



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 für den NEP 2018 - 2028

Konsultationsdokument vom 19.06.2017

INES-Stellungnahme

Berlin, 14. Juli 2017

INES Initiative Erdgasspeicher e.V.

Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gasspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 16 Mitgliedern repräsentiert die INES über 90 Prozent der deutschen Speicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch knapp 25 Prozent aller Gasspeicherkapazitäten in der EU.

1. Einleitung

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben am 19.06.2017 das Konsultationsdokument „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028“ veröffentlicht. Am 29.06.2017 fand ein Konsultationsworkshop zu diesem Dokument statt. Bis zum 14.07.2017 haben die Marktteilnehmer die Möglichkeit, den Szenariorahmen zu kommentieren.

Die Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES) dankt der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB) für die Konsultation und nimmt hiermit fristgerecht zum Konsultationsdokument Stellung.

2. Transparenz steigern

In den vergangenen Jahren seit Beginn der Erstellung von Netzentwicklungsplänen hat sich die Transparenz kontinuierlich verbessert. Insgesamt ist es außenstehenden Dritten jedoch immer noch nicht möglich, die Netzentwicklung vollständig und mit Klarheit nachzuvollziehen. Dies ist im konkreten Fall des Konsultationsdokuments vor allem auf die mangelnde Transparenz zu nachfolgenden Punkten zurückzuführen:

Der Gasbedarf wird nicht in seiner Struktur differenziert nach den betrachteten Regionen in absoluten Werten ausgewiesen. **INES bittet darum, die Gasbedarfsstrukturen (in GWh) mindestens Tagesscharf (besser als Stundenlastgänge) differenziert nach den betrachteten Regionen (Kreisebene) auszuweisen.**

Bei der Darstellung des Gasbedarfs sollte grundsätzlich von einer Index-Darstellung abgesehen werden. Insbesondere den Gasbedarf im Jahr 2018 als Index=0 (Konsultationsdokument, S. 22-24) auszuweisen, schließt die Entwicklung des Gasbedarfs bis 2018 von der Betrachtung aus. Ein Vergleich der betrachteten Szenarien (Konsultationsdokument, S. 6) ist ebenfalls über eine Indexdarstellung weniger leicht zu führen. **INES bittet darum, grundsätzlich auf Index-Darstellungen zu verzichten.**

Im Konsultationsdokument werden zwar Gaskraftwerke benannt, jedoch sind Standorte schwer nachvollziehbar. Zudem werden Kapazitäten prognostiziert, aber die Übersetzung auf erzeugte Strommengen nicht dargestellt. **Da Gaskraftwerke in der dargestellten Gasbedarfsentwicklung von besonderer Bedeutung sind, bittet INES darum, die Standorte der Gaskraftwerke besser visuell (ggf. als Cluster) darzustellen. Zudem bittet INES darum, die angenommenen Volllaststunden und angenommene Wirkungsgrade für die einzelnen Jahre auszuweisen.**

Von besonderer Bedeutung für die weitere Netzmodellierung ist eine Identifikation des tatsächlichen Importbedarfs Deutschlands. Dafür ist eine Bilanzierung der Bedarfs- und Aufkommenseite erforderlich. Die zugehörigen Angaben werden im Konsultationsdokument allerdings nicht immer einheitlich für dieselben Jahre angegeben. **INES bittet deshalb darum, sämtliche Angaben für alle Jahre bis 2030 auszuweisen und ggf. vorgenommene Interpolationen kenntlich zu machen und zu erläutern.**

Es fällt auf, dass der zusätzliche Importbedarf aus dem TYNDP benannt, allerdings kein Importbedarf für Deutschland ausgewiesen wird. Dieser Zusammenhang spiegelt sich auch in der fehlenden Darstellung einer H-Gas-Mengenbilanz wider. **INES bittet deshalb darum, den Importbedarf (nicht nur zusätzlichen!) für Deutschland strukturiert (mindestens tagesscharf) auszuweisen.**

Da das deutsche Gasversorgungssystem im Wesentlichen auf Importen beruht, ist es für die weitere Netzmodellierung zudem von besonderer Bedeutung, dass ausgewiesen wird, aus welchen Routen die Versorgung historisch aufgespeist worden ist und welche Importe für die Zukunft angenommen werden. Die H-Gas-Quellenverteilung erscheint hierfür bei weitem nicht ausreichend. **INES bittet deshalb darum, die im Rahmen der Netzmodellierung angenommene Beschäftigung der Grenzübergangspunkte (ggf. in Clustern) strukturiert (mindestens tagesscharf) auszuweisen.**

Als Verband von Betreibern deutscher Gasinfrastrukturen hat INES ein besonderes Interesse und auch einen legitimen Anspruch an einer nachvollziehbaren Netzentwicklung. Insbesondere deshalb, weil im NEP konkurrierende Infrastrukturen geschaffen werden können, die einem regulatorischen Rahmen und nicht marktwirtschaftlichen Mechanismen unterliegen und deshalb immer den „Infrastruktur-Wettbewerb“ mit den Gasspeichern „gewinnen“. **INES bittet den FNB, die genannten Daten zeitnah in elektronischer Form zu veröffentlichen, sodass eine Weiterverarbeitung auch außenstehenden Dritten einfach möglich ist. INES bittet die Daten so zeitnah zu veröffentlichen, dass Untersuchungen vor den Konsultationen zum NEP angestellt werden können.**

3. Szenario-Annahmen nachschärfen

3.1. Gasbedarf

Der FNB hat im Szenariorahmen das EUCO30-Szenario (Szenario I im Szenariorahmen) und das EUCO+40-Szenario (Szenario II im Szenariorahmen) betrachtet. Für die Modellierung planen die FNB, die Bedarfsentwicklung gemäß Szenario I, d.h. EUCO30 zugrunde zu legen.

Bei näherer Betrachtung fällt auf, dass beide Szenarien von einer Untererfüllung der deutschen Klimaziele ausgehen. Im Szenario I wird im Jahr 2030 eine Treibhausgasreduktion (THG-Reduktion) von -43% gegenüber 1990 erreicht. Im Szenario II im Jahr 2030 eine THG-Reduktion von -50% gegenüber 1990. Im Widerspruch dazu hat allerdings die Bundesregierung für das Jahr 2030 das Ziel gesetzt, die THG-Emissionen um -55% ggü. 1990 zu senken. Für das Jahr 2020 wird eine THG-Emissionsreduktion von -37% prognostiziert. Das bedeutet, dass die FNB davon ausgehen, dass in den 10 Jahren zwischen 2020 und 2030 die von der Bundesregierung ausgegebene Zielsetzung nur zu rd. einem Drittel erreicht wird. **Vor dem Hintergrund der klimapolitischen Ziele Deutschlands und der erneuten Bestätigung dieser**

Ambitionen im Rahmen des Klimaschutzplans durch die Bundesregierung bittet INES darum, dem Szenario I mindestens das EUCO+40-Szenario zugrunde zu legen.

Im Zusammenhang mit den Annahmen zum Gaseinsatz in Kraftwerken fällt auf, dass die Volllaststunden stark schwanken. Für 2016 weist der Szenariorahmen eine installierte elektrische Erzeugungsleistung in Höhe von 27 GW aus. Laut BDEW betrug der Gaseinsatz zur Stromproduktion 151 TWh *[Anmerkung: dieser wird leider im Szenariorahmen nicht ausgewiesen, siehe für Transparenzbedarf Kapitel 2 dieser Stellungnahme]*. Für 2018 weist der Szenariorahmen 174 TWh aus. Es wird somit für den Gaseinsatz in Kraftwerken ein Anstieg von 23 TWh (15%) in nur zwei Jahren prognostiziert, obwohl in 2016 der Gaseinsatz insb. aufgrund einer besonderen Versorgungslage in Frankreich bereits signifikant über den Vorjahren lag. In zwei Jahren erscheint auch eine deutlich veränderte Erzeugungsstruktur im Zusammenhang mit der Kohleverstromung unwahrscheinlich. Die installierte elektrische Erzeugungsleistung der Gaskraftwerke hingegen liegt laut Szenariorahmen bei 28,2 GW, d.h. nur um 4% höher als im Vorjahr. Der Anstieg verfügbarer Erzeugungsleistung ist also erheblich kleiner als die Zunahme des Gaseinsatzes angenommen wird. Dies kann eigentlich nur auf eine Effizienzsteigerung oder höhere Anzahl an Volllaststunden zurückzuführen sein. Eine Begründung wird nicht angestellt. **Da der Gaseinsatz in Kraftwerken einen signifikanten Anteil (ca. 20% in 2020) am Gasbedarf insgesamt aufweist, bittet INES, die Stromproduktion aus Gaskraftwerken anhand der Volllaststunden und angenommenen Wirkungsgrade nachvollziehbar darzulegen und ggf. anzupassen.**

Zur Identifikation des EU-Importbedarfs wird im Szenariorahmen das Green Evolution Szenario des TYNDP angeführt. Zum einen ist das Green Evolution-Szenario mit einer THG-Reduktion von -46% bis 2030 gegenüber 1990 nicht kompatibel mit den EUCO-Szenarien. Zum anderen ist nicht nachvollziehbar, warum für die EU in Summe und nicht für Deutschland im Einzelnen der Importbedarf zur Modellierung des deutschen Fernleitungsnetzes berechnet wird. Immerhin existieren in der EU keine länderübergreifenden Marktgebiete, die ein solches Vorgehen sinnvoll erscheinen ließen. **INES bittet deshalb darum, Daten zu veröffentlichen, anhand derer der deutsche Importbedarf strukturiert (mindestens tagesscharf) nachvollzogen werden kann.**

Vor dem Hintergrund der angenommenen moderaten Zielerreichung bei der THG-Reduktion und den deutlich anwachsend angenommenen Gaseinsätzen im Kraftwerksbereich läuft der Szenariorahmen in die Gefahr, den zukünftigen Gasbedarf zu hoch einzuschätzen und einen überdimensionierten Gasnetzausbau zu verursachen. **INES bittet deshalb die Szenarien an den genannten Punkten auf der Gasbedarfsseite zu überprüfen und zu überarbeiten.**

3.2. Gasaufkommen

Das Thema Power-to-Gas (PtG) wird vom FNB in den Zusammenhang mit Überschussstrom gestellt (Konsultationsdokument, S. 28). Vor dem Hintergrund der weitreichenden Dekarbonisierungsziele der Bundesregierung ist dies nicht sachgerecht. Für die Dekarbonisierung verschiedener Anwendungsbereiche gibt es zurzeit noch keine technologische Alternative zu PtG. **INES bittet deshalb darum, die Rolle von PtG nicht auf den Überschussstrom zu reduzieren.**

Im Szenariorahmen wird erstmalig die Schaffung von LNG-Terminals in Deutschland unterstellt. LNG-Terminals können als Anbieter von Flexibilität fungieren. Vor dem Hintergrund der Konkurrenzsituation zwischen LNG-Terminals und Speichern sollte auf eine Netzentwicklung geachtet werden, die Speicher nicht gegenüber LNG-Terminals diskriminiert. Es sollte also eine Diskussion zu den Planungsprämissen stattfinden, mit dem Ziel analog zu anderen Anschlusspunkten (z.B. DZK an Kraftwerken) eine effiziente Modellierung sicherzustellen. **Ein pauschaler Modellierungsansatz von FZK in voller Höhe ist vor dem Hintergrund der aktuellen Auslastungsgrade in der EU bestehender LNG-Terminals als ineffizient abzulehnen.**

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 Importkapazitäten 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. Denn die Nord Stream 2 speist das deutsche System maßgeblich auf. Der FNB sieht im Widerspruch dazu allerdings folgendes vor:

Import aus den Niederlanden:

- „Daher werden die Grenzübergangspunkte Bunde/Oude Statenzijl in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 geprüft.“ (Konsultationsdokument, S. 53)
- „Nach der aktuellen Planung der Umstellung von L-Gas auf H-Gas wird das an den Grenzübergangspunkt Vreden angeschlossene Transportsystem erst 2030 auf H-Gas umgestellt. Ab 2030 kann über den Grenzübergangspunkt Vreden H-Gas übernommen werden.“ (Konsultationsdokument, S. 53)
- „Daher wird der Grenzübergangspunkt Elten/Zevenaar in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 geprüft.“ (Konsultationsdokument, S. 54)

Import aus Belgien:

- „Daher werden der Grenzübergangspunkt Eynatten/Raeren/Lichtenbusch und der Grenzübergangspunkt Eynatten in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 geprüft.“ (Konsultationsdokument, S. 55)

Import aus Frankreich:

- „Daher wird der Grenzübergangspunkt Medelsheim in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 geprüft.“ (Konsultationsdokument, S. 56)

Import aus der Schweiz:

- „Daher wird der Grenzübergangspunkt Wallbach in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 geprüft.“ (Konsultationsdokument, S. 57)

Import aus Österreich:

- „Der Grenzübergangspunkt Überackern wird in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der

Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 geprüft. (Konsultationsdokument, S. 58)

- „Daher wird der Grenzübergangspunkt Überacker 2 in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan 2018-2028 geprüft. (Konsultationsdokument, S. 59)

Zum aktuellen Zeitpunkt geht INES davon aus, dass die Importoptionen nicht gebraucht werden, weil die Flussrichtung sich mit der Nord Stream 2 maßgeblich verändern wird. **INES bittet deshalb darum, die Importsituation sachgerecht darzustellen (Importmengen nach Routen im Verhältnis zum deutschen Importbedarf und zu erwartende Transite). Vor diesem Hintergrund sollten dann die vom FNB geschilderten Importoptionen kritisch überprüft und ggf. fallen gelassen werden.**

Darüber hinaus bittet INES, von einer Übertragung der Europäischen Quellenverteilung auf Deutschland Abstand zu nehmen. Ein dynamisches Kapazitätsmodell sollte eine Verteilung zusätzlicher EU-Importe innerhalb der EU sachgerecht zuordnen.

In diesem Zusammenhang sind freiwerdende Kapazitäten durch einen abnehmenden Import aus Norwegen ebenfalls zu berücksichtigen.

4. Besondere Rolle der Gasspeicher

Der FNB stellt zu den Erdgasspeichern in Deutschland fest, dass Gasspeicher eine Doppelrolle haben (Konsultationsdokument, S. 31):

1. „Durch den Einsatz der Speicher kann eine volkswirtschaftlich sinnvolle Dimensionierung des Transportsystems erreicht und das Gesamtsystem hinsichtlich einer effizienten Auslastung optimiert werden. Darüber hinaus sind sie technisch in der Lage, bei Höchstlast oder im Fall eines physischen Engpasses im Netz schnell und lokal größere Gasmengen zur Verfügung zu stellen und leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität.“
2. „Neben der Strukturierung der schwankenden Lieferverpflichtungen an die Endkunden werden sie immer stärker auch zur Optimierung des Handelsgeschäfts eingesetzt.“

INES begrüßt, dass der FNB die Bedeutung des Systemwerts und Handelswertes der Gasspeicher anerkennt und würdigt. Darüber hinaus ist den Gasspeichern allerdings auch eine Reservefunktion zuzuschreiben, die im Falle von außergewöhnlichen Versorgungssituationen bzw. Notfallsituationen (Ausfall von großen Importpipelines oder extremen Kälteperioden) die Gasversorgung sicherstellt. Dies wird allgemein als Versicherungswert der Speicher bezeichnet.

4.1. Speicher in der Modellierung

Grundsätzlich bleibt nach wie vor im Konsultationsdokument 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 TaKSi-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 TaKSi-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, Kapitel 2) darzustellen. Andernfalls leistet die TaKSi-Modellierungsvariante keinen Mehrwert für die Diskussion um eine effiziente Netzentwicklung.**

Im Zusammenhang mit der Kapazitätsentwicklung wird im Konsultationsdokument darauf hingewiesen, dass „noch keine verbindlichen langfristigen Buchungen der Speicherbetreiber bzw. der Speicherkunden bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegen, die einen wirtschaftlichen und effizienten Ausbau rechtfertigen würden“ (Konsultationsdokument, S. 38). In diesem Zusammenhang weist INES darauf hin, dass die Anforderungen der Transportkunden an Speicheranschlusspunkten andere sind, als an bspw. zum Import genutzten Grenzübergangspunkten. Während letzterer eher ganzjährig genutzt wird, werden Speicher mehrheitlich saisonal temperaturgetrieben als Flexibilitätsquelle temporär eingesetzt. Dieser Zusammenhang sollte verdeutlichen, dass eine durchgehende Buchung von Transportkapazitäten für sinnvoll eingesetzte Speicherleistungen im bestehenden Entry/Exit-System gegenüber planbaren Importleistungen für die Transportkunden nicht wirtschaftlich ist. Aus diesem Grund ist die Anwendung der Vorgaben des § 39 GasNZV im Zusammenhang mit der Netzmodellierung von Gasspeichern nicht sachgerecht. **INES bittet in der Netzmodellierung andere Kriterien als langfristige Buchung gemäß § 39 GasNZV zu finden und anzuwenden.**

INES teilt die Auffassung des FNB, dass eine starke Entleerung der Speicher zum Ende des Winters die Leistungsfähigkeit der Speicher reduziert und damit die Systemstabilität gefährdet, weil der Systemwert der Speicher für das Netz nicht mehr aufrechterhalten bleibt. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass der Systemwert lange Zeit als „Windfall-Profit“ im Netz angefallen ist. Damit ist diese Leistung für das Netz aber eben auch nicht gesichert. Der vergangene Winter 2016/2017 hat dies deutlich gemacht. Die spät ausgeschriebenen LTO konnten den Abbau des Systemwerts auch nicht mehr ausreichend verhindern. Lediglich ein Drittel des ausgeschriebenen Leistungsbedarfs

konnte im GASPOOL-Marktgebiet noch gedeckt werden. **INES bittet deshalb darum, den anfänglich beschrittenen Weg über Long-Term-Option (LTO) weiter zu gehen und sorgfältiger zu planen. Erforderliche Speicherleistungen sollten zur Gewährleistung einer engpassfreien Gasversorgung über bestehende oder neue Regelerzeugnisse mit ausreichendem Vorlauf gesichert werden.**

4.2. Speicher im L-Gas-Markt

Im Zusammenhang mit der L-/H-Gas-Marktraumumstellung werden die Umstellungszeitpunkte der L-Gasspeicher zwar ausgewiesen, allerdings gibt es keine verbindlichen Angaben über die kapazitive Ausstattung der Speicher nach der Umstellung. Die Speicherbetreiber benötigen jedoch eine verbindliche Information über die verfügbaren Kapazitäten, um (De-)Investitionsentscheidungen auf Basis gesicherter Informationen treffen zu können. **INES bittet deshalb darum, entweder im NEP oder in bilateralen Gesprächsbeziehungen verbindliche Angaben über die Kapazitätsausstattung der auf H-Gas umgestellten L-Gasspeicher bekannt zu geben.**

Für die Zeit vor der erfolgten Umstellung 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 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 verborgen, weil 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 sichern:

- **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.**

Anders als im Zusammenhang mit der Leistungsbilanz, lässt eine Bilanzierung der verfügbaren Mengen aus deutscher Produktion sowie niederländischer Produktion und Konvertierung zum aktuellen Zeitpunkt kein Problem in der L-Gas-Mengenbilanz erkennen. Im L-Gas-Bereich mangelt es demnach vor allem an redundanter Leistung in Spitzenlastzeiten, weniger an Arbeit.

5. Analyse der historischen Unterbrechungen

Im Abschnitt Veränderungen im Szenariorahmen 2018 (Konsultationsdokument, S. 2 bzw. 3) wird ausgeführt, dass die Analyse der historischen Unterbrechungen entfällt. Die Begründung stützt sich in diesem Zusammenhang auf nicht ausreichende Ergebnisse („allenfalls als Indikation [...] an den betreffenden Grenzübergangspunkten“). Es bleibt offen, ob die Sichtweise für weitere Netzpunkte dieselbe ist.

INES empfiehlt, die Analyse der historischen Unterbrechungen fortzuführen, um Trends und Entwicklungen zu dokumentieren. So müssten sich einerseits mit fortschreitendem Ausbau Verbesserungen zeigen. Zum anderen bleiben dem Markt und ggf. auch den FNB Verschlechterungen evtl. verborgen. Sofern sinnvoll könnten Unterbrechungscluster gebildet werden, um den Erstellungsaufwand zu reduzieren und Verständnis und Lesbarkeit zu erhöhen. Weiter sollte die Unterbrechungsdatenbank entsprechend aktualisiert werden, momentan endet diese 2015.

6. Modellierungsvarianten

Die Netzmodellierung hängt entschieden davon ab, welche Lastflussszenarien angenommen werden. **INES bittet deshalb mit Blick auf den NEP darum, die Daten zu den Lastflussszenarien zu veröffentlichen und zu erläutern, damit die Netzmodellierung nachvollzogen werden kann.**

7. Zusammenfassung

Zur Steigerung der Transparenz der deutschen Netzentwicklung bittet INES um die elektronische Veröffentlichung nachfolgender Daten:

- Gasbedarfsstrukturen (in GWh) mindestens Tagesscharf (besser als Stundenlastgänge) differenziert nach den betrachteten Regionen (Kreisebene).
- Visuelle Darstellung der Standorte der Gaskraftwerke (ggf. als Cluster) und Benennung, an welchem Netzbereich das Kraftwerk angeschlossen ist.
- Angenommenen Volllaststunden und Wirkungsgrade der Gas-Kraftwerke für die einzelnen Jahre.
- Importbedarf (nicht nur zusätzlichen!) für Deutschland strukturiert (mindestens tagesscharf).

- angenommene Beschäftigung der Grenzübergangspunkte (ggf. in Clustern) strukturiert (mindestens tagesscharf).

Darüber hinaus bittet INES darum, sämtliche Jahres-Werte für alle Jahre bis 2030 anzugeben, Interpolationen kenntlich zu machen und zu erläutern. Für die bessere Prüfbarkeit sollte zudem auf Index-Darstellungen verzichtet werden.

Um eine Überdimensionierung des Gasnetzausbaus zu verhindern, bittet INES, die Szenarien in folgenden Punkten auf der Gasbedarfsseite zu überprüfen und zu überarbeiten:

- Dem Szenario I sollte mindestens das EUCO+40-Szenario zugrunde gelegt werden.
- Die Stromproduktion aus Gaskraftwerken anhand der Volllaststunden und angenommenen Wirkungsgrade sollte nachvollziehbar dargelegt und ggf. angepasst werden.
- Anstatt den EU-Importbedarf anzunehmen, sollten Daten veröffentlicht und untersucht werden, anhand derer der deutsche Importbedarf strukturiert (mindestens tagesscharf) nachvollzogen werden kann.

Zur Betrachtung des Gasaufkommens, bittet INES darum, die Importsituation sachgerecht darzustellen, indem Importmengen nach Routen im Verhältnis zum deutschen Importbedarf und zu erwartende Transitanforderungen ausgewiesen werden. Vor diesem Hintergrund sind die vom FNB geschilderten Importoptionen kritisch zu überprüfen und voraussichtlich fallen zu lassen. Vor dem Hintergrund aktueller Auslastungsgrade europäischer LNG-Terminals ist ein Ansatz von FZK in voller Höhe am LNG-Terminal Brunsbüttel bereits jetzt als ineffizient im Rahmen der Netzmodellierung abzulehnen.

Darüber hinaus bittet INES, von einer Übertragung der Europäischen Quellenverteilung auf Deutschland Abstand zu nehmen. Ein dynamisches Kapazitätsmodell sollte eine Verteilung zusätzlicher EU-Importe innerhalb der EU sachgerecht zuordnen. In diesem Zusammenhang sind freifallende Kapazitäten durch einen abnehmenden Import aus Norwegen ebenfalls über die Zeit zu berücksichtigen.

Für eine effiziente Netzentwicklung bittet INES, Gasspeicher durch folgende Punkte besser in der Planung zu berücksichtigen:

- Es ist transparent darzustellen, in welcher Fahrweise die Speicher in der TaKSi-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 darzustellen. Im Rahmen der TaKSi-Modellierungsvariante sollten die Speicher in einer netzentlastenden Fahrweise modelliert werden. Eine Annahme von TaK ist hierfür vermutlich nicht ausreichend, weil lediglich eine netzbelastende Fahrweise

ausgeschlossen wird. Andernfalls leistet die TaKSi-Modellierungsvariante keinen Mehrwert für die Diskussion um eine effiziente Netzentwicklung.

- Für Speicherprojekte sind in der Netzmodellierung andere Kriterien als langfristige Buchung gemäß § 39 GasNZV zu finden und anzuwenden.
- Der anfänglich beschrittene Weg über Long-Term-Option (LTO) sollte weitergegangen und sorgfältiger geplant werden. Erforderliche Speicherleistungen sollten zur Gewährleistung einer engpassfreien Gasversorgung über bestehende oder neue Regelerzeugnisse mit ausreichendem Vorlauf gesichert werden.

Für eine effiziente Modellierung der umzustellenden L-Gasspeicher sollten in der Netzentwicklung folgende Punkte beachtet werden:

- Im NEP oder in bilateralen Gesprächsbeziehungen sollten verbindliche Angaben über die Kapazitätsausstattung der auf H-Gas umgestellten L-Gasspeicher bekannt gegeben werden.
- 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.
- Die Schaffung neuer L-Gas-Infrastrukturen zu alternativen L-Gas-Bezugsquellen ist vor dem Hintergrund der verbleibenden L-/H-Gas-Marktraumumstellung und dem geringen Bedarf an zusätzlichen H-Gas-Kapazitäten sowie einem mangelnden Angebot weder umsetzbar noch zielführend. Um trotzdem die Leistungsbilanz abzusichern, sollte für Hochlastzeiten stattdessen eine L-Gas-Leistungs- bzw. Sicherheitsreserve in Speichern eingerichtet werden.

INES empfiehlt, die Analyse historischer Unterbrechungen fortzuführen.

Um die Netzmodellierung aufbauend auf dem Szenariorahmen nachvollziehen zu können, bittet INES darum, die Daten zu den Lastflussszenarien zu veröffentlichen und zu erläutern.

INES-Ansprechpartner

Sebastian Bleschke
Geschäftsführer

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

s.bleschke@erdgasspeicher.de