

GASNETZE KOSTENEFFIZIENT UND IM EINKLANG MIT DEN KLIMASCHUTZZIELEN PLANEN

Stellungnahme des Verbraucherzentrale Bundesverbands
zum Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas
2022-2032 der Fernleitungsnetzbetreiber

31. Januar 2023

Impressum

*Verbraucherzentrale
Bundesverband e.V.*

*Team
Energie und Bauen*

*Rudi-Dutschke-Straße 17
10969 Berlin*

energie@vzbv.de

INHALT

I. ZUSAMMENFASSUNG	3
II. EINLEITUNG	4
III. DIE FORDERUNGEN IM EINZELNEN	5
1. Den NEP Gas auf Basis der Klimaschutzziele und szenariobasiert modellieren.....	5
2. Keine fossilen Überkapazitäten schaffen und Neubau von LNG-Infrastruktur beschränken	6
3. Verbraucher:innen Beim Umstieg von L-Gas auf H-Gas über klimafreundliche Alternativen informieren	7
4. Wasserstoffannahmen nicht realistisch und transparent.....	8
5. Die Kosten für den Ausbau der Wasserstoffnetze verursachergerecht verteilen.....	9

I. ZUSAMMENFASSUNG

Der Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) begrüßt die Möglichkeit zur Stellungnahme im Rahmen der Konsultation der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) zum Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Gas 2022-2032. Der Entwurf der FNB lässt erste Schritte in Richtung eines szenariobasierten und die gesetzlich vorgeschriebenen Klimaziele berücksichtigenden Ansatzes erkennen. Er bleibt in seinen Vorschlägen zur Umsetzung dieser Neuausrichtung jedoch zu allgemein und verschiebt konkrete Anpassungen auf die nächste Planungsperiode. Es bleibt deshalb offen, ob die Modellierungen der FNB die langfristig kostengünstigsten Lösung für die privaten Verbraucher:innen darstellt.

Der vzbv kritisiert, dass die Planung der Gas-Infrastruktur weiterhin ohne Prüfung ihrer Auswirkungen auf die Klimaschutzziele vorgenommen wird. Die Klimaschutzziele wiederum geben eindeutig vor, dass das Gasnetz so entwickelt werden muss, dass es spätestens ab 2045 klimaneutral – das heißt ausschließlich mit grünem Wasserstoff und anderen grünen Gasen – betrieben werden kann.

Zwar stellen die FNB im vorliegenden Entwurf fest, dass zukünftig die Klimaziele in die Netzplanung einbezogen werden sollen. Es werden jedoch keine Aussagen getroffen, wie und ab wann eine solche szenariobasierte Betrachtung Teil des NEP-Prozesses werden wird. Daraus können sich zu einem späteren Zeitpunkt zusätzliche Kosten ergeben, die auch von den privaten Haushalten zusätzlich getragen werden müssten.

Die FNB legen neben den Modellierungen des Fernleitungsnetzes erneut eine Wasserstoffvariante vor. Das Ziel dieser Variante ist es laut FNB, anhand einer Marktpartnerabfrage den Transportbedarf für Wasserstoff zu ermitteln. Der vzbv kritisiert, dass die in der Modellierung vorgenommen Annahmen zu Erzeugungs-, Verbrauchs- und Elektrolysebedarfen nicht realistisch sind und auch zu Lasten der privaten Haushalte gehen würden. Den Angaben zu Bedarfen fehlt es zudem an Transparenz bezüglich des geplanten Verwendungszwecks des Wasserstoffs.

Der vzbv fordert

- ❖ den NEP Gas auch szenariobasiert und nicht allein auf Grundlage von Bedarfsabfragen zu berechnen,
- ❖ die gesetzlich verankerten Klimaschutzziele in den NEP Gas miteinzubeziehen,
- ❖ die Variante LNGplus C als Netzausbauvorschlag festzulegen,
- ❖ Verbraucher:innen, die im Rahmen der Umstellung von L-Gas zu H-Gas ein Gasgerät austauschen, über klimafreundliche und langfristig kostengünstigere Alternativtechnologien zu informieren,
- ❖ bei der Modellierung eines Wasserstoffnetzes realistische Annahmen zu Erzeugungs-, Verbrauchs- und Elektrolysebedarfen vorzunehmen,
- ❖ dass der Aufbau der Wasserstoffnetze von der Industrie finanziert wird.

II. EINLEITUNG

Dieser Entwurf der FNB wurde auf Basis des durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigten Szenariorahmens erstellt. Letzterer wurde vor dem Hintergrund des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und der sich daraus ergebenden Notwendigkeit, Erdgaslieferungen aus Russland durch LNG-Importe vollständig zu ersetzen, von den FNB um drei neue Varianten (LNGplus-Varianten A, B, C) ergänzt und im November 2022 durch die BNetzA neu beschieden.¹ Im Rahmen dieser angepassten Planung haben die FNB einen Erdgasverbrauchsrückgang von 20 Prozent² angenommen.

Die LNGplus-Variante A ergibt sich aus der Annahme, dass alle Kapazitätsreservierungen der wahrscheinlichen Leitungsnutzer realisiert werden. Sie hätte laut den FNB gegenüber den Varianten LNGplus B und C wesentlich höhere Netzausbaukosten zur Folge, und die Verwirklichung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen könne teilweise erst später erfolgen. Darüber hinaus zeigen die Leistungs- und Mengenbilanzen, dass die angefragten Kapazitäten für LNG-Anlagen in der Höhe für die Versorgung von Deutschland und den europäischen Nachbarländern nicht erforderlich sind. Die Varianten LNGplus B und C hingegen sind so modelliert, dass lediglich die russischen Erdgasinspeisungen von 92 GWh/h vollständig ersetzt werden. Sie unterscheiden sich dabei allerdings hinsichtlich der Versorgungsrouten. In der Variante LNGplus B wird Deutschland verstärkt über direkte LNG-Importe an der Nord- und Ostseeküste, in der Variante LNGplus C hingegen vornehmlich über LNG-Kapazitäten aus europäischen Nachbarländern versorgt. Die Investitionskosten dieser beiden Varianten sind weitestgehend gleich.

Daneben beinhaltet der NEP-Entwurf der FNB auch eine sogenannte Wasserstoffvariante, die den Aufbau eines Wasserstoffnetzes modellieren soll. Hierbei werden sowohl umgewidmete Erdgasleitungen, als auch neu zu bauende Wasserstoffleitungen berücksichtigt. Der Planungshorizont des NEP beträgt zehn Jahre. Die Fortschreibung erfolgt in einem rollierenden, zweijährigen Prozess.

Der vzbv macht in dieser Stellungnahme Vorschläge, wie die Ausgestaltung des NEP Gas aus Verbrauchersicht unter Berücksichtigung von Kosten- und Klimaaspekten verbessert werden kann.

¹ Der NEP beinhaltet neben der noch nicht unter dem Eindruck des Kriegs gegen die Ukraine modellierten Basisvariante auch drei zwischenzeitlich modellierte LNG-Varianten, welche die Abhängigkeit von russischen Importen halbieren sollten. Diese spielen allerdings genauso wie die ursprünglich modellierte Basisvariante nach Einschätzung der FNB und der BNetzA praktisch keine Rolle für die Planung des Netzes, da sie die aktuellen Gegebenheiten nicht mehr widerspiegeln.

² Die FNB gehen in ihren Planungen davon aus, dass circa fünf Prozent des Erdgases aufgrund von Substitution durch Wasserstoff eingespart werden wird. Für den weiteren Verbrauchsrückgang in Höhe von ca. 15% wird eine Mengensenkung über alle Verbrauchssektoren ohne Differenzierung angenommen. Diese Werte beziehen sich auf den Zeitraum 2022 bis 2032.

III. DIE FORDERUNGEN IM EINZELNEN

1. DEN NEP GAS AUF BASIS DER KLIMASCHUTZZIELE UND SZENARIOBASIERTE MODELLIEREN

Der NEP Gas der FNB basiert nach wie vor allein auf den von den Netznutzern angemeldeten Bedarfen. Dieser Ansatz greift nach Ansicht des vzbv zu kurz. Viele am Konsultationsprozess beteiligte Verbände und Organisationen haben dies bereits vor zwei Jahren beim Entwurf des dem NEP vorgeschalteten Szenariorahmen kritisiert und eine szenariobasierte Modellierung vorgeschlagen, welche die klimapolitischen Vorgaben berücksichtigt. Ein solches Vorgehen wird bereits seit Jahren bei der Modellierung des Stromnetzes angewandt.³

Diesen Schwachpunkt der Gasnetzmodellierung hat auch die BNetzA erkannt und in ihrer ursprünglichen Bestätigung des Szenariorahmen im Januar 2022 folgendes festgestellt:

„Die bisherige Netzentwicklungsplanung ist von einem stark bedarfsorientierten Kapazitätsansatz geprägt, der sich weniger an den Gasbedarfsszenarien, sondern vornehmlich an der durch Kapazitätsbuchungen und interne Bestellungen indizierten Nachfrage nach Transportkapazität orientiert. [...] Im Hinblick auf die nun noch weiter verschärften gesetzlichen Klimaschutzziele und den durch die Energiewende entstehenden Umbruch müssen im Rahmen der Beurteilung des effizienten Netzausbaus neben der Preisgünstigkeit und Effizienz der Energieversorgung künftig noch stärker die weiteren Ziele des § 1 EnWG, insbesondere die Umweltverträglichkeit einbezogen werden und die angefragten Kapazitäten besonders kritisch auf ihre Langfristigkeit, vor allem über den Horizont der nächsten zehn Jahre hinaus betrachtet werden. [...] Vor diesem Hintergrund ist es nötig, ein Konzept zu entwickeln, indem der aktuell bedarfsorientierte Kapazitätsansatz mit einem szenariobasierten Ansatz, vor allem in der längerfristigen Perspektive vereint wird.“⁴

Die BNetzA hat die FNB deshalb verpflichtet, „ein Konzept zu entwickeln, wie die Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes, insbesondere die für 2045 vorgeschriebene Netto-Treibhausgasneutralität, künftig im Rahmen der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden können.“⁵ Im Konsultationsdokument gehen die FNB zwar grundsätzlich auf diese Vorgabe ein, das entsprechende Kapitel (10.4 Konzept zur angemessenen Berücksichtigung der gesetzlich verankerten Klimaziele) beschreibt jedoch primär verschiedene Handlungsfelder, die bei einer Integration von szenariobasierten Modellierungsansätzen zu beachten sind. Aus Sicht des vzbv sollten jedoch die Vorgaben, die sich aus den Klimazielen ergeben, den Rahmen bestimmen, in dem das Netz modelliert wird. Dies bedeutet konkret, dass das Netz so entwickelt werden muss, dass es mit den Vorgaben aus dem Klimaschutzgesetz konform ist. Da dieses bekanntermaßen für Deutschland eine Treibhausgasneutralität bis 2045 vorgibt, muss das Gasnetz so geplant werden, dass es ab 2045 komplett klimaneutral zu betreiben ist. Daraus ergibt

³ Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung und Prozessablauf Netzentwicklungsplan Gas, in: Szenariorahmen NEP Gas 2022-2032, S. 13-18; https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/210909_DE_FNB_GAS_2022_SR.pdf, aufgerufen am 26.01.2023

⁴ Bundesnetzagentur: Bestätigung des Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 vom 20. Januar 2022, Seite 25; https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2022/NEP_Gas2022_Bestaetigung_BNetzA.pdf?__blob=publicationFile&v=2, aufgerufen am 20.01.2023

⁵ Ebd. S. 6

sich zwangsläufig, dass es ab diesem Zeitpunkt kein Netz für Erdgas mehr geben kann, sondern lediglich ein – aller Voraussicht nach deutlich kleineres – Netz für grünen Wasserstoff und andere grüne Gase. Die Planung sollte deshalb bereits jetzt auf dieses Zielnetz ausgerichtet werden. Zwar beträgt der Planungshorizont des NEP Gas derzeit lediglich zehn Jahre und kann dieses Zielnetz noch nicht abbilden, allerdings legt das Klimaschutzgesetz bereits konkrete Treibhausgasminderungsziele für jedes Jahr ab 2031 fest. Für die Jahre davor, also ab 2020 bis 2030, legt das Gesetz bekanntlich sogar konkrete Sektorziele hinsichtlich der maximalen Jahresemissionsmenge an CO₂-Äquivalenten fest, die unbedingt bei der Netzplanung miteinbezogen werden müssen.⁶

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert, dass der NEP Gas nicht allein auf Grundlage von Bedarfsabfragen berechnet wird, sondern darüber hinaus auch unabhängige Szenarien miteinbezieht. Der vzbv fordert, dass nur solche Szenarien für die Modellierung verwendet werden, welche auf die Erfüllung der Klimaschutzziele aus dem Bundes-Klimaschutzgesetz ausgerichtet sind.

2. KEINE FOSSILEN ÜBERKAPAZITÄTEN SCHAFFEN UND NEUBAU VON LNG-INFRASTRUKTUR BESCHRÄNKEN

Die LNGplus Variante A sieht im Vergleich zu den Varianten LNGplus B und C deutlich mehr Kilometer an neu zu bauenden Leitungen vor. Hierdurch ergeben sich signifikante Mehrkosten von über einer Milliarde Euro an Investitionen. Zudem würden hierdurch nach Darstellung der FNB Überkapazitäten in nicht unerheblichem Maße geschaffen werden. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass ein Großteil der jetzt neu gebauten fossilen LNG-Infrastruktur spätestens ab 2045 nicht mehr benötigt wird, sollten diese Investitionen auf das für die kurz- bis mittelfristige Sicherung der Versorgungssicherheit nötige Maß beschränkt werden. Aus diesem Grund schließt sich der vzbv der Ansicht der FNB an, dass die Variante LNGplus A als Netzausbauvorschlag nicht in Frage kommt.

Die LNGplus Varianten B und C benötigen die gleiche Länge an neugebauten Leitungen. Aufgrund zehn zusätzlicher Verdichterstationen sind die Investitionskosten in der Variante LNGplus C um rund 50 Millionen Euro höher als bei der Variante LNGplus B. Gleichzeitig erreicht die Variante LNGplus C die Ziele mit einer 18 GWh/h geringeren LNG-Kapazität, da der Ersatz der russischen Importe vornehmlich durch die Berücksichtigung westeuropäischer Grenzübergangspunkte erreicht wird. Dies kann zu einer höheren Resilienz des deutschen Gasnetzes beitragen und zusätzliche Kosten für die Verbraucher:innen durch die Schaffung fossiler Überkapazitäten verringern. Nach Auffassung des vzbv wäre die Variante LNGplus C deshalb als Netzausbauvorschlag zu bevorzugen.

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv spricht sich für die Variante LNGplus C als Netzausbauvorschlag aus.

⁶ Vgl. Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG): § 3 Nationale Klimaschutzziele, § 4 Zulässige Jahresemissionsmengen und jährliche Minderungsziele, Verordnungsermächtigung, Anlage 2 (zu § 4) Zulässige Jahresemissionsmengen für die Jahre 2020 bis 2030; <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/BJNR251310019.html>, aufgerufen am 24.01.2023

3. VERBRAUCHER:INNEN BEIM UMSTIEG VON L-GAS AUF H-GAS ÜBER KLIMAFREUNDLICHE ALTERNATIVEN INFORMIEREN

Low calorific gas (L-Gas) und High calorific gas (H-Gas) sind die zwei vorhandenen Erdgasarten in Deutschland. Die Gasart und damit der Brennwert unterscheiden sich je nach Herkunft des Gases. Das L-Gas stammt aus deutschen und niederländischen Vorkommen, während das H-Gas aus norwegischer Produktion oder über LNG-Anlagen nach Deutschland gelangt. Auch bei dem bis Mitte 2022 importierten Erdgas aus russischer Produktion handelt es sich um H-Gas. Wegen des unterschiedlichen Brennwertes müssen die beiden Gasarten in getrennten Netzen transportiert werden.

Die Förderung des L-Gases aus den deutschen und niederländischen Quellen nimmt allerdings seit Jahren ab, weshalb die bisher mit L-Gas versorgten Gebiete im Nordwesten Deutschlands auf H-Gas umgestellt werden. Das bedeutet konkret, dass das Netz und die Gasverbrauchsgeräte in allen betroffenen Haushalten (Gasthermen, Gasherde, Brennwert- oder andere Heizkessel, Gasöfen oder -kamine) sowie im Gewerbe- und Industriesektor angepasst werden müssen.

In der Regel kann diese Anpassung durch den Austausch weniger Teile, wie zum Beispiel Gasdüsen und veränderten Einstellungen in der Geräterege lung vorgenommen werden. Bei älteren Geräten kann es jedoch auch vorkommen, dass diese nicht mehr umgerüstet und angepasst werden können. In diesem Fall müssen sich die Verbraucher:innen selbst um den Austausch dieses Gasgeräts kümmern. Für jedes Gerät, das im Rahmen der Umstellung nicht mehr angepasst werden muss, haben die Verbraucher:innen gegenüber ihrem Netzbetreiber einen Kostenerstattungsanspruch von 100 Euro. Bei Heizgeräten gibt es einen zusätzlichen Kostenerstattungsanspruch von bis zu 500 Euro, je nach Alter des Heizgeräts.⁷ Diese Kostenerstattungsansprüche werden im § 19a Absatz 3 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sowie in der Gasgerätekostenerstattungsverordnung (GasGKErStV)⁸ geregelt. Aus dem dortigen Wortlaut wird allerdings nicht eindeutig klar, ob die Kostenersatzansprüche nur beim Einbau eines neuen Gasgeräts oder auch beim Wechsel zu einer alternativen Technologie gelten.

Vor dem Hintergrund des mittelbar zu erwartenden Nutzungsendes gasbetriebener Heizungen in den privaten Haushalten sollte kritisch hinterfragt werden, ob der Einbau eines neuen Gasverbrauchsgeräts noch sinnvoll ist. Um sicherzustellen, dass Verbraucher:innen in solch einem Fall eine gut informierte Entscheidung fällen können, sollten die im jeweiligen Gebiet für die Marktraumumstellung verantwortlichen Netzbetreiber verpflichtet werden, die betroffenen Verbraucher:innen auf vorhandene Beratungsangebote zum Heizungsaustausch hinzuweisen, wie sie beispielsweise die Energieberatung der Verbraucherzentrale anbietet.⁹

Auch muss im EnWG und der GasGKErStV klargestellt werden, dass die Kostenerstattungsansprüche auch beim Austausch eines Gasgerätes gegen eine klimafreundlichere Alternative, wie zum Beispiel eine Wärmepumpe oder einen Elektroherd, bestehen.

⁷ Vgl. Bundesnetzagentur: Umstellung von L- auf H-Gas. Was passiert, wenn mein Gasgerät nicht umgerüstet werden kann? <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/UmstellungGas/start.html>, aufgerufen am 26.01.2023

⁸ Verordnung zu Kostenerstattungsansprüchen für Gasgeräte (Gasgerätekostenerstattungsverordnung - GasGKErStV); <http://www.gesetze-im-internet.de/gasgkerstv/BJNR193600017.html>, aufgerufen am 26.01.2023

⁹ Vgl. Verbraucherzentrale Energieberatung: Neue Heizung gesucht? Finden Sie mit uns die passende Heizung; <https://verbraucherzentrale-energieberatung.de/beratung/zu-hause/heizungsausch/>, aufgerufen am 26.01.2023

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert, Verbraucher:innen beim Umstieg von L-Gas auf H-Gas über bereits verfügbare, klimafreundlichere Alternativen zu Gasgeräten zu informieren.

Der vzbv fordert, Verbraucher:innen, die sich für eine solche Alternative entscheiden, finanziell nicht schlechter zu stellen, als diejenigen, die sich für ein neues Gasgerät entscheiden.

4. WASSERSTOFFANNAHMEN NICHT REALISTISCH UND TRANSPARENT

Neben den Modellierungen des Fernleitungsnetzes enthält der NEP Gas erneut zusätzlich eine Wasserstoffvariante. Das Ziel dieser Variante ist es laut FNB, anhand einer Marktpartnerabfrage den Transportbedarf für Wasserstoff zu ermitteln. Dazu haben die FNB bei potenziellen Erzeuger:innen und Verbraucher:innen von Wasserstoff eine Marktabfrage durchgeführt. Die FNB berücksichtigten 257 Projekte, für die ein Memorandum of Understanding (MoU) vorlag. In Anlage 2 des NEP wurden die Projektmeldungen veröffentlicht. Aus dieser lassen sich der Projektname, der angefragte FNB, das Bundesland und der Landkreis entnehmen. Angaben zur geplanten Ein- und Auspeiseleistung und Elektrolyseleistung sind vorhanden. Allerdings fehlen Angaben zum geplanten Verwendungszweck des Wasserstoffs. Es lässt sich daher nicht abschließend einschätzen, ob es sich um Industrie-, Verkehrs- oder Wärmeprojekte handelt. Wie bereits in der Stellungnahme zum Szenariorahmen zum NEP Strom 2037 mit Ausblick 2045 hält der vzbv den Einsatz von Wasserstoff zur Wärmeversorgung von privaten Haushalten auf absehbare Zeit für nicht realistisch.¹⁰ Es ist sehr unsicher, ob alle Wasserstoffprojekte, die Unternehmen und Kommunen in der Marktabfrage angemeldet haben, letztendlich umgesetzt werden können. Die Anzahl der angemeldeten Bedarfe beeinflusst jedoch im großen Maße die vorgenommene Wasserstoffnetzplanung und somit auch deren prognostizierten Kosten.

In der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 vom 20. Januar 2022 wurden die FNB verpflichtet, in einer vom Netzentwicklungsplan entkoppelten Studie die aus Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibersicht netzoptimalen Standorte von Elektrolyseuren deutschlandweit auszuweisen. Die netzoptimalen Standorte sollten dabei anhand einer integrierten Betrachtung der Strom- und Gasnetze ermittelt werden, in der das Potenzial der Infrastrukturplanung mit Blick auf die Netzausbaukosten aufgezeigt werden sollte. Die Studie sollte der BNetzA bis zum 1. September 2022 zur Verfügung stehen. Sie wurde allerdings in Absprache mit der BNetzA nicht angefertigt. Die FNB argumentieren, dass aufgrund aktueller Entwicklungen eine isolierte Betrachtung des Themas im Rahmen des NEP Gas nicht sinnvoll sei und verweisen unter anderem auf den Prozess der Systementwicklungsstrategie.

Aus Sicht des vzbv hätte eine Studie, die die aus Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibersicht netzoptimalen Standorte von Elektrolyseuren deutschlandweit ausweist, einen eindeutigen Mehrwert gehabt. Denn grundsätzlich sollten Elektrolyseure an

¹⁰ Vgl. vzbv (2022): Den Stromnetzausbau kosteneffizient gestalten. Stellungnahme des Verbraucherzentrale Bundesverbands zum Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023; https://www.vzbv.de/sites/default/files/2022-02/22-02-14_Stellungnahme_Szenariorahmen_Strom.pdf, aufgerufen am 26.01.2023

Standorten mit besonders hohen regionalen Überschüssen an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien errichtet werden. Dort könnten Elektrolyseure im Stromnetz als Flexibilitätsoption dienen, zur Vermeidung von Netzengpässen beitragen und den Redispatch-Bedarf senken. Ein Ausbau von Elektrolyseuren an Standorten ohne hohen regionalen Überschuss aus erneuerbaren Energien hingegen kann hohe jährliche Zusatzkosten verursachen.¹¹ Das Modellieren eines Wasserstoffnetzes nur anhand der angemeldeten Elektrolyseleistung und ohne Beachtung von netzoptimalen Standorten von Elektrolyseuren ist deshalb aus Sicht des vzbv nicht zielführend.

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert, bei der Modellierung eines Wasserstoffnetzes realistische Annahmen zu Erzeugungs-, Verbrauchs- und Elektrolysebedarfen vorzunehmen. Zudem sollte die Marktabfrage Wasserstoffabfrage für Erzeugung und Bedarf und Grüne Gase transparenter dargestellt werden.

5. DIE KOSTEN FÜR DEN AUSBAU DER WASSERSTOFFNETZE VERURSACHERGERECHT VERTEILEN

In Kapitel 10.1.1 „Regulierung von Wasserstoffnetzen in Deutschland“ argumentieren die FNB, dass eine gemeinsame Regulierung und Finanzierung der Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur die beste Lösung ist, um hohe Entgelte zu vermeiden und vorher-sagbare, planbare Tarife zu ermöglichen. Dieser Darstellung widerspricht der vzbv. Aus Sicht des vzbv ist eine Nutzung von Wasserstoff in den kommenden Jahren und Jahrzehnten prioritär in der Stahl- und Chemieindustrie und in Teilen des Verkehrssektors zu erwarten. Für private Verbraucher:innen wird Wasserstoff, zumindest mittelfristig, keine relevante Rolle spielen.¹² Daher dürfen die privaten Verbraucher:innen auch nicht mit den Kosten zum Aufbau eines Wasserstoffnetzes für industrielle Zwecke belastet werden. Es muss das Nutzerprinzip gelten: die Finanzierung der Wasserstoffnetze muss von denjenigen getragen werden, die den Wasserstoff nutzen. Eine Querfinanzierung der Wasserstoffnetze aus den Gasnetzentgelten ist daher nicht angemessen.

Eine Trennung der Entgelte erhält die jeweiligen unterschiedlichen Energiemarktpreise und trägt somit zur Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Erdgas- und Wasserstoffmarktes bei. Die Kostentransparenz ermöglicht zudem eine rasche Identifikation von möglichen Barrieren beim Aufbau des Wasserstoffnetzes und kosteneffizienten Zwischenschritten. Durch eine getrennte Finanzierung wird auch bei regulierten Netzbetreibern vermieden, dass ungenutzte Leitungen entstehen oder Leitungen von Kund:innen finanziert werden müssen, die die Leitung gar nicht nutzen können oder wollen. Aus diesem Grund muss die Querfinanzierung spezieller Wasserstoffinfrastruktur durch die Nutzer:innen der Gasnetze ausgeschlossen werden.

¹¹ Vgl. BEE (Hg.) (2021), Neues Strommarktdesign, , http://klimaneutrales-stromsystem.de/pdf/Strommarktdesignstudie_BEE_final_Stand_14_12_2021.pdf, aufgerufen am 26.01.2023.

¹² Vgl. Fraunhofer IEE (2020): Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme. Studie zum Einsatz von H2 im zukünftigen Energiesystem unter besonderer Berücksichtigung der Gebäudewärmeversorgung im Auftrag des IZW e.V.; https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaedewaerme_Final_20200529.pdf, aufgerufen am 26.01.2023.

Vgl. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung PIK (2021): Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor – Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung (Ariadne-Analyse); <https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-wasserstoff-im-gebauedesektor>, aufgerufen am 26.01.2023.

VZBV-FORDERUNG

Der vzbv fordert, dass die Kosten für die Wasserstoff-Infrastruktur von denjenigen bezahlt wird, die den Wasserstoff nutzen, das heißt von den entsprechenden Industriesektoren und nicht von den privaten Verbraucher:innen.