

## Stellungnahme

# Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030

Entwurf der deutschen Fernleitungsnetzbetrei-  
ber vom 1. Juli 2020

Berlin, 28. August 2020

## Einleitung

Der BDEW nimmt im Folgenden Stellung zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas (NEP Gas) 2020-2030, nachdem er zum Konsultationsdokument des NEP Gas 2020-2030 vom 4. Mai 2020 Stellung genommen hat. Das Konsultationsdokument des NEP Gas wurde anhand der eingereichten Stellungnahmen durch die Fernleitungsnetzbetreiber überarbeitet und am 1. Juli an die BNetzA übermittelt.

In der vorliegenden Stellungnahme des BDEW zum Entwurf des NEP Gas 2020-2030 vom 1. Juli 2020 geht der BDEW insbesondere auf die Themen Entwicklung der H-Gas-Versorgung, die Modellierung der Grüngasvariante und einzelne Modellierungsergebnisse ein.

Vor dem Hintergrund der Erstellung des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas durch die Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt die Beteiligung des BDEW an der aktuellen Konsultation mit der Enthaltung der Fernleitungsnetzbetreiber.

Der BDEW nimmt in Anlehnung an den Fragenkatalog der Bundesnetzagentur (BNetzA) nachfolgend zu den genannten Kapiteln des NEP Gas 2020-2030 wie folgt Stellung:

### 1. Einführung (Kapitel 1 im Entwurf des NEP Gas 2020-2030)

#### 1.1. Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas

##### 1.1.1. **Wie schätzen Sie die Übersichtlichkeit und Verständlichkeit der Datenbank zum NEP Gas ein? Sind Ihrer Ansicht nach alle notwendigen Daten dort enthalten und für Ihre Zwecke gut zu finden? Geben Sie zum Beispiel an, welche konkreten Änderungen oder welche konkreten Informationen zu einer Erhöhung der Transparenz beitragen könnten.**

Der BDEW begrüßt die Erstellung der Datenbank zum NEP Gas. Die Datenbank ist für alle frei zugänglich. Seine Verwendung ist nicht mehr auf einzelne Browser beschränkt. Die Übersichtlichkeit und Verständlichkeit der Datenbank ist gut.

In der Datenbank „L-H (Umstellung L-H-Gas)/Umstellung indirekt nachgelagerter VNB“ sind für Verteilnetzbetreiber mit mehreren Netzkoppelpunkten die betroffenen Netzkopplungspunkte (NKP) und die damit verbundenen Umstelljahre nicht ersichtlich. Aus diesem Grund möchte der BDEW darum bitten, auch die betroffenen NKP/Stationen zu nennen.

##### 1.1.2. **Nehmen Sie bitte Stellung zu konkreten Eingangsgrößen und weisen Sie auf möglichen Korrekturbedarf aufgrund von Fehlern hin.**

In der Datenbank „L-H (Umstellung L-H Gas) /Umstellung indirekt nachgelagerter VNB“ sind für die Verteilnetzbetreiber Stadtwerke Lage GmbH, Stadtwerke Stadtoldendorf und Westfalen Weser Netz GmbH falsche Umstelljahre genannt. Die Umstellung soll aus Sicht des BDEW wie folgt erfolgen:

- 2026 Stadtwerke Lage GmbH (komplett) und Westfalen Weser Netz GmbH (Punktname: Petershagen Messlinger Str. (II))

- 2029/2030 Stadtwerke Stadtoldendorf GmbH und Westfalen Weser Netz GmbH (Punktnamen Zone Nordost und Zone\_Suedost)

## **2. Szenariorahmen (Kapitel 2)**

### **2.1. Annahmen zur deutschen Gasbedarfsentwicklung**

**Ist die Methodik zur Ermittlung des Gasbedarfs Ihrer Ansicht nach sachgerecht? Sollte die gleiche Methodik im Rahmen des Szenariorahmens zum NEP Gas 2022-2032 verwendet werden? Welche alternative Vorgehensweise könnte vorteilhaft sein?**

Die Methodik zur Ermittlung des Gasbedarfs ist unserer Ansicht nach sachgerecht und sollte im Rahmen des Szenariorahmens zum NEP Gas 2022-2032 verwendet werden.

## **3. Modellierung der Fernleitungsnetze**

### **3.1. Wichtige Eingangsgrößen für die Modellierung**

**Wie bewerten Sie die Modellierung der Kapazitäten der unterschiedlichen Netznutzer? Wurden Kapazitätsbedarfe ausreichend berücksichtigt? Bitte antworten Sie innerhalb der folgenden Kategorien:**

#### **3.1.1. Verteilernetze**

**Wie beurteilen Sie die Berücksichtigung des VNB-Bedarfs in der Modellierung?**

Die Verteilnetzbetreiber müssen aufgrund fehlender netz- und marktbezogener Möglichkeiten Vornetzrestriktionen aus der internen Bestellung an ihre Netzkunden weitergeben, was die Anschlüsse für Neukunden sowie Kapazitätserhöhungen für Bestandskunden erschweren kann. Zur groben Abschätzung und Hinterfragung restriktionsbehafteter Kapazitätsszusagen wäre im Netzentwicklungsplan eine Restriktionsprognose hilfreich. Diese soll auf Basis der dem Netzentwicklungsplan zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe und -verfügbarkeiten jahresscharf den Umfang restriktionsbehafteter Kapazitäten für das nachgelagerte Netz je Netzregion angeben. Hierbei soll zwischen den Restriktionsarten befristet und unterbrechbar differenziert werden. Je Netzregion soll eine entsprechende Tabelle angefertigt und in den Netzentwicklungsplan aufgenommen werden.

#### **3.1.2. Gaskraftwerke**

**Ist die Zuordnung der neuen Gaskraftwerke zu den Speichern bzw. GÜP für die Modellierung mit festen dynamisch zuordenbaren Kapazitäten für Sie nachvollziehbar?**

Aufgrund des fortschreitenden Kohleausstiegs im Rahmen der Energiewende werden bestehende und zukünftige Gaskraftwerke für die Sicherstellung der Systemstabilität der Übertragungsnetze in Zukunft eine immer größere Rolle spielen. Eine Modellierung und folglich eine spätere Kapazitätsvergabe als DZK berücksichtigt nicht hinreichend eine gesicherte Gasversorgung zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit im Elektrizitätsversorgungssystem und sollte daher dringend überprüft werden.

### **Wie schätzen Sie die Liquidität und die Kapazität der Zuordnungspunkte ein?**

Für Neubauprojekte wurden Zuordnungspunkte ersetzt. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, warum eine FZK-Zuordnung zwar nicht möglich ist, jedoch eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung von Mallnow durch das gesamte deutsche Netz bis hin zum Süden Deutschlands. Dies erscheint zumindest unplausibel. Der Punkt Mallnow erscheint aus marktlicher Sicht wenig geeignet, da das dahinterliegende Marktgebiet nur aus einer Transit-Pipeline besteht und es auf dem dortigen VHP im Prinzip nur einen Verkäufer von Gas geben kann.

### **Welche alternativen Zuordnungspunkte für einzelne Kraftwerke halten Sie ggf. für sinnvoll?**

Alternative Zuordnungen sollten immer einen Zugang zu einem ähnlich liquiden Handelsplatz wie den deutschen VHPs gewährleisten.

### **Wie beurteilen Sie den Clusteransatz zur Berücksichtigung der angefragten Kapazitäten für neue Kraftwerke in Süddeutschland? Halten Sie diesen Ansatz für sachgerecht?**

Der BDEW geht davon aus, dass sich diese Frage nur auf die besonderen netztechnischen Betriebsmittel bezieht und nicht auf alle anderen Kraftwerksneubauprojekte.

#### **3.1.3. LNG-Anlagen**

### **Wie beurteilen Sie die Berücksichtigung der Bedarfe für LNG-Anlagen generell in der Modellierung?**

Der BDEW begrüßt grundsätzlich einen effizienten Netzausbau und damit die Modellierung der neu anzuschließenden LNG-Terminals auf Basis von konkurrierender Transportkapazität.

Die Kriterien für eine konkurrierende Modellierung der Transportkapazität und eine damit einhergehende potenzielle Verlagerung von Kapazitäten, bspw. von einzelnen Speicheranschlusspunkten zu LNG-Terminals, sollten dabei transparent, diskriminierungsfrei und sachgerecht sein. Es sollten außerdem möglichst alle in Frage kommenden Punkte in die konkurrierende Zone einbezogen werden, um den zu verlagernden Kapazitätsanteil an einzelnen Punkten möglichst gering zu halten. Eine Erläuterung, warum an welchem Punkt wie viel Kapazität verlagert werden kann/soll, würde die Transparenz erhöhen.

Eine Verlagerung auf Basis der Nutzung der Transportkapazität in der Vergangenheit sollte etwaige Sondereffekte (zwei zuletzt warme Winter 2018/2019 und 2019/2020) berücksichtigen. Die darauf aufbauende Modellierung sollte zudem an den mit den LNG-Terminals konkurrierenden Punkten mindestens die an diesen Punkten im betrachteten Zeitraum max. gebuchte Transportkapazität (in kWh/h) weiterhin berücksichtigen. Hinzu kommt, dass es für andere Marktteilnehmer aufgrund der Marktgebietszusammenlegung im Oktober 2021 und den damit in Zusammenhang stehenden Regulierungsfestlegungen im letzten Jahr nicht möglich war, langfristig Einspeisekapazität zu buchen. Auch mit den neuen Festlegungen wird der Großteil der Einspeisekapazitäten voraussichtlich nur für die kommenden ein bis zwei Jahre buchbar sein.

Es ist grundsätzlich fraglich, inwiefern eine einseitige Verlagerung und damit der Entzug von Kapazitäten an inländischen Gasspeichern und Grenzübergangspunkten im Sinne der Versorgungssicherheit ist. Eine Aufkommensquelle wird hier lediglich durch eine andere Aufkommensquelle ersetzt, nicht jedoch ergänzt. Dabei sollte der Wettbewerb über die Commodity Gas und nicht ordnungspolitisch/regulativ über den Zugang zur Gasinfrastruktur erfolgen. Für den BDEW ist zudem nicht nachvollziehbar, weshalb für Modellierungszwecke zwar ein konkurrierender Ansatz zur Verlagerung gewählt wird, die spätere Vermarktung der konkurrierenden Kapazität jedoch nicht konkurrierend erfolgen soll/kann und damit ggf. eine permanente Verlagerung der Kapazitäten von GÜP-/Speicherpunkten hin zu LNG stattfindet. Ebenfalls offen ist, wie mit später verfügbaren (ungenutzten) Einspeisekapazitäten an LNG-Einspeisepunkten zu verfahren ist. Der für die konkurrierende Modellierung angesetzte Kapazitätsanteil sollte aus Sicht des BDEW zumindest auch konkurrierend und damit bedarfsgerecht und diskriminierungsfrei vermarktet werden.

**Wie bewerten Sie den Ansatz die Kapazitätsbedarfe der geplanten LNG-Anlagen als planerisch konkurrierend zu bestehenden Grenzübergangspunkten und Speicheranschlusspunkten in der Modellierung anzusetzen. Sind für Sie die Ausführungen der FNB zum Thema DZK-Zuordnung für LNG-Anlagen plausibel und nachvollziehbar?**

Grundsätzlich begrüßen wir die Modellierung von LNG-Anlagen mit FZK, die konkurrierend modelliert werden.

Allerdings stellt sich für uns die Frage, warum LNG-Anlagen auf Basis §§ 38, 39 GasNZV FZK mit konkurrierender Vermarktung erhalten, jedoch neue Gaskraftwerke auf der gleichen Rechtsbasis nur DZK. Hierzu ist dem Konsultationsdokument des NEP zu entnehmen, dass die FZK-Zuweisung für LNG-Anlagen ein „Beitrag zur Versorgungssicherheit [ist] und der Erhöhung der Liquidität der Märkte durch eine Diversifizierung der Aufkommensquellen“ dient. Warum diese Aussage nicht in gleichem Maße für Gaskraftwerke, jedoch bezüglich ihrer Wirkung für den Strommarkt gilt, erschließt sich nicht. Ebenso stellt sich die Frage, weshalb LNG-Terminals Privilegien in Bezug auf Kapazitätsreservierung und -buchungen erhalten, obwohl ursprünglich mit der Änderung der GasNZV gerade z. B. in Bezug auf Grenzübergangspunkte ein Level-Playing-Field hergestellt werden sollte.

#### **3.1.4. Kapazitäten an Grenzübergangspunkten und VIP**

**Wie beurteilen Sie die Berücksichtigung der Bedarfe an den Grenzübergangspunkten und VIP in der Modellierung?**

Die in diesem Abschnitt dargestellte Beschreibung der Flüsse des norwegischen Pipeline-Gases und die daraus folgenden Aussagen sind nicht ohne weitere Erläuterung nachvollziehbar. Hier sind die weiteren Erklärungen bzw. Analysen erforderlich. Sollten die Fernleitungsnetzbetreiber jedoch weiterhin von der unter 3.2.7 beschriebenen Situation überzeugt sein, ist es umso weniger nachvollziehbar, hier Einspeisekapazitäten zugunsten der geplanten LNG-Anlagen zu verlagern.

## **4. Entwicklung der H-Gas-Versorgung (Kapitel 6)**

### **4.1. H-Gas-Leistungsbilanz**

#### **4.1.1. Wie schätzen Sie die Berücksichtigung der Speicher in der H-Gas-Bilanz ein, insb. auch die Berücksichtigung der von L- auf H-Gas umzustellenden Speicher?**

Die Fernleitungsnetzbetreiber orientieren sich bei der Berücksichtigung der Kapazitätsdarbietung aus H-Gasspeichern an einem durchschnittlichen Speicherfüllstand von lediglich 35 %.

Es ließe sich der in der Leistungsbilanz berücksichtigte Beitrag der Speicher erheblich steigern, wenn die Fernleitungsnetzbetreiber in ihren Planungen von einem höheren durchschnittlichen Füllstand von bspw. 50 % ausgehen würden.

Der BDEW plädiert daher dafür, die Gasspeicher – analog zur Berücksichtigung in der L-Gas-Leistungsbilanz - auch in der H-Gas-Leistungsbilanz mit ihrem Leistungsvermögen bei einem durchschnittlichen Speicherfüllstand von 50 % zu berücksichtigen. Dies schließt ab dem planerischen Zeitpunkt ihrer Umstellung auch die von L- auf H-Gas umgestellten Speicher mit ein.

In Bezug auf die von L- auf H-Gas umzustellenden Speicher möchte der BDEW zudem darauf hinweisen, dass die Entscheidung über die tatsächliche Durchführung der Umstellung selbstverständlich beim Speicherbetreiber verbleibt.

Der in der Leistungsbilanz ausgewiesene Zusatzbedarf an den Grenzübergangspunkten (Entry) könnte somit entsprechend reduziert werden, soweit dadurch auch weiterhin ein Import der benötigten Gasmengen über diese Netzknoten gewährleistet werden kann. Der BDEW weist an dieser Stelle erneut darauf hin, dass nur durch eine H-Gas-Mengenbilanz im Zusammenhang mit der bestehenden H-Gas-Leistungsbilanz hinreichend Transparenz darüber geschaffen werden kann, welcher Netzausbau für den benötigten Import der zusätzlichen Gasmengen unabdingbar ist (Bandstruktur) und welcher Netzausbau die Flexibilität des Gasbezugs über die Grenzübergangspunkte erhöht und damit zu Lasten einer Strukturierung über inländische Flexibilitätsquellen (wie z. B. Gasspeicher oder DSM) geht.

#### **4.1.2. Wie beurteilen Sie die Berücksichtigung der deutschen Produktion?**

Die deutsche Produktion wird in wesentlichen Teilen im L-Gas-System bilanziert. Die wenigen Felder, die in das H-Gas-System einspeisen müssen, spielen im Vergleich zu den Importmengen nur eine untergeordnete Rolle in der Gesamtbilanz. Von größerer Bedeutung sind Felder, die flexibel in H- bzw. L-Gas-Systeme einspeisen können. Diese sind bislang den L-Gas-Bilanzen zugeordnet. Kapazitiv ist dies auch weiterhin zutreffend.

## **5. Ergebnisse der Modellierung (Kapitel 7)**

### **5.1. Modellierungsergebnisse Auslegungsvariante für Baden-Württemberg**

#### **5.1.1. Wie bewerten Sie die unterschiedlichen Versorgungsvarianten?**

Die Auslegungsvariante bw berücksichtigt u.a. die Langfristprognose der nachgelagerten VNB der terranets bw über 2025 hinaus und schafft somit einen zusätzlichen Blickwinkel auf mögliche zukünftige Kapazitätsbedarfe.

Warum sich allerdings die angeführten zu erwartenden Bedarfsänderungen in den Netzen der VNB exakt auf das Netzgebiet der terranets bw beschränken, ist nicht nachzuvollziehen und trägt nicht zum Verständnis des NEP als gesamtdeutsche Netzentwicklung bei. Somit werden mögliche Mehrbedarfe der VNB, deren Netz mittel- oder unmittelbar an das Fernleitungsnetz der anderen FNB angeschlossen ist, nicht über 2025 hinaus in der Fernleitungsnetzentwicklung berücksichtigt. Dies kann einerseits eine Benachteiligung der betroffenen Netzbetreiber durch entstehende Kapazitätsengpässe und andererseits Mehrkosten im Netz der FNB zur Folge haben.

#### **5.1.2. Wie bewerten Sie den Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, die ermittelten Neubaumaßnahmen noch nicht im Netzausbauvorschlag zu berücksichtigen und einer erneuten Prüfung und Bewertung im Netzentwicklungsplan 2022-2032 zu unterziehen, die GDRM-Anlagen aber bereits jetzt schon gemäß der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg zu dimensionieren?**

Durch den Vorschlag der FNB die Auslegungsvariante bw lediglich bei der Dimensionierung der Anlagen zu berücksichtigen, kann durch vergleichsweise geringe Investitionen dem möglichen Mehrbedarf gerecht und deutliche höhere Kosten durch den erneuten Umbau der betroffenen Anlagen vermieden werden. Dieser sinnvolle und wichtige Ansatz sollte im Rahmen einer Ausweitung der Auslegungsvariante bw auf alle Netznutzer auf das gesamte Netzgebiet übertragen werden.

Im Hinblick auf die Modellierung dieser sogenannten „Auslegungsvariante“ ergeben sich aus Sicht des BDEW einige Unsicherheiten. So ist nicht erkennbar, wie im weiteren Verlauf mit dieser Auslegungsvariante verfahren werden soll. Sofern die BNetzA die dort berücksichtigten Annahmen und die daraus resultierenden Zusatzmaßnahmen nicht beanstandet, muss gewährleistet sein, dass diese in die Basisvariante überführt werden.

## **6. Grüngasvariante (Kapitel 8)**

Der BDEW ist der Ansicht, dass ein Regulierungsrahmen dringend benötigt wird – vor allem Rechtssicherheit für Investitionen, um die Gasnetze mit Blick auf die Klimaschutzvorgaben langfristig H2-ready zu machen. Die Diskussion bzgl. der Ausgestaltung eines Regulierungsrahmens für H2 sollte im Rahmen der Diskussion zur Wasserstoffregulierung mit der BNetzA erfolgen.

## **6.1. Grundsätzliches Vorgehen**

Der BDEW sieht als kritisch an, dass in der Grüngasvariante des NEP bis 2030 „lediglich“ gemeldete Grüngasabfragen mit einer Anschlussanfrage an FNB/VNB Netze berücksichtigt werden. Hier ist mindestens eine Sensitivitätsbetrachtung erforderlich; auch durch den Gesetzgeber werden anreizende Rahmenbedingungen erwartet.

### **6.1.1. Halten Sie die Modellierung der Grüngasvariante in der vorliegenden Form für sinnvoll? Was könnte aus Ihrer Sicht verbessert werden?**

Der BDEW begrüßt, dass die FNB eine Grüngasvariante modelliert und Netzausbaumaßnahmen der Grüngasvariante vorgeschlagen haben. Der Prozess des NEP ist maßgeblich geeignet, die Transformation der Gasinfrastruktur für eine verstärkte Nutzung von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen zu gestalten. Der BDEW sieht eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur, wenn sie analog zu heutigen Gasnetzen der öffentlichen Versorgung dient, als Teil der Gasnetzinfrastuktur. Der Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen kann helfen, die Strom- und Gasnetze auf allen Netzebenen gleichmäßiger auszulasten. Dies bedeutet, dass über einen gemeinsamen Planungsprozess der Strom- und Gasnetzbetreiber geeignete Standorte für systemintegrierte Elektrolyseure ermittelt werden und in den Netzentwicklungsplänen auszuweisen sind. In die Standortanalyse hat insbesondere die Zubauplanung Erneuerbarer Energien, die Ausbauplanung der Stromnetzinfrastuktur, die Umstellungsfähigkeit des heutigen Gasversorgungssystems und daraus resultierende Wasserstofftransportmöglichkeiten sowie der Wasserstoffbedarf in den Sektoren Industrie, Wärmeversorgung und Verkehr einzufließen.

Neben der Umstellung auf reine Wasserstoffnetze sollte im NEP auch angedacht werden, wie die Beimischung von Wasserstoff im Erdgasnetz erhöht werden kann. Insbesondere im Netz der VNB kann über die Wasserstoffbeimischung in die vorhandenen Erdgasnetze ein nennenswerter Beitrag zur Dekarbonisierung, z. B. im Wärmesektor, geleistet werden. Auch zur Abstimmung dieser Entwicklungen ist eine Einbindung der VNB in den NEP-Prozess sinnvoll.

## **6.2. Erdgasmodellierung**

Der Netzentwicklungsplan Gas sollte die zukünftigen Entwicklungen einer höheren Wasserstoffbeimischung vor dem Hintergrund der in vielen Verteilnetzen möglichen höheren Einspeisekonzentrationen betrachten.

## **7. Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne (Kapitel 10)**

### **7.1. Integrierte Netzplanung**

#### **7.1.1. Halten Sie einen gemeinsamen Szenariorahmen Strom/Gas für sinnvoll?**

Der BDEW unterstützt die Idee einer gemeinsamen Szenarioentwicklung zwischen FNB und ÜNB unter Beteiligung der VNB als Grundlage für die Netzentwicklungsplanung.

## **8. Umsetzungsbericht zum NEP Gas 2020-2030**

**Welche konkreten Inhalte sollte der Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Gas, den die Fernleitungsnetzbetreiber zum 01.04.2021 vorlegen, aus Ihrer Sicht haben?**

Der Umsetzungsbericht zum NEP Gas sollte detailliert den Fortschritt der geplanten Maßnahmen und die Einhaltung des Zeitplans enthalten. Ebenfalls sollten die damit verbundenen Auswirkungen auf die Bereitstellung der Kapazität dargestellt und ggf. begründet werden. Darüber hinaus wären weitere Entwicklungen bei der Marktraumumstellung und der Modellierung der Grüngasvariante von Interesse.

**Ansprechpartnerin:**

Ingride Kouengoué

Telefon: +49 30 300199-1116

ingride.kouengoue@bdew.de