

# **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, 01. Oktober 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**

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Szenariorahmen für den NEP Gas 2013</b>	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung</b>	<b>3</b>
<b>4</b>	<b>Beschreibung der Szenarien</b>	<b>7</b>
<b>5</b>	<b>Gasbedarf</b>	<b>11</b>
<b>6</b>	<b>Gasaufkommen</b>	<b>16</b>
<b>7</b>	<b>Gasbilanz für Deutschland</b>	<b>18</b>
<b>8</b>	<b>Erdgasspeicher in Deutschland</b>	<b>18</b>
<b>9</b>	<b>Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern</b>	<b>19</b>
<b>10</b>	<b>Auf dem Szenariorahmen aufbauende Arbeiten</b>	<b>23</b>
	<b>Anhang</b>	<b>24</b>
	Stellungnahmen zum Szenariorahmen-Konsultationsdokument	24
	Modellierungsvarianten für den NEP 2013	25
	Konzept Kraftwerksprodukt – Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall	33
	Konzept Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern	36
	Kapazitäten der deutschen Grenzübergangspunkte	40
	Speicherliste	40
	Unterbrechungsliste	40
	<b>Literatur</b>	<b>41</b>

## Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs	7
Abbildung 2:	Entwicklung des Erdgas-Primärenergieverbrauchs in Deutschland in TWh (H <sub>0</sub> )	12
Abbildung 3:	Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall	35
Abbildung 4:	Vorschlag für Anteile an fester Entry-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen für den Süden Deutschlands	36
Abbildung 5:	Vorschlag für Anteile an fester Entry-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen für den Norden Deutschlands	37
Abbildung 6:	Vorschlag für Anteile an fester Exit-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen	37
Tabelle 1:	Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO <sub>2</sub> in den Szenarien	8
Tabelle 2:	Szenarien zur Stromerzeugung	9
Tabelle 3:	Marktanteile der Energieträger im Neubau	13
Tabelle 4:	In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland	13
Tabelle 5:	Ergebnisse der Szenarien zur Verstromung von Gas in Kraftwerken	14
Tabelle 6:	Szenario I – Gasbedarf in Deutschland insgesamt	14
Tabelle 7:	Szenario II – Gasbedarf in Deutschland insgesamt	15
Tabelle 8:	Szenario III – Gasbedarf in Deutschland insgesamt	15
Tabelle 9:	Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung	16
Tabelle 10:	Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten	17
Tabelle 11:	Biogaseinspeisung in Deutschland	17
Tabelle 12:	Entwicklung des Erdgas-Importbedarfs in den Szenarien des Szenariorahmens	18
Tabelle 13:	Übersicht der Stellungnahmen zum Szenariorahmen-Konsultationsdokument	24
Tabelle 14:	Modellierungsvarianten im Szenariorahmen zum NEP 2013	32

# 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 und zum Szenariorahmen 2013 berücksichtigt.

## 2 Szenariorahmen für den NEP Gas 2013

Der Szenariorahmen 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 sowie des Szenariorahmens 2013. 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 Ausbaubeglehen 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 Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung

Die FNB haben entsprechend § 15a Abs. 1 EnWG im Zeitraum vom 10.08.2012 bis 31.08.2012 der Öffentlichkeit und den nachgelagerten Netzbetreibern Gelegenheit zur Äußerung zum Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2013 gegeben. Insgesamt sind in diesem Zeitraum 28 Stellungnahmen eingegangen, die an die BNetzA weitergeleitet wurden. Soweit die Stellungnehmer einer Veröffentlichung nicht widersprochen haben, werden diese Beiträge auf der Internetseite [www.netzentwicklungsplan-gas.de](http://www.netzentwicklungsplan-gas.de) veröffentlicht.

Die im Anhang dargestellte Tabelle zeigt die Häufigkeit und die Themenschwerpunkte der von den Konsultationsteilnehmern eingereichten Beiträge, zu denen wir wie folgt Stellung nehmen:

- *Zeitlicher Rahmen des NEP-Prozesses und der Konsultation*

Der Zeitrahmen für den NEP 2013 ist durch den Gesetzgeber festgelegt. Sämtliche Arbeiten und die abschließende Konsultation des Entwurfs des NEP 2013 müssen bis zum 01.04.2013 abgeschlossen sein. Wegen der hohen Komplexität der Modellierung der Ferngasnetze sind hierfür mindestens 3 Monate erforderlich. Der Entwurf des NEP 2013 soll im Februar 2013 konsultiert werden. Die Auswertung der Konsultationsergebnisse und anschließende Überarbeitung des Entwurfs ist im März 2013 vorgesehen.

Unter Berücksichtigung der von den FNB durchzuführenden Planungs- und Auswertungsarbeiten als Grundlage für den Szenariorahmen 2013 wurde die Konsultationsfrist von drei Wochen gewählt, um der BNetzA Ende September den überarbeiteten Entwurf des Szenariorahmens zum NEP 2013 zur Bestätigung vorlegen zu können. Ein früherer Beginn der Arbeiten zur Aufstellung des Szenariorahmens für die Konsultation war nicht möglich, da die Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks mit den Übertragungsnetzbetreibern (Strom) abgestimmt werden mussten.



- *Einbindung von Marktteilnehmern in den NEP-Prozess*

Die Verteilernetzbetreiber (VNB) werden in den jährlichen NEP-Prozess eingebunden. Hierfür stehen die FNB in einem ständigen Dialog mit den ihnen nachgelagerten VNB. Die dezentralen, im Tagesgeschäft bewährten Kommunikationsstrukturen werden genutzt, um die speziellen Anforderungen und das Detailwissen der VNB in den Prozess einzubinden. Zu nennen ist hier insbesondere die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs, deren Einbindung in die Modellierungsvarianten im Anhang (vgl. nächster Absatz) beschrieben wird. Auch mit den Gaskraftwerks- und Speicherbetreibern haben die FNB den Informationsaustausch fortgesetzt. Der Dialog mit letzteren mündete in einer gemeinsam erarbeiteten BDEW-Stellungnahme zur Integration von Speichern in Bezug auf Kapazitäten und Netzausbau vom 12.07.2012. Weitere Details zum bisherigen Konsultationsverfahren sind den entsprechenden Internetseiten der FNB und der BNetzA zu entnehmen.<sup>1</sup>

- *Prognostizierte Gasbedarfsentwicklung, Datenerhebung und Startwerte der internen Bestellung*

Grundsätzlich wurden für den Szenariorahmen konsistente Szenarien zur Entwicklung des Endenergiebedarfs ausgewählt. In diesen Entwicklungspfaden sind die zu ihrer Erreichung notwendigen Maßnahmen dokumentiert. Allerdings ist der politische Willensbildungsprozess zur Erreichung der gesetzten Ziele noch nicht abgeschlossen, das heißt sie sind noch nicht vollständig durch politische Maßnahmen im Ordnungsrecht oder durch finanzielle Anreize umgesetzt. Insbesondere das Szenario II dieses Szenariorahmens steht in Einklang mit den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung. Hinsichtlich der unterstellten Verbrauchsentwicklung verweisen wir darauf, dass bereits seit mehreren Jahren in Deutschland ein rückläufiger Erdgasverbrauch zu beobachten ist und der prognostizierte, weitere Verbrauchsrückgang insofern keine neue, rein hypothetische Entwicklung darstellt (vgl. Kapitel 5, Gasbedarf).

Die Methodik der Weiterverarbeitung der Basisdaten wurde detailliert in Kapitel 3 des NEP 2012 dargestellt sowie in den Workshops zum NEP 2012 erläutert.<sup>2</sup>

Die FNB möchten insbesondere darauf aufmerksam machen, dass in einer Variantenrechnung des Szenarios II die *angefragten* (nicht die *zugesagten*) internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber für 2013 ebenso wie die plausibilisierten Langfristprognosen der nachgelagerten Netzbetreiber in voller Höhe in der Modellierung berücksichtigt werden.

- *Regionalisierung des Gasbedarfs*

Nach der Darstellung der Ergebnisse für den Szenariorahmen auf gesamtdeutscher Ebene werden die Gasbedarfs-Ergebnisse (als Arbeitsmengen in TWh) durch Prognos regionalisiert, das heißt es erfolgt eine kreisscharfe Zuordnung. Diese

---

<sup>1</sup> <http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/konsultationsverfahren/konsultationsverfahren-stellungnahmen.html>  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Vortraege/Veranstaltungen/Veranstaltungen/NEPGas/VeranstaltungenNEPGas\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Vortraege/Veranstaltungen/Veranstaltungen/NEPGas/VeranstaltungenNEPGas_node.html)

<sup>2</sup> Download des Vortrags unter: [http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/vortraege\\_12fnb\\_workshop\\_nep\\_gas.pdf](http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/vortraege_12fnb_workshop_nep_gas.pdf)

Regionalisierung erfolgt auf Basis vorhandener Statistiken (z. B. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder, Statistik zur Energieverwendung des Verarbeitenden Gewerbes, Bevölkerungsvorausberechnung der statistischen Ämter) und Studien sowie mit Hilfe von Prognos-eigenen Verteilungsschlüsseln. Die Verteilungsschlüssel basieren wiederum auf einer Bottom-Up-Modellrechnung, welche demografische, wirtschaftliche und technische Entwicklungen in den einzelnen Sektoren und Kreisen berücksichtigt. Die kreisscharfe Bottom-Up-Modellierung wurde von Prognos im Rahmen eines deutschlandweiten Projekts zur Energiebedarfsentwicklung entwickelt.

Im Rahmen der sich nun anschließenden NEP 2013-Modellierung werden die bisher regionalisierten Gasbedarfs-Mengen in Leistungswerte umgerechnet (vgl. Methodenbeschreibung im NEP 2012). Spätestens mit der Vorlage des NEP 2013-Entwurfs für die Konsultation wird die dazugehörige Liste mit den Kapazitäten an den Netzkopplungspunkten zu nachgelagerten Netzbetreibern veröffentlicht.

- *Modellierungsvarianten, Kraftwerksprodukt, TaK an Speichern*

Auf der Basis von Anregungen aus der Konsultation wurden die Modellierungsvarianten modifiziert (vgl. Anhang). Zur Erhöhung der Transparenz wurden die Varianten außerdem in einer tabellarischen Übersicht dargestellt. In Abstimmung mit der BNetzA erfolgte eine Priorisierung der Modellierungsvarianten für die weitere Bearbeitung im NEP 2013. Außerdem wurde die Ausgestaltung des Kraftwerksprodukts sowie des Produkts „TaK an Speichern“ präzisiert (vgl. Anhang).

- *Berücksichtigung marktbasierter Instrumente anstelle neuer Kapazitätsprodukte*

Marktbasierte Instrumente wie ein verstärkter Einsatz von Regelenergie, der Rückkauf von Kapazitäten durch die FNB sowie die Beschaffung von Lastflusszusagen können helfen, eine sichere und effiziente Versorgung zu gewährleisten (vgl. auch BDEW-Stellungnahme zum Bericht der Bundesnetzagentur zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012). Die Maßnahmen sind aber primär als kurzfristige, nicht langfristig planbare Instrumente zur Beseitigung von Engpasssituationen zu sehen, während die im Szenariorahmen vorgesehenen Kapazitätsprodukte im Rahmen einer 10-Jahres-Planung als planbare Instrumente zur effizienten Gestaltung der Netzausbaumaßnahmen vorgeschlagen werden.

- *Gasliefersituation im Februar 2012*

Zu der Gasliefersituation im Februar 2012 haben neben der extremen Kältewelle in Europa weitere, dem Netzzugangssystem in Deutschland geschuldete Gründe geführt. Auf die meisten Aspekte sind sowohl die Bundesnetzagentur in Ihrem „Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12“ sowie Arbeitsgruppen des BDEW eingegangen. Aus Sicht der FNB haben neben den in den jeweiligen Berichten aufgeführten Gründen (Kältewelle, Reduzierung der Einspeisungen in Waidhaus, außergewöhnlich hohe Gasabnahme in Süddeutschland, Frankreich und Italien) auch die bisherigen Marktgebietszusammenlegungen und die Verringerung des Einsatzes kapazitätsmindernder Maßnahmen zu der schwierigen Versorgungssituation geführt. Die Umsetzung der Handlungsempfehlungen der BNetzA – beispielsweise eine

Verbesserung der Abstimmungsprozesse zwischen Gas- und Stromnetzbetreiber und Konkretisierung versorgungsrelevanter Vorgaben – wird sowohl auf Verbandsseite als auch seitens des Verordnungsgebers bearbeitet. Für den NEP sind insbesondere der Umgang mit Speicherkapazitäten und der zu ermittelnde Ausbaubedarf von Relevanz. Letzterer wird im Rahmen der Modellierung auf Basis der internen Bestellungen des Kalenderjahres 2013 und der Kapazitätsnachfrage der Transportkunden bestimmt. Dadurch ist sichergestellt, dass die Gasliefersituation 2012 im Netzentwicklungsplan 2013 abgebildet wird. Darüber hinaus wird die Situation im Februar 2012 in einem separaten Szenario berücksichtigt.

- *Forderung nach Berücksichtigung von FZK für neue Kraftwerke und Speicher*

Die Schaffung von fester frei zuordenbarer Kapazität für neue Kraftwerke und Speicher verursacht erhebliche Kosten. Durch differenzierte Kapazitätsprodukte können diese Kosten gesenkt werden, die über die Netzentgelte sowohl auf der Strom- als auch auf der Gasseite sozialisiert würden, sowie die Netzausbaumaßnahmen deutlich optimiert werden. Vor dem Hintergrund der energiepolitischen Ziele der EU und der Bundesregierung, die mittel- bis langfristig zu einem deutlichen Rückgang des Verbrauchs fossiler Energieträger führen werden, halten die FNB daher bei jedem weiteren Netzausbau eine Untersuchung der Wirtschaftlichkeit vor dem Hintergrund des gesetzlich geforderten effizienten Netzausbaus für zwingend erforderlich.

- *Systemrelevante Kraftwerke*

Die systemrelevanten Kraftwerke werden durch die Übertragungsnetzbetreiber (Strom) in Abstimmung mit der BNetzA festgelegt. Auf der Grundlage dieser Festlegung berücksichtigen die FNB die systemrelevanten Kraftwerke bei der Modellierung des Gasnetzes (vgl. Anhang Modellierungsvarianten).

- *Rolle der dezentralen KWK im Verteilernetz*

Der Gasbedarf der KWK-Anlagen wurde vollständig in die Betrachtung des Szenariorahmens einbezogen. Die Berechnung der großen KWK-Anlagen (> 10 MW<sub>el</sub>) erfolgte über die Kraftwerksliste (vgl. Kapitel 4). Für die Gas-KWK-Anlagen in einer Größenordnung zwischen 0,5 MW<sub>el</sub> und 10 MW<sub>el</sub> erfolgte die Auswertung der BAFA-Statistik (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle). Die kleinen KWK-Anlagen (< 0,5 MW<sub>el</sub>) sind vorwiegend im Bereich der privaten Haushalte und im Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen zu finden. Der steigende Gasbedarf für diese Anlagen entsprechend der ausgewählten Szenarien ist demzufolge im Gasbedarf dieser beiden Sektoren enthalten.

- *Listen zu Kraftwerken und Speichern*

Die Listen wurden unter Berücksichtigung der in der Konsultation geäußerten Hinweise zu einzelnen Standorten angepasst (vgl. Kapitel 4).

## 4 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***	<b>Szenario I: Hohes Gasbedarfsszenario</b>			
Szenario II: - Mittlerer Gasbedarf - Referenzszenario 2010**		<b>Szenario II: Mittleres Gasbedarfsszenario</b>		
Szenario III: - Niedriger Gasbedarf - Zielszenario 2011**			<b>Szenario III: Niedriges Gasbedarfsszenario</b>	

\* 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 ist die **Kraftwerksliste**, d.h. 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 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 CO<sub>2</sub>.

*Tabelle 1: Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO<sub>2</sub> in den Szenarien*

Alle Szenarien	Einheit	2010	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
<b>Internationale Preise</b>							
Ölpreis real	[USD <sub>2010</sub> /bbl]	80	90	91	93	106	+33%
CO <sub>2</sub>	[EUR <sub>2010</sub> /t]	13	8	9	10	27	+108%
<b>Grenzübergangspreise Deutschland</b>							
Rohöl	[EUR <sub>2010</sub> /t]	446	488	498	507	572	+28%
Erdgas	[Cent <sub>2010</sub> /kWh]	2,1	2,3	2,3	2,3	2,6	+24%
Kraftwerkssteinkohle	[EUR <sub>2010</sub> /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 im Übertragungsnetz wird 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 (Stichtag: 31.08.2012) 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 (Stichtag: 31.08.2012) auf der Strom- (KraftNAV) und Gasseite (GasNZV) und gesicherte Projektplanungen werden 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 (Stichtag: 31.08.2012)

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 <sub>el</sub> ]	Referenz	Szenario I: Hoher Gasbedarf	Szenario II: Mittlerer Gasbedarf	Szenario III: Niedriger Gasbedarf
	BNetzA	Prognos	Szenariorahmen der ÜNB	
	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	18,0
Steinkohle	26,3	17,8	25,7	31,9
Erdgas	26,5	42,0	32,9	23,1
Mineralölprodukte	3,8	2,7	2,7	2,7
Pumpspeicher	6,4	6,4	11,0	11,0
Sonstige	4,1	3,3	3,3	3,3
<b>Summe konventionell</b>	<b>99,3</b>	<b>89,9</b>	<b>93,2</b>	<b>90,1</b>
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
<b>Summe erneuerbar</b>	<b>65,1</b>	<b>138,7</b>	<b>138,7</b>	<b>124,5</b>
<b>Summe Nettoleistung</b>	<b>164,4</b>	<b>228,6</b>	<b>231,9</b>	<b>214,6</b>
<b>Energiebedarf netto [TWh<sub>el</sub>]</b>	<b>535,4</b>	<b>535,4</b>	<b>535,4</b>	<b>535,4</b>
<b>Jahreshöchstlast [GW<sub>el</sub>]</b>	<b>84,0</b>	<b>84,0</b>	<b>84,0</b>	<b>84,0</b>

Quelle: BNetzA, Prognos, ÜNB 2012

Für das **Gasaufkommen in Deutschland** werden die Inlandsförderung von Erdgas und Erdölgas 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 9).

### **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) Gasliefersituation in der ersten Februarhälfte 2012**

Der wesentliche Auslöser für die angespannte Gasliefersituation im Februar 2012 war die Reduktion der Einspeisemengen am Grenzübergangspunkt Waidhaus in Verbindung mit der extremen Kältewelle. 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 wären.

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 für das Kalenderjahr 2013 (Anm.: Die internen Bestellungen berücksichtigen auch die Lastsituation in der ersten Februarhälfte 2012) und des Kapazitätsbedarfs der zwischenzeitlich ausgewiesenen 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.

## b) 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 bzw. Luft (Konvertierung). Das Versorgungssicherheitsszenario soll die Identifikation konkreter Projekte im NEP 2013 zur Sicherstellung der Versorgung ermöglichen.

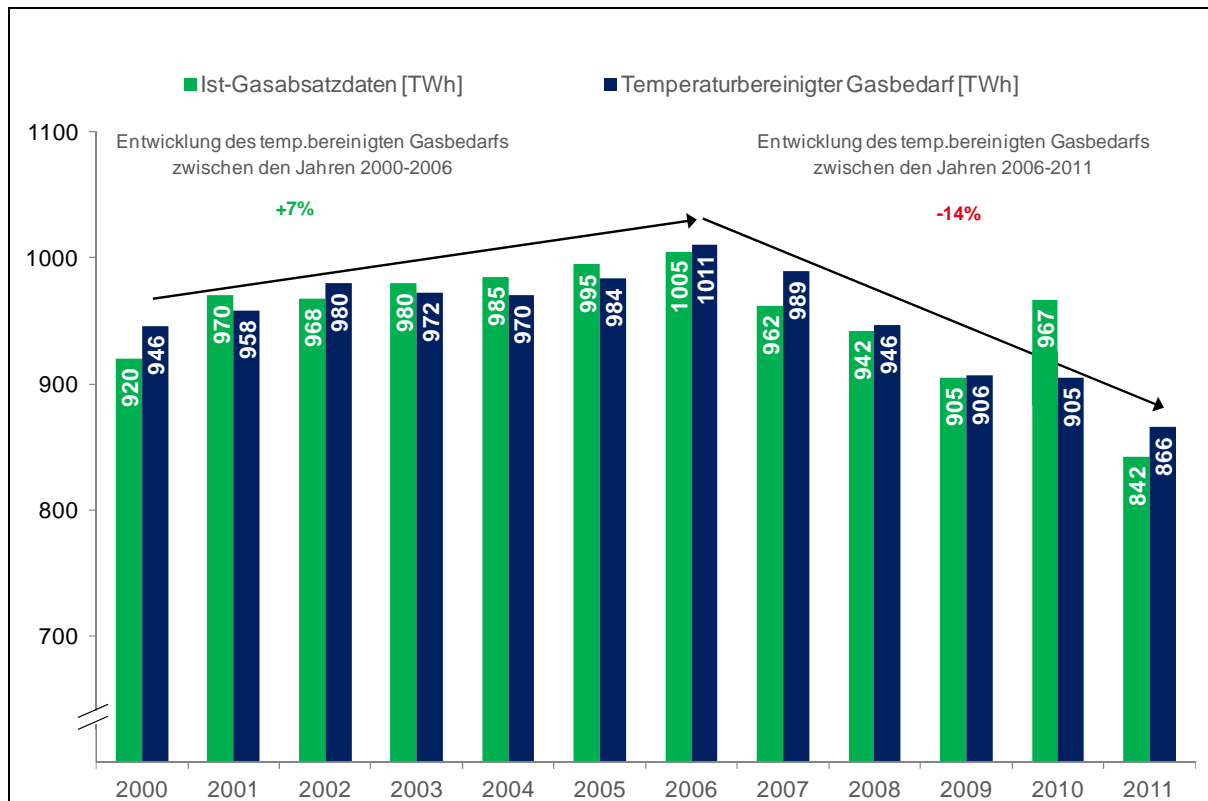
## 5 Gasbedarf

Der **Gasbedarf Deutschlands in den Szenarien I bis III** setzt sich aus den Einzelergebnissen der Entwicklungspfade zum Endenergiebedarf, zum nichtenergetischen Verbrauch, zum Gaseinsatz im Umwandlungssektor (Strom- und Wärmeerzeugung) und zum Eigenverbrauch des Umwandlungssektors zusammen. Der jeweils unterstellte Verbrauchsrückgang basiert auf den in Kapitel 4 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.



Abbildung 2: Entwicklung des Erdgas-Primärenergieverbrauchs in Deutschland in TWh (H<sub>0</sub>)



Quelle: 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 Gradtagzahlen um den Temperatureffekt zu bereinigen.

Die in Abbildung 2 dargestellte temperaturbereinigte Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Deutschland zeigt, dass der Erdgasverbrauch seit einigen Jahren eine rückläufige Tendenz aufweist.<sup>3</sup>

Während im Zeitraum 2000 - 2006 der deutsche Erdgasverbrauch temperaturbereinigt um 7 % gestiegen ist, zeigt sich von **2006 bis 2011 ein Rückgang von 14 %**.

Im ersten Halbjahr 2012 hat sich dieser Trend fortgesetzt: Gemäß Auswertung der AG Energiebilanzen hat sich der deutsche Erdgasverbrauch im ersten Halbjahr 2012 gegenüber dem ersten Halbjahr 2011 temperaturbereinigt um weitere 4 % reduziert.

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

<sup>3</sup> 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.

ehemals 76 % in 2001 kontinuierlich auf 50 % in 2011 gesunken sind (v. a. zu Lasten der Wärmepumpe).

Tabelle 3: Marktanteile der Energieträger im Neubau

Beheizungsart	Einheit	2001	2009	2010	2011
Gas	[%]	75,9	50,9	50,4	49,7
Wärmepumpen	[%]	2,0	23,9	23,1	22,8
Fernwärme	[%]	7,5	13,1	14,6	16,2
Strom	[%]	1,7	0,8	1,0	0,9
Heizöl	[%]	11,3	1,9	1,8	1,5
Holz/Holzpellets	[%]	-	5,0	5,0	5,8
Koks/Kohle	[%]	0,2	0,1	0,0	-
Sonstige	[%]	1,4	4,3	4,1	3,1
Summe	[%]	100,0	100,0	100,0	100,0
<b>Anzahl der Wohnungen</b>		256.530	153.701	164.540	195.500

Quelle: BDEW Gaszahlen 2012

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

Installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	Einheit	2011	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2011
Szenario I	[GW]	26,5	28,7	36,3	39,2	42,0	+59%
Szenario II*	[GW]	26,5	28,2	32,0	32,8	32,9	+24%
Szenario III	[GW]	26,5	27,3	27,3	27,4	23,1	-13%

Quelle: Prognos, ÜNB 2012

Der **Gasbedarf der Kraftwerke** (in TWh<sub>th</sub>, vgl. Tabelle 5) ergibt sich in der **Modellierung der Strommärkte** unter den gegebenen Rahmenbedingungen aus deren Stromerzeugung (in TWh<sub>e</sub>) 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	2010*	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Stromerzeugung aus Gas	[TWh <sub>el</sub> ]	82	73	81	94	111	+35%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh <sub>th</sub> ]	202	169	181	204	218	+8%
Erforderliche Gaskapazität (Anschlussleistung)	[GW]	71	77	89	93	91	+28%
Szenario II	Einheit	2010*	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Stromerzeugung aus Gas	[TWh <sub>el</sub> ]	82	73	79	87	97	+19%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh <sub>th</sub> ]	202	170	177	197	194	-4%
Erforderliche Gaskapazität (Anschlussleistung)	[GW]	71	75	81	83	76	+7%
Szenario III	Einheit	2010*	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Stromerzeugung aus Gas	[TWh <sub>el</sub> ]	82	67	64	65	65	-21%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh <sub>th</sub> ]	202	158	153	155	139	-31%
Erforderliche Gaskapazität (Anschlussleistung)	[GW]	71	73	73	72	57	-20%

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

Die Modellierung der Gasausseisekapazitäten 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 6: Szenario I – Gasbedarf in Deutschland insgesamt

Gasbedarf Deutschland Szenario I	Einheit	2010*	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	851	770	780	802	803	-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	190	203	226	241	+1%
Fernheizwerke	[TWh]	36	22	22	22	23	-35%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 4)	[TWh]	202	169	181	204	218	+8%
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 7: 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	765	783	738	-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	200	220	215	-10%
Fernheizwerke	[TWh]	36	23	23	23	21	-40%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 4)	[TWh]	202	170	177	197	194	-4%
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 8: Szenario III – Gasbedarf in Deutschland insgesamt

Gasbedarf Deutschland Szenario III	Einheit	2010*	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	851	748	731	722	634	-25%
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	182	177	177	159	-33%
Fernheizwerke	[TWh]	36	23	23	23	20	-45%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 4)	[TWh]	202	158	153	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 Kraftwerksliste (vgl. Kapitel 4) mit der Zuordnung der Kraftwerke zu den Szenarien I bis III.

## 6 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 9: *Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung<sup>4</sup>*

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 <sup>3</sup>	Mio. m <sup>3</sup> /h	Mio. m <sup>3</sup> /h	Mrd. m <sup>3</sup>	Mio. m <sup>3</sup> /h	Mio. m <sup>3</sup> /h	Mrd. m <sup>3</sup>	Mio. m <sup>3</sup> /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).

<sup>4</sup> 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	2010	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Konventionelles Erdgas	[Mrd. m <sup>3</sup> ]*	12,7	10,3	10,0	9,6	4,4	-65%
Konventionelles Erdgas	[TWh H <sub>o</sub> ]**	124	101	97	94	43	-65%
Konventionelles Erdgas	[TWh H <sub>u</sub> ***]	112	92	88	85	39	-65%

\* Mengenangaben beziehen sich auf Erdgas mit einem einheitlichen Brennwert von 9.7692 kWh/m<sup>3</sup>, oberer Heizwert

\*\* Mengenangaben umgerechnet in TWh (9.7692 kWh/m<sup>3</sup>), oberer Heizwert

\*\*\* Mengenangaben umgerechnet auf den unteren Heizwert (H<sub>o</sub>/H<sub>u</sub> = 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 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 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 11: 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.

## 7 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 6 bis Tabelle 8). Auffällige Unterschiede haben ihre Ursache in den deutlich voneinander abweichenden Szenarien zur Gasverstromung.

*Tabelle 12: 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	669	682	706	744	+1%
Szenario II	[TWh]	737	667	666	687	680	-8%
Szenario III	[TWh]	737	648	633	625	575	-22%

Quelle: Prognos, 2010\* = vorläufige Werte

## 8 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 Ausbaubehringen nach §§ 38 und 39 GasNZV (soweit die Voraussetzungen für die Geltendmachung eines Anspruchs nach § 39 GasNZV nachgewiesen wurden) 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 31.08.2012 den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Anschluss- und Ausbaubehringen nach §§ 38 und 39 GasNZV sind der Speicherliste im Anhang zu entnehmen. Ein Download dieser Liste ist auch möglich unter [www.netzentwicklungsplan-gas.de](http://www.netzentwicklungsplan-gas.de). Darüber hinaus liegen den FNB zum Stichtag 08.08.2012 sieben unverbindliche Anfragen zu weiteren Speicherprojekten vor. Aus Vertraulichkeitsgründen wurde diese Liste ausschließlich der BNetzA übergeben.



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 zu ermitteln, die sich aus der Zusammenarbeit der Speicherbetreiber untereinander und der Speicherbetreiber mit den FNB ergeben, sowie die Optionen flexiblerer Kapazitätsnutzungen zu prüfen (z. B. „day-ahead-Kapazitäten“ im Zusammenhang mit der Unterstützung der Handelsaktivitäten, Clusterbildung).

## 9 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern

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

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

### **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 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. 4.200 MWh/h durch GUD am Exit Ellund ab Ende 2015 bereitgestellt und vermarktet 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. m<sup>3</sup>/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.

## **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 Netzknoten 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 unteretzte 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.

## **10 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

## Stellungnahmen zum Szenariorahmen-Konsultationsdokument

Tabelle 13: Übersicht der Stellungnahmen zum Szenariorahmen-Konsultationsdokument

Nr.*	Themen	Stellungnahmen- Häufigkeit	selten (bis 4)	häufig (5 - 15)	sehr häufig (> 15)
	Übergeordnete Themen				x
1	Einleitung		x		
2	Szenariorahmen NEP 2013			x	
3	Beschreibung der Szenarien				x
4	Gasbedarf				x
5	Gasaufkommen			x	
6	Gasbilanz für Deutschland		x		
7	Erdgasspeicher in Deutschland			x	
8	Gasaustausch mit Nachbarländern			x	
9	Auf den Szenariorahmen aufbauende Arbeiten		x		
A1	Modellierungsvarianten				x
A2	Kraftwerksprodukt			x	
A3	TaK an Speichern				x
A4	Kraftwerkliste			x	
A5	Grenzübergangspunkt-Liste		x		
A6	Speicherliste			x	
A7	Unterbrechungsliste		x		

\* Kapitelnummer (1 bis 9) bzw. Anhang (A1 bis A7) zum Szenariorahmen-Konsultationspapier  
Quelle: FNB

## 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 und unter Berücksichtigung der Konsultations-Stellungnahmen sehen die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Auswahl und Spezifizierung für die Modellierung im NEP 2013 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 in den Bereichen Kraftwerke und Interne Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber variiert (**Varianten II a bis II e**). Vor dem Hintergrund aktueller energiepolitischer Diskussionen zur Energiewende und speziell zur Systemstabilität des Stromnetzes wird der Schwerpunkt der Modellierung auf den Varianten II a, II c und Versorgungssicherheit H-Gas (Februarsituation 2012) liegen. Zusätzlich werden die übrigen Varianten in Abhängigkeit von den mit der Modellierung verbundenen zeitlichen Anforderungen behandelt.<sup>5</sup>

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 haben dazu am 24.08.2012 eine Liste der vorgenommenen Unterbrechungen veröffentlicht. Weitere Hinweise zur Veröffentlichung sind der Website [www.netzentwicklungsplan-gas.de](http://www.netzentwicklungsplan-gas.de) zu entnehmen.

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:

---

<sup>5</sup> Auf eine Modellierung der im Konsultationspapier zu diesem Szenariorahmen vorgesehenen Variante „FZK“ wird aufgrund des gegebenen Zeitplans und der geänderten Prioritäten verzichtet.

### Variante II a: 100 % FZK für systemrelevante und Neubau-Kraftwerke:

- 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 (vgl. Liste im Anhang)
- Marktgebietsübergangspunkte (MÜP): Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung
- **Untergrundspeicher (UGS):**  
Keine Veränderung der Transportkapazitäten für Bestandsspeicher (Bestandsschutz); Speicher-Neubau bzw. Erweiterungen mit Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (Stichtag: 31.08.2012) werden mit temperaturabhängiger Kapazität (TaK, vgl. Anhang neue Kapazitätsprodukte) angebunden; die Ausgestaltung der neuen Speicher mit TaK erfolgt nach Auswertung der aktuell vorliegenden Bestands-Speicherliste (vgl. Anhang)<sup>6</sup>:  
Durchschnittlich haben die Bestandsspeicher im NCG-Marktgebiet heute zu rund 50 % feste Kapazität mit Nutzungseinschränkungen. Auf Basis dessen werden für die neuen Speicher 50 % TaK im Marktgebiet NCG angesetzt (Rest unterbrechbare Kapazität).  
Durchschnittlich haben die Bestandsspeicher im Marktgebiet GASPOOL heute zu rund 80 % feste Kapazitäten, die teilweise mit Nutzungseinschränkungen belegt sind. Auf Basis dessen werden für die neuen Speicher 80 % TaK angesetzt (Rest unterbrechbare Kapazität).
- **Kraftwerke:**  
Keine Veränderung bei nicht-systemrelevanten Bestandskraftwerken; systemrelevante Bestandskraftwerke und neue Kraftwerke werden mit 100 % FZK modelliert, Neubau und systemrelevante Kraftwerke entsprechend Kraftwerksliste Szenario II (vgl. Kapitel 4)
- **Industrie:**  
Annahme eines langfristig konstanten Gasbedarfs für die direkt an das Netz der FNB angeschlossenen Industriestandorte
- **Kapazitätsbedarf nachgelagerte Netzbetreiber:**  
Startwert: Interne Bestellungen 2013; Entwicklung entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung

---

<sup>6</sup> Die hier dargestellten Varianten behandeln Bestands- und Neuspeichern gleich. 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.



## Variante II b: Berücksichtigung kapazitätsmindernder Instrumente in nachgelagerten Netzen:

- Vollständige Berechnung für das Jahr 2018
- Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten (GÜP): Ausbaubedarf nach Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP; Kapazität fest, Bestandskapazitätsqualität inkl. bFZK etc. wird fortgeführt (vgl. Liste im Anhang)
- Marktgebietsübergangspunkte (MÜP): Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung
- **Untergrundspeicher (UGS):**  
Keine Veränderung der Transportkapazitäten für Bestandsspeicher (Bestandsschutz); Speicher-Neubau bzw. Erweiterungen mit Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (Stichtag: 31.08.2012) werden mit temperaturabhängiger Kapazität (TaK, vgl. Anhang neue Kapazitätsprodukte) angebunden; die Ausgestaltung der neuen Speicher mit TaK erfolgt nach Auswertung der aktuell vorliegenden Bestands-Speicherliste (vgl. Anhang)  
Durchschnittlich haben die Bestandsspeicher im NCG-Marktgebiet heute zu rund 50 % feste Kapazität mit Nutzungseinschränkungen. Auf Basis dessen werden für die neuen Speicher 50 % TaK im Marktgebiet NCG angesetzt (Rest unterbrechbare Kapazität).  
Durchschnittlich haben die Bestandsspeicher im Marktgebiet GASPOOL heute zu rund 80 % feste Kapazitäten, die teilweise mit Nutzungseinschränkungen belegt sind. Auf Basis dessen werden für die neuen Speicher 80 % TaK angesetzt (Rest unterbrechbare Kapazität).
- **Kraftwerke**  
Keine Veränderung bei Bestandskraftwerken; Neubau entsprechend Kraftwerkliste Szenario II (vgl. Kapitel 4); Produkt: fest mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall (vgl. Anhang Kraftwerksprodukt)
- **Industrie:**  
Annahme eines langfristig konstanten Gasbedarfs für die direkt an das Netz der FNB angeschlossenen Industriestandorte
- **Kapazitätsbedarf nachgelagerte Netzbetreiber:**  
Startwert: Interne Bestellungen 2013 reduziert um kapazitätsmindernde Instrumente der nachgelagerten Netzbetreiber; Entwicklung entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung



### Variante II c: Kraftwerksprodukt für systemrelevante und Neubaukraftwerke:

- Vollständige Berechnung für die Jahre 2018 und 2023
- Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten (GÜP): Ausbaubedarf nach Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP; Kapazität fest, Bestandskapazitätsqualität inkl. bFZK etc. wird fortgeführt (vgl. Liste im Anhang)
- Marktgebietsübergangspunkte (MÜP): Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung
- **Untergrundspeicher (UGS):**  
Keine Veränderung der Transportkapazitäten für Bestandsspeicher (Bestandsschutz); Speicher-Neubau bzw. Erweiterungen mit Ausbaubegleichen nach § 39 GasNZV (Stichtag: 31.08.2012) werden mit temperaturabhängiger Kapazität (TaK, vgl. Anhang neue Kapazitätsprodukte) angebunden; die Ausgestaltung der neuen Speicher mit TaK erfolgt nach Auswertung der aktuell vorliegenden Bestands-Speicherliste (vgl. Anhang)  
Durchschnittlich haben die Bestandsspeicher im NCG-Marktgebiet heute zu rund 50 % feste Kapazität mit Nutzungseinschränkungen. Auf Basis dessen werden für die neuen Speicher 50 % TaK im Marktgebiet NCG angesetzt (Rest unterbrechbare Kapazität).  
Durchschnittlich haben die Bestandsspeicher im Marktgebiet GASPOOL heute zu rund 80 % feste Kapazitäten, die teilweise mit Nutzungseinschränkungen belegt sind. Auf Basis dessen werden für die neuen Speicher 80 % TaK angesetzt (Rest unterbrechbare Kapazität).
- **Kraftwerke:**  
Systemrelevante und Neubaukraftwerke werden mit 100 % fester Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall modelliert (vgl. Anhang Kraftwerksprodukt) entsprechend Kraftwerksliste Szenario II (vgl. Kapitel 4)
- **Industrie:**  
Annahme eines langfristig konstanten Gasbedarfs für die direkt an das Netz der FNB angeschlossenen Industriestandorte
- **Kapazitätsbedarf nachgelagerte Netzbetreiber:**  
Startwert: Interne Bestellungen 2013; Entwicklung entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung

#### Variante II d: FZK für Neubaukraftwerke:

- Indikative Betrachtung 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 (vgl. Liste im Anhang)
- Marktgebietsübergangspunkte (MÜP): Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung
- **Untergroundspeicher (UGS):**  
Keine Veränderung der Transportkapazitäten für Bestandsspeicher (Bestandsschutz); Speicher-Neubau bzw. Erweiterungen mit Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (Stichtag: 31.08.2012) werden mit temperaturabhängiger Kapazität (TaK, vgl. Anhang neue Kapazitätsprodukte) angebunden; die Ausgestaltung der neuen Speicher mit TaK erfolgt nach Auswertung der aktuell vorliegenden Bestands-Speicherliste (vgl. Anhang):  
Durchschnittlich haben die Bestandsspeicher im NCG-Marktgebiet heute zu rund 50 % feste Kapazität mit Nutzungseinschränkungen. Auf Basis dessen werden für die neuen Speicher 50 % TaK im Marktgebiet NCG angesetzt (Rest unterbrechbare Kapazität).  
Durchschnittlich haben die Bestandsspeicher im Marktgebiet GASPOOL heute zu rund 80 % feste Kapazitäten, die teilweise mit Nutzungseinschränkungen belegt sind. Auf Basis dessen werden für die neuen Speicher 80 % TaK angesetzt (Rest unterbrechbare Kapazität).
- **Kraftwerke:**  
Keine Veränderung bei Bestandskraftwerken; neue Kraftwerke werden mit 100 % FZK modelliert, Neubau entsprechend Kraftwerksliste Szenario II (vgl. Kapitel 4)
- **Industrie:**  
Annahme eines langfristig konstanten Gasbedarfs für die direkt an das Netz der FNB angeschlossenen Industriestandorte
- **Kapazitätsbedarf nachgelagerte Netzbetreiber:**  
Startwert: Interne Bestellungen 2013; Entwicklung entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung

### Variante II e: 10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber:

- Vollständige Berechnung für das Jahr 2023
- Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten (GÜP): Ausbaubedarf nach Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP; Kapazität fest, Bestandskapazitätsqualität inkl. bFZK etc. wird fortgeführt (vgl. Liste im Anhang)
- Marktgebietsübergangspunkte (MÜP): Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung
- **Untergrundspeicher (UGS):**  
Keine Veränderung der Transportkapazitäten für Bestandsspeicher (Bestandsschutz); Speicher-Neubau bzw. Erweiterungen mit Ausbaubegleichen nach § 39 GasNZV (Stichtag: 31.08.2012) werden mit temperaturabhängiger Kapazität (TaK, vgl. Anhang neue Kapazitätsprodukte) angebunden; die Ausgestaltung der neuen Speicher mit TaK erfolgt nach Auswertung der aktuell vorliegenden Bestands-Speicherliste (vgl. Anhang)  
Durchschnittlich haben die Bestandsspeicher im NCG-Marktgebiet heute zu rund 50 % feste Kapazität mit Nutzungseinschränkungen. Auf Basis dessen werden für die neuen Speicher 50 % TaK im Marktgebiet NCG angesetzt (Rest unterbrechbare Kapazität).  
Durchschnittlich haben die Bestandsspeicher im Marktgebiet GASPOOL heute zu rund 80 % feste Kapazitäten, die teilweise mit Nutzungseinschränkungen belegt sind. Auf Basis dessen werden für die neuen Speicher 80 % TaK angesetzt (Rest unterbrechbare Kapazität).
- **Kraftwerke:**  
Systemrelevante und Neubaukraftwerke werden mit 100 % fester Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall modelliert (vgl. Anhang Kraftwerksprodukt) entsprechend Kraftwerksliste Szenario II (vgl. Kapitel 4)
- **Industrie:**  
Annahme eines langfristig konstanten Gasbedarfs für die direkt an das Netz der FNB angeschlossenen Industriestandorte
- **Kapazitätsbedarf nachgelagerte Netzbetreiber:**  
Startwert: Interne Bestellungen 2013; Entwicklung entsprechend der unverbindlichen 10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber

### Variante I: Hoher Gasbedarf

- Indikative Behandlung für das Jahr 2023
- Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten (GÜP): Ausbaubedarf nach Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP; Kapazität fest, Bestandskapazitätsqualität inkl. bFZK etc. wird fortgeführt (vgl. Liste im Anhang)
- Marktgebietsübergangspunkte (MÜP): Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung
- **Untergroundspeicher (UGS):**  
Keine Veränderung der Transportkapazitäten für Bestandsspeicher (Bestandsschutz); Speicher-Neubau bzw. Erweiterungen mit Ausbaubegleichen nach §§ 39, 38 GasNZV und unverbindliche Anfragen (Stichtag: 31.08.2012) werden mit temperaturabhängiger Kapazität (TaK, vgl. Anhang neue Kapazitätsprodukte) angebunden; die Ausgestaltung der neuen Speicher mit TaK erfolgt nach Auswertung der aktuell vorliegenden Bestands-Speicherliste (vgl. Anhang)  
Durchschnittlich haben die Bestandsspeicher im NCG-Marktgebiet heute zu rund 50 % feste Kapazität mit Nutzungseinschränkungen. Auf Basis dessen werden für die neuen Speicher 50 % TaK im Marktgebiet NCG angesetzt (Rest unterbrechbare Kapazität).  
Durchschnittlich haben die Bestandsspeicher im Marktgebiet GASPOOL heute zu rund 80 % feste Kapazitäten, die teilweise mit Nutzungseinschränkungen belegt sind. Auf Basis dessen werden für die neuen Speicher 80 % TaK angesetzt (Rest unterbrechbare Kapazität).
- **Kraftwerke:**  
Keine Veränderung bei nicht-systemrelevanten Bestandskraftwerken; systemrelevante Bestandskraftwerke und neue Kraftwerke werden mit 100 % FZK modelliert, Neubau und systemrelevante Kraftwerke entsprechend Kraftwerksliste Szenario I (vgl. Kapitel 4)
- **Industrie:**  
Annahme eines langfristig konstanten Gasbedarfs für die direkt an das Netz der FNB angeschlossenen Industriestandorte
- **Kapazitätsbedarf nachgelagerte Netzbetreiber:**  
Startwert: Interne Bestellungen 2013; Entwicklung entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario I des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung

### Szenarien zur Versorgungssicherheit H-Gas und L-Gas:

- Vollständige Modellierung entsprechend Szenariorahmen 2013 (vgl. Kapitel 4)

### 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

Tabelle 14: Modellierungsvarianten im Szenariorahmen zum NEP 2013

	100 % FZK für systemrelevante und Neubaukraftwerke	Berücksichtigung kapazitätsreduzierender Instrumente in nachgelagerten Netzen	Kraftwerksprodukt für systemrelevante und Neubaukraftwerke	FZK für Neubaukraftwerke	10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber	Hoher Gasbedarf
<b>Variante</b>	<b>II a</b>	<b>II b</b>	<b>II c</b>	<b>II d</b>	<b>II e</b>	<b>I</b>
<b>Berechnung</b>	vollständig 2018/2023	vollständig 2018	vollständig 2018/2023	indikative Abschätzung	vollständig 2023	Indikativ 2023
<b>GÜP</b>	Gemäß Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP	Gemäß Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP	Gemäß Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP	Gemäß Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP	Gemäß Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP	Gemäß Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP
<b>MÜP</b>	Gemäß FNB-Iteration	Gemäß FNB-Iteration	Gemäß FNB-Iteration	Gemäß FNB-Iteration	Gemäß FNB-Iteration	Gemäß FNB-Iteration
<b>Untergrund-speicher*</b>	Bestand: keine Veränderung \$39 Anfragen mit TAK: 50 % TAK bei NCG, 80 % TAK bei Gaspool	Bestand: keine Veränderung \$39 Anfragen mit TAK: 50 % TAK bei NCG, 80 % TAK bei Gaspool	Bestand: keine Veränderung \$39 Anfragen mit TAK: 50 % TAK bei NCG, 80 % TAK bei Gaspool	Bestand: keine Veränderung \$39 Anfragen mit TAK: 50 % TAK bei NCG, 80 % TAK bei Gaspool	Bestand: keine Veränderung \$39 Anfragen mit TAK: 50 % TAK bei NCG, 80 % TAK bei Gaspool	Bestand: keine Veränderung \$38, 39 und unverbindliche Anfragen mit TAK: 50 % TAK bei NCG, 80 % TAK bei Gaspool
<b>Kraftwerke*</b>	Bestand: Nicht-systemrelevante KW keine Veränderung, systemrelevante KW mit 100% FZK  Neubau: 100 % FZK	Bestand: keine Veränderung  Neubau: 100 % Fest mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall	Bestand: Nicht-systemrelevante KW keine Veränderung, systemrelevante KW 100 % Fest mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall  Neubau: 100 % Fest mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall	Bestand: keine Veränderung  Neubau: 100 % FZK	Bestand: Nicht-systemrelevante KW keine Veränderung, systemrelevante KW 100 % Fest mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall  Neubau: 100 % Fest mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall	Bestand: Nicht-systemrelevante KW keine Veränderung, systemrelevante KW mit 100% FZK  Neubau: 100 % FZK
<b>Industrie</b>	Konstanter Bedarf	Konstanter Bedarf	Konstanter Bedarf	Konstanter Bedarf	Konstanter Bedarf	Konstanter Bedarf
<b>Nachgelagerte Netzbetreiber (Interne Bestellungen)</b>	Startwert: Interne Bestellungen 2013  Entwicklung: Entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung	Startwert: Interne Bestellungen 2013 reduziert um kapazitätsmindernde Instrumente  Entwicklung: Entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung	Startwert: Interne Bestellungen 2013  Entwicklung: Entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung	Startwert: Interne Bestellungen 2013  Entwicklung: Entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung	Startwert: Interne Bestellungen 2013  Entwicklung: Entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario I des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung	Startwert: Interne Bestellungen 2013  Entwicklung: Entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario I des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung

\* Der Kraftwerks- und Speicherausbau erfolgt in allen Iler-Varianten entsprechend Szenario II des Szenariorahmens NEP 2013 und in Variante I entsprechend Szenario I des Szenariorahmens.

## Konzept Kraftwerksprodukt – Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, das Kapazitätsprodukt „Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgaben im Unterbrechungsfall“ (KW-Produkt) in die Modellierung einzubeziehen.

Das KW-Produkt ist so konzipiert, dass ein Gaskraftwerk immer fest versorgt werden kann. Der Regelfall ist der ungehinderte Zugang zum virtuellen Handlungspunkt (VHP). In dem Sonderfall einer Unterbrechung des Zugangs zum VHP wird dem Kraftwerk eine feste Kapazität zu einem zugeordneten Einspeisepunkt bzw. zu einer Einspeisezone zugeordnet, über die die sichere Versorgung mit Erdgas aufrechterhalten werden kann.

Hintergrund der Aufnahme des Konzeptes in die Modellierungsvarianten für den NEP 2013 ist der zu erwartende hohe Ausbaubedarf der Gasfernleitungsnetze, der aus den Ergebnissen des NEP-Entwurfs 2012 abzuleiten ist, wenn lediglich undifferenziert feste frei zuordenbare Kapazitäten angesetzt werden. Daher soll der Netzausbaubedarf für neue Kraftwerke und als systemrelevant eingestufte Bestandskraftwerke unter den Prämissen des KW-Produkts betrachtet werden.

**Ziele** der Untersuchung sind:

- Feste Kapazitäten bei möglichst effizientem Netzausbau bereit zu stellen. Aktuell wird die Wirtschaftlichkeit neuer Gaskraftwerke in der öffentlichen Diskussion von den Kraftwerksbetreibern stark angezweifelt. Der Ausbau der Gasfernleitungsnetze muss so effizient wie möglich gestaltet werden, um die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke nicht noch weiter zu gefährden.
- Feste Kapazitäten für Gaskraftwerke sollen möglichst frühzeitig bereitgestellt werden. Gerade bei den systemrelevanten Kraftwerken wird von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber davon ausgegangen, dass die Bedeutung dieser Kraftwerke nur bis zum erfolgten Ausbau der Stromnetze besteht. Daher halten es die FNB für erforderlich, schnell umsetzbare Maßnahmen zu identifizieren.

Mit dem KW-Produkt wird in kritischen Auslegungssituationen des Netzes ein Gaskraftwerk fest von einem strömungsmechanisch günstig gelegenen Einspeisepunkt bzw. einer Einspeisezone versorgt, was den planerischen Ausbaubedarf – aus dem beschriebenen Zusammenhang heraus – voraussichtlich erheblich optimieren würde.

Im Folgenden gehen die FNB auf die Anmerkungen aus der Konsultation des Szenariorahmens ein:

### Konkretisierung des Produktes und Einbindung der Kraftwerksbetreiber

Es wurde beim Konzept KW-Produkt noch keine Konkretisierung bis zu einem letztendlich buchbaren Produkt vorgenommen. Dieses hat folgende Gründe:

- Erst im Rahmen der Planungen zum NEP 2013 wird untersucht, welche konkreten Zuordnungen zwischen Kraftwerken und Einspeisepunkten sinnvoll sind, insbesondere, ob eine Bildung von Einspeisezonen möglich ist.

- Die FNB sehen weiteren Konkretisierungsbedarf des KW-Produktes, der im Dialog mit den Betreibern von Gaskraftwerken erfolgen soll, um den Bedürfnissen sowohl der Netznutzer als auch der Netzbetreiber optimal gerecht zu werden.

### **Wirtschaftliche Auswirkungen im Unterbrechungsfall**

Die FNB sehen gute Möglichkeiten, bei der Ausgestaltung des KW-Produktes den KW-Betreibern auch im Sonderfall der Unterbrechung des deutschen VHP-Zugangs eine sichere Belieferung zu marktgerechten Preisen zu ermöglichen.

Hier seien einige Konkretisierungen des Produktes bzw. Optionen genannt:

- Die Unterbrechung von Kapazitäten mit Zuordnungsaufgaben im Unterbrechungsfall muss sich an den physikalischen Unterbrechungsgründen orientieren. Eine Unterbrechung müsste daher untertätig erfolgen können. Die Vorlaufzeit würde aber so bemessen werden, dass Nominierungsfristen (zum Speicher und am GÜP) sowie Handelszeiten beim benachbarten, liquiden VHP eingehalten werden können.
- Bei einer Unterbrechung würden dem Kunden die (in der Zuordnung zum Kraftwerk) alternativ festen Einspeisekapazitäten zur Verfügung gestellt (siehe auch nächster Punkt). Ziel ist es, dass diese Einspeisekapazitäten Teil des „Produktes“ sind und im Produkt mit eingepreist werden.
- Der Transportkunde hat im Unterbrechungsfall seine Zuordnungsaufgabe erfüllt, wenn zeitgleich am zugeordneten Einspeisepunkt bzw. an der zugeordneten Einspeisezone die zum Bezug des Kraftwerks energieäquivalenten Mengen eingespeist werden.
- Würden Kraftwerke im Unterbrechungsfall alternativ aus einer ganzen Zone von Einspeisepunkten beliefert werden, könnte man einen regionalen Markt für die Belieferung des Kraftwerks im Unterbrechungsfall des deutschen VHP-Zugangs nutzen.
- Es ist noch nicht endgültig geklärt, wie die Anforderungen aus der getrennten Vermarktung von Entry- und Exit-Kapazitäten sowie an Grenzübergangspunkten die Versteigerungspflicht sowie die Bündelung berücksichtigt werden können.

### **Nutzung von Speicherscheiben bzw. Möglichkeiten kleinerer Händler**

Die Zuordnung zu einem Speicher hat den Vorteil, dass der Lieferant des Kraftwerks (Transportkunde) im Unterbrechungsfall direkt von einem Händler mit Speicherscheiben im Speicher (bzw. fester Auslagerungsleistung) in den im Unterbrechungsfall bereitgestellten (festen) Kapazitäten Gas zur Belieferung des Kraftwerks übernehmen könnte. Die Zuordnungsaufgabe wäre erfüllt und die Belieferung des Kraftwerks erfolgt damit in festen Kapazitäten. Ein Lieferant, der aus einer Portfolio-Optimierung heraus bereits eine Speicherscheibe mit genügender Auslagerungsleistung gebucht hat, kann somit direkt eine sichere Belieferung eines Kraftwerks realisieren.

Die Wirtschaftlichkeit einer alleinigen Absicherung eines Kraftwerks durch Buchung einer großen Speicherscheibe wäre zu prüfen, scheint aber nach Einschätzung der FNB unnötig, da es Alternativen dazu gibt. So kann ein Lieferant mit einem Händler, der aus

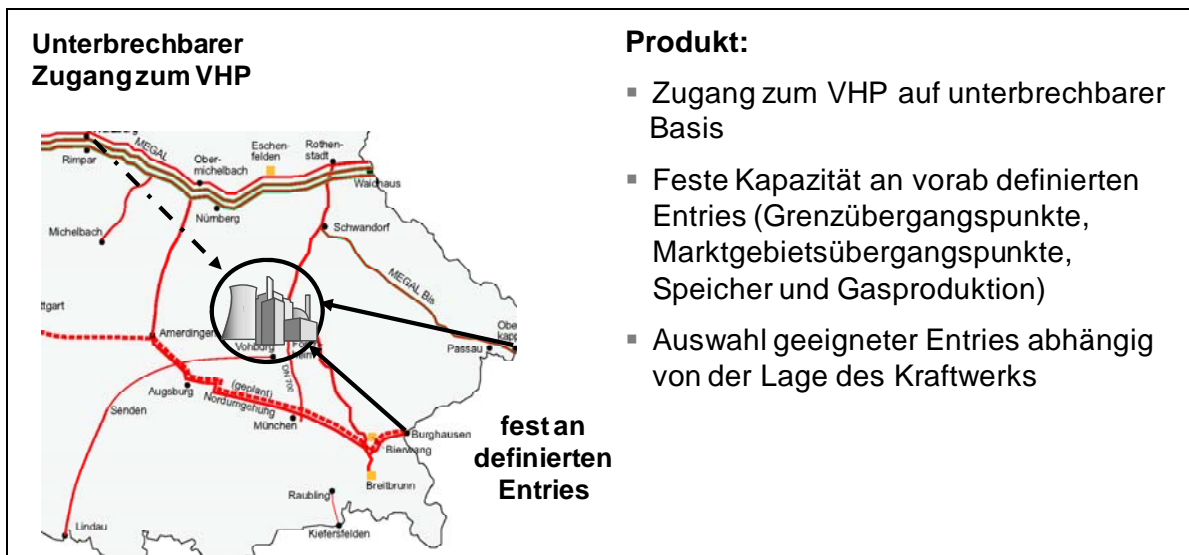


Portfoliogründen bereits eine Speicherscheibe im Speicher gebucht hat, einen Vertrag zur Absicherung des Kraftwerks abschließen. Mit der Zusage des Händlers wird im Bedarfsfall Leistung am Speicher (aus dessen vorhandenen Scheibe) an den Lieferanten übergeben.

### Alternative Überlegung

Alternativ kann bei einer Zuordnung eines Kraftwerks auf einen Importpunkt eine permanente Anbindung des Kraftwerks an den VHP des Nachbarlandes geprüft werden. Dazu müsste eine BZK-Kapazität am Importpunkt mit einer festen Kapazität im Nachbarland gebündelt werden. Der Lieferant müsste dieses gebündelte Produkt und eine BZK-Kapazität am Kraftwerk buchen, um eine feste Verbindung zu erhalten.

Abbildung 3: Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall





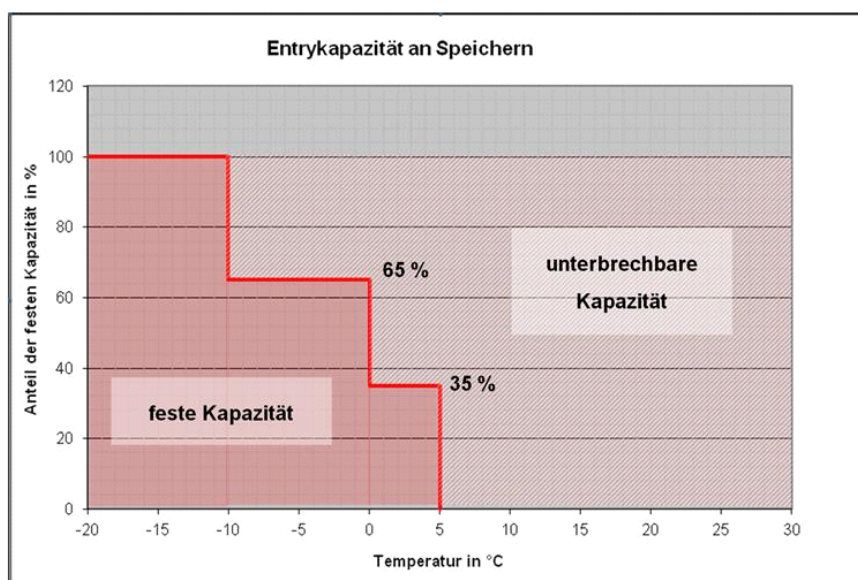
## Konzept Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern

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.

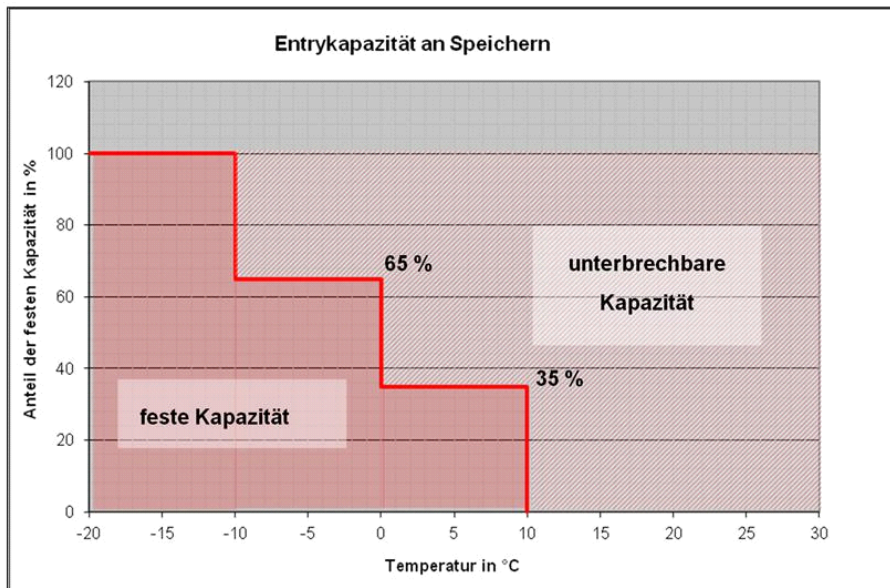
Konzeptionell sollte die Ermittlung der festen und unterbrechbaren Anteile der Entry- und Exit-Leistung bei bestimmten Temperaturen von einer in Deutschland typischen Absatzstruktur abgeleitet werden. Der temperaturabhängige Absatz in Deutschland erreicht je nach geografischer Lage sein Maximum zwischen  $-10^{\circ}\text{C}$  und  $-20^{\circ}\text{C}$ . Um den Gefrierpunkt liegt der temperaturabhängige Absatz noch bei ca. 65 % des Maximums. Ab einer Temperatur größer  $15^{\circ}\text{C}$  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  $5^{\circ}\text{C}$  und  $10^{\circ}\text{C}$ .

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



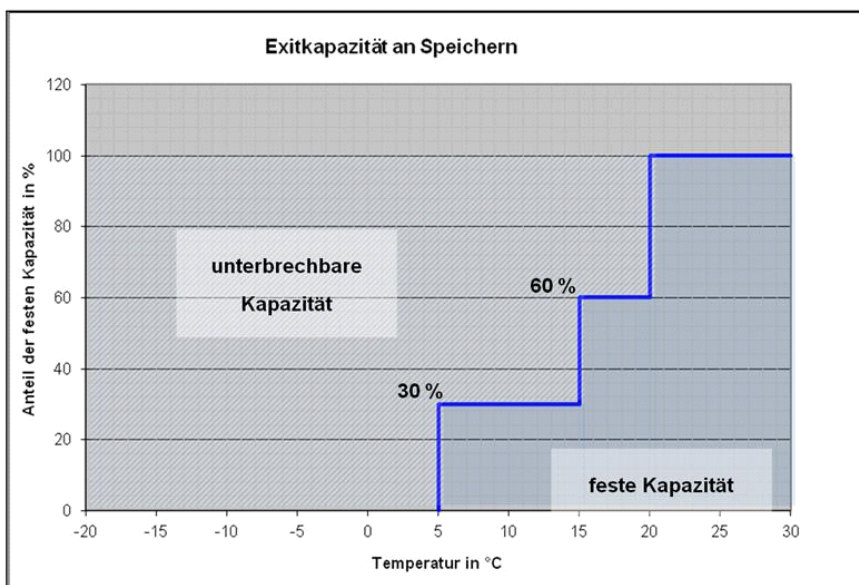
Da sich die Temperaturen in Deutschland deutlich unterscheiden, ist zwischen Nord und Süd hinsichtlich der Aus- und Einspeicherphase zu differenzieren. Da im Norden weniger Tage mit Temperaturen kleiner  $5^{\circ}\text{C}$  auftreten, muss die Ausspeicherphase – also Entry ins Transportnetz – um den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

Abbildung 5: *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 6: *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.

## **Weitere Konkretisierungen zu einzelnen Aspekten**

### **Umgang mit Bestandsspeichern**

Die FNB stellen klar, dass eine Veränderung des Bestandes nicht in Erwägung gezogen wird. Das vorgestellte Konzept wird nur auf neu angefragte Kapazität angewandt.

### **Temperatur-unabhängiger Speichereinsatz**

Neben dem temperaturabhängig festen Anteil der Kapazität steht dem Transportkunden bis zur gebuchten Kapazitätsgrenze die verbleibende Leistung unterbrechbar zur Verfügung. Ein Speichereinsatz ist nach dem beschriebenen Konzept im Rahmen der Unterbrechbarkeit jederzeit und bei jeder Temperatur möglich.

### **Regionale Differenzierung (Nord/Süd)**

Die klimatischen Bedingungen in Deutschland weisen regionale Unterschiede auf. So haben die Speicherbetreiber in kälteren Regionen (Südost) eine höhere Anzahl an Tagen mit Temperaturen unter 5°C. Die FNB tragen dieser Tatsache durch die Unterscheidung in die Bereiche Nord und Süd Rechnung. Das bedeutet, dass mehr Ausspeicherzeit zur Verfügung steht. Die Beschränkung auf zwei einheitliche Temperaturbereiche ergab sich aus den Vorgaben der Bundesnetzagentur, die eine – soweit wie möglich – deutschlandweit einheitliche Festlegung gefordert hatte.

### **Nachvollziehbarkeit von Prämissen und Begründungen**

Zur Ermittlung der Temperaturabhängigkeit wurden typische Absatzstrukturen in Deutschland analysiert. Daraus wurden die definierenden Grenztemperaturen und festen Anteile des TaK-Produktes abgeleitet.

Die Stufen in der Reduzierung der festen Kapazität von 100 % auf 65 % und von 65 % auf 35 % wurden aus Gründen der Handhabbarkeit des Produktes gewählt.

### **Umgang mit Temperaturgrenzwerten**

Für die Abwicklung dieses Produktes ist das relevante Temperatur-Kriterium noch festzulegen. Die FNB schlagen vor, die am Tag D-1 für den Tag D prognostizierte Tagesmitteltemperatur für einen vertraglich festgelegten Messpunkt oder mehrere gewichtete Messpunkte zugrunde zu legen.

Würde z.B. die Prognosetemperatur  $x$  als Bedingung für die Unterscheidung zwischen einer festen und einer unterbrechbaren Kapazität definiert werden, so ist die Kapazität fest, wenn die Bedingung am Tag D-1 erfüllt ist. Ist die Bedingung nicht erfüllt, ist die Kapazität unterbrechbar. Die am Tag D tatsächlich eingetretene Temperatur ist dann nicht relevant.

### **Höhe der Kapazitätswerte**

Vom Speicherbetreiber angefragte Kapazität wird im NEP 2013 zu 50 % (NCG) bzw. 80 % (GASPOOL) als TaK-Produkt eingeplant (vgl. Modellierungsvarianten). Auf diese Anteile werden die temperaturabhängigen Stufen angewendet.

**Erprobungsphase**

Unter einer Erprobungsphase verstehen die FNB einen Zeitraum von mindestens 3 Jahren, der erst nach der Realisierung der erforderlichen (Ausbau-)Maßnahmen zur Bereitstellung von temperaturabhängigen festen frei zuordenbaren Kapazitäten an Speichern beginnen kann.

**TaK-Ausweitung auf anderen Punkte wie GÜP**

Die Ausweitung eines temperaturgeführten Produktes ist aus Sicht der FNB auch auf andere Punktarten als Speicher anwendbar. Hier sind allerdings die europäisch geprägten regulatorischen Anforderungen zu berücksichtigen.

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

**Kapazitäten der deutschen Grenzübergangspunkte**

**Speicherliste**

**Unterbrechungsliste**

## 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](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](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](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](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](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