

Konsultationspapier

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber

im Auftrag der
deutschen
Fernleitungsnetzbetreiber

Ansprechpartner:
Stefan Mellahn

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

Berlin, 09. August 2012
27483

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.

Arbeitsprachen

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**
Poccistr. 7
80336 München
2. **Fluxys TENP GmbH**
Martin-Luther-Platz 28
40212 Düsseldorf
3. **GASCADE Gastransport GmbH**
Kölnische Straße 108-112
34119 Kassel
4. **Gastransport Nord GmbH**
Holler Landstraße 82
26135 Oldenburg (Oldb)
5. **Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**
Pelikanplatz 5,
30177 Hannover
6. **GRTgaz Deutschland GmbH**
Zimmerstraße 56
10117 Berlin
7. **jordgasTransport GmbH**
Promenade Am Alten Binnenhafen 6
26721 Emden
8. **Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**
Norbertstr. 85
45131 Essen
9. **Nowega GmbH**
Nevinghoff 20
48147 Münster
10. **ONTRAS - VNG Gastransport GmbH**
Maximilianallee 4
04129 Leipzig
11. **OPAL NEL TRANSPORT GmbH**
Emmerichstraße 11
34119 Kassel
12. **Open Grid Europe GmbH**
Kallenbergstr. 5
45141 Essen
13. **terranets bw GmbH**
Am Wallgraben 135
70565 Stuttgart
14. **Thyssengas GmbH**
Kampstraße 49
44137 Dortmund

Inhalt

1	Einleitung	1
2	Szenariorahmen für den NEP Gas 2013	2
3	Beschreibung der Szenarien	3
4	Gasbedarf	8
5	Gasaufkommen	11
6	Gasbilanz für Deutschland	13
7	Erdgasspeicher in Deutschland	13
8	Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern	14
9	Auf dem Szenariorahmen aufbauende Arbeiten	18
	Anhang	19
	Modellierungsvarianten für den NEP 2013	19
	Konzept Kraftwerksprodukt – Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall	22
	Konzept Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern	23
	Kraftwerksliste für die Szenarien	25
	Kapazitäten der deutschen Grenzübergangspunkte	25
	Speicherliste	25
	Literatur	25

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs	3
Abbildung 2:	Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall	22
Abbildung 3:	Vorschlag für Anteile an fester Entry-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen für den Süden Deutschlands	23
Abbildung 4:	Vorschlag für Anteile an fester Entry-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen für den Norden Deutschlands	24
Abbildung 5:	Vorschlag für Anteile an fester Exit-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen	24
Tabelle 1:	Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO ₂ in den Szenarien	5
Tabelle 2:	Szenarien zur Stromerzeugung	6
Tabelle 3:	In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland	8
Tabelle 4:	Ergebnisse der Szenarien zur Verstromung von Gas	9
Tabelle 5:	Szenario I – Gasbedarf in Deutschland insgesamt	9
Tabelle 6:	Szenario II – Gasbedarf in Deutschland insgesamt	10
Tabelle 7:	Szenario III – Gasbedarf in Deutschland insgesamt	10
Tabelle 8:	Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung	11
Tabelle 9:	Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten	11
Tabelle 10:	Biogaseinspeisung in Deutschland	12
Tabelle 11:	Entwicklung des Erdgas-Importbedarfs in den Szenarien des Szenariorahmens	13

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.

Das im Juni 2011 novellierte Energiewirtschaftsgesetz (EnWG §15a) sieht vor diesem Hintergrund und in Anbetracht des EU-weiten Netzentwicklungsplans (Verordnung (EG) Nr. 715/2009) vor, dass die Betreiber von Erdgas-Fernleitungsnetzen gemeinsam jährlich einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen haben, erstmals zum 01.04.2012. Der Netzentwicklungsplan Gas 2012 (NEP 2012) wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern fristgerecht eingereicht und von der Bundesnetzagentur (BNetzA) am 30.04.2012 zur Konsultation veröffentlicht. Momentan werden die Konsultationsergebnisse von der BNetzA geprüft und veröffentlicht. Im Anschluss daran kann die BNetzA Änderungsverlangen stellen. Nach Abschluss des Verfahrens bildet der NEP 2012 dann eine Grundlage für die bedarfsgerechte Anpassung der Gasnetze an die zukünftigen Herausforderungen.

Parallel hierzu haben die FNB bereits mit den Arbeiten für den NEP 2013 begonnen, der aktuelle Entwicklungen aufgreifen und neue Fragestellungen behandeln wird. Der erste Schritt ist die Erarbeitung des Szenariorahmens für den NEP 2013. Mit dem Szenariorahmen schaffen die Fernleitungsnetzbetreiber die Grundlagen für ihre Modellierungen von Lastflüssen. Er enthält Szenarien, die Annahmen treffen über die zukünftige Entwicklung der Produktion, der Versorgung und des Verbrauchs von Gas sowie seinem Austausch mit anderen Ländern. Dabei werden geplante Investitionen in die regionale und gemeinschaftsweite Netzinfrastruktur 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 2012 erstellten Szenariorahmen überprüft, seine Datenbasis aktualisiert sowie Anforderungen der BNetzA und Anregungen aus den Konsultationsverfahren zum NEP 2012 berücksichtigt. Bevor der Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2013 bei der BNetzA zur Genehmigung eingereicht wird, sieht § 15a (1) EnWG dessen öffentliche Konsultation vor. Dieser Verpflichtung kommen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber nach und laden Sie ein, den vorgelegten Entwurf des Szenariorahmens zu diskutieren – Ihre Meinung ist uns wichtig!

2 Szenariorahmen für den NEP Gas 2013

Der hier zur Konsultation gestellte Entwurf des Szenariorahmens zum NEP 2013 basiert auf dem Szenariorahmen für den NEP 2012, der im Jahr 2011 erstmalig von den Fernleitungsnetzbetreibern erstellt und nach öffentlicher Konsultation in seiner endgültigen Form am 06.02.2012 von der BNetzA genehmigt wurde.

Für den Szenariorahmen zum NEP 2012 analysierte die Prognos AG im Auftrag der FNB im Jahr 2011 renommierte Studien zur zukünftigen Entwicklung von Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland sowie zur Einbindung der Fernleitungsnetze in den europäischen Gastransport. Die Konsistenz mit dem Netzentwicklungsplan Strom 2012 wurde 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.netzentwicklungsplan-gas.de> zu entnehmen.

Seit der Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP 2012 waren keine energie-wirtschaftlichen oder energiepolitischen Entwicklungen erkennbar, die eine grundsätzliche Neuausrichtung des Szenariorahmens erforderlich machen. Der Szenariorahmen zum NEP 2013 zeigt deshalb viele Gemeinsamkeiten zur letztjährigen Fassung und berücksichtigt den aktuellen 10-Jahres-Zeitraum bis 2023. Er nimmt dabei aktuelle Entwicklungen ebenso auf wie Erkenntnisse aus den Konsultationen des NEP 2012. Auf Veranlassung der BNetzA und unter Berücksichtigung der Anregungen aus den Konsultationen schlugen die FNB verschiedene Modellierungsvarianten für den NEP 2013 vor. Die Schaffung von fester frei zuordenbarer Kapazität für neue Kraftwerke und Speicher verursacht erhebliche Kosten durch den Netzausbau. Durch differenzierte Kapazitätsprodukte können diese Kosten deutlich reduziert werden. Die FNB haben daher zwei Produktvorschläge erarbeitet. Die Modellierungsvarianten und Produktvorschläge werden im Anhang dieses Dokuments dargestellt.

Die FNB halten es unabhängig davon für dringlich geboten, den zukünftigen Speicherbedarf und den damit verbundenen Ausbaubedarf der deutschen Gastransportnetze zu untersuchen und regen daher die Durchführung einer Studie zur Untersuchung dieses Sachverhalts an.

Unverändert gegenüber dem Szenariorahmen 2012

- 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 2013

- Die Ausgangswerte der Gasbilanz beziehen sich auf das Jahr 2010
- Der Gasbedarf der Endverbraucher (Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr) wurde aktualisiert
- Tabellarische Ergebnisse werden für die Jahre 2014, 2015, 2016 und 2023 dargestellt
- Für die deutsche Erdgasförderung und Biogaseinspeisung werden aktualisierte Prognosen verwendet
- Die Berechnungen zur Gasverstromung wurden aktualisiert
- Aktuelle Anschluss- und Ausbaubegehren nach §§ 38/39 GasNZV werden berücksichtigt
- Neue Entwicklungen an den deutschen Grenzübergangspunkten werden aufgezeigt
- Aktuelle Fragestellungen zu Versorgungsstörungen für L- und H-Gas werden untersucht

3 Beschreibung der Szenarien

Wie im Vorjahr 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 moderat wachsend - Übernahme von ÜNB-Szenario B*	Szenario III: - Gaskapazitäten zurückgehend - Übernahme von ÜNB-Szenario A*
Szenario I: - Hoher Gasbedarf - Energieprognose 2009***	Szenario I: Hohes Gasbedarfsszenario		
Szenario II: - Mittlerer Gasbedarf - Referenzszenario 2010**		Szenario II: Mittleres Gasbedarfsszenario	
Szenario III: - Niedriger Gasbedarf - Zielszenario 2011**			Szenario III: Niedriges Gasbedarfsszenario

* Quelle: ÜNB 2012; ** Quelle: EWI/ Prognos/ GWS 2010, EWI/ Prognos/ GWS 2011; *** Quelle: IER/ RWI/ ZEW 2010

Für den **Endenergiebedarf Gas** wurde das Ausgangsjahr 2010 aktualisiert, und es wurden die Ergebnisse der Szenarien für 2014, 2015, 2016 und 2023 dargestellt. Der Endenergiebedarf in Deutschland basiert unverändert auf folgenden Szenarien:

- **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 sind die Liste der BNetzA zum Kraftwerksbestand in Deutschland 2011 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 2013 der Strom-Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB 2012]. Das Szenario II (mittlerer Gasbedarf) entspricht mit der Ausnahme eines zusätzlich berücksichtigten Kraftwerks 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 2013 (Strom und Gas) vereinheitlicht. Dies umfasst den Kraftwerksbestand 2011, 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	2010	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Internationale Preise							
Ölpreis real	[USD ₂₀₁₀ /bbl]	80	90	91	93	106	+33%
CO ₂	[EUR ₂₀₁₀ /t]	13	8	9	10	27	+108%
Grenzübergangspreise Deutschland							
Rohöl	[EUR ₂₀₁₀ /t]	446	488	498	507	572	+28%
Erdgas	[Cent ₂₀₁₀ /kWh]	2,1	2,3	2,3	2,3	2,6	+24%
Kraftwerkssteinkohle	[EUR ₂₀₁₀ /t SKE]	85	81	82	82	79	-7%

Quelle: EWI/ Prognos/ GWS 2011 (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 konkreter Stilllegungsbeschlüsse der Betreiber bis zum Jahr 2022 weitergeführt. Das Konzept der Systemrelevanz von Kraftwerken begründet die Redispatch-Maßnahmen im Übertragungsnetz und werde nach Aussage der ÜNB spätestens mit einem erfolgten Ausbau der Übertragungsnetze im Jahr 2023 hinfällig. Anlagen, die bis zum Jahr 2023 das Ende ihrer Laufzeit von 45 Jahren erreichen, werden grundsätzlich nur baugleich ersetzt, wenn am Standort eine Fernwärmeversorgung besteht.

▪ **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 2033 berücksichtigten Planungen für Gaskraftwerke in Szenario I bereits bis 2023 realisiert werden. Das heißt, dass die heute bekannten Planungen für neue Gaskraftwerke einschließlich der den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Anschlussbegehren nach § 38 GasNZV bzw. Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV bis 2023 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 in diesem Szenario berücksichtigt. Abweichend von diesem Verfahren erfolgte im Szenario Gas 2013 die Aufnahme eines zusätzlichen Kraftwerks am Standort Düsseldorf (0,6 GW_{el}) in das Szenario II. Für dieses Kraftwerk liegt ein für die FNB relevantes Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV vor. Ein Netzanschlussbegehren nach KraftNAV wurde jedoch nicht gestellt. Dadurch ergibt sich eine höhere installierte Kraftwerksleistung im FNB-Szenario II als im ÜNB-Szenario B.

▪ **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.

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

Tabelle 2: Szenarien zur Stromerzeugung

Installierte Nettoleistung [GW]	Referenz	Szenario I: Hoher Gasbedarf	Szenario II*: Mittlerer Gasbedarf	Szenario III: Niedriger Gasbedarf
	BNetzA	Prognos		
	2011	Prognos: 2023	Szenario B: 2023*	Szenario A: 2023
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,2	17,6	17,6	19,3
Steinkohle	26,3	17,8	25,8	31,9
Erdgas	26,6	42,1	32,5	22,8
Mineralölprodukte	3,8	2,7	2,7	2,7
Pumpspeicher	6,4	6,3	10,9	10,9
Sonstige	4,1	3,3	3,3	3,3
Summe konventionell	99,3	89,8	92,8	90,9
Laufwasser	4,7	5,0	5,0	4,8
Wind onshore	29,1	49,5	49,5	45,9
Wind offshore	0,2	13,1	13,1	9,8
Photovoltaik	25,1	61,1	61,1	55,1
Biomasse	5,3	8,7	8,7	7,9
Sonstige Erneuerbare	0,7	1,2	1,2	0,9
Summe erneuerbar	65,1	138,7	138,7	124,5
Summe Nettoleistung	164,4	228,5	231,5	215,4
Energiebedarf netto [TWh]	535,4	535,4	535,4	535,4
Jahreshöchstlast [GW]	87,5	87,5	87,5	87,5

Quelle: BNetzA, Prognos, ÜNB 2012

* Hinweis: Der Unterschied bei der installierten Kraftwerksleistung Gas zwischen dem Szenario B der ÜNB (31,9 GW im Jahr 2023) und dem dargestellten Szenario II (32,5 GW im Jahr 2023) ist auf die Aufnahme des Kraftwerks Düsseldorf-Lausward (0,6 GW) in das Szenario II des Szenariorahmens Gas 2013 zurückzuführen. Hierdurch ergibt sich im Szenario II im Vergleich zum Szenario B im Jahr 2023 eine höhere Summe der konventionellen und Gesamtkraftwerksleistung.

Für das **Gasaufkommen in Deutschland** werden die Inlandsförderung von Erdgas und Erdöl sowie die Erzeugung und Einspeisung von Biogas berücksichtigt. Die Szenarien zur Biogaseinspeisung wurden anhand der aktuellen Leitstudie 2011 überarbeitet, für die zukünftige Erdgasförderung in Deutschland berücksichtigt der Szenariorahmen 2013 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 2012].
- **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 Ten-Year Network Development Plan

(TYNDP) der ENTSOG (European Network of Transmission System Operators for Gas) berücksichtigt und um aktuelle Entwicklungen ergänzt (vgl. Kapitel 8).

Definition und Modellierung von Versorgungssicherheitsszenarien

Der NEP 2012 richtete seinen Fokus bei der Modellierung von Versorgungssicherheitsszenarien für L-Gas auf den Ausfall der inländischen Produktion und für H-Gas auf den Ausfall der größten separat betriebenen Importleitung. Da sich seit dem letzten Jahr keine grundlegenden Änderungen der Eingangsparameter ergeben haben und auch keine neuen Erkenntnisse zu erwarten sind, werden diese Betrachtungen nicht erneut behandelt.

Vielmehr sollen im NEP 2013 aktuelle Fragestellungen aufgegriffen werden, die auch in den Konsultationen des NEP 2012 thematisiert wurden. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen folgende Untersuchungen vor:

a) L-Gas Leistungsbilanz

Heute werden noch bedeutende Regionen im Nordwesten Deutschlands mit niederkalorischem Erdgas (L-Gas) aus deutscher und niederländischer Produktion versorgt. Die Verfügbarkeit von L-Gas geht zurück, die von hochkalorischem Gas (H-Gas) aus verschiedenen Quellen ist hingegen langfristig gesichert.

Vor diesem Hintergrund wird die Leistungsbilanz der nächsten Jahre für L-Gas dargestellt und diskutiert, insbesondere unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten. Dabei liegt der Fokus auf dem Normalbetrieb der nächsten Jahre. Ausfälle einzelner Quellen oder Versorgungsoptionen (Import, Konvertierung) werden nicht betrachtet.

Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit muss der L-Gas-Rückgang rechtzeitig durch technische Maßnahmen kompensiert werden. Eine Möglichkeit wäre die Umstellung der Netze von L- auf H-Gas, eine andere die Umwandlung von H-Gas zu L-Gas durch Beimischung von Stickstoff (Konvertierung). Das Versorgungssicherheitsszenario soll die Identifikation konkreter Projekte im NEP 2013 zur Sicherstellung der Versorgung ermöglichen.

b) Gasliefersituation in der ersten Februarhälfte 2012

Der wesentliche Auslöser für die angespannte Gasliefersituation im Februar 2012 war die Reduktion der Einspeisemengen am Grenzübergangspunkt in Waidhaus. In diesem Szenario soll als eine mögliche Maßnahme der Ausbaubedarf und die damit verbundenen Kosten im H-Gas-Netz ermittelt werden, die für die Kompensation von Lieferausfällen in unterschiedlicher Größenordnung am Grenzübergangspunkt Waidhaus anzusetzen sind.

Die Modellierung erfolgt unter Berücksichtigung der Gasliefersituation in der ersten Februarhälfte 2012 und in Anlehnung an den Infrastrukturstandard nach Art. 6 der EU-Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung mit den folgenden Prämissen:

- Spitzenlastfall unter Ansatz der internen Bestellung 2012 für das Kalenderjahr 2013 (Anm.: Die Erkenntnisse der Gasliefersituation in der ersten Februarhälfte 2012 sind in diesen internen Bestellungen berücksichtigt) und des Kapazitätsbedarfs der systemrelevanten Kraftwerke.
- Beschäftigung der Marktgebietsübergangspunkte (MÜP) mit dem maximalen Fluss, der sich im Februar 2012 von GASPOOL nach NCG eingestellt hat.

- Volle Beschäftigung der technisch verfügbaren Exit-Kapazität (TVK) an den Grenzübergangspunkten, die nicht über dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK) mit dem reduzierten Einspeisepunkt verbunden sind (Anm.: In dem Fall „Waidhaus-Reduktion“ sind dies alle Exit-Grenzübergangspunkte außer Medelsheim und Oberkappel). Die internationalen Exit-Grenzübergangspunkte, die mit dem reduzierten Punkt über DZK verbunden sind (hier: Medelsheim und Oberkappel), werden bezüglich der dortigen Exit-FZK (frei zuordenbare Kapazität) voll und bezüglich der dortigen Exit-DZK gemäß der anteilig reduzierten Einspeisemengen angesetzt.
- Ermittlung der zur Abdeckung von drei Reduktionsfällen (z. B. 70 %-, 50 %-, 30 %-Reduktion) in Waidhaus erforderlichen Ausbaumaßnahmen und -kosten.

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.

In den Szenarien I und II dominiert der unterstellte **Realisierungszeitpunkt** der Planungen für **Gaskraftwerke** die Ergebnisse. Der forcierte Ausbau bis zum Jahr 2016 basiert auf den aktuellen Projektanmeldungen bei den Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibern. Eine Konzentration der Inbetriebnahmen in den Jahren 2015/2016 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 verzögern wird. Dies hat sich bereits im Vergleich zum NEP 2012 gezeigt. 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.

Tabelle 3: In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland

Installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	Einheit	2011	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2011
Szenario I	[GW]	26,6	28,9	35,8	39,2	42,1	+58%
Szenario II*	[GW]	26,6	28,3	30,9	32,0	32,5	+22%
Szenario III	[GW]	26,6	27,4	27,4	27,5	22,8	-14%

Quelle: Prognos, ÜNB 2012

* Hinweis: Der Unterschied bei der installierten Kraftwerksleistung Gas zwischen dem Szenario B der ÜNB (31,9 GW im Jahr 2023) und dem dargestellten Szenario II (32,5 GW im Jahr 2023) ist auf die Aufnahme des Kraftwerks Düsseldorf-Lausward (0,6 GW) in das Szenario II des Szenariorahmens Gas 2013 zurückzuführen. Hierdurch ergibt sich im Szenario II im Vergleich zum Szenario B im Jahr 2023 eine höhere Summe der konventionellen und Gesamtkraftwerksleistung.

Der **Gasbedarf der Kraftwerke** (in TWh_{th}, vgl. Tabelle 4) 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 4: Ergebnisse der Szenarien zur Verstromung von Gas in Kraftwerken

Szenario I	Einheit	2010*	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Stromerzeugung aus Gas	[TWh _{el}]	82	74	82	95	110	+34%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh _{th}]	202	172	185	207	215	+7%
Erforderliche Gaskapazität (Anschlussleistung)	[GW]	71	77	88	94	90	+27%
Szenario II	Einheit	2010*	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Stromerzeugung aus Gas	[TWh _{el}]	82	73	76	85	95	+16%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh _{th}]	202	171	176	191	192	-5%
Erforderliche Gaskapazität (Anschlussleistung)	[GW]	71	75	80	82	74	+4%
Szenario III	Einheit	2010*	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Stromerzeugung aus Gas	[TWh _{el}]	82	68	65	66	65	-20%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh _{th}]	202	159	154	155	139	-31%
Erforderliche Gaskapazität (Anschlussleistung)	[GW]	71	73	73	73	57	-19%

Quelle: Prognos, ÜNB 2012; 2010* = vorläufige Werte

Die Modellierung der Gasausspeisekapazitäten der Kraftwerke erfolgt entsprechend der im Anhang dargelegten Modellierungsvarianten für den NEP 2013.

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

Tabelle 5: Szenario I – Gasbedarf in Deutschland insgesamt

Gasbedarf Deutschland Szenario I	Einheit	2010*	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	851	773	784	805	800	-6%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	579	547	544	543	530	-9%
Industrie	[TWh]	210	202	201	202	200	-5%
Haushalte	[TWh]	266	231	228	227	225	-15%
GHD	[TWh]	101	109	111	108	92	-9%
Verkehr	[TWh]	3	5	5	6	13	+350%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	24	24	24	24	24	+0%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	238	193	207	229	239	+0%
Fernheizwerke	[TWh]	36	22	22	22	23	-35%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 4)	[TWh]	202	172	185	207	215	+7%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	10	9	9	9	9	-15%

Quelle: AG Energiebilanzen 2012 (vorläufig), Prognos, IER/ RWI/ ZEW 2010; 2010* = vorläufige Werte

Tabelle 6: Szenario II – Gasbedarf in Deutschland insgesamt

Gasbedarf Deutschland Szenario II	Einheit	2010*	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	851	768	763	778	736	-13%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	579	538	528	527	486	-16%
Industrie	[TWh]	210	204	202	202	189	-10%
Haushalte	[TWh]	266	236	228	224	195	-26%
GHD	[TWh]	101	94	92	95	85	-16%
Verkehr	[TWh]	3	5	6	7	16	+493%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	24	27	28	28	30	+25%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	238	194	199	214	213	-10%
Fernheizwerke	[TWh]	36	23	23	23	21	-40%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 4)	[TWh]	202	171	176	191	192	-5%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	10	9	9	9	8	-20%

Quelle: AG Energiebilanzen 2012 (vorläufig), Prognos, EWI/ Prognos/ GWS 2010; 2010* = vorläufige Werte

Tabelle 7: Szenario III – Gasbedarf in Deutschland insgesamt

Gasbedarf Deutschland Szenario III	Einheit	2010*	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	851	749	732	722	633	-26%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	579	531	518	508	438	-24%
Industrie	[TWh]	210	200	197	195	177	-15%
Haushalte	[TWh]	266	233	225	220	183	-31%
GHD	[TWh]	101	93	91	86	62	-38%
Verkehr	[TWh]	3	5	5	6	15	+451%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	24	27	28	28	30	+25%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	238	183	177	177	158	-34%
Fernheizwerke	[TWh]	36	23	23	23	20	-45%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 4)	[TWh]	202	159	154	155	139	-31%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	10	9	9	8	8	-25%

Quelle: AG Energiebilanzen 2012 (vorläufig), Prognos, EWI/ Prognos/ GWS 2011; 2010* = vorläufige Werte

Die Ergebnisse für Deutschland werden für die Berechnungen des NEP 2013 regionalisiert, das heißt es erfolgt **eine kreisscharfe Zuordnung des Gasbedarfs**. Die Verteilungsfaktoren bleiben gegenüber den Berechnungen zum NEP 2012 im NEP 2013 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 Energiebedarf auf Kreisebene analysiert wurde. Die Kreisergebnisse werden aus den Szenarien mit einem Top-down-Ansatz abgeleitet.
- 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 im Anhang aufgeführte Kraftwerksliste mit der Zuordnung der Kraftwerke zu den Szenarien I bis III.

5 Gasaufkommen

Die Prognose der regionalen **Erdgasförderung** bis zum Jahr 2023 beruht auf der aktuellen Prognose des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (WEG) für Deutschland und 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 Weser-Ems zusätzlich die „Kapazität mit Sicherheitsabschlag“ dar, der diese Erfahrungen berücksichtigt.

Tabelle 8: *Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung*

Jahr	Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark)			Gebiet Weser-Ems			Deutschland insgesamt	
	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheitsabschlag	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheitsabschlag	Produktion	Kapazität gemäß Planung
	Mrd. m ³	Mio. m ³ /h	Mio. m ³ /h	Mrd. m ³	Mio. m ³ /h	Mio. m ³ /h	Mrd. m ³	Mio. m ³ /h
2011	4,9			6,2			11,9	
2012	5,1	0,61	0,59	5,5	0,69	0,66	11,4	1,40
2013	4,7	0,58	0,56	5,4	0,68	0,65	10,8	1,34
2014	4,6	0,60	0,58	5,2	0,65	0,63	10,3	1,32
2015	4,5	0,61	0,58	5,0	0,64	0,61	10,0	1,30
2016	4,4	0,56	0,53	4,9	0,61	0,58	9,6	1,21
2017	3,9	0,49	0,47	4,6	0,57	0,55	8,7	1,10
2018	3,2	0,43	0,41	4,2	0,53	0,50	7,6	0,99
2019	2,8	0,38	0,36	3,7	0,47	0,44	6,8	0,88
2020	2,5	0,34	0,32	3,4	0,42	0,39	6,1	0,79
2021	2,3	0,31	0,29	3,0	0,38	0,35	5,5	0,71
2022	2,0	0,27	0,24	2,7	0,34	0,31	4,9	0,63
2023	1,9	0,25	0,23	2,5	0,31	0,28	4,4	0,56

Quelle: WEG-Prognose 2012

Die Darstellung der Erdgasförderung erfolgt in der Gaswirtschaft üblicherweise in Kubikmetern, bezogen auf einen einheitlichen oberen Heizwert (H_o). In Energiebilanzen und Energiebedarfsprognosen beziehen sich die Energieeinheiten in der Regel auf den unteren Heizwert (H_u). Zur Aufstellung der Gasbilanzen im Szenariorahmen erfolgt deshalb eine Umrechnung der Erdgasförderung auf den unteren Heizwert (in TWh).

Tabelle 9: *Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten*

Erdgasförderung in Deutschland	Einheit	2010	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Konventionelles Erdgas	[Mrd. m ³]*	12,7	10,3	10,0	9,6	4,4	-65%
Konventionelles Erdgas	[TWh H_o]**	124	101	97	94	43	-65%
Konventionelles Erdgas	[TWh H_u]***	112	92	88	85	39	-65%

* 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, WEG 2006-2011, WEG-Prognose 2012

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 2012].

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 2023 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 10 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 im Vorjahr 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 2012] regionalisiert werden. Für die zukünftig zusätzlich erwartete Biogaseinspeisung erfolgte eine Regionalisierung anhand der anteiligen **Landwirtschaftsfläche** eines Kreises an der gesamtdeutschen Landwirtschaftsfläche.

Tabelle 10: *Biogaseinspeisung in Deutschland*

	Einheit	2010	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Biogas zur Stromerzeugung [Szenario 2011 A, Leitstudie]	[TWh]	13	18	18	19	22	+67%
Gasförmige (und flüssige) biogene Brennstoffe zur Wärmebereitstellung [Szenario 2011 A, Leitstudie]	[TWh]	20	24	26	26	28	+44%
Biogaseinspeisung in Deutschland* [Prognos]	[TWh]	2	9	10	11	20	+1026%

* unter Berücksichtigung des angenommenen Wirkungsgrades von 85 %

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

Das wirtschaftlich förderbare Potenzial des **nicht-konventionellen Gases** in Deutschland ist nach wie vor nicht bekannt. Daher wird in den Szenarien wie im Vorjahr keine Quantifizierung der Förderung solcher Gase vorgenommen.

Das Verfahren **Power-to-Gas** (Gas aus Strom) bietet eine Möglichkeit, Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff oder synthetisches Methan umzuwandeln und in der Erdgasinfrastruktur zu transportieren und zu speichern. Das Verfahren wurde im NEP 2012 eingehend behandelt und bildet aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und vieler Marktteilnehmer eine vielversprechende und verfügbare Option, insbesondere für die beabsichtigte Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem. Allerdings ist heute noch nicht absehbar, in welchem Maße Power-to-Gas zukünftig genutzt werden wird. Deshalb ist im Szenariorahmen zum NEP 2013 keine Quantifizierung von Einspeisemengen vorgesehen. 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 Methan-Einspeisung zu aktualisieren.

6 Gasbilanz für Deutschland

Der **Erdgas-Importbedarf für 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 (vgl. Tabelle 5 bis Tabelle 7). Auffällige Unterschiede haben ihre Ursache in den deutlich voneinander abweichenden Szenarien zur Gasverstromung.

Tabelle 11: Entwicklung des Erdgas-Importbedarfs in den Szenarien des Szenariorahmens

Importbedarf Erdgas	Einheit	2010*	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Szenario I	[TWh]	737	673	686	709	742	+1%
Szenario II	[TWh]	737	668	665	681	678	-8%
Szenario III	[TWh]	737	649	633	625	575	-22%

Quelle: Prognos, 2010* = vorläufige Werte

7 Erdgasspeicher in Deutschland

Der geplante Ausbau von Speichern in Deutschland wird in den Modellierungen des NEP 2013 berücksichtigt. Grundlage der Berechnungen im NEP 2013 sind die heute bestehenden Speicher sowie die bis zum Ende der Konsultationsphase des Szenariorahmens am 31.08.2012 bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangenen Anschluss- und Ausbaubegehren nach §§ 38 und 39 GasNZV sowie weitere, bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangene unverbindliche Anfragen.

Berücksichtigt werden ausschließlich direkt an Fernleitungsnetze in Deutschland angeschlossene bzw. anzuschließende Speicher. Die entsprechenden Entry- und Exit-Kapazitäten der heute bestehenden Speicher und der mit Stand vom 26.06.2012 den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Anschluss- und Ausbaubegehren nach §§ 38 und 39 GasNZV sind der Speicherliste im Anhang zu entnehmen. Ein Download dieser Liste ist auch möglich unter www.netzentwicklungsplan-gas.de. Darüber hinaus liegen den FNB zum Stichtag 08.08.2012 sieben unverbindliche Anfragen zu weiteren Speicherprojekten vor. Aus Vertraulichkeitsgründen wird diese Liste ausschließlich der BNetzA übergeben. Bei bisher nicht abschließend beschiedenen Anschlussbegehren nach § 38 GasNZV gehen die Fernleitungsnetzbetreiber auf die Projektträger zu, um eine einvernehmliche Lösung zu finden.

Details zur Modellierung der Speicher im NEP 2013 und zur Berücksichtigung der Anfragen und Ausbaubegehren in den einzelnen Szenarien sind der genannten Speicherliste und den Modellierungsvarianten im Anhang zu entnehmen.

Die FNB weisen ausdrücklich darauf hin, dass für die oben genannten Kapazitätsanfragen nach § 38 GasNZV bzw. Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV sowie insbesondere hinsichtlich des in der Konsultation des Szenariorahmens genannten Bedarfs als feste Kapazität derzeit keine verbindliche Basis und vor allem keine verbindlichen langfristigen Buchungen der Speicherbetreiber bzw. der Speicherkunden bei den FNB vorliegen, die einen wirtschaftlichen und effizienten Ausbau rechtfertigen könnten. Es ist nicht davon

auszugehen, dass alle gemeldeten Speicherprojekte durch die Speicherbetreiber realisiert werden.

Unabhängig von der planerischen Berücksichtigung im NEP 2013 ist aus Sicht der FNB die Frage des gesamtwirtschaftlichen Nutzens bzw. des Bedarfs nach zusätzlichen Speichern noch nicht beantwortet. Konkret ist daher der Umfang der notwendigen Speicherkapazitäten für die Sommer-/Winterbilanzierung, zur Versorgungssicherheit und sinnvollen Unterstützung der Handelsaktivitäten zu bestimmen. Es wird weiterhin empfohlen, vor einem möglicherweise zu umfangreichen und damit ineffizienten Ausbau der Netze die Möglichkeiten, die sich aus der Zusammenarbeit der Speicherbetreiber untereinander und der Speicherbetreiber mit den FNB ergeben sowie die Möglichkeiten flexiblerer Kapazitätsnutzungen (z. B. „day-ahead-Kapazitäten“ im Zusammenhang mit der Unterstützung der Handelsaktivitäten, Clusterbildung) zu erschließen.

8 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern

Gemäß § 15a (1) EnWG ist der gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan (im Weiteren „ENTSOG TYNDP“) im deutschen Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen.

Der ENSOG TYNDP liegt zurzeit unverändert in der Fassung vom März 2011 (ENTSOG 2011-2020) vor, die Veröffentlichung einer neuen Fassung ist für das erste Quartal 2013 vorgesehen.

Die Antworten zu den Konsultationen der FNB zum Szenariorahmen (August/September 2011) und zum NEP-Entwurf (Februar 2012) sowie zu der Konsultation der BNetzA zum NEP-Entwurf (Juni 2012) enthalten ebenfalls Aussagen zum Kapazitätsentwicklungsbedarf an Grenzübergangsstellen.

Der Kapazitätsentwicklungsbedarf an Grenzübergangsstellen zu den europäischen Nachbarländern wird im Folgenden dargestellt.

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 11.000 MWh/h soll bis zum 01.01.2017 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 Analysephase, daher sind die angegebenen Werte derzeit vorläufig.

Zurzeit erfolgen weitere Ausbaumaßnahmen im Netz der GASCADE, die in Zusammenhang mit dem Bau der Nord Stream Pipeline 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 Aus-

speisekapazitäten am Grenzübergangspunkt der GASCADE nach Belgien in Eynatten. Hier ist eine Steigerung um ca. 1.300 MWh/h zum 01.01.2014 geplant.

Dänemark

GUD hatte in der Integrierten Open Season (IOS) 2009 einen signifikanten Transportbedarf in Richtung Dänemark und Schweden (DK/S) identifiziert, der bislang nicht vollständig befriedigt werden konnte. Neben den Anforderungen einer Versorgung in Richtung DK/S besteht weiterer Kapazitätsbedarf im Raum Hamburg/ Schleswig Holstein, u. a. für die Versorgung neu geplanter Gaskraftwerke.

Vorausschauend hat GUD die planerischen Arbeiten und die Genehmigungsprozesse für die weiteren Ausbauprojekte im Raum Hamburg/ Schleswig Holstein sowie in Richtung DK/S über den Grenzübergangspunkt Ellund weiter vorangetrieben.

Nach ersten erheblichen Widerständen in Plangenehmigungsverfahren, konnten in enger Konsultation mit den Gemeinden und Behörden erste notwendige Vereinbarungen erzielt werden, die eine Umsetzung eines wesentlichen Teils der ExEII 2nd Step Projekte auch zu einem früheren als bisher prognostizierten Termin erkennen lassen. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen und um den Anforderungen des Marktes (Energiewende/ Bedarf in DK/S) gerecht zu werden, wird GUD für die vorbereitenden Arbeiten des NEP 2013 eine beschleunigte Umsetzung der Projekte ExEII 2nd Step zu Grunde legen.

Allerdings ist bei der Umsetzung der Ausbauplanung eine Beeinflussung auf die laufenden Genehmigungsverfahren der ersten Ausbaustufe (ExEII Lite mit einer geplanten Fertigstellung Ende 2014) auszuschließen, um Verzögerungen in der Fertigstellung dieser Projekte zu vermeiden.

Um die durch die Ausbauprojekte in Ellund generierten Kapazitäten optimal zu nutzen, werden dem Markt neben frei zuordenbaren Kapazitäten auch beschränkt zuordenbare Kapazitäten angeboten. Durch dieses Vorgehen können ca. 4.700 MWh/h durch GUD am Exit Ellund ab Ende 2015 bereitgestellt werden.

Die Ausbaukonzeption ist so angelegt, dass durch die Umsetzung weiterer Ausbaumodule ein weiterhin steigender Kapazitätsbedarf in Richtung Raum Hamburg/ Schleswig Holstein bzw. DK/S abgedeckt werden kann.

Diese weiteren Schritte erfordern aber auch eine klare Absicherung der Nachhaltigkeit des Bedarfs bzw. eine regulatorische Absicherung der Investitionen.

Frankreich

Gemäß dem „Plan décennal de développement du réseau de transport de GRTgaz 2011-2020“ wird ab Ende 2015 in Dunkerque eine LNG-Regasifizierung mit einer Kapazität von rund 13 Mrd. m³/a zur Verfügung stehen. Bis 2017 wird in Frankreich die Möglichkeit geschaffen, nicht-odoriertes Erdgas in Medelsheim nach Deutschland auszuspeisen. Wie auch im „Gas Regional Investment Plan South-North Corridor 2012-2021“ dokumentiert, verbindet dieses Projekt den Süd-Nord-Korridor mit den westeuropäischen Märkten zum Zwecke der europäischen Marktintegration. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen daher in Übereinstimmung mit dem französischen Netzentwicklungsplan davon aus, dass der heutige Exportpunkt Medelsheim ab 2017 mit einer festen Kapazität von zunächst rund 4.200 MWh/h als Importpunkt genutzt werden kann. Damit wird der Forderung nach

Reversierung von Grenzübergangspunkten gemäß der EU-Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung entsprochen.

Luxemburg

In der BNetzA-Konsultation zum NEP 2012 hat die luxemburgische Regulierungsbehörde ILR auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und die wettbewerbliche Entwicklung der Gaslieferungen nach Luxemburg hingewiesen und die FNB zu einer verbesserten grenzüberschreitenden Zusammenarbeit aufgefordert.

Im Rahmen ihrer regelmäßigen Überprüfungen, ob frei zuordenbare Kapazitäten von Punkten mit geringer Auslastung auf Punkte mit höherer Nachfrage verlagert werden können, hat Open Grid Europe ab dem 01.10.2012 frei zuordenbare Kapazitäten in Höhe von 500 MWh/h vom Ausspeisepunkt Medelsheim an den Grenzübergangspunkt Remich verlagert. Die Kapazitäten werden in den kommenden regelmäßigen Auktionen, erstmalig am 14.08.2012, auf der Primärkapazitätsplattform „TRAC-X primary“ angeboten.

Niederlande

Die bereits erwähnten Ausbaumaßnahmen im Zusammenhang mit der Nord Stream führen auch zu einer Erhöhung der Ausspeisekapazitäten am Grenzübergangspunkt Bunde der GASCADE in die Niederlande. Zum 01.11.2012 soll die Ausspeisekapazität dort auf rund 12.500 MWh/h steigen.

In den Niederlanden wurde durch Gas Transport Services B. V. in 2012 eine Open Season zur Abfrage des langfristigen Kapazitätsbedarfs ab 2017 durchgeführt. Im Ergebnis wurde kein zusätzlicher langfristiger Kapazitätsbedarf festgestellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen deshalb davon aus, dass sich an den deutsch-niederländischen Grenzübergangspunkten aus der Open Season keine Veränderungen ergeben.

Norwegen

Den FNB ist derzeit kein Ausbau der Transportkapazitäten von den norwegischen Produktionsstätten nach Deutschland bekannt.

Österreich

In den o. g. Konsultationen ist vielfach die Erhöhung von Transportkapazitäten zwischen dem NCG-Marktgebiet und dem österreichischen Marktgebiet Ost zur Marktintegration und der Abbau von Markteintrittsbarrieren gefordert worden. Die im Kapitel 5.2 „Netzausbaumaßnahmen der nächsten drei Jahre“ des NEP 2012 beschriebenen Projekte führen zu deutlich erhöhten Exit-Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten Oberkappel und Burghausen in Richtung Österreich.

Sowohl die Realisierung der europäischen Importprojekte Nabucco und South Stream als auch die Realisierung wesentlicher LNG-Importprojekte an der Adria, welche ggf. einen Ausbaubedarf in Richtung Deutschland erfordern würden, ist aus Sicht der FNB noch nicht ausreichend gesichert. Dementsprechend ist auch noch nicht hinreichend geklärt, über welche Routen (z. B. Tauerngasleitung) der Import Richtung Deutschland erfolgt.

Die Umsetzung der Integration der Inselnetze zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und dem NCG-Marktgebiet erfolgt in Abstimmung mit den beteiligten Netzbetreibern

und Regulierungsbehörden. Unter Berücksichtigung der neuen österreichischen Marktregeln soll 2013 das Cosima-Konzept zum Abbau von Markteintrittsbarrieren zwischen dem NCG-Marktgebiet und den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg umgesetzt werden.

Der Umgang mit den Kapazitätsanfragen der österreichischen Speicher 7Fields und Haidach wurde im FNB-Entwurf des NEP 2012 behandelt. Eine weitere Bearbeitung im NEP 2013 ist vorgesehen. In diesem Zusammenhang erwarten die FNB, dass die beabsichtigte Integration der SÜDAL in das NCG-Marktgebiet zu einer Optimierung der Gasflüsse zwischen den Gasspeichern und den Marktgebieten führt.

Polen

Mit dem polnischen Netzbetreiber GazSystem erörtert GASCADE aktuell den bidirektionalen Ausbau des Netzpunktes Mallnow. GazSystem hatte sich hinsichtlich dieser Thematik auch an der Konsultation des NEP 2012 beteiligt. Eine Entscheidung über die konkrete Vorgehensweise wird gegen Ende 2012 erwartet. Die Bundesnetzagentur ist in die laufende Diskussion involviert.

GazSystem 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.

Russland

Am Anlandepunkt der Nord Stream in Greifswald erfolgen letzte Arbeiten in Verbindung mit dem Anschluss und dem Betrieb der Ferngasleitung NEL. Darüber hinaus sind in Greifswald aktuell keine zusätzlichen Ausbaumaßnahmen geplant. 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 bewertet werden. Die Ergebnisse und die daraus folgenden Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf in Deutschland bleiben abzuwarten.

Schweiz

Als weiteres 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 Gesamtmenge von rund 10.500 MWh/h als feste Einspeisekapazität in Wallbach zur Verfügung stellen. Hiervon sollen die ersten 2.200 MWh/h bereits ab 2016 und die restliche Menge von ca. 8.300 MWh/h ab 2017 bereitgestellt werden. Eine endgültige Investitionsentscheidung ist hier noch nicht getroffen. Das Projekt der Fluxys TENP GmbH befindet sich derzeit noch in einer Analysephase, daher sind die angegebenen Werte noch vorläufig.

Tschechische Republik

2013 wird mit der Fertigstellung der Ferngasleitung Gazelle in der Tschechischen Republik die mögliche Verfügbarkeit von Gasmengen am Einspeisepunkt Waidhaus in

Süddeutschland deutlich erhöht. Hierdurch wird insbesondere auch die Abhängigkeit vom Transportweg für russisches Erdgas durch die Ukraine verringert.

Inwiefern sich aus den durch die zuständigen Behörden unter der EU-Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung zu entwickelnden Risikobewertungen und Präventionsplänen ein Ausbaubedarf von Deutschland in Richtung der Tschechischen Republik ergibt, ist für die FNB zurzeit nicht absehbar.

9 Auf dem Szenariorahmen aufbauende Arbeiten

Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für die Erstellung des NEP 2013. Hierfür wird die in diesem Dokument beschriebene Energiebetrachtung (Arbeit) in eine Leistungsbilanz überführt und die Ergebnisse regionalisiert.

Aufbauend auf die für den NEP 2012 entwickelte Vorgehensweise werden auf der Basis dieser Leistungsbilanz 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 Anhang dargestellten Modellierungsvarianten.

Für die Modellierung ist eine konsolidierte Datenbasis unerlässlich. Aus diesem Grund können Anfragen nach §§ 38/39 GasNZV für den Anschluss von Speichern, die bei den FNB nach dem Ende der Konsultation des Szenariorahmens 2013 am 31.08.2012 eingegangen sind, für die Berechnungen des NEP 2013 nicht mehr berücksichtigt werden. Das Verfahren für die Berücksichtigung neuer und erweiterter Kraftwerke ist bereits abgeschlossen.

Anhand der konsolidierten Lastfluss-Szenarien werden die zukünftig notwendigen Transportkapazitäten für die deutschen Fernleitungsnetze abgeleitet. Hierbei werden die vorliegenden Erkenntnisse zum Gasaustausch mit den Nachbarländern berücksichtigt.

Anhang

Modellierungsvarianten für den NEP 2013

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen durch die gesetzlichen Vorgaben bei der Auswahl der zu berechnenden Szenarien für den NEP 2013 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. Um diesem zeitlichen Engpass langfristig entgegenzuwirken, haben die FNB in der Konsultation zum NEP 2012 der BNetzA vorgeschlagen, die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs und die Erstellung des Szenariorahmens in einen Prozess zu fassen, der in den kommenden Jahren Ende August mit der Bestätigung des Szenariorahmens enden sollte.

Vor diesem Hintergrund schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Auswahl und Spezifizierung für die Modellierung im NEP 2013 vor:

Es wird eine **Basisvariante II** auf Grundlage des Szenarios II vollständig berechnet, die einen aus heutiger Sicht realistischen Entwicklungspfad abbildet. Auf dieser Basisvariante aufbauend, folgt die Modellierung von Varianten wesentlicher Parameter (**Varianten II a und II b**). Unabhängig davon werden die **Szenarien zur Versorgungssicherheit** im L-Gas und H-Gas berechnet.

Entsprechend ihrer geringeren Eintrittswahrscheinlichkeit für den zukünftigen Netzausbau sowie des begrenzten Zeitrahmens für die Modellierungsarbeiten werden zwei weitere Entwicklungen nicht vollständig berechnet, sondern indikativ behandelt. In der **Variante I** wird ein höherer Gasbedarf entsprechend dem Szenario I unterstellt. Die **Variante FZK** beruht auf der Annahme, dass sämtliche bestehenden und neuen Kapazitäten in Fernleitungsnetzen als fest und frei zuordenbar angeboten werden sollen.

Darüber hinaus ist im NEP 2013 im Rahmen der Umsetzung der Bestimmungen von § 17 GasNZV eine Analyse der in der Vergangenheit vorgenommenen Unterbrechungen vorgesehen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden in Kürze eine Liste der vorgenommenen Unterbrechungen veröffentlichen. Weitere Hinweise zur Veröffentlichung entnehmen Sie bitte der Website www.netzentwicklungsplan-gas.de.

Die existierenden Lastflusszusagen und Nutzungseinschränkungen werden in der Modellierung als weiterhin vorhanden angesetzt. Sollten diese Lastflusszusagen nicht beschafft werden können oder die Nutzungseinschränkungen nicht mehr anwendbar sein, ist die zusätzliche Ausspeise-Kapazität nicht ohne weitere Maßnahmen darstellbar.

Die vorgeschlagenen Modellierungsvarianten im Einzelnen:

Basisvariante II:

- Vollständige Berechnung für die Jahre 2018 und 2023 auf der Basis von Szenario II des Szenariorahmens
- Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten (GÜP): Ausbaubedarf nach Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP; Kapazität fest, Bestandskapazitätsqualität inkl. bFZK etc. wird fortgeführt
- Marktgebietsübergangspunkte (MÜP): Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung
- Untergrundspeicher (UGS):
Kein Ausbau für Bestandsspeicher; § 39-Anfragen werden mit temperaturabhängiger Kapazität (TaK, vgl. Anhang neue Kapazitätsprodukte) angebunden; Frist für die Aufnahme in den Szenariorahmen (SR) ist die Antragstellung bis Ende der Konsultation des SR 2013;
Kriterien für die Ausgestaltung der TaK nach Auswertung der Speicherliste Bestand (vgl. Anhang) ¹:
- 50 % TaK im Marktgebiet NCG (Rest unterbrechbare Kapazität),
- 80 % TaK im Marktgebiet GASPOOL (Rest unterbrechbare Kapazität)
- Kraftwerke:
Keine Veränderung bei Bestandskraftwerken; Neubau entsprechend Kraftwerkliste Szenario II; Produkt: Fest mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall²
- Industrie:
Annahme eines langfristig konstanten Gasbedarfs
- Kapazitätsbedarf nachgelagerte Netzbetreiber:
Bestimmung aus deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung;
Startwert: Interne Bestellungen 2013

Berücksichtigung der unverbindlichen 10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber (Variante II a):

- Vollständige Berechnung für die Jahre 2018 und 2023
- Modellierungsansatz zu GÜP, MÜP, UGS, Kraftwerke und Industrie gegenüber Basisvariante II unverändert
- Kapazitätsbedarf nachgelagerte Netzbetreiber:
Verwendung der plausibilisierten unverbindlichen 10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber gemäß KoV

¹ Die Basisvariante II nimmt den von der BNetzA eingebrachten Aspekt der Gleichbehandlung von Bestands- und Neuspeichern auf. Neue Speicher werden mit einem aus den Bestandsspeichern abgeleiteten Anteil an fester Kapazität eingeplant. Um einen effizienten Ausbau zu planen, wird eine temperaturabhängige Nutzung unterstellt.

² Der Bedeutung neuer Kraftwerke für die Energiewende und die Stabilität der Stromnetze wird in Basisvariante II durch die Berücksichtigung mit festen Kapazitäten in der Planung Rechnung getragen. Dabei stellt die Vorgehensweise, die Kraftwerke auf festgelegte Einspeisepunkte zuzuordnen, einen effizienten Weg dar. Dies wird im Rahmen der Modellierung ausgearbeitet.

Feste Einplanung der systemrelevanten Kraftwerksblöcke (Variante II b):

- Vollständige Berechnung für das Jahr 2018
- Modellierungsansatz zu GÜP, MÜP, UGS, Industrie und Bestelleistung gegenüber Basisvariante II unverändert
- Kraftwerke:
Systemrelevante Kraftwerke (auch Bestand) werden mit 100 % fester Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall modelliert

Szenarien zur Versorgungssicherheit L-Gas und H-Gas:

- Vollständige Modellierung entsprechend Szenariorahmen 2013 auf Grundlage der Basisvariante II

Variante hoher Gasbedarf (Variante I)

- Indikative Behandlung für das Jahr 2023
- Modellierungsansatz zu GÜP, MÜP und Industrie gegenüber Basisvariante II unverändert
- Untergrundspeicher (UGS):
Kein Ausbau für Bestandsspeicher; alle weiteren Anfragen (nach § 39, § 38 und unverbindliche Anfragen) werden mit temperaturabhängiger Kapazität (TaK) angebunden; Frist für die Aufnahme in den Szenariorahmen (SR) ist die Antragstellung bis Ende der Konsultation des SR 2013; Kriterien für die Ausgestaltung der TaK nach Auswertung der Speicherliste Bestand:
 - 50 % TaK im Marktgebiet NCG (Rest unterbrechbare Kapazität),
 - 80 % TaK im Marktgebiet GASPOOL (Rest unterbrechbare Kapazität)
- Kraftwerke:
Keine Veränderung bei Bestandskraftwerken, Neubau entsprechend Kraftwerkliste Szenario I; Produkt: Fest mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall
- Kapazitätsbedarf nachgelagerte Netzbetreiber:
Bestimmung aus deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario I des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung;
Startwert: Interne Bestellungen 2013

Variante FZK

- Indikative Behandlung für das Jahr 2023
- Mengengerüst zu GÜP, MÜP, UGS, Kraftwerke und Industrie gegenüber Basisvariante II unverändert, jedoch werden sämtliche Kapazitäten bei Bestand und Neuanschlüssen als frei zuordenbare Kapazität (FZK) modelliert
- Kapazitätsbedarf nachgelagerte Netzbetreiber:
Verwendung der plausibilisierten unverbindlichen 10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber, modelliert als FZK

Analyse von Kapazitätseinschränkungen anhand historischer Flüsse

- Ex-post Analyse der in der Vergangenheit vorgenommenen Unterbrechungen
- Kategorisierung der Unterbrechungen nach ihrer Relevanz, z. B. Dauer und Häufigkeit der Unterbrechung
- Beschreibung bereits ergriffener bzw. zu ergreifender Maßnahmen

Konzept Kraftwerksprodukt – Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall

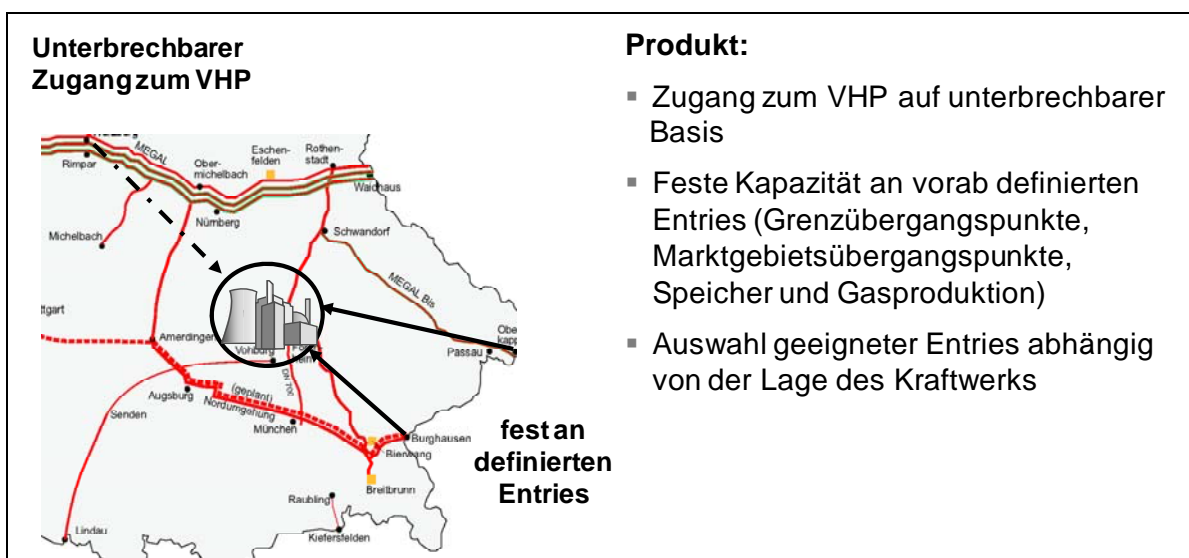
Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, das Kapazitätsprodukt „Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgaben im Unterbrechungsfall“ in die Modellierung einzubeziehen. Es ist so konzipiert, dass sowohl im Fall einer Unterbrechung zum VHP als auch im Normalfall dem Kunden die Möglichkeit geboten wird, sein Kraftwerk fest zu versorgen.

Neben dem unterbrechbaren Zugang zum VHP wird eine feste Exit-Kapazität von zugeordneten Einspeisepunkten des Marktgebietes zur Verfügung gestellt. Für die Entry-Kapazität an diesen zugeordneten Einspeisepunkten besteht entweder die Möglichkeit, eine unterbrechbare Kapazität oder eine feste Kapazität mit Zuordnungsbeschränkung (ggf. auch mit unterbrechbarem VHP-Zugang) zu buchen. Wird der VHP-Zugang der unterbrechbaren Ausspeisekapazität unterbrochen, kann/muss der Kunde (automatisch) einen seiner zugeordneten Entries nominieren.

Bei einer Zuordnung des Kraftwerks zu einem Speicher unterliegen die Regeln für den Erwerb der Kapazität weniger Einschränkungen (langfristige Quotierung, Renominierungsbeschränkung) als an Grenzübergängen. Zudem haben Kraftwerksbetreiber bei Speichern die Möglichkeit einer Vorratshaltung.

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.

Abbildung 2: Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall



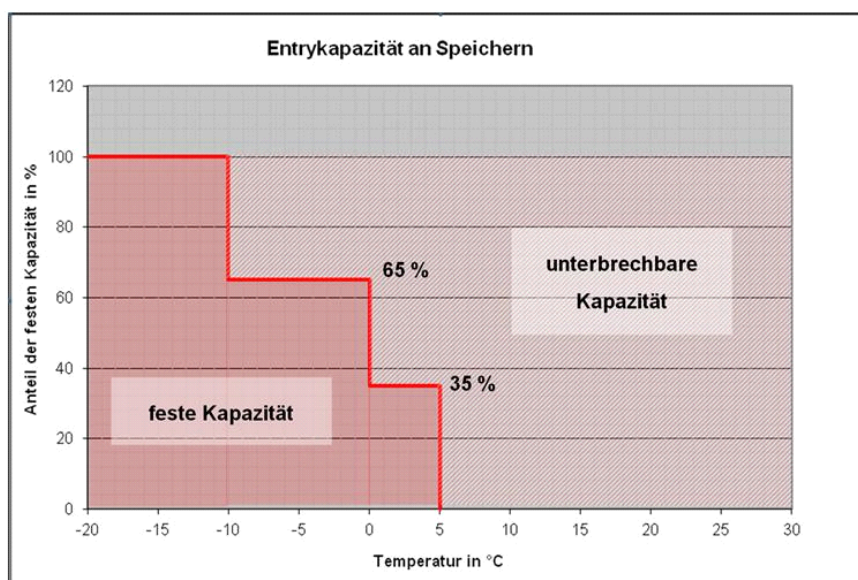
Konzept Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern

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 dem Transportunternehmen die Möglichkeit, eine Entry- oder Exit-Kapazität an Speichern außerhalb der festgelegten Temperaturbereiche zu unterbrechen. Anhand vorliegender Temperaturprognosen ist am Vortag rechtzeitig vor der Initialnominierung ersichtlich, ob die Kapazität fest oder unterbrechbar ist.

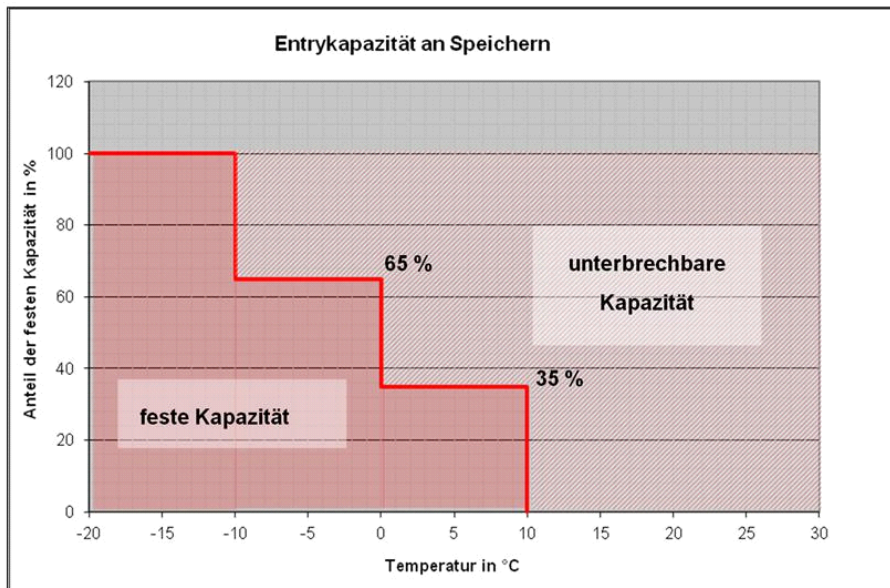
Konzeptionell sollte die Ermittlung der festen und unterbrechbaren Anteile der Entry- und Exit-Leistung bei bestimmten Temperaturen von einer in Deutschland typischen Absatzstruktur abgeleitet werden. Der temperaturabhängige Absatz in Deutschland erreicht je nach geografischer Lage sein Maximum zwischen -10°C und -20°C . Um den Gefrierpunkt liegt der temperaturabhängige Absatz noch bei ca. 65 % des Maximums. Ab einer Temperatur größer 15°C kann zunehmend von einer Grundlast ausgegangen werden – die Temperaturabhängigkeit geht dann gegen Null. Geht man weiterhin davon aus, dass die Entry-Leistung doppelt so hoch ist wie die Exit-Leistung ergibt sich ein Zeitbedarf der Befüllung von Speichern von $\frac{2}{3}$ eines Gaswirtschaftsjahres und eine resultierende Entleerung in dem verbleibenden $\frac{1}{3}$ Jahr. Werden die Temperaturen eines durchschnittlichen Jahres hinsichtlich dieses Kriteriums ausgewertet, so ergeben sich Grenztemperaturen je nach geographischer Lage zwischen 5°C und 10°C .

Abbildung 3: Vorschlag für Anteile an fester Entry-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen für den Süden Deutschlands



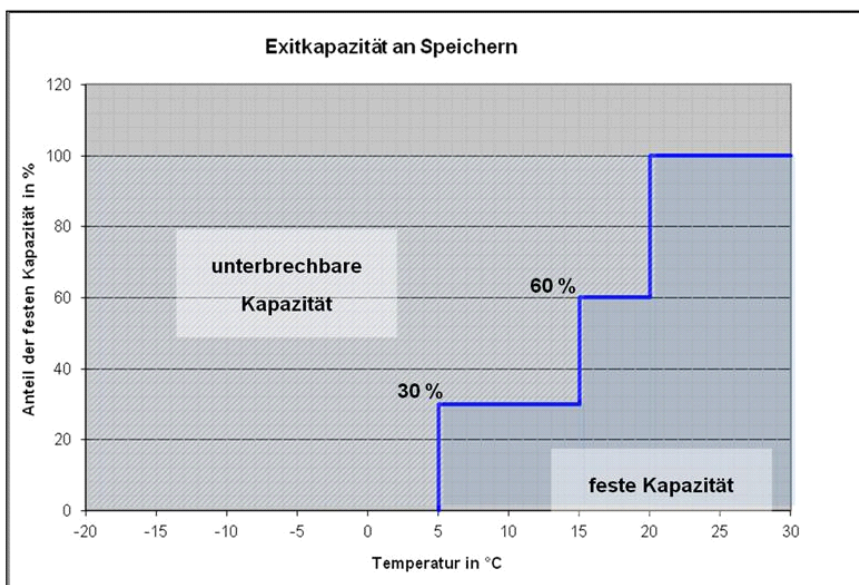
Da sich die Temperaturen in Deutschland deutlich unterscheiden, ist zwischen Nord und Süd hinsichtlich der Aus- und Einspeicherphase zu differenzieren. Da im Norden weniger Tage mit Temperaturen kleiner 5°C auftreten, muss die Ausspeicherphase – also Entry ins Transportnetz – um den Bereich 5°C bis 10°C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

Abbildung 4: *Vorschlag für Anteile an fester Entry-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen für den Norden Deutschlands*



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

Abbildung 5: *Vorschlag für Anteile an fester Exit-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen*



Die FNB sehen in der Kombination des TaK-Produkts an Speichern mit dem zuvor beschriebenen Kraftwerksprodukt (Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall) eine gute Möglichkeit zur Reduzierung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit des unterbrechbaren Anteils des TaK-Produkts.

Kraftwerksliste für die Szenarien

[Download von der Internetseite des Netzentwicklungsplans Gas](#)

Kapazitäten der deutschen Grenzübergangspunkte

[Download von der Internetseite des Netzentwicklungsplans Gas](#)

Speicherliste

[Download von der Internetseite des Netzentwicklungsplans Gas](#)

Literatur

- [AG Energiebilanzen 2012] Vorläufige Auswertungstabellen zur Energiebilanz 2010 für die Bundesrepublik Deutschland, download unter:
<http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=139>
- [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 15.06.2012):
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNNetzA/Presse/Berichte/2012/BioGasMonitoringbericht2012pdf.pdf?__blob=publicationFile
- [dena 2012] Biogaseinspeisung in Deutschland – Tabellarischer Überblick über Einspeiseprojekte in Deutschland, download unter (Download am 30.05.2012):
<http://www.biogaspartner.de/index.php?id=10074>
- [EWI/ Prognos/ GWS 2010] Energieszenarien für ein Energiekonzept 2010, August 2010, download unter (Download am 10.08.2011):
<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=356294.html>
- [EWI/ Prognos/ GWS 2011] Energieszenarien 2011, Juli 2011, download unter (Download am 16.08.2011):
http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11_08_12_Energieszenarien_2011.pdf
- [IER/ RWI/ ZEW 2010] Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009), März 2010, download unter (Download am 16.09.2011):
ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/Energieprognose_2009_Hauptbericht.pdf
- [Leitstudie 2011] „Leitstudie 2011“ – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, März 2012, inklusive Datenanhang II, download unter (Download am 30.05.2012):
http://erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/doc/48514.php
- [ÜNB 2012] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Entwurf, Stand 17. Juli 2012 (Download am 20. Juli 2012):
http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Szenariorahmen/Eingereichter%20Szenariorahmen%20zum%20NEP%202013.pdf?__blob=publicationFile

[WEG 2006-2011]

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. –
Jahresbericht Zahlen und Fakten 2005 bis 2010, download
unter (Download am 01.09.2011):
<http://www.erdoel-erdgas.de/article/articleview/75/1/68/>

[WEG-Prognose 2012]

Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten
Elbe-Weser und Weser-Ems, 2012