

Initiative Energien Speichern e.V.

Glockenturmstraße 18
14053 Berlin

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

info@energien-speichern.de

www.energien-speichern.de

INITIATIVE
ENERGIEN SPEICHERN



Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032

Stellungnahme

Berlin, 31.01.2023

Über die Initiative Energien Speichern e.V.

Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gas- und Wasserstoffspeicher 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. Außerdem treiben die INES-Mitglieder in zahlreichen Projekten die Entwicklung von Untergrund-Wasserstoffspeichern voran und gehören damit zu den Vorreitern dieser wichtigen Energiewende-Technologie.

Einleitung

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben am 16. Dezember 2022 die Konsultation zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 (NEP Gas) gestartet. Basis des Konsultationsdokuments zum NEP Gas ist der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) am 20. Januar 2022 bestätigte und dann am 11. November 2022 teilweise widerrufen und neu beschiedene Szenariorahmen.

Die FNB haben am 24. Januar 2023 einen webbasierten Workshop durchgeführt, bei dem der NEP Gas erläutert worden ist. Die Marktteilnehmer sind von den FNB aufgerufen worden, bis zum 31. Januar 2023 ihre Stellungnahmen zum NEP Gas zu übermitteln.

Vor diesem Hintergrund nimmt INES nachfolgend Stellung zum Konsultationsdokument zum NEP Gas.

Modellierung der Fernleitungsnetze

Verbräuche

Es wird im NEP Gas für das Zieljahr 2032 ein Verbrauchsrückgang in Höhe von 20 Prozent gegenüber 2021 unterstellt. In den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten wird für die Industrie eine spezifische Verbrauchseinsparung in Höhe von 15 Prozent bis zum Zieljahr 2032 angenommen. Basisvariante und Wasserstoffvariante schreiben für die Industrie die Bestandskapazitäten konstant fort. Bei diesen beiden Varianten werden für die Verteilnetzbetreiber (VNB) Verbräuche entsprechend der Kooperationsvereinbarung angesetzt.

INES begrüßt, dass in den modellierten Szenarien ein Verbrauchsrückgang berücksichtigt wird. **Vor dem Hintergrund, dass im vergangenen Jahr eine Verbrauchsreduktion in Höhe von 14 Prozent zu beobachten war, erscheint ein Rückgang der Gasmenge für das Zieljahr 2032 in Höhe von 20 Prozent gegenüber dem Jahr 2021 zu gering.**

Berücksichtigung der Speicher

In Kapitel 6.3.4. wird ausgeführt, dass Speichern ein höherer Leistungsbeitrag im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 zugeordnet wurde und dass der Modellierung Füllstandsdaten der an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Speicher zugrunde liegen. Wir empfehlen, im nächsten Netzentwicklungsplan Gas 2024-2034 Speicherfüllstände verstärkt an historischen Bedarfswerten für Speicherleistungen in der Winterperiode auszurichten. Erfahrungsgemäß kann der an kalten Wintertagen erforderliche Speichereinsatz bis zu 65% eines nationalen Tagesbedarfs betragen. Die

erforderlichen historisch beobachteten Leistungen können die nationalen Speicher noch bei durchschnittlichen Füllständen zwischen 35 und 40 % erbringen.

Der hohe Systemwert der nationalen Speicher beschränkt sich naturgemäß nicht nur auf die Reduzierung der Spitzenlast an Grenzübergangspunkten in der Winterperiode. Durch die Vergleichsmäßigung der Netzbeschäftigung durch die korrespondierende Einspeicherung in den Sommermonaten reduziert die saisonale Speicherbewirtschaftung die notwendige Netz- und Verdichterkapazität auf ein effizientes Niveau. Hingegen besteht bei einer unzureichenden Berücksichtigung von Speicherleistung die Gefahr, den Ausbaubedarf im Fernleitungsnetz zu überschätzen. Wir regen daher an, eine quantitative Bewertung dieser vermiedenen Netzausbau- und Verdichterkosten in der Netzausbauplanung transparent vorzunehmen. Zudem empfehlen wir, die Auswirkungen der Speicherbefüllung in der Sommerperiode und die Ausspeicherung in Spitzenlastzeiten auf die Mengenbilanz transparent zu machen.

LNG-Eingangsgroßen in die Modellierung

Die LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten sehen eine vollständige Substituierung der russischen Erdgasimporte vor. Dafür werden in der LNGplus-Variante A Kapazitätsbedarfe in Höhe von 182 GWh/h berücksichtigt. Dies entspricht 4.368 GWh/d. Im vergangenen Jahr lagen die Spitzenverbräuche selbst an kalten Tagen im Dezember unter 5.000 GWh pro Tag. Die in der LNGplus-Variante A berücksichtigte Kapazität würde also fast alleine ausreichen, um den Gasverbrauch in Deutschland an kalten Wintertagen vollständig zu decken.

Die in der LNGplus-Variante B und C angesetzten Kapazität in Höhe von 83 GWh/h bzw. 65 GWh/h entsprechen 1.992 GWh pro Tag bzw. 1.560 GWh pro Tag. Die LNG-Importkapazitäten der Variante B entsprechen damit ungefähr den vormaligen Importkapazitäten der Nord Stream 1 (rd. 1.800 GWh pro Tag).

Grundsätzlich ist nachvollziehbar, dass für die neuen LNG-Terminals in Deutschland Netzkapazitäten zur Anbindung geschaffen werden sollen. Es sollte jedoch berechnet werden, welche Importkapazitäten tatsächlich erforderlich sind, um eine ausreichende Versorgung von Deutschland und den nachgelagerten EU-Mitgliedstaaten erforderlich sind. Neue Anbindungsleitungen könnten im Widerspruch zur Erreichung der Klimaziele stehen, sofern keine Nachnutzung durch treibhausgasneutrale Energien sichergestellt ist.

H-Gas-Netzmodellierung

Die Gastransitmengen durch Deutschland sind in Folge der wegfallenden russischen Erdgasmengen gesunken. Die Bedeutung Deutschlands als Transitland hat in der Folge abgenommen. Vor diesem Hintergrund sollten die bestehenden Netzausbaumaßnahmen eingänglich geprüft werden. Es sollte nun im Vordergrund

stehen, die neuen LNG-Terminals anzubinden und einen umfangreichen Gasimport aus Belgien, Norwegen und den Niederlanden weiterhin zu ermöglichen. Aus der vormaligen Transitfunktion sollten mit allen anderen Nachbarländer bereits ausreichend Kapazitäten verfügbar sein.

Da die LNG-Versorgungssicherheitsvarianten lediglich eine 50%ige Substituierung der russischen Erdgasmengen vorsehen und die Basisvariante von historischen Erdgasimporten von Russland ausgeht, hält INES diese Varianten für vernachlässigbar. **Daher empfiehlt INES, den Fokus auf die LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten zu richten.**

Wasserstoffmodellierung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben zur Entwicklung des Wasserstoffnetzes fünf Szenarien entwickelt, um verschiedene eventuell eintretende Situationen darzustellen. Die Wasserstoffvariante beruht auf den Ergebnissen der WEB-Abfrage (Abfrage von Wasserstoff-Erzeugung und -Bedarf) und abgeschlossenen Memorandums of Understanding (MoU).

Konzept zur Bedarfsidentifikation

Aus INES-Sicht beleuchten diese Szenarien Extrempunkte, die so wie sie definiert sind wahrscheinlich nicht eintreten werden. Mit Extrempunkten kann zwar ein Feld der verschiedenen Szenarien aufgespannt werden, aber es besteht die Gefahr, dass bei diesem Vorgehen ein unrealistischer und damit überdimensionierter Netzentwicklungsbedarf für Wasserstoff abgeleitet wird. INES schlägt statt einer theoretischen Betrachtung von Extrempunkten vor, Szenarien zu entwickeln, die hohe, aber realistische Anforderungen beschreiben. Sie sollten aus angenommenen Verbrauchsstrukturen der erwarteten Wasserstoffnutzer abgeleitet werden.

Bei den MoUs sollte darauf geachtet werden, dass nur für solche Projekte Wasserstoffnetze geplant werden, die von denjenigen gemeldet worden sind, die tatsächlich über den Bedarf über Investitionen entscheiden. Bedarfsmeldungen von Verteilnetzbetreibern sollten nur dann als Grundlage für die Bedarfsbestimmung herangezogen werden, wenn die dahinterliegenden Bedarfe konkret definiert werden können, nicht aber wenn die Bedarfe auf einer angenommenen zukünftigen Beimischung von Wasserstoff basieren.

Wasserstoffbedarfe im Verteilnetz

Gemäß der aktuellen gesetzlichen Regelung sind Wasserstoffnetze nicht reguliert und befinden sich im freien Wettbewerb. Darüber hinaus wird nicht zwischen Fernleitungs- und Verteilernetzen unterschieden. Infolgedessen sollten Wasserstoffbedarfe, die heutige Verteilnetzbetreiber in ihren Netzen identifizieren, von den VNB direkt in ihrer neuen Rolle eines allgemeinen Wasserstoffnetzbetreibers in den NEP Wasserstoff

eingebraucht werden. Eine Bedarfsmeldung von den Verteilernetzbetreibern bedarf es entsprechend nicht. Der Gebietstransformationsplan (GTP) sollte vielmehr mit dem Wasserstoffteil des heutigen NEP Gas im Rahmen eines NEP Wasserstoff gemeinsam bzw. integriert betrachtet werden.

Umwidmungspotenzial für Wasserstoffnetze

Die Fernleitungsnetzbetreiber erläutern, dass aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage und den damit verbundenen Unabwägbarkeiten es nicht möglich ist, Leitungen zu benennen, die von Erdgas auf Wasserstoff umgewidmet werden können. Es ist nachvollziehbar, dass die aktuelle Situation Unsicherheiten mit sich bringt. Da die Versorgungssituation sich mittlerweile wieder stabilisiert hat, sollte diese wichtige Betrachtung nun möglichst zeitnah nachgeholt werden. Dabei sollte in den Karten die Leitungsinfrastruktur für Wasserstoff getrennt nach Neubau und Umwidmungen grafisch dargestellt werden. Mindestens sollten Leitungen indikativ benannt werden. Neben dem Umwidmungspotenzial sollten auch solche Leitungen ausgewiesen werden, die mittel- oder langfristig zurückgebaut werden müssen, wenn für sie keine Verwendungsmöglichkeit mehr bestehen wird.

Importkapazitäten für Wasserstoff

Die Fernleitungsnetzbetreiber nennen zahlreiche Optionen, um Wasserstoff im Zieljahr 2032 aus Nachbarländern zu importieren. Akkumuliert führen die FNB Wasserstoffimportmöglichkeiten in Höhe von fast 10 GWh/h allein aus den Niederlanden und Belgien an. Sollten diese voll ausgelastet werden, entspräche das einem jährlichen Wasserstoffimport von über 85 TWh. Ab Mitte 2030 sollen noch weitere 55 TWh aus Frankreich und in der kommenden Dekade 79 TWh aus Norwegen hinzukommen. Vor dem Hintergrund, dass die vom Fraunhofer Institut für das Bundesministerium für Wirtschaft und Klima (BMWK) entwickelten Langfristszenarien im Jahr 2035 einen maximalen Wasserstoffimportbedarf von 96 TWh sehen, erscheinen die von den FNB angenommenen Wasserstoffimportkapazitäten sehr hoch.

Für INES ist es nachvollziehbar, dass Wasserstoffnetze vorerst im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas mitgedacht werden. Es sollte allerdings bald die Planung des Erdgasnetzes und die des Wasserstoffnetzes getrennt in separaten Netzentwicklungsplänen erfolgen. Die Verbindung der verschiedenen Energieträger sollte in Form eines gemeinsamen Szenariorahmens erfolgen. Darin sollte auch Strom eingefasst werden. Zudem sollte die Governance-Struktur des Systementwicklungsplans Berücksichtigung finden. Die zahlreichen Wasserstoffnetzbetreiber zeigen bereits, dass eine Betrachtung von Wasserstoff im NEP Gas nicht mehr zielführend ist.

INES empfiehlt darüber hinaus, den Netzentwicklungsplan Gas darauf zu begrenzen, Maßnahmen für das Erdgasnetz zu planen und den NEP Gas nicht als Plattform für politische Forderungen zu nutzen.

Konzept zur Berücksichtigung der verankerten Klimaziele

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Eckpfeiler für ein Konzept entwickelt, dass die Vereinbarung der Netzentwicklungsplanung mit den gesetzlich verankerten Klimazielen sicherstellen soll. INES begrüßt, dass ein solches Konzept entwickelt wird. Dabei sollte jedoch nicht die bloße Substitution von Erdgas durch Wasserstoff postuliert werden. Vielmehr sollten konzeptionelle Instrumente, wie z.B. marktbasierende Instrumente (MBI) entwickelt werden, um heutige Anforderungen an das Gasnetz zu bedienen zu können, ohne den erwartbaren Rückgang der Gasverbräuche außer Acht zu lassen.

Die FNB führen aus, dass aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage und den damit geänderten Gasflüssen die Modellierung einer MBI-Versorgungsvariante nicht möglich war. Dies war für den Moment nachvollziehbar. Da sich mittlerweile die Versorgung wieder stabilisiert hat, sollte in den nächsten Schritten die Modellierung unbedingt nachgeholt werden. Der Evaluierungsbericht von Trading Hub Europe GmbH (THE) zur Marktgebietszusammenlegung hat gezeigt, dass trotz der Zusammenlegung der Marktgebiete und den erheblich geänderten Lastflüssen bislang kein Einsatz von MBI erforderlich war. Dies zeigt, dass MBI verborgene Potenziale in den Fernleitungsnetzen ausleuchten und heben können, ohne dass dafür ein konventioneller Netzausbau erfolgen muss.

INES-Ansprechpartner

Sebastian Bleschke
Geschäftsführer

Tel. +49 (0)30 36418-086
Fax +49 (0)30 36418-255
s.bleschke@energien-speichern.de

Transparenzhinweis:

Die INES betreibt Interessenvertretung im Sinne des Lobbyregistergesetzes (LobbyRG). Die INES achtet den Verhaltenskodex zum Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung und ist unter folgendem Link in das Register eingetragen:

<https://www.lobbyregister.bundestag.de/suche/R001797/>.