



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)

# Szenariorahmen 2020-2030

## Stellungnahme

Berlin, 12. Juli 2019

### **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 knapp 25 Prozent aller Gasspeicherkapazitäten in der EU.

## Einleitung

Am 17. Juni 2019 haben die deutschen Gas-Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) den Szenariorahmen 2020-2030 veröffentlicht und bis zum 12. Juli 2019 zur Konsultation gestellt. Am 1. Juli 2019 fand ein Workshop statt, der die Inhalte des Szenariorahmens näher ausführte und bereits die Möglichkeit zur Diskussion geboten hat. Der Szenariorahmen ist für die Netzentwicklungsplanung im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2020-2030 grundlegend.

**INES dankt für die Gelegenheit zur Stellungnahme und für den Konsultations-Workshop. Zum Szenariorahmen nimmt INES nachfolgend Stellung.**

## Eingangsgrößen zu Gasspeichern

Grundsätzlich begrüßt INES, dass die FNB die deutschen Gasspeicher als zentrales Element zur Optimierung der Netzentwicklung anerkennen. Im Szenariorahmen heißt es dazu:

*„Durch den Einsatz der Speicher ist eine volkswirtschaftlich sinnvolle Dimensionierung der Transportsysteme möglich und das Gesamtsystem kann hinsichtlich einer effizienten Auslastung optimiert werden.“* (Szenariorahmen, S. 18)

Vor diesem Hintergrund ist es allerdings umso unverständlicher, dass die Ausbauplanung auf einem gesamtdeutschen Speicherfüllstand von nur 35% aufbaut und damit den rechnerisch erforderlichen Netzausbau unnötig steigert. In diesem Zusammenhang sollte ein Paradigmenwechsel vollzogen werden. **Im Sinne einer kosteneffizienten Netzentwicklung sollte vielmehr der regulatorische Rahmen durch die zuständigen Behörden so angepasst werden, dass die für eine Reduktion des Netzausbaus erforderlichen Speicherfüllstände gesichert zur Verfügung stehen, anstatt die Potenziale von Gasspeichern aufgrund von minimalen Füllstands-Annahmen außer Acht zu lassen.** Eine analoge Forderung stellte zuletzt auch der Bundesrat in einem Entschließungsantrag zur Gasspeicherung in Deutschland auf:

*„Ohne Gasspeicher wäre zudem ein erheblicher Netzausbau für die Sicherstellung der Gasversorgung in Deutschland notwendig, der wesentlich höhere Kosten verursachen würde als die Gasspeicherung.“* (Entschließungsantrag des Bundesrats [Drucksache 138/1/19], S. 2)

Folgerichtig weisen auch die FNB im Szenariorahmen auf regulatorische Defizite hin:

*„Daher ist eine netzdienliche Funktion der Speicher nicht ohne weitere Annahmen zu gewährleisten. Zudem befürworten die Fernleitungsnetzbetreiber, dass die regulatorischen*

*Rahmenbedingungen zur Sicherung benötigter Speicherleistungen auch zum Ende einer Winterperiode weiterentwickelt werden sollten.“ (Szenariorahmen, S. 18)*

Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass Gasspeicher über ihren Systemwert (Netzdienlichkeit) hinaus natürlich auch zur Bereitstellung von Flexibilität in allen Verbrauchssektoren (Industrie, Verkehr, Wärme, Strom) eingesetzt werden. Insbesondere beim Ausgleich der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energien im Stromsystem wird die Bedeutung der Gaskraftwerke und damit auch der gasseitigen Flexibilitätsbereitstellung durch Gasspeicher weiter zunehmen.

Bei den Eingangsdaten der NEP-Datenbank wird aktuell noch nicht für alle L-Gas-Speicher nach der Umstellung ein Kapazitätsbedarf im H-Gas berücksichtigt. Dieser Kapazitätsbedarf im H-Gas sollte jedoch entsprechend in die Netzentwicklungsplanung eingehen und damit auch in der Datenbank aufgeführt werden. Zudem sei erneut darauf hingewiesen, dass der Kapazitätsbedarf der ehemaligen L-Gas-Speicher nach Umstellung auf H-Gas (in Energieeinheiten) entsprechend ca. 10% höher ist. Ein schlichtes Fortschreiben des bisherigen Kapazitätsbedarfs (in kWh/h) ist nicht sachgerecht. Es kann auch nicht als Argument dienen, dass in der Kooperationsvereinbarung (KoV) ein Fortschreiben der Zahlen (nur) auf energetischer Basis vorgesehen ist. Dies mag für Letztverbraucher sachgerecht sein (diese verbrauchen nach Umstellung tatsächlich nicht 10% mehr Energie), für den Kapazitätsbedarf der Gasspeicher gilt dies aber nicht. Es läge daher auch keine Diskriminierung vor, wenn man den erhöhten Kapazitätsbedarf in den NEP-Inputdaten berücksichtigt.

### **Eingangsgrößen zu LNG-Terminals**

Im Szenariorahmen wird deutlich, dass in den bisherigen Rahmenbedingungen LNG-Terminals noch nicht vollständig berücksichtigt worden sind. **Um eine Gleichbehandlung zwischen LNG-Terminals als potenzielle Flexibilitätsquellen und Gasspeichern sicherzustellen, bittet INES darum, Kapazitäten sowohl im Umfang als auch in der Qualität (FZK, TaK, etc.) diskriminierungsfrei an den Netzanschlusspunkten zu vergeben.**

Auktionsmechanismen und ein ggf. einzuführendes Überbuchungssystem sollten an diesen Netzanschlusspunkten ebenso wie an Speicheranschlusspunkten Anwendung finden.

## Eingangsgrößen zu Grüngas-Projekten

INES begrüßt, dass im Szenariorahmen die Sektorenkopplung mittels erneuerbarer Gase ausführlich beleuchtet wird. Die FNB sollten die Marktakteure bei der Entwicklung von Projekten zur Erzeugung erneuerbarer Gase konstruktiv begleiten. **Insbesondere wäre es zielführend, wenn FNB angeben, an welchen Stellen des Netzes Wasserstoff in welchem Umfang bei gleichzeitiger Einhaltung der technischen Restriktionen eingespeist werden kann.** Die von den FNB im Szenariorahmen (Szenariorahmen, S. 18) geforderte „Abstimmung der Standortwahl“ von Power-to-Gas-Projekten (PtG) versteht INES in (ausschließlich) diesem Zusammenhang. **Unabhängig davon sollte aber der Grundsatz gelten, dass die Standortwahl von PtG-Anlagen dem Markt überlassen ist.**

**Es wäre zielführend, wenn die FNB gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) die netzdienlichen Standorte von PtG-Anlagen in einem transparenten und öffentlich nachvollziehbaren Prozess identifizieren.** Eine verstärkte Integration der Netzentwicklungspläne wäre vor diesem Hintergrund sicherlich erforderlich.

Netzdienliche Einspeisungen aus PtG-Anlagen sollten die Netzbetreiber darauf aufbauend im Rahmen eines transparenten und wettbewerblich gestalteten Ausschreibungsverfahrens von Marktakteuren beschaffen. Eine Angabe der netzdienlichen Standorte und erforderlicher Lastprofile sind dafür grundlegend. **Die netzbetreiberseitige Entwicklung von PtG-Projekten (wie z.B. im Rahmen von Hybridge und ELEMENT EINS angedacht) zur Erzeugung von erneuerbaren Gasen gehört nicht in den Aufgabenbereich der Netzbetreiber** und ist dementsprechend im Szenariorahmen und im NEP Gas nicht zu berücksichtigen. Ansonsten würden Netzbetreiber mit eigenen nicht marktwirtschaftlichen Projekten den eigenen Netzausbaubedarf auf Kosten der Verbraucher (Netzentgelte) erhöhen.

**Grundsätzlich sollte im regulatorischen Rahmen die Rolle der Netzbetreiber klar abgegrenzt werden.** Vorstöße in marktwirtschaftliche Bereiche wie z.B. Investitionen in PtG-Projekte, aber auch das Angebot von Flexibilität durch „Pipeline-Speicher“ (Szenariorahmen, S. 23) verhindern die Entwicklung von funktionierenden Märkten und gefährden damit die Kosteneffizienz der Energieversorgung.

## Gasbedarfsentwicklung

Die FNB haben im Szenariorahmen elf Szenarien zur Gasbedarfsentwicklung betrachtet. Das Szenario, das den höchsten zukünftigen Gasbedarf ausweist ist das dena<sup>TM</sup>95-Szenario. **Es erscheint zu optimistisch, den Szenariorahmen ausschließlich auf dieses Szenario auszurichten. Es besteht die Gefahr, dass auf Basis dieses Szenarios ein überdimensionierter Netzausbau abgeleitet wird.**

## Marktgebietszusammenlegung

Der Einsatz von marktbasierenden Instrumenten zur Kapazitätsbereitstellung, der im Rahmen des Verfahrens Kap+ der Beschlusskammer 7 (BK7) der BNetzA diskutiert wird, bietet möglicherweise wichtige konzeptionelle Impulse, um zukünftig Netzausbauten gegenüber marktbasierenden Instrumenten (MBI), z.B. der Nutzung von Gasspeichern, kostenseitig abzuwägen.

**Die Institutionalisierung einer Abwägung zwischen der Nutzung von marktbasierenden Instrumenten und dem Netzausbau im NEP ist für die Entwicklung einer kosteneffizienten Energieinfrastruktur zielführend.**

INES teilt grundsätzlich die Ausführungen der BNetzA (Präsentation von Frau Grösch/BNetzA am 01.07.2019), dass die Einordnung der Kosten für MBI nicht Gegenstand des NEP ist. **Gleichwohl teilt INES die Auffassung der FNB, dass die Kosten nicht als volatile Kosten, sondern als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden sollten, um den Einsatz von MBI dem Netzausbau grundsätzlich gleichzustellen und damit als gleichwertig anzuerkennen.**

## Gasaustausch zwischen Deutschland und Nachbarländern

Die H-Gas-Quellenverteilung für die EU auf die deutsche Ebene zu übertragen, ist nicht zielführend. Ein Abtausch der Lastflüsse auf EU-Ebene wird dadurch völlig außer Acht gelassen. Nicht zwingend führt bspw. ein zunehmender LNG-Import nach Frankreich zu einem zunehmenden Importbedarf nach Deutschland. Vielmehr könnten bspw. bestehende Gasexporte aus Deutschland nach Frankreich als Ausgleich reduziert werden. Zur Herleitung des Ausbaubedarfs sollten deshalb die im Rahmen der Incremental Capacity-Verfahren festgestellten Kapazitätsbedarfe eine zentrale Rolle einnehmen.

## Angabe von Unterbrechungen

Ein Indikator zur Identifikation von Netzausbaubedarfen könnte mit der Darstellung von Unterbrechungen gegeben sein. **Um dies genauer untersuchen zu können, bittet INES um Fortsetzung der Angabe von Unterbrechungen.**

**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)