

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber

im Auftrag der
deutschen
Fernleitungsnetzbetreiber

Ansprechpartner:
Jens Hobohm

Mitarbeiter:
Matthias Deutsch, PhD
Eva-Maria Klotz
Marcus Koepp
Leonard Krampe
Stefan Mellahn
Frank Peter

Berlin, 16. Dezember 2011
27307

Das Unternehmen im Überblick**Geschäftsführer**

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

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

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

Henric Petri-Str. 9

CH - 4010 Basel

Telefon +41 61 32 73-200

Telefax +41 61 32 73-300

info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85

D - 10623 Berlin

Telefon +49 30 520059-200

Telefax +49 30 520059-201

Prognos AG

Schwanenmarkt 21

D - 40213 Düsseldorf

Telefon +49 211 887-3131

Telefax +49 211 887-3141

Prognos AG

Sonnenstr. 14

D - 80331 München

Telefon +49 89 515146-170

Telefax +49 89 515146-171

Prognos AG

Wilhelm-Herbst-Str. 5

D - 28359 Bremen

Telefon +49 421 2015-784

Telefax +49 421 2015-789

Prognos AG

Square de Meeûs 37, 4. Etage

B - 1000 Brüssel

Telefon +32 2 791-7734

Telefax +32 2 791-7900

Prognos AG

Friedrichstr. 15

D - 70174 Stuttgart

Telefon +49 711 49039-745

Telefax +49 711 49039-640

Internet

www.prognos.com

Auftraggeber:

1. bayernets GmbH

Poccistr. 7
80336 München

2. Fluxys TENP TSO S.p.A. (ehemals Eni Gas Transport Deutschland S.p.A.)

Martin-Luther-Platz 28
D-40212 Düsseldorf

3. ERDGAS MÜNSTER Transport GmbH & Co. KG

Anton-Bruchhausen-Straße 4a
48147 Münster

4. EWE NETZ GmbH

Cloppenburger Str. 302
26133 Oldenburg

5. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Pelikanplatz 5,
30177 Hannover

6. GRTgaz Deutschland GmbH

Zimmerstraße 56
10117 Berlin

7. GVS Netz GmbH

Am Wallgraben 135
70565 Stuttgart

8. ONTRAS - VNG Gastransport GmbH

Maximilianallee 4
04129 Leipzig

9. Open Grid Europe GmbH

Kallenbergstr. 5
45141 Essen

10. Statoil Deutschland Transport GmbH

Promenade Am Alten Binnenhafen 6
26721 Emden

11. Thyssengas GmbH

Kampstraße 49
44137 Dortmund

12. WINGAS TRANSPORT GmbH

Baumbachstr. 1
34119 Kassel

Inhalt

1	Einleitung und Ergebnisse der Konsultation	1
2	Beschreibung der Szenarien im Überblick	1
3	Gasbedarf	6
4	Gasaufkommen	9
5	Gasbilanz für Deutschland	12
6	Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern	16
7	Auf dem Szenariorahmen aufbauende Arbeiten	16
8	Literatur	17

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs	1
Tabelle 1:	Unterschiede der Szenarien zum Endenergiebedarf	3
Tabelle 2:	Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO ₂ in den Szenarien	3
Tabelle 3:	Szenarien zur Stromerzeugung	4
Tabelle 4:	In Gaskraftwerken installierte Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland	6
Tabelle 5:	Ergebnisse der Szenarien zur Verstromung von Gas	7
Tabelle 6:	Szenario I – Gasbedarf in Deutschland insgesamt	7
Tabelle 7:	Szenario II – Gasbedarf in Deutschland insgesamt	8
Tabelle 8:	Szenario III – Gasbedarf in Deutschland insgesamt	8
Tabelle 9:	Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung	9
Tabelle 10:	Erdgasförderung in Deutschland nach Fördergebieten	10
Tabelle 11:	Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten	10
Tabelle 12:	Biogaseinspeisung in Deutschland	11
Tabelle 13:	Entwicklung des Erdgas-Importbedarfs in den Szenarien des Szenariorahmens	12
Tabelle 14:	Entwicklung der Ausspeisekapazitäten zu Speichern	14
Tabelle 15:	Entwicklung der Einspeisekapazitäten von Speichern	15

1 Einleitung und Ergebnisse der Konsultation

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben die Prognos AG im Juli 2011 beauftragt, eine Studie zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 gemäß § 15a der EnWG-Novelle 2011 zu erstellen. Der Szenariorahmen wurde am 22.08.2011 auf der Seite www.netzentwicklungsplan-gas.de zur Konsultation gestellt. Am 31.08.2011 fand ein öffentlicher Workshop in Berlin statt, in dem die Annahmen und Ergebnisse der Studie zum Szenariorahmen ausführlich erläutert wurden. Bis einschließlich 09.09.2011 bestand Gelegenheit zur Äußerung zum Szenariorahmen.

Insgesamt sind 19 Konsultationsstellungen eingegangen. Die Erkenntnisse aus dem Workshop, den Konsultationsstellungen sowie der Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) sind in einen überarbeiteten Szenariorahmen eingeflossen. Dieser wurde am 26.09.2011 zur Bestätigung an die Bundesnetzagentur (BNetzA) übermittelt. In Absprache mit der BNetzA wurde der Szenariorahmen Gas entsprechend den gaswirtschaftlich relevanten Aspekten des am 07.12.2011 von der BNetzA bestätigten Szenariorahmens Strom erneut überarbeitet und in der hier vorliegenden Fassung an die BNetzA zur Bestätigung übermittelt.

2 Beschreibung der Szenarien im Überblick

Die Prognos-Studie zum Szenariorahmen erarbeitet **drei Szenarien** des deutschen Gasbedarfs, wobei eine Verbindung zum Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber hergestellt wird. Zusätzlich werden Grundüberlegungen zur Konzeption eines Szenarios mit Versorgungsstörungen angestellt. Das Thema Power-to-Gas ist entsprechend dem gegenwärtigen Entwicklungsstand berücksichtigt. Alle drei Szenarien wurden aus den genannten Gründen ausgehend von dem Stand der Studie vom 22.08.2011 überarbeitet. Die nachfolgende Abbildung stellt die berücksichtigten Szenarien im Überblick dar:

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 nahezu konstant - Übernahme von ÜNB-Szenario A*
Szenario I: - Hoher Gasbedarf - Energieprognose 2009***	Szenario I: Hohes Gasbedarfsszenario		
Szenario II: - Mittlerer Gasbedarf - Referenzszenario 2010**		Szenario II: Mittleres Gasbedarfsszenario	
Szenario III: - Niedriger Gasbedarf - Zielszenario 2011**			Szenario III: Niedriges Gasbedarfsszenario

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

Nach § 15a EnWG muss der Netzentwicklungsplan Gas alle wirksamen Maßnahmen enthalten, die in den nächsten 10 Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Aus diesem Grund ist im vorliegenden Szenariorahmen für den NEP Gas 2012 der Zeitraum bis zum Jahr 2022 dargestellt.

Der **Endenergiebedarf nach Gas** in Deutschland basiert auf folgenden Szenarien:

- **Szenario I: Hoher Gasbedarf – Energieprognose 2009**
 Als Ergebnis der Konsultation des Szenariorahmens wurde zusätzlich eine Studie von IER, RWI und ZEW aufgenommen, welche in ihrer Referenzprognose wegen einer positiveren Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung langfristig einen höheren Pfad des Gasbedarfs abbildet [IER/ RWI/ ZEW 2010]. Aus Sicht der FNB und der Prognos AG ist diese demografische/ wirtschaftliche Entwicklung weniger wahrscheinlich als die in den Szenarien II und III zugrundegelegte.
- **Szenario II: Mittlerer Gasbedarf – Referenzszenario 2010**
 Dieses Szenario wurde von der Prognos AG für das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 erstellt [EWI/ Prognos/ GWS 2010] und bildet den mittleren Pfad des Endenergiebedarfs für Gas ab. Es berücksichtigt aktuelle Wirtschafts- und Bevölkerungsprognosen, den technischen Fortschritt und die aktuelle Energiepolitik, ist jedoch hinsichtlich der umzusetzenden Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und der Geschwindigkeit des technologischen Wandels vorsichtiger als die im Energiekonzept 2010 ebenfalls berechneten Zielszenarien, die vor allem Möglichkeiten einer stärkeren Energiebedarfsreduzierung aufzeigen. Szenario II wird aus Sicht der FNB und der Prognos AG als das wahrscheinlichste Szenario angesehen.
- **Szenario III: Niedriger Gasbedarf – Zielszenario 2011**
 Nach der Havarie im japanischen Kernkraftwerk Fukushima wurden die Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft durch die Politik verändert. Deshalb erfolgte auch eine Aktualisierung des Energiekonzepts 2010. Die Ergebnisse dieser Aktualisierung für das Zielszenario II B sind als „Ausstiegsszenario“ in den Energieszenarien 2011 [EWI/ Prognos/ GWS 2011] dokumentiert. Eine zentrale, allerdings kontrovers diskutierte Maßnahme zur Energieeinsparung im Ausstiegsszenario ist die Steigerung der energetischen Sanierungsrate des Gebäudebestands von heute rund 1 % p.a. bis 2030 auf rund 1,7 % p.a.

In allen herangezogenen Studien geht der Endenergiebedarf an Gas langfristig, auch über das Jahr 2022 hinaus, zurück. Dies entspricht auch der zwischen 2000 und 2010 zu beobachtenden Tendenz mit einem mittleren Rückgang von 1 % p.a. in Deutschland [AG Energiebilanzen 2011]. Unterschiede in der Einschätzung der zukünftigen Entwicklung ergeben sich zwischen den Szenarien vor allem aus unterschiedlichen Annahmen zum realen Wirtschaftswachstum, zur Entwicklung der Haushaltszahlen und zur Energieintensität.

Tabelle 1: Unterschiede der Szenarien zum Endenergiebedarf

		2008	Szenario I		Szenario II		Szenario III	
			2030	Veränderung p.a.	2030	Veränderung p.a.	2030	Veränderung p.a.
BIP	Mrd. Euro ₂₀₀₀	2.273	2.784	0,9%	2.634	0,7%	2.631	0,7%
Bevölkerung	Mio.	82,1	79,7	-0,1%	79,1	-0,2%	79,1	-0,2%
Anzahl der Haushalte	Mio.	39,6	42	0,3%	41	0,2%	41	0,2%
EEV-Intensität Haushalte (EEV/HH)	GJ/ Haushalt	63	50	-1,1%	52	-0,9%	47	-1,3%
EEV-Intensität Industrie (EEV/BIP)	TJ/ Mrd. Euro ₂₀₀₀	1.164	766	-1,9%	835	-1,5%	755	-1,9%

Quelle: EWI/ Prognos/ GWS 2010, EWI/ Prognos/ GWS 2011, IER/ RWI/ ZEW 2010

Entnommen wurden aus den Szenarien jeweils der Endenergiebedarf, der nichtenergetische Verbrauch in Deutschland und indirekt auch der Gasbedarf zur Fernwärmeerzeugung. Der Gasbedarf im Umwandlungssektor (inkl. Eigenbedarf) wurde hingegen aus den nachfolgend beschriebenen Kraftwerksszenarien abgeleitet.

Gasbedarf der Kraftwerke

Für den **Gasbedarf der Kraftwerke** wurden mit dem Kraftwerksmodell der Prognos AG drei Entwicklungspfade berechnet und den Endenergiebedarfsszenarien gemäß Abbildung 1 zugeordnet. Ausgangspunkt der Modellierung ist die Liste der BNetzA zum Kraftwerksbestand in Deutschland 2010. Die Szenarien II und III zum mittleren und niedrigen Gasbedarf entsprechen den überarbeiteten Szenarien B und A aus dem Szenariorahmen der Strom-Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB 2011]. Für die Untersuchung eines hohen Gasbedarfs (Szenario I) wurde von der Prognos AG ein eigener Entwicklungspfad analysiert. In dem Abstimmungsprozess zwischen FNB und ÜNB unter Beteiligung der Prognos AG wurden die Basisdaten und sämtliche wesentlichen Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks (Kraftwerksbestand 2010, Preisentwicklung für Brennstoffe und CO₂) für die Netzentwicklungspläne 2012 der FNB und der ÜNB vereinheitlicht. Die Strommarktmodellierung berücksichtigt also die **gleichen Rahmenannahmen**.

Tabelle 2: Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO₂ in den Szenarien

Alle Szenarien	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2022/2009
Internationale Preise							
Ölpreis real	[USD ₂₀₀₉ /bbl]	62	88	89	90	102	65%
CO ₂	[EUR ₂₀₀₉ /t]	13	17	18	19	26	100%
Grenzübergangspreise Deutschland							
Rohöl	[EUR ₂₀₀₉ /t]	325	475	485	495	560	72%
Erdgas	[Cent ₂₀₀₉ /kWh]	2,0	2,3	2,3	2,3	2,6	30%
Kraftwerkssteinkohle	[EUR ₂₀₀₉ /t SKE]	78	80	81	82	79	1%

Quelle: EWI/ Prognos/ GWS 2011

In allen Entwicklungspfaden zur Gasverstromung werden die bestehenden und die heute im Bau befindlichen neuen Gaskraftwerke berücksichtigt. Altanlagen werden nach 45 Jahren ersetzt, wobei konkrete Anschlussbegehren berücksichtigt werden.

▪ Szenario I: Hoher Gasbedarf

In diesem Szenario erfolgt die Absicherung der Strom-Spitzenlast nicht durch zusätzliche Pumpspeicher, sondern durch Gasturbinen. Es werden sämtliche heute

bekannte Planungen für neue Gaskraftwerke einschließlich der den FNB vorliegenden Anschlussbegehren nach § 38 GasNZV bzw. Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV berücksichtigt. Die Laufzeit der Kohlekraftwerke wird auf 40 Jahre begrenzt, da die Wirtschaftlichkeit alter Anlagen bei dem starken Zubau neuer Gaskraftwerke nicht mehr gegeben ist und die steigenden Ansprüche an die Flexibilität die Lebensdauer der Anlagen senken. Der Teilaspekt der Erneuerbaren Energien (EE) wird entsprechend dem Szenario B der ÜNB berücksichtigt.

- **Szenario II: Mittlerer Gasbedarf – Szenario B der ÜNB**
EE und konventionelle Kraftwerke entwickeln sich entsprechend dem Szenario B der ÜNB, welches das Leitszenario im Strombereich ist. Dieses Szenario bildet aus Sicht der FNB und der Prognos AG die wahrscheinlichste Entwicklung im Hinblick auf die Gasnetze ab.
- **Szenario III: Niedriger Gasbedarf – Szenario A der ÜNB**
Der Ausbaupfad für EE und konventionelle Kraftwerke wurde dem Szenario A der ÜNB entnommen [ÜNB 2011]. In diesem Szenario werden keine zusätzlichen Gaskapazitäten über die hinaus errichtet, die Ende 2011 bereits im Bau sind.

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

Tabelle 3: Szenarien zur Stromerzeugung

Installierte Nettoleistung [GW]	Referenz	Szenario I: Hoher Gasbedarf	Szenario II: Mittlerer Gasbedarf	Szenario III: Niedriger Gasbedarf
	BNetzA	Prognos	Szenariorahmen der ÜNB	
	2010	Prognos: 2022	Szenario B: 2022	Szenario A: 2022
Kernenergie	20,3	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,3	16,6	18,6	21,3
Steinkohle	25,0	21,2	25,1	30,6
Erdgas*	24,0	40,2	31,3	25,1
Pumpspeicher	6,3	6,3	9,0	9,0
Öl	3,0	2,9	2,9	2,9
Sonstige	3,0	2,3	2,3	2,3
Summe konventionell	101,9	89,5	89,2	91,2
Laufwasser	4,4	4,7	4,7	4,5
Wind onshore	27,1	47,5	47,5	43,9
Wind offshore	0,1	13,0	13,0	9,7
Photovoltaik	18,0	54,0	54,0	48,0
Biomasse	5,0	8,4	8,4	7,6
Sonstige Erneuerbare	1,7	2,2	2,2	1,9
Summe erneuerbar	56,3	129,8	129,8	115,6
Summe Nettoleistung	158,2	219,3	219,0	206,8
Energiebedarf netto [TWh]	535,4	535,4	535,4	535,4
Jahreshöchstlast [GW]	84,7 - 87,5	84,0	84,0	84,0

* Die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke im Jahr 2010 beinhaltet auch schon Anlagen, deren Dauerbetrieb erst 2011 beginnt (etwa 900 MW).

Quelle: Prognos, ÜNB 2011

Das **Gasaufkommen in Deutschland** setzt sich zusammen aus der Inlandsförderung von Erdgas und Erdölgas sowie der Erzeugung und Einspeisung von Biogas. Zur Entwicklung

des Gasaufkommens wurde für den Szenariorahmen ein einheitliches Szenario erarbeitet, in das für die Inlandsförderung von Erdgas die Anregungen aus der Konsultation aufgenommen wurden.

- **Inlandsförderung Erdgas:**
Berechnung eines aktuellen Entwicklungspfads auf der Basis der heutigen Förderung [WEG 2006-2011] und einer Prognose des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) [WEG-Prognose 2011].
- **Einspeisung Biogas:**
Die deutschlandweite Entwicklung der Biogasnutzung zur Strom- und Wärmebereitstellung wurde der „Leitstudie 2010“ (Basisszenario 2010 A) entnommen [Leitstudie 2010], darauf aufbauend wird eine Einschätzung zur künftigen Biogaseinspeisung entwickelt.

Mit diesem Szenariorahmen wird der mögliche **zukünftige Importbedarf** Deutschlands abgebildet. Die regionalisierten Ergebnisse der Szenarien werden in **Gasbilanzen** zu drei möglichen Entwicklungspfaden des Importbedarfs zusammengestellt. Für den Gasaustausch auf europäischer Ebene wurden vorhandene Ergebnisse der ENTSOG (European Network of Transmission System Operators Gas) verifiziert (vgl. Kapitel 6).

Definition und Berechnung von Unterbrechungsszenarien

Nach Abschluss der Konsultation werden die folgenden zwei Unterbrechungsszenarien als Grundlage für die **späteren strömungsmechanischen Berechnungen** vorgeschlagen:

a) Szenario „**Versorgungsstörung L-Gas**“ (Reduzierung der inländischen Produktion)

- Ausfall der zwei größten Produktions-Aufkommen in Deutschland
- Dauer 20 Tage
- Erdgasverbrauch im relevanten Netzgebiet während der kältesten aufeinanderfolgenden Tage der letzten 20 Jahre
- Darstellung der Auswirkung der Versorgungsstörung auf die Gruppe der „geschützten Kunden“ gemäß § 53a EnWG

b) Szenario „**Versorgungsstörung Ausfall der größten separat betriebenen Gasimportleitung**“

- Reduzierung des Gasflusses um 90 % des Transportsystems am Grenzübergangspunkt Mallnow
- Dauer 30 Tage
- Der Erdgasverbrauch der geschützten Kunden im relevanten Netzgebiet wird mit 50% der internen Bestellungen angesetzt.
- Darstellung der Auswirkung der Versorgungsstörung auf die Gruppe der „geschützten Kunden“ gemäß § 53a EnWG

3 Gasbedarf

Der gesamte **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. In allen nachfolgenden Darstellungen wird als Ausgangsjahr 2009 gewählt, weil auf diesem die zugrundeliegenden Studien basieren.

Die Ergebnisse zum Gasbedarf des deutschen Kraftwerksparks berücksichtigen die unterschiedliche Ausbaugeschwindigkeit der Gaskraftwerke in den drei Szenarien. Die Ergebnisse bis zum Jahr 2015 basieren auf den aktuellen Projektanmeldungen bei den Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibern. Das Jahr 2015 bildet dabei vielfach einen geeigneten Planungshorizont. Eine Konzentration der Projekte bis zum Jahr 2015 ist die Folge. In der Realität ist jedoch davon auszugehen, dass sich die Planung und der Bau einiger Kraftwerksprojekte zumindest zeitlich verzögern werden. Für jedes Kraftwerksprojekt muss deshalb im Einzelfall geprüft werden, ob eine Realisierung des Projekts erfolgt.

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

Installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2022/2009
Szenario I	[GW]	22	28	31	40	41	82%
Szenario II	[GW]	22	27	27	32	32	43%
Szenario III	[GW]	22	26	26	28	26	15%

Quelle: Prognos, ÜNB 2011

Aus der **Modellierung der Strommärkte** unter den gegebenen Rahmenbedingungen ergibt sich der Einsatz der Gaskraftwerke und somit die Stromerzeugung aus Gas. Die maximale Anschlussleistung an das Gasnetz (Gaskapazität) wurde aus der installierten Kraftwerksleistung (elektrisch und thermisch) unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade berechnet. Die Ergebnisse der Modellierung zeigt die folgende Übersicht:

Tabelle 5: Ergebnisse der Szenarien zur Verstromung von Gas

Szenario I	Einheit	2009*	2013	2014	2015	2022	2022/2009
Stromerzeugung aus Gas	[TWh]	78	95	87	102	104	33%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh]	189	214	200	224	214	13%
Erforderliche Gaskapazität	[GW]	67	77	82	97	93	39%
Szenario II	Einheit	2009*	2013	2014	2015	2022	2022/2009
Stromerzeugung aus Gas	[TWh]	78	83	75	84	86	10%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh]	189	196	182	196	184	-3%
Erforderliche Gaskapazität	[GW]	67	75	76	85	78	16%
Szenario III	Einheit	2009*	2013	2014	2015	2022	2022/2009
Stromerzeugung aus Gas	[TWh]	78	82	73	74	70	-10%
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung	[TWh]	189	194	177	178	158	-16%
Erforderliche Gaskapazität	[GW]	67	74	74	76	66	-1%

Quelle: Prognos, ÜNB 2011; * Daten zum Gasbedarf für 2009 AG Energiebilanzen, ab 2013 Modellergebnisse

Die neu hinzukommenden Gasauspeisekapazitäten werden in der Modellierung der deutschen Fernleitungsnetze im Szenario I als feste Auspeisekapazitäten berücksichtigt. Sollte sich bei der Modellierung der Szenarien II und III in Einzelfällen ergeben, dass dies zu einem unverhältnismäßig hohen Ausbaubedarf führen würde, wird dies begründet, ein im gesamtwirtschaftlichen Sinne verhältnismäßig erscheinender Ausbaubedarf ermittelt und die Auswirkung auf die betroffenen Kraftwerksprojekte aufgezeigt.

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	2009*	2013	2014	2015	2022	2022/2009
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	826	829	807	824	802	-3%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	583	561	553	544	532	-9%
Industrie	[TWh]	202	208	204	201	203	0%
Haushalte	[TWh]	268	234	231	228	225	-16%
GHD	[TWh]	111	115	113	111	93	-16%
Verkehr	[TWh]	1	4	5	5	12	692%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	20	24	24	24	24	17%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	213	235	221	246	237	11%
Fernheizwerke	[TWh]	24	21	22	22	23	-5%
Kraftwerke	[TWh]	189	214	200	224	214	13%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	10	10	10	10	9	-5%

Quelle: AG Energiebilanzen 2011, Prognos, IER/ RWI/ ZEW 2010; *Daten zum Gasbedarf für Kraftwerke für 2009 AG Energiebilanzen, ab 2013 Modellergebnisse

Tabelle 7: Szenario II – Gasbedarf in Deutschland insgesamt

Gasbedarf Deutschland Szenario II	Einheit	2009*	2013	2014	2015	2022	2022/2009
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	826	802	779	784	737	-11%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	583	547	537	528	492	-15%
Industrie	[TWh]	202	206	204	202	192	-5%
Haushalte	[TWh]	268	240	234	228	199	-26%
GHD	[TWh]	111	97	94	92	87	-22%
Verkehr	[TWh]	1	4	5	6	15	909%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	20	26	27	28	29	46%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	213	220	205	219	206	-4%
Fernheizwerke	[TWh]	24	24	23	23	22	-11%
Kraftwerke	[TWh]	189	196	182	196	184	-3%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	10	10	10	10	9	-5%

Quelle: AG Energiebilanzen 2011, EWI/ Prognos/ GWS 2010, Prognos; * Daten zum Gasbedarf für Kraftwerke für 2009 AG Energiebilanzen, ab 2013 Modellergebnisse

Tabelle 8: Szenario III – Gasbedarf in Deutschland insgesamt

Gasbedarf Deutschland Szenario III	Einheit	2009*	2013	2014	2015	2022	2022/2009
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	826	794	767	757	665	-19%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	583	541	530	518	448	-23%
Industrie	[TWh]	202	203	200	197	181	-11%
Haushalte	[TWh]	268	238	232	225	188	-30%
GHD	[TWh]	111	96	93	91	66	-41%
Verkehr	[TWh]	1	4	5	5	14	866%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	20	26	27	28	29	46%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	213	217	201	201	178	-16%
Fernheizwerke	[TWh]	24	24	23	23	20	-18%
Kraftwerke	[TWh]	189	194	177	178	158	-16%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	10	10	10	9	9	-11%

Quelle: AG Energiebilanzen 2011, EWI/ Prognos/ GWS 2011, Prognos; * Daten zum Gasbedarf für Kraftwerke für 2009 AG Energiebilanzen, ab 2013 Modellergebnisse

Die Ergebnisse für Deutschland werden für die Berechnungen des NEP 2012 regionalisiert, das heißt es erfolgt **eine kreisstarke Zuordnung des Gasbedarfs**.

- 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 hierfür ist die mit den ÜNB abgestimmte Liste der bestehenden, im Bau befindlichen und geplanten Gaskraftwerke, die im Modell mit ihren Standorten hinterlegt sind.

4 Gasaufkommen

Die Prognose der **Erdgasförderung** beruht auf der WEG-Prognose für die beiden wichtigsten Förderregionen (Elbe-Weser ohne „Altmark“ und Weser-Ems), die allerdings nur bis zum Jahr 2018 reicht (vgl. Tabelle 9).

Tabelle 9: *Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung*

Jahr	Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark)		Gebiet Weser-Ems	
	Mrd. m ³	Mio. m ³ /h	Mrd. m ³	Mio. m ³ /h
2011	5,1	0,66	6,4	0,78
2012	5,0	0,65	5,8	0,71
2013	4,8	0,62	5,4	0,66
2014	5,0	0,64	5,1	0,62
2015	4,9	0,63	4,9	0,60
2016	4,4	0,57	4,7	0,57
2017	3,9	0,50	4,4	0,54
2018	3,6	0,46	4,0	0,49

Quelle: WEG-Prognose 2011

Die WEG-Prognose berücksichtigt bis zum Jahr 2015 die Charakteristik der einzelnen Förderfelder, sie beinhaltet auch die Umsetzung produktionssteigernder Maßnahmen. Bis zum Jahr 2018 wird die Veränderung der Produktion linear fortgeschrieben. Diese lineare Fortschreibung wurde von Prognos für den Zeitraum nach 2018 (auf Basis der Veränderung zwischen den Jahren 2017 und 2018) fortgesetzt. Langfristig wurde unterstellt, dass in Deutschland ein Sockel der Erdgasförderung von 2 Mrd. m³ pro Jahr in den beiden wichtigsten Gebieten erhalten bleibt. Für die weiteren (kleineren) Fördergebiete wurde der gleiche Entwicklungspfad unterstellt wie in der WEG-Prognose für die bedeutenden Fördergebiete.

Die erwartete künftige Erdgasförderung ist in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Hierbei ergeben sich im Vergleich zur Tabelle 9 Differenzen für das Fördergebiet Elbe-Weser, da im Rahmen der gesamten deutschen Erdgasförderung auch das Förderfeld „Altmark“ betrachtet wurde. Zudem wurde die WEG-Prognose durch die beschriebene Fortschreibung der kleineren Fördergebiete ergänzt.

Tabelle 10: Erdgasförderung in Deutschland nach Fördergebieten

Erdgas und Erdölgasförderung Deutschland		2009	2013	2014	2015	2022	2022/2009
Erdgasförderung gesamt	[Mio. m ³]*	14.497	11.034	10.933	10.610	5.197	-64%
Erdgasförderung	[Mio. m ³]*	14.380	10.942	10.843	10.523	5.154	-64%
Nordsee		485	342	338	328	161	-67%
Elbe-Weser		6.637	4.964	5.171	5.068	2.482	-63%
Weser-Ems		7.019	5.400	5.100	4.900	2.400	-66%
Westlich der Ems		213	215	212	206	101	-53%
Thüringer Becken		17	15	15	14	7	-58%
Emsmündung		---	---	---	---	---	---
Alpenvorland		9	6	6	6	3	-69%
Erdölgasförderung	[Mio. m ³]*	117	92	90	87	43	-64%
Nördlich der Elbe		31	24	23	23	11	-64%
Oder/Neiße-Elbe		8	7	6	6	3	-63%
Elbe-Weser		9	6	6	6	3	-67%
Weser-Ems		32	26	24	23	11	-64%
Westlich der Ems		33	27	27	26	13	-61%
Oberheintal		2	2	2	2	1	-59%
Alpenvorland		2	1	1	1	1	-69%

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

Quelle: Prognos, WEG 2006 - 2011, WEG-Prognose 2011

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 grundsätzlich auf den unteren Heizwert (H_u). Zur Aufstellung der Gasbilanzen im Szenariorahmen erfolgt deshalb eine Umrechnung der Erdgasförderung auf den unteren Heizwert (in TWh).

Tabelle 11: Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten

Erdgasförderung in Deutschland	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2022/2009
Konventionelles Erdgas	[Mio. m ³]*	14.497	11.034	10.933	10.610	5.197	-64%
Konventionelles Erdgas	[TWh H _o]**	142	108	107	104	51	-64%
Konventionelles Erdgas	[TWh H _u]***	129	98	97	94	46	-64%

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

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

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

Quelle: Prognos, WEG 2006-2011, WEG-Prognose 2011

Für die **Ist-Analyse der Biogaseinspeisung** wurde sowohl auf den aktuellen Biogas-Monitoringbericht 2011 [Biogas-Monitoringbericht 2011] als auch auf eine Projektliste zur Biogaseinspeisung der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) zurückgegriffen [dena 2011].

Für die **Prognose der Biogaseinspeisung** wurde auf die Ergebnisse des „**Basisszenarios 2010 A**“ der Leitstudie [Leitstudie 2010] zurückgegriffen. Es wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2032 rund 50 % des eingesetzten Biogases zur Strom- und Wärmebereitstellung in das Gasnetz eingespeist werden. Da sich die Angaben in der „Leitstudie 2010“ auf erzeugte Strommengen auf Basis von Biogas bzw. auf die endenergetisch verbrauchte Wärmeenergie beziehen, wurden diese Angaben um die

Wirkungsgradverluste bei der Strom- und Wärmebereitstellung bereinigt, um die tatsächlich eingespeiste Biogasmenge (vor dem Auftreten der Verluste) zu erhalten. Dabei wurde vereinfachend ein genereller Wirkungsgrad von 85 % unterstellt. Die heute bereits bekannten Projekte zur Biogaseinspeisung konnten auf Basis der dena-Projektliste [dena 2011] regionalisiert werden. Für die zukünftig zusätzlich prognostizierten Einspeisemengen erfolgte eine Regionalisierung anhand der anteiligen **Landwirtschaftsfläche** eines Kreises an der gesamtdeutschen Landwirtschaftsfläche.

Tabelle 12: Biogaseinspeisung in Deutschland

	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2022/2009
Biogas zur Stromerzeugung [Basisszenario 2010 A, Leitstudie]	[TWh]	10	13	14	15	20	99%
Gasförmige (und flüssige) biogene Brennstoffe zur Wärmebereitstellung [Basisszenario 2010 A, Leitstudie]	[TWh]	17	21	22	23	28	60%
Biogaseinspeisung in Deutschland* [Prognos]	[TWh]	1	8	9	11	19	1822%

* unter Berücksichtigung des angenommenen Wirkungsgrades von 85 %

Quelle: Prognos, Leitstudie 2010, dena 2011, Biogas-Monitoringbericht 2011

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist das wirtschaftlich förderbare Potenzial des **nicht-konventionellen Gases** in Deutschland noch unbekannt. Daher wird in den Szenarien keine Quantifizierung und Regionalisierung der Förderung solcher Gase vorgenommen.

Grundsätzlich bildet **Power-to-Gas** eine vielversprechende und verfügbare Option, die beabsichtigte Integration der erneuerbaren Energieträger in das Energiesystem zu ermöglichen. Vor dem Hintergrund der noch zu beantwortenden offenen Fragen im Hinblick auf die Quantifizierung der Mengen, die Regionalisierung der Einspeisepunkte und die zeitliche Einordnung, ab wann Power-to-Gas wirtschaftlich einsetzbar ist, sind im vorliegenden Szenariorahmen noch keine Power-to-Gas-Mengen zugrundegelegt worden.

Zur Unterstützung der Integration erneuerbarer Energien und in Anbetracht der deutlichen Zunahme der regenerativen Energieerzeugung analysieren die **Fernleitungsnetzbetreiber** Möglichkeiten, Wasserstoff in bestehende Ferngasleitungen einzuspeisen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber betrachten dabei **folgende Varianten**:

1. Eine technisch restriktive Variante, die einen Wasserstoffanteil von 1 Vol.% im zu transportierenden Erdgas zulässt.
2. Eine mittelfristige Variante, die einen Wasserstoffanteil von bis zu 10 Vol.% im zu transportierenden Erdgas zulässt.
3. Eine durch Innovation begleitete zukunftsorientierte Variante, die eine Aufnahme der gesamten an Nord- und Ostsee durch Offshore Windkraftanlagen produzierten elektrischen Leistung ermöglicht. Als Basis dazu wird der derzeitige Stand des Szenariorahmens des Netzentwicklungsplanes der Übertragungsnetzbetreiber im Stromnetz angenommen.

5 Gasbilanz für Deutschland

Nachfolgend ist die Gesamtbilanz aus Gasverwendung und Gasaufkommen in den drei Szenarien dargestellt. Die Darstellung der Bilanz erfolgt auf der Basis des unteren Heizwertes. Der **Erdgas-Importbedarf für Deutschland** zeigt in den Szenarien I bis III einen uneinheitlichen Verlauf. Die auffälligen Schwankungen des Importbedarfs in den Szenarien I und II resultieren aus den unterschiedlichen Ausbauszenarien für den deutschen Kraftwerkspark, die starken Einfluss auf die Gasverstromung nehmen. Der Endenergiebedarf hingegen geht in allen Szenarien kontinuierlich zurück.

Tabelle 13: Entwicklung des Erdgas-Importbedarfs in den Szenarien des Szenariorahmens

Importbedarf Erdgas	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2022/2009
Szenario I	[TWh]	696	723	701	719	737	6%
Szenario II	[TWh]	696	696	673	680	672	-4%
Szenario III	[TWh]	696	688	660	652	600	-14%

Quelle: Prognos

Die folgende Übersicht enthält die festen Ausspeisekapazitäten aus dem Netz zu den **Speichern** (Tabelle 14) sowie die Einspeisekapazitäten des Netzes von den Speichern (Tabelle 15). Aufgrund der Betrachtung von Jahresmengen im vorliegenden Szenariorahmen sind in dem gegebenen Kontext keine weiteren Angaben zu Speichern möglich, da davon ausgegangen wird, dass die mehrjährige Bilanz aus Einspeisung und Ausspeisung stets ausgeglichen ist.

Die in den Tabellen dargestellten Kapazitätswerte wurden am 01.01.2011 bzw. für Open Grid Europe am 01.02.2011 ermittelt. Sie haben die Einheit MWh/h und gelten für den 1. Januar des in der jeweiligen Spaltenüberschrift angegebenen Kalenderjahres. Sie enthalten die Summe der entsprechend der GasNZV definierten festen Kapazitäten.

Zusätzlich liegen den FNB zum Stichtag 30.11.2011 Kapazitätsreservierungsanfragen nach § 38 GasNZV in Summe von 13.527 MWh/h Ausspeisekapazität aus dem Netz zu Speichern sowie 16.703 MWh/h Einspeisekapazität von Speichern in das Netz vor. Zudem ist ein Ausbauantrag nach § 39 GasNZV mit einer Ausspeisekapazität aus dem Netz zu Speichern in Höhe von 1.632 MWh/h geltend gemacht worden. Ergänzend hierzu wurde in der Konsultation zum Szenariorahmen auf möglichen Kapazitätsbedarf für die Speicherprojekte Jemgum, Nüttermoor und Moeckow hingewiesen.

- In Szenario I wird die Summe der Kapazitätsanfragen nach § 38 bzw. Ausbaubehringen nach § 39 GasNZV und des in der Konsultation genannten Bedarfs als feste Ein- und Ausspeisekapazität berücksichtigt, um den dadurch entstehenden theoretischen Ausbaubedarf bei vollständiger Umsetzung aller bekannten und aktuell in Planung befindlichen Projekte darzustellen.
- In Szenario II werden die Kapazitätsanfragen nach § 38 bzw. Ausbaubehringen gemäß § 39 GasNZV berücksichtigt. Sollte sich bei der Modellierung dieses Szenarios ergeben, dass dies zu einem unverhältnismäßig hohen Ausbaubedarf führen würde, wird dieser dargestellt, ein im gesamtwirtschaftlichen Sinne

verhältnismäßig erscheinender Ausbaubedarf ermittelt und die Auswirkung auf die betroffenen Speicherprojekte aufgezeigt.

- In Szenario III werden die angefragten neuen Kapazitäten in unterbrechbarer Form berücksichtigt.

Berücksichtigt werden ausschließlich direkt an Fernleitungsnetze angeschlossene bzw. anzuschließende Speicherprojekte, da der Kapazitätsbedarf aller übrigen Speicherprojekte in der Höhe und der Entwicklung der internen Bestellungen nachgelagerter Netzbetreiber und damit in der allgemeinen Kapazitätsbedarfsentwicklung enthalten ist.

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.

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

Tabelle 14: Entwicklung der Ausspeisekapazitäten zu Speichern¹

Feste Ausspeisekapazitäten [MWh/h]		2013	2014	2015	2016	2018	2020	2022
bn	Wolfersberg USP ²	1.558	1.558	1.558	1.558	1.558	1.558	1.558
EGMT	Empelde	121	121	121	121	121	121	121
EWE NETZ	Speicherzone West	4.109	4.109	4.109	4.109	4.109	4.109	4.109
GUD	Nüttermoor H	813	813	813	813	813	813	813
	Nüttermoor L	979	979	979	979	979	979	979
	Lesum	529	529	529	529	529	529	529
	Uelsen	1.317	1.317	1.317	1.317	1.317	1.317	1.317
	Jemgum	2.308	2.308	2.308	2.308	2.308	2.308	2.308
	Etzel	1.150	2.417	1.663	1.150	2.467	2.467	2.467
GVS	Fronhofen	221	221	221	221	221	221	221
	Sandhausen	221	221	221	221	221	221	221
ONTRAS	UGS Bad Lauchstädt	4.678	4.678	4.678	4.678	4.678	4.678	4.678
	UGS Bernburg	4.169	4.169	4.169	4.169	4.169	4.169	4.169
	UGS Buchholz	562	562	562	562	562	562	562
	UGS Katharina	509	509	509	509	509	509	509
	UGS Kirchheilingen	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215	1.215
	UGS Peckensen	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372
OGE	UGS Staßfurt	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687	1.687
	Bierwang	5.875	5.875	5.875	5.875	5.875	5.875	5.875
	Breitbrunn	2.792	2.792	2.792	2.792	2.792	2.792	2.792
	Epe H	4.708	4.708	4.708	4.708	4.708	4.708	4.708
	Epe L	1.583	1.583	1.583	1.583	1.583	1.583	1.583
	Eschenfelden	542	542	542	542	542	542	542
	Etzel	3.208	3.208	3.208	3.208	3.208	3.208	3.208
	Friedeburg-Etzel	875	875	875	875	875	875	875
	Grounau-Epe H1	3.000	2.917	2.917	2.917	2.917	2.917	2.917
	Grounau-Epe L1	2.042	2.042	2.042	2.042	2.042	2.042	2.042
	Hähnlein	375	375	375	375	375	375	375
	Krummhörn	792	792	792	792	792	792	792
	Nüttermoor	2.125	2.125	2.125	2.125	2.125	2.125	2.125
	Stockstadt	542	542	542	542	542	542	542
TG	Epe	1.899	1.899	1.899	1.899	1.899	1.899	1.899
	Xanten	1.060	1.060	1.060	1.060	1.060	1.060	1.060
WITG	Rehden	15.600	15.600	15.600	15.600	15.600	15.600	15.600
	Nüttermoor	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700
	Haidach	11.150	11.150	11.150	11.150	11.150	11.150	11.150
	Jemgum	5.004	5.004	5.004	5.004	5.004	5.004	5.004
Gesamt³		92.389	93.573	92.818	92.306	93.623	93.623	93.623

¹ Diese Tabelle enthält keine Kapazitäts-Reservierungen nach §38 und keine Anschlussbegehren nach §39 GasNZV.

² Wird nur im Zeitraum von Oktober bis einschließlich März als feste Kapazität angeboten, in den restlichen Monaten nur unterbrechbare Kapazität möglich.

³ mit der unter Fußnote 2 beschriebenen Einschränkung

Tabelle 15: Entwicklung der Einspeisekapazitäten von Speichern¹

Feste Einspeisekapazitäten [MWh/h]		2013	2014	2015	2016	2018	2020	2022
bn	Wolfersberg USP ²	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671	2.671
EGMT	Empelde	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200
EWE NETZ	Speicherzone West	11.880	11.880	11.880	11.880	11.880	11.880	11.880
GUD	Nüttermoor L	2.746	2.746	2.746	2.746	2.746	2.746	2.746
	Lesum	2.038	2.038	2.038	2.038	2.038	2.038	2.038
	Harsefeld	929	929	929	929	929	929	929
	Uelsen	1.892	2.842	2.842	2.842	2.842	2.842	2.842
	Jemgum	0	0	2.888	2.888	2.888	2.888	2.888
	Etzel	1.150	2.596	1.663	1.150	3.683	3.683	3.683
GVS	Fronhofen	779	779	779	779	779	779	779
	Sandhausen	500	500	500	500	500	500	500
ONTRAS	UGS Bad Lauchstädt	10.289	10.289	10.289	10.289	10.289	10.289	10.289
	UGS Bernburg	9.324	9.324	9.324	9.324	9.324	9.324	9.324
	UGS Buchholz	1.138	1.138	1.138	1.138	1.138	1.138	1.138
	UGS Katharina	886	886	886	886	886	886	886
	UGS Kirchheilingen	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125
	E.ON Hanse Speicher Kraak	562	562	562	562	562	562	562
	UGS Peckensen	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421	5.421
	UGS Staßfurt	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374	3.374
OGE	Bierwang	8.542	8.542	8.542	8.542	8.542	8.542	8.542
	Breitbrunn	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833	3.833
	Epe H	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
	Epe L	4.083	4.083	4.083	4.083	4.083	4.083	4.083
	Eschenfelden	708	708	708	708	708	708	708
	Etzel	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
	Grounau-Epe L2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	Nüttermoor	2.958	2.958	2.958	2.958	2.958	2.958	2.958
TG	Epe	8.601	8.601	8.601	8.601	8.601	8.601	8.601
	Epe	3.351	3.351	3.351	3.351	3.351	3.351	3.351
	Epe	6.143	6.143	6.143	6.143	6.143	6.143	6.143
	Kalle	5.265	5.265	5.265	5.265	5.265	5.265	5.265
	Xanten	2.968	2.968	2.968	2.968	2.968	2.968	2.968
WITG	Rehden	20.100	20.100	20.100	20.100	20.100	20.100	20.100
	Haidach	12.267	12.267	12.267	12.267	12.267	12.267	12.267
Gesamt³		149.721	152.117	154.071	153.559	156.092	156.092	156.092

¹ Diese Tabelle enthält keine Kapazitäts-Reservierungen nach §38 und keine Anschlussbegehren nach §39 GasNZV.

² Wird nur im Zeitraum von Oktober bis einschließlich März als feste Kapazität angeboten, in den restlichen Monaten nur unterbrechbare Kapazität möglich.

³ mit der unter Fußnote 2 beschriebenen Einschränkung

6 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern

Auch auf **europäischer Ebene** können ähnliche Überlegungen zu Gasverwendung und -aufkommen angestellt werden. Dies wurde von **ENTSOG** (European Network of Transmission System Operators Gas) in seinem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2011 bis 2020 unternommen. In der Langfassung des Szenariorahmens wurde geprüft, ob die Ergebnisse von ENTSOG plausibel und nachvollziehbar sind. Zu diesem Zweck wurden Vergangenheitsdaten der Gasflüsse an den deutschen Grenzübergangspunkten der Jahre 2006 bis 2010 ausgewertet, die ENTSOG-Annahmen betreffend des Netto-Importbedarfs mit anderen Studien verglichen und die Auswirkungen öffentlich bekannter Infrastrukturprojekte analysiert. Im Ergebnis können die Ergebnisse der ENTSOG zur künftigen Kapazitätsentwicklung an den Grenzübergangspunkten als **plausibel** und **nachvollziehbar** eingestuft werden.

Aufgrund des Baufortschritts der Nord Stream Pipeline sowie der weiterführenden Pipelines Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL) und Ostsee-Pipeline-Anbindungs-Leitung (OPAL) ist in Abweichung vom TYNDP von ENTSOG davon auszugehen, dass die Grenzübergangskapazitäten von Russland nach Deutschland bereits Ende des Jahres 2013 im vollen Umfang zur Verfügung stehen. Vor dem Hintergrund der getroffenen Investitionsentscheidung zum Ausbau des Transportsystems der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH Richtung Dänemark ist davon auszugehen, dass abweichend vom TYNDP die Engpasssituation bereits 2017/18 eintreten kann.

7 Auf dem Szenariorahmen aufbauende Arbeiten

Dieser Szenariorahmen bildet die Grundlage für die Erstellung des NEP Gas 2012. Hierfür wird die in diesem Dokument beschriebene Energiebetrachtung (Arbeit) in eine Leistungsbilanz überführt.

Auf der Basis dieser Leistungsbilanz für die deutschen Fernleitungsnetze werden Szenarien zu den zukünftigen Gasflüssen (Lastfluss-Szenarien) für Deutschland entwickelt und zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmt. Hierfür ist eine konsolidierte Datenbasis unerlässlich. Aus diesem Grund können Anfragen nach §§ 38/39 GasNZV, die bei den FNB nach dem 30.11.2011 eingegangen sind, für die Berechnungen des NEP Gas 2012 nicht mehr berücksichtigt werden.

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. Fokus wird hierbei auf dem Szenario II liegen, welches – wie in diesem Dokument ausgeführt – aus Sicht der FNB und der Prognos AG als das wahrscheinlichste Szenario angesehen wird.

8 Literatur

- [AG Energiebilanzen 2011] Energiebilanz 2009 für die Bundesrepublik Deutschland, download unter:
<http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=63>
- [Biogas-Monitoringbericht 2011] Biogas-Monitoringbericht 2011 – Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkung der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, download unter (Download am 09.09.2011):
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2011/BioGasMonitoringbericht2011pdf.pdf?__blob=publicationFile
- [dena 2011] Biogaseinspeisung in Deutschland – Tabellarischer Überblick über Einspeiseprojekte in Deutschland, Quellen: dena, ISET e.V., DVGW e.V., IEA, download unter (Download am 08.08.2011):
<http://www.biogaspartner.de/index.php?id=10074>
- [EWI/ Prognos/ GWS 2010] Energieszenarien für ein Energiekonzept 2010, August 2010, download unter (Download am 10.08.2011):
<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=356294.html>
- [EWI/ Prognos/ GWS 2011] Energieszenarien 2011, Juli 2011, download unter (Download am 16.08.2011):
http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11_08_12_Energieszenarien_2011.pdf
- [IER/ RWI/ ZEW 2010] Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009), März 2010, download unter (Download am 16.09.2011):
ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/Energieprognose_2009_Hauptbericht.pdf
- [Leitstudie 2010] „Leitstudie 2010“ – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Dezember 2010, inklusive Datenanhang II, download unter (Download am 10.08.2011):
http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-15254/
- [Prognos 2011] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber, Stand 22.8.2011

- [ÜNB 2011] Bundesnetzagentur: Informationen zur Genehmigung des Szenariorahmens - Stand: 7. Dezember 2011, (Download am 13.12.2011):
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/HintergrundinfosPressekonferenzen/111207Szenariorahmen/111207PKSzenariorahmenHintergrundpapier.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 2011] Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser und Weser-Ems, 2011