



Initiative Erdgasspeicher e.V.  
Glockenturmstraße 18  
14053 Berlin

Tel. +49 (0)30 36418-086  
Fax +49 (0)30 36418-255  
info@erdgasspeicher.de

[www.erdgasspeicher.de](http://www.erdgasspeicher.de)

# Netzentwicklungsplan Gas

## Stellungnahme

Berlin, 25. Mai 2018

### **Über die Initiative Erdgasspeicher e.V.**

Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gasspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 12 Mitgliedern repräsentiert die INES über 90 Prozent der deutschen Speicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch fast ein Viertel aller Gasspeicherkapazitäten in der EU.

Am 16. April 2018 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Konsultation zum Netzentwicklungsplan Gas gestartet. Die BNetzA bittet die tatsächlichen und potenziellen Netznutzer an der Konsultation teilzunehmen und Beiträge an einem Fragebogen auszurichten.

Die Initiative Erdgasspeicher dankt der BNetzA für die Anhörung der Netznutzer und bezieht entsprechend der Struktur des Fragebogens wie folgt Stellung.

## 1. Einführung

### 1.1. Marktgebietszusammenlegung

#### 1.1.1. Kapazitätsmodell

Die Marktgebietszusammenlegung und ein gemeinsames, einheitliches und transparentes Kapazitätsmodell sollte vorrangig vor weiterem Netzausbau erarbeitet und transparent abgestimmt werden.

Der Sicherung der Bestandskapazitäten kommt bei der Zusammenlegung der bislang getrennten Marktgebiete eine zentrale Rolle zu. An den Schnittstellen der bisher getrennten Marktgebiete sollten dafür auch nach einer Marktgebietszusammenlegung die bisher geltenden planerischen Annahmen nach Möglichkeit beibehalten bzw. im Rahmen der Zusammenarbeit der Fernleitungsnetzbetreiber nach § 20 1b EnWG festgeschrieben werden. In jedem Fall ist eine frühzeitige und umfassende Information aller Marktteilnehmer über mögliche Auswirkungen des von den Fernleitungsnetzbetreibern entwickelten gemeinsamen Kapazitätsmodells auf das zukünftige Kapazitätsangebot erforderlich. Abweichungen in Umfang und Güte des bisherigen Angebots sind zu begründen.

INES spricht sich dafür aus, einen Schwerpunkt darauf zu setzen, dass die nationalen Speicher dabei einheitlich und sachgerecht (siehe dazu 3.1 und 7.2) berücksichtigt werden, da sie nachweisbar wesentliche inländische Leistungs- und Wintermengenquellen sind. Da sowohl die Effizienz der Netzinfrastruktur wie auch die Wirtschaftlichkeit der Speicher von den Maßnahmen abhängig sind, ist eine ausreichende Einbindung der Speicher mit den gleichen Prämissen von hoher Bedeutung für die Entwicklung eines zusammenhängenden Marktgebietes. (siehe dazu auch unter 2.2.2)

#### 1.1.2. Modellierungsvarianten

INES würde es begrüßen, wenn die Marktgebietszusammenlegung einen Schwerpunkt der über den Szenariorahmen in den NEP Gas 2020-2030 einzubringenden Modellierungsvarianten darstellen würde. Eine Modellierungsvariante könnte dabei die Modellierung des einheitlichen Marktgebietes unter weitgehender Beibehaltung (ggf. Absicherung) der bisherigen planerischen Lastflüsse an den (ehemaligen) Marktgebietsübergangspunkten darstellen, um das bisherige Kapazitätsangebot möglichst zu erhalten.

Eine weitere Modellierungsvariante könnte darin bestehen, die in den getrennten Kapazitätsmodellen bisher als Druckfixpunkte fungierenden Marktgebietsübergangspunkte als solche aufzulösen und das Kapazitätsangebot (ehemals) marktgebietsübergreifend zu optimieren.

## **1.2. Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas**

### **1.2.1. Zugang**

INES bewertet den Schritt, eine Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas zu etablieren, grundsätzlich als positiv, da die Marktteilnehmer dadurch einen einfacheren Zugang zu den Daten haben als im Vergleich zu den bisher veröffentlichten Anlagen. Jedoch ist momentan zur Verwendung der NEP-Gas-Datenbank als Browser Mozilla Firefox oder Google Chrome in der jeweils aktuellen Version erforderlich. Problematisch ist daran, dass die Browser in vielen interessierten Unternehmen nicht auf dem neuesten Stand sind und die thematisch beschäftigten Mitarbeiter oft nicht die Möglichkeit haben, eigenständig Software-Updates auf ihren Rechnern zu installieren. Diesem Personenkreis ist es damit unmöglich, auf die Datenbank zuzugreifen. INES bittet somit darum, den Zugriff auf die Datenbank durch alle Browser (z. B. Internet Explorer) zu ermöglichen.

Darüber hinaus ist die NEP-Gas-Datenbank aufgrund erhöhter Sicherheitsvorkehrungen in einigen Unternehmen aktuell überhaupt nicht erreichbar. Der Grund dafür ist, dass die IT-Systeme vieler Unternehmen den Zugang grundsätzlich nur noch zu über das https-Protokoll gesicherten Webseiten erlauben. Leider ist die Datenbank derzeit aber nur über ein ungesichertes http-Protokoll erreichbar.

### **1.2.2. Eingangsgrößen**

Ab dem geplanten Zeitpunkt der Umstellung weisen die ehemaligen L-Gasspeicher wegen des um ca. 10% höheren Energiegehaltes von H-Gas gegenüber L-Gas auch einen entsprechend erhöhten Kapazitätsbedarf (in kWh/h) auf. Dies wird im aktuellen Stand der Datenbank (z.B. UGS Lesum) derzeit noch nicht angemessen berücksichtigt.

Für einige L-Gasspeicher (z.B. Zone UGS-EWE L-Gas) wird die bisherige L-Gas-Transportkapazität auch über den Umstellungszeitraum hinaus konstant (als L-Gas-Kapazität) fortgeschrieben. Gleichzeitig findet keine Berücksichtigung im H-Gas System statt. Hier sollten die Eingangsgrößen entsprechend angepasst werden, damit die Speicher je nach dem geplanten Zeitpunkt ihrer Umstellung Eingang in die jeweiligen Bilanzen finden.

## 2. Szenariorahmen

### 2.1. Annahmen zur deutschen Gasbedarfsentwicklung

Vor dem Hintergrund der angenommenen moderaten Zielerreichung bei der THG-Reduktion und den deutlich anwachsend angenommenen Gaseinsätzen im Kraftwerksbereich besteht die Gefahr, dass der zukünftige Gasbedarf im Szenariorahmen zu hoch prognostiziert wird und damit einen überdimensionierten Gasnetzausbau verursacht. INES bittet deshalb die Szenarien an den genannten Punkten auf der Gasbedarfsseite zu überprüfen und zu überarbeiten.

### 2.2. Modellierungsvarianten

#### 2.2.1. Potenzial zur Weiterentwicklung

Grundsätzlich bleibt nach wie vor unbeantwortet, wie insb. das Potenzial der Speicher für das Netz (Systemwert) im Zusammenhang mit der Netzentwicklung gehoben wird. Mit pauschalen Füllstands-Annahmen von 35% für den H-Gas-Markt und 50% für den L-Gas-Markt wird den Speichern die Funktion zur Brechung von Spitzenlasten und damit zur Netzoptimierung vielmehr abgesprochen. Im Zusammenhang mit der Speicher-Modellierungsvariante bittet INES deshalb darum, die Speicher in einer netzentlastenden Fahrweise zu modellieren. Der TaK-Ansatz ist dafür nur teilweise geeignet, weil er zwar eine netzbelastende Nutzung der Speicher ausschließt (d. h. eine Ausspeicherung im Sommer und eine Einspeicherung im Winter ausschließt) allerdings keine netzdienliche Fahrweise der Netzmodellierung zugrunde legt. INES bittet deshalb darum, transparent darzustellen, in welcher Fahrweise die Speicher in der Speicher-Modellierungsvariante angenommen werden und inwieweit sich dies auf die Nutzung der anderen Entry-Kapazitäten auswirkt. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund strukturierter und regionalisierter Verbräuche (siehe Transparenzanforderungen gemäß INES-Stellungnahme zum Szenariorahmen, Kapitel 2) darzustellen.

#### 2.2.2. Weitere Modellierungsvarianten

INES regt an, Modellierungsvarianten für einen (meist wetterbedingten) erhöhten Winterbedarf vorzunehmen, welche die realen Import- und Export-Situationen widerspiegeln. Für die Verfügbarkeit einzelner Quellen und Infrastrukturen sollten dazu einheitliche Grundsätze gelten: aus rückblickend gewonnenen Daten ermittelte genutzte Transportkapazitäten und LNG-Verfügbarkeiten an den Grenzpunkten wie auch bei den Speicherverfügbarkeiten. In Bezug auf die Speicher plädiert INES dafür, eine regelmäßige Befüllung um 90% zum Beginn des Winters zu unterstellen sowie eine durchschnittliche Entleerung und resultierende Mengen- und Leistungsverfügbarkeit, ebenfalls auf Basis der realen rückblickenden Messdaten.

Unter diesen Bedingungen erwartet INES eine Ermittlung der unter realen Bedingungen erforderliche Netzkapazitäten anstelle einer theoretischen unter der einseitigen Annahme einer beschränkten Verfügbarkeit von Speichern.

Der Einsatz von Speichern kann aus Sicht von INES volkswirtschaftlich effizienter als ein Netzausbau sein, insbesondere wenn die den Netzausbau begründenden Lastflusssituationen planerisch unwahrscheinlich sind. INES würde es daher sehr begrüßen, wenn die Fernleitungsnetzbetreiber in einer weiteren Modellierungsvariante das netzausbaumindernde Potenzial der Speicher untersuchen würden.

Insbesondere in Vorbereitung der Marktgebietszusammenlegung sollte eine Modellierungsvariante erstellt werden, die aus Sicht der volkswirtschaftlichen Kosten vergleicht, ob eventuell zu erwarteten Kapazitätsreduktionen durch Netzausbau oder durch eine verbesserte Einbindung von Speichern ausgeglichen werden sollten. Eine mögliche Planannahme für diese Modellierung könnte sein, einen stets ausreichenden Füllstand der Speicher vorauszusetzen.

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

#### 2.3.1. Verteilernetze

Keine Anmerkung.

#### 2.3.2. Gaskraftwerke

Keine Anmerkung.

#### 2.3.3. Industrie

Keine Anmerkung.

#### 2.3.4. Gasspeicher

Der letzte Winter hat erneut gezeigt, wie wesentlich die Speicher für Leistungs- und Mengelieferanten zur Deckung des inländischen Gasbedarfs in Winterzeiten sowohl kurzfristig im Tagesbedarf als auch über einen längeren Zeitraum sind. Es zeigt sich wiederholt, dass gerade die Speichernutzung bei tieferen Temperaturen die hohen Gasverbräuche deckt. Währenddessen ist an den Grenzübergangspunkten meist eine Zunahme des Exports, weniger des Imports zu verzeichnen. Die Struktur des Inlandsgasbedarfs wird demnach ganz wesentlich durch die Speicher gedeckt. Dies sollte in der Modellierung Berücksichtigung finden. Die Füllstandsannahmen im Rahmen der Modellierung sollten diesen Beobachtungen folgen.

#### 2.3.5. LNG-Anlagen

Der Wunsch zu einer weiteren Diversifizierung der Gasversorgung Deutschlands in Anbetracht des Rückgangs der deutschen und niederländischen L-Gasquellen und deren Ersatz durch H-Gas ist nachvollziehbar. Allerdings sollte vor einem erforderlichen Ausbau des Netzes für einen neuen LNG-Terminal zunächst netzseitig geprüft werden, ob mittels vorhandener Importkapazitäten ausreichende Ersatzmengen aus den Nachbarländern mit vorhandenen und in der Realität seit mehreren Jahren nicht ausgelasteten LNG-Terminals verfügbar sind. Dazu sollte auch die Möglichkeit beachtet werden, den Import mit Speichern zeitlich zu verlagern.

Mit Blick auf die Höhe der Anbindung des geplanten LNG-Terminals Brunsbüttel fällt neben der Höhe der Leistung deren durchgängig vorrangig feste Kapazität auf. Es ist zu hinterfragen, warum nationale Speicher in Bezug auf die Zuordnung von festen Transportkapazitäten regelmäßig nachrangig behandelt werden.

### 2.3.6. Austauschkapazitäten an Marktgebietsübergangspunkten

Keine Anmerkung.

### 2.3.7. Kapazitäten an Grenzübergangspunkten

Für die nationale Versorgung sind die heutigen Kapazitäten ausreichend, sofern sich der Import vordergründig auf einen bandförmigen Mengenimport beschränkt und Speicher verbrauchsnahe die Flexibilität bereitstellen.

### 2.3.8. H-Gas-Quellenverteilung

Für die Modellierung des Importaufkommens legt der FNB die Quellenverteilung gemäß TYNDP 2017 zugrunde. Diese Quellenverteilung weist für 2035 einen zusätzlichen Importbedarf in Höhe von ca. 840 TWh (~76 bcm) aus. Um zu identifizieren, woher dieser zusätzliche Importbedarf gedeckt wird, legt der FNB die Ergebnisse der verbindlichen Buchungen aus „more capacity“ zugrunde und berücksichtigt FID-Projekte (LNG/Pipeline) sowie Eastring I (Aufspeisung aus TurkStream).

Über „more capacity“ wurden 610 TWh (~55 bcm/a) über die Nord Stream 2 gebucht, wovon ca. 390 TWh (~35,4 bcm/a) in die Tschechische Republik transitiert werden. 220 TWh (~19,6 bcm/a) verbleiben somit für den deutschen Markt. Diese zusätzliche Importmöglichkeit wird von Anfang an berücksichtigt.

Wird der deutsche Importbedarf aus einer Aufstellung der Jahresbilanzen (Endenergieverbrauch, Gaseinsatz in Kraftwerken, Feedstock/Nicht-energetischer Verbrauch, Konventionelle Produktion in Deutschland und Biogaseinspeisung) berechnet, ergibt sich für die kommenden Jahre in Deutschland folgender Importbedarf:

- 2015: 767 TWh
- 2018: 817 TWh
- 2023: 782 TWh
- 2028: 740 TWh

Über die bestehenden Importkapazitäten (H-Gas-Entry-Kapazitäten an GÜP, FZK, Bestand) in Höhe von 146 GWh/h (siehe NEP-Datenbank, Zugriff am 12.07.2017) besteht bereits heute ein rechnerisches Potenzial zum Gasimport in Höhe von 1.279 TWh. Dieses Potenzial wird durch die Nord Stream 2 um mindestens 220 TWh erhöht. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, warum für Deutschland über die bestehenden Import-Kapazitäten und Nord Stream 2 hinaus weitere Entry-Kapazitäten geschaffen werden sollten. Es ist vielmehr davon auszugehen, dass bei Nutzung der

Nord Stream 2 weitere Importe nach Deutschland über andere Importpunkte deutlich reduziert werden.

### 3. Modellierung der Fernleitungsnetze

#### 3.1. Prämissen der Speichervariante

##### 3.1.1. Prämissen und Annahmen

Diese bewertet INES zweigeteilt. Zustimmung finden die Prämissen zunächst im Hinblick auf die inländischen Bedarfsanforderungen zum Ende eines Winters mit möglichen durchschnittlichen Tiefsttemperaturen von  $-5.5^{\circ}\text{C}$  Ende Februar. Diese Bedingungen sind in etwa im Winter 2018 eingetreten, teilweise aber auch mit noch deutlich tieferen Temperaturen und über einen längeren Zeitraum. Es ist dabei zudem zu beachten, dass es sich nicht um eine höchst seltene (1 von 20), sondern in den vergangenen Jahren in ähnlicher Form wiederholt aufgetretene Wettersituation handelt.

Die weiteren Prämissen zur Ermittlung von erforderlichen (bilanziellen) Leistungsvorhaltungen in Speichern zum Ende eines Winters sieht INES sehr kritisch, da sie aus reiner Netzsicht unter Vernachlässigung realer Gasverfügbarkeiten an den Grenzübergangspunkten wie auch der Netzeffizienz erfolgen. Denn aus der Netzsicht wird eine unrealistische, weitgehende maximale Netzbeschäftigung an Grenz- wie auch an den zukünftigen Einspeisepunkten eines LNG-Terminals in Brunsbüttel unterstellt. Dies steht im deutlichen Widerspruch zu den sehr konservativen Annahmen der unterstellten geringen Speicherfüllstände und resultierenden beschränkten Verfügbarkeiten. Ferner wird der Export und damit die Transitmengen durch Deutschland auf den temporären Buchungsstatus entsprechender Transportkapazitäten am 01.01.2018 begrenzt (der ja viel geringer sein kann als eine überdurchschnittliche Bedarfsanforderung bei Tiefsttemperaturen im Februar). In der Folge ergeben die Bilanzen eine erforderliche Bereitstellung von Leistung und Menge aus Speichern, die vermutlich unter den realen Erfordernissen liegt.

INES bittet daher, die Prämissen auf reale Lastflüsse, Speicher- und LNG-Verfügbarkeiten sowie Transitanforderungen der jüngsten Vergangenheit abzustellen und auf dieser Basis die zu erwartenden Speichererfordernisse zu ermitteln. Zudem regt INES an, die Möglichkeiten zur Steigerung der Netzeffizienz durch temporäre Verlagerung von Transporterfordernissen durch die Speichernutzung in einer Modellvariante zu untersuchen.

##### 3.1.2. Grundsätzliche Vorgehensweise

Grundlage für die Betrachtungen sind die in den Leistungsbilanzen der Basisvariante unterstellten Entwicklungen der Ein- und Ausspeisekapazitäten. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die deutschlandweite kapazitive L-Gas-Leistungsbilanz aktuell unterdeckt ist und der unterdeckte Anteil bei der Betrachtung nicht vernachlässigt werden darf (siehe Anmerkung zu 7.2.1).

Es ist unklar, warum sich der in der Speichervariante berücksichtigte Exit-Bedarf an den Grenzübergangspunkten am Buchungsstand vom 1. Januar 2018 orientiert. Es ist grundsätzlich davon auszugehen, dass der Leistungsbedarf der angrenzenden Länder in dem betrachteten „kalten Februar“-Szenario ebenfalls ansteigen wird und entsprechende kurzfristige Buchungen von Exit-Kapazität am GÜP erfolgen würden.

INES empfiehlt daher, dass die Fernleitungsnetzbetreiber, neben den mit Blick auf einen lokal erforderlichen Speicherbedarf eher konservativ getroffenen Prämissen, in einem weiteren Szenario den lokalen Speicherbedarf identifizieren, der sich unter der Annahme des Spitzenlastbedarfes inkl. einer maximalen Beschäftigung der Exit-Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten ergeben würde.

### **3.2. Prämissen der Versorgungssicherheitsvariante TENP**

Keine Anmerkung.

## **4. Das heutige Fernleitungsnetz und Status des heutigen Netzausbaus**

Keine Anmerkung.

## **5. Entwicklung der L-Gas-Versorgung**

### **5.1. L-Gas-Leistungs- und Mengenbilanzen**

Keine Anmerkung.

### **5.2. Reihenfolge Umstellungsbereiche**

Keine Anmerkung.

### **5.3. L-Gas-Speicher**

Zeitpunkt und Umstellungsmaßnahmen sind seitens der Netzbetreiber mit den jeweiligen Speicherbetreibern mit einem Vorlauf von mindesten 24 Monaten abzustimmen. Die vorzuhaltenden Netzkapazitäten für die weitere Einbindung der Speicher in das H-Gas-System sollten in gleichem volumetrischen Umfang der bisherigen Einbindung erfolgen. Die letztendliche Entscheidung zur Umstellung sollte beim SSO liegen. Da die Refinanzierung der L-Gas-Speicher den Marktbedingungen unterliegt, sollte für eine Vorhaltung der Speicher nach der Maßgabe der Netzbetreiber ein wirtschaftlicher Ausgleich gefunden werden, sofern der Umstellungszeitraum an die Bedürfnisse des Netzes angepasst wird.

Die Umstellungskonzepte für die L-Gas-Speicher sollten insbesondere Informationen darüber enthalten, ob und in welchem Umfang der kommerzielle Weiterbetrieb des Speichers während der Umstellphase aufrechterhalten werden kann. Analog zu dem Umstellprozess zu nachgelagerten Netzen sollte dazu auch bei der Umstellung der L-Gas-Speicher zwischen dem Netz- und dem Speicherbetreiber ein bilanzieller Stichtag



vereinbart werden, ab dem - ungeachtet der tatsächlichen Gasbeschaffenheit des gemäß des vereinbarten technischen Umstellfahrplans ein- bzw. ausgespeicherten Gases - die bislang in einem L-Gas-Bilanzkreis bilanzierten Speichermengen in einen H-Gas-Bilanzkreis überführt werden.

Für den wirtschaftlichen Weiterbetrieb des auf H-Gas umgestellten Speichers sind darüber hinaus frühzeitige Informationen über Art und Umfang der zu erwartenden Kapazitätsausstattung im H-Gas-Netz erforderlich. INES geht davon aus, dass die Umstellungskonzepte für die ehemaligen L-Gas-Speicher dabei in Bezug auf ihre bisherige Ausstattung mit Netzkapazitäten (z. B. Umfang FZK) einen Bestandsschutz vorsehen

Die L-Gasspeicher sind mit ihren Anlagen auf die bisher geltenden Druckverhältnisse im L-Gasnetz ausgelegt. Eine veränderte Drucksituation durch die zukünftige Einbindung in das überregionale H-Gassystem kann erhebliche Auswirkungen auf das nach der Umstellung verbleibende Arbeitsgasvolumen und den zukünftigen Bedarf an Kissengas, auf die verfügbare Einspeise- und Entnahmerate sowie auf den Energieverbrauch bei der Einspeicherung des Gases haben. Eine Beibehaltung der bisherigen Netzanschlussdrücke ist daher von elementarer Bedeutung für den wirtschaftlichen Weiterbetrieb des auf H-Gas umgestellten Speichers. INES sieht die frühzeitige Information über die zukünftig zu erwartenden (planerischen) Netzanschlussdrücke daher als einen wesentlichen Bestandteil der Umstellungskonzepte an und geht davon aus, dass für die ehemaligen L-Gas-Speicher auch hier ein Bestandsschutz vorgesehen ist.

Einen weiteren wesentlichen Aspekt des Umstellungskonzeptes stellt die frühzeitige und möglichst umfassende Information des Speicherbetreibers über die zu erwartende Gasbeschaffenheit im Rahmen der Umstellung dar.

#### **5.4. Auswirkungen Marktraumumstellung**

Keine Anmerkung.

#### **5.5. Entwicklung Niederlande**

Für die Zeit vor dem Abschluss der Marktraumumstellung sind die bestehenden L-Gasspeicher außerordentlich wichtig für die sichere L-Gasversorgung. Die Leistungsbedarfe bzw. Flexibilitätsbedarfe in Hochlastzeiten stellen sehr hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit der L-Gas-Flexibilitätsquellen. Bereits ohne technische Ausfälle von L-Gasinfrastrukturen sind bei Spitzenlast z. B. im Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 rund 23 GW der Ausspeicherleistungen deutscher L-Gas-Speicher unerlässlich gewesen, um Versorgungsunterbrechungen der L-Gas-Kunden zu verhindern. Nur die verbleibende Ausspeicherleistung der L-Gas-Speicher in Höhe von 10 GW stand zur Verfügung, um einen technischen Ausfall von Importinfrastrukturen aufzufangen oder zumindest Versorgungsunterbrechungen zu minimieren. Der technische Ausfall eines großen L-Gas Importpunktes (z. B. Zevenaar) wäre im Falle einer Spitzenlast in der deutschen L-Gasversorgung nicht zu beherrschen. Diese Erkenntnis bleibt allerdings im Szenariorahmen und NEP verborgen, weil bisher nur ein Ausfall der

innerdeutschen Produktion untersucht wurde (7,4 GWh/h). Zielführend wäre die Untersuchung eines Ausfalls des Importclusters Zevenaar/Winterswijk (37,5 GWh/h). INES empfiehlt, die L-Gasversorgungssicherheit vor dem Hintergrund des Ausfalls eines großen L-Gas Importpunktes neu zu bewerten.

Vor dem Hintergrund der absehbar erheblichen Risiken in der L-Gasversorgung, sollten über eine Analyse hinaus bereits jetzt Maßnahmen ergriffen werden, die die Leistungsverfügbarkeit in Spitzenlastzeiten sichert:

- Die Marktsignale zur bedarfsgerechten Bewirtschaftung der Bilanzkreise mit L Gas-Leistung sind nicht ausreichend. Das Konvertierungsentgelt sollte deshalb in der Höhe so ausgestaltet werden, dass die kommerzielle Konvertierung über den Marktgebietsverantwortlichen zu jedem Zeitpunkt den L-/H-Gaspreis-Spread an den jeweils in den Marktgebieten liegenden Handelsmärkten übersteigt.
- Für Hochlastzeiten sollte eine L-Gas-Leistungs- bzw. Sicherheitsreserve in Speichern eingerichtet werden.

## 6. Entwicklung der H-Gas-Versorgung

### 6.1. H-Gas-Leistungsbilanz

#### 6.1.1. Nachvollziehbarkeit

In der Leistungsbilanz wird ein deutlicher Anstieg des Exit-Bedarfs bis 2018 skizziert, der mit der Umstellung der L-Gas-Gebiete auf H-Gas und den Auktionsergebnissen aus dem Jahr 2017 begründet wird.

Der inländische Exit-Bedarf sollte sich trotzdem nur wenig von der heutigen Summe aus H- und L-Gas-Gebieten unterscheiden. INES bittet deshalb darum, transparent darzustellen, warum der Exit-Bedarf ansteigt.

Grundsätzlich bittet INES darum, die Exitseite für einen Spitzenlastfall differenziert darzustellen, insb. den Anteil der Exits zu Gasspeichern auszuweisen.

#### 6.1.2. Grenzübergangspunkte und LNG-Anlagen

Die Netzbetreiber unterstellen an Grenz- und LNG-Anschlusspunkten eine insbesondere ggü. Speichern vorrangige, von Speicherfüllstandrestriktionen unabhängige Leistungsbereitstellung und setzen daher an diesen Punkten die technisch verfügbare Kapazität an. Insbesondere vor dem Hintergrund der durchschnittlich nur geringen Auslastung von LNG-Terminals in der gesamten EU ist dieses Vorgehen in Frage zu stellen. So wurden bisher weder Import- noch LNG-Anlagen in Spitzenlastzeiten mit ihrer TVK beschäftigt. Es ist deshalb unverständlich, warum die Anschlussleistung des geplanten LNG-Terminals in Brunsbüttel in voller Höhe in der Leistungsbilanz berücksichtigt wird. Die Bereitstellung der benötigten Gasmengen in einem Spitzenlastfall ist davon abhängig, dass die entsprechenden LNG-Mengen rechtzeitig geordert bzw. angelandet werden. Es bestehen damit analog der Frage einer fehlenden Leistungsbereitstellung aus frühzeitig

geleerten Gasspeichern Unsicherheiten bezüglich der tatsächlichen Verfügbarkeit der Leistung. INES empfiehlt daher, entsprechend der durchschnittlichen Auslastungsgrade innereuropäischer LNG-Terminals, eine Berücksichtigung der Anschlussleistung in der H-Gas-Leistungsbilanz vorzusehen. Grundsätzlich sollten alle Einspeisepunkte mit historisch belegbaren Werten in der Bilanz berücksichtigt werden.

### 6.1.3. Speicher

Die Speicher in Deutschland sind selbst bei nur einem Drittel Füllstand in der Lage, deutlich höhere Leistungen, als im NEP ausgewiesen, abzugeben. Jüngstes Beispiel sind die Beiträge der Speicher im vergangenen Winter.

Die Annahmen im NEP weisen daher eher auf leitungstechnische Restriktionen bei der Speichereinbindung hin. Um die Speicher in ihrer Verfügbarkeit und Leistungsbereitstellung hinreichend und richtig berücksichtigen zu können, sollten die in den Wintermonaten durch Speicher bereitstellbaren Leistungen und Mengen aus den historischen Daten realer Lastfälle abgeleitet werden. Dazu sind die über einen Winter mitgeschriebene Lastflüsse sowohl an den GÜP-Entry und Exit-Punkten und die Speicher-Entry/Exit-Punkte mit den inländischen Exit-Beschäftigungen abzugleichen.

INES empfiehlt, die Gasspeicher – analog zur L-Gas-Leistungsbilanz - auch in der H-Gas-Leistungsbilanz mit ihrem Leistungsvermögen bei einem durchschnittlichen Speicherfüllstand von mindestens 50 % zu berücksichtigen. Dies schließt ab dem planerischen Zeitpunkt ihrer Umstellung auch die von L- auf H-Gas umgestellten Speicher mit ein, wobei bei diesen Speichern selbstverständlich das schon oben unter Frage 1.2.2 beschriebene erhöhte Leistungsvermögen (in kWh/h) berücksichtigt werden muss.

In Bezug auf die von L- auf H-Gas umzustellenden Speicher weist INES zudem darauf hin, dass die Entscheidung über die tatsächliche Durchführung der Umstellung selbstverständlich beim Speicherbetreiber verbleiben sollte und dabei neben der Einschätzung der allgemeinen Marktentwicklung in erheblichem Maße auch die oben unter Frage 5.3 genannten ggf. nachteilig veränderten Netzzugangsbedingungen entscheidungsrelevant sein können.

INES 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 Gasspeicher geht. INES gibt in diesem Zusammenhang zu bedenken, dass ein überdimensionierter Ausbau der Netzinfrastuktur an den Entry-Punkten von GÜP/LNG zwar grundsätzlich die Diversifikation der Gasbezüge erhöht, allerdings aus volkswirtschaftlicher Sicht bei einer Refinanzierung über regulierte Netzentgelte zu überhöhten Kosten der Gasversorgung führen kann und damit als volkswirtschaftlich ineffizient zu bezeichnen ist.

INES hält es daher für erforderlich, dass die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan neben der Leistungsbilanz auch eine H-Gas-Mengenbilanz aufführen. Die Erläuterung der Fernleitungsnetzbetreiber, dies sei aufgrund der Vielzahl an Kombinationsmöglichkeiten der Beschäftigung der GÜP-Entries & Exits für die Zukunft nicht verlässlich möglich, vermag nicht zu überzeugen. Diesem Problem kann durch entsprechende Annahmen begegnet werden, z.B. durch eine Fortschreibung von aus der Vergangenheit abgeleiteten Vollbenutzungsstunden. Zudem werden die FNB im Rahmen der Kapazitätsmodellierung Annahmen über das Gasaufkommen treffen müssen, um eine kosteneffiziente Netzentwicklung planen zu können.

#### 6.1.4. Deutsche Produktion

Keine Anmerkung.

#### 6.1.5. Gasbedarf

Siehe hierzu 2.1 und 2.3.8.

### **6.2. H-Gas-Quellenverteilung**

#### 6.2.1. GÜP-Einspeisungen

Siehe hierzu 2.3.8.

#### 6.2.2. Einspeiseregionen

Siehe hierzu 2.3.8.

#### 6.2.3. Zusätzlicher Leistungsbedarf

Siehe hierzu 2.3.8.

#### 6.2.4. Incremental Capacities-Verfahren

Keine Anmerkung.

### **6.3. Andere NEP**

Keine Anmerkung.

## **7. Ergebnisse der Modellierung und Netzausbaumaßnahmen**

### **7.1. Modellierungsergebnisse Basisvariante**

Keine Anmerkung.

### **7.2. Modellierungsergebnisse Speichervariante**

#### 7.2.1. Speichererfordernisse

Die Beurteilung, welche Leistungs- und Mengenreserven in Speichern am Ende eines Winters erforderlich sind, sollte anhand realer Lastfälle und Gasverfügbarkeiten

überprüft werden und nicht auf eine kapazitive Residuallast nach Ausschöpfung aller Netzkapazitäten und LNG-Anlagen beschränkt werden (siehe hierzu auch 3.1).

Das beschriebene Winterszenario in der Speichervariante trifft sehr gut den eingetretenen Fall in 2018 Ende Februar. Es zeigte sich hier aber im Unterschied zur Speichervariante deutlich, dass die erforderlichen Leistungen der Speicher sowohl in der Höhe wie im erforderlichen Zeitraum und somit in der Menge deutlich höher sind, als durch die angenommenen Prämissen im NEP resultierend. INES bittet daher, das Szenario nicht auf die verfügbaren Netzkapazitäten, sondern sich auf real einstellende Lastflüsse abzustellen um damit eine Unterschätzung der Speichererfordernisse zu vermeiden.

Auch die regionalen Erfordernisse dürfen nicht auf die Netzsicht beschränkt werden, sondern auf die realen Aufkommenssituationen und Lastflüsse abgestellt werden. So zeigte sich ebenfalls in diesem Winter, dass insbesondere Speicher im Gaspool-Gebiet eine wesentliche Versorgungsaufgabe zum Winterende übernommen haben, da sowohl Leistungsfähigkeit bereitstand und lokal die norwegischen Importe reduziert waren.

INES weist darauf hin, dass eine systematische Unterschätzung der Speicher im NEP die zu einem überhöhten Ausbaubedarf im NEP führen. INES regt daher an, die Speicher und GÜP entsprechend den historischen Nutzungen in der Planung zu berücksichtigen und reale Gasverfügbarkeiten an den GÜP anzusetzen.

Grundsätzlich bittet INES, die Genese der Speichervariante transparenter darzustellen, damit die Berechnung nachvollziehbar wird.

### **7.3. Bewertung der Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten**

Keine Anmerkung.

### **7.4. Vorschlag der konkreten Netzausbaumaßnahmen der FNB für den NEP Gas 2018-2028**

Keine Anmerkung.

## **8. Umsetzungsbericht zum NEP Gas 2018-2028**

Keine Anmerkung.

## **INES-Ansprechpartner**

Sebastian Bleschke  
Geschäftsführer

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

[s.bleschke@erdgasspeicher.de](mailto:s.bleschke@erdgasspeicher.de)