

Stellungnahme zum Green Paper Transformation Gas-/ Wasserstoff- Verteilernetze des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

Stuttgart, den 12. April 2024
Netze BW GmbH

Lobbyregister Deutscher Bundestag: R002143

Vorwort

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat am 14. März 2024 ein Green Paper zur Transformation der Gasverteilernetze veröffentlicht. Zu den Eckpunkten kann bis zum 12. April 2024 Stellung genommen werden. Diese Möglichkeit nehmen wir gerne wahr.

Das BMWK beabsichtigt mit dem zur Konsultation vorgestellten Papier den bestehenden Ordnungsrahmen für Gasverteilernetze neu auszurichten. Ausgehend von einer sinkenden Erdgasnachfrage soll der überarbeitete Ordnungsrahmen zeitnah die sich aus noch offenen Fragen zur Anschlussverpflichtung oder -verweigerung, zur Anschlusskündigung sowie zu Stilllegung und Rückbau ergebenden Unsicherheiten durch Leitplanken begrenzen.

Wir begrüßen, dass das BMWK sich dieser Thematik annimmt, denn Infrastrukturinvestments für eine klimaneutrale Energieversorgung müssen bereits heute getätigt werden. Dafür bedarf es möglichst sicherer Rahmenbedingungen. Zudem befürworten wir die Ansicht, dass eine versorgungssichere Transformation nur schrittweise und in einem stabilen Ordnungsrahmen gelingen kann.

Andererseits vermischen wir im vorliegenden Papier die stets zugesagte Technologieoffenheit zur Deckung von zukünftigen Energiebedarfen, obwohl die Energieträgerwahl in der Hand des Verbrauchers bzw. der Kommune liegt. Eine Einengung des Lösungsraums verringert gesamtwirtschaftliche Chancen, welche mit dem Auslaufen der Erdgasnutzung und der Substitution durch andere Energieträger einher gehen. Wir plädieren deswegen erneut dafür, dass sich die Bundesregierung stärker für einen technologieoffenen Ordnungsrahmen zur Ermöglichung der Energiewende einsetzt. Dabei spielen die Verteilernetze schon aufgrund der kommunalen Wärmeplanung aber auch der industriellen Bedarfe eine zentrale Rolle.

Beantwortung der Fragen im Rahmen der öffentlichen Konsultation

Allgemeines zur Zukunft der Erdgasverteilernetze im Zeitalter der Dekarbonisierung

1. Wie lassen sich der Aufbau zukunftssträchtiger Netze für Wasserstoff bzw. Wärme mit der Umwidmung bzw. ggf. Stilllegung von Erdgasverteilernetzen optimal verknüpfen, so dass die Transformationskosten für alle Beteiligten minimiert werden?

Eine optimale Verknüpfung zwischen bestehender Erdgasinfrastruktur und zukünftiger Wasserstoffinfrastruktur wird über eine Transformationsplanung der bestehenden Leitungen erreicht. Nur durch die darin abgebildete Umwidmung werden Investitions- und Transformationskosten minimiert. Zwei Aspekte sind dabei von zentraler Bedeutung:

Erstens, der politische Ordnungsrahmen muss langfristige Planungssicherheit schaffen sowie mit und zwischen den relevanten Gesetzen und Verordnungen eine stringente Verzahnung gewährleisten. Inkonsistenzen resultieren in Verunsicherung und Verzögerung von Investitionsentscheidungen, sodass diese für eine effiziente Transformation bis 2040 bzw. 2045 zu spät kommen.

Zweitens, die Maßnahmen zur Erreichung der energiepolitischen Ziele müssen für alle Akteure entlang der Wertschöpfungskette nachvollziehbar, zielgerichtet und umsetzbar sein. Eine erfolgreiche Energiewende (Klimaneutralität und Wirtschaftswachstum) kann nur gelingen, wenn eine Perspektive mit ökonomischen Anreizen geboten wird. Planwirtschaftliche Top-Down-Vorgaben sind zwar einfach in der Gesetzgebung zu verankern, können aber wirtschaftliche Anreize nicht ersetzen.

Konkret bedeutet dies, dass Endkunden einen technologieoffenen Ordnungsrahmen benötigen, um ihre Energiebedarfe effizient zu decken. Im Rahmen des Gasnetzgebietstransformationsplans (GTP) fragen die Verteilernetzbetreiber gezielt diese zukünftigen Bedarfe und Umstellungszeitpunkte der Erdgaskunden ab, um den Umbau des Gasverteilernetzes anhand der gemeldeten Bedarfe möglichst effizient zu planen. Insbesondere die energieintensiven Industrie- und Gewerbekunden weisen teils komplexe Produktionsprozesse und lange Investitionszyklen auf und benötigen daher frühzeitig eine belastbare Planungsgrundlage. Gleichzeitig benötigen auch Haushaltskunden diese Sicherheit für die Entscheidung bei der Heizungswahl mit ausreichend Vorlauf. Deshalb sollte den VNB-Transformationsplänen grundsätzlich auch im Regulierungsrahmen mehr Bedeutung beigemessen werden. Das H₂-Kern- bzw. Fernleitungsnetz sollte diese VNB-Bedarfsmeldungen entsprechend berücksichtigen, sodass die hohen Versorgungsstandards mit Erdgas auch zukünftig durch Wasserstoffnetze gewährleistet werden können.

2. Welche Regelungen eines neuen Ordnungsrahmens für die Transformation von Gasverteilernetzen werden von betroffenen Stakeholdern als nötig erachtet und gibt es über die oben skizzierten Optionen weitere Themen, die bei der Anpassung des Ordnungsrahmens berücksichtigt werden müssen? Hinsichtlich welcher der vorgeschlagenen Regelungen bestehen Bedenken?

Mit Blick auf die skizzierten Optionen sehen wir den Bedarf, dass die Verzahnung der Transformationspläne für Erdgasverteilernetze, die auch potenzielle Stilllegungen umfassen, nicht nur mit dem WPG und GEG erfolgen muss, sondern dass diese Pläne unter Aspekten der gegenwärtigen und zukünftigen Versorgungssicherheit

auch konsequenter in die integrierte Netzplanung einbezogen werden müssen. Dabei ist hervorzuheben, dass diese Pläne sich immer an den ordnungspolitischen Vorgaben und den daraus resultierenden Bedarfsänderungen ausrichten und dass sie insbesondere die kommunale Wärmeplanung zugrunde legen sollten. Dies sollte man im Rahmen der Überarbeitung des Ordnungsrahmens klarstellen.

Zudem besteht, zusätzlich zu den im Green Paper aufgezeigten Feldern, Handlungsbedarf zur Klarstellung dahingehend, dass eine in das H2-Kernnetz eingebrachte Leitung auch durch einen Verteilernetzbetreiber betrieben werden kann, ohne dass dieser den verschärften Unbundling-Auflagen eines Fernleitungsnetzbetreibers unterliegen muss. Eine entsprechende Differenzierung zwischen den Rollen der Fernleitung und Verteilung ist auch für Wasserstoff durch die anstehende Novellierung des Binnenmarktpakets absehbar und sollte auch jetzt schon berücksichtigt werden. Einhergehend damit muss aber dabei gewährleistet bleiben, dass die einschlägigen Vorgaben zur Finanzierung auch für die H2-Kernnetz-Leitungen eines Verteilernetzbetreibers gelten.

Wir regen diesbezüglich an auch für sich an das H2-Kernnetz anschließende Leitungen eine vergleichbare Absicherung grundsätzlich vorzusehen, um einen zügigen Infrastrukturaufbau bis zum Kunden hin nicht zu gefährden.

Ein weiterer Punkt, der bereits jetzt klargestellt werden sollte, ist, dass Netzkunden, unabhängig von ihrer Netzanschlussebene (Fernleitungsnetz oder Verteilernetz) einen diskriminierungsfreien Zugang zu Wasserstoff-Kapazitäten haben sollten. Das bedeutet, dass ein Industriekunde mit derselben Zahlungsbereitschaft bei der Kapazitätsvergabe nicht benachteiligt werden darf, nur weil er über ein Verteilernetz angeschlossen ist. Dies wäre im Rahmen der Ausgestaltung des Netzzugangsregimes sicherzustellen und ggf. über die Kooperationsvereinbarung zu spezifizieren.

3. Wie wird die Zukunft der Gasverteilernetze eingeschätzt? Überwiegen die Chancen oder wird es künftig vorrangig um Stilllegung und Rückbau gehen?

Wir sehen die Verteilernetze als großen Hebel der Energiewende. Der BNetzA Monitoring-Bericht 2023 zeigt auf, dass im Jahr 2022 nur ca. 500 Industrie- und Gewerbekunden über das Fernleitungsnetz versorgt wurden. Im Vergleich dazu versorgen die Gasverteilernetze ca. 1,6 Millionen Industrie- und Gewerbekunden.

Das Wasserstoffkernnetz verstehen wir deshalb eher als einen wichtigen, ersten Schritt, um den Transport zwischen Wasserstoffquellen und Verbrauchsregionen zu ermöglichen. Innerhalb dieser Verbrauchsregionen und auch entlang des Wasserstoffkernnetzes benötigt es aber die Infrastruktur der Gasverteilernetze, um diesen 1,6 Millionen Industrie- und Gewerbekunden eine leitungsgebundene Wasserstoffversorgung anbieten zu können.

Wir erwarten, dass der Hochlauf der deutschen Wasserstoffwirtschaft dem der Erdgaswirtschaft ähneln wird, sodass ausgehend von Großkunden eine Erweiterung auf weitere Kundengruppen denkbar ist. Dabei sehen wir keine Notwendigkeit einer Begrenzung auf industrielle und schwer zu dekarbonisierende Prozesse, sondern auch mittelbare Wasserstoffpotenziale im Wärmemarkt sowie als klimafreundliche Energiequelle für Wärmenetze. Die tatsächliche Entwicklung hängt stark von den politischen Rahmenbedingungen und den darin verankerten volkswirtschaftlichen Voraussetzungen ab (vgl. auch Frage 7).

Eine vollständige Substitution des Erdgasbezugs durch Wasserstoff sehen wir momentan nicht. Ein in der Zukunft ausschlaggebendes Kriterium werden die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung sein. Diese wird eine maßgebliche Grundlage für die Transformationsplanung der Gasverteilernetzbetreiber sein und wird so auch wesentlichen Einfluss darauf haben, welche Netzgebiete zukünftig einer Transformation oder Stilllegung unterfallen (zu Rückbau vgl. Frage 16 ff.).

4. Welche Rolle können Gasverteilernetze beim Wasserstoffnetzaufbau spielen? Welche Rahmenbedingungen sollten gelten, damit Chancen der Wasserstoff-Wirtschaft durch Gasverteilernetzbetreiber genutzt werden können?

Unsere Einschätzung zu Chancen und Potenzialen der Gasverteilernetze haben wir in Frage 3 bereits aufgezeigt. Dem folgt, dass an das H₂-Kern- und Fernleitungsnetz lediglich ein sehr kleiner Teil der Industriekunden angeschlossen sein wird. Darüber hinaus werden für den weitaus überwiegenden Teil der Industrie- und Gewerbekunden sowie für die Heizkunden die sehr leistungsfähigen Gasverteilernetze für den Transport und die Verteilung erforderlich sein. Sowohl das technisch und netzwirtschaftliche Know-how als auch die notwendige Anzahl an Fachkräften sind wesentliche Ressourcen, die die Gasverteilernetzbetreiber im Rahmen des Wasserstoffnetzausbaus einbringen können. Zudem bringen die Gasverteilernetzbetreiber natürlich eine gut ausgebaute, vorhandene Infrastruktur mit, die zum weit überwiegenden Teil so nicht neu gebaut werden, sondern lediglich umgewidmet werden muss. Zu diesem Zweck bedarf es aber einer an die geänderten Rahmenbedingungen angepasste Anschluss- und Versorgungspflicht mit Erdgas. Die Beibehaltung des aktuellen Rahmens würden dazu führen, dass in den meisten Fällen eine zusätzliche, doppelte Leitungsinfrastruktur für Wasserstoff aufgebaut werden müsste, um diesen gerecht zu werden.

Das zukünftige Wasserstoff-Verteilernetz wird dabei zunächst insbesondere den Industrie- und Kraftwerkskunden eine Dekarbonisierung ermöglichen. Aktuell (und eine Verabschiedung der 3. EnWG-Novelle vorausgesetzt) besteht aber lediglich für das Wasserstoffkernnetz mit der Inbetriebnahme bis 2032 eine gewisse Verbindlichkeit und notwendige Absicherung entlang der Wertschöpfungskette Wasserstoff. Zielführende Rahmenbedingungen müssen jedoch ermöglichen, dass die Verbindlichkeit (Bereitstellung, Transport/Verteilung und Abnahme) zwischen den betroffenen Wertschöpfungsstufen und Verbrauchern sukzessiv erhöht wird. Explizite „Jetzt-oder-Nie“-Anforderungen müssen in frühen Stadien des Markthochlaufs vermieden werden, denn industrielle Abnehmer können diese langfristigen Investitionsentscheidungen aufgrund der bestehenden Unsicherheiten gegenwärtig größtenteils noch nicht treffen. Dementsprechend benötigt es überschaubarer Vorlaufzeiten von der Anmeldung bis zur leitungsgebundenen Bedienung des Bedarfs. In diesem Zusammenhang verweisen wir auf die Wichtigkeit eines diskriminierungsfreien Netzzugangs über alle Netzebenen (vgl. Frage 2).

5. Welcher Bedarf an Umstellungen auf Wasserstoff-Verteilernetze wird gesehen? Mit welchen Umstellungskosten ist zu rechnen? Welche Bedingungen müssen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoff-Verteilernetzen erfüllt sein? Welche Geschäftsmodelle sind vorstellbar oder schon konkret geplant, um Umstellung und Bau von Wasserstoff-Verteilernetzen in welchen Abnehmergruppen und Druckebenen wirtschaftlich rentabel zu machen? Welche Herausforderungen bestehen in der Transformationsphase? Welche zeitliche Dimension wird als realistisch angesehen bzw. ab welchem Zeitpunkt wird eine Umstellung attraktiv sein?

In den vorhergehenden Antworten wurde bereits aufgezeigt, dass der überwiegende Teil der heutigen Gasverbraucher (auch der Industrie- und Gewerbekunden) an den Verteilernetzen angeschlossen ist, daher möchten wir darauf hinweisen, dass auch in den Verteilernetzen unterschiedliche Druckstufen (von Niederdruck über Mitteldruck bis Hochdruck) zu unterschiedlichen Versorgungszwecken existieren. Netze BW betreibt Hochdruckleitungen (bis zu 67 bar), deren Zweck der regionalen Verteilung von Gasmengen ist. Daran angeschlossen sind wiederum Leitungen niedrigerer Druckstufen, deren Zweck die lokale Verteilung der Gasmengen ist. An den Leitungen aller Druckstufen sind Kunden angeschlossen.

Wir erwarten, dass zumindest zu Beginn des H₂-Markthochlaufs der Bedarf insbesondere durch größere Industrie- und Kraftwerkskunden bestimmt wird, die an das vorhandene Hochdrucknetz angeschlossen sind, sodass wir eine Umwidmung ausgehend von diesen Großkunden annehmen. Die Leitungen niedrigerer Druckstufen sind zum einen von kleineren und mittleren Industrie- und Gewerbekunden und zum anderen vom zukünftigen kommunalen Bedarf abhängig. So können wir uns diese zur Versorgung von Wärmenetzen und Wasserstoffnetzausbaubereichen gemäß WPG und GEG vorstellen. Zur Erhärtung des Bedarfs der Kunden in den niedrigeren Druckstufen bzw. Netzebenen wird deshalb das Vorliegen der kommunalen Wärmeplanungen maßgeblich sein.

Der technische Fokus der erforderlichen Umstellung liegt, unabhängig von der Netzebene, auf den Gas-Druck-Regel-Mess-Anlagen, installierten Armaturengruppen und dem Austausch der Anlagentechnik. Die Rohrleitungsmaterialien, die den größten Teil des Gasverteilernetzes ausmachen, sind zum überwiegenden Teil bereits heute wasserstofftauglich.

Eine Studie der DBI-Gruppe im Auftrag des DVGW deutet darauf hin, dass die Mehrkosten für eine bundesweite Umwidmung des Gasverteilernetzes im Vergleich zur Erhaltung voraussichtlich etwa 4 Milliarden Euro betragen. Im Vergleich zu einem großflächigen Neubau von Wasserstoffinfrastruktur kann die Umwidmung also einen wesentlichen Beitrag zu einer effizienten und sozialverträglichen Energiewende leisten, auch wenn die spezifischen Umstellungskosten lokal sehr heterogen ausfallen dürften.

(Vgl. Frage 7) Die wesentlichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Verteilernetzbetreiber dürften abseits des H₂-Kernnetzes im Hoheitsbereich der BNetzA liegen und müssen von dieser zeitnah aufgegriffen und spezifiziert werden. Dabei zeigen auch die Diskussionen um das Kernnetz, dass es zumindest zu Beginn des Wasserstoffhochlaufs eine geeignete Form der Risiko-Absicherung oder -Kompensation für die Netzbetreiber geben muss.

Ein naheliegendes Geschäftsmodell kann die Ausprägung als regulierter H₂-Verteilernetzbetreiber gemäß den noch zu erwartenden Vorgaben der BNetzA sein.

Ein weiteres, ggf. parallel existierendes Geschäftsfeld könnte der Betrieb von Inselnetzen außerhalb der allgemeinen Versorgung sein. Bedingung hierfür wären entsprechende, lokale Erzeuger (z. B. Elektrolyseure), die dann durch Netzinfrastruktur (Leitungen und ggf. Speicher) mit Verbraucher verbunden werden. Solange es bei dieser dezentral begrenzten Versorgung bleibt, sollten weder komplexe Unbundling-Vorgaben noch ein engerer Verordnungsrahmen greifen. Erst mit der Entscheidung für weitere Netzkopplungen und der Annäherung an ein Netz der allgemeinen Versorgung, sollte der Übergang in das regulierte Regime mit allen diesbezüglichen Vorgaben angedacht werden. Dieser Ansatz wäre eine Analogie zu den Anfängen der Gasversorgung. Seinerzeit sind aus einzelnen Gaswerken mit Stadtgaserzeugung durch den Anschluss an die Ferngasversorgung die heutigen Gasversorgungsnetze schrittweise zusammengewachsen.

Während der Transformationsphase sehen wir große Herausforderungen für die Versorgungssicherheit mit Erdgas und Wasserstoff sowohl im Verteil- als auch im Fernleitungsnetz. Dabei sind zwei zentrale Aspekte unbedingt zu bedenken:

Erstens, die Umwidmung der Erdgasspeicher muss so gestaltet werden, dass jegliche Gasbedarfe mengenmäßig [kWh] und kapazitativ [kW] während Kälteperioden gedeckt werden können. Im Rahmen dessen kann es nötig sein, dass vorerst zusätzliche Speicher oder Importe benötigt werden.

Zweitens, die Netze der FNB und VNB müssen im Verbund für Erdgas sowie Wasserstoff in der Lage sein, die benötigten Kapazitäten [kW] durch geeignete Kapazitätsprodukte bereitzustellen. In Baden-Württemberg besteht z. B. aktuell trotz leicht zurückgehenden Bedarfs eine Kapazitätslücke bei Erdgas, auf welche wir im Rahmen der Konsultationen zum Netzentwicklungsplan Gas in den letzten Jahren wiederholt hingewiesen haben.

Die Transformation zu Wasserstoff beginnt in Süddeutschland u.a. mit der Umstellung der Süddeutschen Erdgasleitung der terranets bw. Die Umstellung wird um 2030 erwartet, kann jedoch heute noch nicht genauer benannt werden, da neben der terranets bw ebenfalls H₂-Quellen, -Endkunden sowie nachgelagerte Netzbetreiber mitgedacht werden müssen. Es ist davon auszugehen, dass die H₂-Umstellung großer systemrelevanter Kraftwerksstandorte taktgebend für den zeitlichen Ablauf sein wird.

Im Falle einer potenziellen Einspeisung von Grobelektrolyseuren in das Gasverteilernetz wäre eine Transformation von vereinzelt Netzabschnitten zu Inselnetzen auch bereits vor der Umstellung der oben genannten Süddeutschen Erdgasleitung möglich.

Das Ausmaß an Umstellungen ist dabei sehr stark von den zu erfüllenden Voraussetzungen und den verankerten Anreizen abhängig (vgl. Frage 7).

6. Welche Voraussetzungen müssen erfüllt sein, damit das Verknüpfen von überregionalem Wasserstoff-Transportnetz und Wasserstoff-Verteilernetzen reibungslos funktioniert? Im Jahr 2032 soll das Wasserstoff-Kernnetz errichtet sein: Für wann, in welchem Umfang und mit welcher Zielrichtung wird die Umstellung der Gasverteilernetze auf Wasserstoff erwartet? Welche logistischen Herausforderungen sehen Sie dabei?

Wir sehen in diesem Zusammenhang einer konsequenten Verknüpfung nicht nur die Fernleitungs- und Gasverteilernetzbetreiber als relevant, sondern z. B. über Anforderungen an Gas- bzw. Wasserstoffkraftwerke und Elektrolyseure mittelbar auch die Übertragungs- und Stromverteilernetzbetreiber. Die Transformation der Gasnetze muss auch die Versorgungssicherheit Strom, also die sichere Versorgung von Kraftwerken mit Brennstoffen sowie die Aufnahme und Speicherung überschüssigen Stroms, berücksichtigen. Im Umkehrschluss werden die Kraftwerke Rückwirkungen auf die Umstellungspläne der Gasnetzbetreiber haben.

Abgesehen von dieser systemischen Sicht, wird es im Wasserstoff einer engen Abstimmung zwischen den Netzbetreibern bedürfen. Die Verpflichtung zur Kooperation über Netzgrenzen hinweg ist deshalb sinnvoll und für ein funktionierendes Entry-/Exit-System unerlässlich. Im speziellen wird zeitnah zu klären sein, wie ein für Netzkunden diskriminierungsfreier Zugang zu Wasserstoffkapazität erreicht werden kann. Es mag deshalb zu Beginn sinnvoll sein, um einen einfacheren Zugang zum Wasserstoffnetz zu ermöglichen, das zwischen FNB und VNB vereinbarte Prinzip der internen Bestellung zugunsten eines gemeinsamen FNB/VNB-Buchungssystems zu überdenken.

Vor dem Hintergrund der Erfahrungen in Bezug auf die in Baden-Württemberg bestehende Erdgas-Kapazitätslücke empfehlen wir für die Bereitstellung der Wasserstoffkapazität zwischen FNB und VNB feste Fristen zu verankern. Sollten aus solchen Bedarfsanfragen zusätzliche Netzausbau- oder Umwidmungsmaßnahmen resultieren, so sollten auch diese mit festen Fristen über den NEP bereitzustellen sein. Sollten im zukünftigen Wasserstoffnetz Engpässe entstehen, welche nicht durch innerdeutsche Transportgrenzen bedingt sind, sollte die daraus resultierenden Einschränkungen im Rahmen der Kapazitätsvergabe bundesweit über alle Endkunden gleichmäßig verteilt werden, um einer Verfestigung von Engpassrouten (z. B. Nord-Süd) vorzubeugen.

7. Welche Voraussetzungen sind aus Sicht der Kommunen einerseits und der Verteilernetzbetreiber andererseits für einen langfristig wirtschaftlichen Wasserstoff-Verteilernetzbetrieb erforderlich?

Die Kommunen haben ein starkes Interesse Industrie und Gewerbe mit langfristig guten Bedingungen in ihren Gewerbegebieten zu halten (Arbeitsplätze und Gewerbesteuer). Dafür sind einerseits die benötigte Energieträger sowie Versorgungssicherheit und andererseits wettbewerbsfähige Energiekosten sicherzustellen. Die Bewältigung dieser Aufgaben setzt ein funktionierendes Zusammenspiel zwischen Kommune und Infrastrukturbetreiber voraus, welches die jeweiligen Kernkompetenzen und Stärken inkorporiert. Die Gasnetzbetreiber zeigen durch ihre ambitionierte Transformationsplanungen und ihr Engagement in der kommunalen Wärmeplanung, dass sie bereit sind, ihr netzwirtschaftliches, technisches und netzplanerisches Know-how sowie auch entsprechende Mittel einzubringen, sofern die Kommune dies zulässt und ein entsprechender, regulatorischer Rahmen gegeben ist.

Für einen wirtschaftlichen Netzbetrieb (Strom sowie Gase) muss die Zahlungsbereitschaft der Endverbraucher zumindest den Kosten des Netzbetriebs plus denen des Energieträgers entsprechen. Der Vorteil des H₂-Verteilernetzes besteht darin, dass die vorhandene Erdgasinfrastruktur umgewidmet werden kann, sodass im Vergleich zu anderen, neu aufzubauenden Versorgungsalternativen zumindest geringere Infrastrukturkosten entstehen. Zur Verfügbarkeit und den Kosten des Energieträgers Wasserstoff lassen sich aufgrund der aktuell noch vorherrschenden Unsicherheit unseres Erachtens noch keine hinreichend belastbaren Aussagen treffen, was jedoch nicht dazu führen darf, dass eine potenziell wirtschaftlich sinnvolle und effiziente Lösung im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung fahrlässig ausgeschlossen wird.

Wärmeplanung, Gebäudeenergiegesetz und Umsetzung der EU-Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktpakets, Akteure und Verantwortlichkeiten, Zeitplan

8. Von welchen verfügbaren Mengen und welchem Preisniveau ist bei der Umstellung von Gasnetzen auf Biomethan bzw. synthetisches Methan im Zeitverlauf auszugehen und in welchem Umfang kann damit Erdgas in den Verteilernetzen substituiert werden?

Als Netzbetreiber können wir keine Aussage zu verfügbaren Mengen und Preisniveaus geben. Die Erdgassubstitution durch synthetisches Methan ist technisch grundsätzlich möglich, bei Biomethan mit zusätzlichem Aufwand.

So kann es z. B. lokal volkswirtschaftlich sinnvoll sein, Biomethan in dezentralen Inselnetzen einzuplanen. Allerdings ist für Fälle, bei denen Biogas nicht zielführend in die Transformationsplanung (einschließlich Stilllegung) des Verteilernetzes integriert werden kann, der uneingeschränkte und dauerhafte Netzanschlussanspruch so nicht länger vertretbar. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bei einem Großteil der Anlagen eine Rückspeisung in vorgelagerte Netzebenen notwendig sein kann, was sich dadurch auf die Transformationsplanung auch dieser Leitungen auswirkt.

9. Wie sollten Artikel 56 und Artikel 57 der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie umgesetzt werden, sodass die dort angelegten Pläne zur Entwicklung der Wasserstoffverteilernetze und zur Stilllegung von Erdgasverteilernetzen sinnvoll mit Wärmeplänen und verbindlichen Fahrplänen nach § 71k GEG verzahnt sind?

Aufgrund der inhaltlichen Überschneidung werden die Fragen 9 und 10 gemeinsam beantwortet.

10. Wie sollten Artikel 56 und Artikel 57 der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie umgesetzt werden, sodass die dort angelegten Pläne zur Entwicklung der Wasserstoffverteilernetze und zur Stilllegung von Erdgasverteilernetzen sinnvoll mit dem Netzentwicklungsplan Gas und der Systementwicklungsstrategie verzahnt sind?

Bei der Überführung der Artikel 56 und Artikel 57 der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie in deutsches Recht ist darauf zu achten, dass die Pläne zur Entwicklung der Wasserstoff-Verteilernetze und zur Stilllegung von Erdgas-

Verteilernetzen integriert und von den existierenden Gasverteilernetzbetreibern umzusetzen sein sollten. Eine separate oder durch Dritte durchgeführte Planung ist nicht sinnvoll und läuft Gefahr den Prozess mit unnötiger Bürokratie und Komplexität zu lähmen.

Eine sinnvolle Verzahnung der Artikel 56 und 57 der EU- EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie mit den Wärmeplänen und verbindlichen Fahrplänen nach § 71k GEG sowie dem Netzentwicklungsplan Gas und der Systementwicklungsstrategie kann unseres Erachtens nur gelingen, wenn alle Instrumente untereinander sauber harmonisiert und zeitlich aufeinander abgestimmt werden.

Das leitungsgebundene Angebot von und die Nachfrage nach Wasserstoff müssen sukzessive zusammengeführt werden. Zum jetzigen Zeitpunkt bildet das Wasserstoffkernnetz das in Deutschland für 2032 vorhandene, leitungsgebundene H₂-Kapazitätsangebot ab. Dem gegenüber stehen die sukzessiv zu erhöhenden Bedarfe, welche durch die VNB im Rahmen der GTP-Kundengespräche ermittelt werden.

Diese Bedarfe sollten über den Prozess der kommunalen Wärmeplanung validiert und im Ergebnis zusammen mit den verbindlichen Fahrplänen nach § 71k GEG zu einem gesamtumfassenden Realisierungsfahrplan zusammengefasst werden, der in der integrierten Netzplanung entsprechend zu berücksichtigen ist. Zu diesem Zweck ist unterstützend eine jährlich aktualisierte Bedarfsprognose analog zur heutigen Langfristprognose über die Kaskade der Verteilernetzbetreiber sinnvoll.

Die Systementwicklungsstrategie dient dabei unseres Erachtens insbesondere dazu, die Wechselwirkungen zwischen Strom, Wasserstoff und (Bio-)Methan aufzuzeigen und einen spartenübergreifenden Erwartungshorizont zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung vorzugeben. Die zentralen Aspekte für ein Gelingen sind dabei die turnusmäßige Aktualisierung der Angebots- und Nachfrageseite sowie Technologieoffenheit, um innerhalb des Lösungsraums einen regional volkswirtschaftlich sinnvollen Transformationspfad nicht im Zuge einer Pauschalisierung auszugrenzen. Zusätzlich bedarf es Transparenz, sodass alle Stakeholder sowohl Kapital als auch Personal möglichst effizient allokalieren können.

Anschlussverpflichtungen/Stilllegungspläne

Wir unterscheiden im Folgenden zwischen drei Vorgehensweisen:

1. Stilllegung/Abstopfung: Der Hausanschluss wird im Gebäude „abgestopft“. Die Hausanschlussleitung ist weiterhin mit der Versorgungsleitung verbunden und begast. Zu einem späteren Zeitpunkt könnte die Versorgung des Versorgungsstrangs eingestellt werden, sodass sowohl Hausanschluss- als auch Versorgungsleitung drucklos sowie vom Gasnetz getrennt sind. Die Versorgungsleitung verbleibt hierbei im Boden. Dies ist die unseres Erachtens effizienteste Methode.
2. Trennung: Die Hausanschlussleitung wird nach technischen Standards getrennt. Die Anschlussleitung wird drucklos, jedoch bleiben die Hauseinführung und der Mauerdurchbruch bestehen. Die Versorgungsleitung verbleibt hierbei im Boden. Der Aufwand gegenüber der Stilllegung/Abstopfung ist signifikant höher.
3. Rückbau: Dem Rückbau geht zwingend eine Trennung voraus. Die getrennte Hausanschlussleitung wird dem Bodenreich entnommen, die Hauseinführung wird entfernt und der nicht weiter benötigte

Mauerdurchbruch wird verschlossen. Der Aufwand gegenüber der Trennung erhöht sich noch einmal um ein Vielfaches.

11. Ab welchem Jahr (2030, 2035, 2040, ...?) ist damit zu rechnen, dass es vermehrt zu Anschlussverweigerungen und Anschlusskündigungen in Gasverteilernetzen kommen könnte?

Eine netzbetreiberseitige Anschlussverweigerung und -kündigung ist im aktuellen Rechtsrahmen nur in sehr eindeutigen Fällen der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit oder der technischen Unmöglichkeit durchsetzbar. Ohne eine Anpassung des Rechtsrahmens wird es deshalb auch lediglich vereinzelt kundenseitig ausgesprochene Kündigungen geben, was der Dekarbonisierung des Gassektors bis spätestens 2045 und einer zielführend konsolidierten Transformation hin zu Wasserstoff im Wege stünde. Eine Anpassung des Rechtsrahmens zur Ermöglichung einer auf den Anlass der Transformation (inklusive Stilllegung) bezogenen Kündigung bzw. Anschlussverweigerung durch den Netzbetreiber mit ausreichenden Vorlaufzeiten von 3 bis 5 Jahren für die betroffenen Kunden ist deshalb für die Umsetzung der vorgegebenen politischen Ziele unerlässlich.

Grundsätzlich erfolgen der Infrastrukturbetrieb und die Netzplanung aber bedarfsorientiert, weshalb ein Ausschluss von der Gasversorgung bestenfalls nur den ohnehin überwiegend zu erwartenden Kundenbedarfsentwicklungen (z. B. zum Wechsel auf eine Wärmepumpe) in Teilgebieten folgen dürfte, die sich wiederum nach den politisch gesetzten Anreizen richten.

Wir weisen auch deshalb darauf hin, dass die netzbetreiberseitige Anschlusskündigung oder Anschlussverweigerung in der Regel nur auf Grundlage der und in Reaktion auf die klima- und energiepolitischen Vorgaben der Bundesregierung und den darauf aufbauenden Vorgaben, zum Beispiel aus der kommunalen Wärmeplanung, zum Tragen kommt. Deshalb rechnen wir auch damit, dass die Häufigkeit von Anschlussverweigerungen und Anschlusskündigungen erst nach Vorlage der kommunalen Wärmeplanungen und mit der Konkretisierung der Transformationsplanungen (Kombination aus den kommunalen Wärmeplänen und den daraus resultierenden verbindlichen Fahrplänen) – d.h. voraussichtlich ab dem Jahr 2028 - zunimmt. Ab 2035 wird zudem insbesondere für Letztverbraucher, die unter die Übergangsregelungen des GEG fallen und ab dann mit 30% grünem Gas versorgt werden müssen, ein kritischer Zeitpunkt erreicht sein. Je nach Preisentwicklung könnten diese Übergangsregelungen die betroffenen Kunden wirtschaftlich überfordern. Die Gewährleistung einer sozialverträglichen Anschlussversorgung kann dabei nicht dem Netzbetreiber, sondern muss der Politik und den Kommunen obliegen.

12. Welchen zeitlichen Vorlaufs/Verfahrens bedürfen Anschlusskündigungen, um insbesondere den Netzan Anschlusskunden und Lieferanten eine angemessene Vorbereitungszeit zu geben?

Die Frage zum Vorlauf der Anschlusskündigung von Lieferanten beantworten wir im Rahmen von Frage 21.

Der zeitliche Vorlauf einer Anschlusskündigung von Netzan Anschlusskunden (wir unterstellen, es sind die Anschlussnehmer gemeint) muss die sichere Versorgung der Endkunden berücksichtigen. Es muss dem Endkunden ausreichend Vorlauf gewährt werden, da die Konsequenzen für Gasverbraucher sowohl bei der Transformation zu Wasserstoff als auch bei der Stilllegung der Erdgasleitung gravierend sind. Für

Industriekunden muss eine wirtschaftliche Substitution des Gasbedarfs frühzeitig geprüft werden und in die individuelle Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Standorts einbezogen werden können. Durch die Transformation (inklusive Stilllegung) können sich bei Industriekunden zum Teil so essenzielle Fragen, wie „Fortführung des lokalen Betriebs vs. Verlagerung ins Ausland“ ergeben, weshalb eine angemessene Vorlaufzeit richtig und wichtig ist. Ebenso benötigen jedoch auch die Haushaltskunden Zeit zur Planung und Umsetzung eines Heizungsaustauschs.

Grundsätzlich sollten die betroffenen Netznutzer deshalb regelmäßig zum aktuellen Stand der Transformationsplanungen informiert werden, unabhängig davon, ob eine Transformation zu Wasserstoff angestrebt oder die Stilllegung von einzelnen Leitungen/Netzteilen notwendig wird.

Eine erstmalige unverbindliche Kommunikation wäre bereits im Rahmen der Ergebnisse der ersten kommunalen Wärmeplanung möglich – d.h. ein Start im Jahr 2028. Wichtig ist, dass aus dem alleinigen Vorlegen einer kommunalen Wärmeplanung kein Automatismus zur verbindlichen Kommunikation oder Anschlusskündigung resultiert. Erst wenn verbindliche Fahrpläne nach §71k GEG oder finale Investitionsentscheidungen auf Basis der kommunalen Wärmeplanung bestehen und damit die Pläne für eine technische und zeitlich konkrete Versorgungslösung mit Wasserstoff für die Kunden vorliegen, können Anschlusskündigungen erfolgen und es wäre eine verbindliche Kommunikation sinnvoll.

Auch für den Verteilernetzbetreiber ist eine angemessene Vorlaufzeit mit dem Ziel einer zeitlichen Entzerrung entscheidend, um die aus einer Anschlusskündigung grundsätzlich resultierende Netz-Transformation (inklusive Stilllegung) mit den ihm zur Verfügung stehenden Ressourcen überhaupt zu ermöglichen (Tiefbau und technische sowie vertragliche und kommunikative Begleitung, Finanzierung, etc.).

13. Was ist ein realistischer Zeitraum für einen Stilllegungspfad im Rahmen eines Stilllegungsplans? Von welchen Faktoren hängt die Länge eines Stilllegungspfades ab?

Analog den Wasserstoff-Transformationsplanungen werden auch die Stilllegungspläne von den Fortschreibungen bzw. den Ergebnissen der kommunalen Wärmeplanung stark beeinflusst. Bei der entsprechend verbindlichen Weiterversorgung durch ein Wärmenetz wird die Stilllegung bis zur Inbetriebnahme dieses herausgezögert, da die Kunden nach GEG weiter ohne Einschränkungen ihre bestehenden Heizungen nutzen dürfen und auch werden. Erfolgt kein Aufbau eines Wärmenetzes hängt die Länge des Stilllegungspfades von mehreren Faktoren ab.

a) geht man von einer freiwilligen Anschlusskündigung der Kunden aus, so spielt die individuelle Investitionsbereitschaft der Kunden, Handwerker- und Materialverfügbarkeiten, Endkundenpreis für Erdgas (Commodity, Netzentgelt, CO₂, Steuern) eine maßgebliche Rolle, die den Stilllegungspfad stark verzögern können.

b) geht man von einer niederschweligen Kündigungsmöglichkeit des Netzbetreibers aus, so ist hierbei der Regulierungsrahmen maßgeblich, der dem Netzbetreiber den Weiterbetrieb des Netzes mit sich zunehmend verschlechternden Strukturparametern ermöglicht. Eine Abwägung der sozialen Verträglichkeit und das Abfangen von daraus resultierenden, höheren Netzentgelten oder den sich aus einer Kündigung ergebenden

individuellen Härten, obliegt nicht dem Netzbetreiber, sondern der Politik und ggf. der Regulierungsbehörde sowie den Kommunen.

14. In einigen Fällen müssen bei einer Stilllegung oder der Kündigung des Gasnetzanschlusses bestehende Gasversorgungsverträge beendet werden. Sind für diese Fälle gesonderte Regelungen für eine Kündigung dieser Verträge erforderlich oder reichen die, ggf. nach dem Zivilrecht, bestehenden rechtlichen Möglichkeiten aus? Welche Vorlaufzeiten sind für die Vertragsbeendigungen notwendig? Welche Mindestvertragslaufzeiten und Kündigungsfristen sind gebräuchlich in Gasversorgungsverträgen?

Keine Angaben, da die Frage einen Vertriebsbezug hat.

15. Wie könnte aus Ihrer Sicht eine Konsultation/Information der betroffenen Netznutzer und anderer Betroffener im Vorfeld einer Stilllegung, Anschlussverweigerung und/oder Sonderkündigung aussehen?

Wie u.a. in Fragen 11 und 12 bereits erläutert, haben die klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung und die darauf ausgerichteten Vorgaben (insbesondere die kommunale Wärmeplanung) einen maßgeblichen Einfluss auf die Endverbraucher. Dem folgt mittelbar eine bedarfsgerechte Netztransformation (inkl. Stilllegung) der Gasverteilernetze und die zur Umsetzung notwendigen Anschlusskündigungs-/verweigerungsrechte.

Grundsätzlich sollten die betroffenen Netznutzer deshalb regelmäßig zum aktuellen Stand der Transformationsplanungen informiert werden, unabhängig davon, ob eine Transformation zu Wasserstoff angestrebt oder die Stilllegung von einzelnen Leitungen/Netzteilen notwendig wird. Sollte eine rückläufige Bedarfsentwicklung die Stilllegung einzelner Teilgebiete bedingen, ist eine rechtzeitige Information an die betroffenen Netznutzer essenziell. Die Information sollte die aktuellen Entwicklungen transparent einordnen, Alternativen für Energiebedarfe aufzeigen sowie in einen zeitlichen Verlauf einordnen. Bei konkreten Stilllegungsplänen sind die notwendigen Netzanschlussverhältnisse entsprechend den gesetzlichen Regelungen unter Einhaltung aller Prämissen zu kündigen.

Eine Konsultation der Netznutzer im Sinne von „Entscheidung zur Stilllegung beeinflussen“ ist zu diesem Zeitpunkt nicht mehr zielführend, da eine Abwägung der individuellen Interessen bereits im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung erfolgt sein sollte. Daher sind auch die möglichen Rechtsmittel gegen eine Anschlusskündigung einzuschränken, da hierdurch Einzelklagen zum Weiterbetrieb weit verzweigter Erdgasverteilernetze führen können sowie zu nachträglichen, ungeplanten Investitionsbedarfen zur Gewährleistung der allgemeinen Sicherheit. Dies wiederum dürfte den erklärten klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung zuwiderlaufen.

16. Ist ein Rückbau einzelner Netzanschlüsse – beispielsweise aus Sicherheitsgründen – erforderlich oder reicht in der Regel die Trennung bzw. Stilllegung des Anschlusses? Müsste der Anschluss bei einer Trennung bzw. Stilllegung weiterhin regelmäßig gewartet werden? Mit welchen Kosten wäre jeweils (Rückbau vs. Trennung/Stilllegung) zu rechnen?

Ein Rückbau einzelner Netzanschlüsse ist grundsätzlich nicht erforderlich. Aus technischer Sicht ist das Abstopfen im Gebäude in der Regel ausreichend. Dabei ist die Anschlussleitung weiterhin „begast“ und unterliegt u.a. damit der regelmäßigen Hausanschlusskontrolle alle 12 Jahre (DVGW TRGI 2008). Vom Versorgungsnetz getrennte Anschlussleitungen werden nicht mehr gewartet, da hier kein direktes Sicherheitsrisiko mehr besteht. Die Kosten für Rückbau sind wesentlich höher im Vergleich zu den Kosten für eine Trennung bzw. Stilllegung. Die Kosten ergeben sich in Abhängigkeit von den örtlichen Gegebenheiten und den internen Strukturen sowie den Rahmenverträgen mit Dienstleistern. Unsere Einschätzung ist, dass das Abtrennen bzw. der Rückbau im Verhältnis zum Abstopfen die Kosten ungefähr auf das 10- bzw. 50-fache steigen.

Eine sichere, effiziente und mittelfristig kostengünstige Möglichkeit zur Stilllegung ist das Abstopfen von Netzanschlüssen im Gebäude und die spätere Trennung des entsprechenden Versorgungsstrangs im Verteilernetz. Dadurch reduziert sich der Tiefbauaufwand, da eine Abtrennung auf mehrere dutzend oder sogar hunderte Anschlüsse kommt, die durch die zu trennende Verteilernetzleitung ursprünglich versorgt wurden. Nach der Trennung ist der Leitungsabschnitt dann nicht länger begast und es sind keine laufenden Kontrollen mehr notwendig.

17. Wie sollten Stilllegungen von Netzanschlüssen zukünftig finanziert werden?

Wir sprechen uns für eine verursachergerechte Kostenzuteilung aus. Die Stilllegung, die Trennung und der Rückbau sind Teil der Regelungen des Netzanschlusses und sollten dementsprechend vom Anschlussnehmer entrichtet werden. Zudem würde dadurch eine Ungleichbehandlung unter den Anschlussnehmern vermieden werden. Die Kosten der Abtrennungen ganzer Verteilernetzstränge würden hingegen vom Netzbetreiber übernommen.

18. Wie ließe sich dabei eine Ungleichbehandlung der Anschlussnehmer vermeiden?

Vgl. Frage 17.

19. Bedarf es hier besonderer Regelungen für Einspeiser von Biomethan, insbesondere, wie können Zielkonflikte gelöst werden?

Vgl. Frage 8

20. Wann sollte ein Gasnetz schon vor dem Jahr 2045 stillgelegt werden, um unverhältnismäßige Kosten zu vermeiden?

Wie in den Antworten unter 11. ff. beschrieben, sollte die Stilllegung eines Gasnetzes oder eines Teilnetzes auch vor dem Jahr 2045 erfolgen dürfen, wenn ein entsprechend substantieller Bedarfsrückgang dies rechtfertigt und dem Netz in der kommunalen Wärmeplanung keine Versorgungsfunktion mehr beigemessen wird.

21. Welche Übergangsfristen könnten die Netznutzer benötigen, um sich auf einen Verzicht auf den Netzanschluss einzustellen?

Wir verstehen den Netznutzer als die Marktrolle Transportkunde bzw. Lieferant. Sollte der Endkunde gemeint sein, so verweisen wir auf die Beantwortung der Frage 12.

Im Hinblick auf die Netznutzer gehen wir davon aus, dass diese keine längeren Fristen als die betroffenen Anschlussnehmer benötigen. Zudem scheint uns eine Information der Transportkunden/Lieferanten über die Anschlussnehmer oder -nutzer zielführend.

Rückbauverpflichtungen

22. Haben die betroffenen Kommunen ein Interesse daran, nicht mehr genutzte Gasverteilernetze zurückbauen zu lassen? Welche Gründe sprechen für, welche gegen einen Rückbau? Mit welchen Kosten muss bei einem Rückbau gerechnet werden? Wer könnte diese tragen?

Es ist gängige Praxis, dass überirdische Anlagen sowie Materialien mit Umweltrisiken nach deren Stilllegung zurückgebaut werden. Weiter sind diverse Pflichten in den Konzessionsverträgen geregelt. Es sind uns keine Interessensbekundungen von Seiten der Kommunen bekannt, welche einen Rückbau außerhalb der gängigen Praxis oder aufgezeigten Regelungen begehren.

Wie das BMWK auf Seite 14 ff. zutreffend feststellt, kann ein Rückbau erhebliche Kosten beim Gasnetzbetreiber verursachen, welche mangels feststellbarer schädlicher Auswirkungen endgültig stillgelegter Anlagen nicht erforderlich sind. Vom Versorgungsnetz getrennte Gasleitungen sind (unter Voraussetzung der materiellen Umweltverträglichkeit) kein Sicherheitsrisiko und können in der Erde verbleiben. Vielmehr bindet ein vorbehaltloser bzw. unbegründeter Rückbau anders einsetzbare Ressourcen von Kapital und Personal, welche das Voranbringen der Energiewende verzögern. Aus volkswirtschaftlichen Gründen sollte ein Rückbau auf endgültig stillgelegte Leitungen, welche Umweltrisiken bergen, Dritte einschränken oder bei deren Bautätigkeiten hinderlich sind, beschränkt werden.

Zusätzlich ist festzuhalten, dass ein flächendeckender Rückbau das Heben jeglicher Weiternutzungspotenziale verhindert, z.B. eine energiewirtschaftliche Netzumwidmung für Wasserstoff oder Elektrizität, jedoch ferner auch Möglichkeiten im Bereich der Telekommunikation.

Die Kostentragung haben wir in Frage 17 bereits angesprochen.

23. Wie bzw. durch wen können zwingend erforderliche Rückbauverpflichtungen identifiziert werden und wie wird ein genereller Verzicht auf Rückbauverpflichtungen bewertet?

Zwingende Rückbauverpflichtungen sollten auf Materialien mit Umweltauswirkungen beschränkt bleiben. Ein genereller Verzicht auf Rückbauverpflichtung von Anlagengütern, von denen keine Gefährdung für die Umwelt ausgeht, ist zu begrüßen. Siehe Nachteile vs. Vorteile Frage 22

24. Wäre ein Eintrittsrecht der Kommune in das Eigentum ungenutzter Netze ein wirksames Instrument, um adäquat über deren spätere Nachnutzung, etwa die Verlegung von Datenübertragungsleitungen, zu entscheiden?

Die Potenziale ungenutzter Netze sollten, falls möglich und unabhängig des Zweckes, in jedem Szenario gehoben werden. Vor diesem Hintergrund wäre es unseres Erachtens angebracht, dass der Kommune eine Eintrittspflicht auferlegt wird, um die Verhandlungsteilnehmer zur zukünftigen Nutzung auf die Kommune und die potenziellen Betreiber zu begrenzen.

Investitionsverpflichtungen

25. Wie hoch wird der Anteil der Investitionen eingeschätzt, die über die energiewirtschaftsrechtlich bedarfsgerechten und sicherheitstechnisch notwendigen Investitionen hinausgehen? Um welche Art von Investitionen handelt es sich?

Keine Antwort.

26. Besteht ein Bedarf, die Befreiung von Investitionsverpflichtungen gesetzlich zu regulieren oder halten Sie die Systematik der Anreizregulierung, d. h. die Refinanzierung effizienter Investitionen zur Erfüllung der individuellen Versorgungsaufgabe des Gasverteilernetzes, diesbezüglich für ausreichend?

Ja, es besteht Bedarf hinsichtlich nun neu entstandener Zielkonflikte aus der GEG-Novelle bzw. dem WPG mit bestehenden Verträgen zu prüfen.

27. Gibt es (ausreichende) Kriterien, um notwendige von „überschießenden“ Investitionen abzugrenzen?

Ja, sobald Zielkonflikte mit dem GEG oder WPG entstehen.

Konzessionsverträge

28. In welchem Umfang ist damit zu rechnen, dass Konzessionsverträge auslaufen, z. B. bis zu den Jahren 2030, 2035, 2040 etc.?

Die Konzessionsverträge nach § 46 EnWG haben vertraglich fixierte Laufzeiten mit maximal zwanzigjähriger Dauer. Dies bedeutet, dass aktuell geschlossene Konzessionsverträge bis Mitte der 2040er Jahre laufen.

Planungen von Kommunen und Netzbetreibern vorzeitige Vertragsauflösungen vorzunehmen sind uns nicht bekannt. Auch ist uns nicht bekannt, dass ein Bestandskonzessionär freiwillig seine Konzession aufgibt oder sich nicht auf die Neuausschreibung bewirbt. Weiterhin ist uns nicht bekannt, dass Kommunen keine Neuausschreibung der Gaskonzessionen planen oder deutlich kürzere vertragliche Laufzeiten avisieren.

Eine seriöse Prognose darüber, inwieweit Gaskonzessionsverträge in den 2030er Jahren vorzeitig auslaufen oder Gaskonzessionsverträge nicht mehr oder nur teilweise von einer Kommune ausgeschrieben oder sich ein Bestandskonzessionär nicht wieder darauf bewirbt, ist zum jetzigen Stand nicht möglich. Für eine solche Abschätzung zu Gaskonzessionsverträgen bedarf es Klarheit, z.B. im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung, über den zukünftigen Bedarf an Wasserstoff und über den realistisch zu erwartenden Zeitpunkt der Inbetriebnahme von Wärmeversorgungsalternativen. Die Gasversorgung kann sachlogisch erst eingestellt werden, wenn faktisch eine alternative Wärmeversorgung bereits beim konkreten Endkunden zur Verfügung steht.

29. Würden sich Stakeholder unter den derzeitigen Rahmenbedingungen weiterhin auf neu zu vergebende Konzessionen für Gasverteilernetze bewerben? Gibt es ein flächendeckendes Problem, dass es bei auslaufenden Konzessionsverträgen an Bewerbungen auf die Nachfolge mangelt? Wäre eine Zusammenlegung von Netzgebieten ein gangbarer Weg, um den Netzbetrieb interessanter zu machen? Was wäre dabei zu beachten?

Aktuell ist uns nicht bekannt, dass ein Bestandskonzessionär freiwillig seine Konzession aufgibt. Ein Mangel an Bewerbungen auf auslaufende Konzessionsverträge ist derzeit nicht ersichtlich. Sofern keine angemessenen regulatorischen Rahmenbedingungen für den Betrieb von Gasverteilernetzen bzw. Perspektiven für eine Weiterverwendung der Gasnetzinfrastruktur vorliegen, tragen auch größere Gasverteilernetzgebiete nicht zu einer Steigerung der Attraktivität bei, sondern erhöhen nur das wirtschaftliche Risiko eines Netzbetreibers.

Das wettbewerbliche Ausschreibungsverfahren reizt bereits heute Netzbetreiber an, durch neu hinzugewonnene Netzgebiete Synergien zu heben. Eine Zusammenlegung von Netzgebieten kann grundsätzlich wirtschaftliche Vorteile beim Netzbetrieb generieren, wenn hierdurch „Lücken“ im Netzgebiet geschlossen werden können oder es sich um direkt angrenzende Fremdgebiete handelt, die mit wenig zusätzlichem Aufwand oder einer besseren operativen Auslastung mitversorgt werden können. Konsolidierungen von Netzbetreiberkaskaden reduzieren die Versorgungskomplexität und den Abstimmungsaufwand insbesondere im Hinblick auf H₂-Transformation bzw. Stilllegungsplanungen.

Für jeden Netzbetreiber kann jedoch, abhängig von seiner operativen Aufstellung und Netzstruktur, jeweils ein anderer Gebietszuschnitt wirtschaftlich attraktiv sein, dies auch unter Berücksichtigung des versorgten Stromnetzgebietes. Zugleich gälte es mögliche Gebietszusammenlegungen nach transparenten,

diskriminierungsfreien und sachgerechten Maßstäben vorzunehmen, woran sich ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren anschließen würde. Hierbei wäre auch die Netzanbindung bzw. Ein- und Ausbindung verschiedener Netzteile zu neben-, vor- und nachgelagerten Netzbetreibern zu betrachten. Zusätzliche Herausforderungen bei der Umsetzung bestünden in den unterschiedlichen Laufzeiten der Bestandskonzessionsverträge, den unterschiedlichen Netzbetreibern, sowie in den Kaufpreisverhandlungen und Ein- und Ausbindungsaktivitäten. Eine administrative Neustrukturierung von Netzgebieten kann dazu führen, dass die Umstellung der Netzgebiete sehr lange dauert und die beabsichtigten positiven Effekte für die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs, wenn überhaupt, sehr spät eintreten würden.

Ein Eingriff in laufende Verträge ist als rechtlich kritisch anzusehen.

30. Halten Sie die oben skizzierten Lösungsmöglichkeiten für sinnvoll oder welche andere Lösung würden Sie präferieren? Bitte legen Sie hierfür die Gründe dar.

Wir halten den Lösungsansatz, bei ausbleibenden Bewerbern für Gasnetzkonzessionen die bisherigen Konzessionsnehmer zum Weiterbetrieb zu verpflichten weder für sachgerecht noch für sinnvoll. Dieser ist nicht zwangsläufig auch der Netzbetreiber, sodass damit nicht ein geeigneter und erfahrener Netzbetreiber zum Weiterbetrieb verpflichtet würde, sondern bspw. lediglich eine Gesellschaft, die das Netz verpachtet und selbst für den Netzbetrieb nicht geeignet ist. Allein aus dem Eigentum am Netz eine mehrjährige oder gar dauerhafte Verpflichtung zum Weiterbetrieb abzuleiten, auch wenn dieser unwirtschaftlich ist, begegnet zudem erheblichen verfassungsrechtlichen Problemen. Eine Verpflichtung zum Weiterbetrieb kann auch nicht bedeuten, dass sämtliche vom Konzessionsnehmer in dem vorangegangenen wettbewerblichen Konzessionsvergabeverfahren zugesagten Angebotsbestandteile fortgeführt werden. Diese wurden unter anderen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen angeboten und mit der Kommune vereinbart.

Wir empfehlen einen intensiven Dialog zwischen Gesetzgeber, Energiebranche und Kommunen, um gemeinsam Lösungen zu erarbeiten, welche eine angemessene Lastenverteilung ermöglichen.

31. Zur Vermeidung von Versorgungsengpässen kann bei fehlenden Bewerbern auf Neukonzessionen die Verpflichtung des letzten Konzessionärs zum Weiterbetrieb des Netzes erforderlich sein. Für welche pauschale Dauer wäre eine solche Verpflichtung zum Weiterbetrieb sinnvoll?

Ein Weiterbetrieb des Gasverteilernetzes ist grundsätzlich angebracht bis zur tatsächlichen Inbetriebnahme der alternativen Wärmeversorgung. Der Zeitraum für den weiteren erforderlichen Gasverteilernetzbetrieb ist damit sachlogisch auf den Zeitpunkt begrenzt, bis die Wärmeversorgungsalternativen in Betrieb gegangen sind. Dies kann auch temporär mobile Lösungen für Teilnetzgebiete miteinschließen und einen Gasnetzbetrieb früher obsolet machen.

Die (gesetzliche) Festlegung einer pauschalen Dauer ist aufgrund der unterschiedlichen Laufzeiten der Konzessionsverträge in Verbindung der kommunalspezifischen Fahrpläne zur Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung sowie der netzbetreiberindividuellen Beurteilung der Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs nicht praktikabel.

Die Bedarfsprüfung bzw. die Ergebnisse der Bedarfsprüfung für einen erforderlichen Weiterbetrieb sind bereits als Grundlage für die Neuausschreibung der Konzession gemäß § 46 EnWG durch die Kommune zu nutzen. In die Bedarfsprüfung fließt der konkrete Umsetzungsstand und weitere Fahrplan der kommunalen Wärmeplanung ein. Auf dieser Basis können sowohl Kommunen als auch Netzbetreiber besser beurteilen, für welche Teile des bisherigen Konzessionsgebiets und für welchen Zeitraum eine zukünftige Gasversorgung erforderlich ist.

Hierdurch wären einzelfallspezifische Vertragslösungen, die die spezifischen örtlichen und regionalen Gegebenheiten und Fortschritte berücksichtigen möglich.

Grundsätzlich ist jedoch der ordnungspolitisch eingeschlagene Weg des BMWK, die bisherigen Bestandskonzessionäre zum Weiterbetrieb des Gasnetzes – auch gegen seinen Willen und bei nicht-wirtschaftlichen Bedingungen - zu verpflichten, sehr kritisch zu beurteilen.

Das dem bisherigen Netzbetreiber eingeräumte Wegenutzungsrecht fällt nach Auslaufen des Konzessionsvertrages an die Kommune zurück. Im Rahmen ihrer hoheitlichen Aufgabentätigkeit hat die Kommune die Aufgabe, das Wegenutzungsrecht neu zu vergeben. Findet sich im Wege der Neuausschreibung kein Konzessionär, welcher den Gasnetzbetrieb übernimmt, so hat die Kommune im Rahmen der Daseinsvorsorge die Aufgabe das Netz zu übernehmen bzw. dafür zu sorgen, dass die Versorgung sichergestellt ist. Sie kann hierzu dem bisherigen Netzbetreiber den Ertragswert des Netzes erstatten und den Netzbetrieb selbst neu organisieren oder den bisherigen Netzbetreiber gegen Entgelt im Rahmen eines Dienstleistungsvertrags mit der Betriebsführung beauftragen. Der Netzbetreiber kann frei entscheiden, ob er den Auftrag annimmt oder nicht. Der Netzbetreiber wird die Betriebsführung übernehmen, wenn sichergestellt ist, dass das angebotene Entgelt einen angemessenen Ausgleich der wirtschaftlichen Nachteile erhält. Neben den tatsächlichen Kosten des betroffenen Netzgebiets umfasst dies auch eine risikoadäquate Rendite.

Sofern die Kommune einen Netzbetreiber zum Weiterbetrieb beauftragt, ist bedeutend, dass das wirtschaftlich angemessene Entgelt bereits ab dem ersten Tag, der sich an den Zeitpunkt des auslaufenden Bestandsvertrages anschließt, gezahlt wird. Ansonsten ginge jeder Tag des Weiterbetriebs nach Vertragsende zu wirtschaftlichen Lasten des Netzbetreibers.

Das mit der Transformation der Gasnetze einhergehende Grundproblem liegt im „geschlossenen“ System der regulierten Netzentgelte. Während die Gesamtkosten für den Gasnetzbetrieb unverändert hoch bleiben, nimmt der Gasverbrauch stetig ab. Die Regulierung kommt daher absehbar an ihre Grenzen. Dem Staat fällt die Aufgabe zu, neue Wege für Entlastungen außerhalb des Systems zu schaffen. So ist zu ermöglichen, dass die Kommunen und Netzkunden entlastet und nicht überfordert werden, gleichzeitig aber die Netzbetreiber ihre tatsächlichen Gesamtkosten im Konzessionsgebiet inkl. Verzinsung erstattet bekommen. Die Privatisierung von Verlusten zu Lasten der Netzbetreiber ist abzulehnen und kann die angestrebte Transformation verlangsamen oder in Gefahr bringen, wenn Netzbetreibern infolge dieser Verluste die notwendigen Investitionsmittel fehlen.

Eine ordnungspolitische und bedingungslose Verpflichtung des Netzbetreibers zum Weiterbetrieb des Netzes durch den Gesetzgeber greift unsachgemäß in die Berufs- und Eigentumsfreiheit der Unternehmen ein. Sollte das BMWK an seiner vorgeschlagenen Lösungsmöglichkeit festhalten und den bisherigen Konzessionär zum Weiterbetrieb verpflichten, darf dies aus verfassungsrechtlichen Gründen nur unter Ausgleich der wirtschaftlichen Nachteile erfolgen. Eine Entschädigungs- bzw. Ausgleichregelung bedarf einer direkten gesetzlichen Grundlage und kann nicht in andere Rechtsformen ausgelagert werden. Nach Ablauf der

Übergangsfrist müsste sichergestellt sein, dass der Netzbetreiber nicht nochmals verpflichtet werden kann. Entweder muss die Kommune dann das Netz übernehmen oder dieses muss stillgelegt werden

32. Wie soll mit Fällen umgegangen wird, in denen ein Gebäudeeigentümer sich für eine Heizungsanlage, die mit Wasserstoff, Biomethan oder (partiell) mit fossilem Gas betrieben wird, entscheidet in der Annahme, dass das Gasnetz weiterbetrieben oder transformiert wird und im Nachhinein die Stilllegung des Gasnetzes beschlossen wird?

Die Stilllegung eines Gasnetzes kann unseres Erachtens nur der entsprechenden Genehmigung durch die Bundesnetzagentur folgen. Im Genehmigungsprozess würden sowohl aktuelle als auch zukünftige Wärmebedarfe eine entsprechende Berücksichtigung finden. Sollte ein Endkunde nach der durch die Bundesnetzagentur erteilten Stilllegungsgenehmigung eine Entscheidung für eine gasbetriebene Heizungsanlage treffen, so sollte er die damit verbundenen Folgen eigenständig verantworten.

Für Entscheidungen, welche vor der Stilllegungsgenehmigung getroffen werden, sollten die Regelungen in Anhängigkeit von der Nutzungsdauer der Anlagen und unter Berücksichtigung entsprechender Übergangsfristen sowie der Wärmeplanung erfolgen. Gebäudeeigentümer sollten von Bund, Ländern und Kommunen frühzeitig über Handlungsbedarfe und Lösungsoptionen informiert werden, um Fehlinvestitionen zu vermeiden.

Netzbetreiber können nur für Schäden haftbar gemacht werden, die aus Verfehlung einer gesetzlich definierten Zuständigkeit resultieren und sie diese zu vertreten haben. Ferner ist zu klären, wer die Verantwortung für Schäden und Schäden aus Verzögerungen trägt, falls diese nicht durch den Verteilernetzbetreiber zu verantworten ist. Wir sprechen uns für ein verursachergerechten Verantwortungszuteilung aus.

Sonstiges

33. In welchem Maße beabsichtigen die Kommunen, in Gebieten mit bestehenden Erdgasverteilernetzen diese als Wasserstoffvorranggebiete auszuweisen?

Insofern mit Wasserstoffvorranggebieten Wasserstoffnetzausbaugebiete gemeint sind, gilt folgendes:

Den nach bisherigem Rechtsrahmen erstellten kommunalen Wärmeplanungen in Baden-Württemberg fehlt der gesetzliche Rahmen für eine Ausweisung von Wasserstoffnetzausbaugebieten, da diese nicht nach dem WPG, sondern gemäß des jeweiligen bestehenden Landesrechts erstellt wurden. Daher ist uns in Baden-Württemberg keine Ausweisung eines solchen Gebietes bekannt. Allerdings beinhalten viele kommunale Wärmeplanungen eine Maßnahme zur Überprüfung der Wasserstoffperspektive mit dem örtlichen Verteilernetzbetreiber, was wir begrüßen.