

FNB Gas - Stellungnahme

zum Zwischenstand des NEST-Prozesses

Entwurf der RAMEN-Festlegung

Berlin, 28. Februar 2025

Über FNB Gas:

FNB Gas e.V. ist der Zusammenschluss der überregionalen deutschen Fernleitungsnetzbetreiber. Seine Mitglieder betreiben zusammen ein rund 40.000 Kilometer langes Leitungsnetz für den Transport von Erdgas und errichten gemeinsam das rund 9.000 Kilometer lange Wasserstoff-Kernnetz. Die Vereinigung unterstützt ihre Mitglieder bei der Erfüllung ihrer gesetzlichen und regulatorischen Verpflichtungen. Zudem koordiniert sie die integrierte Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff auf der Transportnetzebene. Darüber hinaus tritt die Vereinigung für die aktive Förderung eines sicheren, wirtschaftlichen, umweltgerechten und klimafreundlichen Betriebs der Gastransportinfrastruktur sowie für ihre kontinuierliche Weiterentwicklung an die Bedarfe des zukünftigen Energiesystems ein.

Mitglieder der Vereinigung sind die Unternehmen bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, Ferngas Netzgesellschaft mbH, GASCADE Gastransport GmbH, Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, NaTran Deutschland GmbH, Nowega GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH und Thyssengas GmbH.

VORBEMERKUNG

Die BNetzA konsultiert in den laufenden Verfahren zu RAMEN, GasNEF etc. die einzelnen Bausteine des zukünftigen Regulierungssystems. Dabei handelt es sich zweifelsfrei um notwendige und wichtige Diskussionen zu Methoden, Mechanismen und Parametern der zukünftigen Regulierung. Es darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass am Ende das Gesamtpaket zählt. Die derzeit kleinteilig geführte Diskussion birgt die Gefahr, dass dieses aus den nachfolgend genannten Gründen nicht sachgerecht ist.

Der zukünftige Regulierungsrahmen muss gewährleisten, dass die FNB auch in Zukunft jederzeit in der Lage sind, ihre vor allem in § 11 EnWG kodifizierten Aufgaben zu erfüllen. Die FNB sind dazu verpflichtet, sichere, zuverlässige und leistungsfähige Netze zu betreiben sowie für die Wartung und die bedarfsgerechte Optimierung, Verstärkung und den Ausbau zu sorgen. Diese Aufgabe steht unter dem Vorbehalt der wirtschaftlichen Zumutbarkeit. Dies setzt eine angemessene und real erzielbare Rendite voraus.

Bei den vorliegenden Vorschlägen der BNetzA für die Ausgestaltung des zukünftigen Regulierungsrahmens zeigt sich, dass viele davon zulasten der Profitabilität der FNB gehen. Damit stellt sich die Frage, ob die wirtschaftlichen Grundlagen für die stets zuverlässige Erfüllung der Aufgaben der FNB auch in Zukunft gegeben sein werden. Dazu gehört vor allem, die notwendige Fähigkeit der FNB das für Betrieb, Unterhaltung und Investitionen erforderliche Kapital einzuwerben. Die FNB stehen dabei im Wettbewerb mit den Kapitalbedarfen anderer Infrastruktursektoren in Deutschland und Europa. Ohne entsprechend wettbewerbsfähige Bedingungen für FNB droht die ernsthafte Gefahr, dass die für den sicheren und zuverlässigen Betrieb, für die Instandhaltung und den punktuell noch notwendigen Ausbau erforderlichen Mittel nicht mehr ausreichend zur Verfügung stehen.

Dabei ist insbesondere zu berücksichtigen, dass die aktuelle kommerzielle Regulierungspraxis auf die Vergleichbarkeit von ÜNB und FNB abstellt, da auch deren Aufgabenspektrum – Einbindung in das europäische Netz, deutschlandweite Versorgungssicherheit, Ausbauverpflichtungen gem. NEP, Kapitalbedarf – ähnlich gelagert ist. Ab der fünften Regulierungsperiode hingegen sollen die Versorgungsaufgaben der FNB mit der Regulierung für VNB (Gas) in Einklang gebracht werden. Bei den FNB sind weitere Ausbauverpflichtungen z. B. aufgrund von erdgasverstärkenden Maßnahmen für die Umstellung auf Wasserstoff sowie der Einbindung von neuen Gaskraftwerken in das Gasnetz zu berücksichtigen, die sich in diesem Ausmaß bei den VNB Gas nicht darstellen. Das von der BNetzA geplante einheitliche Vorgehen für VNB Gas und FNB trägt der besonderen Rolle der FNB in keiner Weise Rechnung.

Daher betonen die FNB, dass sie grundsätzlich mit den ÜNB um die gleiche Art von Investoren und Kapitalgebern konkurrieren. Im Ergebnis muss das Regulierungssystem für die FNB daher vergleichbar sein und darf die FNB nicht schlechter stellen.

Die FNB bezweifeln, dass ein europäischer oder nationaler Effizienzvergleich für die FNB zukünftig verwertbare Ergebnisse erzielen kann. Die heute bereits gegebene Heterogenität wird aufgrund der unterschiedlichen Betroffenheit mit Blick auf die Transformation der Energienetze, die Abschreibungsmöglichkeit nach der KANU 2.0-Festlegung und die erdgasverstärkenden Maßnahmen für die Umstellung auf Wasserstoff erheblich weiter steigen, so dass die Vergleichbarkeit der Unternehmen nicht mehr gegeben ist.

Die FNB appellieren daher an die BNetzA, diese Aspekte bei der Festlegung der Details des zukünftigen Regulierungssystems stets im Blick zu behalten.

Tenorziffer 1 Adressaten

Zuvorderst weisen die Gasfernleitungsnetzbetreiber (FNB) darauf hin, dass die im Folgenden dargelegte Sonderrolle der FNB in dem Entwurf der RAMEN-Festlegung in keinsten Weise Berücksichtigung finden.

1. Rolle und Besonderheiten der Gasfernleitungsnetzbetreiber in Abgrenzung zu den Verteilernetzbetreibern

Die zentrale energiewirtschaftliche Rolle des Transports von Energie vom Erzeugungsort oder Grenzübergangspunkten zu den Verbrauchszentren sowie der Transit durch Deutschland in andere europäische Staaten stellen die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber vor dem Hintergrund der Transformation der Energiewirtschaft vor zentrale Herausforderungen. Dies wird durch die Bundesnetzagentur bereits zu Beginn des NEST-Prozesses für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) anerkannt. Sie leitet daraus auch den Bedarf für eine abweichende Regulierungssystematik ab: *„Hinsichtlich der Strom-Übertragungsnetzbetreiber scheint es ebenfalls sinnvoll, aufgrund der starken Sonderentwicklungen und Investitionsbedarfe sowie Systemaufgaben für Deutschland und im Europäischen Binnenmarkt, von der bisherigen Regulierungssystematik abzuweichen.“*

Für FNB erkennt die BNetzA allerdings diese Systemaufgaben und Sonderentwicklungen bislang nicht an, sondern plant, den Regulierungsrahmen für FNB und Verteilernetzbetreiber (VNB) weitgehend einheitlich zu gestalten. Klare Unterschiede in Versorgungsaufgabe, Transformationsverantwortung und Systemaufgaben bestehen jedoch auch für die FNB in Abgrenzung zu insbesondere den Strom-VNB, aber ebenso zu den Gas-VNB. Diese Unterschiede gilt es in der Regulierungssystematik zu berücksichtigen.

1.1. Schon in der Vergangenheit gab es große Unterschiede zwischen FNB und VNB

Die Unterscheidung in Transport- und Verteilernetzebene ist in der Gaswirtschaft nicht neu. Wie die ÜNB tragen die FNB ebenfalls eine Systemverantwortung. So legt die europäische Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (SoS-Verordnung) den ÜNB und FNB die Verantwortung auf, entsprechende Investitionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu tätigen.

Die nationalen Fernleitungsnetze sind für die europäische Versorgungssicherheit von zentraler Bedeutung, da sie den Import von Erdgas aus anderen EU-Staaten und Drittländern und den anschließenden Transport großer Gasmengen über weite Strecken ermöglichen bzw. sicherstellen. Auch über deutsches Territorium werden erhebliche Gasmengen in andere EU-Staaten transportiert. Die deutsche Fernleitungsinfrastruktur hat somit auch geopolitische Bedeutung.

Aufgrund der nationalen und internationalen Transport- und Transitaufgaben müssen FNB diverse Kapazitäts- und Flusssituationen abbilden können. Sie müssen außerdem Kapazitäten vorhalten, um z. B. handelsgetriebene Peaks jederzeit abbilden zu können. Im Gegensatz dazu sind die lokalen Netze der VNB eher auf lokale Auslastungs- und Verbrauchssituationen mit gleichmäßiger Abnahme ausgelegt.

Die Sonderrolle wird auch durch den bisherigen gesetzlichen und regulatorischen Rahmen deutlich. So wird den FNB als weitere Systemaufgabe nach §20b GasNZV der Betrieb des gesamtdeutschen Marktgebiets übertragen. Dies wird seit 2021 durch den Zusammenschluss aller FNB in einem gemeinsamen Marktgebiet mit der Trading Hub Europe GmbH (THE) als Marktgebietsverantwortlicher übernommen. Darüber hinaus erfolgt die Kapazitätsvermarktung u. a. über die PRISMA-Plattform, welche die europäischen FNB gemeinsam betreiben.

Auch auf europäischer Ebene sind die deutschen FNB gemeinsam mit den europäischen Betreibern dazu verpflichtet, den europäischen Erdgasinnenmarkt zu fördern und den grenzüberschreitenden Handel anzuregen sowie die Verwaltung und den Betrieb des europäischen Gasnetzes effizient zu koordinieren. Dies umfasst etwa die Erstellung eines europäischen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP), besondere Transparenzpflichten sowie die Einhaltung spezifischer Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen, den sogenannten „Incremental Capacity Process“.

Wie die ÜNB sind die FNB für die Erstellung des nationalen Netzentwicklungsplans zur Zusammenarbeit verpflichtet. Der NEP gewährleistet den bedarfsorientierten Ausbau sowie die Modernisierung des Fernleitungsnetzes, um die Versorgungssicherheit fortlaufend zu gewährleisten. Gasverteilernetze werden in der Netzentwicklungsplanung mit ihren Bedarfen als Senken berücksichtigt, sind jedoch nicht zur Netzentwicklungsplanung verpflichtet.

Neben diesen besonderen gesetzlichen und regulatorischen Aufgaben zeigt die grundlegende Netzstruktur der Fernleitungsebene auch ein vielfach höheres Investitionsvolumen bezogen auf die gesamte Netzlänge im Vergleich zu den Gas-VNB. In den zehn Jahren von 2013 bis 2022 betrugen die durchschnittlichen Investitionen der VNB 2.515 EUR/km, während die der FNB mit 23.178 EUR/km etwa neun Mal so hoch waren. Das höhere Investitionsvolumen pro km ist teilweise auf die höheren Durchmesser der FNB-Pipelines zurückzuführen und zeigt zusätzlich den größeren Netzausbaubedarf im Fernleitungsnetz.

1.2 Transformation der Energiewirtschaft verstärkt die Unterschiede zwischen FNB und VNB und macht eine stärkere Berücksichtigung der Sonderrolle der FNB im Regulierungsrahmen notwendig

Die zügig voranschreitende Transformation der Energiewirtschaft verstärkt die Sonderrolle der FNB weiter. In der Transformation des Gassektors für die Energiewende und das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 sind einige Aufgaben allein durch die FNB zu leisten: Insbesondere bedeutet dies für die FNB die neue Aufgabe der Entwicklung einer Wasserstoff-Transportinfrastruktur aus dem Fernleitungsnetz heraus bei gleichzeitiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Erdgas bzw. im Biomethan. Weiter beschleunigt wurde die Transformation durch die Energiekrise. Seit September 2022 wird kein russisches Erdgas mehr über Pipelines direkt nach Deutschland geliefert. In diesem Zusammenhang demonstrierten die FNB ganz konkret ihre zentrale Rolle bei der Gewährung der nationalen und internationalen Versorgungssicherheit. So sind die FNB (jedoch nicht die VNB) Teil des durch den Notfallplan Gas festgelegten Krisenteams, das das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im Fall einer Krise beratend unterstützt. Außerdem übernimmt die THE seit 2022 gesetzliche Aufgaben zur Sicherung der Versorgungssicherheit in Deutschland.

Durch den Wegfall russischer Erdgasimporte haben sich die Gasflüsse nach Deutschland fundamental verändert. Leitungsgebundene Erdgasimporte erfolgen nun hauptsächlich aus Norwegen und den Niederlanden. Außerdem wurden neue Flüssiggas (LNG) Terminals gebaut. Die FNB mussten auf diese substanziellen Veränderungen der geopolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen flexibel reagieren und u. a. ihren Szenariorahmen und den NEP 2022-2032 um Modellierungsvarianten, die das Ersetzen russischer Gasmengen durch LNG-Importe berücksichtigen, ergänzen. Der Netzausbauvorschlag der FNB sieht Investitionen in Höhe von 1,9 Mrd. EUR für zusätzliche Netzausbaumaßnahmen zur Anbindung von LNG-Anlagen vor. Hier zeigt sich, dass der Ausbau und die Dimensionierung des Erdgasnetzes starken externen und politischen Einflüssen ausgesetzt sind, sodass der Entscheidungsspielraum der FNB eingeschränkt ist. Insgesamt beläuft sich der Investitionsbedarf in

die Fernleitungsinfrastruktur gemäß NEP 2022-2032 auf 4,1 Mrd. EUR (pro Jahr durchschnittlich 513 Mio. EUR).

Parallel zur Sicherung der Erdgasversorgung tragen die FNB gemeinsam die Verantwortung für die Planung und den Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes und somit für die zukünftige Versorgung mit Wasserstoff. Für das Wasserstoff-Kernnetz sollen überwiegend bestehende Erdgasleitungen umgerüstet werden. Gleichzeitig müssen die FNB den Weiterbetrieb der Erdgasversorgung sicherstellen, sodass die verbleibenden Erdgasbedarfe bedient werden können. Daher sind allein bis 2027 erdgasverstärkende Maßnahmen in Höhe von 300 Mio. EUR erforderlich, mit denen ermöglicht werden soll, dass das verbleibende Erdgasnetz für die im Szenariorahmen zugrunde gelegten Kapazitäten ausreichend ist. Der Investitionsaufwand für diese erdgasverstärkende Maßnahmen kann je nach Hochlaufscenario weiter an Bedeutung gewinnen, sollten weitere Erdgasleitungen für die Wasserstoffnutzung umgestellt werden. Eine derartige Investitionsverpflichtung trotz perspektivisch abnehmender Gasnachfrage trifft allein die FNB. Im Verteilernetz sind keine derartigen erdgasverstärkenden Maßnahmen vorgesehen.

Neben dem Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes stehen die FNB vor den Herausforderungen des Erhalts und der Weiterentwicklung des Biomethan-Netzes. Biomethan und Wasserstoff sind dabei insbesondere während der Transformationsphase nicht als Konkurrenten, sondern als sich ergänzende Energieträger zu betrachten, da Biomethan dort zur Dekarbonisierung dienen kann, wo die Umstellung auf Wasserstoff nicht in Betracht kommt. Allerdings reduzieren diese zeitgleich zu erfüllenden Aufgaben die unternehmerischen Freiheitsgrade und Optimierungsmöglichkeiten der FNB im Erdgasnetz erheblich. Ob Erdgasleitungen langfristig für den Transport von Biomethan benötigt werden, hängt insbesondere von der kommunalen Wärmeplanung, den vorgesehenen Speicherkapazitäten, der Fortsetzung der Privilegierung von Biomethan und dem Ausmaß des grenzüberschreitenden, innereuropäischen Biomethanhandels ab.

Diese Transformationsaufgaben stellen exogene Faktoren dar, auf die ein FNB nur bedingt Einfluss nehmen kann. Bei der Entscheidung, welche Leitungen für den Wasserstofftransport umgerüstet und welche weiterhin für Erdgas oder Biomethan genutzt werden, haben die FNB nur eingeschränkten Handlungsspielraum. Die im NEP festgelegten Maßnahmen sind verpflichtend durchzuführen. Ab 2025 wird auch die Weiterentwicklung des Wasserstoffnetzes im Rahmen der integrierten Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff stattfinden. Für VNB existiert eine solche Verpflichtung nicht.

Außerdem sind die FNB bei der Entscheidung über Umstellung, Rückbau oder Stilllegung von Erdgasleitungen abhängig von anderen Marktakteuren und deren Transformation und den daraus folgenden Transportbedarfen. Auf nationaler Ebene spielen dabei vor allem die Großkunden, die direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossen sind, sowie die Transformation der VNB eine Rolle. Solange beispielsweise Haushalte in einem bestimmten Versorgungsgebiet noch auf Erdgas angewiesen sind, können die FNB den Erdgastransport dorthin nicht einstellen.

Während der Umstellung auf erneuerbaren Strom werden zur Stabilisierung des Strommarktes und für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit Gaskraftwerke eingesetzt, um Strom auch dann zu produzieren, wenn wenig Sonnen- und Windenergie zur Verfügung stehen. Für diese Gaskraftwerke müssen die FNB Kapazitäten vorhalten – auch wenn die Kraftwerke nur an wenigen Tagen oder für wenige Stunden genutzt werden.

Unabhängig von nationaler Politik und dem Erdgasbedarf in Deutschland sind durch die Rolle der FNB für den internationalen Transit auch die Erdgasbedarfe in anderen europäischen Ländern entscheidend für

die Transformation des deutschen Fernleitungsnetzes. Solange die europäischen Nachbarländer weiter auf Erdgas setzen, müssen die FNB Transitflüsse ermöglichen.

1.3 Während der Transformationsphase ist die Steady-State Annahme des Regulierungsrahmens verletzt

Zusammengefasst gibt es erhebliche Unterschiede zwischen den FNB und Gas-VNB, die durch die Transformation der Energiewirtschaft weiter verstärkt werden. Während das Gasverteilernetz voraussichtlich schrumpfen und nur in Teilen auf Wasserstoff umgerüstet wird, sind die Perspektiven für das Fernleitungsnetz komplexer: Auf der einen Seite wird der Erdgasbedarf langfristig sinken, auf der anderen Seite sind Investitionen in die Erdgasnetze zu tätigen, da die FNB weiterhin Verantwortung für die Versorgungssicherheit mit Erdgas haben. Gleichzeitig müssen sie mit der Umrüstung der Leitungen auf den Wasserstofftransport in Vorleistung gehen und erhebliche Investitionen tätigen.

Der aktuelle Regulierungsrahmen basiert auf einer „Steady-State“-Annahme: Es wird implizit angenommen, dass Netzstruktur, Kosten, Effizienz und Produktivität der Netzbetreiber mindestens während einer Regulierungsperiode konstant bleiben und somit die in der Vergangenheit (im Basisjahr) beobachteten Werte eine Vorhersagekraft für die zukünftigen Regulierungsperiode besitzen.

Die Gaswirtschaft hat diesen Steady-State allerdings heute schon verlassen. In der Vergangenheit beobachtete Kosten und Parameter sind aktuell schon nicht mehr in die Zukunft extrapolierbar. Während der bevorstehenden Transformationsphase werden weitere weitreichende und komplexe Veränderungen der Aufgaben der FNB nötig sein. Diese werden neue Investitionen erfordern und die Netzstruktur und Kosten der FNB über Jahre hinweg immer wieder verändern. Sofern der Umbau der Energieversorgung wie erhofft gelingt, wird erst in einigen Jahrzehnten ein neues Steady-State erreicht.

2 Implikationen für den zukünftigen Regulierungsrahmen

Die Transformation der Energiewirtschaft verstärkt die schon bestehenden Unterschiede zwischen FNB und VNB in mehreren Dimensionen. Da nun im NEST-Prozess der Regulierungsrahmen für die Transformation neugestaltet werden soll, ist unbedingt geboten, die Besonderheiten der FNB bei den regulatorischen Vorgaben zu berücksichtigen. Andernfalls ist ein kostendeckender Betrieb sowie die zugestandene regulatorische Rendite gefährdet. Die benötigte Flexibilität, die der zukünftige Regulierungsrahmen aufweisen muss, stellt die Kernherausforderung bei der Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens dar. Innerhalb der FNB herrscht große Heterogenität und die FNB sind teilweise mit gegenläufigen Entwicklungen konfrontiert, was die Heterogenität weiter verstärken wird: Während das Erdgasnetz an Bedeutung verliert und sein Fortbestehen perspektivisch in Frage steht, müssen weiterhin Investitionen, nicht nur in den Aufbau des Wasserstoffnetzes, sondern auch in erdgasverstärkende Maßnahmen, LNG-Anbindungen zur Gewährung der Versorgungssicherheit und in die Weiterentwicklung zum Biomethantransport getätigt werden.

Eine differenzierte Behandlung der FNB im Regulierungssystem ist daher zwingend erforderlich. Dies betrifft zum Beispiel den Effizienzvergleich und den Umgang mit Kosten im Erdgassystem, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Wasserstofftransportnetzes aus der Erdgasinfrastruktur heraus entstehen. Daher sollte das gegenwärtige Regulierungssystem für die FNB im Rahmen des NEST-Prozesses kritisch hinterfragt und weiterentwickelt werden.

Tenorziffer 2.3 Verkürzung der Regulierungsperiode:

Die von der BNetzA geplante Verkürzung der Regulierungsperioden auf drei Jahre führt zu einer weiteren Einschränkung des etablierten Budgetprinzips und reduziert die bisherige Anreizwirkung zur Generierung von Kosteneinsparungen innerhalb der Regulierungsperiode erheblich. So ist der Effizienzanreiz umso höher, je länger die Regulierungsperiode ist, und der Transportkunde profitiert gleichermaßen von der Anreizwirkung zur Generierung von Kosteneinsparungen in der nächsten Regulierungsperiode. Die Verkürzung der Regulierungsperiode wird hierbei durch die BNetzA insbesondere mit dem Wunsch der Branche zur schnelleren Berücksichtigung von Kostenveränderungen begründet. Der nun dargelegte Lösungsvorschlag beinhaltet jedoch weiterhin einen Zeitverzug zwischen Basisjahr und Beginn der Regulierungsperiode von drei Jahren und bringt zusätzlich eine deutliche Steigerung des Bürokratieaufwands mit sich. Die BNetzA erkennt hierbei zwar an, dass eine Erhöhung des Kostenprüfungsrythmus ohne Verkürzung dieses Prozesses nicht möglich ist, verkennt jedoch den unveränderten Aufwand auf Seiten der Netzbetreiber – einhergehend mit steigendem Kostenaufwand für die Bürokratiebewältigung der Kostenprüfungen. Durch die Verkürzung der Regulierungsperioden auf drei Jahre besteht zudem ein erhebliches Risiko, dass ein finaler Kostenbescheid sowie die Festlegung aller relevanten Regulierungsparameter erst nach dem Basisjahr der nächsten Regulierungsperiode erfolgen wird. Dies erhöht die Planungsunsicherheit auf Seiten der Netzbetreiber erheblich. Außerdem ist eine permanente, bereits in der Vergangenheit feststellbare restriktive Genehmigungspraxis der BNetzA gegenüber dem Kostenniveau der Antragsstellung in einer auf drei Jahren verkürzten Taktung nicht hinnehmbar und würde eine gewisse Abwärtsspirale der dringend erforderlichen Kostendeckung nach sich ziehen. Letztlich hätte dies einen maßgeblich negativen Einfluss auf die Beurteilung des regulatorischen Risikos durch den Kapitalmarkt mit der Folge von sinkenden Ratings und demzufolge steigenden Finanzierungskosten der Netzbetreiber. In Anbetracht der zu erwartenden hohen Investitionstätigkeit der Fernleitungsnetzbetreiber und damit einhergehend hohem Finanzierungsbedarf mittels Eigen- als auch Fremdkapital wäre diese Entwicklung außerordentlich kontraproduktiv.

Falls die BNetzA an der Verkürzung der Regulierungsperiode ab der 6. Regulierungsperiode festhält, sollten die Vereinfachungen und Prozessbeschleunigungen anhand von vorab definierten Kriterien durch einen unabhängigen Gutachter untersucht werden und unter Konsultation der Netzbetreiber evaluiert werden. Vereinfachungen ausschließlich auf eine pauschalisierte Prüfung einzelner Positionen zurückzuführen, ist hierbei nicht ausreichend, wenn der Erhebungsaufwand auf Seiten der Netzbetreiber unverändert bleiben sollte. Die hierfür vorgesehene Evaluierung durch die BNetzA ist hierbei nicht ausreichend. Zudem dürfen die Vereinfachungen keinesfalls dazu führen, dass die Einzelfallgerechtigkeit zu Lasten des einzelnen Netzbetreibers abnimmt.

Vielmehr sollte der Nutzen im Hinblick auf das gewünschte Ziel zur schnelleren Anpassung von Kostenveränderungen ins Verhältnis zum erhöhten Aufwand und etwaige Alternativen untersucht werden. Zusätzlich zu den von der Branche vorgeschlagenen Ansätzen müssen stark volatile Kostenkategorien auch über das vorhandene System der volatilen Kosten berücksichtigt werden, sofern die Kriterien Volatilität und Werthaltigkeit erfüllt sind. Für diese Positionen ist ein Budgetprinzip ohnehin nicht sinnvoll, unabhängig von der Länge der Regulierungsperiode.

Tenorziffer 3.2 in Verbindung mit Begründung 6.1.1.7 Kostenaufwuchs während der Regulierungsperiode

Der aktuelle Entwurf des veröffentlichten Zwischenstands des Regulierungsrahmens für FNB ist im Hinblick auf die Anpassbarkeit von OPEX während der Regulierungsperiode nicht sachgerecht. Das zukünftige Regulierungssystem muss die Möglichkeit haben, flexibel und zeitnah OPEX-Steigerungen auch während einer Regulierungsperiode zu berücksichtigen.

Der derzeitige Entwurf sieht einen solchen Anpassungsmechanismus nur für Strom-VNB und nur für die kommende Regulierungsperiode vor. Für FNB gibt es dagegen bislang keine Regelungen. Vielmehr wird an verschiedenen Stellen, wie bei der Streichung des Katalogs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (neu: Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen), die Flexibilität des Regulierungssystems zur Anpassung von OPEX während der Regulierungsperiode weiter eingeschränkt. Das ist im Hinblick auf die Herausforderungen der jüngeren Vergangenheit wie der Gaskrise und möglicher zukünftiger Krisen sowie den zukünftigen Aufgaben, wie der Dekarbonisierung des Gasnetzes, unverständlich. Es ist daher nicht nachvollziehbar, dass vor dem Hintergrund von steigenden OPEX aufgrund von erhöhten IT-Sicherheitsanforderungen und zunehmenden Auflagen, wie beispielsweise der Methanemissions-VO, ein solch starres Regulierungssystem von der BNetzA für die FNB vorgesehen ist.

Entgegen der Auffassung der BNetzA ist bei den FNB im Gegensatz zu den Gas-VNB auch nicht mit einer stetigen Abnahme der Versorgungsaufgabe im nächsten Jahrzehnt zu rechnen. Allein die Investitionstätigkeiten der letzten Jahre zur Anbindung der LNG-Anlagen und die Umsetzung der Lastflussrichtungsänderung durch den Wegfall der Gastransporte aus Russland bedingen umfangreiche Investitionen. Zusätzlich werden in den kommenden Jahren erdgasverstärkende Maßnahmen zur Umstellung von Leitungen des Gasfernleitungsnetzes im Zuge des Aufbaus des Wasserstoffnetzes erhebliche Investitionen in das Gasnetz (siehe genehmigter Wasserstoff-Kernnetzantrag) erfordern, die in jedem Fall auch zusätzliche OPEX generieren. Ähnlich verhält es sich bezüglich der avisierten Kraftwerksstrategie. Die Anbindung neuer wasserstofffähiger Gaskraftwerke zur Absicherung der Stromversorgung erfordert zum Teil Ausbauten des Gasnetzes, die CAPEX und OPEX erzeugen.

Im Gegensatz zu den Gas-VNB ist es Aufgabe der FNB, das System in Gänze im Sinne der Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Die damit verbundenen remanenten Kosten zur Aufrechterhaltung des Transportnetzes führen eben nicht automatisch zu einer Reduktion der Versorgungsaufgabe. Dementsprechend ist die Investitionsfähigkeit der FNB essenziell, um einerseits die Dekarbonisierung des Gasnetzes zu realisieren und andererseits gleichzeitig auf dem Weg dorthin die Versorgungssicherheit der verbleibenden Gaskunden und nachgelagerter Netze im Sinne der §§ 11 und 15 EnWG sicherzustellen. Die Freiheitsgrade für die anstehenden Investitionen sind in diesem Sinne auch unter Berücksichtigung der Verpflichtungen aus dem Netzentwicklungsplan für die FNB eingeschränkt, eine signifikante Reduzierung der Gasfernleitungskapazitäten ist hieraus in absehbarer Zeit nicht ersichtlich. Daher ist es unerlässlich, dass ein kostendeckender und wirtschaftlicher Betrieb des Gasfernleitungsnetzes auch zukünftig möglich ist. Das hierfür benötigte Kapital wird den FNB nur zugänglich sein, wenn eine zugestandene regulatorische Rendite auf das investierte Kapital nicht durch eine Unterdeckung bei den OPEX geschmälert wird. Die Kapitalbeschaffung bei Eigenkapitalgebern wird ohnehin herausfordernd, da die Investition in ein Erdgasnetz im Hinblick auf die ESG-Kriterien zur Nachhaltigkeit im Vergleich zu anderen Investitionsmöglichkeiten weniger attraktiv ist. Dies führt regelmäßig zu Risikoaufschlägen bei der Bewertung der Investition und damit zu einer Erschwerung bei der Kapitalbeschaffung. Gleiches gilt für die Beschaffung von Fremdkapital, da die Banken zunehmend die ESG-Kriterien in ihre Risikobewertung aufnehmen. Kommt in Zukunft noch ein nicht kostendeckender Betrieb aufgrund der Regulierung bei den OPEX hinzu, führt dies zur Erhöhung der Kosten der

Netzbetreiber, erschwert zunehmend die Kapitalbeschaffung und gefährdet damit letztlich die Versorgungssicherheit.

Weiterhin entfällt durch die stufenweise Umstellung der Investitionsmaßnahmen auf den Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV die bisherige Möglichkeit, zusätzliche OPEX, die durch Neuinvestitionen entstehen, innerhalb der Regulierungsperiode teilweise zu kompensieren. Diese OPEX werden im vorgesehenen Regulierungsrahmen für FNB während der laufenden Regulierungsperiode gar nicht und ab der nächsten Regulierungsperiode erst mit erheblichem Zeitverzug in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Dies führt faktisch zu einer Entwertung der Investitionen und damit zukünftig zu weiteren Schwierigkeiten bei der Kapitalbeschaffung für die notwendigen Investitionen in die Gasfernleitungsnetze.

Erschwerend kommt hinzu, dass der aktuelle Entwurf der Festlegung RAMEN in Tenorziffer 4.6 i. V. m. Tenorziffer 9.6 vorsieht, dass unterperiodische Anlagenabgänge, z. B. in Form von Übertragungen an andere Netzbetreiber, im Rahmen des Kapitalkostenabzugs unmittelbar mit ihren kalkulatorischen Restwerten sowie den damit verbundenen Kosten, Erlösen und Erträgen in der Erlösobergrenze angepasst werden. Dies führt zu einer asymmetrischen Behandlung der OPEX, da Kosten und Erlöse für Anlagenabgänge unterperiodisch sofort wirksam werden, während zusätzliche OPEX aus Investitionen unberücksichtigt bleiben.

In diesem Kontext muss auch angeführt werden, dass Neuinvestitionen systematisch benachteiligt werden, da im Rahmen des KKAuf keine Anerkennung der Vorhaltung von Umlaufvermögen bei der Verzinsung berücksichtigt wird, während beim KKA_b das zu verzinsende Umlaufvermögen entsprechend gemindert wird.

Daher ist es unerlässlich, einen Kompensationsmechanismus für unterperiodische Anpassungen von OPEX im zukünftigen Regulierungsdesign zu etablieren. Insbesondere mit Neuinvestitionen in Verbindung stehende OPEX müssen regulatorisch kompensiert werden.

Eine mögliche Lösung könnte die Einführung eines Mechanismus sein, der eine zeitnahe und vollständige Anerkennung der zusätzlichen OPEX im Zusammenhang mit neuen Investitionen als auch aufgrund von zusätzlichen Verpflichtungen während der Regulierungsperiode ermöglicht, um die finanzielle Stabilität der FNB zu gewährleisten und die notwendigen Investitionen zu ermöglichen.

Die FNB halten daher im Rahmen der weiteren Ausgestaltung des Regulierungsdesigns entsprechende Anpassungen für unabdingbar, um eine faire und ausgewogene Behandlung der OPEX sicherzustellen.

Tenorziffer 4

Keine Effizienzvorgabe für CAPEX

Durch die Anpassung der Regulierungsformel unter Tenorziffer 4 ist künftig eine unmittelbare Berücksichtigung der Änderungen in den CAPEX vorgesehen. Neuinvestitionen wurden für die FNB schon seit der 4. Regulierungsperiode jährlich im KKAuf_t berücksichtigt, aber Anlagenabgänge werden über den KKA_b_t nun auch jährlich angezeigt. Die CAPEX unterliegen somit zukünftig im Gegensatz zur jetzigen Praxis einer jährlichen Anpassung auf das tatsächliche Niveau des jeweiligen Jahres. Damit wird auch der Wegfall der Inflationierung begründet. Die Effizienzvorgabe soll aber erhalten bleiben. Das ist weder schlüssig noch konsistent. Vor dem Hintergrund der 1:1 Berücksichtigung der CAPEX des jeweiligen Jahres ist eine weitere Abschmelzung von CAPEX auf Basis eines rückwärtsgerichteten Effizienzwerts nicht sachgerecht.

Hinzu kommt, dass die Anwendung von KANU über den KKab berücksichtigt wird und bei einer Anwendung der Effizienzvorgabe der Zweck der KANU-Festlegung (die Vermeidung von Sunk Costs) konterkariert wird. Den Änderungen in der Regulierungsformel hinsichtlich $KKab_t$ und dem Wegfall der Inflationierung, muss aus unserer Sicht ebenso ein Wegfall des X_{ind} gegenüberstehen.

Die Anwendung einer Effizienzvorgabe auf CAPEX ist auch deshalb zu kritisieren, weil die FNB in der Gestaltung ihrer CAPEX kaum Freiheitsgrade haben und somit derartige Vorgaben weder erreichbar noch übertreffbar wären. Die gesamte Netzinfrastruktur wird regelmäßig Netzfluss-Simulationen unterzogen und Neuinvestitionen werden seit Jahren über den NEP angezeigt und auf ihre Notwendigkeit hin überprüft. In der Folge ergibt sich eine Investitionsvorgabe aus dem NEP. Zudem gibt es angesichts knapper Ressourcen bei Lieferanten und Dienstleistern keinen Verhandlungsspielraum mehr bei den Anschaffungs- und Herstellkosten. Einsparungen im Bereich der CAPEX sind somit auch unter diesen Gesichtspunkten nicht realisierbar.

Darüber hinaus ist ein kurzfristiger Abbau von CAPEX, wie von BNetzA vorgesehen, nicht darstellbar. Der avisierte Abbaupfad von drei Jahren in der 5. Regulierungsperiode und die geplante Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode auf drei Jahre ab der 6. Regulierungsperiode stehen somit auch einer Abschmelzung von CAPEX entgegen.

Die Anwendung des Effizienzvergleichs auf die Investitionen der FNB stellt zudem ein Risiko für Investoren dar und benachteiligt die FNB gegenüber den Übertragungsnetzen (ÜNB) im Wettbewerb um Kapital. Grundsätzlich geht von ÜNB eine höhere Attraktivität aus, da die Branche sich im Ausbau befindet. Zudem wird für die ÜNB ein gesondertes Regulierungssystem festgelegt. Zwar werden die Fernleitungsnetze nicht mehr in dem Maße ausgebaut, wie die Übertragungsnetze, dennoch werden durch die erdgasverstärkenden Maßnahmen und die Netzerweiterungen für den Anschluss neuer Gaskraftwerke Investoren in erheblichem Umfang benötigt. Das regulatorische Risiko von Investitionen in das Fernleitungsnetz ist deutlich höher als beim Strom. Wenn Investoren davon ausgehen müssen, dass sich ihr Invest im Regulierungsrahmen nicht zu 100% amortisieren lässt, kommt das einem Zinsabschlag gleich.

Die FNB fordern daher, dass **die Effizienzvorgabe X_{ind} nur auf die OPEX angewendet** wird, da lediglich in diesem Bereich kurzfristige Einsparungen erzielt werden können.

Keine Effizienzvorgabe für volatile Kosten gem. Tenorziffer 8

Volatile Kosten werden jährlich ihrer tatsächlichen Höhe nach in der EOG berücksichtigt. Sie sind durch die Netzbetreiber kaum beeinflussbar, da Preis und/oder Menge auf Basis externer Entwicklungen schwanken. Eine Anwendung des Effizienzvergleichs auf volatile Kosten ist daher nicht sachgerecht. Würde auf diese Kostenart eine Effizienzvorgabe angewendet, würde dies wiederum dazu führen, dass Kosten an anderer Stelle eingespart werden müssten und eine Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe damit nicht mehr gegeben wäre.

Tenorziffer 6.1 Inflation:

Im Rahmen der Überarbeitung der Regulierungsformel möchte die BNetzA bisherige Systemunschärfen, die aus ihrer Sicht bestehen, beheben. So plant die BNetzA unter anderem die Anwendung des VPI-Xgen-Terms (im Folgenden vereinfacht „Inflationierung“) von CAPEX auszusetzen und die Abzugskomponente

für die volatilen Kosten des Basisjahres zu inflationieren. Hierbei handelt es sich um Anpassungen, die in den meisten Fällen (wenn die Inflation größer als der generelle Produktivitätsfaktor ist) zu einer EOG-Minderung führen werden. Dann ist es jedoch auch sachgerecht, bestehende Systemunschärfen, die bisher EOG-mindernd wirken, ebenfalls anzupassen. So erfolgt im ersten Jahr der Regulierungsperiode eine einmalige Inflationierung der Kosten des Basisjahres, welche aufgrund des Zeitverzugs bereits drei Jahre zurück liegen. Entsprechend ist es notwendig, die Kosten des Basisjahres für drei Jahre zu inflationieren, um eine betriebswirtschaftlich sachgerechte Abbildung der Kosten zu erreichen.

Die Anpassung von Kostenpositionen, die einem Budgetprinzip unterliegen, sollte zudem stets mit periodengerechten Indices erfolgen. Da diese zum Zeitpunkt der Tarifverprobung noch nicht vorliegen, wird derzeit beim VPIt gem. § 8 ARegV der VPIt-2 verwendet. Somit werden permanent Preissteigerungen von zwei Jahren nicht berücksichtigt. Dieser Fehler muss korrigiert werden. Es ist der periodengerechte VPIt anzusetzen, dessen Wert zum Zeitpunkt der Feststellung des Regulierungskontosaldos auch bekannt ist.

Tenorziffer 6.2 Xgen:

Im Hinblick auf die geplante Ausgestaltung des allgemeinen Produktivitätsfaktors (Xgen) im zukünftigen Regulierungssystem verweisen die FNB auf ihre Stellungnahme vom 14.10.2024, in der die FNB-Position bereits klar umrissen ist. Zusammengefasst ergeben sich die nachfolgenden Hinweise:

Es wird in der aktuellen Transformationsphase kein Xgen benötigt. Die Energiewende erfordert große Investitionen und bewirkt Output-Änderungen bei den Netzbetreibern, die nicht adäquat in einem Produktivitätsfaktor berücksichtigt werden können. Mit dieser Entwicklung einher geht eine Zunahme an Heterogenität zwischen den FNB. Die notwendige Berücksichtigung ist in einer Malmquist-Methode nicht möglich, was zu verzerrten Ergebnissen führt.

Will die BNetzA weiterhin an einem Xgen festhalten, ist dieser mindestens für die 5. Regulierungsperiode auf 0 zu setzen. Nach mehreren Jahren der Anreizregulierung sind weitere signifikante Effizienzgewinne nicht mehr zu erwarten und die anstehende Transformation spricht dafür, dass die Produktivitätsentwicklung bei den Energienetzen weniger stark steigen wird als die Produktivität in der Gesamtwirtschaft. Zudem zeigen die teilweise sehr volatilen Ergebnisse beim Xgen für die Gasnetzbetreiber die große Unsicherheit in den Prognosen.

Bei einem Festhalten der BNetzA an einem berechneten Xgen, darf nur die Entwicklung der jüngsten Jahre berücksichtigt werden, wobei in diesem Fall das Problem der Verwendung vergangener Daten nicht gelöst wird. Die Daten zur Evaluierung der 4. Regulierungsperiode zeigen, dass der Trendbruch aufgrund der Energiewende und der Zinswende verbunden mit massiven Preissteigerungen im Gas nicht berücksichtigt wird. In einer Phase der Transformation ist das Abstellen auf lange Stützintervalle nicht angezeigt. Die Transformation erschwert die Prognosekraft einer vergangenheitsbasierten Methode. Dabei ist zu erinnern, dass auch beim Abstellen auf die jüngste Entwicklung das Problem besteht, dass die Vergangenheit (letztes Basisjahr = $t-3$) die nächsten 5 Jahre beeinflusst, ohne das Trendbrüche oder Inflationsveränderungen berücksichtigt werden.

Das Weglassen der Törnqvist-Methode ist nicht sachgerecht. Ein reines Abstellen auf den Malmquist-Wert ist, unter Berücksichtigung der großen Unsicherheiten bei der Bestimmung des Xgen, nicht angezeigt. Eine Methodenvielfalt erlaubt die Plausibilisierung der Ergebnisse und ermöglicht eine Bestabrechnung aus Sicht der Netzbetreiber, was zumindest den methodischen Unsicherheiten etwas entgegenkommt. Dabei

ist – wie bisher – eine Bestabrechnung zwischen den Methoden vorzunehmen und der niedrigere Wert als Vorgabe zu wählen.

Der «Modifizierte TOTEX-Xgen» eignet sich nicht in der vorgesehenen Ausgestaltung der BNetzA, um den kommenden Herausforderungen Rechnung zu tragen. Der Vorschlag berücksichtigt die Entwicklung der Versorgungsaufgabe, den kommenden OPEX-Aufwuchs sowie die zunehmende Heterogenität der Netzbetreiber nicht oder nicht genügend. Zudem sollten die CAPEX vollständig von VPI-Xgen befreit sein.

Ein OPEX-Faktor in geeigneter Form sollte den OPEX-Aufwuchs innerhalb der Regulierungsperiode sachgerecht berücksichtigen. Die vorgestellten Ansätze für einen Xgen berühren zwar die Thematik des OPEX-Aufwuchses, lösen diese aber nicht. Die vorgestellten Ansätze zum Umgang mit Xgen sollten auf ihre Wirkung zum Umgang mit dem OPEX-Aufwuchs überprüft werden. Der vorgestellte Ansatz von NetzeBW scheint beide Themen zu kombinieren.

Tenorziffer 7 Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KA_{nEu}):

Die Kategorisierung von Kosten als Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KA_{nEu}), sowie als volatile Kosten ist ein wichtiger und integraler Baustein des Anreizregulierungssystems. Eine entsprechende Einstufung stellt sicher, dass alle Kosten, die einem exogenen Einfluss unterliegen und durch die Netzbetreiber nicht beeinflusst oder eingespart werden können, über die Methodik der Kostenanerkennung zeitnah und vollständig vereinnehmbar sind. Durch die Kategorisierung als KA_{nEu} können zudem mögliche Verzerrungen bei Effizienzvergleichen zumindest abgemildert werden.

Daher ist eine Anpassung bzw. Reduzierung des dnbK-Katalogs (zukünftig KA_{nEu}) nur mit großer Vorsicht durchzuführen. Auch wenn der Wunsch der BNetzA nach Vereinfachung nachvollziehbar ist, ist es unzureichend, die Sinnhaftigkeit der Kostenklassifizierung anhand der wenigen formulierten Kriterien (Exogenität, Gleichartigkeit, Volatilität, Werthaltigkeit) zu bewerten. Daher sollte weniger über eine pauschale Streichung von Kostenkategorien nachgedacht werden, sondern vielmehr darüber, welche Positionen bewusst nicht einem Effizienzvergleich ausgesetzt werden sollen, da sie bei realistischer Betrachtung außerhalb einer wirksamen Steuerung der Netzbetreiber liegen. Vor dem Hintergrund der Transformation der Energienetze befinden sich u. a. auch die FNB zukünftig noch mehr als heute in einem Wettbewerb um Fachkräfte, die für Anforderungen aus einem sich schrittweise verändernden Betrieb der Erdgasnetze und parallele Entwicklung von Wasserstoffnetzen aus- und weitergebildet werden müssen. Die Klassifizierung von Lohnzusatzkosten sowie Aus- und Weiterbildungskosten als dnbK bzw. zukünftig KA_{nEu} ist vor diesem Hintergrund auch weiterhin sinnvoll, um diese Positionen nicht nur zeitnah zu vergüten, sondern sie bewusst vom Effizienzvergleich auszunehmen. Zudem ist anhand der auf Seite 119 des RAMEN-Entwurfs dargestellten Grafik eine deutliche Volatilität von >10% zu erkennen.

Überdies ist die *Erdgassteuer* als Position der Betriebssteuern seit mehreren Regulierungsperioden in der Genehmigungspraxis der BNetzA als dauerhaft nicht-beeinflussbare Kostenposition (zukünftig KA_{nEu}) klassifiziert. Sie ist wertmäßig unmittelbar mit den in den Verdichtern eingesetzten Treibgasmengen verknüpft (5,50 EUR je eingesetzte MWh Erdgas) und insofern ist ihr Kostenanfall durch die Nutzung der Verdichter – je nach Beschäftigung des Erdgasnetzes – getrieben. Damit ist diese Kostenposition exogen induziert, abhängig u. a. von Witterungsverhältnissen oder Konjunkturentwicklungen, und kann ein erhebliches Volumen annehmen. Vor diesem Hintergrund war die Erdgassteuer in der Vergangenheit als Bestandteil der Betriebssteuern sachgemäß als dnbK-Position klassifiziert, was auch zukünftig mit einer Einstufung als KA_{nEu} zwingend geboten ist. Nach dem Verständnis der FNB werden die definierten Kriterien der BNetzA zur Einstufung als KA_{nEu} erfüllt. So ist die Höhe der Erdgassteuer erheblich von der eingesetzten

Treibenergie abhängig, welche unter den FNB je nach exogen getriebenem Einsatz der Verdichter unterschiedlich sein kann. So ist die individuelle Kostenhöhe bei den einzelnen FNB deutlich abhängig von der exogen gesetzten Flusssituation und kann deutlich unterschiedliche Ausprägungen je FNB einnehmen. Die vorgenannten Ausführungen gelten in gleicher Weise für die Stromsteuer bei elektrisch angetriebenen Verdichtern (2,05 ct/kWh Strom). Falls die BNetzA zu dem Schluss kommen sollte, dass die Energiesteuern (Erdgassteuer und Stromsteuer) nicht alle definierten Kriterien ausreichend erfüllt, ist diese ersatzweise als volatile Kostenposition im Gleichklang mit den Kosten für Treibenergie zu klassifizieren bzw. als Bestandteil der Treibenergiekosten zu berücksichtigen.

Artikel 3 der Methanemissions-VO regelt, dass die Regulierungsbehörden die Kosten und Investitionen, welche aus der Verordnung resultieren, bei der Festsetzung der Genehmigung von Tarifen berücksichtigen muss. Die operativen Kosten fallen bereits seit 2024 langsam steigend an. Die Prüfzyklen für Gasaufspürungen sind je nach Typ einer Fernleitung aller 12, 24 oder 36 Monate durchzuführen. Je nachdem, welcher Leitungstyp bei Netzbetreibern überwiegt, desto unterschiedlicher fällt die Höhe des Prüfaufwandes aus. Andererseits sind die Prüfzyklen (Menge) exogen getrieben und da alle NB diese Dienstleistung zeitgleich in Anspruch nehmen müssen ist auch der Preis nicht endogen beeinflussbar. Somit ist die „Gleichartigkeit“ der Kosten nicht gegeben, Volatilität und Exogenität hingegen schon. Daher sind diese Kosten als KA_{nEu} zu berücksichtigen.

Abschließend weisen die FNB darauf hin, dass auch zukünftig ein Umlagemechanismus für die Biogas-Einspeise- und -Anschlusskosten notwendig ist. In jedem Fall müssen die entsprechenden Kostenpositionen außerhalb der Effizienzbetrachtungen und außerhalb des Budgetprinzips Berücksichtigung finden. Alternativ müssten die Biogaskosten als KA_{nEu} eingestuft werden.

Tenorziffer 8 Volatile Kosten

Grundsätzlich stimmen die FNB zu, dass die Kosten mit volatil schwankendem Charakter unmittelbar und in voller Höhe von den Netzbetreibern vereinnahmt werden müssen.

Trotzdem sind die von der BNetzA in RAMEN definierten volatilen Kosten, insbesondere die Treibenergie, zu überprüfen. Denn bei einer Einstufung als volatilen Kosten verbleiben die entsprechenden Kosten im Effizienzvergleich, was zu einer Verzerrung im Rahmen des Modells führt.

Das Grundprinzip der volatilen Kosten bei der Treibenergie ist, dass die FNB exogen getrieben ihre Netzfahrweisen entsprechend anpassen müssen, um zu jeder Zeit einen bedarfsgerechten Gastransport zu gewährleisten. So schwanken die Energieverbrauchsmengen und die entsprechenden Preisveränderungen bei der Beschaffung von Energie stark. Gerade seit dem Ausfall russischer Gaslieferungen hat sich die Transportsituation für Erdgas in Deutschland massiv geändert. Lediglich durch die unmittelbar veränderte Beschäftigung der bestehenden Verdichterkapazitäten konnten auf Dauer die notwendigen Anpassungen in den Haupttransportrichtungen in Deutschland dargestellt werden. Die Folge war die Zunahme von Laufstunden spezifischer Verdichtereinheiten zur Stärkung der Nord-Süd- sowie der West-Ost-Transportkapazität mit entsprechender Zunahme bei der reinen Antriebs-, aber auch Entspannungsenergie und dem Bedarf an Vorwärmung. In diesem Zuge ist es auch zu einer Verschiebung der Kosten zwischen den Netzbetreibern gekommen. Dementsprechend zeigt sich somit die kaum durch den einzelnen FNB zu beeinflussende Transportsituation und damit exogen verursachte Beschäftigung der Verdichtereinheiten.

Zudem erfolgt der Verdichtereinsatz seit Einführung des deutschlandweiten Marktgebietes (THE) im Jahr 2021 auch zur Sicherstellung der deutschlandweiten Transportkapazitäten und nicht ausschließlich für netzbetreiberspezifische Kapazitäten. Infolgedessen werden die Kosten lediglich auf wenige Netzbetreiber allokiert, wohingegen der Output sich auf das deutschlandweite Marktgebiet erstreckt.

Aus diesem Grund ist eine Berücksichtigung entsprechender Kosten beim Effizienzvergleich nicht sachgerecht. Andernfalls wird die Anreizregulierung für Netzbetreiber und potenzielle Kapitalgeber erheblich an Verlässlichkeit verlieren.

Ferner ist auf die Kosten für Treibenergie und ihre verzerrende Wirkung im Effizienzvergleich hinzuweisen. Die Erhöhung der Preise für Treibgas und Strom zwischen den Basisjahren 2020 und 2025 beträgt ca. das Dreifache. Angesichts derartiger Kostenanstiege stößt eine effiziente Gegensteuerung bei den Netzbetreibern, die die benötigte Treibenergie zu Marktpreisen einkaufen müssen, an ihre Grenzen. Die Einstufung der Treibenergiekosten als KA_{nEu} bzw. als eine aus dem Aufwandsparameter herauszurechnende Größe ist somit die notwendige Lösung.

Darüber hinaus ist die in RAMEN definierte Erlösberggrenzenformel hinsichtlich der volatilen Kosten fehlerhaft. Sie zeigt, dass volatile Kosten schon systematisch keiner Effizienzvorgabe unterliegen dürfen. VK_t bildet die volatilen Kosten im Zeitpunkt t ab. Jegliche Einsparungen sind somit direkt in der Erlösberggrenze über VK_t berücksichtigt.

Jedoch werden zusätzlich bereits über den Term $OPEX_0 \cdot (1 - X_{ind,t})$ im Effizienzvergleich festgestellte Ineffizienzen inklusive der volatilen Kostenanteilen pauschal erlösmindernd angesetzt. Damit kann weder die Effizienzvorgabe faktisch erreicht werden, noch besteht im Umkehrschluss ein Anreiz für den Netzbetreiber volatile Kosten einzusparen. In der Folge muss, um die Effizienzvorgabe zu erfüllen, eine Übereffizienz in den anderen Kostenpositionen gehoben werden, was unmöglich und zudem nicht verursachungsgerecht ist.

Überdies ist die Multiplikation der volatilen Kosten mit dem Verbraucherpreisgesamtindex abzüglich des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors hinsichtlich des ineffizienten Anteils falsch. Hierdurch ergibt sich eine weitere implizite Effizienzvorgabe, die nicht erreicht werden kann.

Insgesamt scheint die Prämisse vorzuherrschen, dass die Ineffizienz der Vergangenheit (t_0) in der Zukunft t zwangsläufig fortbestehen wird. De facto ist die periodengerechte Plankosten-Anerkennung der volatilen Kosten aufgrund der hohen Schwankungen geboten. Es erfolgt ein nachgelagerter Plan-Ist-Abgleich bzgl. Mengen- und Preiskomponenten. Dies zeigt jedoch ebenfalls auf, dass die volatilen Kosten keinem Budgetprinzip unterliegen. Eine nachträgliche Einsparung auf ein vermeintlich repräsentatives Budget ist nicht möglich. Somit sind die Treibenergiekosten als KA_{nEu} einzustufen.

Darüber hinaus ist der Katalog der volatilen Kostenanteile nicht vollständig. Es fehlen mindestens die Energiesteuern, die unmittelbar auf die Treibenergiemengen entfallen und nicht mehr dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß RAMEN (neu: Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen) sein sollen. Auch hinsichtlich der derzeit gemäß der Festlegungen KOLA, KOKOS und VOLKER als volatil eingestuften Kosten, ist eine entsprechende Behandlung im zukünftigen Regulierungssystem unabdingbar.

Zudem sei darauf hingewiesen, dass Kosten, die auf marktbasierte Instrumente (MBI) aufgrund der BNetzA-Festlegung ANIKA (BK7-23-043) zurückzuführen sind, wie Treibenergie behandelt werden sollten (vgl. Rz. 27 BK9-23-606 („KOMBI 2.0“) und entsprechend analog einzustufen sind. Der Bedarf an MBI definiert sich ausschließlich durch das Nutzungsverhalten der Transportkunden. Die MBI-Kosten sind damit für die FNB eine exogene Größe. MBI werden zur Überwindung von Engpässen innerhalb des

gesamtdeutschen Marktgebiets genutzt und zentral über die Marktgebietskooperation THE beschafft. Sie können nicht verursachungsgerecht einzelnen FNB zugeordnet werden. Dem Einsatz von MBI stehen regelmäßig auch keine Veränderungen der technischen Strukturparameter gegenüber.

Eine zeitnahe Einstufung als volatile Kosten – mit den vorgenannten fehlerhaften Implikationen auf den Effizienzvergleich – bzw. korrekterweise die Einstufung als KA_{nEu} ist zwingend geboten, da anderenfalls der Einsatz von Treibenergie/Treibenergiesteuern oder MBI wirtschaftlich nicht mehr zumutbar ist, sobald die entsprechende Budget-Position im Ausgangsniveau überschritten wird.

Tenorziffer 8.3 Kosten aus Rückstellungen für die Stilllegung

Die FNB begrüßen, dass die BNetzA eine jährliche Berücksichtigung der Kosten aus Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen (Leitungen und zugehörige oberirdische Anlagen) vorsieht. Diese müssen aus den folgenden Gründen als KA_{nEu} eingestuft werden.

Im aktuellen Rahmen der Anreizregulierung fließen die Rückstellungen für den Rückbau bzw. die Stilllegung und Verfüllung der Leitung in die Aufwandsparameter, ohne dass sich diese Kostenanteile in irgendeiner Weise auf die gaswirtschaftliche Leistung der Leitung auswirken. Bildet ein Netzbetreiber nach den Vorschriften des Handelsrechts die Rückstellungen, dann bedeutet dies nichts anderes als die Umsetzung bzw. Erfüllung der maßgeblichen rechtlichen Vorgaben. Die hierdurch verursachten Kosten sind folglich exogen beeinflusst. Bilanziell schlägt sich dies dahingehend nieder, dass die Rückstellungen auf der Passivseite der Bilanz der betroffenen Netzbetreiber gebildet werden, mit denen sie die für den Rückbau ihrer Leitungen vorhersehbar entstehenden Kosten abbilden. Bei objektiver Betrachtung sind diese Umstände nicht als Ergebnis einer unternehmerischen Entscheidung anzusehen, sondern sie beruhen auf rechtlich eindeutigen Vorgaben, konkret den Vorschriften des HGB und somit auf exogenen Umständen.

Die Betrachtung dieser Rückstellung nur als „volatile Kosten“, die vom Regulierungsrahmen dem Grunde nach als beeinflussbar eingestuft werden, greift also nicht weit genug. Denn die externen Verpflichtungen gegenüber einem Grundstückseigentümer sind gesetzt, von ihm einforderbar und können nicht gesteuert werden. Dabei sind nicht nur die Rückstellungen als exogen anzuerkennen, die auf den direkten gesetzlichen Anordnungen für einen ganz bestimmten Sachverhalt beruhen. Auch die vertraglichen Regelungen, nach denen ein Netzbetreiber zur Verfüllung oder gar zum Rückbau der Leitung verpflichtet ist, haben keine anders gearteten Voraussetzungen als gesetzliche Regelungen, die zum Rückbau verpflichten (BBauG). Unzweifelhaft sind in diesen Fällen Rückstellungen zu bilden und zu bilanzieren.

Es kann sich dabei um Streckenabschnitte handeln, bei denen nach Stilllegung ein Rückbau zwingend vorgeschrieben ist (Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme 100%) bzw. Streckenabschnitte, bei denen nach Stilllegung eine Verfüllung zwingend vorgeschrieben ist (Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme ebenfalls 100%). Selbst in den Fällen, wenn keine feste Verpflichtung zum Rückbau und zur Verfüllung einer Leitung in einer vertraglichen Regelung verankert ist, so wird auch in diesen Fällen zumindest ein Recht des zivilrechtlichen Eigentümers vorgesehen, bei nachgewiesenem wirtschaftlichem bzw. berechtigtem Interesse eine Entfernung oder eine Verfüllung der Pipeline nach Stilllegung zu verlangen. Die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme für diese Kategorie wird mit > 50% eingeschätzt. Eine sog. erhöhte Ungewissheit der Inanspruchnahme liegt praktisch nie vor.

Auch allein aufgrund des unterschiedlichen Betroffenheitsgrades bei den Netzbetreibern aufgrund der Leitungsdurchmessers (\geq DIN 800) sind diese Rückstellungen in jedem Fall aus dem Effizienzvergleich als verzerrendes Element auszuschließen und als KA_{nEu} einzuordnen.

Tenorziffer 10.2 Effizienzvergleich

Tenorziffer 10.2 regelt bezüglich der FNB, dass der gemäß Art. 19 Abs. 2 Verordnung (EU) 2024/1789 (Gas-VO) durch ACER durchzuführende Effizienzvergleich unter Berücksichtigung der nationalen Gegebenheiten berücksichtigt werden kann. Ergänzend hält sich BNetzA offen, einen nationalen Effizienzvergleich durchzuführen.

Grundsätzlich wird die kritische Einschätzung der BNetzA bezüglich der Herausforderungen bei der Anwendbarkeit des europäischen Effizienzvergleiches auf die deutschen FNB geteilt. Die vergangenen Effizienzvergleiche auf europäischer Ebene (TCB18 und TCB21 durchgeführt von CEER) haben gezeigt, dass keine der Schwächen des nationalen Effizienzvergleichs im europäischen Benchmarking beseitigt werden konnte, sondern sich diese dort noch deutlicher auswirken. Zwar wird die Vergleichsgruppe moderat vergrößert, jedoch liegt eine noch stärkere Heterogenität vor, sodass keine belastbaren Ergebnisse erzeugt werden können. Problematisch sind u. a. Preis- und Lohnunterschiede, die Heterogenität der Versorgungsaufgaben, Unterschiede in der historischen Nachfrageentwicklung sowie in technischen, regulatorischen und gesetzlichen Standards. Durch variierende Dekarbonisierungspfade nimmt die Heterogenität zusätzlich zu. Die Erfahrung aus den CEER-Effizienzvergleichen zeigt, dass bereits die quantitative Erfassung von Preis- und Lohnunterschiede problematisch ist, da diverse Messansätze zu abweichenden Ergebnissen führen. Doch selbst wenn alle Treiber der Heterogenität valide messbar wären, wovon nicht auszugehen ist, würde es die kleine Stichprobe des europäischen Effizienzvergleichs nicht erlauben, dass diese Treiber vollständig in der Analyse berücksichtigt werden. Valide Ergebnisse sind somit nicht erzielbar.

Abgesehen von den methodischen Schwächen gibt es ein Auseinanderfallen zwischen den in der RAMEN-Festlegung vorgesehenen Basisjahren und denen des europäischen Effizienzvergleiches. Darüber hinaus stellen auch die unterschiedlichen Längen der Regulierungsperioden eine Herausforderung dar. Die daraus entstehenden problematischen Konstellationen wurden auch seitens BNetzA unter Randziffer 14.2 angemerkt und stehen einer (unmittelbaren) Anwendung im Wege.

Eine unmittelbare Anwendung des europäischen Effizienzvergleichs innerhalb der Anreizregulierung lehnen die FNB daher ab und begrüßen, dass auch die BNetzA diese Option mit Vorbehalten betrachtet.

Bezüglich einer Fortführung des nationalen Effizienzvergleiches sind die FNB grundsätzlich überzeugt, dass auch der aktuelle nationale Effizienzvergleich der gestiegenen und weiter steigenden Heterogenität der deutschen FNB nicht gerecht wird. Die FNB fordern in jedem Fall einen Ausbau von nationalen Sicherheitsmaßnahmen und eine Anpassung der Regulierungsformel dahingehend, dass Effizienzvorgaben nur für OPEX gelten, da bei den CAPEX keine entsprechenden Kosteneinsparungen realistisch sind. Demgegenüber dürfen Kostenpositionen, die einem Ist-Abgleich in der Erlösformel unterliegen, also insbesondere volatile Kosten und CAPEX, schon sachlogisch keinem Effizienzabbaupfad unterliegen, da ein Abbau von Kosten in diesen Bereichen gerade nicht als Abbau von Ineffizienzen gewertet wird.

Tenorziffer 10.2 in Verbindung mit Randziffer 14.2 der Begründung Effizienzvergleich

In Randziffer 14.2. der Begründung zu Tenorziffer 10.2 finden sich erste Überlegungen der BNetzA zur Berücksichtigung der Ergebnisse des europäischen Effizienzvergleichs in der nationalen Anreizregulierung.

Der erste Vorschlag ist die direkte Ableitung von individuellen Effizienzvorgaben aus Ergebnissen des europäischen Effizienzvergleichs. Auf Basis der oben bereits genannten Gründe, der vielfältigen methodischen Schwächen und der zeitlichen Diskrepanz zum Basisjahr lehnen die FNB dieses Vorgehen strikt ab. Angesichts der teils extrem niedrigen Ergebnisse in vergangenen Effizienzvergleichen würde es ein Insolvenzrisiko für die FNB bedeuten.

Den zweiten Vorschlag, eine Mittelwertbildung aus den Ergebnissen von europäischen und zusätzlichen nationalen Modellen, lehnen die FNB ebenfalls strikt ab. Die Schwächen des europäischen Effizienzvergleichs sind so gravierend, dass sie nicht durch eine Mittelwertbildung mit nationalen Modellen, welche ihrerseits ebenfalls mit Schwächen behaftet sind (siehe unten), abgemildert werden können. Die finanziellen Risiken, welche sich aus dem Ansatz der Mittelwertbildung ergeben würden, sind angesichts der überraschend niedrigen Durchschnittseffizienzen der vergangenen EU-Effizienzvergleiche erheblich und für Kapitalgeber nicht tragbar. Zudem vermindert die bereits oben erörterte Abweichung zwischen den Basisjahren die Vergleichs- und Verrechenbarkeit der Effizienzwerte aus europäischen und nationalen Effizienzmodellen. Schließlich bleibt festzustellen, dass eine Mittelwertbildung auch aus statistischer Sicht problematisch ist, da sie Abstandsgleichheit in den Skalen voraussetzt. Diese ist bei Effizienzwerten, welche aus verschiedenen DEA-Modellen resultieren, nicht gegeben.

Der dritte Vorschlag, also eine Bestabrechnung zwischen europäischen und nationalen Modellen, hat grundsätzlich das Potenzial, Schwächen beider Verfahren abzumildern. Die FNB sind jedoch weiterhin davon überzeugt, dass weder ein nationaler noch ein europäischer Effizienzvergleich eine vollständige Abbildung der gestiegenen (und weiter steigenden) Heterogenität zwischen FNBs ermöglicht. Beide Vergleiche weisen methodische Unzulänglichkeiten auf, die auch durch eine Bestabrechnung nicht gelöst werden können. Deswegen fordern die FNB auch bei Anwendung einer Bestabrechnung den Ausbau existierender Sicherheitsmaßnahmen.

Als vierter Vorschlag wird die direkte Ableitung von individuellen Effizienzvorgaben aus Ergebnissen des europäischen Effizienzvergleichs plus ein Sicherheitszuschlag dargestellt. Der Sicherheitszuschlag würde zwar die Auswirkungen gewisser methodischer Unzulänglichkeiten abschwächen, für die Bestimmung der Höhe des Sicherheitszuschlags fehlt jedoch eine adäquate methodische Grundlage. Angesichts der fehlenden Mindesteffizienzvorgabe und der extremen Streuung der Effizienzwerte im EU-Benchmarking müsste der Sicherheitsaufschlag sehr hoch sein, um auch sehr niedrige Werte in einen derart hohen Prozentbereich zu verschieben, sodass sich innerhalb einer Regulierungsperiode erreichbare und übertreffbare Effizienzvorgaben ergeben. Ansonsten droht weiterhin ein Insolvenzrisiko. Die FNB bezweifeln daher, dass diese Option sachgerecht umsetzbar ist.

Als letzter Vorschlag wird die Berücksichtigung im Rahmen der Kostenprüfung zum Ausgangsniveau im Sinne eines Indikators für Schwerpunktprüfungen angeführt. Die FNB verstehen den Vorschlag dahingehend, dass diese Option nur in Betracht käme, wenn auf einen nationalen Effizienzvergleich verzichtet würde. Unabhängig davon bleibt offen, wie dies in einem EOG-Verfahren abgebildet werden könnte, das nach den Plänen der BNetzA zudem noch beschleunigt werden soll. Für den Fall, dass die Beschleunigung dadurch erreicht werden soll, dass die BNetzA die EU-Effizienzergebnisse für pauschale Kürzungen bei den entsprechenden Kostenpositionen nutzen möchte, wird dies durch die FNB strikt abgelehnt.