

EFET Deutschland Stellungnahme zum Fragebogen der Bundesnetzagentur zum Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032

Berlin, den 16.06.2023

Einleitung

EFET Deutschland bedankt sich für die Möglichkeit, zu dem durch die Fernleitungsnetzbetreiber vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 und dem dazugehörigen Fragebogen der Bundesnetzagentur Stellung zu nehmen.

Der Entstehungsprozess des Netzentwicklungsplans 2022-2032 ist deutlich geprägt durch die tiefgreifenden Veränderungen in Europa als Folge des Angriffs Russlands auf die Ukraine. Zunächst wurden weitere LNG-Varianten mit teilweise noch russischen Gasflüssen modelliert, um diese dann durch LNG+ Varianten zu erweitern, die eine vollständige Reduktion von Gasflüssen aus Russland abbilden. Wir würden empfehlen, im finalen Dokument auf die normalen LNG-Varianten mit dem Ziel einer besseren Übersichtlichkeit zu verzichten und nur noch die LNG+ Varianten darzustellen.

Unsere Anmerkungen zum Fragebogen

Modellierung der Fernleitungsnetze

(1) Eingangsgrößen der Modellierung

Die angesetzten Kapazitäten der Netznutzer sind eine wesentliche Eingangsgröße der Modellierung, weshalb eine bedarfsgerechte Darstellung der Kapazitäten für die Qualität der Modellierungsergebnisse entscheidend ist. Wie bewerten Sie die in der Modellierung angesetzten Kapazitäten der unterschiedlichen Netznutzer? Wurden Kapazitätsbedarfe ausreichend berücksichtigt?

-

(2) Gaskraftwerke

Die Geeignetheit der Zuordnungspunkte für feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten ist in der Regel davon abhängig, dass sie Zugang zu einem liquiden Handelsmarkt und ausreichend Kapazitäten bieten. Ist die Zuordnung der neuen Gaskraftwerke zu den Speichern bzw. Grenzübergangspunkten für die Modellierung mit festen dynamisch zuordenbaren Kapazitäten für Sie nachvollziehbar? Wie schätzen Sie die Liquidität und

die Kapazität der Zuordnungspunkte ein? Welche alternativen Zuordnungspunkte für einzelne Kraftwerke halten Sie ggf. für sinnvoll?

Siehe Abschnitt „Kapazitätserhöhende Maßnahmen“

(3) LNG-Kapazitäten

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in den Varianten LNGplus B und LNGplus C drei Einspeisecluster gebildet, aus denen Erdgas in das deutsche Fernleitungsnetz eingespeist werden soll. Dabei sind die jeweiligen Einspeisekapazitäten unterschiedlich hoch ausgeprägt. Sind die in den Modellierungsvarianten LNGplus B und C angesetzten LNG-Kapazitäten in den Clustern Wilhelmshaven, Unterelbe und Ostsee nachvollziehbar und sinnvoll gewählt?

Sehr wichtig im aktuellen NEP-Prozess ist das Thema, in welchem Umfang die weggefallenen Mengen aus Russland durch neue Mengen und feste Kapazitäten von deutschen LNG-Anlagen und/oder Grenzübergangspunkten zu europäischen Nachbarstaaten ersetzt werden müssen. Das konsultierte Dokument gibt hierbei mit den LNG+ Varianten B und C lediglich eine Antwort unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit. Jedoch ist der Wegfall der russischen Mengen so einschneidend, dass auch darauf geachtet werden muss, den Wettbewerb zwischen verschiedenen Aufkommensquellen und damit die Basis für einen liquiden deutschen Gasmarkt aufrecht zu erhalten.

Die von LNG-Terminals erwarteten Vorteile für die Versorgungssicherheit können nur dann voll zum Tragen kommen, wenn der landseitige Abtransport des Gases von jedem LNG-Terminal auch gleichzeitig mit festen freizuordenbaren Kapazitäten (FZK) gewährleistet ist und keine Pipelineimporte verdrängt werden. In den Clustern, insbesondere beim Cluster Unterelbe (unter der Annahme, dass sowohl die landseitigen Projekte Brunsbüttel, als auch Stade realisiert werden), wird aus dem NEP nicht ersichtlich, dass das möglich sein wird. Hier sollte der NEP unbedingt nachgeschärft werden und die Planungen der Terminalbetreiber berücksichtigen, die sich seit dem Neubescheid zum Szenariorahmen verändert und konkretisiert haben.

Des Weiteren deutet das Dokument (10.4.1 LNG-Stromversorgung – Versorgungssicherheit, Seite 200) darauf hin, dass FNB einseitig die Möglichkeit erhalten sollen, LNG-Ladungen umzuleiten, um damit einen Engpass zu lösen. Diese Möglichkeit der FNB führt zu Unsicherheit und hätte starke negative Auswirkungen auf die Betreiber von LNG-Tankern, da dies bedeutet, dass ein Verloader eine Lieferung nicht zu 100 % garantieren kann. Dies bedeutet nicht nur, dass ein solches Risiko in Verträgen berücksichtigt werden muss, sondern, was noch wichtiger ist, es hält LNG davon ab, deutsche Häfen zu erreichen, und behindert somit eine höhere Versorgungssicherheit für

Deutschland. Letztendlich sehen wir darin ein Hindernis für die Errichtung und effizienten Betrieb von neuen LNG-Anlagen.

➔ EFET Deutschland lehnt aus den oben genannten Gründen eine Zwangsumleitung von LNG-Schiffen ab.

(4) Modellierungsergebnisse

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen die LNGplus C Variante als ihre favorisierten Netzausbaumaßnahmen vor. Enthält diese Variante aus Ihrer Sicht alle nötigen Maßnahmen oder würden Sie eine andere Variante bevorzugen? Haben Sie Anmerkungen zu einzelnen Maßnahmen (bitte Angabe der Identifikationsnummer)?

Engpässe an den Grenzübergangspunkten an den Niederlanden, Belgien und auch dem neuen Grenzübergangspunkt von Frankreich führen seit Beginn des Krieges zu extrem hohen Aufschlägen in den Kapazitätsauktionen. Die daraus resultierenden Mehrerlöse für die FNB übersteigen um ein Vielfaches die Mehrkosten der Variante C im Vergleich zur Variante B. Eine Abwägung zwischen den drei LNG Plus Varianten sollte daher nicht rein auf Basis von Versorgungssicherheitsaspekten erfolgen, sondern sie sollte ebenso berücksichtigen, welche Variante zu jedem Zeitpunkt den Marktteilnehmern noch ein höheres Maß an Flexibilität bzw. ein Wahlrecht zwischen verschiedenen Aufkommensquellen gewährleistet, um nicht nur eine sichere, sondern auch bezahlbare Gasversorgung zu ermöglichen. Ohne Beschaffungsoptionen ist nicht mit einer Erhöhung von Liquidität und Wettbewerb am Gasmarkt zu rechnen.

➔ EFET Deutschland plädiert für eine Prüfung, ob über MBI zusätzliche Kapazitäten ermöglicht werden könnten.

Klimaschutzkonzept

(1) Industriebedarfe

Die Fernleitungsnetzbetreiber sprechen sich dagegen aus, Neubedarfe von Industriekunden zukünftig mit dynamisch zuordenbaren Kapazitäten zu modellieren, weil sie den Mehraufwand von Netzkunden für die duale Beschaffung für unververtretbar halten. Bei der Beurteilung der Zumutbarkeit des Mehraufwands muss jedoch auch berücksichtigt werden, dass im Hinblick auf die gesetzlich festgelegte Dekarbonisierung bis 2045 jeglicher Ausbaubedarf kritisch zu hinterfragen ist, da die neu zu errichtende Infrastruktur nur noch für einen begrenzten Zeitraum für Erdgas genutzt werden kann. Ist es vor diesem Hintergrund angemessen, von Industriekunden, die neuen Erdgasbedarf und damit gegebenenfalls -ausbau generieren, (ab einem gewissen Zeitpunkt? oder

unmittelbar?) einen Mehraufwand aufgrund des Erfordernisses der dualen Beschaffung zu verlangen?

Siehe Abschnitt „Kapazitätserhöhende Maßnahmen“

(2) Interne Bestellungen der Verteilnetzbetreiber

Im Klimaschutzkonzept wird vorgeschlagen, die in § 11 Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (KOV) festgeschriebene Ewigkeitsgarantie abzuschaffen, um das Verfahren der internen Bestellungen im Sinne der Dekarbonisierung flexibler zu gestalten sowie die Umstellung auf Wasserstoff zu ermöglichen. Sollte dieser Vorschlag bei der nächsten KOV-Aktualisierung umgesetzt werden und wie könnte eine alternative Regelung aussehen, mit der die Versorgungssicherheit und die Dekarbonisierung in ein ausgewogenes Verhältnis zum notwendigen Netzausbau gebracht werden?

-

(3) Verbrauchsreduktion & LNG Kapazitäten

In der Konsultation der Fernleitungsnetzbetreiber sind einige Hinweise auf weitere Studien zu höherer/ geringerer Verbrauchsreduktion eingegangen, die den von den Fernleitungsnetzbetreibern gewählten Ansatz von 20 Prozent Mengenreduktion in Frage stellen. In Teilen wird auch die Höhe der in den LNGplus-Varianten angesetzten LNG-Kapazitäten kritisiert. Maßgeblich für die Modellierung im Netzentwicklungsplan ist die Betrachtung von Spitzenlastsituationen im Netz. Wo sehen Sie konkrete Stellschrauben, um das Ziel der Dekarbonisierung in der Netzentwicklungsplanung abzubilden und gleichzeitig die Versorgungssicherheit auch im Spitzenlastfall sicherzustellen?

Die Versorgungssicherheit auch im Spitzenlastfall ist unter dem Gesichtspunkt der Dekarbonisierung durch die verstärkte Aufnahme von dezentral (in der Verteilnetzebene) erzeugten dekarbonisierten und erneuerbaren Gasen abbildbar. Dabei sollte die Bezahlbarkeit als dritte Komponente des energiepolitischen Dreieckes nicht außer Acht gelassen werden.

Zukünftige Modellierungsfragen

(1) Modellierungsansätze

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, einen zusätzlichen szenarienbasierten Ansatz (mit dem Zeitansatz $t+15$, bei $t = \text{Jahr}$) zu modellieren. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass diesem zukünftig eine große Bedeutung zukommen wird, da das gesetzliche Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 verfolgt werden muss. Wie kann eine enge Verzahnung mit konkreten Bedarfen sichergestellt werden? Wie kann der

(rückläufige) Erdgasbedarf weiterhin Berücksichtigung finden? Ist die Modellierung mit unterschiedlichen Zeitanätzen (t+10 und t+15) für eine Verschneidung des bedarfsorientierten Ansatzes mit dem szenariobasierten Ansatz geeignet?

Unabhängig des Namens und des Zeithorizont des Modellierungsansatzes sollte immer der erwartete Gasbedarf maßgeblich für die Modellierung sein. Das Ziel der Treibhausgasneutralität sollte bereits in diesem enthalten sein.

(2) Zeitanatz einer szenarienbasierten Modellierung

Wäre es sinnvoll, auch die szenarienbasierte Modellierung mit einem t+10 Zeitanatz zu berechnen, um eine engere Verzahnung der beiden Ansätze zu ermöglichen? Was spricht für bzw. gegen eine szenarienbasierte Modellierung mit t+10? Was könnte die Folge sein, wenn die ermittelten Netzausbaumaßnahmen des szenarien- und bedarfsorientierten Ansatzes voneinander abweichen? Wie kann die Anpassung des Bedarfs an das dem szenarienbasierten Ansatz zugrundeliegende Ziel der Treibhausgasneutralität erreicht werden?

Siehe vorherige Antwort zu „Zeitanatz einer szenarienbasierten Modellierung“

(3) Langfristprognosen der Verteilnetzbetreiber

Wie kann die Plausibilisierung der Langfristprognosen der Verteilnetzbetreiber optimiert werden? Sollten politische Zielvorgaben (z. B. die in der Diskussion stehende Vorgabe, neu eingebaute Heizungen ab 2024 mit mindestens 65 Prozent erneuerbarer Energien betreiben zu müssen) in den Langfristprognosen abgebildet werden?

Die Langfristprognosen sollten jede gesetzlich verankerte Zielvorgabe beinhalten. Die Verteilnetzbetreiber als Schnittstelle zum Netzanschlussnehmer bzw. Letztverbraucher sollten aus ökonomischem Interesse, insbesondere auf dem Transformationspfad, eine realistische Prognose erstellen.

(4) Kapazitätserhöhende Maßnahmen

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben davon abgesehen, die von der Bundesnetzagentur geforderte Modellierung einer zusätzlichen Variante mit marktbasierten Instrumenten durchzuführen und als Begründung auf aktuell fehlenden historischen Daten, die fehlende Liquidität und schwer abschätzbare politische Entscheidungen verwiesen. Wird eine Nachholung der Modellierung des Einsatzes kapazitätserhöhender Maßnahmen (bspw. marktbasierter Instrumente) als Alternative zum Netzausbau als sinnvoll erachtet, auch wenn damit Verzögerungen im laufenden NEP-Prozess verbunden sind? Wird eine mögliche Modellierung des Einsatzes kapazitätserhöhender Maßnahmen (bspw. marktbasierter Instrumente) als Alternative zum Netzausbau, auch um über einen längeren Zeitraum Kapazitäten zur Verfügung zu stellen, im nächsten NEP-Zyklus als

sinnvoll erachtet oder erledigt sich dieses Thema, weil kapazitätserhöhende Maßnahmen für die Gasnetze langfristig nicht mehr zu erwarten sind?

Im NEP 2024-2034 sollte detailliert analysiert werden, ob die angenommenen Verbrauchsreduktionen in den LNG+ Varianten belastbar genug sind, oder ob doch noch weitere Ausbaumaßnahmen aus Variante A notwendig werden. Um hierbei ggf. Netzausbaukosten einzusparen, sollte auch geprüft werden, ob durch die Verwendung von für die Marktgebietszusammenlegung eingeführten MBI-Maßnahmen der gleiche Effekt bewirkt werden kann. Über solche Maßnahmen könnten z.B. die Einspeicherung von nicht schnell genug abtransportierbaren LNG-Mengen in nahe gelegene Gasspeicher bzw. in Nachbarländer erfolgen.

Hierbei nicht geeignet ist aus unserer Sicht das DZK-Produkt, das in Kapitel 11.4.2 für LNG-Anlagen, Industriekunden und Gaskraftwerke mit Zuordnungsaufgaben zu GÜP und Speicher vorgeschlagen wird. Durch das DZK-Produkt scheint es zwar zunächst möglich, den Engpass netzplanerisch zu vermeiden und damit weiteren Netzkosten zu entgehen. Volkswirtschaftlich fallen die Kosten jedoch immer noch beim konkreten Netznutzer an. Dieser kann jedoch nur mit seinem konkreten Portfolio versuchen, die Zuordnungsaufgabe zu erfüllen und nicht - wie bei den MBI-Spreadprodukt - auf die Möglichkeiten aller Marktteilnehmer zugreifen. Auch sind feste Belieferungen oder Beteiligungen an LNG-Anlandungen von Industriekunden bzw. Haushalts-/Gewerbekunden über deren Lieferanten nicht über DZK darstellbar, da solche Lieferungen immer über den VHP THE abgewickelt werden, zu dem dann aber kein fester Zugang besteht. Insgesamt entziehen DZK-Produkte dem deutschen Terminmarkt Liquidität.

➔ EFET Deutschland fordert daher unter den neuen Rahmenbedingungen eine Analyse, die eine Ausweitung des DZK-Produktes bezüglich ihrer Wirkung und den verbundenen Kosten mit einer stärkeren Nutzung von MBI-Maßnahmen vergleicht, um Netzausbaubedarf effizient zu reduzieren.

Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff

(1) Zukünftige Nutzung des Gasnetzes

Wie schätzen Sie vor dem Hintergrund, dass mit Beginn der 2030er Jahre von einem starken Rückgang der Erdgasnutzung ausgegangen wird und bis spätestens 2045 der Ausstieg aus der Nutzung von fossilem Erdgas abgeschlossen sein soll, die zukünftige Nutzung von Erdgas ein? Teilen Sie die Ansicht, dass ein Großteil des Erdgasnetzes zukünftig für Wasserstoff oder andere grüne Gase genutzt werden kann und sollte?

Die bestehende Infrastruktur stellt einen wichtigen Beitrag für die Energiesicherheit Deutschlands dar. Ein resilientes, klimaneutrales Energiesystem sollte auf mehrere erneuerbare und dekarbonisierte Energieträgern aufbauen und bereits bestehende Assets im Sinne der Nachhaltigkeit und Bezahlbarkeit weiter- bzw. nachnutzen. Insbesondere die

bestehende, umrüstbare Gasinfrastruktur stellt dabei aufgrund der großen Speicherleistung einen entscheidenden Faktor dar.

In der aktuellen EnWG-Novelle wurde der Netzentwicklungsprozess zum H2-Netz leider nicht adressiert. Unseres Erachtens stellt eine integrierte Netzplanung Gas und Wasserstoff aber einen ersten wichtigen Schritt zum Aufbau eines resilienten, klimaneutralen Energiesystems dar.

(2) Ermittlung von Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff

Gemäß § 113b Satz 1 EnWG können die Fernleitungsnetzbetreiber Gasversorgungsleitungen kenntlich machen, die perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden können, sofern dargelegt wird, dass das verbleibende Fernleitungsnetz die dem Szenariorahmen zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe erfüllen kann. Hierfür kann der Netzentwicklungsplan geringfügige Ausbaumaßnahmen des Erdgasnetzes ausweisen, vgl. § 113b Satz 2 EnWG. Im Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2022-2032 haben die Fernleitungsnetzbetreiber Leitungen für eine mögliche Umstellung identifiziert. Sind Vorgehensweise und Ergebnisse dies er Prüfung für Sie plausibel und nachvollziehbar?

In Kapitel 8 verweisen die FNB unter 8.1.2 *Ergebnisse nach MoU-Abschluss und nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022* darauf, dass die BNetzA in der Bestätigung des Szenariorahmens festgesetzt hat, dass Elektrolyseprojekte sowie die damit verbundene Wasserstoffeinspeiseleistung und Wasserstoffeinspeisemenge um ein Jahr verschoben ab 2029 anzunehmen sind. Begründet wird dies mit den im Koalitionsvertrag festgeschriebenen 10 GW Elektrolyseleistungen und dem damit verbundenen Förderrahmen.

Aus Sicht der Gasbranche scheint dies eine unnötige Begrenzung der Ausbauvorhaben für Wasserstoffeinspeiseleistungen im NEP zu sein. Inzwischen liegt der Entwurf der überarbeiteten Nationalen Wasserstoffstrategie vor, die von mindestens 10 GW Elektrolyseleistung im Jahr 2030 ausgeht und somit das Ambitionsniveau deutlich anhebt. Zudem wird auch von politischer Seite ein schnellerer Markthochlauf anvisiert. Somit sollte keine Leistungsbegrenzung und zeitliche Verschiebung im NEP vorgenommen werden, sondern die Annahmen auf Basis der abgeschlossenen MoU als Grundlage genommen werden.

Um einen marktwirtschaftlichen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu ermöglichen, aber auch die Versorgungssicherheit zukünftiger Wasserstoffabnehmer zu verbessern, sollten Möglichkeiten für einen frühzeitigen Zusammenschluss regionaler Wasserstoff-Cluster geprüft werden.

Insgesamt sollte ein geplanter Wasserstoffnetzaufbau schnellstmöglich angegangen und hierfür Regulierungslücken geschlossen werden. Der aktuelle Stillstand stellt ein akutes Risiko für den Wasserstoffmarkthochlauf dar.

Für Rückfragen stehen wir gern zur Verfügung.

Kontakt

E-Mail: de@efet.org