



NETZENTWICKLUNGSPLAN GAS
der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber

Beantwortung der Stellungnahmen zum

**Szenariorahmen für den
Netzentwicklungsplan Gas 2012
der Fernleitungsnetzbetreiber**

Die deutschen
Fernleitungsnetzbetreiber

Berlin, 31. Januar 2012

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber:

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	Konsultation des Szenariorahmens	1
2	Beantwortung und Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen	2
2.1	Verfahrensfragen	2
2.2	Szenarien zum Gasbedarf (Endenergie)	3
2.3	Szenarien zur Gasverstromung	5
2.4	Gasbedarf in Deutschland in den Szenarien	7
2.5	Regionalisierung der Ergebnisse	7
2.6	Inländische Gasförderung/ Biogasaufkommen/ Power-to-Gas	8
2.7	Speichernutzung	10
2.8	Europäische Gasbedarfsszenarien	11
2.9	Auf dem Szenariorahmen aufbauende Arbeiten	12
3	Literatur	13

1 Konsultation des Szenariorahmens

Am 22.08.2011 wurde die Studie der Prognos AG zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) im Internet unter www.netzentwicklungsplan-gas.de veröffentlicht [Prognos 2011]. An die Veröffentlichung schloss sich eine dreiwöchige Konsultationsphase an, in der die Öffentlichkeit Gelegenheit zur Äußerung bekam. Zusätzlich fand am 31. August 2011 in Berlin ein öffentlicher Workshop statt, in dem Fragen zum Szenariorahmen beantwortet und die Ergebnisse diskutiert wurden.

Insgesamt gingen zum Szenariorahmen 19 Stellungnahmen von folgenden Unternehmen und Verbänden ein (in alphabetischer Reihenfolge):

- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin (BDEW)
- Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., Berlin (BEE)
- Biogasrat e.V., Berlin (Biogasrat)
- EFET Deutschland - Verband deutscher Gas- und Stromhändler e.V., Berlin (EFET)
- EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe (EnBW)
- EWE ENERGIE AG, Oldenburg (EWE)
- ExxonMobil International Limited, Leatherhead, England (ExxonMobil)
- GEODE – Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie, EWIV, Berlin (GEODE)
- GHG - Gasspeicher Hannover GmbH, Ronnenberg (GHG)
- GRTgaz Strategy & Europe Division, Bois-Colombes, Frankreich (GRT)
- Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, Hannover (GUD)
- MITGAS Verteilnetz GmbH, Halle (Saale) (MITGAS NETZ)
- Stadtwerke Flensburg GmbH, Flensburg (SW Flensburg)
- Statoil ASA, London (Statoil)
- Thüga Aktiengesellschaft, München (Thüga)
- VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Essen (VIK)
- Wacker Chemie AG, Burghausen (Wacker)
- Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V., Hannover (WEG)
- WINGAS GmbH & Co. KG, Kassel (WINGAS)

Wir danken den Unternehmen und Organisationen ausdrücklich für die rege und konstruktive Teilnahme an der Konsultation. Sämtliche in den Stellungnahmen genannten Anregungen wurden geprüft, viele fanden Eingang in den überarbeiteten Szenariorahmen, der zur Bestätigung bei der BNetzA eingereicht wurde.

2 Beantwortung und Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen

Zu einigen Themenfeldern des Szenariorahmens ergaben sich Häufungen bei den Fragen, Änderungswünschen und Anmerkungen. Deshalb haben wir uns entschlossen, die Stellungnahmen nicht einzeln, sondern unter Nennung der Verfasser übergreifend zu den Themenfeldern zu beantworten.

Die inhaltliche Wiedergabe der jeweiligen Stellungnahmen ist in diesem Dokument *kursiv* gesetzt.

Inhaltlich betreffen die Fragen und Anmerkungen in den Stellungnahmen folgende Themenfelder:

- Verfahrensfragen
- Szenarien zum Gasbedarf (Endenergie)
- Szenarien zur Gasverstromung
- Gasbedarf in Deutschland in den Szenarien
- Regionalisierung der Ergebnisse
- Inländische Gasförderung/ Biogasaufkommen/ Power-to-Gas
- Speichernutzung
- Europäische Gasbedarfsszenarien
- Auf dem Szenariorahmen aufbauende Arbeiten

2.1 Verfahrensfragen

Verfahrensfragen betreffen den Ablauf der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2012 (NEP 2012) inklusive des Szenariorahmens und der Konsultationen.

In den Stellungnahmen wurde mehrfach auf den sehr kurzen Zeitraum für die Konsultation hingewiesen und gebeten, die Frist angesichts der komplexen Materie zu verlängern (BDEW, EFET, EnBW, Thüga).

Diesem Wunsch konnte leider nicht entsprochen werden, da der Zeitrahmen für den NEP 2012 durch den Gesetzgeber festgelegt wurde. Sämtliche Arbeiten und die abschließende Konsultation des Entwurfs des NEP 2012 müssen bis zum 1. April 2012 abgeschlossen sein.

Wegen des hohen Aufwands bei der Modellierung der Ferngasnetze und der Abstimmung der 12 Fernleitungsnetzbetreiber untereinander sind hierfür mindestens 3 Monate erforderlich. Der Entwurf des NEP 2012 soll im Februar 2012 konsultiert werden. Die Auswertung der Konsultationsergebnisse und anschließende Überarbeitung des Entwurfs ist im März 2012 vorgesehen. Auch ein früherer Beginn der Arbeiten zur Aufstellung des Szenariorahmens für die Konsultation war nicht möglich, da einerseits wesentliche Grundlagen für die Darstellung des Gasbedarfs (Zielszenario 2011) durch die Bundesregierung erst

Mitte August freigegeben wurden und andererseits die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber (Strom) zur Entwicklung des Kraftwerkspark erst am 18. Juli 2011 vorlagen. Deren Kraftwerksszenarien mussten für die Strommarktmodellierung zur Berechnung des Gasbedarfs der Stromerzeugung abgewartet werden.

Es wurde eine unzureichende Einbindung der Verteilnetzbetreiber (VNB) in die Erstellung des NEP 2012 angemerkt (Thüga, GEODE) und vorgeschlagen, ein zentrales Begleitgremium zur Erstellung des NEP 2012 einzurichten (Thüga). Bei der Ermittlung der Kapazitäten sollte zu dem im Szenariorahmen beschriebenen Gasbedarf die Langfristprognose der internen Bestellung 2011 berücksichtigt werden, aus der teilweise Kapazitätserhöhungen hervorgehen (BDEW, GEODE). Es wurde zudem der Wunsch geäußert, dass die Speicher- und Kraftwerksbetreiber stärker in die Entwicklung des NEP 2012 eingebunden werden sollten (WINGAS).

Selbstverständlich werden die VNB in die Erstellung des NEP 2012 wie vom Gesetzgeber gewünscht eingebunden. Hierfür stehen die FNB in einem ständigen Dialog mit den ihnen nachgelagerten VNB. Die dezentralen, im Tagesgeschäft bewährten Kommunikationsstrukturen werden in der weiteren Bearbeitung des NEP verstärkt genutzt, um die speziellen Anforderungen und das Detailwissen der VNB in den Prozess einzubinden. Zu nennen ist hier insbesondere die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs. So wurden bisher die vorliegenden 10-Jahres-Prognosen für die internen Bestellungen durch die VNB sondiert und werden zur Plausibilisierung der regionalen Ergebnisse des Szenariorahmens herangezogen. Zur Förderung des Informationsaustauschs wurde zudem am 19. Januar 2012 in Berlin ein Verbändegespräch durchgeführt, bei dem mit den anwesenden VNB und Verbänden der derzeitige Sachstand und das weitere Vorgehen bei der Erstellung des NEP Gas 2012 diskutiert wurde. Für den netzübergreifenden Austausch ist darüber hinaus vorgesehen, die Berechnungsergebnisse des NEP 2012 im Februar 2012 zu konsultieren.

Auch die Speicher- und Kraftwerksbetreiber sind eingeladen, am bevorstehenden Konsultationsprozess im Februar 2012 teilzunehmen.

Dem Wunsch, ein netzübergreifendes festes Begleitgremium für den NEP 2012 einzurichten, wird nicht entsprochen.

2.2 Szenarien zum Gasbedarf (Endenergie)

Ein häufig genannter Einwand in den Stellungnahmen war, dass die ausgewählten Gasbedarfsszenarien „Referenzszenario 2010“ und insbesondere das „Zielszenario 2011“ einen zu starken Rückgang des Gasbedarfs bei den Endverbrauchern unterstellen (BDEW, ExxonMobil, EFET, GEODE, Statoil, WEG, WINGAS). Hierdurch würde der Korridor der zukünftig möglichen Entwicklung gerade vor dem Hintergrund der bestehenden Unsicherheiten zu stark eingeengt (GRT, Statoil). Vorgeschlagen wird deshalb die Aufnahme eines zusätzlichen Gasbedarfsszenarios oder von Sensitivitätsrechnungen zu den bestehenden Szenarien in den Szenariorahmen, die einen geringeren Verbrauchsrückgang bei den Endverbrauchern annehmen (EFET, Statoil). Diese zusätzlichen Szenarien sollten in enger Abstimmung mit der Industrie entwickelt werden (EFET).

Dieser Einwand wurde im überarbeiteten Szenariorahmen für den hohen Gasbedarfspfad (Szenario I) berücksichtigt. Der Grund für die Aufnahme des zusätzlichen Endenergieszenarios war nicht, dass eine solche Entwicklung als wahrscheinlich angesehen wird, sondern der von mehreren Seiten geäußerte Wunsch, die bestehenden Unsicherheiten in der zukünftigen Entwicklung durch einen möglichst breiten Korridor abzubilden. In den Szenariorahmen aufgenommen wurde deshalb ein zusätzliches Verbrauchsszenario für den Endenergiebedarf, das eine stärkere Wirtschaftsentwicklung und einen geringeren Bevölkerungsrückgang in Deutschland unterstellt, als die bisher verwendeten Szenarien. Dies hat zur Folge, dass insbesondere mittel- bis langfristig ein höherer Gasbedarf in den deutschen Endenergieverbrauchssektoren bestehen bleibt. Ausgewählt wurde die „Referenzprognose 2009“ aus der 2010 von IER/ RWI/ ZEW veröffentlichten Studie „Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030“.

Die Entwicklung eines neuen, auf den Erwartungen der Industrie basierenden Verbrauchsszenarios und auch die Erstellung von Sensitivitätsrechnungen zu den Szenarien wurde aus zwei Gründen verworfen: Einerseits wurden die ausgewählten Szenarien im Kontakt mit der Industrie entwickelt und beinhalten sowohl technisch als auch ökonomisch tragfähige Grundannahmen. Andererseits benötigt die Konzeption, Diskussion, Abstimmung und Berechnung eines konsistenten Zukunftsszenarios mehrere Monate. Auch Sensitivitätsrechnungen zu bestehenden Szenarien sind zeitaufwändig. Diese Zeit war im engen Zeitfenster für die Erstellung des Szenariorahmens nicht verfügbar.

In der Konsultationsphase wurde die Untersuchung der Variante 1 der Versorgungsstörung L-Gas (Reduzierung der niederländischen Produktion) als unrealistisch abgelehnt (GUD).

Nach Abwägung der Stellungnahme wurde die „Versorgungsstörung L-Gas“ (Alternative 1) aus dem überarbeiteten Szenariorahmen gestrichen.

Hinsichtlich der Einsparziele in den Gasbedarfsszenarien wurde darauf hingewiesen, dass für den unterstellten Verbrauchsrückgang ambitionierte Maßnahmen zu ergreifen seien. Zudem wurde um Berücksichtigung höherer Anteile von erneuerbaren Energien/ Biogas bei der Wohnraumbeheizung gebeten (BEE).

Grundsätzlich wurden für den Szenariorahmen konsistente und erreichbare Szenarien zur Entwicklung des Endenergiebedarfs ausgewählt. In diesen Szenarien sind die zu ihrer Erreichung notwendigen Maßnahmen dokumentiert. Allerdings ist der politische Willensbildungsprozess zur Erreichung der gesetzten Ziele noch nicht abgeschlossen, d. h. sie sind noch nicht vollständig durch politische Maßnahmen im Ordnungsrecht oder durch finanzielle Anreize untersetzt.

Die Ansichten, welchen Anteil die Erneuerbaren in Zukunft (im Heizungsbereich) erreichen können, gehen derzeit noch auseinander. Es zeigt sich hier kein einheitliches Bild. Generell besteht jedoch kein Anlass, von den Annahmen und Ergebnissen der ausgewählten Szenarien abzuweichen, zumal diese bereits eine Spreizung – auch hinsichtlich des Anteils der Erneuerbaren Energien – aufweisen.

2.3 Szenarien zur Gasverstromung

Ein großer Anteil der eingegangenen Stellungnahmen enthielt Anregungen, Wünsche und Kritik zu den Szenarien der Gasverstromung. Die Schwerpunkte lagen hier einerseits auf den grundsätzlichen Annahmen der Modellierung. Sie betreffen die zukünftige Rolle der erneuerbaren Energien, den Strombedarf, die CO₂-Preise und die Brennstoffpreise. Andererseits werden die Marktchancen der Gaskraftwerke im zukünftigen Strommarkt, also der aus diesen Annahmen resultierende Gasbedarf abweichend bewertet. Die zum Teil kontroversen Anregungen verdeutlichen die Meinungsvielfalt, die zu diesen Themen heute besteht.

So wurde einerseits der Wunsch geäußert, einen deutlich stärkeren Ausbau der Stromerzeugung aus Photovoltaik in den Szenarien anzusetzen, wie sie im „Wegweiser Solarwirtschaft“ des Bundesverbands Solarwirtschaft e. V. dokumentiert ist (Wacker). Andererseits wurde bezweifelt, dass die für die Szenarien unterstellten Ausbaupfade wegen der Schwierigkeiten beim Ausbau des Stromübertragungsnetzes überhaupt erreicht werden können (Statoil) oder ein unrealistisches Zielszenario abbilden (EFET), bei dem noch nicht klar sei, ob die Bundesregierung diese Ziele in der angestrebten kurzen Zeit erreichen könne (WINGAS).

Hinsichtlich des Strombedarfs wurde bezweifelt, dass der in den Szenarien II und III unterstellte Rückgang realistisch sei (BDEW, ExxonMobil, Statoil). Die Annahme eines höheren Strombedarfs hätte den Vorteil, die Spreizung zwischen den Szenarien zu vergrößern. Auch sei es wünschenswert, die ausgewählten Szenarien anderen gegenüberzustellen, um die Unterschiede herauszuarbeiten (Statoil).

Die Szenarien zur Gasverstromung und zur Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks insgesamt wurden gegenüber der konsultierten Fassung des Szenariorahmens als Ergebnis einer intensiven Abstimmung der FNB mit den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und der BNetzA vereinheitlicht. Dabei wurden auch die Ausbaupfade zur regenerativen Stromerzeugung und die Entwicklung des Strombedarfs angepasst. Gegenüber der konsultierten Fassung werden die erneuerbaren Energien in allen Szenarien verstärkt ausgebaut. Auch der Strombedarf wurde zwischen den Szenarien der FNB und der ÜNB vereinheitlicht. Im Ergebnis liegt für die beiden Netzentwicklungspläne ein konsistentes, einheitliches Annahmenset vor.

Die gewünschte größere Spreizung zwischen den Gesamt-Gasbedarfsszenarien I bis III hinsichtlich des Gasbedarfs wird in der zur Bestätigung durch die BNetzA eingereichten Fassung des Szenariorahmens auch ohne Variation des Strombedarfs erreicht. Zum einen wird ein höheres Gasbedarfsszenario für die Endverbrauchssektoren hinzugefügt, das eine positivere wirtschaftliche und demografische Entwicklung unterstellt. Zum anderen ergab die Abstimmung mit den ÜNB und der BNetzA zu den Stromszenarien eine spürbare Erhöhung der heutigen und zukünftig zu erwartenden Gaskapazität in den Stromszenarien I und III. Beide Faktoren erhöhen den Gasbedarf in den Szenarien I und III gegenüber der Fassung des Szenariorahmens vom 22.8.2011. Von einer Gegenüberstellung der ausgewählten Stromszenarien mit anderen Szenarien und einer vergleichenden Bewertung wird Abstand genommen, da die Grundausrichtung der Stromszenarien in den Aufgabenbereich der Übertragungsnetzbetreiber (Strom) fällt.

Angeregt wurde in den Stellungnahmen die Erstellung von Sensitivitätsrechnungen zum CO₂-Preis. Diese erschienen entweder zu hoch (BDEW) oder zu niedrig angesetzt (Statoil). Auch die Brennstoffpreise sollten variiert werden (Statoil).

Zur Entwicklung des CO₂-Preises in Europa gibt es in der Fachdiskussion unterschiedliche Einschätzungen, die sowohl oberhalb als auch unterhalb des für die Szenarien angesetzten CO₂-Preises liegen. Für die Modellierung der Stromszenarien in der Überarbeitung des Szenariorahmens wurden die CO₂-Preise und auch die Brennstoffpreise mit den ÜNB diskutiert und abgestimmt. Ergebnis der Abstimmung war die gemeinsame Verwendung derjenigen Preise, die im Szenariorahmen der Fernleitungsnetzbetreiber dokumentiert waren, da sie einen realistischen Entwicklungspfad abbilden. Grundsätzlich ist hierzu anzumerken, dass Preisunterschiede in einer Spanne von 20 bis 40 Euro pro Tonne CO₂ keinen relevanten Einfluss auf die Gasverstromung nehmen. Auf eine Berechnung von Sensitivitäten wird deshalb im Rahmen der Überarbeitung des Szenariorahmens verzichtet.

Geäußert wurde auch der Wunsch, ein zusätzliches Stromszenario hinzuzufügen, das sich an den Zielen der Bundesregierung hinsichtlich CO₂-Einsparung orientiert. Verbunden hiermit wurde die Erwartung einer stärkeren Gasverstromung (Statoil).

Die Modellierung der Stromszenarien im Szenariorahmen der FNB erfolgte mit dem europäischen Strommarktmodell der Prognos AG unter der Maßgabe, die europäischen Klimaziele hinsichtlich des bereits bis 2020 festgelegten CO₂-Ausstoßes zu erfüllen. Für den Zeitraum nach 2020 wird eine kontinuierliche Weiterentwicklung der Klimapolitik unter Berücksichtigung der deutschen Klimaschutzziele unterstellt. Die Berechnung eines zusätzlichen Szenarios ist deshalb nicht notwendig.

Angesprochen wurde auch das heutige und zukünftige Marktumfeld bei der Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland. So seien Gaskraftwerke derzeit nicht fundiert planbar (BDEW). Es wurden auch Zweifel an der Geschwindigkeit der Kraftwerkserneuerung im heutigen schwierigen Marktumfeld geäußert. Die daraus folgende Steigerung der mittleren Wirkungsgrade der Kraftwerke in der Modellierung der Stromszenarien sei dementsprechend zu hoch, der Gasbedarf zu niedrig und die auf diesen Annahmen basierenden Lastflussszenarien sollten neu berechnet werden (WINGAS).

Wir teilen die Einschätzung eines unsicheren Marktumfelds. Heute, kurz nach dem Stilllegungsbeschluss für die deutschen Kernkraftwerke, ist das Marktumfeld für neue Kraftwerksprojekte noch nicht gefestigt. Es ist nicht sicher, ob und wann heutige Planungen realisiert werden können. Dies gilt auch für Projekte, für die bereits eine Reservierungsg Gebühr nach § 38 GasNZV oder eine Planungspauschale nach § 39 GasNZV bezahlt wurde. Aus diesem Grund erfolgte eine intensive Abstimmung zu den projektierten Gaskraftwerken zwischen den FNB und den ÜNB, um eine gemeinsame Basis für beide Netzentwicklungspläne festzulegen. Auf dieser abgestimmten Grundlage wurden die Berechnungen zu den Stromszenarien im überarbeiteten Szenariorahmen aktualisiert.

Im Strommarktmodell der Prognos AG sind die Wirkungsgrade (Brennstoffnutzungsgrade) für jeden einzelnen Kraftwerkstyp hinterlegt. Durch die Nutzung modernster Technik sind die Wirkungsgrade neuer Gaskraftwerke deutlich höher als die alter Anlagen. Dies senkt die Brennstoff- und CO₂-Kosten der Neubaukraftwerke und verbessert so ihre Einsatzchancen am Strommarkt. Es ist zu erwarten, dass mit der Inbetriebnahme der heute im

Bau befindlichen Anlagen alte Gaskraftwerke schnell vom Markt verdrängt werden. In der Folge steigt der mittlere Wirkungsgrad der Gasverstromung in den nächsten Jahren beträchtlich über den heutigen Wert.

Kontroverse Einschätzungen ergaben die Stellungnahmen zur zukünftigen Rolle von Erdgas in der Stromerzeugung. Eine Zunahme des Gasbedarfs in den Bereichen Heizkraft, Fernwärme und Stromerzeugung wurde ebenso erwartet (BDEW, ExxonMobil, WINGAS) wie ein langfristig rückläufiger Bedarf an konventioneller Kraftwerksleistung durch die steigende Leistungsfähigkeit der erneuerbaren Energien. Dies habe zur Folge, dass die Volllaststunden der Gaskraftwerke noch stärker zurückgingen als im Szenariorahmen angenommen (BEE).

Zwischen den Jahren 2009 und 2013 ergeben die Berechnungen in allen Stromszenarien zunächst einen leichten Anstieg der Gasverstromung durch den Ausstieg aus der Kernenergie und die gegenüber 2009 verbesserte wirtschaftliche Lage. Im Szenario I steigt auch mittel- bis langfristig der Gasbedarf in der Strom- und Wärmeerzeugung. Der sinkende Gasbedarf der Fernheizwerke wird durch KWK-Wärme kompensiert. Im Szenario II bleibt der Gasbedarf gegenüber 2009 langfristig annähernd konstant. Nur im Szenario III, das keine weiteren Gaskraftwerke über die heute im Bau befindlichen berücksichtigt, sinkt der Gaseinsatz ab 2013 deutlich unter das Ausgangsniveau. Die installierte Leistung der Gaskraftwerke wird jedoch deutlich stärker steigen als die Stromerzeugung aus Gas. Wenn Windkraft und Photovoltaik immer größere Teile der Stromerzeugung übernehmen, muss eine Absicherung ihrer fluktuierenden Einspeisung erfolgen, vor allem durch flexible Gasturbinen. Der steigende Beitrag der erneuerbaren Energien zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen ist in den Szenarien berücksichtigt. Anpassungen bei den Volllaststunden der Gaskraftwerke sind deshalb nicht notwendig.

2.4 Gasbedarf in Deutschland in den Szenarien

In mehreren Stellungnahmen wurde die Sorge geäußert, dass auf Basis eines (starken) Gasbedarfsrückgangs falsche Rückschlüsse für den Gasnetzausbau bzw. sogar -rückbau gezogen werden könnten. Ein rückläufiger Gasbedarf ermögliche keine Rückschlüsse auf mögliche Ausbau- und Rückbaumaßnahmen, vielmehr müsse der (Spitzen-)Bedarf (Kapazität) analysiert werden (ExxonMobil, GEODE, GRT).

Die FNB stimmen diesen Aussagen fachlich grundsätzlich zu. Diese Fragestellungen werden in den derzeit stattfindenden Modellierungen zum NEP 2012 bearbeitet. Der Szenariorahmen dient vor allem dazu, die grundsätzlichen Entwicklungstendenzen aufzuzeigen.

2.5 Regionalisierung der Ergebnisse

Es wurde darauf hingewiesen, dass die verwendeten Verteilungsschlüssel nicht transparent und somit nicht bewertbar seien und die VNB deshalb ihrer Verpflichtung zur Zusammenarbeit mit den FNB nicht nachkommen könnten (GEODE). Darüber hinaus

wurde gewünscht, die regionalen Detaildaten zu den Gasbedarfsprognosen zu veröffentlichen und mit den VNB abzustimmen (Thüga, GEODE).

Die für die einzelnen Bereiche des Gasbedarfs verwendeten Verteilungsschlüssel wurden im Szenariorahmen erläutert. Eine generelle Veröffentlichung dieser Schlüssel und auch der Detaildaten aus den Regionalprognosen der Prognos AG ist nicht vorgesehen. Allerdings wurden die regionalen Ergebnisse bei Bedarf von den FNB mit den VNB für deren Versorgungsgebiete diskutiert und anhand der internen Bestellungen der VNB überprüft. Hierbei war das Detailwissen der VNB insbesondere hinsichtlich neuer Projekte von großem Nutzen und wurde bei der Erstellung des NEP 2012 berücksichtigt.

In den Stellungnahmen wurde die fehlende Regionalisierung neuer Gaskraftwerke kritisiert, deren Standorte durch die bei den FNB vorliegenden Reservierungen und Anschlussbegehren nach §§ 38, 39 GasNZV bekannt seien. Diese Regionalisierung sei für die Ausbauplanungen unerlässlich (GEODE). Es wurde auch die Befürchtung geäußert, bestehende Kraftwerksausbauplanungen würden, da sie im Szenariorahmen nicht erkennbar seien, nicht berücksichtigt (EFET, SW Flensburg).

Die neuen Kraftwerksprojekte werden bei der Modellierung des NEP an den vorgesehenen Standorten berücksichtigt. Der Grund für die fehlende standortscharfe Dokumentation (Regionalisierung) dieser Projekte im Szenariorahmen war die zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Konsultationsfassung noch bestehende rechtliche Unsicherheit, inwieweit die Vertraulichkeit dieser Daten einer Veröffentlichung entgegen steht.

2.6 Inländische Gasförderung/ Biogasaufkommen/ Power-to-Gas

Hinsichtlich der inländischen Erdgasförderung wurde in den Stellungnahmen mehrfach die Verwendung der statischen Reichweite zur Fortschreibung der heutigen heimischen Erdgasproduktion kritisiert (BDEW, ExxonMobil, WEG). Es wurde darauf hingewiesen, dass die inländische Erdgasförderung insgesamt sehr defensiv bewertet wurde (GEODE, EFET). Zudem sollte die Eigenproduktion nicht einfach abrupt enden (WINGAS). GEODE hat zusätzlich um die Berücksichtigung der Tatsache gebeten, dass zum 01.10.2011 erstmals zwei qualitätsübergreifende Marktgebiete existieren werden, was unter Umständen eine Veränderung und ggf. eine Verlängerung der Reichweite von L-Gas zur Folge haben könnte. Mehrfach wurde auf eine vorliegende Prognose des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. [WEG-Prognose 2011] hingewiesen und deren Verwendung empfohlen. (BDEW, ExxonMobil, WEG)

Bei der Überarbeitung des Szenariorahmens wurde die angesprochene WEG-Prognose berücksichtigt [WEG-Prognose 2011] und die prognostizierten Mengen für das von ihr abgedeckte Gebiet übernommen. Vorteilhaft an der WEG-Prognose ist einerseits die Einbindung der detaillierten Kenntnisse der erdgasfördernden Industrie und andererseits ihre geplante jährliche Aktualisierung. Sie könnte bei Überarbeitungen des Szenariorahmens für kommende Netzentwicklungspläne jeweils in aktueller Form berücksichtigt werden. Mit der Verwendung der vorliegenden WEG-Prognose konnte auf die statische Reichweite zur Fortschreibung der Erdgasförderung in Deutschland verzichtet werden. Allerdings betrachtet die WEG-Prognose lediglich den Zeitraum bis zum Jahr 2018 für die beiden wichtigsten Förderregionen in Deutschland („Elbe-Weser“ ohne „Altmark“ und

„Weser-Ems“). Diese Regionen stehen für rund 95 % der deutschen Inlandsförderung. Die WEG-Prognose berücksichtigt bis zum Jahr 2015 die Charakteristik der einzelnen Förderfelder sowie die Umsetzung produktionssteigernder Maßnahmen. Zwischen 2015 und 2018 wird die Entwicklung der Produktion durch die WEG linear fortgeschrieben. Das Verfahren der linearen Fortschreibung wurde von Prognos für den Zeitraum nach 2018 für alle Förderfelder übernommen. Grundlage war hier die Veränderung zwischen den Jahren 2017 und 2018. In Übereinstimmung mit dem WEG wurde zudem unterstellt, dass in Deutschland auch langfristig ein Sockel der Erdgasförderung in Höhe von zusammen 2 Mrd. m³ pro Jahr durch Neuerschließungen und Steigerungen der Ausbeute bestehender Felder 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.

Im Rahmen der Konsultation wurde darauf hingewiesen, dass das Szenario der Biogaseinspeisung in Deutschland deutlich hinter den Einspeise-Zielmengen entsprechend dem Integrierten Energie- und Klimaprogramms (IEKP) der Bundesregierung sowie dem § 31 GasNZV zurückbleibt (Biogasrat). Entsprechend der Zielsetzung der Bundesregierung sollten für die Biogaseinspeisung die Mengenziele der genannten Quellen (6 Mrd. m³ im Jahr 2020 und 10 Mrd. m³ im Jahr 2030) verwendet werden. Zusätzlich wurde auf die Studie „Biomethan im KWK- und Wärmemarkt“ hingewiesen, in der die Entwicklung der Biogaseinspeisung analysiert und auch verschiedene Entwicklungspfade bis zum Jahr 2020 dargestellt werden [dena 2010] (Biogasrat). Zudem wurde in der Konsultation darauf hingewiesen, dass es durch die Zunahme der Biogaseinspeisung auch in den Gasverteilnetzen regional zu einer vermehrten Hoch- bzw. Rückspeisung in vorgelagerte Netze kommen kann (GEODE, MITGAS NETZ).

Das Szenario zur Biogaseinspeisung wurde lediglich für das Ausgangsjahr 2009 angepasst. Auf Basis des aktuell vorliegenden Biogas-Monitoringberichts der BNetzA wurde bei der Überarbeitung des Szenariorahmens die Biogaseinspeisung für das Jahr 2009 korrigiert. Diese lag im Jahr 2009 bei rund 0,1 Mrd. m³ (rund 1 TWh). Aufgrund der derzeitigen Situation und der Entwicklung der Biogaseinspeisung in den vergangenen Jahren halten wir ein Szenario auf Basis der oben genannten Einspeiseziele von 6 Mrd. m³ (rund 60 TWh) im Jahr 2020 und 10 Mrd. m³ (rund 100 TWh) im Jahr 2030 für zu optimistisch. Auch wird in der dena-Studie „Biomethan im KWK- und Wärmemarkt“ [dena 2010] darauf hingewiesen, dass bei unveränderten Rahmenbedingungen die bestehenden Ziele der Bundesregierung „nicht annähernd zu erreichen“ seien. In [dena 2010] wurden zudem zwei weitere Entwicklungspfade für die Biogaseinspeisung skizziert. Einer zeigt eine lineare Fortschreibung des Zubaus an Einspeisekapazität, der andere eine dynamische Marktentwicklung. Im Ergebnis liegt die Biogaseinspeisung hier bei rund 11,3 TWh bzw. 25,6 TWh für das Jahr 2020. Die Prognose der Biogaseinspeisung im konsultierten Szenariorahmen (im Jahr 2020 rund 17 TWh) liegt zwischen den Biogaseinspeisemengen des linearen bzw. dynamischen Szenarios der dena-Studie. Dies stellt aus Sicht von Prognos und der FNB eine plausible Größenordnung dar, wenn es gelingt die Biogaseinspeisung in Zukunft deutlich zu forcieren. Sollte sich die Biogaseinspeisung in den kommenden Jahren deutlich dynamischer entwickeln als bisher, können und sollten die Annahmen zur Biogaseinspeisung für die Überarbeitung des NEP des betreffenden Jahres aktualisiert werden.

Zur Thematik der vermehrten Rück- bzw. Hochspeisung in vorgelagerte Gasnetze aufgrund der zunehmenden Biogaseinspeisung ist zu bedenken, dass dies nur in wenigen

Stunden auftreten wird und wahrscheinlich auch nur geringe Gasmengen betrifft. Dieser Sachverhalt hat deshalb keine Auswirkungen auf den Netzentwicklungsplan, da die Rückspeisung insbesondere in Sommermonaten (Schwachlastzeiten) auftreten würde. Es stellt sich im jeweiligen Einzelfall die Frage der technischen Machbarkeit einer Rückeinspeisung. Diese wird zwischen den jeweiligen VNB und dem aufspeisenden FNB im Einzelfall in den bewährten Dialogstrukturen zu klären sein.

Von Seiten der MITGAS NETZ wurde im Rahmen des Konsultationsprozesses darauf hingewiesen, dass die Verteilnetzbetreiber, insbesondere bei Fragen der Biogaseinspeisung oder auch der Thematik Power-to-Gas (PtG), in die Netzausbauplanung einbezogen werden sollten.

An dieser Stelle weisen wir darauf hin, dass es bereits heute einen intensiven Dialog zwischen den FNB und den VNB gibt. Dieser Dialog soll in bewährter Weise fortgeführt und wo möglich intensiviert werden, so dass auch in Zukunft eine belastbare Netzausbauplanung in enger Abstimmung zwischen den FNB und VNB erfolgt. Zudem ist das Zukunftsthema Power-to-Gas im Szenariorahmen berücksichtigt. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf, auch auf diesem Themengebiet wird sich der intensive Dialog zwischen FNB und VNB fortsetzen.

2.7 Speichernutzung

Mehrfach wiesen Stellungnahmen darauf hin, dass Gasspeicher im Szenariorahmen nur unzureichend berücksichtigt seien. Es wurde angemerkt, dass die dokumentierten Werte nicht in allen Fällen der verfügbaren festen Ein- bzw. Ausspeiseleistung entsprechen und neue Speicherkapazitäten nicht berücksichtigt seien (BDEW, EWE, GHG, GEODE, WINGAS). Zudem wurde darauf hingewiesen, dass die Speicherdaten nur den Status Quo widerspiegeln, die Speicherreservierungen nicht regionalisiert sind und damit eine Intransparenz vorliege (EFET).

Die Rolle der Speicher wird im Zuge der NEP-Modellierung vertieft betrachtet, im Szenariorahmen wird lediglich ein Überblick zu den festen Ein- und Ausspeisekapazitäten gegeben. Im vorliegenden Szenariorahmen, der auf Jahresmengen ausgerichtet ist und – mit Ausnahme der Kraftwerke – keine Leistungsbetrachtung vornimmt, wird davon ausgegangen, dass die mehrjährige Bilanz der Speicher aus Einspeisung und Ausspeisung stets ausgeglichen ist. Speicher werden deshalb in diesem Zusammenhang nicht weiter betrachtet.

In den Tabellen des Szenariorahmens zur Entwicklung der Ein- und Ausspeisekapazitäten sind keine Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV und keine Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV enthalten, auch wenn diese den FNB vorliegen. Der Grund hierfür ist nicht mangelnder Wille zur Transparenz, sondern die rechtliche Unsicherheit, inwieweit die Vertraulichkeit dieser Daten einer Veröffentlichung entgegen steht. Im zur Bestätigung eingereichten Szenariorahmen sind Kapazitätsanfragen nach §§ 38,39 GasNZV daher lediglich summarisch im Text außerhalb der Tabellen enthalten.

Im Rahmen der Konsultation wurde vorgeschlagen, genaue Fristen zur Einbeziehung von Anfragen gemäß §§ 38/39 GasNZV für die Einbeziehung in den Szenariorahmen bzw. den NEP festzusetzen und diese klarer zu kommunizieren (BDEW).

Die Fernleitungsnetzbetreiber befürworteten ebenfalls die Festlegung von Fristen. In Abstimmung mit der BNetzA wurde als Stichtag für Anfragen gemäß §§ 38/39 GasNZV der 23.11.2011 gewählt und die zu diesem Datum vorliegenden Kapazitätsanfragen im zur Bestätigung bei der BNetzA eingereichten Szenariorahmen ausgewiesen.

Zudem kam die Frage auf, wie Kapazitätsanfragen aus der Zeit vor dem Inkrafttreten der GasNZV am 03.09.2010 behandelt werden (WINGAS).

Falls hier verbindliche Buchungen oder Zusagen existieren, werden diese berücksichtigt.

2.8 Europäische Gasbedarfsszenarien

Es wurde der Wunsch geäußert, die Detaildaten zu den europäischen Gasbedarfsszenarien im Szenariorahmen auszuweisen, um so einen Abgleich mit den europäischen und regionalen Plänen zu ermöglichen (EFET).

Diesem Wunsch kann aus Gründen der Übersichtlichkeit und Lesbarkeit des Szenariorahmens leider nicht entsprochen werden, da es den Rahmen des Dokuments sprengen würde. Sämtliche Grunddaten der Szenarien von ENTSOG und auch die beiden Szenarien der EU Energy Trends sind im Internet frei unter den im Literaturverzeichnis genannten Adressen verfügbar und können von allen Interessierten kostenfrei genutzt werden.

Es wurde infrage gestellt, ob die Marktinformationen ausländischer Gastransportunternehmen im Szenariorahmen in ausreichender Weise berücksichtigt wurden darum gebeten, diese in die Diskussion mit einzubeziehen (GRT).

Entsprechende Informationen ausländischer Gastransportunternehmen fließen in die jährlichen Arbeiten von ENTSOG zum Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) ein und werden durch die Verwendung dieser Veröffentlichung im Szenariorahmen in ausreichender Weise berücksichtigt. Darüber hinaus existiert ein laufender Dialog der deutschen FNB mit angrenzenden europäischen Netzbetreibern. Diese Zusammenarbeit hat sich bereits bei der Erstellung von zwei europäischen Netzentwicklungsplänen und bei der derzeitigen Entwicklung regionaler Pläne bewährt.

Sollten sich aus den zur Zeit in Diskussion befindlichen Markttests gemäß der EU-Verordnung 994-2010 [Versorgungssicherheits-VO] neue Anforderungen an die Grenzübergangspunkte ergeben, werden diese in künftigen Bearbeitungen der Netzentwicklungspläne berücksichtigt.

Vor dem Hintergrund der starken Abweichungen beim deutschen Erdgas-Importbedarf zwischen den Daten der ENTSOG und der EU Energy Trends wurde angeregt, die den Studien zugrunde liegenden Annahmen zu plausibilisieren (VIK).

Diese Plausibilisierung der Annahmen hat im Vorfeld der Erstellung des Szenariorahmens stattgefunden. Im Ergebnis zeigte sich, dass beide Studien für Deutschland unterschiedliche Datenstände berücksichtigen und in ihren Prognosen deshalb zu unterschiedlichen Ergebnissen kommen. Die Daten zum deutschen Erdgas-Importbedarf der ENTSOG sind aktuell und berücksichtigen für das Jahr 2010 Ist-Werte. Die Daten der aktuellen EU Energy Trends Szenarien basieren hingegen auf dem veralteten Datenstand und den Annahmen aus dem Jahr 2007, für das Jahr 2009 und folgende werden Prognosewerte verwendet. Beim Vergleich mit den Ist-Werten zeigt sich, dass die Importbedarfsprognosen von EU Energy Trends für 2009 um rund 100 TWh zu hoch sind. Wegen aus heutiger Sicht deutlich zu hoher Annahmen für die Gasverstromung bei EU Energy Trends steigt die Differenz zwischen den Szenarien auf bis zu 250 TWh.

2.9 Auf dem Szenariorahmen aufbauende Arbeiten

In den Stellungnahmen wurde angemerkt, dass das Modell zur Ermittlung des Anpassungs- und Ausbaubedarfs nicht konsultiert werde. Es wurde vorgeschlagen, das Verfahren zur Ermittlung des Anpassungs- und Ausbaubedarfs offenzulegen (BDEW, GEODE). Mit dem Hinweis auf fehlende Lastflussszenarien bestehe Unklarheit bezüglich der weiteren Modellierung, insbesondere zur weiteren Identifikation von Engpässen (EFET).

Das Berechnungsmodell ist nicht Teil des Szenariorahmens und dessen Konsultation. Die FNB werden die sich aus dem Szenariorahmen ergebenden wesentlichen Modellierungsparameter miteinander abstimmen und auf dieser Basis den Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 erstellen. Der Entwurf wird die Ableitung der Lastflussszenarien aus dem Szenariorahmen erläutern. Dieser wird im Februar 2012 konsultiert.

3 Literatur

- [dena 2010] Biomethan im KWK- und Wärmemarkt, Juli 2010, download unter (Download am 13.09.2011):
<http://www.dena.de/themen/thema-reg/publikationen/publikation/biomethan-im-kwk-und-waermemarkt/>
- [Versorgungssicherheits-VO] Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates, download unter (Download am 04.10.2011):
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:295:0001:0022:DE:PDF>
- [IEKP 2007] Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm, 2007, download unter (Download am: 16.09.2011):
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/klimapaket_aug2007.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
- [Prognos 2011] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber, Stand 22.8.2011
- [WEG-Prognose 2011] Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser und Weser-Ems, 2011