

## Stellungnahme

# Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030

Konsultationsdokument der deutschen Fernlei-  
tungsnetzbetreiber vom 17.06.2019

Berlin, 12. Juli 2019

## 1 Vorbemerkung

Aus Sicht des BDEW ist die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas (NEP Gas) und die damit einhergehende ausreichende Dimensionierung der Fernleitungsnetze von zentraler Bedeutung, um den zukünftigen Herausforderungen der Gas- und Stromwirtschaft gerecht zu werden. Der Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030 legt dabei den Grundstein für die Erstellung des NEP Gas 2020-2030 durch die Bestimmung verschiedener Modellierungsvarianten für das deutsche Fernleitungsnetz bis 2030.

Das Gasleitungssystem kann in Zukunft als Sammelsystem für Erdgas, Biogas, synthetisches Methan und erneuerbaren oder dekarbonisierten Wasserstoff dienen, denn „Gas kann grün“. In dem Maße, in dem unter dem Stichwort Sektorkopplung über ein Verzahnen von Wärme-, Strom-, Mobilitäts- und Industriesektor diskutiert wird, sollte auch eine integrierte Perspektive von Strom- und Gasversorgungsnetzen entwickelt werden. Eine infrastrukturelle Sektorkopplung – die optimierte, integrierte Nutzung der Energieinfrastrukturen zur Verzahnung von Strom, Wärme und Mobilität – ermöglicht es, Synergien zwischen den Stromnetzen und den Gasnetzen zu heben. So kann das Gasnetz als Langzeitspeicher für Strom aus Erneuerbaren Energien dienen und Strom aus Erneuerbaren Energien kann einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Gases leisten. Damit wird deutlich, dass die Gasnetzinfrasturktur auch weiterhin für Speicherung, Transport und Flexibilisierung unverzichtbar bleibt. Ein erster Schritt zu einer gemeinsamen Perspektive von Strom- und Gasversorgungsnetzen könnte die integrative Planung der Strom- und Gasnetze im Rahmen einer verknüpften Betrachtung der Netzentwicklungspläne sein.

Der BDEW ist irritiert, dass die Bundesnetzagentur im Rahmen des öffentlichen Workshops am 1. Juli 2019 angekündigt hat, dass sie den Kapazitätsansatz für das gemeinsame Marktgebiet im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) 2020-2030 nicht genehmigen wird. Dies erzeugt Unsicherheiten im Hinblick darauf, welchen Charakter der Szenariorahmen hat und wie die weiteren Schritte sind. Zudem ist fraglich, ob die Möglichkeit einer Teilbestätigung des Szenariorahmens von § 15 a EnWG umfasst ist.

Der bestätigte Szenariorahmen wird als gemeinsame Bedarfsgrundlage für die innerdeutschen und internationalen Exits angesetzt. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Hinblick auf die Marktgebietszusammenlegung ein neues Kapazitätsmodell für das deutschlandweite Marktgebiet entwickelt, welches auf den Kapazitäten des Netzentwicklungsplans 2018 basiert. Deshalb wäre es aus Sicht des BDEW wünschenswert, den Kapazitätsansatz auch zu bestätigen.

Aus Sicht des BDEW ist es sinnvoll, dass auch Aspekte im NEP-Prozess aufgegriffen werden, die noch nicht mit konkreten Projekten hinterlegt sind. Dies betrifft das Thema Kapazitäten für Grüne Gase oder auch die Entwicklung im Hinblick auf den Kohleausstieg. Eine frühzeitige Diskussion auch im Rahmen des NEP-Prozesses ist somit zu begrüßen, auch wenn in die tatsächlichen Berechnungen, wie auch bisher, nur konkrete Projekte aufgenommen werden sollten.

Der BDEW sieht die Einbeziehung der zahlreichen involvierten Marktrollen in den Konsultationsprozess zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans als sehr sinnvoll an.

Vor dem Hintergrund der Erstellung und Veröffentlichung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 durch die Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt die Beteiligung des BDEW an der aktuellen Konsultation mit der Enthaltung der Fernleitungsnetzbetreiber.

## **2 Zusammenfassung**

Die vorliegende Stellungnahme des BDEW zum Szenariorahmen des NEP Gas 2020-2030 vom 17. Juni 2019 fokussiert insbesondere die Aspekte Versorgungssicherheit, Grüne Gase und deren Integration in die Gasinfrastruktur sowie die zum 1. Oktober 2021 geplante Marktgebietszusammenlegung.

Der BDEW würdigt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber dem Thema Grüne Gase eine größere Rolle im Netzentwicklungsplan beimessen wollen. Es lässt sich aber feststellen, dass es offene Fragen bei der Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz gibt. Die Fernleitungsnetzbetreiber sollten sich mit dem Thema ausführlicher befassen und frühzeitig eine Transparenz über bestehende Grenzen und ggf. notwendige Investitionen schaffen.

Im Szenariorahmen wurde für die betrachteten Szenarien unterstellt, dass der Kohleausstieg entsprechend dem Vorschlag der Kohlekommission umgesetzt wird. Die im Szenariorahmen unterstellte Zunahme der Gaskraftwerkskapazitäten ist aber nicht mit dem Kohleausstiegspfad kompatibel.

Bezüglich der zum 1. Oktober 2021 geplanten Marktgebietszusammenlegung ist der BDEW zuversichtlich, dass mit Hilfe der marktbasierenden Instrumente (MBI) eine Zusammenführung beider Marktgebiete ohne eine Reduzierung fester Transportkapazitäten und damit ohne eine Beeinträchtigung der Liquidität gelingen kann.

Der BDEW nimmt zu nachfolgenden Kapiteln des Szenariorahmens NEP Gas 2020-2030 Stellung.

## **Kapitel 2 Eingangsgrößen Gasbedarf und Gasaufkommen**

### **2.2 Kraftwerke**

Der BDEW stimmt den in der Tabelle 16 getroffenen Aussagen zu den benötigten Gaskraftwerksleistungen zu.

In Tabelle 2 und 3 sind konkrete Projekte aufgezählt, die im Konsultationsdokument berücksichtigt sind bzw. noch berücksichtigt werden könnten. Diese Projekte sind Anlagen, die in einem konkreteren Planungsstadium sind. BDEW rechnet mit weiteren Kraftwerksanträgen bereits in den Jahren 2020-2025. Die Brennstoffumstellung auf Erdgas hat vor dem Hintergrund des Kohleausstiegs eine hohe Bedeutung, um bestehende Fernwärmenetze über neue gasgefeuerte KWK-Anlagen weiter zu betreiben und mit disponiblen gasgefeuerten Erzeugungsanlagen die Funktion des Strommarktes und die Versorgung sicherzustellen.

Vor allem Kraftwerksanfragen in Baden-Württemberg werden dort einen weiteren Ausbau des Gasnetzes erfordern, da das Gasnetz in Baden-Württemberg schon heute an seiner Leistungsgrenze angelangt ist. Dies betrifft sowohl die Trassen innerhalb Baden-Württembergs

als auch die Einspeisung aus dem vorgelagerten Netz. Mit dem Neubau von disponiblen gasgefeuerten Kraftwerksanlagen in Süddeutschland wird auch die Zeit bis zur Fertigstellung der neuen Stromtrassen nach Süddeutschland überbrückt und ein weiterer Zubaubedarf von Trassen der Übertragungsnetzbetreiber zwischen Nord- und Süddeutschland reduziert.

Die ausschließliche Zuweisung von „dynamisch zuordenbaren Kapazitäten“ (DZK) für Kraftwerksprojekte ist vor dem Hintergrund des Kohleausstiegs als problematisch anzusehen. Ohne einen festen Zugang zum virtuellen Handelspunkt (VHP) muss sich der Kraftwerksbetreiber andere Beschaffungswege und Handelspunkte suchen. Die dadurch entstehenden Kosten für zusätzliche Kapazitäten und höhere Gaspreise fallen zwar nicht bei den Netzbetreibern im Rahmen ihres Engpassmanagements an, volkswirtschaftlich bestehen sie jedoch weiterhin.

In diesem Zusammenhang sei auch auf den Beschluss des Bundesrates vom 7. Juni 2019 (Drucksache 138/19 Beschluss) verwiesen, der eine Sicherstellung eines „bedarfsgerechte[n] Ausbau[s] des Gasnetzes im Rahmen des Netzentwicklungsplan-Prozesses“ fordert. Dabei ist „für neue Gaskraftwerke ein fester, auf frei zuordenbaren Kapazitäten beruhender Zugang zum deutschen virtuellen Handelspunkt bei der Kapazitätsbuchung zwingend erforderlich. [...] Ein Kapazitätsausbau, der keinen festen Zugang bereitstellt, wird den Herausforderungen der Energiewende nicht gerecht“. Daher sollten im Netzentwicklungsplan neue Gaskraftwerke mit FZK modelliert werden.

Eine integrierte Netzplanung von Strom und Gas ist vor dem Hintergrund des Kohleausstiegs wesentlich/erforderlich.

## **2.3 Speicher**

### **2.3.1 Rolle der Gasspeicher in der Energiewirtschaft**

Der BDEW unterstützt die Beschreibungen zur Rolle der Gasspeicher: Gasspeichern kommt in der Deckung der saisonal schwankenden Gasnachfrage, beim Ausgleich von Produktionsschwankungen und der Deckung des Leistungsbedarfs zu Spitzenlastzeiten eine essenzielle Rolle zu. Darüber hinaus sind Gasspeicher von großer Bedeutung für die Absicherung gegen Versorgungsengpässe.

### **2.3.2 Berücksichtigung von Speicherprojekten im Konsultationsdokument des Szenariorahmens zum NEP Gas 2020-2030**

Der BDEW begrüßt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber Speicherprojekte im Konsultationsdokument des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas berücksichtigt haben.

## **Kapitel 3 Gasbedarfsentwicklung**

### **3.4 Gaseinsatz in Kraftwerken**

In Tabelle 16 wird dargestellt, dass im Jahr 2040 die installierte Nettoleistung der Gaskraftwerke mit 63 GWel fast doppelt so hoch ist wie noch im Jahr 2030. Gleichzeitig ist der entsprechende Gasbedarf (Tabelle 17) mit einem Rückgang von 319 auf 299 TWh stark rückläufig. Dies sollte im Szenariorahmen näher erläutert werden.

Unterstellt wurde für die betrachteten Szenarien, dass der Kohleausstieg entsprechend dem Vorschlag der Kohlekommission umgesetzt wird (d. h. Reduzierung der Kohlekapazität (BK + SK) bis 2022 auf 30 GW, bis 2030 weiterer Abbau auf 17 GW, endgültiger Ausstieg bis 2038). Leider passt die im Szenariorahmen unterstellte Zunahme der Gaskraftwerkskapazitäten nicht mit dem Kohleausstiegspfad zusammen (siehe Tabelle 16 auf S. 39). Demnach würden die Gaskraftwerkskapazitäten von 2020 bis 2025 um 5 GWel und zwischen 2025 und 2040 um 30 GWel ansteigen, was den Kohleausstieg (zweite Phase ab 2022) weitgehend kompensiert. Dagegen wurde der Anstieg zwischen 2025 und 2030 mit +1 GW jedoch stark unterschätzt. Entsprechend dem Kohleausstiegspfad wäre stattdessen eine Zunahme von 13 GW bis 2030 notwendig. Für 2030 würden sich damit Gaskraftwerke mit installierter Leistung von 46 GWel ergeben. Dies passt im Übrigen mit der Bandbreite (unterer Wert) für 2030 der dena- bzw. der BDI-Szenarien zusammen (siehe S. 40, zweiter Absatz).

Die Annahme einer konventionellen (disponiblen) Erzeugungssumme von 67,3 GW in 2030 ist nach Meinung des BDEW zu niedrig – insbesondere, da die darin eingerechnete Pumpspeicherleistung im Fall einer Dunkelflaute maximal 1 Tag verfügbar wäre. Werden die o. g. zusätzlichen 13 GWel Gaskraftwerke bis 2030 zugebaut, so ergibt sich eine konventionelle Erzeugungsleistung von 68,7 GWel, was dem Bedarf näherkommt. Zusammen mit ca. 12 GW Kapazität aus Wasser und Biomasse und der nicht dauerhaft anrechenbaren Leistung der Pumpspeicherkraftwerke von 10 GW (Stand 2017) würde sich damit eine disponible Kapazität von ca. 90 GW ergeben, was in etwa der zu erwartenden Höchstlast entspricht.

### **3.5 Bedarfsentwicklung Wasserstoff**

Der BDEW begrüßt, dass im Rahmen dieses Szenariorahmens erstmals das Thema Transport von Wasserstoff näher aufgegriffen wird. Der NEP ist der richtige Ort, um Wege aufzuzeigen und transparent mit dem Markt zu diskutieren, wie eine (schrittweise) Umstellung der Netze und Anwendungen hin zu Wasserstoff möglichst kosteneffizient gelingen kann. Dabei sollte neben der Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz auch der Aufbau bzw. wo möglich die Umwidmung von Teilnetzen näher betrachtet werden. Dabei auf die gesammelten Erfahrungen und getätigten Investitionen im Rahmen der L/H-Gas-Umstellung zu bauen ist richtig. Wichtig ist aus Sicht des BDEW, dass alle Quellen/Technologien für CO<sub>2</sub>-freien Wasserstoff sowie deren Anforderungen bei den Netzplanungen mit einbezogen werden.

## **Kapitel 4 Gasaufkommen**

### **4.4 Aufkommensentwicklung Grüne Gase**

Aus Sicht des BDEW ist es begrüßenswert, dass die Netzbetreiber dem Thema Grüne Gase eine größere Rolle im Netzentwicklungsplan beimessen wollen. Dies geschieht, indem mit einer Abfrage derzeit in Planung befindliche Projekte transparent gemacht werden sollen. Wie auch für Speicher, LNG-Terminals oder Gaskraftwerke ist der NEP aus Sicht des BDEW der richtige Ort dafür. Es gibt derzeit für PtG-Anlagen wie auch für potenziell weitere Technologien wie Steam Reforming in Verbindung mit CCS oder die Methan-Pyrolyse noch keine konkreten Kriterien, wie diese an das Gasnetz angeschlossen werden (Anfragen nach §§ 38,39 GasNZV) und entsprechend verbindlich im NEP Berücksichtigung finden sollten. Diese Voraussetzungen sollten bald geschaffen werden, um für konkrete Projekte vorbereitet zu sein. Andererseits sollte der Maßstab der Verbindlichkeit von Projekten, welche für Speicher, LNG und Co. die Voraussetzung zur Aufnahme in den NEP bilden, ebenso für Grüngasprojekte gelten. Vor diesem Hintergrund sollten die Ergebnisse der Abfrage weiterhin gesondert dargestellt werden.

Es ist aus Sicht des BDEW richtig, die von den FNB in dem vorliegenden Szenariorahmen erwähnten 7,5 GW (2030/2050) an Grüngasprojekten nur in dem Fall im NEP zu belassen, wie es auch entsprechende konkretere Planungen zur Realisierung dieser Projekte gibt.

Mehr Raum hingegen sollten die FNB dem Thema widmen, wie das Gasnetz mit vermehrter Einspeisung von Wasserstoff umgehen kann. Hier gibt es derzeit neben allgemeinen Überlegungen des DVGW zu derzeit möglichen Grenzen noch wenig Transparenz. Dabei wäre es möglich, sich in Form von Szenarien der Frage zu nähern, wie ein Hochlauf von Wasserstoff netzseitig optimal abgebildet werden kann. Dabei sollte sowohl eine inländische Produktion als auch ein Import aus dem Ausland (in Form von Beimischung, z. B. aus den Niederlanden oder reinen Wasserstoff) betrachtet werden. Aus Sicht des BDEW ist es wichtig, frühzeitig eine Transparenz über bestehende Grenzen und ggf. notwendige Investitionen zu schaffen. Nur mit solch konkreteren Szenarien und ersten Zahlen kann diese Diskussion auch europäisch bzw. mit Nachbarländern geführt werden.

## **Kapitel 6 Marktgebietszusammenlegung**

Das Kapazitätsmodell der Fernleitungsnetzbetreiber zur Marktgebietszusammenlegung stellt das Kapazitätsniveau auf Basis des NEP 2018 sicher und schafft mehr Liquidität und Opportunitäten auf bestehendem fFZK-Entry Niveau. Ordnungspolitisch sind hierfür jedoch die marktbasierenden Instrumente (MBI) zu ermöglichen. Wie in der Stellungnahme vom 18.03.2019 zu den im Rahmen der E-World 2019 vorgestellten Unterlagen dargestellt ist der BDEW zuversichtlich, dass mit Hilfe der marktbasierenden Instrumente (MBI) eine Zusammenführung beider Marktgebiete ohne eine Reduzierung fester Transportkapazitäten und damit ohne eine Beeinträchtigung der Liquidität gelingen kann. Daraus resultierende unangemessene Kostensteigerungen für Transportkunden und Letztverbraucher sollten ausgeschlossen werden. Eine deutliche Reduzierung der angebotenen festen Kapazitäten würde hingegen zu einer

signifikanten Beeinträchtigung der Liquidität sowie des Wettbewerbs der aktuellen und potentiellen Aufkommensquellen untereinander führen.

In diesem Zusammenhang verweisen wir auf unsere Stellungnahme vom 05.07.2019 zur BNetzA-Konsultation zum Verfahren „KAP+“ für zusätzliche Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet. Aus Sicht des BDEW gilt es dabei zu verhindern, dass der Kapazitätsbedarf gemäß dem Verfahren KAP+ anders ausfällt als im Netzentwicklungsplan.

## **Kapitel 7 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern**

### **7.4 Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt Wallbach in Richtung Schweiz und Italien**

Bei jedem neuen Kapazitätsbedarf (Grenzübergangspunkte über Incremental Capacity Process, LNG-Terminal, Speicher, Kraftwerke über § 39 GasNZV) wird der Kapazitätsnutzer dazu verpflichtet, langfristig die Kapazität zu kontrahieren. Vor diesem Hintergrund ist nicht nachzuvollziehen, warum die Grenzübergangskapazitäten am Punkt Wallbach in Richtung Schweiz/Italien ohne eine solche verbindliche langfristige Verpflichtung von 13,3 GWh/h auf 16,2 GWh/h erhöht wird.

Sofern an der Modellierung des Zusatzbedarfs von knapp 3 GWh/h festgehalten wird, ist zumindest sicherzustellen, dass die Erweiterung nicht zu Lasten der Kapazitätsbereitstellung in Deutschland geht und im Gegenteil bei einer Nicht-Nutzung dieser Kapazitäten diese auch verlagert werden können oder in einer konkurrierenden Vermarktung auch den Gaskraftwerken mit DZK angeboten werden, um bei entsprechender Zahlungsbereitschaft FZK zu erhalten.

### **7.5 Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl in Richtung Niederlande**

Die Bitte von GTS um Prüfung erhöhter H-Gas-Kapazität in Richtung Niederlande, um die Marktraumumstellung zu beschleunigen, wird vor dem Hintergrund der erneuten Erdbeben im Raum Groningen unterstützt. Aber auch bei diesem Punkt ist aufgrund der Gleichbehandlung eine verbindliche langfristige Buchung notwendig. Ggf. könnte aber auch im Rahmen der VIP-Bildung zwischen den Niederlanden und Deutschland eine erhöhte H-Gas-Kapazität am VIP bereitgestellt werden, wenn damit gleichzeitig auch ein besserer Ausgleich zwischen den darunterliegenden physischen Punkten verbunden ist (Wheeling/Drittnetznutzung).

## **Kapitel 8 Versorgungssicherheit**

### **8.1 Entwicklung der L-Gas-Versorgung – L-H-Gas-Umstellung**

Der BDEW unterstützt das Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber, den Fokus der im Szenariorahmen angestellten Untersuchungen auf die detaillierte Umstellungsplanung der L-Gas-Gebiete zu richten. Der BDEW teilt jedoch die Sorge, dass Reduzierungen der Groningen Produktion zu Problemen bei der qualitätsscharfen Belieferung mit L-Gas führen könnte.

### **8.3. Unterbrechungen**

Die Entscheidung der FNB, die Analyse der historischen Unterbrechungen nicht länger im Szenariorahmen zu beschreiben, halten wir nicht für richtig. Die Begründung, dass die isolierte Betrachtung der Analyse nicht als Basis für Ausbaumentscheidungen gesehen werden kann, ist unserer Meinung nach kein valider Grund für die Vernachlässigung dieses wichtigen Aspekts. Unterbrechungen repräsentieren wichtige, weil praxis- und marktnah spürbare Auswirkungen einer Situation, in der Bedarf und Angebot an Kapazitäten nicht angemessen übereinstimmen, was am Ende auch zur Hinterfragung der Angemessenheit von getroffenen Ausbaumaßnahmen führen kann. Die Analyse mag dabei für sich genommen nicht ausreichen, um ohne weitere Annahmen und Prognosen von der Vergangenheit auf die Zukunft zu schließen. Sie stellt jedoch schon aus Transparenzgründen einen erheblichen Mehrwert für die Marktteilnehmer dar und sollte dementsprechend weiterhin Bestandteil des NEP sein. Dabei sollte eine solche Analyse Unterbrechungen nicht nur der uFZK, sondern auch von den bedingten Kapazitätsprodukten beinhalten (Bedingung nicht mehr erfüllt für bFZK, Abruf der Zuordnungsbeschränkung von DZK), da auch diese Einfluss auf den Markt haben. Zudem ist davon auszugehen, dass eine Betrachtung und Berücksichtigung von Unterbrechungen, vor dem Hintergrund der bestehenden Unsicherheiten bei der Marktgebietszusammenlegung, noch an Bedeutung gewinnen wird.

#### **Ansprechpartner:**

Ingride Kouengoué

Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung und Mobilität

Tel.: +49 30 300 199-1116

ingride.kouengoue@bdew.de