



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

Szenariorahmen Gas

Stellungnahme

Berlin, 16. Juli 2021

Über die Initiative Erdgasspeicher e.V.

Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gasspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 14 Mitgliedern repräsentiert die INES über 90 Prozent der deutschen Gasspeicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch knapp 25 Prozent aller Gasspeicherkapazitäten in der EU.

Einleitung

Die deutschen Gas-Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben am 21. Juni 2021 einen Entwurf des Szenariorahmens Gas veröffentlicht. Am 1. Juli 2021 wurden die Inhalte des Szenarios von den FNB im Rahmen eines Workshops erläutert. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) stellte in diesem Workshop ihre erste Einschätzung dar.

INES dankt den FNB für das Informationsangebot und die Möglichkeit zur Konsultation. Nachfolgend nimmt INES zu den Inhalten des Szenariorahmens Stellung.

[Hinweis: Im Folgenden werden die Begriffe „Gas(-netze)“ und „Wasserstoff(-netze)“ im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) getrennt verwendet.]

Konzeption Szenariorahmen und Netzentwicklungspläne

Szenariorahmen dienen Betreibern von Transportsystemen, d.h. den Strom-Übertragungs- und Gas-Fernleitungsnetzbetreibern (ÜNB und FNB) dazu, die Netzbedarfe der Märkte zu prognostizieren. Sie konzentrieren sich auf die netzplanerisch relevanten Zeiträume (10-15 Jahre), dürfen dabei aber die langfristigen Nutzungsperspektiven ihrer Netzinfrastrukturen nicht aus dem Blick verlieren.

Heute errichtete Netzinfrastrukturen werden noch im Jahr 2045 und darüber hinaus nutzbar sein. Entsprechend wird davon ausgegangen, dass sich die Infrastrukturen über diese langen Zeiträume refinanzieren lassen bzw. (kalkulatorisch) abgeschrieben werden können. Es muss demzufolge der politische Wille beachtet werden, dass bereits bis 2045 der Umbau des Energiesystems abgeschlossen und damit eine Treibhausgasneutralität erreicht werden soll. Langfristige Entwicklungspfade des Energiesystems müssen deshalb auch von den Netzbetreibern bei der Netzplanung beachtet werden.

Mit der Energiewende wird ein fundamentaler Umbau des Energiesystems erforderlich. Die Klimaziele werden durch den Einsatz sauberer Energieträger erreicht. Viele Studien prognostizieren vor diesem Hintergrund die Abnahme des Einsatzes von Erdgas zur Deckung des Endenergieverbrauchs.

Im Gegensatz dazu wird für den Einsatz von Wasserstoff als wichtige Dekarbonisierungs- und Flexibilitätsoption eine starke Zunahme, insb. in den Sektoren Verkehr und Industrie prognostiziert. Ob sich ein flächendeckender Einsatz von Wasserstoff oder erneuerbarem Strom im Wärmemarkt auf Basis zukünftiger

Marktentscheidungen ergeben wird, ist noch nicht absehbar. Die Sichtweisen differieren mit Blick auf diesen Bereich sehr stark. Da Gasnetze aber zu großen Teilen für die Versorgung des Wärmemarktes errichtet wurden, sind Prognosen zur künftigen Gasnetz-Nutzung mit großer Unsicherheit behaftet.

Vor dem Hintergrund der Prognose-Unsicherheiten sollten Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastrukturbetreiber einen abgestimmten Szenariorahmen entwickeln. Dies ist erforderlich, um ineffiziente (redundante) Netzentwicklungen über die Sektoren hinweg zu vermeiden.

Um marktwirtschaftliche Entscheidungen über die individuelle Dekarbonisierung zu ermöglichen, ist es darüber hinaus aber ebenso wichtig, separate Pläne zur Entwicklung der Strom- und Gasnetze sowie perspektivisch für Wasserstoffnetze zu erarbeiten. Marktteilnehmer sollten über Anschlussbegehren zum Ausdruck bringen können, ob sie beispielsweise in die Stromversorgung oder in die Wasserstoffversorgung wechseln möchten.

Eine vollständige Integration der Wasserstoffnetze in die Gasnetzplanung ist hingegen kontraproduktiv, weil planerische Umstellungsprozesse diese freien Marktentscheidungen verhindern würden.

Damit Synergiepotenziale trotz separater Netzentwicklungsplanung (separate NEP für Strom und Gas sowie perspektivisch für Wasserstoff) gehoben werden können, sollte **ein sogenanntes „Matchmaking“** vorgenommen werden. Hierbei sollten die Netzinfrastrukturen (Bestand und Neubau) der Sektoren Strom, Gas und perspektivisch Wasserstoff miteinander verglichen und gegeneinander abgewogen werden. Der mit der Netzstudie III der Deutschen Energieagentur (dena) vorgeschlagene Systementwicklungsplan (SEP) könnte dafür einen geeigneten Rahmen bieten.

Zusammenfassend empfiehlt INES, die Szenariorahmen für Strom, Gas und Wasserstoff vollständig zu integrieren. Die Netzentwicklungspläne Strom und Gas sowie perspektivisch einen Netzentwicklungsplan Wasserstoff sollten auf Basis dieses integrierten Blicks weiterhin separat erarbeitet werden. Synergieeffekte können im Rahmen eines Systementwicklungsplans (SEP) **durch ein „Matchmaking“ identifiziert** und in den Netzentwicklungsplänen (NEP) berücksichtigt werden. Dies setzt eine Parallelität der Erstellung der NEP und des SEP voraus.

Eingangsgrößen für die Gasnetz-Modellierung

Gasspeicher

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

„Durch den netzdienlichen Einsatz der Speicher ist eine volkswirtschaftlich sinnvolle Dimensionierung der Transportsysteme möglich und das Gesamtsystem kann hinsichtlich einer effizienten Auslastung optimiert werden.“ (Szenariorahmen, S. 22)

Vor diesem Hintergrund ist es allerdings umso unverständlicher, dass die Ausbauplanung auf einem gesamtdeutschen Speicherfüllstand von nur 35% im Spitzenlastfall aufbaut und damit den rechnerisch erforderlichen Netzausbau unnötig steigert. In diesem Zusammenhang sollte ein Paradigmenwechsel vollzogen werden.

Im Sinne einer kosteneffizienten Netzentwicklung sollte 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 Füllstandsannahmen außer Acht zu lassen. Ein zentraler Schritt in diesem Zusammenhang ist der Einsatz sogenannter marktbasierter Instrumente (MBI), die zur Umsetzung der Marktgebietszusammenlegung (ab 1. Oktober 2021) eingesetzt werden. Sie vermeiden einen ansonsten erforderlichen und im Vergleich teureren Netzausbau. Der Einsatz marktbasierter Instrumente wird in erheblichem Maße auf der Nutzung von Speichern beruhen. Das damit einhergehende stärker netzdienlich ausgerichtete Speichernutzungsverhalten sollte sich entsprechend auch in den Annahmen zur Netzentwicklungsplanung niederschlagen, um einen reduzierten (kosteneffizienten) Netzausbau auch tatsächlich umzusetzen.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die Bedeutung der MBI bereits im Rahmen ihrer ersten Einschätzung hervorgehoben. Vor dem Hintergrund der prognostizierten Kosten hält die BNetzA auch langfristig den Netzausbau für keine Alternative gegenüber dem Einsatz marktbasierter Instrumente.

INES empfiehlt, den Einsatz marktbasierter Instrumente nicht nur bei der Marktgebietszusammenlegung, sondern darüber hinausgehend grundsätzlich als Alternative zum Netzausbau systematisch zu betrachten.

Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass Gasspeicher über ihren Systemwert (Netzdienstlichkeit) hinaus 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.

Im Zusammenhang mit dem Kapazitätsbedarf der ehemaligen L-Gas-Speicher weist INES erneut darauf hin, dass nach Umstellung auf H-Gas der Kapazitätsbedarf dieser Speicher (in Energieeinheiten) ca. 10% höher ist. Ein schlichtes Fortschreiben des bisherigen Kapazitätsbedarfs (in kWh/h) ist für ehemalige L-Gasspeicher nach ihrer Umstellung auf H-Gas nicht sachgerecht.

LNG-Terminals

INES bittet im Zusammenhang mit geplanten LNG-Terminal-Projekten darum, transparent darzustellen, ob alle Kriterien gem. §§38/39 GasNZV erfüllt sind. Investitionen und Baumaßnahmen sollten erst dann getätigt werden, wenn eine ausreichende Projektreife vorhanden ist. Die zweimalige Verschiebung des Inbetriebnahme-Jahres der LNG-Terminals (zuletzt um drei Jahre) macht deutlich, dass Baumaßnahmen erst dann stattfinden sollten, wenn der Betriebsstart auch in gesetzlich vorgeschriebenem Maße gesichert ist.

Langfristperspektive Gasnetz und Rückbau

Die FNB haben im Szenariorahmen sieben Szenarien zur Gasbedarfsentwicklung betrachtet. Für den Gasbedarf (ohne Wasserstoff) weisen die Studien folgende Bedarfsprognosen für das Jahr 2050 aus:

- dena-TM95: ca. 800 TWh
- dena-TM95/FNB: 529 TWh [FNB-Auswahl]
- dena-EL95: ca. 500 TWh
- NECP-KSP: ca. 300 TWh
- BDI-G95: ca. 300 TWh
- KNDE 100: ca. 50 TWh
- FZJ 95: ca. 20 TWh
- ISE 95: 0 TWh

Das Szenario, das in Summe den höchsten zukünftigen Gas- und Wasserstoff-Bedarf (1.033 TWh) ausweist, ist das dena-TM95-Szenario. Es gibt einen Gasbedarf (ohne Wasserstoff) in Höhe von ca. 800 TWh an. Nach Anpassung des Szenarios durch die FNB

(dena-TM95/FNB-Szenario) verbleibt ein Gasbedarf (ohne Wasserstoff) in Höhe von 529 TWh.

Ein Vergleich der mit dem dena-TM95/FNB-Szenario verbundenen Gasbedarfs-Prognose zeigt, dass der dargestellte Gasbedarf am oberen Ende der Bedarfsszenarien angesiedelt ist. INES kann die alleinige Auswahl dieses Szenarios als Langfristperspektive für den Szenariorahmen nicht nachvollziehen. Unklar ist vor allem, warum die anderen Szenarien verworfen wurden.

Die langfristige Perspektive zum Gasbedarf zeigt (selbst im dena-TM95/FNB-Szenario), dass die heutigen Gasnetze für den zukünftigen Gasbedarf ausreichend, wenn nicht sogar bereits überdimensioniert sind. Der weitere Aufbau von Gasnetzen sollte deshalb möglichst vermieden werden.

Marktbasierte Instrumente zum Engpassmanagement, die erstmalig im Rahmen der Marktgebietszusammenlegung eingesetzt werden, bieten eine Lösungsmöglichkeit, um den Ausbau von Gasnetzen zu vermeiden. INES empfiehlt, eine Abwägung zwischen der Nutzung von marktbasierenden Instrumenten und dem Netzausbau im NEP Gas zu institutionalisieren.

Neben einer Vermeidungsstrategie zum weiteren Aufbau von Gasnetzen, sollten Konzepte zum Umgang mit ggf. ungenutzten Netzteilen entwickelt werden, um kosteneffiziente Netzentgelte weiterhin zu gewährleisten. Im Bereich der Gasproduktion ist die Netznutzung seit Jahren stark rückläufig, ohne dass dies zu einem Rückbau entsprechender Infrastruktur geführt hat. Regelmäßig wird die Produktionsprognose, die dem NEP zugrunde gelegt wird, sogar deutlich unterschritten. Derzeit stehen den ausgewiesenen 11 Gigawatt Entry-Kapazitäten (Technisch verfügbare Kapazitäten) noch 4,8 Gigawatt maximale Einspeiseleistung aus der Produktion gegenüber. Das bedeutet, dass an Produktions-Entries bereits heute über 6 Gigawatt Entry-Kapazitäten vorgehalten werden, obwohl sie nicht zur Einspeisung genutzt werden können.

Marktabfrage Wasserstoff-Erzeugung und -Bedarf

Im Sinne einer integrierten Betrachtung von Strom, Gas und Wasserstoff in einem Szenariorahmen ist die Betrachtung von Wasserstoff im Szenariorahmen Gas zu begrüßen. Für einen separaten Netzentwicklungsplan Wasserstoff bietet die Marktabfrage zu Wasserstoff bereits eine wesentliche Grundlage. Die FNB haben die im Rahmen der Marktabfrage gemeldeten Projekte in sechs Kategorien eingeteilt und entsprechend dargestellt. INES empfiehlt, diese Kategorisierung auch im Anhang 2 (Excel-Tabelle) vorzunehmen und die darin aufgelisteten Projekte entsprechend zuzuordnen.

INES-Ansprechpartner

Sebastian Bleschke

Geschäftsführer

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

s.bleschke@erdgasspeicher.de