 2013].
- **Einspeisung Biogas:**
Die deutschlandweite Entwicklung der Biogasnutzung zur Strom- und Wärmebereitstellung beruht auf der „Leitstudie 2011“ (Szenario 2011 A) [Leitstudie 2011].

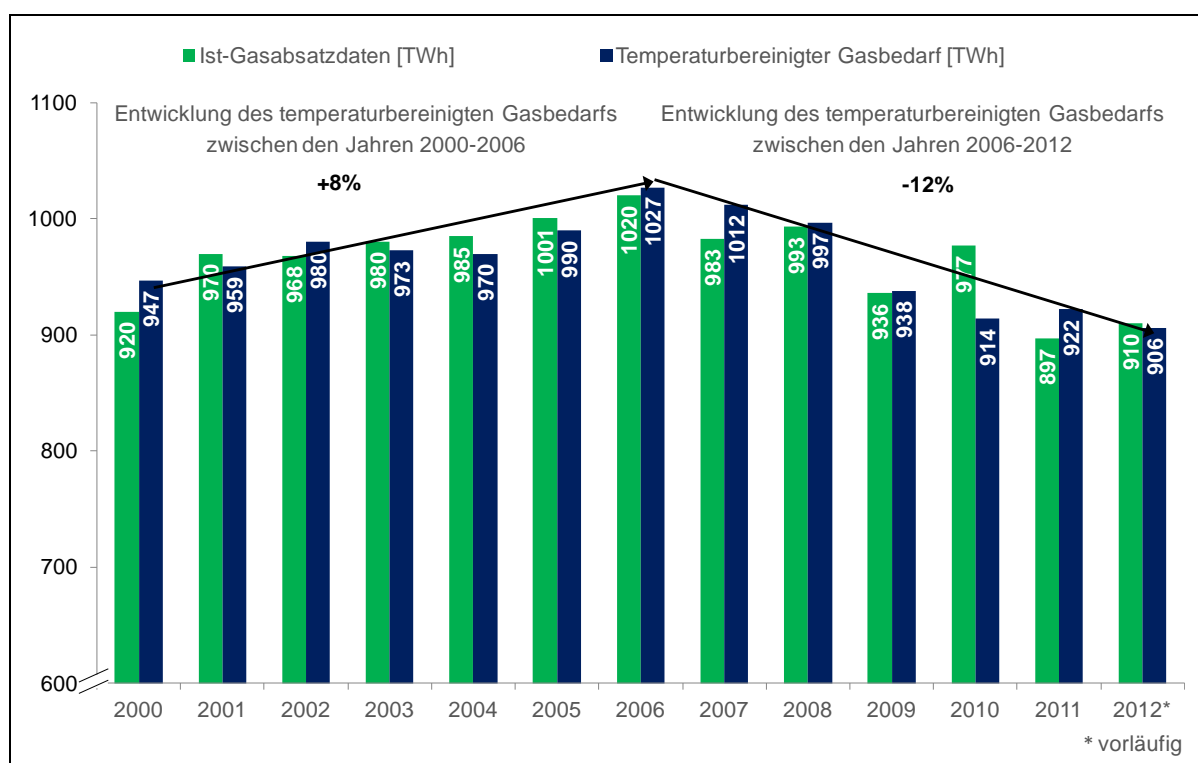
Die Szenarien zum Gasbedarf und zum Gasaufkommen geben den Rahmen für den möglichen **zukünftigen Importbedarf** Deutschlands vor. Die regionalisierten Ergebnisse der Szenarien werden in **Gasbilanzen** zu drei möglichen Entwicklungspfaden des Importbedarfs zusammengestellt (ohne Transitmengen). Für den Gasaustausch auf europäischer Ebene wurden die Ergebnisse des aktuellen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSOG (European Network of Transmission System Operators for Gas) berücksichtigt und um aktuelle Entwicklungen ergänzt (vgl. Kapitel 9).

4 Gasbedarf

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

Hierbei ist zu beachten, dass es sich nicht nur um eine lediglich für die Zukunft prognostizierte (theoretische) Entwicklung handelt, sondern dass der Erdgasverbrauch in Deutschland bereits seit einigen Jahren rückläufig ist. Diese Tendenz hat sich im Jahr 2012 weiter fortgesetzt.

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



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

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

Die in Abbildung 2 dargestellte Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Deutschland zeigt, dass der Verbrauch – bereinigt um den Temperatureffekt - seit einigen Jahren eine rückläufige Tendenz aufweist.³

Während im Zeitraum 2000 - 2006 der deutsche Erdgasverbrauch temperaturbereinigt um 8 % gestiegen ist, zeigt sich von 2006 bis 2012 ein Rückgang von 12 %.

Ursächlich für diesen Verbrauchsrückgang ist insbesondere der Gasbedarf der privaten Haushalte. Im Wohnungsbestand sinkt der Erdgasverbrauch durch steigende Effizienz (Wärmedämmung, Ersatz alter Heizungsanlagen, Zunahme solarer Warmwasserbereitung), während im Neubaubereich die Marktanteile des Erdgases von ehemals 77 % im Jahr 2000 kontinuierlich auf 50 % in 2012 gesunken sind.

Tabelle 3: Marktanteile der Energieträger im Neubau

Beheizungsart	Einheit	2000	2005	2010	2012*
Gas	[%]	76,7	74,0	50,4	49,8
Wärmepumpen	[%]	0,8	5,4	23,1	24,5
Fernwärme	[%]	7,0	8,6	14,6	16,6
Strom	[%]	1,3	1,2	1,0	0,6
Heizöl	[%]	13,4	6,4	1,8	0,9
Holz/Holzpellets	[%]	-	3,0	5,0	6,0
Koks/Kohle	[%]	0,2	0,2	0,0	-
Sonstige	[%]	0,6	1,2	4,1	1,6
Summe	[%]	100,0	100,0	100,0	100,0
Anzahl der Wohnungen		304.248	211.659	164.540	211.000

* Schätzung, vorläufig.

Quelle: BDEW

In den Szenarien I und II dominiert der unterstellte **Realisierungszeitpunkt** der Planungen für **Gaskraftwerke** die Ergebnisse. Der forcierte Ausbau bis zum Jahr 2017 basiert auf den aktuellen Projektanmeldungen bei den Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibern. Eine Konzentration der Inbetriebnahmen bis zum Jahr 2017 resultiert dabei vor allem aus dem geeigneten Planungshorizont von 3 bis 4 Jahren für Gaskraftwerksprojekte. Es ist in der Realität allerdings zu erwarten, dass sich der Bau einiger Gaskraftwerke zumindest zeitlich aufgrund der aktuellen Marktgegebenheiten verzögern wird. Dies hat sich bereits im Vergleich zum NEP 2012 und NEP 2013 gezeigt. Insbesondere die Unsicherheit über das zukünftige Strommarktdesign führt derzeit zu Verzögerungen in den Projektablaufen. Für jedes Kraftwerksprojekt muss deshalb im Einzelfall geprüft werden, ob eine Realisierung tatsächlich erfolgt. Ein wesentlicher Hinweis hierauf wären die Realisierungsfahrpläne, die in Verantwortung der FNB und der Anschlussinteressenten zeitnah nach Antragstellung des § 39 GasNZV erstellt werden.

³ Der starke Verbrauchsrückgang im Jahr 2009 ist wesentlich durch den Effekt der Wirtschaftskrise zu erklären (niedriger Industrieverbrauch). Der hohe, effektive Verbrauch im Jahr 2010 ist auf die sehr kalten Temperaturen dieses Jahres zurückzuführen (Gradtagzahl um 16 % erhöht gegenüber dem Durchschnittsjahr). Entsprechend hoch ist der Korrekturfaktor der Temperaturbereinigung.

Tabelle 4: In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland

Installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	Einheit	2012	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2012
Szenario I	[GW]	28,0	36,5	38,5	42,6	40,0	+43%
Szenario II	[GW]	28,0	32,1	32,9	34,4	30,3	+8%
Szenario III	[GW]	28,0	29,4	29,8	29,7	24,3	-13%

Quelle: Prognos AG, ÜNB 2013

Der **Gasbedarf der Kraftwerke** (in TWh_{th}, vgl. Tabelle 5) 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 5: Ergebnisse der Szenarien zur Verstromung von Gas in Kraftwerken

Szenario I	Einheit	2011	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2011
Stromerzeugung aus Gas	[TWh _{el}]	82	82	86	89	109	+33%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh _{th}]	185	172	178	179	207	+11%
Erforderliche Gaskapazität (Anschlussleistung)	[GW]	69	86	89	96	84	+22%
Szenario II	Einheit	2011	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2011
Stromerzeugung aus Gas	[TWh _{el}]	82	75	77	77	95	+16%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh _{th}]	185	159	161	159	183	-1%
Erforderliche Gaskapazität (Anschlussleistung)	[GW]	69	78	79	82	68	-1%
Szenario III	Einheit	2011	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2011
Stromerzeugung aus Gas	[TWh _{el}]	82	69	69	66	81	-1%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh _{th}]	185	148	148	139	160	-13%
Erforderliche Gaskapazität (Anschlussleistung)	[GW]	69	72	73	73	55	-21%

Quelle: Prognos AG, ÜNB 2013

Die Modellierung der Gasausspeisekapazitäten der Kraftwerke erfolgt entsprechend der im Anhang dargelegten Modellierungsvarianten für den NEP 2014.

Die folgenden Übersichten zeigen den gesamten Gaseinsatz in den Szenarien I bis III.

Tabelle 6: Szenario I – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt

Gasbedarf Deutschland Szenario I	Einheit	2011	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2011
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	848	778	783	783	795	-6%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	592	544	543	542	527	-11%
Industrie	[TWh]	222	201	202	203	198	-11%
Haushalte	[TWh]	253	228	227	227	225	-11%
GHD	[TWh]	114	111	108	105	91	-21%
Verkehr	[TWh]	2	5	6	7	13	+447%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	29	24	24	24	23	-20%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	212	196	202	203	232	10%
Fernheizwerke	[TWh]	26	24	24	24	25	-3%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 4)	[TWh]	185	172	178	179	207	11%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	16	14	14	14	14	-15%

Quelle: AG Energiebilanzen 2013, Prognos AG, IER/ RWI/ ZEW 2010

Tabelle 7: Szenario II – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt

Gasbedarf Deutschland Szenario II	Einheit	2011	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2011
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	848	754	755	748	728	-14%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	592	528	527	522	479	-19%
Industrie	[TWh]	222	202	202	201	186	-16%
Haushalte	[TWh]	253	228	224	219	192	-24%
GHD	[TWh]	114	92	95	94	84	-26%
Verkehr	[TWh]	2	6	7	8	17	+604%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	29	28	28	28	30	+4%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	212	184	186	184	206	-2%
Fernheizwerke	[TWh]	26	25	25	25	23	-12%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 4)	[TWh]	185	159	161	159	183	-1%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	16	14	14	14	13	-19%

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

Tabelle 8: Szenario III – Gasbedarf in Deutschland insgesamt, temperaturbereinigt

Gasbedarf Deutschland Szenario III	Einheit	2011	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2011
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	848	733	722	703	651	-23%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	592	518	508	498	428	-28%
Industrie	[TWh]	222	197	195	194	174	-21%
Haushalte	[TWh]	253	225	220	214	178	-30%
GHD	[TWh]	114	91	86	83	59	-48%
Verkehr	[TWh]	2	5	6	8	16	+569%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	29	28	28	28	30	+4%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	212	173	172	163	181	-14%
Fernheizwerke	[TWh]	26	25	25	24	21	-20%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 4)	[TWh]	185	148	148	139	160	-13%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	16	14	13	13	12	-25%

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

Die Ergebnisse für Deutschland werden für die Berechnungen des NEP 2014 regionalisiert, das heißt es erfolgt **eine kreisscharfe Zuordnung des Gasbedarfs**. Die Verteilungsfaktoren bleiben gegenüber den Berechnungen der Vorjahre im NEP 2014 unverändert:

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

Hinweise zu den folgenden Kartendarstellungen:

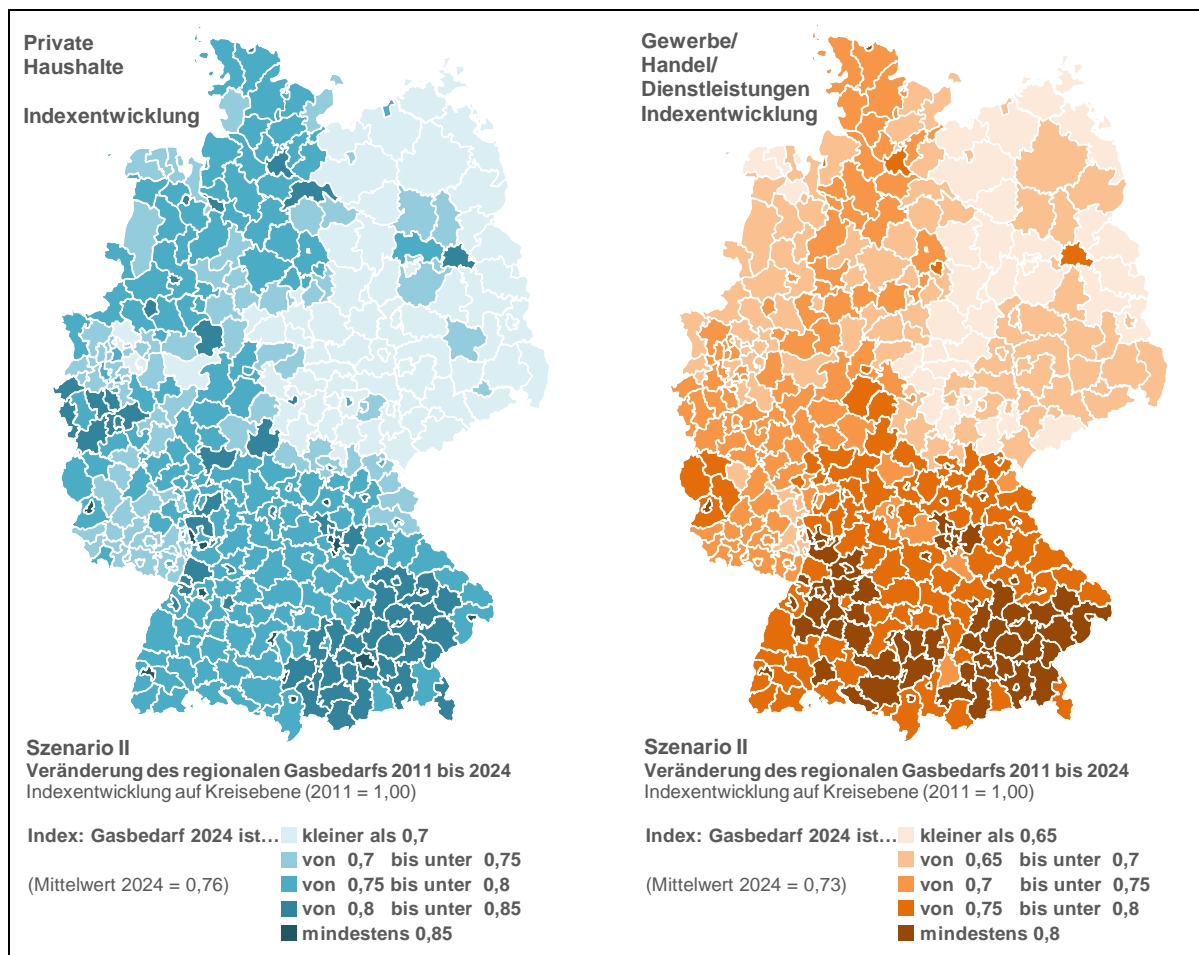
Die Gasbedarfsentwicklung in den Sektoren auf Kreisebene wird in den folgenden Karten in der Regel als Indexentwicklung für den Zeitraum 2011-2024 dargestellt. Das Basisjahr für die Betrachtung ist das Jahr 2011. Ein Index von 1,00 im Jahr 2024 ist somit gleichbedeutend mit einem konstanten Gasbedarf. Die jeweils gewählte Farbskala verdeutlicht zudem wie die Entwicklung in den einzelnen Kreisen relativ zueinander erfolgt. Die Karten zum Gasaufkommen und zur Gasbilanz bilden absolute Mengen ab.

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

Die regionale Entwicklung des Gasbedarfs im Bereich der **Privaten Haushalte** zeigt eine positivere Entwicklung insbesondere im Süden Deutschlands. In West- und Norddeutschlands fällt die Entwicklung unterschiedlich aus, dagegen ist in Ostdeutschland lediglich in der Berliner Metropolregion und in ausgewählten Stadtkreisen eine relativ bessere Entwicklung zu erwarten. Grund für diese regional differenzierte Entwicklung ist die zugrundeliegende 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. Auch in diesem Sektor zeigt sich eine eindeutig positivere Entwicklung im Süden Deutschlands aufgrund der zu erwartenden besseren demografischen und wirtschaftlichen Entwicklung. Tendenziell geht der Gasbedarf im GHD-Sektor in Ostdeutschland am stärksten zurück, im Nordwesten zeigt sich eine differenzierte Entwicklung.

Abbildung 3: Szenario II: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2011 bis 2024 in den Nachfragesektoren Private Haushalte (PHH) und Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen (GHD); Indexentwicklung, Gasbedarf 2011 = 1,00

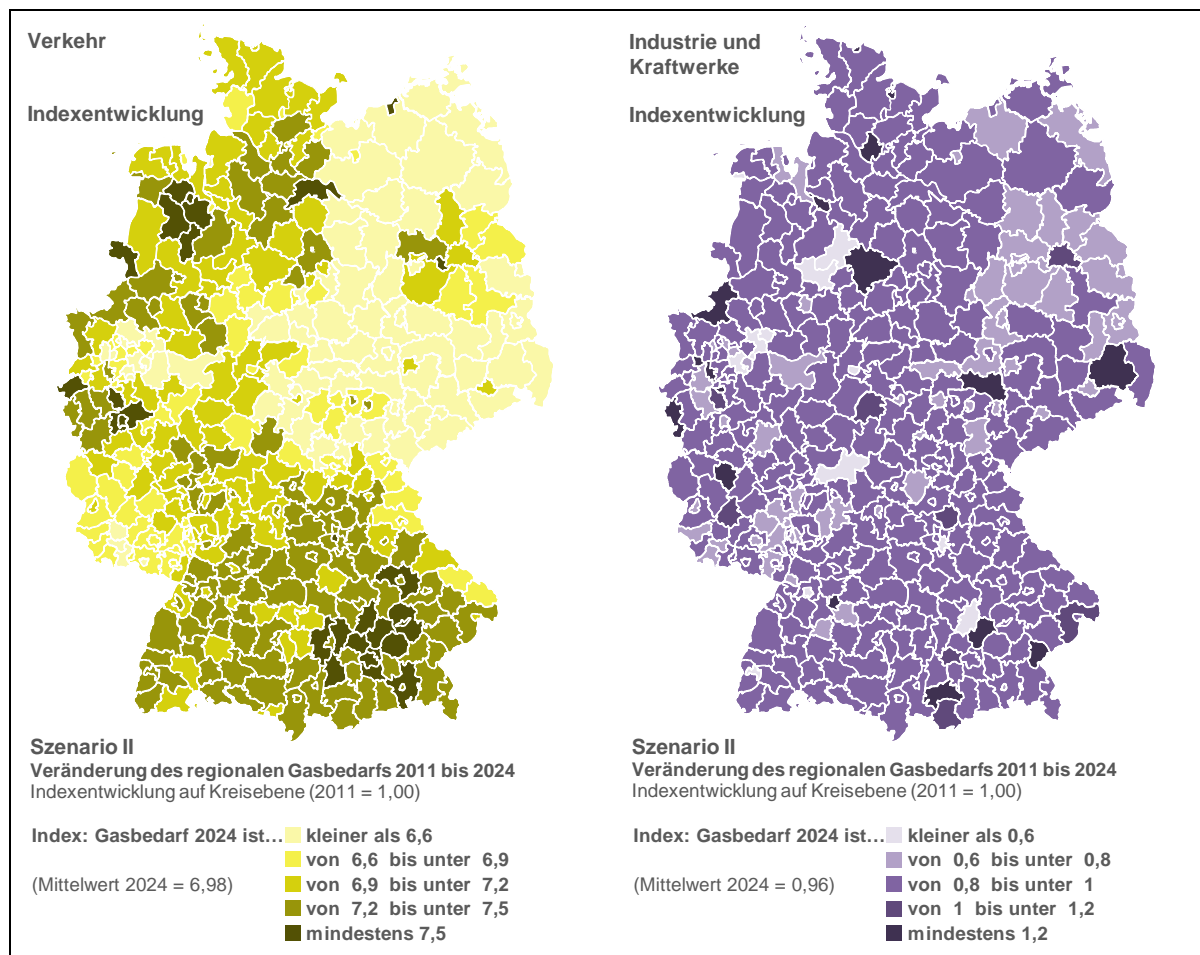


Quelle: Prognos AG

Im **Verkehrssektor** zeigt sich generell eine sehr positive Entwicklung. Da die zukünftige Entwicklung auch an die regionale Bevölkerungsentwicklung gekoppelt ist, zeigen sich auch hier regionale Unterschiede.

Für den Bereich **Industrie/ Kraftwerke** zeigt sich ein sehr differenziertes Bild. Grundsätzlich zeigt sich in diesen Bereichen eine positivere Gasbedarfsentwicklung als in den Sektoren Private Haushalte und GHD. Die Entwicklung des Gasbedarfs ist hier insbesondere von der regionalen Wirtschaftsstruktur und der zukünftigen Entwicklung der Wirtschaftszweige abhängig. Einen bedeutenden Einfluss haben hier auch die Standorte der Kraftwerke (inkl. der Neubauten bis zum Jahr 2024).

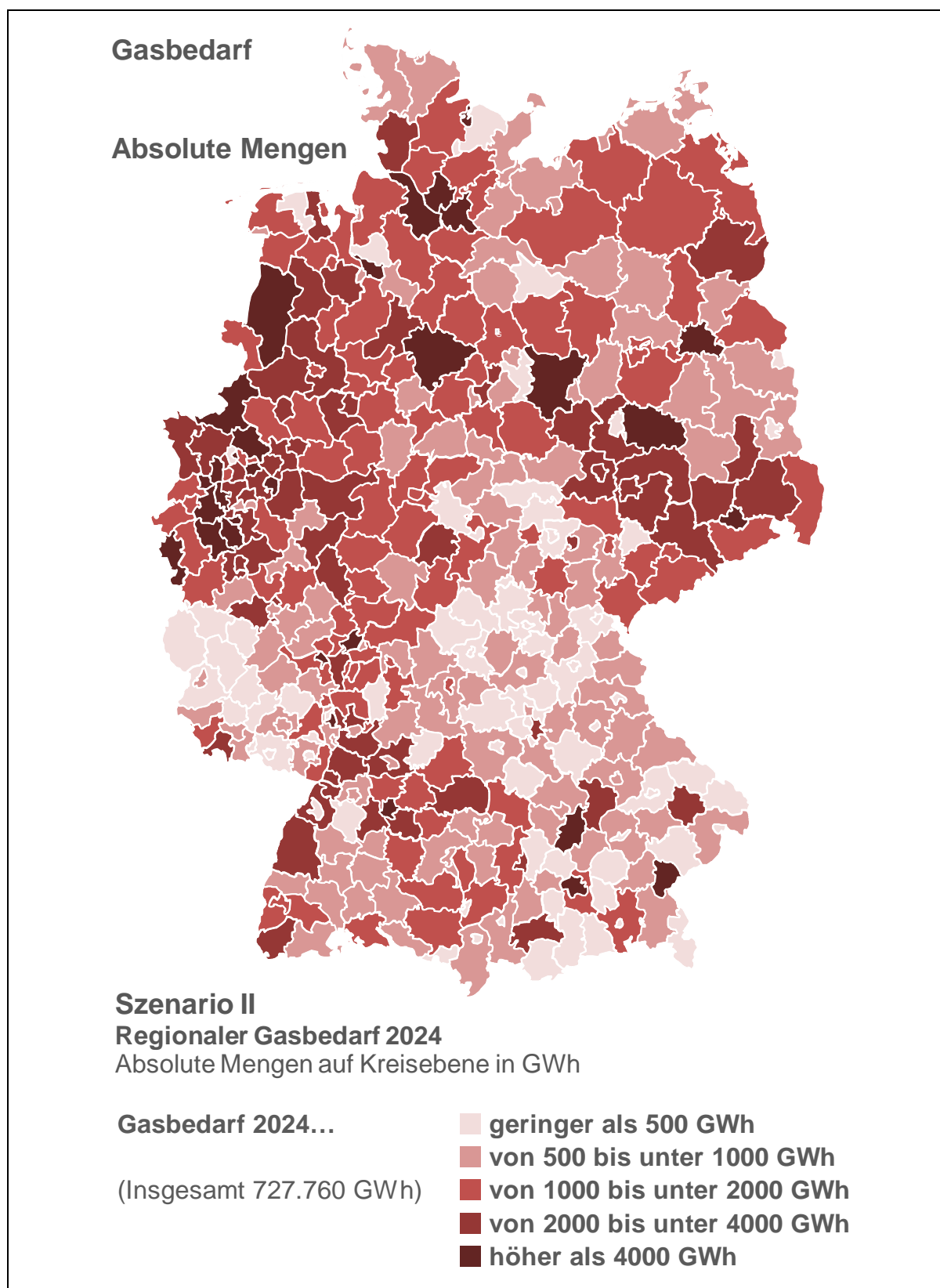
Abbildung 4: Szenario II: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2011 bis 2024 in den Nachfragesektoren Verkehr und Industrie/Kraftwerke; Indexentwicklung, Gasbedarf 2011 = 1,00



Quelle: Prognos AG

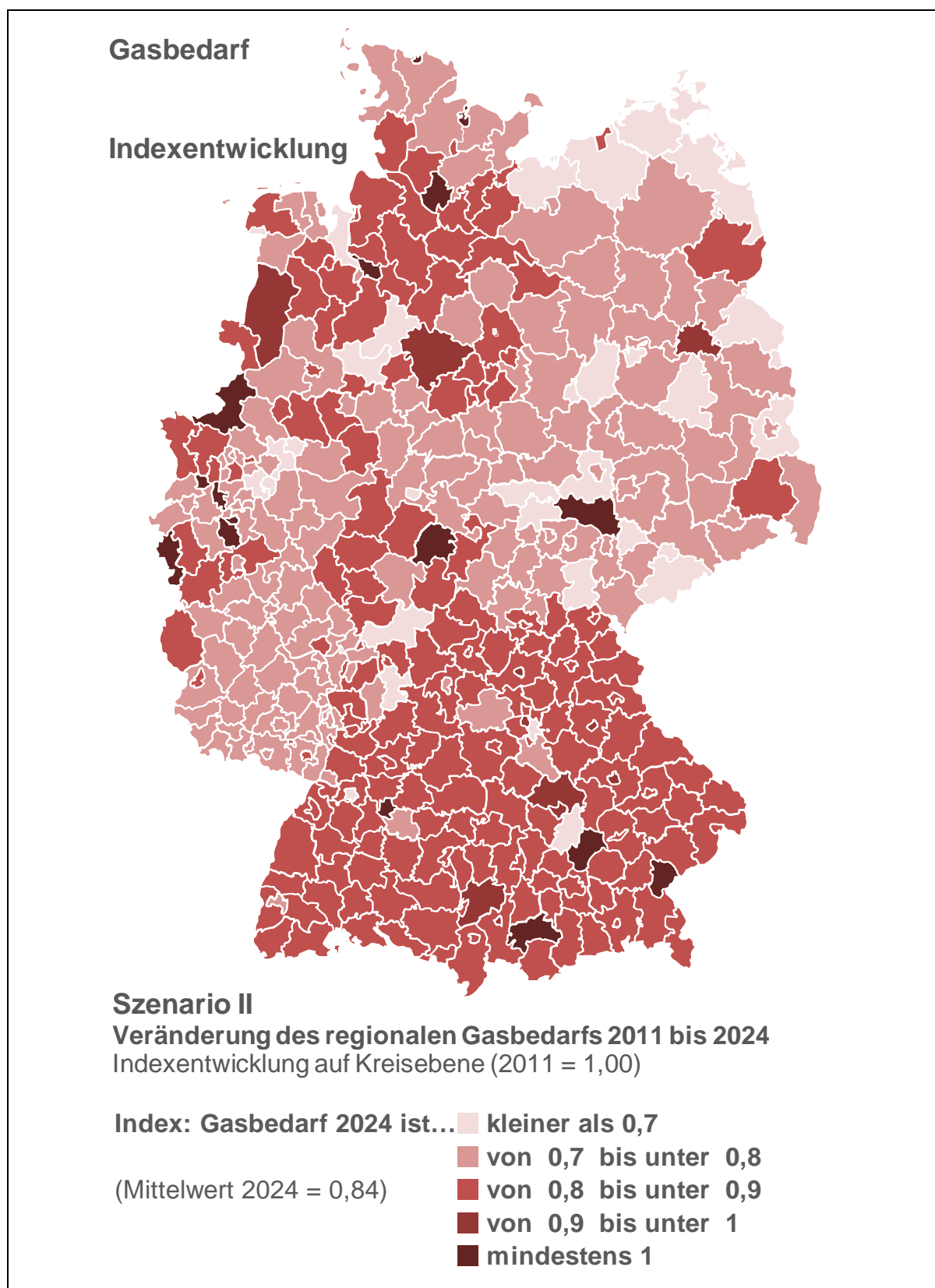
Die folgenden Abbildungen zeigen die **Zusammenfassung** der zuvor beschriebenen Gasbedarfsentwicklung in den **Verbrauchssektoren** Private Haushalte, GHD, Verkehr und Industrie/ Kraftwerke. Abbildung 5 verdeutlicht den absoluten Gasbedarf entsprechend Szenario II. Abbildung 6 zeigt die relative Entwicklung im Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2024. Erneut zeigt sich tendenziell eine relativ bessere Entwicklung im Süden Deutschlands. In Nord- und Mitteldeutschland zeigt sich eine aufgrund der jeweiligen demografischen und wirtschaftlichen Entwicklung sowie der Kraftwerksstandorte eine differenzierte Entwicklung.

Abbildung 5: Szenario II: Regionaler Gasbedarf des Jahres 2024 insgesamt (absolut in GWh)



Quelle: Prognos AG

Abbildung 6: Szenario II: Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2011 bis 2024 insgesamt (Indexentwicklung, Gasbedarf 2011 = 1,00)



Quelle: Prognos AG

5 Gasaufkommen

Die Prognose der regionalen **Erdgasförderung** bis zum Jahr 2024 beruht auf der aktuellen Prognose des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (WEG) für die beiden wichtigsten Förderregionen (Elbe-Weser ohne „Altmark“ und Weser-Ems). Die Angaben zur Produktion und zur „Kapazität gemäß Planung“ beruhen auf den Angaben der Produzenten. Da die geplante Kapazität in den letzten Jahren in der Regel nicht erreicht wurde, stellt die vom WEG erstellte Tabelle für die Gebiete Elbe-Weser (ohne Altmark und Thüringen) und Weser-Ems zusätzlich die „Kapazität mit Sicherheitsabschlag“ dar, der diese Erfahrungen berücksichtigt. Der Leistungsrückgang der L-Gas-Aufkommen wird detailliert in Kapitel 6 behandelt.

Tabelle 9: Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung⁴

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

Quelle: WEG-Prognose 2013, Prognos AG

Außerhalb dieser beiden wichtigsten Förderregionen ist das Erdgasaufkommen in Deutschland mit rund 0,6 Mrd. m³ (2011) gering. Für die Komplettierung der gesamt-deutschen Prognose für die Produktions- und Kapazitätsentwicklung wurden die Ist-Werte 2012 dieser kleineren Produktionsstätten anhand der mittleren Entwicklung der Förderregionen Elbe-Weser (ohne Altmark und Thüringen) und Weser-Ems fortgeschrieben. Die Darstellung der Erdgasförderung erfolgt in der Gaswirtschaft üblicherweise in Kubikmetern, bezogen auf einen einheitlichen oberen Heizwert (H_o). In Energiebilanzen und Energiebedarfsprognosen beziehen sich die Energieeinheiten in der Regel auf den unteren Heizwert (H_u). Zur Aufstellung der Gasbilanzen im Szenariorahmen erfolgt deshalb eine Umrechnung der Erdgasförderung auf den unteren Heizwert (in TWh).

⁴ Für die L-Gas-Bilanz werden nur die Prognosewerte berücksichtigt, die auch für das L-Gas-System zur Verfügung stehen. Die für Deutschland insgesamt angegebenen Daten enthalten auch die Produktion in anderen Gebieten.

Tabelle 10: Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten

Erdgasförderung in Deutschland	Einheit	2011	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2011
Konventionelles Erdgas	[Mrd. m ³]*	11,9	9,8	9,9	9,6	5,7	-52%
Konventionelles Erdgas	[TWh H _o]**	116	95	96	94	56	-52%
Konventionelles Erdgas	[TWh H _u]***	106	87	88	85	51	-52%

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

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

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

Quelle: Prognos AG, WEG 2012, WEG-Prognose 2013

Die **Ist-Analyse der Biogaseinspeisung** erfolgte unter Verwendung des aktuellen Biogas-Monitoringberichts 2012 der Bundesnetzagentur [Biogas-Monitoringbericht 2012] und der von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichten Projektliste zur Biogaseinspeisung [dena 2013a].

Das **Szenario zur Biogaseinspeisung** verwendet die Ergebnisse des „**Szenarios 2011 A**“ der Leitstudie [Leitstudie 2011] und beruht auf Berechnungen der Prognos AG. Für das Szenario wird unterstellt, dass bis zum Jahr 2024 rund ein Drittel des zur Strom- und Wärmebereitstellung eingesetzten Biogases nicht vor Ort verwertet, sondern in das Gasnetz eingespeist wird. Da sich die in Tabelle 11 dargestellten Angaben aus der „Leitstudie 2011“ nicht auf das eingesetzte Biogas, sondern auf die daraus auf erzeugte Strommenge bzw. Wärmeenergie beziehen, wurden diese Angaben wie in den Vorjahren um die Wirkungsgradverluste der Strom- und Wärmebereitstellung bereinigt. Der vereinfachend unterstellte einheitliche Wirkungsgrad von 85 % wurde beibehalten. Die heute bereits bekannten Projekte zur Biogaseinspeisung konnten auf Basis der dena-Projektliste [dena 2013a] regionalisiert werden. Für die zukünftig zusätzlich erwartete Biogaseinspeisung erfolgte eine Regionalisierung anhand der anteiligen **Landwirtschaftsfläche** eines Kreises an der gesamtdeutschen Landwirtschaftsfläche.

Tabelle 11: Biogaseinspeisung in Deutschland

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

* unter Berücksichtigung des angenommenen Wirkungsgrades von 85 %

Quelle: Prognos, Leitstudie 2011, dena 2013, Biogas-Monitoringbericht 2012

Nicht-konventionelles Gas wird gegenwärtig von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in einem bis zum Jahr 2015 laufenden Projekt untersucht. Ersten vorläufigen Abschätzungen zufolge liegen die technisch gewinnbaren Schiefergasressourcen bei 1,3 Bill. m³ ⁵ und damit deutlich über Deutschlands konventionellen Erdgasressourcen (0,15 Bill. m³) und -reserven (0,146 Bill. m³). Allerdings macht die BGR keine Aussagen zum wirtschaftlich förderbaren Potenzial des nicht-konventionellen Gases in Deutschland und betont, dass die zukünftige Nutzung dieser Gasvorkommen in Deutschland offen sei [BGR 2012a, b]. Daher wird in den Szenarien wie im Vorjahr keine Quantifizierung der Förderung solcher Gase vorgenommen.

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

Da die Erdgasinfrastruktur durch Power-to-Gas das Potenzial hat, große Mengen an Energie zu speichern, wird für die kommenden Jahre angestrebt, das Power-to-Gas-Szenario mit dem Schwerpunkt einer Einspeisung von synthetischem Methan zu aktualisieren, das sich auch in größeren Mengen problemlos in das Erdgasnetz integrieren lässt.

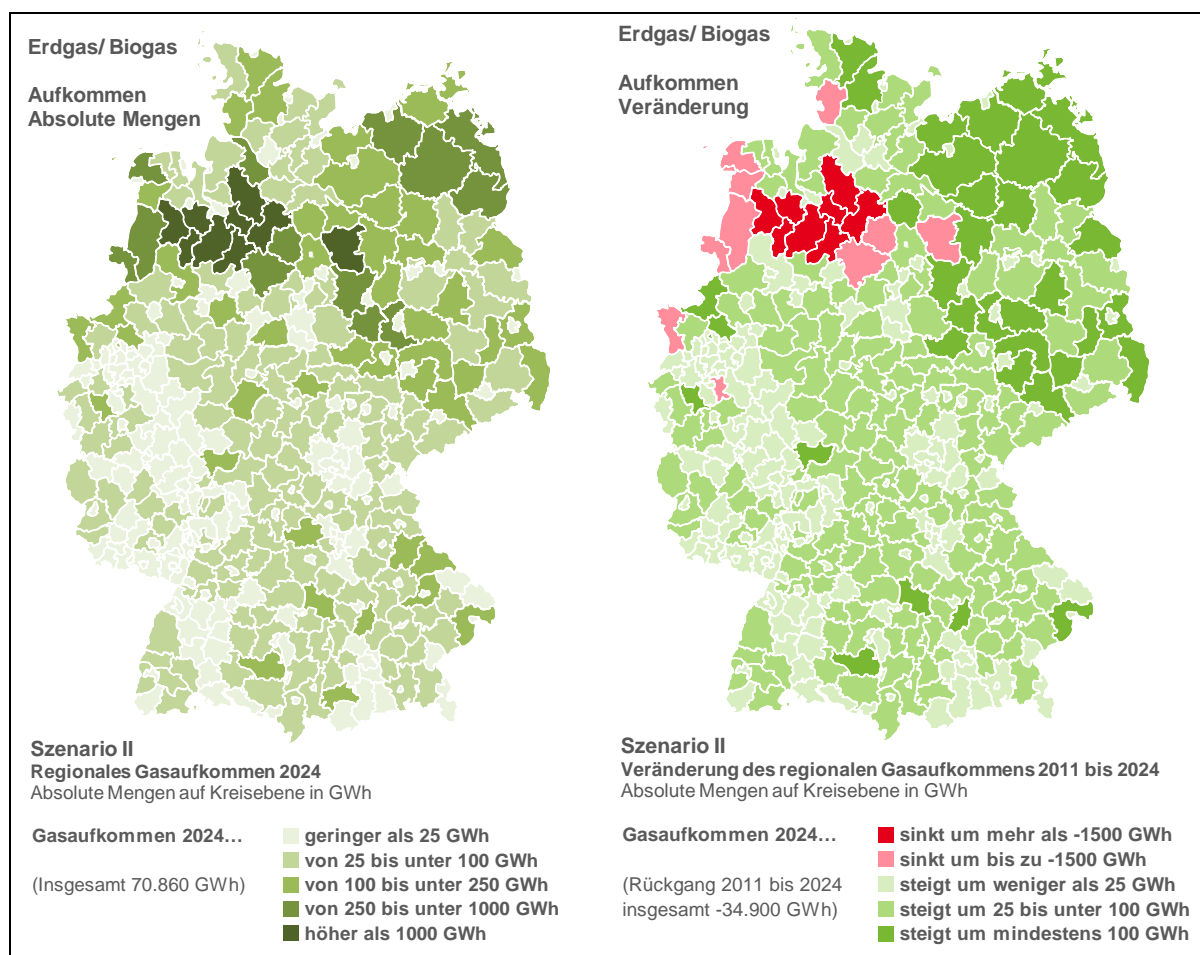
Mit großem Interesse haben die FNB den auch in der Konsultation des NEP 2013 geäußerten Vorschlag zur Entwicklung eines „Power to Gas-Potenzialatlas“ aufgenommen. Die FNB sind der Meinung, dass eine Konzeptstudie zu einem solchen Projekt in enger Abstimmung mit renommierten Forschungseinrichtungen und Universitäten erstellt werden sollte. Erkenntnisse aus diesen Untersuchungen, insbesondere zu der Frage, in welchem Maße Power-to-Gas zukünftig genutzt werden wird, könnten dann in den Netzentwicklungsplan Gas einfließen.

Diese Herangehensweise erscheint den FNB am sinnvollsten, da einerseits eine Reihe von Fragen, die bei der methodischen Konzeptionierung eines solchen Atlas' zu berücksichtigen sind, nicht kurzfristig im Rahmen des NEP-Prozesses geklärt werden können. Dazu gehören beispielsweise die Höhe regionaler Überschüsse an erneuerbar erzeugtem Strom und biogene/industrielle CO₂-Potentiale, sowie Wechselwirkungen zu bestehenden Infrastrukturen und technische Anlagenparameter. Andererseits ist auch absehbar, dass Power-to-Gas-Anlagen zum Teil in Gasverteilernetzen eine Rolle spielen werden und eine Einbeziehung der Verteilernetzbetreiber notwendig ist. Daher bietet sich eine Weiterverfolgung dieses Projektes außerhalb des Netzentwicklungsplans Gas an.

⁵ Hierbei handelt es sich um den Median. Die Spannweite reicht von 0,7 Bill. m³ bis 2,3 Bill. m³ [BGR 2012a].

Das gesamte **regionale Gasaufkommen aus Inlandsförderung und Biogas** im Jahr 2024 und deren Veränderung gegenüber dem Basisjahr 2011 zeigt die folgende Abbildung. Der Rückgang der deutschen Erdgasförderung wird in der rechten Karte der Abbildung 7 noch einmal besonders deutlich.

Abbildung 7: Szenario II: Regionales Gasaufkommen des Jahres 2024 und Veränderung gegenüber 2011 (Absolut in GWh)



Quelle: Prognos AG

6 L-Gas-Versorgung

Beschreibung der Situation

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

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

Die zuvor genannten Anforderungen lassen sich durch die sukzessive Umstellung von L-Gas-Netzbereichen auf H-Gas erreichen, wobei ein mittelfristiger Lösungsansatz für einige Bereiche die Konvertierung von H-Gas zu L-Gas sein könnte. Hierzu sollte die bestehende L-Gas-Transportinfrastruktur auch nach der Umstellung für H-Gas-Transporte nutzbar sein. Als Basis der Überlegungen dient die zukünftige Entwicklung der nationalen und lokalen L-Gas-Leistungsbilanzen.

L-Gas-Aufkommen

Das in Deutschland für Versorgungszwecke zur Verfügung stehende L-Gas stammt aus nationalen und internationalen Vorkommen. Insbesondere die Erdgasimporte aus den Niederlanden stellen einen deutlichen Teil der L-Gas-Versorgung dar. Darüber hinaus sind die inländische Produktion, Biogaseinspeisungen sowie die Kapazitätsbereitstellung aus den L-Gas Speichern zu berücksichtigen.

Importe aus den Niederlanden

Den größten Beitrag auf der Einspeiseseite erbringen die Importe aus den Niederlanden. Die Import-Leistung stellt über 60 % der L-Gas-Versorgungsleistung dar. Die aufgezeigte Import-Leistung ist der in den vergangenen vier Jahren zeitgleiche maximale Fluss an den drei Importpunkten Oude Statenzijl, Zevenaar und Winterswijk. Ein Teil dieser Leistung wird über unterbrechbare Kapazitäten zur Verfügung gestellt.

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

Der Rückgang der Produktionsleistung des Groningen-Feldes führt nach diesen Überlegungen zu einer Reduktion der L-Gas-Exportleistung nach Deutschland ab 2020.

Im Jahr 2029 stehen keine Exportleistungen nach Deutschland mehr zur Verfügung. Daher wird die Leistung bis 2020 konstant angesetzt und reduziert sich in den Folgejahren linear abfallend (um 10 % pro Jahr) bis auf einen Wert von 0 im Jahr 2029.

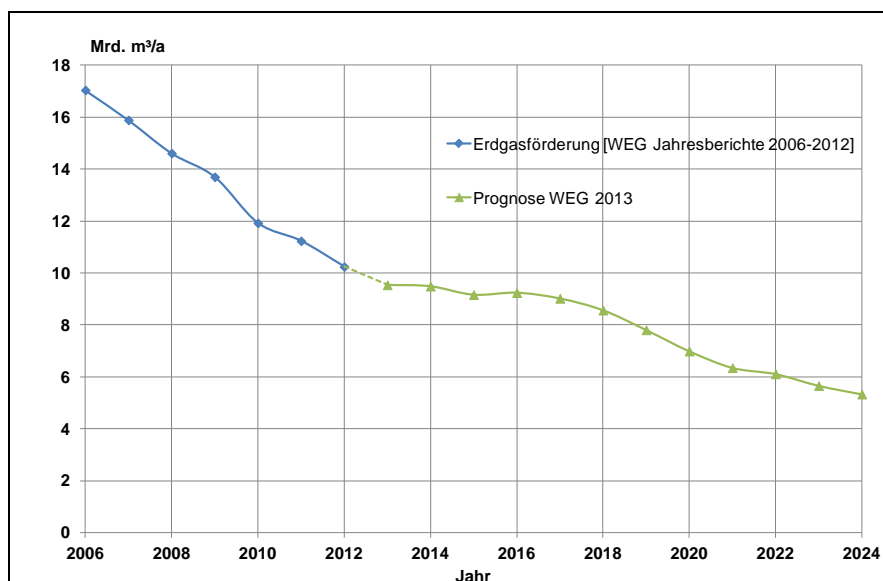
In den letzten Jahren sind im Umfeld des Groningen-Feldes vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Erdgasförderung gebracht werden. Zurzeit werden in Studien die Ursachen für die Erdbeben analysiert und eventuelle Maßnahmen zur Minderung untersucht. Die möglichen Auswirkungen auf die Exportleistung und somit für die Annahmen des Szenariorahmens werden frühestens ab dem Sommer 2014 einzuschätzen sein. In Abhängigkeit des Ergebnisses der Untersuchungen sind die angesetzten Importmengen aus den Niederlanden gegebenenfalls noch weiter zu reduzieren. Eine entsprechende Berücksichtigung kann daher frühestens im NEP Gas 2015 erfolgen.

Inländische Produktion

Abbildung 8 zeigt die historische und prognostizierte Produktionsentwicklung (Jahresmengen) der Erdgasförderung im Zeitraum 2006 bis 2024. Die Produktion der Jahre 2006 bis 2012 basiert auf den durch den Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (WEG) für die beiden wichtigsten deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems veröffentlichten Daten [WEG Jahresberichte 2006-2012]. Für die Zeit ab 2013 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des WEG bis zum Jahr 2024 (vgl. Tabelle 9 im Kapitel 5).

Wie aus Abbildung 8 deutlich wird, ist zwischen den Jahren 2006 bis 2013 ein kontinuierlicher, nahezu linearer Rückgang der Erdgasförderung zu verzeichnen. Entgegen diesem Trend wird seitens des WEG für die Jahre 2013 bis 2017 nur eine sehr geringfügige Abnahme der Produktionsmenge prognostiziert. Diese deutlich vom Trend der vergangenen Jahre abweichende Prognose begründet sich nach Aussage des WEG durch eine Reihe von geplanten Projekten zur Feldesentwicklung. Ab 2017 wird seitens der Produzenten wieder von einer kontinuierlichen Abnahme der Produktionsmengen ausgegangen.

Abbildung 8: Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



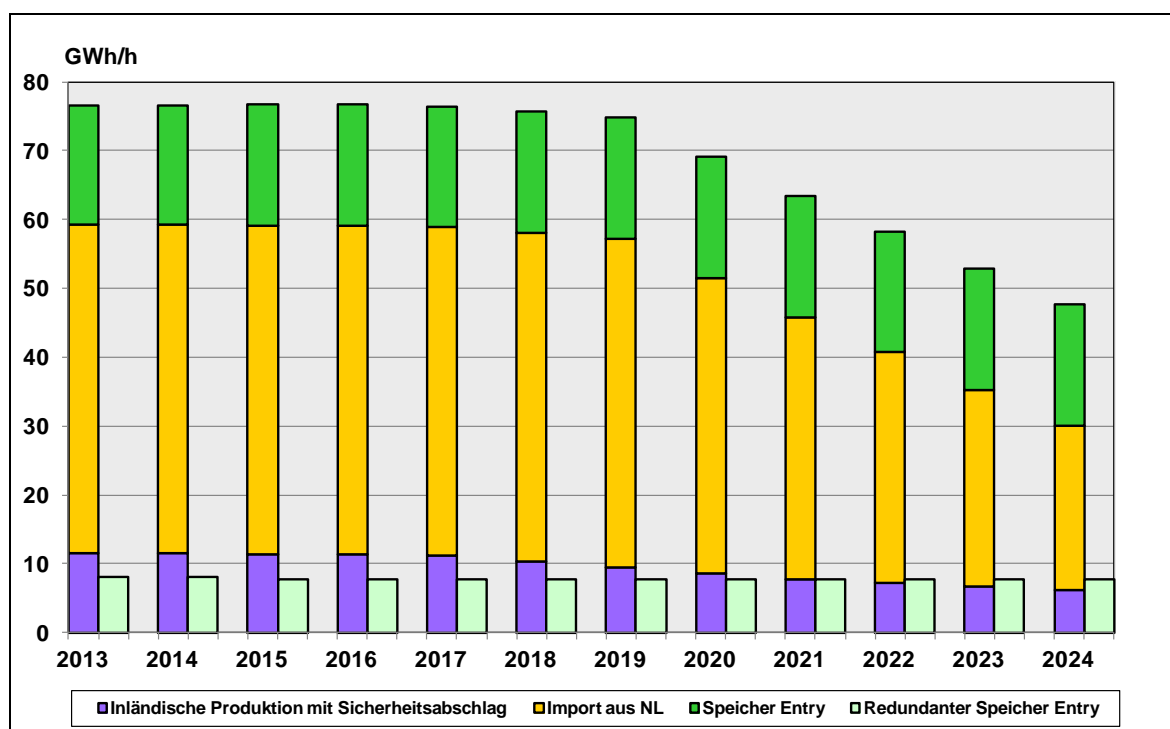
Quelle: WEG-Prognose 2013, Fernleitungsnetzbetreiber

Die für die Ermittlung der L-Gas-Kapazität verwendete Produktionsvorausschau ist im Detail in der Tabelle 9 in Kapitel 5 dargestellt. Da die vom WEG prognostizierten Kapazitäten in den letzten Jahren in der Regel nicht erreicht wurden, wird in der FNB-Planung in Abstimmung mit dem WEG die Kapazität mit Sicherheitsabschlag berücksichtigt.

Speicher

Bei der Speicherleistung wurde in der Regel die Leistung der Auslagerungskennlinien für einen 50 %-igen Füllstand angenommen. Hierbei wurden die Leistungen berücksichtigt, die transporttechnisch realisierbar sind. Teilweise besteht eine Konkurrenz bei der Nutzung der Transportkapazitäten zwischen der Auslagerung der Speicher zum Import aus den Niederlanden (siehe Redundanz in Abbildung 9). Je nach planerischer Reduktion der Importleistung kann daher eventuell eine höhere Leistung aus den Speichern angesetzt werden. Diese kann nicht in jedem Fall zur Erhöhung der Leistungsbilanz genutzt werden. Die folgende Abbildung 9 zeigt die aktuelle nationale Prognose der L-Gas-Leistung.

Abbildung 9: L-Gas-Einspeisekapazitäten bis 2024



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7 Gasbilanz in Deutschland

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

Tabelle 12: Entwicklung des Erdgas-Bedarfs in den Szenarien

Importbedarf Erdgas	Einheit	2011	2015	2016	2017	2024	Veränderung 2024 zu 2011
Szenario I	[TWh]	739	681	684	685	723	-2%
Szenario II	[TWh]	739	657	656	650	656	-11%
Szenario III	[TWh]	739	636	623	605	579	-22%

Quelle: Prognos AG

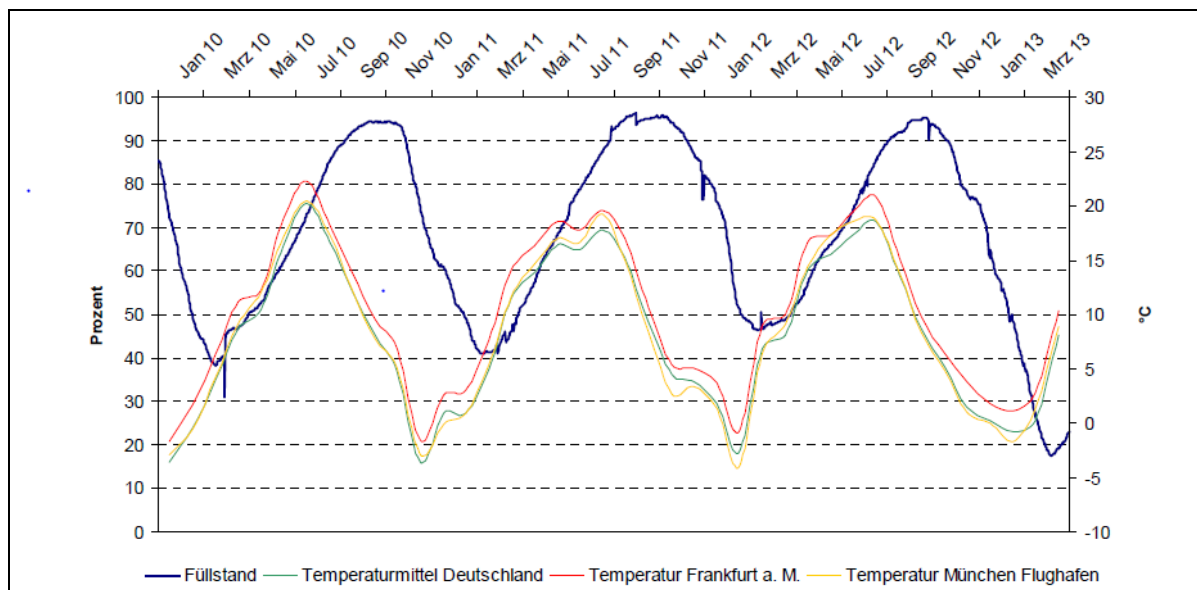
8 Erdgasspeicher in Deutschland

Rolle der Gasspeicher in der Energiewirtschaft

Gasspeicher haben in der Energiewirtschaft eine Doppelrolle:

- Ursprünglich dienten die Erdgasspeicher dem Ausgleich zwischen einem gleichmäßigen Erdgasbezug an den Grenzimportpunkten und einem temperaturabhängig stark schwankenden Erdgasverbrauch der Letztverbraucher. Durch den Einsatz der Speicher konnte 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 damit einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität zu leisten.
- In den letzten Jahren wurden die Speicher auch zunehmend unter kommerziellen Gesichtspunkten im Handelsbereich vermarktet. Neben der Strukturierung der schwankenden Lieferverpflichtungen an die Endkunden werden sie immer stärker auch zur allgemeinen Geschäftsoptimierung eingesetzt.

Abbildung 10: Entwicklung der Speicherfüllstände seit Januar 2010



Quelle: BNetzA Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/2013 [BNetzA 2013a]

Die Anteile dieser beiden Elemente können aus dem in Abbildung 10 dargestellten Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland abgelesen werden:

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

Insgesamt ist zu erkennen, dass die temperaturabhängige saisonale Nutzung in dem Zeitraum von Januar 2010 bis November 2012 bei Weitem überwog.

Aktuelle Speicherbefüllung 2013

Aktuell ist demgegenüber jedoch eine für die Versorgungssicherheit in Deutschland eher bedenkliche Entwicklung zu beobachten, die insbesondere auch in dem BNetzA-Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/2013 der BNetzA vom 20. Juni 2013 [BNetzA 2013] adressiert worden ist.

Wie die Analyse der BNetzA zeigt, nutzten viele Händler den Preisanstieg Anfang Dezember 2012 dazu, große Mengen Speichergas Ende November 2012 im Kurzfristhandel zu verkaufen, so dass der Füllstand aller deutschen Speicher schon am 13. Dezember 2012 wieder unter 80 % gesunken war. Auslöser war die – im Nachhinein falsche – Erwartung eines relativ milden Winters und dementsprechend niedrige Handelspreise für Gas für das 1. Quartal 2013.

Entgegen dieser Erwartung wurde die langjährige Mitteltemperatur im März 2013 deutlich unterschritten. Durch die anhaltende Kälte im März 2013 und die damit verbundenen hohen Börsenpreise wurden laut BNetzA bis weit in den April 2013 große Gasmengen aus den Untergrundspeichern ausgespeichert, so dass am 13. April 2013 ein Minimalfüllstand von 17,5 % erreicht wurde. In den vergangenen Jahren – und damit

selbst in der angespannten Lage des Februars 2012 – lagen die minimalen Speicherfüllstände hingegen zu Beginn der Einspeicherperiode, die jeweils etwa Mitte März begann, jeweils deutlich über 40 %.

Die FNB haben auf diesen Sachverhalt bereits mehrfach öffentlich hingewiesen und möchten auch in diesem öffentlichen Konsultationsdokument zum Szenariorahmen des NEP 2014 deutlich machen, dass sich bei nicht ausreichendem Speicherfüllstand zu Beginn des Winters 2013/2014 ernsthafte Risiken für die Versorgungssicherheit in Deutschland ergeben könnten.

Versorgungssicherheit ist eine gemeinsame Aufgabe aller Marktteilnehmer. Während die Infrastrukturbetreiber ihre technischen Anlagen störungsfrei zur Verfügung stellen, sind die Händler aufgefordert, für die jederzeitige Verfügbarkeit von ausreichenden Gasmengen zu sorgen. Dies gilt in besonderem Maße für das kommende Winterhalbjahr.

Modellierung im Netzentwicklungsplan 2014

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

Inwiefern ein Netzausbau zur Bereitstellung von darüber hinausgehenden festen Transportkapazitäten volkswirtschaftlich sinnvoll ist, wurde in der Entwicklung des NEP 2013 untersucht und intensiv diskutiert. Die FNB sehen vor, die Modellierung im NEP 2014 auf Basis der temperaturabhängig festen Kapazitäten für Gasspeicher (TaK) durchzuführen (siehe hierzu auch Kapitel 12 und Produktbeschreibung TaK im Anhang).

Grundlage der Modellierungen des NEP 2014 sind die heute bestehenden Speicher sowie die bis zum Ende der Konsultationsphase des Szenariorahmens am 09.08.2013 bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangenen Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV.

Die entsprechenden Entry- und Exit-Kapazitäten der heute bestehenden Speicher und der mit Stand vom 21.07.2013 den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV sind der Speicherliste im Anhang zu entnehmen. Ein Download dieser Liste ist auch unter www.fnb-gas.de möglich. Die Anfragen der österreichischen Speicher werden unter dem Vorbehalt, dass das Vorliegen der Voraussetzungen entsprechender Ausbaubehauptungen gemäß § 39 GasNZV zur Zeit im Rahmen von behördlichen und gerichtlichen Verfahren überprüft wird, als feste Kapazität in die Ausbauplanung aufgenommen.

In jüngster Vergangenheit gab es in größerem Umfang Kündigungen von Kapazitätsverträgen und damit verbundenen Lastflusszusagen durch Transportkunden an Gasspeichern. Sobald die in Kapitel 12 beschriebenen Voraussetzungen zur Bereitstellung der temperaturabhängig festen frei zuordenbaren Kapazitäten (TaK) vorliegen, können an diesen Punkten wieder feste Kapazitäten zur Verfügung gestellt werden.

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

9 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern

Entwicklung der Einspeisemengen aus den Nachbarländern

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

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

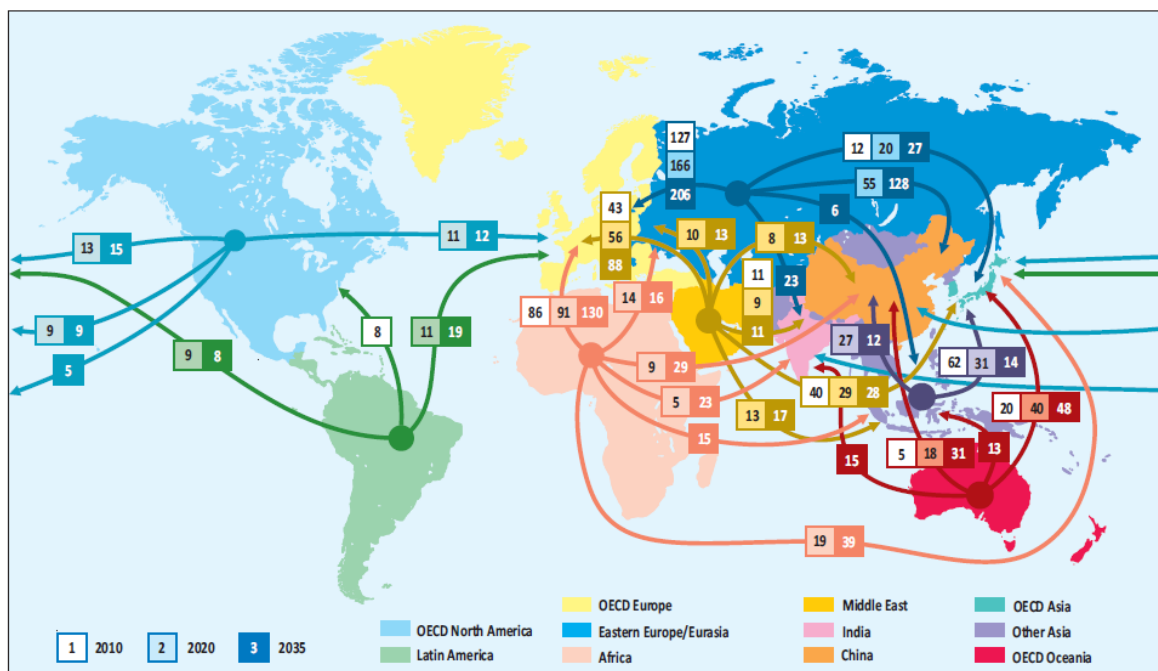
- LNG-Terminal Shannon (Irland) und LNG Malta (Malta), wegen nicht zu erwartender physischer Wirkung auf Deutschland,
- Pipelineprojekt Nabucco "West", da das Projekt nach neuesten Erkenntnissen nicht realisiert wird,
- White Stream und IGI (Poseidon), wegen nur begrenzt zur Verfügung stehenden Gasmengen aus dem kaspischen Raum für Westeuropa.

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

- LNG-Terminal Gate mit einer Erweiterungskapazität von 6,2 Mrd. m³/Jahr,
- LNG-Terminal Zeebrugge mit einer Erweiterungskapazität von 4 Mrd. m³/Jahr,
- Pipelineprojekt Nord Stream 3 und 4 mit zusammen ca. 55 Mrd. m³/Jahr.

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

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



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

Im WEO werden zwei Entwicklungszeiträume bis 2020 bzw. bis 2035 angegeben. Im NEP 2014 sind die Jahre 2019 und 2024 durch die FNB zu betrachten. Projekte mit internationaler Größenordnung und vor allem deren Auswirkung auf die deutsche Gasnetz-Infrastruktur sind erfahrungsgemäß unter Berücksichtigung noch längerer Zeiträume zu betrachten. Wegen der erheblichen Auswirkung auf den langfristigen Netzausbau in Deutschland haben die FNB den WEO-Zeitraum bis 2035 herangezogen. Aus dem WEO ergibt sich eine zusätzliche Gasverfügbarkeit für Gesamteuropa im Jahre 2035 gegenüber dem Jahr 2010 in Höhe von 228 Mrd. m³/Jahr. Die prognostizierten Mengen teilen sich in Mengen für Osteuropa (29 Mrd. m³/Jahr) und für Westeuropa (199 Mrd. m³/Jahr) auf. Die Gasmengen werden vor allem aus Nord- und Südamerika, Afrika, dem Nahen Osten sowie Russland bereitgestellt.

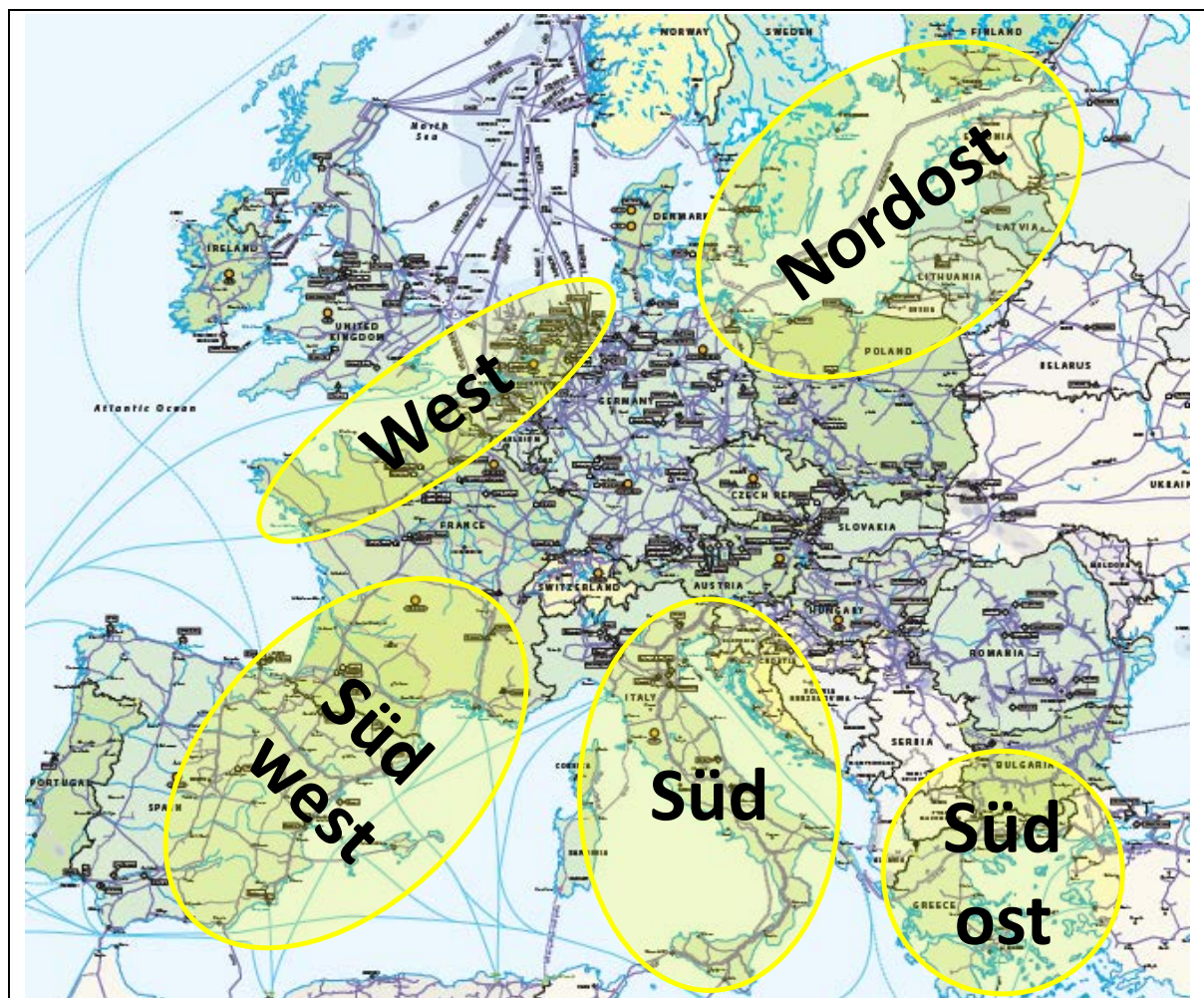
Grundsätzlich gehen die FNB davon aus, dass die neuen Gasmengen über zwei Transportmittel nach Europa kommen werden. Mengen aus Amerika, Teilmengen aus Afrika und dem Nahen Osten werden per Tankschiff als LNG (Liquefied natural gas) zur Verfügung gestellt. Mengen aus Russland, Teilmengen aus Afrika und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

Für die Region „West/Südwest“ gehen die FNB von einem Kapazitätsaufbau von 66 Mrd. m³/Jahr (vgl. Tabelle 13) aus. Der Kapazitätsaufbau ergibt sich durch den geplanten Neubau sowie die geplante Erweiterung bereits in Betrieb befindlicher LNG-Terminals. Für die Region „Süd/Südost“ gehen die FNB von einem LNG-Kapazitätsausbau in Höhe von 63,5 Mrd. m³/Jahr (vgl. Tabelle 13) aus. Der Ausbau der Kapazitäten im Süden wird

über geplante LNG-Terminals in Italien, Kroatien und Griechenland erreicht. Für die Region „Nordost“ gehen die FNB von einem LNG-Kapazitätsausbau in Höhe von 17 Mrd. m³/Jahr (vgl. Tabelle 13) aus. Hier wird der Kapazitätsausbau über geplante LNG-Terminals in Polen, den baltischen Staaten, Finnland und Schweden erreicht.

Die geplante Kapazität aller LNG-Projekte übersteigt die zu erwartenden LNG-Importe für Westeuropa in Höhe von 101 Mrd. m³/Jahr. Diese Importe ergeben sich aus der Differenz zwischen WEO-Importzuwachs für Westeuropa in Höhe von 199 Mrd.m³/Jahr und berücksichtigter Transportmenge über Pipeline-Projekt in Höhe von 98 Mrd. m³ (zur Herleitung vgl. Seite 33). Aus diesem Grund wurde die LNG-Kapazität je Region ratierlich im Verhältnis zur für Westeuropa zu erwartenden LNG-Importmenge berücksichtigt.

Abbildung 12: Regionen LNG Anlandung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis von GIE 2012

Tabelle 13: Berücksichtigte europäische Infrastrukturprojekte

Typ	Infrastrukturprojekte	Technische Kapazität (Mrd. m³/Jahr)	Region
Pipeline	TAP	11,0	Süd
Pipeline	GALSI	8,0	Süd
		19,0	Süd
Pipeline	South Stream	63,0	Südost
		63,0	Südost
Pipeline	Nord Stream 3+4	55,0	Nordost
		55,0	Nordost
LNG	Dunquerke LNG	13,0	West
LNG	Montoir LNG (Erweiterung)	6,5	West
LNG	Gate (Erweiterung)	6,2	West
LNG	Zeebrugge (Erweiterung)	4,0	West
LNG	Fos	19,0	West
		48,7	West
LNG	LNG RV Croatia	2,0	Süd
LNG	Api Nova (Falconara)	4,0	Süd
LNG	Brindisi	8,0	Süd
LNG	Zaule	8,0	Süd
LNG	Panigaglia	8,0	Süd
LNG	Porto Empedocle	8,0	Süd
LNG	Toscana	3,8	Süd
LNG	Medgaz (Gioia Tauro)	12,0	Süd
		53,8	Süd
LNG	Aegean LNG	5,0	Südost
LNG	Alexandroupolis	2,6	Südost
LNG	Revythoussa	2,1	Südost
		9,7	Südost
LNG	Bilbao	4,8	Südwest
LNG	Musel	8,0	Südwest
LNG	Sagunto	1,6	Südwest
LNG	Sines	3,0	Südwest
		17,3	Südwest
LNG	Tallinn LNG	2,9	Nordost
LNG	Paldiski LNG	2,6	Nordost
LNG	Klaipeda LNG	2,0	Nordost
LNG	Finngulf	1,0	Nordost
LNG	Göteborg	1,0	Nordost
LNG	Swinoujscie	5,0	Nordost
LNG	Swinoujscie	2,5	Nordost
		17,0	Nordost

Quelle: Die Fernleitungsnetzbetreiber, TYNDP

Die FNB haben im Rahmen des NEP 2013 Stellungnahmen mit dem Hinweis auf eine potenzielle Produktionssteigerung in Norwegen erhalten. Als eine mögliche Maßnahme zur Kapazitätserhöhung wurde die Steigerung der Importkapazität der Zeepipe in Belgien erwähnt. Nach aktuellem Kenntnisstand wird dieses Projekt nicht weiter entwickelt, so dass sich derzeit kein Ausbau der Transportkapazitäten von den norwegischen Produktionsstätten nach Kontinentaleuropa ableiten lässt.

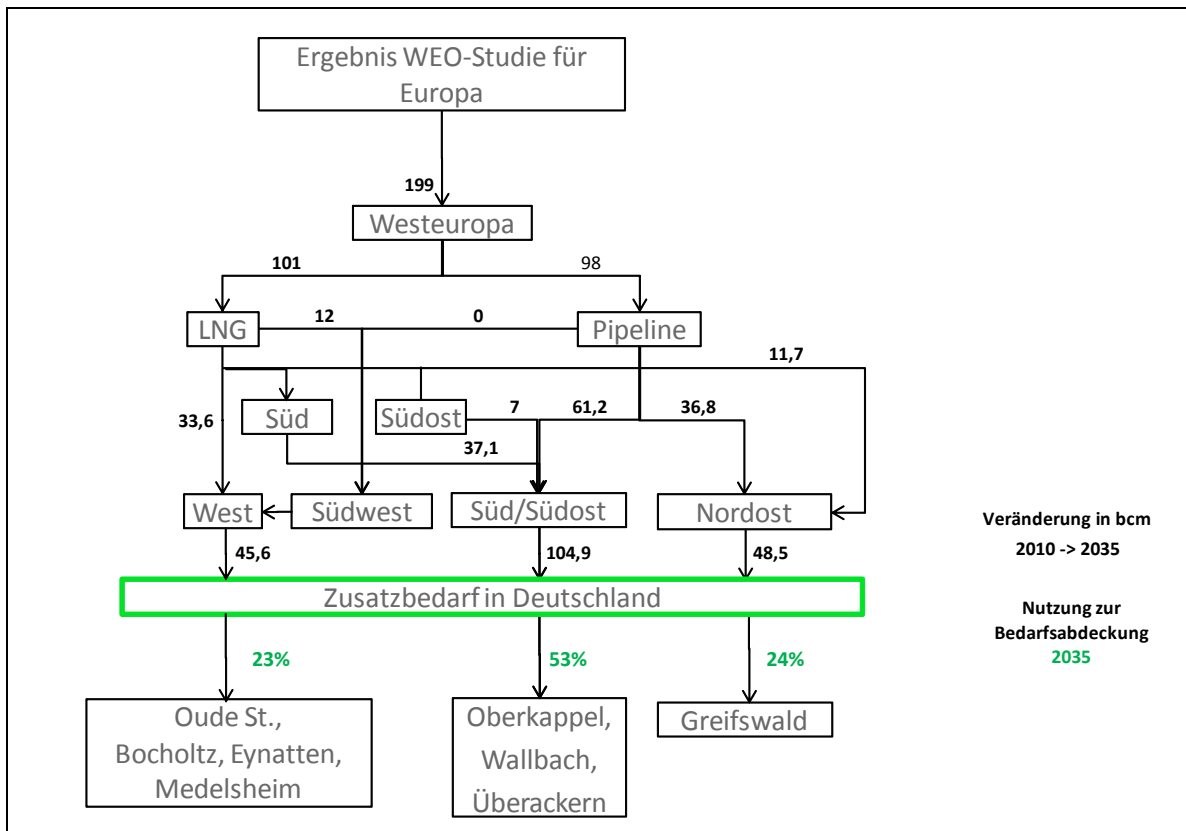
Die Nord Stream AG prüft derzeit im Rahmen einer Studie die Wirtschaftlichkeit und Machbarkeit einer Erhöhung der Importkapazitäten aus Russland durch die Ostsee. Darin

soll der Bau eines dritten und ggf. vierten Pipeline-Stranges mit einer Kapazität von je 27,5 bcm (20°C) bewertet werden. Die Nord Stream AG geht davon aus, dass die physische Verbindung mit dem deutschen Fernleitungsnetz in der Region des Greifswalder Bodden erfolgen wird. Die daraus folgenden Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf in Deutschland lassen sich derzeit nur sehr grob abschätzen und bedürfen, unter Berücksichtigung neuer Erkenntnisse, noch weiterer Untersuchungen. Im Rahmen der H-Gas Quellenverteilung wurde die Erweiterung der Nord Stream mit einer Kapazität von 55 Mrd. m³/Jahr in der Zone „Nordost“ berücksichtigt.

Über das geplante Pipeline-Projekt GALSI (8 Mrd. m³/Jahr) würden aus Nordafrika Gasmengen nach Italien, über South Stream aus Russland 63 Mrd. m³/Jahr und über die TAP aus dem Nahen Osten 11 Mrd. m³/Jahr in die Zone „Süd/ Südost“ eingespeist werden. Die Projekte GALSI und TAP wurden mit der vollständigen technischen Kapazität eingeplant. Die Projekte Nord Stream Erweiterung und South Stream sind ratierlich im Verhältnis des nach WEO aus Russland zu erwartenden Importzuwachses für Westeuropa (79 Mrd. m³/Jahr) berücksichtigt worden. Damit gehen die FNB davon aus, dass von den neuen Gasmengen für Westeuropa 98 Mrd. m³/Jahr über neue oder erweiterte Pipeline Projekte transportiert werden.

Um von der tatsächlichen Realisierung einzelner Infrastrukturmaßnahmen für neue Gasmengen in Europa weitestgehend unabhängig zu sein, haben sich die FNB für eine ratierliche Quellenverteilung entschieden. Der Zusatzbedarf wird aus den Regionen „West“, „Süd/ Südost“ und „Nordost“ gedeckt. Je Region wird der deutsche Zusatzbedarf im Verhältnis der jeweiligen Teilmenge einer Region zur vollständig für Westeuropa zur Verfügung stehenden Menge gedeckt. Der Zusatzbedarf in Deutschland wird entsprechend dem entwickelten Modell aus der Region „West“ zu 23 %, der Region „Süd/ Südost“ zu 53 % und der Region „Nordost“ zu 24 % erfüllt (vgl. Abbildung 13).

Abbildung 13: Modellrechnung zur H-Gas-Quellenverteilung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

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

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

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

Süd- und Südosteuropa

Als ein Teilprojekt des „TENP-Erweiterungsprojektes“ soll durch eine physische Reversierung an der deutsch-schweizerischen Grenze in Wallbach der Gasfluss von Süden nach Norden ermöglicht werden. Diese Investitionsmaßnahme soll nach derzeitigem Kenntnisstand eine Gesamtleistung von rund 10.500 MWh/h als feste Einspeisekapazität in Wallbach (teilweise mit Zuordnungsaufgaben) zur Verfügung stellen. Hiervon sollen die ersten 2.200 MWh/h bereits ab 2017 und die restliche Leistung von ca. 8.300 MWh/h ab 2018 bereitgestellt werden. Eine endgültige Investitionsentscheidung ist hier noch nicht getroffen. Das Projekt der Fluxys TENP GmbH befindet sich derzeit noch in einer Phase der Marktbefragung, daher sind die angegebenen Werte noch vorläufig.

Der Marktgebietsmanager (Marktgebietes Ost) Gas Connect Austria GmbH (GCA) hat in Kooperation mit den österreichischen Fernleitungsnetzbetreibern (FLN) den Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) für den Planungszeitraum 2013 – 2022 erstellt (siehe <http://www.gasconnect.at/de/Marktgebietsmanager>).

Laut KNEP 2013-2022 wurde für den Grenzübergangspunkt Überackern (Überackern-ABG) ein konstanter zusätzlicher Entry-Kapazitätsbedarf (Exit Österreich) von 217.848 Nm³/h ermittelt.

Der Entry-Kapazitätsbedarf an Grenzübergangspunkt Überackern bildet das „Maximum bezogen auf den Bedarf von allen Ausspeisepunkten“ des österreichischen Marktgebietes Ost ab.

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

Die Auswertung der Marktumfrage ergab folgende Aufteilung:

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

Damit werden ab 1.10.2013 festen Entry-Kapazitäten vom Grenzübergangspunkt auf den Speicheranschlusspunkt USP Haidach verlagert.

Nordosteuropa

Im April 2013 hat die Nord Stream AG im Rahmen der Nord Stream-Erweiterung (siehe oben) als ersten Schritt im internationalen Konsultationsverfahren nach der UNECE Espoo Konvention allen direkt betroffenen Ostseeanrainerstaaten ein Projektinformationsdokument (PID) zugestellt. Die direkt betroffenen Ostseeanrainer-Staaten haben den nicht direkt betroffenen Ostseestaaten dieses Dokument übergeben und damit die Konsultationen gemäß der Konvention eingeleitet. In diesem PID wird als geplanter

Fertigstellungstermin Ende 2018 angegeben. Mit der niederländischen Gasunie (siehe Stellungnahme zum NEP 2013) und der französischen GDF Suez hat Gazprom im ersten Halbjahr 2013 Absichtserklärungen über die Erweiterung der Nord Stream unterzeichnet.

Westeuropa

Entsprechend der Stellungnahme aus der Konsultation zum NEP 2013 der Fluxys Belgien können bis zu 16 GWh/h nach noch zu realisierenden Netzausbaumaßnahmen ab 2018 im belgischen Gasnetz über den Grenzübergangspunkt Eynatten nach Deutschland transportiert werden. Durch diese zusätzliche Kapazitätsbereitstellung könnten Gas-mengen aus den noch zu erweiternden LNG-Anlagen in Zeebrügge und Dünkirchen dem deutschen Markt bereitgestellt werden.

Gemäß dem „Plan décennal de développement du réseau de transport de GRTgaz 2013-2022“ hat sich der Bedarf, ab 2017/18 rund 4.200 MWh/h Erdgas über Medelsheim nach Deutschland zu transportieren, nicht bestätigt. GRTgaz hält die Option eines Gasflusses in Richtung Deutschland für 2020 in ihrem aktuellen Netzentwicklungsplan aufrecht. Dieses Datum weicht um 2 Jahre von der ursprünglichen und der im TYNDP genannten Planung ab. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen daher in Übereinstimmung mit dem französischen Netzentwicklungsplan bis auf weiteres davon aus, dass der heutige Exportpunkt Medelsheim ab 2020 mit einer festen Kapazität von zunächst rund 4.200 MWh/h als Importpunkt für nicht-odoriertes Gas genutzt werden kann.

Entwicklung der Ausspeisemengen zu den Nachbarländern

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

Belgien

Um die Versorgungssicherheit und die Liquidität des europäischen Erdgasbinnenmarktes zu fördern und zu verbessern, plant die Fluxys TENP GmbH die Investitionsmaßnahme „TENP Erweiterungsprojekt“. Ein Teil dieses Projekts ist ein bidirektionaler Ausbau der Transportleitung von der Verdichterstation in Stolberg nach Eynatten/Raeren (deutsch-belgische Grenze). Die feste Kapazität in Höhe von rund 10.500 MWh/h soll bis zum 01.01.2018 fertiggestellt werden. Alternativ kann eine Kapazität von rund 2.600 MWh/h von Stolberg nach Eynatten/Raeren bereitgestellt werden. Diese Mengen würden von Wallbach aus in die TENP eingespeist werden. Eine endgültige Investitionsentscheidung ist noch nicht getroffen. Das Projekt der Fluxys TENP GmbH befindet sich derzeit noch in einer Phase der Marktbefragung, daher sind die angegebenen Werte derzeit vorläufig.

Zurzeit erfolgen weitere Ausbaumaßnahmen im Netz der GASCADE, die noch in Zusammenhang mit dem Bau der Nord Stream Pipeline 1 und 2 stehen (Nord Stream onshore). Um den Abtransport der über die Nord Stream importierten russischen Gasmengen nach Westeuropa zu ermöglichen, wird auch die Ausspeisekapazität der westlichen Grenzübergangspunkte erhöht. Diese Ausbaumaßnahmen führen auch zu einer Erhöhung der Ausspeisekapazitäten am Grenzübergangspunkt der GASCADE nach Belgien in Eynatten. Hier ist eine Steigerung um ca. 1.300 MWh/h geplant. Alle Arbeiten

liegen voll im Zeitplan, so dass die Kapazitätssteigerung pünktlich zum 01.01.2014 erwartet wird.

Um den sich in verschiedenen Studien abzeichnenden europäischen Produktionsrückgang in Teilen zu kompensieren, wird ein erhöhter Exportbedarf von Deutschland in Richtung Belgien und im Weiteren nach Frankreich und UK erwartet, der durch Gasmengen aus der in Planung befindlichen Nord Stream-Erweiterung gedeckt werden kann. Dies würde zu einer weiteren Steigerung der Ausspeisekapazitäten am Grenzübergangspunkt Eynatten in Richtung Belgien führen. Die daraus folgenden Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf in Deutschland lassen sich derzeit nur sehr grob abschätzen und bedürfen, unter Berücksichtigung neuer Erkenntnisse, noch weiterer Untersuchungen.

Dänemark

Die Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD) hatte in der integrierten Open Season (IOS) 2009 einen signifikanten Transportbedarf in Richtung Dänemark und Schweden (DK/S) identifiziert, der durch die initiierten Ausbauprojekte (Projekt Ellund erste und zweite Stufe) befriedigt werden kann. Die zweite Projektstufe war noch als non-FID Projekt im TYNDP 2013-2022 enthalten. Zwischenzeitlich wurden die finalen Investitionsentscheidungen getätigt und die Planungsarbeiten wurden fortgesetzt. Die Plangenehmigungsverfahren verlaufen aktuell nach Plan, so dass mit der im NEP 2013 geplanten beschleunigten zweistufigen Kapazitätsbereitstellung in der ersten Stufe zum 4. Quartal 2014 bzw. in der zweiten Stufe gegen Ende 2015/Anfang 2016 gerechnet werden kann.

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

Frankreich

Aufgrund des Bedarfs für systemrelevante Kraftwerke und der hohen Nachfrage nach internen Bestellungen im südwestdeutschen Raum, wurden in Absprache mit der Bundesnetzagentur mittel- und langfristig ungebuchte Kapazitäten vom Punkt Medelsheim auf Kraftwerksanschlüsse und marktgebietsinternen Bedarf verlagert (vgl. Anlage 1 GÜP-Inputliste), um der Verpflichtung zur nachfrageorientierten Bewirtschaftung gemäß § 15 (3) EnWG nachzukommen. Dadurch ergibt sich für die Jahre ab 2014 eine Absenkung der FZK von Deutschland nach Frankreich im Vergleich zu den im TYNDP angenommenen Werten.

Niederlande

Um den sich in verschiedenen Studien abzeichnenden europäischen Produktionsrückgang in Teilen zu kompensieren, wird ein erhöhter Exportbedarf von Deutschland in Richtung Niederlande und im Weiteren nach UK erwartet, der durch Gasmengen aus der in Planung befindlichen Nord Stream-Erweiterung gedeckt werden kann. Dies würde zu einer weiteren Steigerung der Ausspeisekapazitäten am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl/ Bunde in Richtung Niederlande führen. Die sich daraus ergebenden Auswirkungen auf den Netzausbau innerhalb Deutschlands sind im Rahmen des Netzentwicklungsplanes 2014 unter Berücksichtigung neuer Erkenntnisse weiter zu analysieren und zu konkretisieren.

Polen

GASCADE hat gemeinsam mit dem polnischen Netzbetreiber GAZ-SYSTEM den bidirektionalen Ausbau des Netzpunktes Mallnow begonnen. Dieser Ausbau steht im Zusammenhang mit der Verordnung Nr. 994 / 2010 des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung. Durch die Erweiterung der Station sollen zukünftig bis zu 7 GWh/h Gas von Deutschland Richtung Polen transportiert werden können.

GAZ-SYSTEM hatte ferner bzgl. der Transportkapazitäten und des bidirektionalen Transports an den deutsch-polnischen Grenzübergangspunkten auch den Netzpunkt Lasow zur Sprache gebracht. Der im Frühjahr 2012 erstellte Regional Investment Plan für die Region Mittel- und Osteuropa (GRIP CEE) hat dieses Thema aufgegriffen. Hinweise auf konkrete, mit belastbaren Zahlen untersetzte Bedarfsentwicklungen liegen derzeit nicht vor. ONTRAS ist mit dem polnischen Netzbetreiber hierzu in Kontakt.

Österreich

Der Marktgebietsmanager (Marktgebietes Ost) Gas Connect Austria GmbH (GCA) hat in Kooperation mit den österreichischen Fernleitungsnetzbetreibern (FLN) den Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) für den Planungszeitraum 2013 – 2022 erstellt (siehe <http://www.gasconnect.at/de/Marktgebietsmanager>).

Für den Grenzübergangspunkt Überackern 2 (Überackern-SUDAL) zeigt der KNEP 2013-2022 einen zusätzlichen Exit-Kapazitätsbedarf (Entry Österreich) von 46.747 Nm³/h für die Jahre 2013 – 2017 und 157.222 Nm³/h für den restlichen Planungszeitraum 2018 – 2022.

10 Analyse historischer Unterbrechungen

Der FNB-Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 vom 01.04.2013 enthält eine Analyse historischer Unterbrechungen für den Betrachtungszeitraum 01.10.2010 bis 31.05.2012. Für die hier dargestellte Analyse wurde der Betrachtungszeitraum um ein Jahr erweitert und umfasst damit den Zeitraum vom 01.10.2010 bis zum 31.05.2013. Die dementsprechend um die Unterbrechungen im Zeitraum vom 01.06.2012 bis zum 31.05.2013 ergänzte Liste der historischen Unterbrechungen ist diesem Dokument als Anlage 3 beigelegt. Die Ergebnisse der Analyse der historischen Unterbrechungen werden in den folgenden Unterkapiteln getrennt nach Unterbrechungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten dargestellt.

In Bezug auf die Analyse der historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten an GÜP möchten die FNB generell anmerken, dass sie für die Frage der Netzausbauerfordernis primär die in Kapitel 9 behandelten Fragen als relevant ansehen. Historische Unterbrechungen können allenfalls als Indikation zu weitergehenden Untersuchungen der zukünftigen Entwicklung an den betreffenden GÜP dienen. Diese erfolgen in dem oben genannten Kapitel 9. Isoliert betrachtet, stellen die historischen Unterbrechungen aus Sicht der FNB keine ausreichende Basis für eine Ausbauentscheidung dar.

Unterbrechung fester Kapazitäten

Im Betrachtungszeitraum vom 01.10.2010 bis 31.05.2013 erfolgten neun Unterbrechungen fester Kapazitäten. Die Analyse dieser Unterbrechungen ergab:

- Am 02.05.2011 erfolgte eine zweistündige Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Bocholtz von den Niederlanden. Die Einschränkung wurde aufgrund eines Maschinenausfalls in der Verdichterstation Stolberg erforderlich. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus keine Ausbauefordernis ableiten.
- Am 19.09.2011 erfolgte eine einstündige Unterbrechung an einem Netzanschlusspunkt zu einem Letztverbraucher. Die Einschränkung erfolgte aufgrund einer Gasflussunterbrechung während einer geplanten Maßnahme an der Anschlussleitung. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus keine Ausbauefordernis ableiten.
- Am 02.08.2011 erfolgte eine 48-stündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Wallbach in die Schweiz. Die Einschränkung wurde erforderlich wegen einer geplanten Molchung des vorgelagerten Leitungssystems. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus keine Ausbauefordernis ableiten.
- Am 26.09.2011 erfolgte eine dreistündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität am Speicher Xanten. Die Einschränkung erfolgte wegen eines Anlagenausfalls während einer geplanten Maßnahme. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus keine Ausbauefordernis ableiten.
- Am 12.06.2012 erfolgte eine neunstündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität an einem Netzkopplungspunkt zu einem nachgelagerten Netzbetreiber. Die Einschränkung erfolgte während einer Sperrmaßnahme. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus keine Ausbauefordernis ableiten.

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

Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten

Entsprechend § 2 GasNZV ist die technische Kapazität das Maximum an fester Kapazität, das der Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Systemintegrität und der Erfordernisse des Netzbetriebs den Transportkunden anbieten kann. Laut § 11 GasNZV haben Fernleitungsnetzbetreiber sowohl feste als auch unterbrechbare Kapazitäten anzubieten. Hieraus folgt, dass unterbrechbare Kapazitäten in dem Umfang zu unterbrechen sind, in welchem der Saldo der Nominierungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten die technische Kapazität übersteigt.

Die Analyse der in dem Betrachtungszeitraum 01.10.2010 bis 31.05.2013 erfolgten Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten wurde an Übergabepunkten durchgeführt, an welchen die Unterbrechungsdauer länger als 1 % des Betrachtungszeitraums war.

Die Analyse wurde sowohl für den gesamten Zeitraum als auch für den gesamten Zeitraum ohne die Phase der in der angespannten Gasversorgungssituation vom 02.02.2012 bis einschließlich 15.02.2012 erfolgten Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten durchgeführt (siehe auch Bericht der BNetzA zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012 [BNetzA 2012, Abschnitt III]).

In der o.g. Phase der angespannten Gasversorgungssituation wurden in Süddeutschland Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten zur Wahrung der Systemstabilität im Marktgebiet NCG nach § 16 Abs. 1 EnWG an internen Bestellpunkten und Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern vorgenommen. Diese sind in der anhängenden Liste in anonymisierter Form aufgeführt.

Die FNB berücksichtigen die vollständig angefragte Leistung der internen Bestellung 2014 in sämtlichen Modellierungsvarianten (vgl. Kapitel 12). Damit wird jede unterbrechbare Leistung an internen Bestellpunkten im Rahmen der Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus in feste, frei zuordenbare Kapazitäten umgewandelt. Aus Sicht der FNB ist daher keine weitere Analyse dieser Unterbrechungen erforderlich.

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

Eine Übersicht der mittleren jährlichen Einschränkungsmengen ist in der folgenden Tabelle 14 und der Abbildung 14 pro Übergabepunkt und Transportrichtung dargestellt.

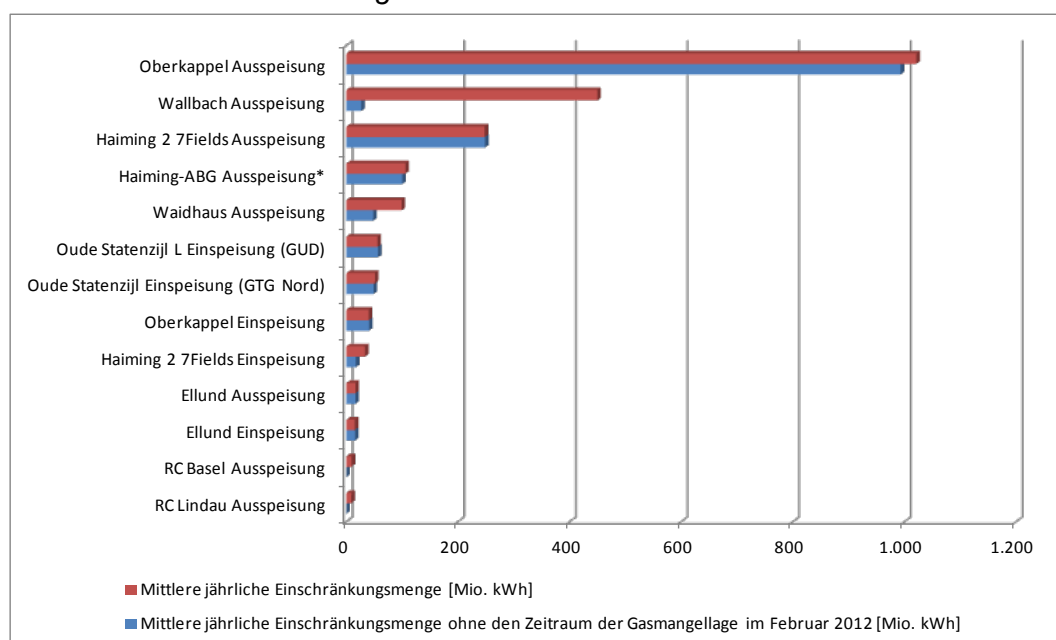
Tabelle 14: Übersicht mittlerer jährlicher Einschränkungsmengen unterbrechbarer Kapazitäten mit einem Anteil der Unterbrechungsdauer von mehr als 1 % im Auswertungszeitraum

Übergabepunkt	Mittlere jährliche Einschränkungsmenge ohne den Zeitraum der Gasmangellage im Februar 2012 [Mio. kWh]	Mittlere jährliche Einschränkungsmenge [Mio. kWh]	Anteil Unterbrechungsstunden am gesamten Beobachtungszeitraum [%]
Oberkappel Ausspeisung	993	1.021	32,24%
Wallbach Ausspeisung	27	449	3,03%
Haiming 2 7Fields Ausspeisung	248	248	2,24%
Haiming-ABG Ausspeisung*	100	106	5,69%
Waidhaus Ausspeisung	48	99	1,90%
Oude Statenzijl L Einspeisung (GUD)	57	56	2,31%
Oude Statenzijl Einspeisung (GTG Nord)	49	51	6,36%
Oberkappel Einspeisung	41	40	1,16%
Haiming 2 7Fields Einspeisung	17	33	1,11%
Ellund Ausspeisung	16	16	1,13%
Ellund Einspeisung	15	15	2,93%
RC Basel Ausspeisung	0	9	1,32%
RC Lindau Ausspeisung	0	9	1,32%

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 14: Übersicht mittlerer jährlicher Einschränkungsmengen unterbrechbarer Kapazitäten mit einem Anteil der Unterbrechungsdauer von mehr als 1 % im Auswertungszeitraum



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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Analyse der Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten an diesen Übergabepunkten ergab Folgendes:

Oberkappel Ausspeisung

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

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Überschreitung der maximalen technischen Kapazität.

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. Nach Bereitstellung dieser erhöhten Kapazität erfolgten durch OGE und GRTgaz Deutschland im Betrachtungszeitraum keine weiteren Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazität. Auch vor dem Hintergrund der in Kapitel 9 dargestellten Szenarien, nach denen eher ein Anstieg der Gasmengen aus der Gegenrichtung zu erwarten ist, kann eine über die genannte Erhöhung der Ausspeise-Kapazität hinausgehende Ausbaurfordernis aus Sicht der FNB aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht mit ausreichender Sicherheit 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 der Überschreitung der maximalen technischen Kapazität.

Unter anderem vor dem Hintergrund der Ende letzten Jahres erfolgten umfangreichen Kündigungen von Kapazitätsbuchungen an diesem Ausspeisepunkt und den in Kapitel 9 dargestellten Szenarien, nach denen eher ein Anstieg der Gasmengen aus der Gegenrichtung zu erwarten ist, kann eine Ausbaurfordernis aus Sicht der FNB aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht mit ausreichender Sicherheit abgeleitet werden.

Haiming 2 7Fields Ausspeisung

Dieser Ausspeisepunkt ist am Übergabepunkt „Überackern 7Fields“ in Österreich mit der Penta West und dem österreichischen Speicher 7Fields verbunden. Die langfristige Klassifizierung dieses Punktes als GÜP oder Speicheranbindungspunkt wird derzeit rechtlich geprüft. Bayernets und OGE vermarkten unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Erreichung der maximalen technischen Kapazität im ost-bayerischen Raum.

Der Ausbaubedarf an diesem Punkt wird im Netzentwicklungsplan 2014 entsprechend den in den Kapiteln 8 und 9 vorgesehenen Szenarien ermittelt. Die FNB gehen davon aus, dass sich durch die auf dieser Basis zu ermittelnden Netzausbaumaßnahmen eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern einstellt. Ein darüber hinausgehender

Netzausbaubedarf an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/Überackern ist zur Zeit für die FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht mit ausreichender Sicherheit ableitbar.

Haiming-ABG Ausspeisung

Der Ein-/ Ausspeisepunkt Haiming-ABG war im Betrachtungszeitraum netzhydraulisch nur als Einspeisepunkt nutzbar. Gegenstromtransporte (Ausspeisung) waren nur möglich, wenn in Hauptstromrichtung ausreichende Gasmengen nominiert wurden und die maximale technische Kapazität im ost-bayerischen Raum nicht überschritten wurde.

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

Durch Anpassung bestehender Netzanlagen (u.a. Errichtung/Umbau der GDRM-Anlage Lengthal 1 und Bichl) wurde der Gasaustausch zwischen dem SÜDAL-System und dem restlichen Marktgebiet NCG verbessert.

Waidhaus Ausspeisung

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

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

Auch vor dem Hintergrund der in Kapitel 9 dargestellten Szenarien kann eine Ausbaurfordernis aus Sicht der FNB aus diesen historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht mit ausreichender Sicherheit abgeleitet werden.

Oude Statenzijl L Einspeisung (GUD)

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

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Erreichung der maximalen technischen Kapazität in das Transportsystem der GUD.

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.

Eine Ausbaurfordernis kann aus Sicht der FNB aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht mit ausreichender Sicherheit abgeleitet werden.

Oude Statenzijl Einspeisung (GTG Nord)

An diesem Einspeisepunkt wird Erdgas mit der Qualität L-Gas aus dem niederländischen Gastransportnetz der Gasunie Transport Services B. V. übernommen. GTG Nord

vermarktete bis zum 1.10.2012 feste und unterbrechbare Einspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Ab dem 01.10.2012 hat die GTG Nord ein neues Kapazitätsmodell eingeführt. Dieses Modell beinhaltet die Aufteilung der Kapazität in die Produkte bFZK, DZK und unterbrechbare Kapazitäten. Die bFZK unterliegt einer Temperaturbedingung, aus der eine Aufteilung der bFZK in einen festen und unterbrechbaren Teil erfolgt. Alle Unterbrechungen ab dem 1.10.2012 beziehen sich entweder auf die Unterbrechung der unterbrechbaren Kapazität oder auf die Unterbrechung des unterbrechbaren Teils der bFZK. Die Unterbrechungen der unterbrechbaren Kapazität erfolgten aufgrund der Erreichung der maximalen technischen Kapazität an der Station Oude Statenzijl in das Transportsystem der GTG Nord.

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.

Eine Ausbaurfordernis kann aus Sicht der FNB aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten bzw. dem unterbrechbaren Teil der bFZK nicht mit ausreichender Sicherheit abgeleitet werden.

Oberkappel Einspeisung

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

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Überschreitung der maximalen technischen Kapazität.

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

Der Ausbaubedarf an diesem Einspeisepunkt wird im Netzentwicklungsplan 2014 entsprechend den in Kapitel 9 vorgesehenen Szenarien ermittelt. Eine darüber hinausgehende Ausbaurfordernis kann aus Sicht der FNB aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht mit ausreichender Sicherheit abgeleitet werden.

Haiming 2 7Fields Einspeisung

Dieser Einspeisepunkt ist am Übergabepunkt „Überackern 7Fields“ in Österreich mit der Penta West und dem österreichischen Speicher 7Fields verbunden. Die langfristige Klassifizierung dieses Punktes als GÜP oder Speichieranbindungspunkt wird derzeit rechtlich geprüft. Bayernets und OGE vermarktet unterbrechbare Einspeisekapazitäten an diesem Punkt. Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Erreichung der maximalen technischen Kapazität im ost-bayerischen Raum.

Der Ausbaubedarf an diesem Punkt wird im Netzentwicklungsplan 2014 entsprechend den in den Kapiteln 8 und 9 vorgesehenen Szenarien ermittelt. Die FNB gehen davon aus, dass sich durch die auf dieser Basis zu ermittelnden Netzausbaumaßnahmen eine

deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern einstellt. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern ist zur Zeit für die FNB aus den historischen Unterbrechungen nicht mit ausreichender Sicherheit ableitbar.

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 der Erreichung der maximalen technischen Kapazität der DEUDAN und des Antransports vom GASPOOL- bzw. NCG-Marktgebiet.

Nach den Planungsvorgaben (siehe Anhang) werden in allen Szenarien des NEP ab 2015 höhere Exportkapazitäten in Richtung Dänemark zur Verfügung stehen.

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 der Erreichung der maximalen technischen Kapazität der DEUDAN und des Weitertransports zum NCG-Marktgebiet.

Vor dem Hintergrund der zurück gehenden dänischen Erdgasreserven kann aus Sicht der FNB eine Ausbaurfordernis aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht mit ausreichender Sicherheit abgeleitet werden.

RC Basel Ausspeisung

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

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

Vor dem Hintergrund, dass diese Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nur in dem o. g. Zeitraum erfolgten, kann aus Sicht der FNB eine Ausbaurfordernis aus diesen Unterbrechungen nicht mit ausreichender Sicherheit abgeleitet werden.

RC Lindau Ausspeisung

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

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

Vor dem Hintergrund, dass diese Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nur in dem o.g. Zeitraum erfolgten, kann aus Sicht der FNB eine Ausbaurfordernis aus diesen Unterbrechungen nicht mit ausreichender Sicherheit abgeleitet werden.

11 Versorgungssicherheit

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

Im NEP 2012 haben die FNB den Ausfall des größten Gasimportpunkts Mallnow (H-Gas) und eine Reduzierung der inländischen Produktion (L-Gas) modelliert. Im Entwurf des NEP 2013 wurde die angespannte Gasliefersituation der ersten Februarhälfte 2012 analysiert. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen zu diesen Versorgungsstörungen werden auch in der Modellierung des NEP 2014 berücksichtigt.

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

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

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

Dieses Ergebnis stimmt nach Auffassung der FNB mit den Ergebnissen der entsprechenden Untersuchungen des Monitoring-Berichts 2012 der BNetzA und des BKartA vom 27.11.2012 [BNetzA/BKartA 2012] überein.

Vor diesem Hintergrund besteht nach Ansicht der FNB für den NEP 2014 weder die Notwendigkeit, weitere fiktive Versorgungsstörungen zu simulieren, noch aktuell ein konkreter Anlass für eine ausführliche Betrachtung von tatsächlichen Versorgungsengpässen. Vielmehr sehen die FNB im NEP 2014 eine präventive Betrachtung zu den Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung entsprechend § 15a Abs. 1 EnWG vor. Die FNB werden angesichts der sinkenden Verfügbarkeit von L-Gas sowohl aus den inländischen als auch aus den niederländischen L-Gas Quellen die Ausbaumaßnahmen für die Marktraumumstellung untersuchen. Diese werden zur Gewährleistung der hohen Versorgungssicherheit im NEP 2014 in den Modellierungsvarianten berücksichtigt.

12 Modellierung und Modellierungsvarianten

Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für die Erstellung des NEP 2014. Hierfür wird die in diesem Dokument beschriebene Energiebetrachtung (Arbeit) in eine Leistungsbilanz überführt und die Ergebnisse werden regionalisiert.

Auf der Basis dieser Leistungsbilanz werden für die deutschen Fernleitungsnetze Szenarien zu den zukünftigen Gasflüssen (Lastfluss-Szenarien) für Deutschland entwickelt und zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmt. Die Modellierung der Lastfluss-Szenarien erfolgt entlang der im folgenden Abschnitt in der Tabelle 15 dargestellten Modellierungsvarianten.

Abweichend vom Vorgehen im NEP 2013 sollen die FNB nach Vorgabe der BNetzA bei der Modellierung des NEP 2014 das „Trennungsmodell“ für neue Kraftwerke und Speicher zugrunde legen. Außerdem sollen die unverbindlichen 10-Jahres-Prognosen der nachgelagerten Netzbetreiber stärker berücksichtigt werden. Diese Vorgaben werden in den nachfolgenden Abschnitten dargestellt und bewertet.

Die FNB weisen bereits an dieser Stelle darauf hin, dass eine mögliche erweiterte Berücksichtigung der unverbindlichen Prognosen ohne den im EnWG vorgesehenen Nachweis der Angemessenheit des Bedarfs erfolgen würde und im Widerspruch zu den Zielen der Energiewende in Deutschland stünde.

„Trennungsmodell“

Der in dem NEP-Entwurf vom 01.04.2013 vorgeschlagene Umfang des Netzausbaus beruht auf dem Ansatz der Kapazitätsprodukte feste Dynamisch Zuordenbare Kapazitäten (DZK) für Kraftwerke (ehemals: Kraftwerksprodukt/KWP) und feste temperaturabhängige Kapazitäten (TaK). Die Produktbeschreibungen befinden sich im Anhang zu diesem Szenariorahmen.

In der Diskussion dieses Entwurfs wurde erstmalig am 14.05.2013 in Bonn von der BNetzA die Anwendung eines sogenannten „Trennungsmodells“ vorgeschlagen. Laut BNetzA soll die Ausgestaltung der nach erfolgtem Netzausbau tatsächlich am Markt angebotenen Kapazitätsprodukte getrennt von den im NEP modellierten Kapazitätsprodukten DZK für Kraftwerke und TaK betrachtet werden.

In die Modellierung des NEP 2014 werden die FNB entsprechende Planungsprämissen zum Anschluss neuer Kraftwerke und Speicher zugrunde legen. Für Kraftwerke sehen die FNB daher eine strömungsmechanisch in allen Situationen realisierbare Verbindung zu einem Einspeisepunkt mit Zuordnung zu einem liquiden Handelspunkt oder Speicher vor. Für Speicher planen die FNB mit einer temperaturabhängig festen Einspeise-/Ausspeisekapazität in voller Höhe und damit zu 100 % der neu angefragten Kapazitäten. Für von der Behörde beschiedene Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV werden die FNB den Netzausbau unter dem Vorbehalt der Rechtswirksamkeit der entsprechenden Entscheidung und mit dem in der Entscheidung vorgegebenen Kapazitätsprodukt „feste Kapazitäten“ (worunter auch ein Kapazitätsprodukt mit Zuordnungsaufgaben fallen kann) im NEP 2014 modellieren.

Die Anwendung des Trennungsmodells führt dazu, dass die bis zum Jahre 2023 nach dem NEP 2013 zu bauende Infrastruktur nicht ausreichend ist, um damit für alle

Kraftwerks- und Speichieranfragen nach §§ 38/39 GasNZV feste Kapazitäten zur Verfügung zu stellen, die frei zuordenbar sind. Die so entstehende Deckungslücke soll dann zukünftig durch die Nutzung marktbasierter Instrumente (insbesondere Lastflusszusagen, Kapazitätsüberbuchung/-rückkauf und lokale Regelenergie) geschlossen werden.

Sofern und soweit der rechtliche/regulatorische Rahmen sachgerecht weiter entwickelt wird und die Marktteilnehmer die erforderlichen marktbasierten Instrumente verlässlich und zu angemessenen Konditionen anbieten, sehen sich die FNB in der Lage, Produkte mit mehr Flexibilität unter Berücksichtigung der zeitlichen Verfügbarkeit der marktbasierten Instrumente anbieten.

Die FNB weisen jedoch schon hier vorsorglich darauf hin, dass die o.g. marktbasierten Instrumente zur Schaffung von festen Kapazitäten bislang von Teilen der BNetzA eher restriktiv und ablehnend gesehen werden. Zudem ist aufgrund der geringen Anbieterzahl und der Erfahrungen der Vergangenheit damit zu rechnen, dass diese Instrumente im Bedarfsfall ggf. sehr teuer angeboten werden könnten oder im Einzelfall wegen mangelnder Liquidität des Marktes für diese Instrumente überhaupt nicht zur Verfügung stehen. Dies gilt umso mehr, als die potenziell anbietenden Marktteilnehmer ja wissen, dass die FNB (nach Auffassung der BK4) verpflichtet sind, vollumfänglich feste Kapazitäten verfügbar zu machen. Ob so das Ziel eines volkswirtschaftlich kosten-effizienten Gasnetzausbaus und -betriebs erreicht werden kann, erscheint mehr als fraglich. Darüber hinaus ist unter den gegebenen rechtlichen bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen derzeit nicht ausgeschlossen, dass die Kosten für den Ankauf marktbasierter Instrumente zu einem Nachteil für die FNB im Effizienzvergleich führen. Zugleich würden die FNB ggf. dazu gezwungen, unverhältnismäßig hohe Risiken einzugehen. Auch ist eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung bislang nicht sichergestellt.

Berücksichtigung der unverbindlichen 10-Jahres-Prognosen der nachgelagerten Netzbetreiber

Die FNB leiten aus dem im Szenariorahmen unterstellten zurückgehenden Gasbedarf eine rückläufige Leistungsentwicklung ab. Für die einzelnen Verbrauchssektoren werden unterschiedliche Entwicklungstrends (insbesondere ein Rückgang im Haushaltsbereich) sowie spezifische Benutzungsstunden (Verhältnis Arbeit zu Leistung) unterstellt. Aus Sicht der FNB induziert ein rückläufiger Wärmebedarf v.a. im Haushaltssektor einen rückläufigen Leistungsbedarf.

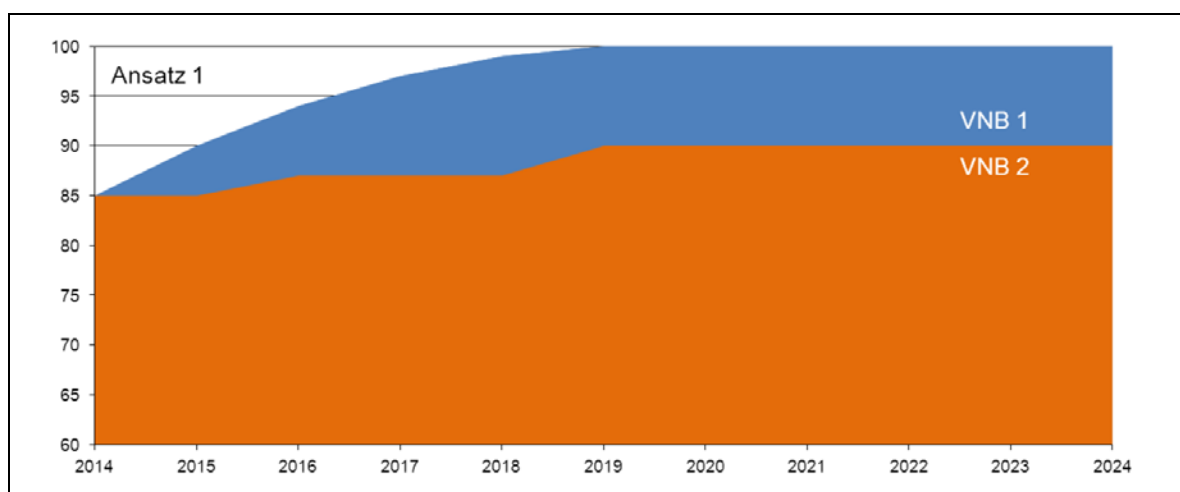
Die für die einzelnen Kreise von den FNB unterstellten Entwicklungen beruhen auf Regionalstatistiken (u. a. Statistik des Verarbeitenden Gewerbes) sowie Studien zu den Auswirkungen der regionalen Demografie- und Wirtschaftsentwicklung auf den Energiebedarf auf Kreisebene. Somit werden durch die FNB-Methodik regional unterschiedliche Entwicklungen in den Prognosen berücksichtigt.

Daher halten es die FNB für sachgerecht, den Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Netzbetreiber in **Modellierungsvariante II.1** aus der deutschlandweiten, regionalisierten Entwicklung des Erdgasverbrauchs auf Basis des Szenario II des vorliegenden Szenariorahmens abzuleiten.

Im ergänzenden Fragenkatalog der BNetzA vom 13.06.2013 zur Konsultation des NEP 2013 wurden – neben dem Modellierungsansatz gemäß II.1 – zwei weitere Modellierungsansätze zur Diskussion gestellt:

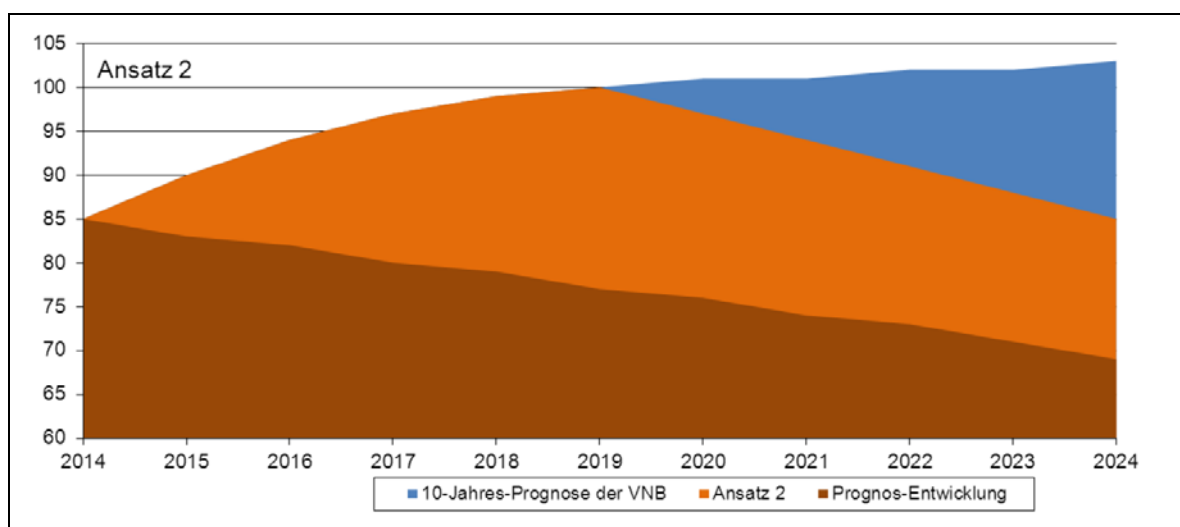
- Ansatz 1: Prognose der Verteilnetzbetreiber gemäß Kooperationsvereinbarung für fünf Jahre, danach konstante Fortschreibung für die prognostizierten Jahre 6 bis 10
- Ansatz 2: Prognose der Verteilnetzbetreiber gemäß Kooperationsvereinbarung für fünf Jahre, im Anschluss Prognos-Rückgang

Abbildung 15: Beispielhafte Darstellung von Kapazitätsentwicklungen gemäß Prognose zweier Verteilnetzbetreiber (VNB 1 und VNB 2) für die ersten fünf Jahre mit einer konstanten Fortschreibung ab Jahr 6 (Ansatz 1)



Quelle: BNetzA (Ergänzende Fragen zur Konsultation des Netzentwicklungsplans 2013 vom 13.06.2013)

Abbildung 16: Beispielhafte Darstellung von Kapazitätsentwicklungen gemäß Prognose der Verteilnetzbetreiber (VNB) für die ersten fünf Jahre und FNB/Prognos ab Jahr 6 (Ansatz 2)



Quelle: BNetzA (Ergänzende Fragen zur Konsultation des Netzentwicklungsplans 2013 vom 13.06.2013)

In den Ansätzen 1 und 2 soll die Prognose der VNB für die nächsten 5 Jahre als Grundlage angesetzt werden.

Hinsichtlich der Berücksichtigung der Prognosejahre 6 bis 10 ergibt sich bei einer konstanten Fortschreibung gemäß Ansatz 1 über den gesamten Prognosezeitraum betrachtet ein Anstieg des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber. Dies widerspricht aus FNB-Sicht deutlich den Prämissen des Szenarios II des Szenario-rahmens, der einen Rückgang des Erdgasverbrauchs in Deutschland beinhaltet (der wiederum einen Leistungsrückgang impliziert). Der Leistungsanstieg widerspricht auch den Annahmen des Szenarios I des Szenario-rahmens, der ebenfalls von einem Verbrauchsrückgang ausgeht.

Aus den vorgenannten Gründen werden die FNB den modifizierten Ansatz 1 in der **Modellierungsvariante I** nur in einer indikativen Berechnung berücksichtigen.

Gemäß der in Ansatz 2 vorgeschlagenen Berücksichtigung eines Kapazitätsrückgangs in den Jahren 6 bis 10 ergibt sich über den gesamten Prognosezeitraum betrachtet (bezogen auf die entsprechenden Werte des NEP 2013) ein leicht sinkender Kapazitätsbedarf. Damit steht Ansatz 2 – im Gegensatz zu Ansatz 1 – nicht grundsätzlich im Widerspruch zu den Annahmen des Szenario-rahmens.

Daher werden die FNB den leicht modifizierten Ansatz 2 in der **Modellierungsvariante II.2** berücksichtigen: In Anlehnung an die aktuelle Fassung der Kooperationsvereinbarung §16 (4)⁶ wird bis einschließlich 2018 die plausibilisierte Prognose der VNB übernommen, für die Folgejahre 2019-2024 wird die Bedarfsentwicklung gemäß Szenario II berücksichtigt. Da die angefragte interne Bestellung für das Jahr 2014 bereits in voller Höhe in der Modellierung berücksichtigt wird, ergibt sich damit zusammen mit dem 4-Jahres-Zeitraum insgesamt ein 5-Jahreszeitraum.

Hinsichtlich der **Plausibilisierung** der Prognose der VNB in den Modellierungsvarianten I sowie II.2 schlagen die FNB folgende Vorgehensweise vor:

- Liegt der Prognosewert für 2018 deutlich über dem Bestellwert für das Jahr 2014 (Zuwächse von mehr als 10% über 4 Jahre⁷), so ist eine Plausibilisierung seitens des VNB erforderlich. Der FNB wird in diesen Fällen den VNB kontaktieren, um eine abgestimmte Prognose zu entwickeln. Sollte es zu keiner gemeinsamen Einschätzung des Kapazitätsbedarfs kommen, ist ggf. die Einschaltung der BNetzA erforderlich.
- In allen anderen Fällen wird die Prognose der VNB bis zum Jahr 2018 unverändert in die Modellierung übernommen.

Die FNB möchten abschließend darauf hinweisen, dass die Modellierungsvariante II.1 den im Szenario-rahmen unterstellten Rückgang des Erdgasverbrauchs in Deutschland sachgerecht in eine entsprechende Leistungsentwicklung überführt.

⁶ Bei einem Zusatzbedarf des VNB können verbindliche Kapazitätsanfragen für einen Zeitraum von mindestens 4 Jahren abgegeben werden.

⁷ Dieser Wert kann in Abstimmung mit der BNetzA angepasst werden. Im NEP 2013 lagen 3% der Langfristprognosen für das Jahr 2017 um mehr als 10% über dem Wert für 2013 (17 von 573 Netzknoten, vgl. Anlage 1 zum Entwurf des NEP 2013).

Die FNB gehen davon aus, dass einem Teil der unverbindlichen VNB-Prognosen bis zum Jahr 2018 konkrete Planungen der VNB zugrunde liegen – neben Neuanschlüssen sind hier vermutlich aber auch Außerbetriebnahmen von Flexibilitätsinstrumenten enthalten.

Bisher liegen quantifizierte nachvollziehbare Begründungen für einen steigenden Kapazitätsbedarf jedoch nur für einen kleinen Teil der unverbindlichen Langfristprognosen der VNB vor. Daher lässt sich auf Basis der den FNB zurzeit vorliegenden Informationen nicht mit ausreichender Sicherheit ausschließen, dass teilweise stark vereinfachende Annahmen über die Entwicklungen im jeweiligen Netzgebiet getroffen wurden.

So ist festzustellen, dass – in der Regel ohne plausible Begründung – im Rahmen des NEP 2013 80 % der unverbindlichen Prognosewerte der internen Bestellungen für das Jahr 2023 denselben Wert wie für das Jahr 2014 beinhalten und bezogen auf das Basisjahr 2013 64 % der unverbindlichen Prognosewerte bis zum Jahr 2023 konstant fortgeschrieben werden (vgl. Anlage 1, NEP-Entwurf vom 01.04.2013).

Demzufolge besteht das Risiko, dass unter Ansatz von nicht plausibilisierten Annahmen ein über den tatsächlichen Bedarf hinausgehender Netzausbau ausgelöst würde.

Modellierungsvarianten

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen durch die gesetzlichen Vorgaben bei der Auswahl der zu berechnenden Szenarien für den NEP 2014 vor der Herausforderung, einerseits wesentliche zukünftige Entwicklungen abzubilden und sich andererseits bei den Berechnungen auf ein im gegebenen Zeitrahmen erfüllbares Maß zu beschränken. Die Modellierung von Lastflussszenarien und die Bestimmung des hierdurch ausgelösten Ausbaubedarfs ist ein aufwendiges und zeitintensives Verfahren. Vor diesem Hintergrund sehen die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Auswahl und Spezifizierung für die Modellierung im NEP 2014 vor:

Der Schwerpunkt der Modellierung liegt auf der Gasbedarfs-Entwicklung des **Szenarios II**, welches aus heutiger Sicht einen realistischen Entwicklungspfad abbildet. Auf dieser Basis werden Parameter der internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber variiert (**Varianten II.1 und II.2**). Alle anderen Parameter bleiben unverändert (vgl. Tabelle 15). Die in Kapitel 10 dargestellten Erkenntnisse des aus den historischen Unterbrechungen ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs werden in der Modellierung berücksichtigt. Die zurzeit bestehenden Lastflussszusagen (LFZ) werden für den kontrahierten Zeitraum in der Modellierung berücksichtigt. Dem entsprechend erfolgt keine Fortschreibung von nicht kontrahierten LFZ.

Zusätzlich wird Variante I in Abhängigkeit von den mit der Modellierung verbundenen zeitlichen Anforderungen behandelt. Diese Modellierungsvariante greift nicht auf das Szenario I des Szenariorahmens zurück, sondern verwendet die internen Bestellungen der Verteilernetzbetreiber (VNB). Nicht berechnet wird Variante III.

Die vorgeschlagenen Modellierungsvarianten im Einzelnen:

Tabelle 15: Modellierungsvarianten im Szenariorahmen zum NEP 2014

Gasbedarf	optional Hoher Gasbedarf	verpflichtend Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)	verpflichtend Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)	keine Berechnung Niedriger Gasbedarf (Szenario III)	verpflichtend Marktraum-Umstellung
Modellierungsvariante	VNB-Prognose, danach konstant	Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II	VNB-Prognose, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II	Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario III	L-Gas-Bilanz 2030
Bezeichnung	I	II.1	II.2	III	L.2030
Berechnung	indikativ 2024	vollständig (2019/)* 2024	vollständig (2019/)* 2024	keine Berechnung	Bilanzanalyse
Nachgelagerte Netzbetreiber (interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2014 Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2018, danach konstant (Basis Ansatz 1)**	Startwert: Interne Bestellungen 2014 Entwicklung: Entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung	Startwert: Interne Bestellungen 2014 Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2018, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II (Basis Ansatz 2)**	Startwert: Interne Bestellungen 2014 Entwicklung: Entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario III des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung	Analyse der langfristigen L-Gas- Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030
GÜP / H-Gas Quellen	Ausbaubedarf entspr. Kap. 9 Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP. Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung.				
MÜP	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung				
Untergrundspeicher	§ 39 Ausbaubegehren: 100% TAK				
Kraftwerke	Neubau entsprechend BNetzA-Kraftwerksliste gem. Szenario II und heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke: 100 % DZK für Kraftwerke				
Industrie	Konstanter Bedarf				
Lastflussszusagen	Berücksichtigung von Lastflussszusagen (LFZ) für den kontrahierten Zeitraum und damit keine Fortschreibung von nicht kontrahierten LFZ				
Historische Unterbrechungen	Analyse der historischen Unterbrechungen unter Einbeziehung sämtlicher Unterbrechungen von Oktober 2010 bis Mai 2013 und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs				

* Die FNB werden nach Modellierung der 2024er-Varianten entscheiden, welche Variante zusätzlich für das Jahr 2019 vollständig berechnet wird.

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

Variante I: VNB-Prognose, danach konstant

- Indikative Berechnung für das Jahr 2024.
Die Modellierungsvariante greift nicht auf das Szenario I des Szenariorahmens zurück (vgl. auch Seite 4).
- Kapazitätsbedarf nachgelagerte Netzbetreiber:
Startwert: Interne Bestellungen 2014; Entwicklung entsprechend der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2018, danach konstant (Basis Ansatz 1; vgl. Präsentation der BNetzA vom 18.06.2013 auf dem BNetzA-Workshop zum NEP 2013). Die Plausibilisierung der 10-Jahres-Prognose wird in Kapitel 12 beschrieben.
- Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten (GÜP) und H-Gas-Quellen:
Ausbaubedarf nach Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP; Kapazität fest, Bestandskapazitätsqualität inkl. bFZK etc. wird fortgeführt (vgl. Liste im Anhang). Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung (vgl. Abbildung 13).
- Marktgebietsübergangspunkte (MÜP):
Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung
- Untergrundspeicher (UGS):
Speicher-Neubau bzw. Erweiterungen mit Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (Stichtag: 09.08.2013) werden mit 100 % der angefragten Leistung als feste temperaturabhängige Kapazität (TaK, vgl. Anhang neue Kapazitätsprodukte) angebunden.
- Kraftwerke:
Keine Veränderung bei nicht-systemrelevanten Bestandskraftwerken; Neubau entsprechend BNetzA-Kraftwerksliste gem. Szenario II und heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke werden mit 100 % DZK für Kraftwerke modelliert (vgl. Kapitel 3)
- Industrie:
Annahme eines langfristig konstanten Gasbedarfs für die direkt an das Netz der FNB angeschlossenen Industriestandorte
- Lastflussszusagen:
Berücksichtigung von Lastflussszusagen (LFZ) für den kontrahierten Zeitraum und damit keine Fortschreibung von nicht kontrahierten LFZ
- Historische Unterbrechungen:
Analyse der historischen Unterbrechungen unter Einbeziehung sämtlicher Unterbrechungen von Oktober 2010 bis Mai 2013 und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs

Variante II.1: Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II

- Vollständige Berechnung für das Jahr 2024 auf der Basis von Szenario II des Szenariorahmens. Die FNB werden nach Modellierung der 2024er-Varianten entscheiden, welche Variante zusätzlich für das Jahr 2019 vollständig berechnet wird.
- Kapazitätsbedarf nachgelagerte Netzbetreiber:
Startwert: Interne Bestellungen 2014; Entwicklung entsprechend der deutschlandweiten Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung
- Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten (GÜP) und H-Gas-Quellen:
Ausbaubedarf nach Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP; Kapazität fest, Bestandskapazitätsqualität inkl. bFZK etc. wird fortgeführt (vgl. Liste im Anhang). Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung (vgl. Abbildung 13).
- Marktgebietsübergangspunkte (MÜP):
Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung
- Unterspeicher (UGS):
Speicher-Neubau bzw. Erweiterungen mit Ausbaubegleichen nach § 39 GasNZV (Stichtag: 09.08.2013) werden mit 100 % der angefragten Leistung als feste temperaturabhängige Kapazität (TaK, vgl. Anhang neue Kapazitätsprodukte) angebunden.
- Kraftwerke:
Keine Veränderung bei nicht-systemrelevanten Bestandskraftwerken; Neubau entsprechend BNetzA-Kraftwerksliste gem. Szenario II und heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke werden mit 100 % DZK für Kraftwerke modelliert (vgl. Kapitel 3)
- Industrie:
Annahme eines langfristig konstanten Gasbedarfs für die direkt an das Netz der FNB angeschlossenen Industriestandorte
- Lastflusszusagen:
Berücksichtigung von Lastflusszusagen (LFZ) für den kontrahierten Zeitraum und damit keine Fortschreibung von nicht kontrahierten LFZ
- Historische Unterbrechungen:
Analyse der historischen Unterbrechungen unter Einbeziehung sämtlicher Unterbrechungen von Oktober 2010 bis Mai 2013 und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs

Variante II.2: VNB-Prognose, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II

- Vollständige Berechnung für das Jahr 2024 auf der Basis von Szenario II des Szenariorahmens und der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der VNB. Die FNB werden nach Modellierung der 2024er-Varianten entscheiden, welche Variante zusätzlich für das Jahr 2019 vollständig berechnet wird.
- Kapazitätsbedarf nachgelagerte Netzbetreiber:
Startwert: Interne Bestellungen 2014; Entwicklung entsprechend der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2018, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II (Basis Ansatz 2; vgl. Präsentation der BNetzA vom 18.06.2013 auf dem BNetzA-Workshop zum NEP 2013). Die Plausibilisierung der 10-Jahres-Prognose wird in Kapitel 12 beschrieben.
- Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten (GÜP) und H-Gas-Quellen:
Ausbaubedarf nach Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP; Kapazität fest, Bestandskapazitätsqualität inkl. bFZK etc. wird fortgeführt (vgl. Liste im Anhang). Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung (vgl. Abbildung 13).
- Marktgebietsübergangspunkte (MÜP):
Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung
- Unterspeicher (UGS):
Speicher-Neubau bzw. Erweiterungen mit Ausbaubegleichen nach § 39 GasNZV (Stichtag: 09.08.2013) werden mit 100 % der angefragten Leistung als feste temperaturabhängige Kapazität (TaK, vgl. Anhang neue Kapazitätsprodukte) angebunden.
- Kraftwerke:
Keine Veränderung bei nicht-systemrelevanten Bestandskraftwerken; Neubau entsprechend BNetzA-Kraftwerksliste gem. Szenario II und heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke werden mit 100 % DZK für Kraftwerke modelliert (vgl. Kapitel 3)
- Industrie:
Annahme eines langfristig konstanten Gasbedarfs für die direkt an das Netz der FNB angeschlossenen Industriestandorte
- Lastflusszusagen:
Berücksichtigung von Lastflusszusagen (LFZ) für den kontrahierten Zeitraum und damit keine Fortschreibung von nicht kontrahierten LFZ
- Historische Unterbrechungen:
Analyse der historischen Unterbrechungen unter Einbeziehung sämtlicher Unterbrechungen von Oktober 2010 bis Mai 2013 und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs

Variante III: Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario III

- Keine Berechnung von Szenario III des Szenariorahmens.
- Kapazitätsbedarf nachgelagerte Netzbetreiber:
Startwert: Interne Bestellungen 2014; Entwicklung entsprechend der deutschlandweiten Entwicklung auf Basis Szenario III des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung
- Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten (GÜP) und H-Gas-Quellen:
Ausbaubedarf nach Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP; Kapazität fest, Bestandskapazitätsqualität inkl. bFZK etc. wird fortgeführt (vgl. Liste im Anhang). Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung (vgl. Abbildung 13).
- Marktgebietsübergangspunkte (MÜP):
Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung
- Unterspeicher (UGS):
Speicher-Neubau bzw. Erweiterungen mit Ausbaubegleichen nach § 39 GasNZV (Stichtag: 09.08.2013) werden mit 100 % der angefragten Leistung als feste temperaturabhängige Kapazität (TaK, vgl. Anhang neue Kapazitätsprodukte) angebunden.
- Kraftwerke:
Keine Veränderung bei nicht-systemrelevanten Bestandskraftwerken; Neubau entsprechend BNetzA-Kraftwerksliste gem. Szenario II und heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke werden mit 100 % DZK für Kraftwerke modelliert (vgl. Kapitel 3)
- Industrie:
Annahme eines langfristig konstanten Gasbedarfs für die direkt an das Netz der FNB angeschlossenen Industriestandorte
- Lastflusszusagen:
Berücksichtigung von Lastflusszusagen (LFZ) für den kontrahierten Zeitraum und damit keine Fortschreibung von nicht kontrahierten LFZ
- Historische Unterbrechungen:
Analyse der historischen Unterbrechungen unter Einbeziehung sämtlicher Unterbrechungen von Oktober 2010 bis Mai 2013 und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs

L-Gas-Bilanz 2030

Wie in den Kapiteln 5 und 6 erläutert, geht zum einen die L-Gas-Produktion in Deutschland zurück und zum anderen sind rückläufige Importe aus den Niederlanden zu berücksichtigen. Vor dem Hintergrund des Gasbedarfs in den mit L-Gas versorgten Gebieten besteht zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit die Notwendigkeit, Netzbereiche von einer L-Gas- auf eine H-Gas-Versorgung umzustellen.

Die FNB schlagen vor, die Analyse der langfristigen L-Gas-Leistungsbilanz gegenüber der Analyse im NEP 2013 um folgende Untersuchungen zu erweitern:

- Erweiterung der L-Gas-Bilanz bis 2030
- Berücksichtigung der Marktraum-Umstellungsgeschwindigkeit (Anzahl der pro Jahr umstellbaren Geräte)

Anhang

Feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten für Kraftwerke (DZK für Kraftwerke)

Allgemeines

Anknüpfend an das im NEP 2013 dargestellte Kapazitätsprodukt für Kraftwerke wird im Folgenden das DZK-Produkt für Kraftwerke „Feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten für Kraftwerke“ beschrieben.

Mit dem nachfolgend beschriebenen DZK für Kraftwerke soll der Ausbaubedarf in den Netzen gesamtwirtschaftlich effizient gestaltet werden, in dem ein Entry-Punkt (Grenzübergangspunkt zu liquiden Handelspunkten oder Speicherpunkt) dem Ausspeisepunkt zum Kraftwerk zugeordnet wird, über den im Engpassfall das Kraftwerk unterbrechungsfrei weiter versorgt werden kann.

Insbesondere muss für jeden Ausspeisepunkt, für den das DZK für Kraftwerke dem Markt angeboten wird, erkennbar sein, auf welchen Einspeisepunkt oder auf welche Einspeiszone sich die Zuordnungsaufgabe bezieht. Gemäß der Forderungen der Regulierungsbehörde ist darzustellen, dass ausreichend freie Kapazität an den zugeordneten Punkten vorhanden ist.

Die genauen Fristen für eine Vorankündigung der Unterbrechung sind in Abstimmung mit den Marktpartnern noch genauer zu ermitteln. Sie müssen sich sowohl an den physikalischen Unterbrechungsgründen als auch an den Handelszeiten am benachbarten, liquiden VHP sowie den Fristen für Nominierungen orientieren. Die FNB prüfen derzeit, ob Vorlaufzeiten größer als drei Stunden möglich sind.

Des Weiteren haben Buchungen grundsätzlich durch Händler oder den Kraftwerksbetreiber zu erfolgen. Eine Systemdienstleistung durch den FNB ist nicht vorgesehen. Für Buchungen am Alternativ-Entry ist zu berücksichtigen, dass entryseitig – also Einspeisung in das System mit Engpass – eine feste oder eine unterbrechbare Buchung und exitseitig – also Abgabe aus einem angrenzenden System ohne Engpass – bevorzugt eine feste Buchung zulässig ist.

Im Rahmen des NEP 2013 wurden Kosten-Nutzen-Analysen durchgeführt, die einen volkswirtschaftlichen Vorteil des DZK-Produkts für Kraftwerke ergeben. Das Entgelt des DZK-Produkts für Kraftwerke wird zwischen dem von FZK und unterbrechbaren Kapazitäten liegen und kann bei den einzelnen FNB variieren.

Für die Bearbeitung der offenen Fragen haben die FNB mit Kraftwerksbetreibern und Händlern unter der Koordination des FNB Gas eine Arbeitsgruppe gebildet.

Tabelle 16: Produkt-Schnellcheck DZK für Kraftwerke

Produkt-Schnellcheck	
Fakten	
Bezeichnung:	Feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten für Kraftwerke (DZK für Kraftwerke)
Entgelt:	FNB-individuell (zwischen uK und FZK)
Produktlaufzeit:	langfristig (bei §39-Anfragen)
Entry-Zuordnung:	in Abhängigkeit der Lage, jährliche Festlegung in Absprache
Bilanzkonto-Einbringung:	Eigenes Subbilanzkonto für Entry- und Exit-Buchung
Aktuelle Diskussion	
Entry-Kapazität im Unterbrechungsfall des VHP-Zugangs im Produkt enthalten (FNB-Angebot)	
Vorlauf Unterbrechungs-vorankündigung:	>= 3 Stunden (abhängig von physikalischen Unterbrechungsgründen, VHP-Handelszeiten, (Re-) Nominierungsfristen), FNB prüfen längere Vorlaufzeiten

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Beschreibung und Erläuterungen

Grundsätzlich gilt, dass eine Anfrage nach einer Kraftwerkskapazität in jedem Fall netzplanerisch zu prüfen ist. Dies gilt insbesondere wegen der Bemessung von ggf. notwendigen Ausbauten. Die Anfragen werden stets gemäß gültigen gesetzlichen Fristen bearbeitet.

Ein DZK-Produkt für Kraftwerke muss nicht an jeder Stelle des Systems möglich sein, grundsätzlich jedoch gilt:

- das DZK-Produkt für Kraftwerke ist ein neues spezielles Kapazitätsprodukt,
- das DZK-Produkt für Kraftwerke kann auch einen Ausbau erfordern, dieser sollte aber hinsichtlich der erforderlichen Investitionen günstiger und somit effizienter sein als ein FZK-Ausbau, ansonsten wird die Kapazität als FZK dargestellt und angeboten,
- sofern noch feste frei zuordenbare Kapazität für die Zuordnung zu Kraftwerken konkurrierend zur Verfügung steht, wird diese entsprechend der Reihenfolge der §§ 38/39 GasNZV-Anträge zugeteilt,
- die Kapazität steht im Regelfall am GASPOOL-VHP bzw. NCG-VHP zur Verfügung,
- die Absicherung der Kapazität ist im Engpassfall durch Nutzung von Speichern oder Anbieten eines alternativen VHP (national/ international) über den Ausgleichsentry möglich.

Eine notwendige Voraussetzung für das DZK-Produkt für Kraftwerke sollte die sowohl entry- als auch exitseitige Einbringung der entsprechenden Kapazitäten in ein Subbilanzkonto des jeweiligen Bilanzkreises sein. Hierdurch kann sichergestellt werden, dass

mindestens die Menge des Kraftwerksbezugs in das Engpass-System bei einem Anforderungsfall eingespeist wird. Somit wird eine Mindesteinspeisung sichergestellt, welche auch ex-post eindeutig zugeordnet werden kann.

Das DZK-Produkt für Kraftwerke findet im NEP 2014 nur auf Kraftwerke Anwendung, die einen Kapazitätsanspruch auf Basis der §§ 38/39 GasNZV haben oder als systemrelevant eingestuft sind, d.h. i.d.R. direkt an den Netzen der FNB angeschlossene oder sich potenziell anschließende Kraftwerke. Kraftwerke in Netzen der Verteilernetzbetreiber sind in den jeweiligen internen Bestellungen zu berücksichtigen. Stichtag für die Aufnahme neuer Kraftwerke ist der 09.08.2013.

Die von den FNB im Entwurf des NEP 2013 vorgeschlagene Zuordnung der Entrypunkte zu den Kraftwerken wurde von der BNetzA im Zeitraum vom 24.04. bis zum 21.06.2013 konsultiert. Die Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses durch die BNetzA steht zurzeit noch aus. Zur Vermeidung von parallelen Prozessen verzichten die FNB in dieser Konsultation auf die Erstellung eines Zuordnungsvorschlags.

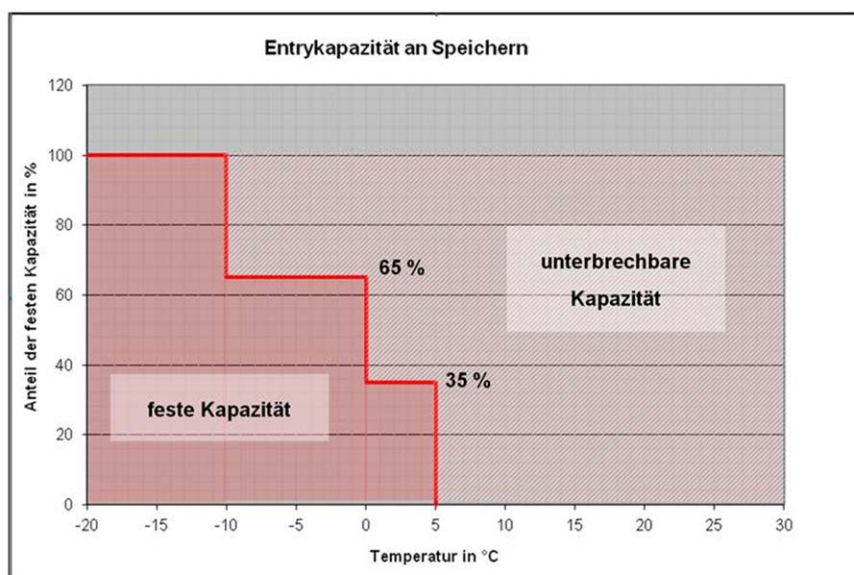
Ein Beispiel für die Wirkungsweise des DZK-Produkts im Raum Köln/Aachen ist im NEP 2013 aufgeführt.

Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern

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

Dem Transportkunden wird dadurch die Möglichkeit gegeben, handelsoptimiert am Markt teilzunehmen. Eine TaK am Speicher gibt den FNB die Möglichkeit, eine Entry- oder Exit-Kapazität an Speichern im Falle von Engpässen außerhalb der festgelegten Temperaturbereiche zu unterbrechen. Anhand vorliegender Temperaturprognosen ist am Vortag rechtzeitig vor der Initialnominierung ersichtlich, ob die Kapazität fest oder unterbrechbar ist.

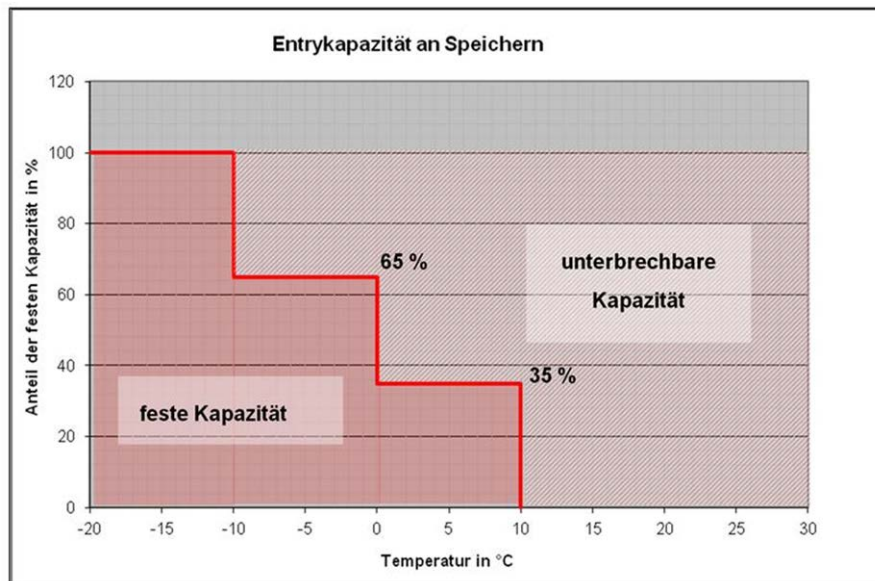
Abbildung 17: Anteile an fester Entry-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen für den Süden Deutschlands



Quelle: Szenariorahmen 2013

Da sich die Temperaturen in Deutschland deutlich unterscheiden, ist zwischen Nord und Süd hinsichtlich der Aus- und Einspeicherphase zu differenzieren. Da im Norden weniger Tage mit Temperaturen kleiner 5°C auftreten, muss die Ausspeicherphase – also Entry ins Transportnetz – um den Bereich 5°C bis 10°C ausgedehnt werden.

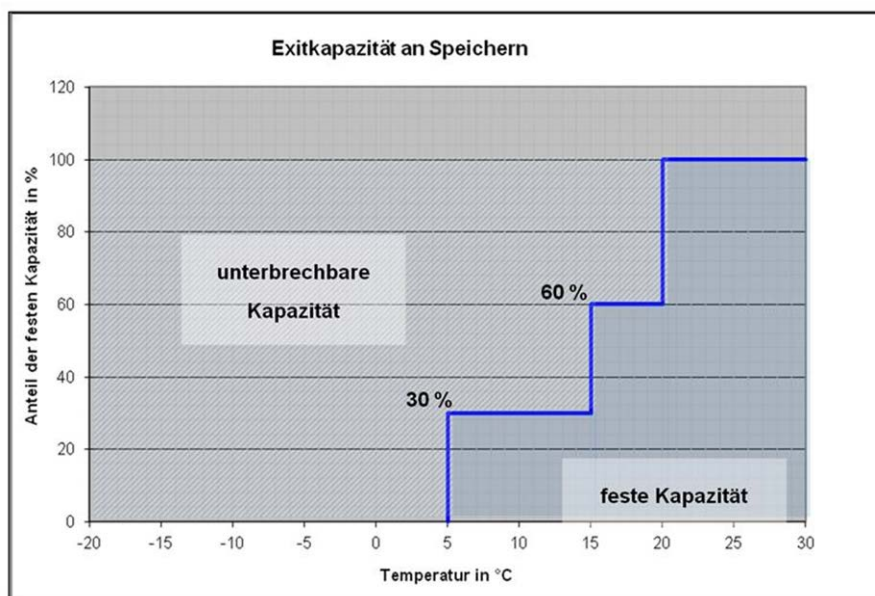
Abbildung 18: Anteile an fester Entry-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen für den Norden Deutschlands



Quelle: Szenariorahmen 2013

Für die Einspeicherphase – also Exit aus dem Transportsystem – gilt für Nord und Süd der gleiche Verlauf von Temperatur und feste Exit-Kapazität.

Abbildung 19: Anteile an fester Exit-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen



Quelle: Szenariorahmen 2013

Detailüberlegungen zum temperaturabhängigen Speicherprodukt (TaK)

Zur Diskussion der Ausgestaltung von TaK wurde beim BDEW eine Projektgruppe von Speicherbetreibern, Speichernutzern und Fernleistungsnetzbetreibern gegründet. In diesem Kapitel soll der Stand der Gespräche festgehalten werden.

Prognosetemperatur

Der feste Anteil von TaK am Tag D wird nach dem festgelegten Temperaturverlauf des Produkts auf der Basis einer definierten Temperaturprognose an D-1 (zu einer bestimmten Uhrzeit) bestimmt. Die FNB stellen die Informationen zum festen Anteil der TaK Kapazität zur Verfügung – der Transportkunde muss nicht selber die Anteile bestimmen.

- Die Veröffentlichung soll bis spätestens 12 Uhr erfolgen. Vorhandene Prozesse des FNB (z. B. Veröffentlichungszeiten bei LFZ) sollen aber berücksichtigt werden.
- Die jeweilige Prognosetemperatur ist die prognostizierte Tagesmitteltemperatur von einer Station oder der Mittelwert der Prognosen mehrerer Stationen („Zone“).
- Die FNB legen Temperaturgebiete fest, denen die Speicher zugeordnet werden (es wird mindestens die beiden Bereiche „Nord“ und „Süd“ geben).
- Denkbare Möglichkeiten zur Information über den festen Anteil sind:
 - E-Mail an ein Funktionspostfach
 - Veröffentlichung auf einer Web-Seite
 - Aufnahme in einer Geschäftsnachricht (z. B. Orientierung an der Kapazitätsbestandsmeldung)

Vermarktung

Das TaK-Produkt wird über die gemeinsame Prisma-Plattform vermarktet werden nach dem Vergabeprinzip FCFS (first committed first served). TaK kann als Kapazität in der vorhandenen Prisma Kategorie bFZK (feste Kapazitäten mit Auflagen) vermarktet werden. Die Einführung einer eigenen Kategorie „TaK“ ist zu prüfen.

Bepreisung

Der Preis des TaK-Produktes wird zwischen dem von FZK und unterbrechbaren Kapazitäten liegen. Dieser Preis soll einmalig festgelegt werden und soll auch bei kurzfristigen Buchungen (bei denen gegebenenfalls die Prognosetemperatur fest liegt oder zumindest eingeschätzt werden kann) nicht angepasst werden.

Unterbrechung des unterbrechbaren Anteils von TaK

TaK-Kapazitäten können jeder Zeit in voller Höhe nominiert werden. Der jeweilige unterbrechbare Anteil kann vom Netzbetreiber unterbrochen werden. Eine Unterbrechung erfolgt mit denselben Fristen und demselben Prozess wie die Unterbrechung „normaler“ unterbrechbarer Kapazitäten. In den Diskussionen in der Projektgruppe wurde gefordert, dass vorhandene unterbrechbare Buchungen zumindest keinen Nachteil durch die Einführung von TaK erfahren sollen. Als praktikable Lösung bietet sich daher an, den unterbrechbaren Anteil von TaK gemeinsam mit den unterbrechbaren Kapazitäten abzuwickeln. Die Unterbrechung erfolgt nach der (umgekehrten) Buchungsreihenfolge.

Anlagen zum Szenariorahmen

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

- Inputliste (GÜP, Speicher, Produktion)
- Kraftwerksliste
- Unterbrechungsliste

Glossar

Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	<i>bayernets</i> GmbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GOAL	Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH
GRT	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 – VNG Gastransport GmbH
OPAL	OPAL Gastransport GmbH
terranets	terranets bw GmbH
TG	Thyssengas GmbH

Sonstige Abkürzungen

ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze/ Anreizregulierungsverordnung
bar	Druck bezogen auf Normalnull
bFZK	bedingt feste frei zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn beschäftigungs-/ gasflussabhängige Bedingungen erfüllt sind.
Bh	Benutzungsstunden
BImSchV	Bundesimmissionsschutz-Verordnung
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BZK	beschränkt zuordenbare Kapazität: Kapazität kann nur mit Zuordnungsaufgabe genutzt werden. Kein VHP-Zugang.
CID	Commercial Investment Decision
DEUDAN	Deutsch-Dänische Erdgastransport-Gesellschaft mbH

DN	Normdurchmesser
DP	Design Pressure (Auslegungsdruck)
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität. Kapazität ist fest, wenn sie ohne Nutzung des VHP zu bilanziell ausgeglichenem Transport zwischen Ein- und Ausspeisekapazitäten mit Nominierungspflicht genutzt werden.
Entry	Einspeisung
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Exit	Ausspeisung
ETL 25/ 64	Erdgastransportleitung (25/ 64)
FID	Final Investment Decision
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazitäten, ermöglichen es, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads zu nutzen
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/ Gasnetzzugangsverordnung
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (<i>high calorific value</i>)
ITO	Independent Transmission Operator
KoV IV	Kooperationsvereinbarung IV Gas
LaFZK	lastabhängig zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn eine bestimmte Netzlast vorhanden ist.
Lastflusszusage	Vertragliche Vereinbarungen mit Dritten, die bestimmte Lastflüsse zusichern sowie geeignet und erforderlich sind, die Ausweisbarkeit frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erhöhen
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (<i>low calorific value</i>)
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
Loop	Parallel zu einer vorhandenen Leitung verlegte Leitung
MCA	Multi Case Analysis
MEGAL	Mittel-Europäische-Gasleitung
MIDAL	Mitteldeutsche Anbindungsleitung
NCG	NetConnect Germany
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan Gas 2012
NETG	Nordrheinische. Erdgastransportgesellschaft

NETRA	Norddeutsche Erdgas-Transversale
nNB	nachgelagerte(r) Netzbetreiber
non-FID	(noch) keine finale Investitionsentscheidung
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
PN	Normdruck
STEGAL	Sachsen-Thüringen-Erdgas-Leitung
TaK	Temperaturabhängige Kapazität: Kapazität ist innerhalb eines definierten Temperaturbereichs fest und außerhalb unterbrechbar.
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung von Luft
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
TRAC-X	Transport Capacity Exchange GmbH
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (von ENTSOG)
VHP	Virtueller Handelspunkt
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEDAL	West-Deutschland-Anbindungs-Leitung

Literatur

- [AG Energiebilanzen 2013] Vorläufige Auswertungstabellen zur Energiebilanz 2011 für die Bundesrepublik Deutschland, download unter (Download am 03.07.2013):
<http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=139>
- [BGR 2012a] Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland, download unter (Download am 03.07.2013)
www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf
- [BGR 2012b] Energiestudie 2012. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, download unter (Download am 03.07.2013):
http://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-15.html?nn=1542230
- [Biogas-Monitoringbericht 2012] Biogas-Monitoringbericht 2012 vom 31.05.2012 – Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkung der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, download unter (Download am 03.07.2013):
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Biogas/Biogas_Monitoring/Biogas_Monitoringbericht.pdf?__blob=publicationFile&v
- [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 2012] Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12, BNetzA, 03. Mai 2012
- [BNetzA 2013a] Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13, BNetzA, 20. Juni 2013
- [BNetzA 2013b] Pressemitteilung vom 8. Juli 2013
 “Versorgungszuverlässigkeit des Gasnetzes weiterhin hoch“

- [BNetzA/BKartA 2012] Monitoringbericht 2012 gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB, BNetzA und BKartA, 27.11.2012
- [dena 2013a] Biogaseinspeisung in Deutschland – Tabellarischer Überblick über Einspeiseprojekte in Deutschland, download unter (Download am 03.07.2013):
<http://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/projektliste-deutschland.html>
- [dena 2013b] Der Beitrag von Power to Gas zur Erreichung der energiepolitischen Zielstellungen im Kontext der Energiewende. Eckpunktepapier. Berlin, 18.06.2013. Strategieplattform Power to Gas. Deutsche Energie Agentur, download unter (Download am 03.07.2013):
http://www.powertogas.info/fileadmin/user_upload/download/Positionen_Thesen/130618_Eckpunktepapier_Jahreskonf_PtG.pdf
- [EWI/ Prognos/ GWS 2010] Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, August 2010, download unter (Download am 03.07.2013):
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/studie-energieszenarien-fuer-ein-energiekonzept,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [EWI/ Prognos/ GWS 2011] Energieszenarien 2011, Juli 2011, download unter (Download am 03.07.2013):
http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11_08_12_Energieszenarien_2011.pdf
- [GIE 2012] System Development Map, Gas Infrastructure Europe, download unter (Download am 15.07.2013):
http://www.gie.eu.com/download/maps/ENTSOG_SYSDEV_MAP2011.pdf
- [IEA 2012] World Energy Outlook 2012. International Energy Agency/OECD, <http://www.worldenergyoutlook.org/>
- [IER/ RWI/ ZEW 2010] Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009), März 2010, download unter (Download am 03.07.2013):
ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/Energieprognose_2009_Hauptbericht.pdf
- [Leitstudie 2011] „Leitstudie 2011“ – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, März 2012, inklusive Datenanhang II, download unter (Download am 30.05.2012):

http://erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/doc/48514.php

[ÜNB 2013]

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

[WEG 2012]

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

[WEG-Prognose 2013]

Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser und Weser-Ems, 2013-2024