
Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 der Fernleitungsnetzbetreiber

Stellungnahme

Dr. Barbara Saerbeck
Felix Heilmann
Mareike Herrndorff
Uta Weiß

Januar 2023

Inhalt

1	Vorwort	3
2	Anpassungsnotwendigkeit NEP GAS 2022–2032	3
3	Anpassungsbedarf des Ordnungsrahmen für die Zukunft	8
3.1	Kalkulatorische Vorgaben in Einklang mit kürzeren Einsatzzeiträumen der Erdgasinfrastruktur bringen	8
3.2	Gasverteilnetze: Kapazitätsplanung nach unten korrigieren und künftige Stilllegung von Gasverteilnetzen anerkennen	8
3.3	Medienübergreifender Planungsbedarf der Energieinfrastruktur	9
4	Schlussfolgerungen: Erheblicher Anpassungsbedarf NEP Gas 2022–2032	10

1 Vorwort

Mit dem Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2022–2032 kommen die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) ihrer gesetzlichen Pflicht zur Erstellung eines NEP Gas gemäß § 15a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) nach. Agora Energiewende begrüßt das eingeleitete Konsultationsverfahren zum Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2022–2032 und die Möglichkeit der Partizipation von Stakeholdern im Gesamtprozess.

Mit Bezugnahme auf den vorliegenden Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 gibt Agora Energiewende folgende Stellungnahme ab.

2 Anpassungsnotwendigkeit NEP Gas 2022–2032

Eine von fossilen Energieimporten unabhängige Energieversorgung sowie die Sicherstellung von Klimaneutralität 2045 erfordern einen spürbaren Rückgang der Erdgasnachfrage noch vor dem Jahr 2030. Agora Energiewende begrüßt, dass die FNB ihren bereits bestätigten Szenariorahmen hinsichtlich der geopolitischen Entwicklungen im Jahr 2022 und der fortschreitenden Dekarbonisierung der Energieversorgung angepasst haben. Auch befürwortet Agora Energiewende, dass der NEP 2022–2032 Modellierungen mit aufnimmt, die kein russisches Erdgas enthalten.

Agora Energiewende sieht allerdings wesentlichen Überarbeitungsbedarf am NEP Gas 2022–2032 in drei Punkten:

→ Der veranschlagte Gasbedarf, insbesondere zwischen den Jahren 2023 bis 2030, ist angesichts der aktuellen Entwicklungen und den im Koalitionsvertrag genannten Zielen zu hoch. Aktuelle Analysen von Agora Energiewende unter Berücksichtigung der deutschen Energie- und Klimaziele ergeben einen Erdgasbedarf von maximal 620 TWh im Jahr 2030.

- Die Ausführungen der FNB, bei gleichbleibendem Bedarf schlicht Erdgas durch Wasserstoff zu ersetzen, sind nicht nachvollziehbar, sinkt der Bedarf an molekülbasierten Energieträgern doch im Zuge der Elektrifizierung in den Sektoren. Auch fehlen Aussagen zum geplanten Verwendungszweck von Wasserstoff. Fehlplanungen und Fehlinvestitionen wären die Folge.
- Die im NEP Gas 2022–2032 aufgeführten LNG-Szenarien bergen das Risiko von Überkapazitäten mit Minderauslastung der Terminals ab Mitte des Jahrzehnts. Die Ausbaupläne für die LNG-Infrastruktur sind seitens der Bundesregierung sind daher auf ein bedarfsgerechtes Maß zu reduzieren.

Insgesamt zu hoch veranschlagter Gasbedarf im NEP Gas 2022–2032, insbesondere zwischen 2023 und 2030

Allerdings sind im NEP Gas 2022–2032 die Auswirkungen des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine und die daraus resultierenden Folgen für die Gasnachfrage für die Jahre 2023 bis 2030 nicht ausreichend berücksichtigt:

- Die FNB gehen von einem Erdgasverbrauchsrückgang von 20 Prozent bis zum Jahr 2032 aus – von 991 TWh im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 auf 793 TWh in 2032/2033.
- Zielkonforme Klimaneutralitätsszenarien haben aber bereits vor dem Krisenjahr 2022 einen deutlichen Rückgang der energetischen Gasnachfrage (Erdgas und Biogas) bis 2030 beschrieben (Abbildung 1). Laut dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ reduziert sich der Gasbedarf auf 711 TWh, laut Agora Energiewende-Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ auf 726 TWh.
- Werden die im Koalitionsvertrag genannten Ziele umgesetzt, sinkt der Gasbedarf in Deutschland bis zum Jahr 2030 um rund ein Drittel (auf

620 TWh).¹ Die fossile Energiekrise und die zunehmend spürbareren Auswirkungen der Klimakrise haben 2022 eine hohe gesellschaftliche Nachfrage nach erneuerbaren Technologien entfacht. So ergab eine BDI-Umfrage unter Unternehmen des industriellen Mittelstands (Sommer 2022), dass 28 Prozent der Befragten vor dem Hintergrund gestiegener Erdgaspreise mittelfristig einen Wechsel weg vom Erdgas planen.²

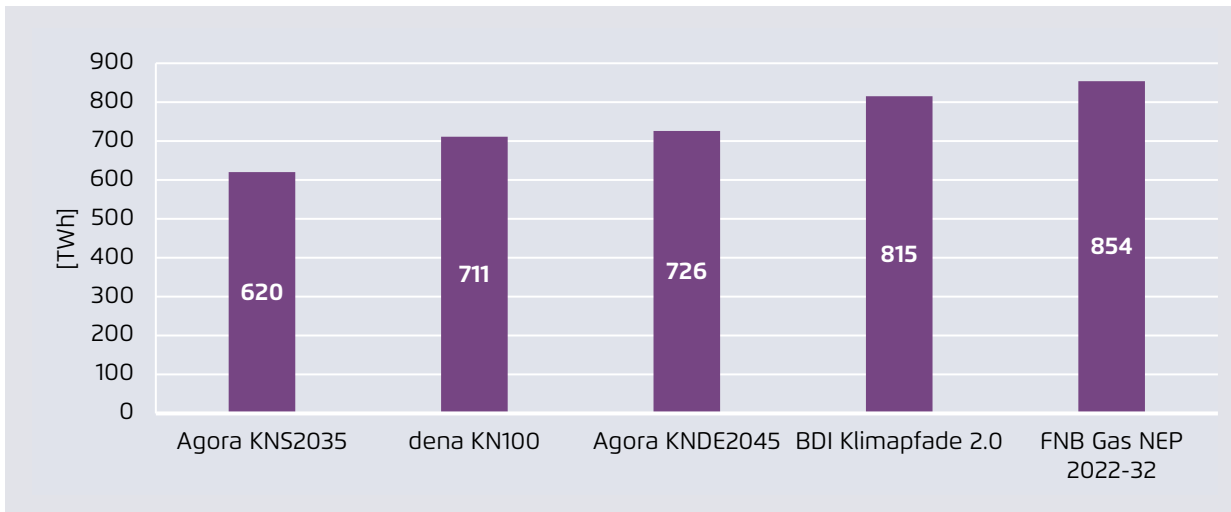
Der NEP Gas 2022–2032 trägt somit weder den Koalitionszielen Rechnung noch den skizzierten aktuellen Entwicklungen, die auf einen Rückgang der deutschen Gasnachfrage um mindestens ein Drittel bis zum Jahr 2030 schließen lassen. Daher müssen die Annahmen entsprechend des veranschlagten

Gasbedarfs um mindestens ein Drittel nach unten korrigiert werden.

Erdgas wird in Zukunft nicht einfach mit Wasserstoff substituiert, der Gasbedarf sinkt im Zuge der Elektrifizierung in den Sektoren

Laut NEP Gas 2022–2032 bleibt der Gesamtbedarf gasförmiger Energieträger (Erdgas und Wasserstoff) in der Modellierung des Konsultationsdokuments zum Jahr 2032 beinahe konstant. Der NEP berücksichtigt demzufolge nicht die absehbare, aufgeführte absolute Reduktion des Gasverbrauchs. Damit erkennen die FNB effektiv die bereits im Koalitionsvertrag angelegte Elektrifizierung in den Sektoren und damit spürbare Reduktion des Bedarfs an

Abbildung 1: In Klimaszenarien liegt der Gasverbrauch im Jahr 2030 unter den Erwartungen des NEP Gas 2022–2032



Agora Energiewende (2021), Agora Energiewende (2022), dena (2021), BDI (2021) FNB Gas (2022). Gasbedarfsangaben aus NEP sind auf Kalenderjahre verschoben, um Vergleichbarkeit zu gewährleisten (Gaswirtschaftsjahr 2029/30 wird als 2030 ausgewiesen). Koalitionsziele für die Energiewende und der Wegfall russischer Gaslieferungen beschleunigen die Entwicklung (Szenario Klimaneutrales Stromsystem 2035)

1 Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035. Zudem strebt das RePowerEU-Paket der Europäischen Kommission eine Reduktion des europäischen Gasbedarfs um über 50 Prozent bis zum Jahr 2030 an.

2 Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) (2022): BDI-Blitzumfrage zum Lagebild im industriellen Mittelstand.

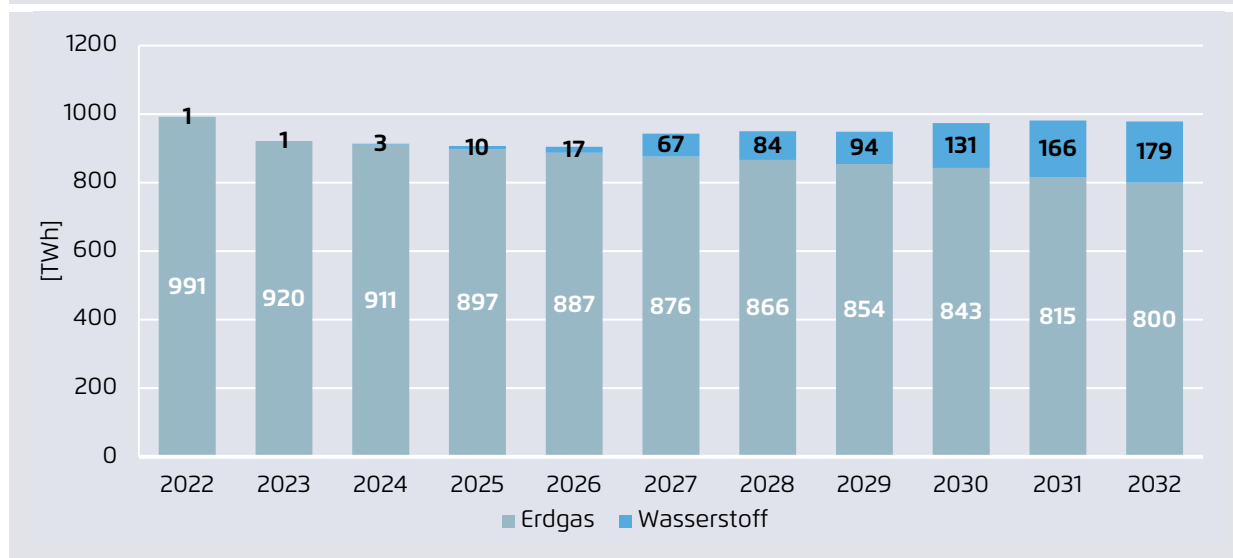
molekülbasierten Energieträgern nicht an.³ Vielmehr gehen sie von einer schlichten Substitution von Erdgas durch Wasserstoff aus (Abbildung 2). Eine Fehlannahme, die Fehlinvestitionen und *stranded assets* verursachen dürfte, wenn die Grundlagen im NEP Gas 2022–2032 nicht zeitnah angepasst werden.

Sämtliche Klimaneutralitäts-Szenarien zeigen deutlich: Wasserstoff wird auch in Zukunft knapp und teuer bleiben, weswegen ein einfacher Wechsel von Erdgas zu Wasserstoff, wie von den FNB vorausgesetzt, keine Option ist und auch ökonomisch nicht sinnvoll ist.⁴ Hinzu kommt, dass ein zu breit angelegter Wasserstoffeinsatz die Kosten für alle Abnehmer in die Höhe treibt. Das BMWK-Langfristszenario (T45-H2) mit einer Wasserstoffnachfrage von 232 TWh im Jahr 2035 und 694 TWh im Jahr 2045

errechnete beispielsweise Mehrkosten zur Erreichung der Klimaneutralität in Höhe von 200 Milliarden Euro im Vergleich zum Szenario mit weitestgehender Elektrifizierung. Setzt Deutschland auf synthetische Kohlenwasserstoffe, liegen die Mehrkosten bis 2045 sogar bei 800 Milliarden Euro.

Zudem existieren bereits heute wirtschaftlichere und effizientere Alternativen zu Wasserstoff. So sind beispielsweise eine Reihe von Power-to-Heat-Optionen im Industriesektor auch bei höheren Temperaturen energieeffizienter.⁵ Im Gebäude- und Wärmesektor sind Wärmepumpen und Wärmenetze, die überwiegend aus erneuerbaren Quellen gespeist werden, die sinnvollere und vor allem heute schon verfügbare Alternative.

Abbildung 2: Erdgas- und Wasserstoffbedarf laut Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032



FNB Gas (2022)

3 Das BMKW-Langfristszenario T45-Strom geht von einem Wasserstoffbedarf von 262 TWh aus.

4 Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035.

5 Agora Industrie, FutureCamp (2022): Power-2-Heat: Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie.

LNG-Szenarien bergen Risiko von Überkapazitäten mit Minderauslastung ab Mitte des Jahrzehnts

Die von den FNB im NEP Gas 2022–2032 getroffenen Annahmen zu LNG-Kapazitäten führen bei genauerer Betrachtung zu Überkapazitäten und zu erheblichen Fehlinvestitionen.

Gemäß dem Konsultationsentwurf für den NEP Gas 2022–2032 würde der Bau aller aktuell geplanten LNG-Importterminals mit einer Gesamtkapazität von 163 bcm pro Jahr die aktuellen und die prognostizierten Bedarfe Deutschlands bei weitem übersteigen. Die entstehenden Importkapazitäten würden mindestens um einen Faktor zwei über den heute benötigten Mengen liegen (Variante LNGplus A).⁶ Agora Energiewende unterstützt daher, dass die FNB die Variante LNGplus A verwerfen.⁷

Nicht nachvollziehbar ist jedoch die Erwartung der FNB, dass die Gasimporte aus Nachbarländern über Grenzübergangspunkte (GÜPs) in den nächsten fünf Jahren um mehr als 50 Prozent sinken sollen (Varianten LNGplus B und C; relativ zum Gaswirtschaftsjahr 2022/2023, in dem schon kein Pipelinegas aus Russland mehr Deutschland erreicht).⁸ Die Beendigung der Gasförderung in den Niederlanden kann diese Entwicklung auch nicht erklären, denn der erwartete absolute Rückgang von über 350 TWh übersteigt die aktuell aus den Niederlanden importierte Gasmenge deutlich (232 TWh im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022, inklusive LNG-Importe über Terminals in den Niederlanden).

Außerdem halten die FNB „eine Ausweitung der LNG-Importe nach Europa und insbesondere nach Deutschland, zum Beispiel über die

Grenzübergangspunkte von Belgien, Frankreich und den Niederlanden“ für möglich.⁹ Die vorgelegten Daten belegen somit nicht die Notwendigkeit für einen Ausbau der LNG-Importkapazitäten in Deutschland wie in den Varianten LNGplus B und C dargestellt (Abbildung 3).

Fragwürdig ist außerdem die Annahme, dass sich die maximale Auslastung der LNG-Terminals im Gaswirtschaftsjahr 2026/2027 von 8.000 Vollbenutzungsstunden auf 6.000 Vollbenutzungsstunden reduziert. Die Begründung, „dass ab diesem Zeitpunkt alle deutschen LNG-Anlagen mit voller Leistung zur Verfügung stehen“, zeigt, dass auch ein geringeres Ausbauvolumen der LNG-Importkapazitäten bei einer höheren Auslastung die angenommenen Bedarfe decken kann.¹⁰ Das gewählte methodische Vorgehen in Verbindung mit der Darstellung von Importmengen anstelle von Importkapazitäten erschwert die Beurteilung der entsprechenden Kapazitätsplanungen: Die absolut erhöhte Importkapazität im Jahr 2026/2027 wird durch die Reduktion der Vollbenutzungsstunden verschleiert.

Investitionsbedarf durch Neubewertung der LNG-Kapazitäten deutlich senken – Ausbaupläne für LNG-Infrastruktur auf ein realistisches Maß reduzieren

Die im NEP Gas 2022–2032 aufgeführten Daten begründen keinen Ausbau der LNG-Infrastruktur Deutschlands im momentan forcierten Maßstab. Auch in Zukunft können Gasimporte über die bestehenden Grenzübergangspunkte (GÜPs), beispielsweise aus Norwegen, einen wichtigen Beitrag zur

6 NEP Gas 2022-2032, S. 58 und 112

7 NEP Gas 2022-2032, S. 17

⁸ Ein Gaswirtschaftsjahr geht von Anfang Oktober bis Ende September des Folgejahres. Im Jahr 2022/23 rechnen die FNB mit einem GÜP-Entry in Höhe von 735

TWh, im Jahr 2027/28 mit einem GÜP-Entry in Höhe von 324 TWh (LNGplus B) bzw. 366 TWh (LNGplus C).

9 NEP Gas 2022-2032, S. 61

10 NEP Gas 2022-2032, S. 57

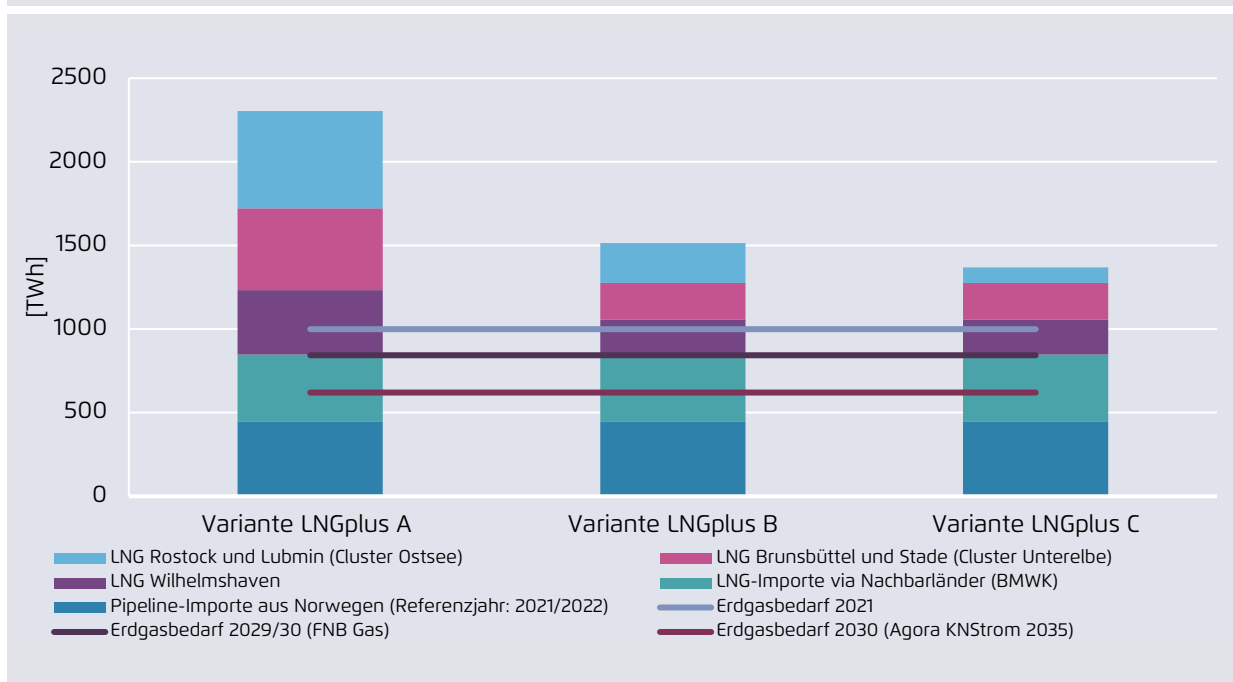
Deckung des deutschen Gasbedarfs leisten.¹¹ Solche Importe sind mit Blick auf Kosten und Klimawirkung dem Import von Flüssigerdgas vorzuziehen.

Eine differenziertere Betrachtung der möglichen Importmengen aus Nachbarländern, inklusive der dort bereits existierenden LNG-Terminals, ist dringend notwendig, um fundierte Einschätzungen zur Weiterentwicklung der Gasinfrastruktur treffen zu können und zu klären, ob die FNB tatsächlich unverzüglich Investitionen in Milliardenhöhe vornehmen müssen, um die bislang an der Ostgrenze Deutschlands angekommenen Erdgaslieferungen aus Russland durch LNG-Lieferungen an den nord- und

westdeutschen Landesgrenzen zu substituieren, wie im NEP Gas 2022–2032 angegeben.

Die Möglichkeiten der Nutzung bereits bestehender Infrastruktur haben direkte Auswirkungen auf die Notwendigkeit von LNG-Importinfrastruktur in Deutschland. Die Bundesregierung sollte hier im Rahmen eines Gesamtkonzepts für Erdgasversorgung und -ausstieg für Transparenz sorgen, auch, um den NEP-Prozess zu informieren und den Ausbau auf ein realistisches Maß zu reduzieren.

Abbildung 3: Geplante LNG-Importkapazitäten überschreiten den deutschen Erdgasbedarf



Agora Energiewende (2023, 2021), FNB Gas (2022), BMWK (2023). Annahme: 8.000 Vollbenutzungsstunden für Terminals in Deutschland. Importe aus den Niederlanden werden pauschal vernachlässigt (Ausnahme: LNG).

11 Gemeinsames Statement von Europäischer Union und Norwegen

3 Anpassungsbedarf des Ordnungsrahmens für die Zukunft

Die FNB erkennen an, dass durch die „stetig ambitionierter werdenden Klimaschutzziele in Europa und Deutschland (...) ein Erdgastransport in seiner heutigen Größenordnung unter Wahrung des sogenannten ‚CO₂-net-zero-Ziels‘ ab dem Jahr 2045 nicht mehr nachgefragt sein dürfte.“¹² Gleichzeitig beklagen sie, dass die „fehlende regulatorische Rahmenbedingungen, insbesondere im Zusammenhang mit der Finanzierung der Infrastruktur (...) und die fehlende gesetzliche Einführung einer integrierten Wasserstoff- und Gasnetzplanung (...) sich zunehmend als Bremsklötze für den Aufbau der dringend benötigten Infrastruktur“¹³ herausstellen. Das aktuelle regulatorische System des EnWG beziehungsweise die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) sei entsprechend den Bedürfnissen der Transformation anzupassen.

Im Folgenden nimmt Agora Energiewende zu ausgewählten Punkten Stellung.¹⁴

3.1 Kalkulatorische Vorgaben in Einklang mit kürzeren Einsatzzeiträumen der Erdgasinfrastruktur bringen

Die FNB weisen darauf hin, dass die in der GasNEV definierten verpflichtenden kalkulatorischen Nutzungsdauern für relevante Anlagengruppen inzwischen oftmals länger seien als der tatsächlich zu erwartende Einsatzzeitraum. Eine vollständige Amortisation der Investitionen sei damit nicht sichergestellt, da die KANU-Festlegung durch die

BNetzA zurzeit lediglich eine Lösung für zukünftige Ersatzinvestitionen sicherstellt.

Verkürzte, degressive Abschreibungsdauern für Bestandsanlagen notwendig

Agora Energiewende unterstützt, wie die FNB, die Einführung einer verkürzten Abschreibungsdauer für Bestandsanlagen, um die Refinanzierbarkeit der Bestandsanlagen zu erreichen. Dabei soll bei allen Anlagenabschreibungen verpflichtend auf die degressive Abschreibung umgestellt werden, damit die Reinvestition möglichst in den Zeiten stattfindet, in denen noch viele Methangasabsatzmengen als Kostenträger fungieren können.

Kurzfristigere Erlösanpassungen im Regulierungsrahmen ist sachgerecht

Durch die vermehrte Stilllegung oder Umwidmung von Methanleitungen entstehen zudem verminderte Betriebskosten, die in schnelleren Zyklen netzentgeltmindernd und damit erlösmindernd für die FNB weitergegeben werden müssen. Im aktuellen Regulierungsrahmen führen Veränderungen bei Betriebskosten aufgrund des Basisjahrprinzips lediglich alle fünf Jahre zu Erlösanpassungen; hier erscheint eine Umstellung auf Erlösanpassungen im Zwei- oder Dreijahres-Zyklus sachgerecht.

3.2 Gasverteilnetze: Kapazitätsplanung nach unten korrigieren und künftige Stilllegung von Gasverteilnetzen anerkennen

Erdgasverteilnetze werden heute vor allem für die Versorgung der Heizsysteme in Gebäuden benötigt. Klimaneutrale Lösungen wie Wärmepumpen und

12 NEP Gas 2022-2032, S. 140

13 NEP Gas 2022-2032, S. 15

14 Agora Energiewende veröffentlicht im Frühjahr 2023 eine Studie, die sich dem zukünftigen Ordnungsrahmen

für Methangasnetzbetreiber widmet und zusammen mit dem BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH sowie der Rosin Büdenbender Rechtsanwaltsgesellschaft mbH erstellt wird. Die folgenden Ausführungen basieren auf dieser Studie.

Wärmenetze werden jedoch Erdgas zunehmend aus dem Heizungsmarkt verdrängen. Anstatt eine voranschreitende Transformation und damit Reduktion des Erdgasverbrauchs im Verteilnetz zu berücksichtigen, wird im NEP Gas 2022–2032 weiterhin vom Anschluss neuer Netzgebiete mit Haushaltskunden ausgegangen. Demnach steigen die gemeldeten Bedarfe im Vergleich zum NEP Gas 2022–2030 für das Gaswirtschaftsjahre 2029/2030 von Verteilernetzbetreibern, Industrie und Kraftwerken in Summe um 24 GWh/h an.

Dieser Umstand ist (auch) auf geltendes deutsches Recht zurückzuführen; hier besteht dringender Anpassungsbedarf. Denn die derzeitige Anschlussverpflichtung an das Erdgasnetz behindert das Erreichen der Klimaschutzziele in Deutschland. Sie lässt die künftig geringere Anschlussnachfrage beziehungsweise -kündigungen außer Acht, wodurch sich die Kosten für den Stilllegungsprozess des Gasverteilnetzes unnötig erhöhen.

Anschlusspflicht erhöht unnötig die Transformationskosten zu einem klimaneutralen Deutschland

Der aktuelle Ordnungsrahmen verpflichtet Netzbetreiber nach § 17 Absatz 1 und 2 EnWG neue Kunden anzuschließen, wenn dies für den Netzbetreiber wirtschaftlich zumutbar ist. Selbst wenn absehbar ist – zum Beispiel durch eine kommunale Wärmeplanung –, dass ein bestimmtes Gebiet nicht mehr mit Erdgas versorgt werden muss, muss der Gasnetzbetreiber aktuell einem Anschlussbegehren nachkommen. Dadurch werden noch heute neue Kunden ans Gasnetz angeschlossen.

Darüber hinaus muss laut aktuellem Ordnungsrahmen für eine bestehende Versorgung der zuverlässige Netzbetrieb ohne Enddatum aufrechterhalten werden – selbst, wenn nur noch so wenige Kunden an einem Leitungsabschnitt angeschlossen sind, dass der Leitungsabschnitt unwirtschaftlich ist. Viel sinnvoller wäre ein planvolles Vorgehen, bei dem Netzkund:innen frühzeitig kontaktiert und bei der

Vorbereitung von Alternativen unterstützt werden. Eine Stilllegung oder die Umwidmung eines Teilabschnitts für den Transport von Wasserstoff ist nicht möglich, selbst wenn Zeitpunkt und Umfang der Maßnahme im Sinne der Erreichung der Klimaziele ist und dem Netzkunden Alternativen zur Verfügung stehen. So entstehen zwangsläufig parallele Infrastrukturen in Netzabschnitten, die in ihrem Betrieb um die Wirtschaftlichkeit konkurrieren.

3.3 Medienübergreifender Planungsbedarf der Energieinfrastruktur

Die medienübergreifende Betrachtung im Rahmen einer Systementwicklungsstrategie ist wesentlich für den Um- und Ausbau der deutschen (und europäischen) Energieinfrastruktur. Agora Energiewende begrüßt, dass sich die FNB aktiv in den Prozess zur Entwicklung der Systementwicklungsstrategie der Bundesregierung einbringen und die Einführung von einem vorgelagerten Energieszenarien-Prozess unterstützen.

Übergreifende Planung stärken

Eine ebenübergreifende Betrachtung ist gegenwärtig nicht im Ordnungsrahmen angelegt. Aktuell ermittelt der NEP Gas die Bedarfe *Bottom-Up* durch Abfrage. Dadurch ergeben sich regelmäßig Bedarfe, die nicht konform mit den Vorgaben zur Erreichung der Klimaschutzziele Deutschlands sind. Die Verteilnetzebene ist deswegen stärker in den Energieinfrastrukturplanungsprozess miteinzubinden, auch um sicherzustellen, dass vor Ort nicht von höheren Methan- oder Wasserstoffkapazitäten ausgegangen wird als im Gesamtsystem verfügbar oder sinnvoll sind. Der Planungsprozess sollte die rahmengenbedingten Vorgaben zur Erreichung der Klimaziele mit den *Bottom-Up* ermittelten lokalen Kenntnissen besser verknüpfen.

Den Umbau der Infrastruktur vor Ort gestalten, Fehlinvestitionen vermeiden

Mit Hilfe einer gemeinsamen medienübergreifenden Gas-, Wärme-, Wasserstoff- und Stromnetzplanung kann der zukünftige sektorübergreifende Infrastrukturbedarf ermittelt und bedarfsgerecht ausgebaut werden. Gleichzeitig können so Umwidmungs- und Rückzugsgebiete für Erdgas bei Wahrung der Versorgungssicherheit definiert sowie Ein- und Ausspeisepunkte für grünen Wasserstoff ermittelt werden. Gleichzeitig kann die Frage erörtert werden, wo dieser Wasserstoff in Power-to-Gas-Anlagen erzeugt werden soll: dort, wo viel Strom aus erneuerbaren Energien generiert wird, oder dort, wo er verbraucht wird. Im ersten Fall bräuchte es eine ausgeprägte Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff, im anderen Fall müsste das Stromnetz entsprechend ausgebaut werden.

Als Ergebnis der Infrastrukturplanung gilt es, die notwendige Umwidmung beziehungsweise schrittweise Stilllegung der Gasinfrastruktur einzuleiten, um Fehlinvestitionen zu vermeiden. Hierzu zählt, dass überflüssige Neu- und Ersatzinvestitionen in das Erdgasnetz ebenso vermieden werden wie Investitionen von Verbraucherinnen und Verbrauchern vor Ort in Heizsysteme, die nicht zukunftsfähig sind.

Buchhalterische Entflechtung von Methan- und Wasserstoffinfrastruktur, aber keine gemeinsame Regulierung von Methan- und Wasserstoffnetzen

Die FNB plädieren für eine integrierte Planung von Gas- und Wasserstoffnetzen. Soweit sich der Bedarf einer Wasserstoffinfrastruktur gemäß einer integrierten Planung unter Berücksichtigung von *Top-Down*-Vorgaben ergibt, begrüßt Agora Energiewende, dass Hürden abgebaut werden, die einem schnellen Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur entgegenstehen. Gleichzeitig sollte vermieden werden, dass zu viele Leitungen umgewidmet und hierdurch *Lock-In*-Effekte geschaffen werden.

Eine integrierte Planung trägt dazu bei, dass nur in erforderliche Wasserstoffinfrastruktur investiert wird und beinhaltet somit eine Kostenkontrolle. In der Folge sollte es den Unternehmen durch eine buchhalterische Entflechtung erleichtert werden, die Wasserstoffinfrastruktur unter Verwendung der verfügbaren personellen und materiellen Mittel aufzubauen. Eine, wie von den FNB vorgeschlagene, gemeinsame Regulierung von Methan- und Wasserstoffnetzen ist dafür nicht erforderlich, ja sogar schädlich. Bei abnehmenden Methangasabsatzmengen und nicht im gleichen Verhältnis sinkenden Kosten ist nämlich jetzt schon absehbar, dass die Netzentgelte für Methangas deutlich steigen werden, sodass eine zusätzliche Belastung nicht vertretbar wäre. Zudem braucht es für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur volle Kostentransparenz, um zu gewährleisten, dass nur Infrastruktur geschaffen wird, deren Nutzen die Kosten übersteigt.

4 Schlussfolgerungen: Erheblicher Anpassungsbedarf NEP Gas 2022–2032

Agora Energiewende erkennt die herausfordernde Situation der FNB bei der Erstellung des NEP Gas 2022–2032 aufgrund der sich im Jahr 2022 gewandelten Anforderungen an die Gasnetzplanung an. Agora Energiewende sieht allerdings erheblichen Überarbeitungsbedarf, was die Grundannahmen, Modellierungen und die darauf aufbauenden Angaben zum Netzausbau im NEP Gas 2022–2032 betrifft.

Der NEP Gas 2022 – 2032 ist sowohl an die klimapolitische Zielsetzung als auch an die geopolitische Realität anzupassen, damit die sich daraus ergebenden Konsequenzen für die Gasinfrastruktur (Stilllegung, Umwidmung, ggf. Rückbau) bei der weiteren Planung und Gestaltung des Gasnetzes Berücksichtigung findet. Das erhöhte Gaspreisniveau in Folge des Stopps russischer Gaslieferungen und mögliche Kapazitätsbeschränkungen für Gasimporte gepaart mit der Einhaltung der Klimaziele führen in der

Konsequenz zu einem schnelleren Rückgang des Gasbedarfs. Dieser Umstand muss sich im NEP Gas 2022–2032 widerspiegeln; genauso wie die Erkenntnis, dass der Erdgasbedarf in einem klimaneutralen Deutschland weder einfach durch grünen Wasserstoff ersetzt werden kann noch soll. Hier müssen die FNB die bereits im Koalitionsvertrag angelegte Elektrifizierung in den Sektoren und die Konsequenzen für das Gasnetz anerkennen und berücksichtigen.

Darüber hinaus begründet das vorliegende Konsultationsdokument keinen Ausbau der inländischen LNG-Importkapazitäten im momentan anvisierten Maße. Die FNB stellen selbst fest, dass eine Realisierung aller geplanten Projekte zu einer Überkapazität um den Faktor zwei führen würde (Variante LNGplus A). Selbst die Varianten mit geringeren LNG-Importkapazitäten beruhen auf der Annahme eines starken Rückgangs der Gasimporte über bestehende Grenzübergangspunkte von über 50 Prozent relativ zum laufenden Gaswirtschaftsjahr, in dem schon kein Pipelinegas aus Russland mehr importiert wird, und sind daher dringend begründungsbedürftig (Varianten LNGplus B und C). Es ist nicht nachvollziehbar, wieso keine LNG-Variante modelliert wurde, die mit konstanten Importen über bestehende Wege rechnet (exklusive Niederlande). Hier ist auch die Bundesregierung in der Pflicht, für einen klaren Rahmen zu sorgen, insbesondere vor dem Hintergrund der staatlichen Forcierung von Ausbaumaßnahmen durch das LNG-Beschleunigungsgesetz.

Insgesamt muss der NEP Gas 2022–2032 die im Klimaschutzgesetz und EnWG genannten Zielmarken sowie den bereits heute sichtbaren rückläufigen Gasbedarf anerkennen. Die FNB müssen den NEP Gas 2022–2033 entsprechend anpassen, um Fehlinvestitionen in Milliardenhöhe zu vermeiden.

Danksagung

Erst das Engagement vieler weiterer Kolleginnen und Kollegen hat diese Stellungnahme möglich gemacht. Für die tatkräftige Unterstützung bedanken möchten wir uns daher bei Dr. Matthias Deutsch, Janne Görlach, Dr. Jahel Mielke, Dr. Julia Metz, Simon Müller, Frank Peter, Ada Rührung und Moritz Zackariat.

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0) 30 7001435-000
F +49 (0) 30 7001435-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de