

Berlin, 24. April 2023

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Positionspapier

Transformationsregulierung Gasnetze

Regulatorische Anpassungsbedarfe und Empfehlungen
zur Transformation der Gasnetze mit Blick auf die Kli-
maschutzziele

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Zahlen, Daten, Fakten zu Gasversorgung und Gasnetzen	5
3	Leitlinien für die Transformationsregulierung.....	7
4	Potenziale der Gasnetzinfrastruktur/Gasnetzbetreiber nutzen	7
4.1	Biomethaneinspeisung erhöhen	8
4.2	Schnellen und wettbewerblichen Wasserstoff-Hochlauf ermöglichen	9
4.3	Rahmenbedingungen im EU-Gaspaket gestalten.....	10
4.4	Kommunale Wärmeplanung als Teil einer integrierten Infrastrukturplanung	10
5	Wirtschaftlichen Gasnetzbetrieb und angemessene Netzentgelte sichern.	11
5.1	Wirtschaftlichkeit von Gasnetzkonzessionen sichern	11
5.2	Einschränkung von Ausbau- und Anschlusspflichten	12
5.3	Flexibilisierung der Nutzungsdauern für Gasnetze	13
5.4	Reduktion und angemessene Allokation von Transformationskosten	14
5.5	Anpassung Effizienzvergleich	15
5.6	Kostenallokation/Entgeltgestaltung.....	16

1 Einleitung

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen. Die Energiewirtschaft unterstützt dieses Vorhaben und liefert hierzu einen bedeutenden Beitrag.

Der BDEW sieht gasförmige Energieträger als eine tragende Säule der Energieversorgung, insbesondere zur Stabilisierung eines zunehmend auf dargebotsabhängiger Stromerzeugung basierenden Energiesystems und damit zur umfassenden Dekarbonisierung aller Sektoren. Dabei gilt es, zügig die Transformation der Gasversorgung hin zu erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen zu vollziehen und zu diversifizieren. Gas bietet in allen Sektoren Lösungen dafür, Emissionssenkungen effektiv und planbar zu realisieren.

Erdgas deckt derzeit 1/4 des deutschen Primärenergieverbrauchs. Gasverbraucher werden perspektivisch auf klimaneutrale Gase (u. a. Biomethan und grüner Wasserstoff) oder auf andere Technologien (u. a. Strom, Fernwärme) umstellen. Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern wird sich folglich immer weiter reduzieren. Der Rückgang des Erdgasverbrauchs hat sich zuletzt bereits auch vor dem Hintergrund der Preisentwicklung und der Reduzierung russischer Gaslieferungen beschleunigt, 2022 lag der Verbrauch um 13 % unter dem Vorjahr.^{(1)*}

Um die Dekarbonisierung im gesetzten Zeitrahmen zu erreichen, muss der Hochlauf von Wasserstoff und anderer klimaneutraler Gase massiv beschleunigt werden. Die bestehende Gasnetzinfrastruktur bildet im Sinne einer gesamtwirtschaftlich effizienten Transformation die Basis für diese Entwicklung und für die zukünftige klimaneutrale Gasversorgung.

Um die unterschiedlichen Perspektiven und die Änderungen der Gasbedarfe abzubilden, wird die Transformation aus drei Entwicklungspfaden bestehen: Die Weiternutzung bestehender Gasnetze mit klimaneutralen Gasen, der Bau neuer Wasserstoffleitungen und auch die Stilllegung von Leitungen, wo Gasanwendungen nicht mehr benötigt werden (vgl. Abbildung 1).

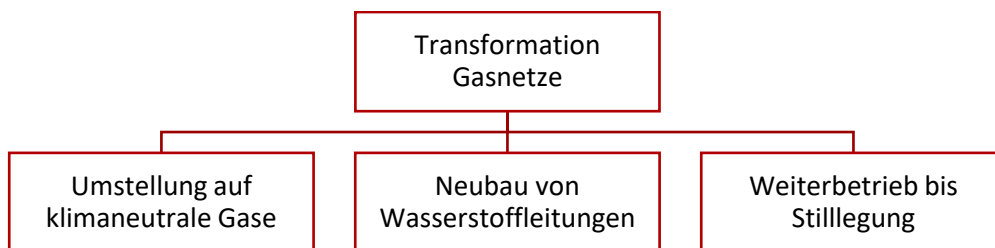


Abbildung 1: Entwicklungspfade für die Transformation der Gasnetzinfrastruktur

* Quellen siehe Anhang

Das bestehende Regulierungsregime ist jedoch auf einen dauerhaften Gasnetzbetrieb im eingeschwungenen Zustand ausgelegt und bildet daher keinen passenden Rahmen für die Transformation der Gasnetze. Für alle drei Entwicklungspfade bestehen Defizite und Handlungsbedarfe im derzeitigen Regulierungsrahmen.

Notwendig ist ein Instrumentenmix für die Sicherung der Wirtschaftlichkeit und regulatorischen Amortisation, der Begrenzung von Risiken und der fairen Verteilung von Lasten, damit Gasnetze auf volkswirtschaftlich möglichst effiziente und somit sozialverträgliche Weise zu einer dekarbonisierten Energieversorgung beitragen können. Zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und den dafür notwendigen Rahmenbedingungen hat sich der BDEW bereits in zahlreichen Veröffentlichungen⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾ geäußert, dieses Thema wird hier deshalb nicht vertieft.

Aufgrund der immensen Bedeutung der Erreichung der nationalen und internationalen Klimaschutzziele handelt es sich bei der Dekarbonisierung der Energieversorgung um eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Neben der Erreichung der Klimaziele müssen auch die Versorgungssicherheit und die Bezahlbarkeit gewahrt bleiben. Im Sinne der gesamtwirtschaftlichen Effizienz sollten deshalb bestehende Strukturen und Vermögenswerte weitergenutzt und weiterentwickelt, unnötige Kosten vermieden und Lasten sachgerecht und fair verteilt werden können. Daneben müssen die Stromnetze ausgebaut und ertüchtigt werden und die Versorgung mit Wärmenetzen konsequent voranschreiten.

Die Transformation des gesamten Energiesystems erfordert allerdings dringend eine Anpassung des regulatorischen Rahmens für Gasnetze, um zukünftig neben Klimaschutz auch weiterhin Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit gewährleisten zu können.

Nachfolgend werden Problemfelder und Lösungsansätze bei der Regulierung der Gasnetze mit dem Ziel einer gesamtwirtschaftlich effizienten Transformation zu einer klimaneutralen Energieversorgung dargestellt.

Angesichts der Tragweite und der zeitlichen Dringlichkeit des Transformationsprozesses sollte die Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens unverzüglich eingeleitet und in einen politischen Dialog zur Zukunft der Gasnetze eingebettet werden. Der BDEW steht hierzu gerne bereit.

2 Zahlen, Daten, Fakten zu Gasversorgung und Gasnetzen

Netzbetreiber und Netzstrukturdaten 2021

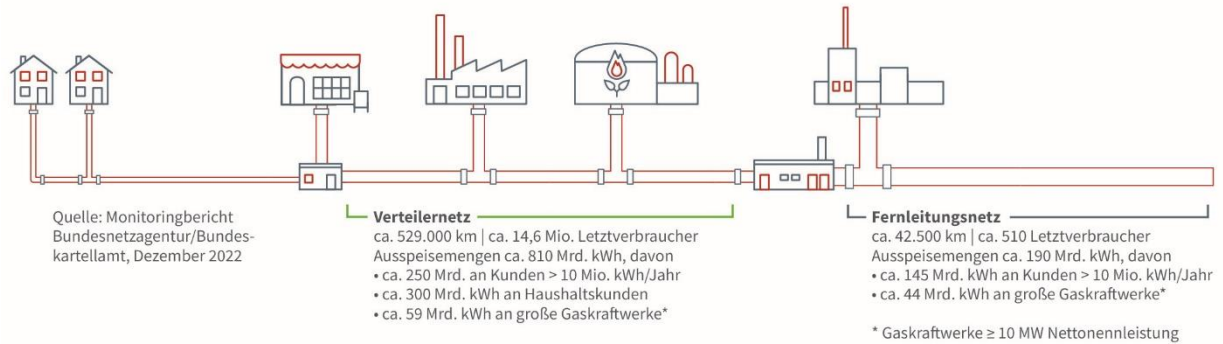


Abbildung 2: Netzstrukturdaten 2021 (Daten von BNetzA⁽⁵⁾, Grafik von BDEW⁽⁶⁾)

Entwicklung des Erdgasabsatzes nach Abnehmern in Deutschland

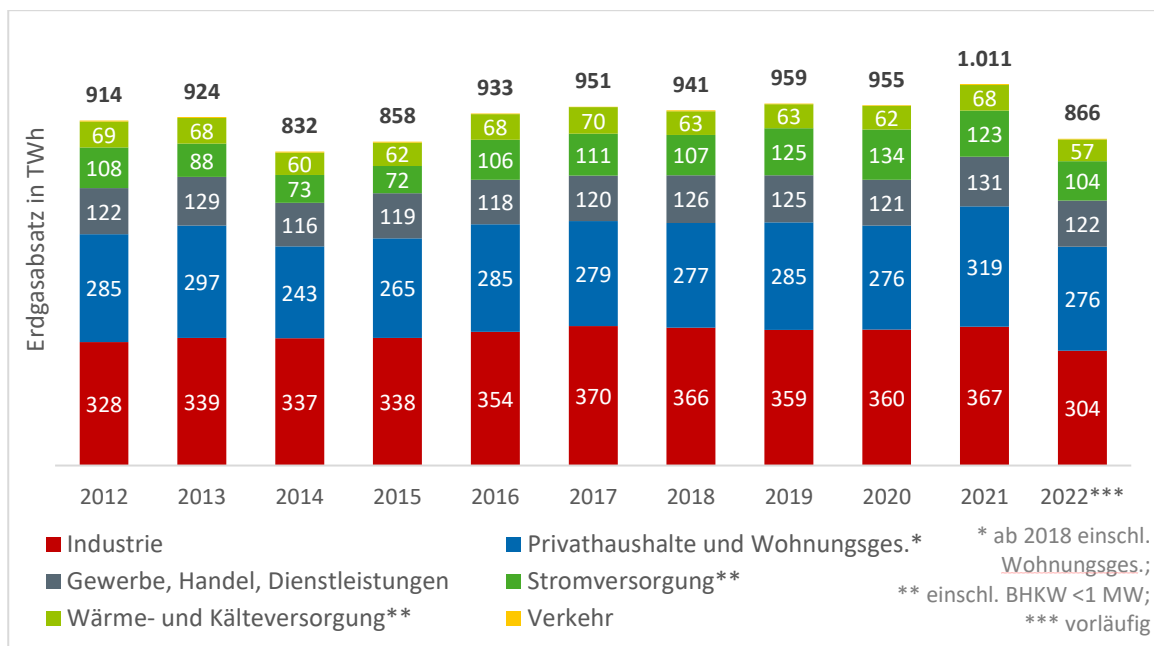


Abbildung 3: Entwicklung Erdgasabsatz (Quellen: Destatis, AGE, BDEW)⁽⁷⁾

Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland 2021

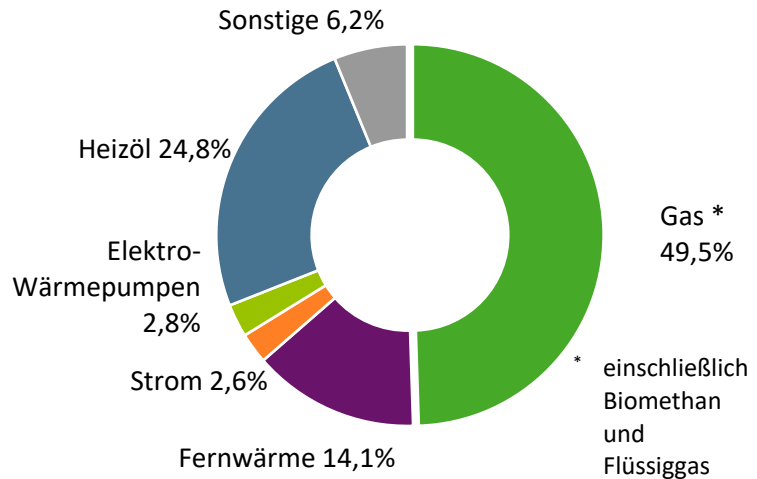


Abbildung 4: Beheizungsstruktur Wohnungsbestand in Deutschland 2021 (Quelle: BDEW)⁽⁸⁾

Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland

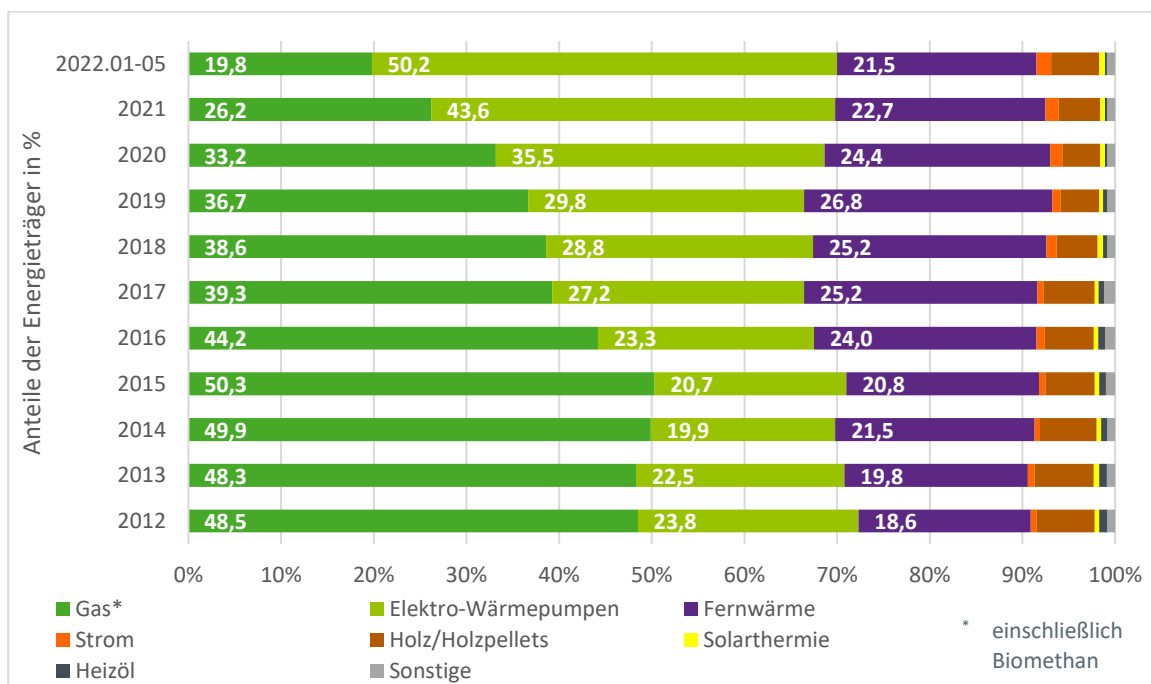


Abbildung 5: Beheizungsstruktur im Neubau (Quelle: Statistische Landesämter, BDEW)⁽⁹⁾

3 Leitlinien für die Transformationsregulierung

Auch zukünftig gilt das energiepolitische Zieldreieck aus Treibhausgasneutralität, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit. Bei allen Lösungsansätzen für die Regulierung der Gasnetze mit dem Ziel einer gesamtwirtschaftlich effizienten Transformation zu einer klimaneutralen Energieversorgung müssen die diesbezüglichen Auswirkungen, die Umsetzbarkeit, die wirtschaftlichen Effekte und die Anreizwirkungen abgewogen werden. Ausschlaggebend sollte der gesamtwirtschaftliche Vorteil/Nutzen sein.

Folgende **Leitlinien** sollen als Zielvorgabe und Bewertungsmaßstab der Handlungsoptionen dienen und damit die Abwägung und Umsetzung unterstützen:

- › **Die Dekarbonisierung der Energieversorgung einschließlich Gas und Wärme ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe.**
- › **Gasnetzbetreiber sind wichtige Akteure der Dekarbonisierung und gestalten die Transformation aktiv mit.**
- › **Lokale Gegebenheiten müssen berücksichtigt werden. Die zukünftige Energieversorgung und der Weg dahin werden sich von Ort zu Ort unterscheiden (Heterogenität).**
- › **Der Regulierungsrahmen soll die Transformation ermöglichen, wird zur Abbildung der unterschiedlichen lokalen Gegebenheiten und Transformationsgeschwindigkeit flexibel gestaltet, verzichtet auf Vorfestlegungen hinsichtlich der Lösungswege und Technologien und wird im Kontext des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks fortentwickelt.**
- › **Volkswirtschaftlich unnötige Kosten werden vermieden. Bestehende Ressourcen, Assets und Fähigkeiten werden im Sinne der Nachhaltigkeit effizient genutzt und transformiert. Es erfolgt keine Entwertung bestehender Vermögenswerte.**
- › **Zum Erhalt der Versorgungssicherheit muss auch zukünftig die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs und der Investitionen sichergestellt sein.**
- › **Die Regulierung setzt einen angemessenen und wettbewerbsfähigen Rahmen für die Transformation (inkl. Umstellung, Stilllegung) und schafft Planungs- und Rechtssicherheit für alle Beteiligten.**
- › **Netzkosten werden sozialverträglich und fair verteilt, sowohl in Bezug auf die Kundengruppen als auch im zeitlichen Kontext.**

4 Potenziale der Gasnetzinfrastruktur/Gasnetzbetreiber nutzen

Gasnetze leisten einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele sowie zur Sicherung einer bezahlbaren und resilienten Energieversorgung. Gas- und Stromnetze ergänzen und

besichern einander, eine dezentrale Sektorenkopplung bietet Potenziale mit Blick auf Effizienz und Versorgungssicherheit. Ein technologieoffener Ansatz, der die Potenziale klimaneutraler Gase nutzt, verspricht deutliche volkswirtschaftliche Kostenvorteile.⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾⁽¹²⁾

Für den schnellen Hochlauf und den kostengünstigen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur müssen vorhandene Netze, Unternehmensstrukturen und Fachpersonal effizient genutzt und Synergien gehoben werden.

4.1 Biomethaneinspeisung erhöhen

Biomethan kann einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten, z. B. auch um ab 2024 neu eingebaute Heizungen zu mindestens 65 % mit Erneuerbaren Energien zu betreiben.

Das Potenzial von Biomethan hat auch die Europäische Kommission in ihrer „RePowerEU“-Strategie anerkannt, mit der sie die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen aus Russland reduzieren möchte. Dafür soll bis 2030 u. a. eine Verzehnfachung der Biomethanherzeugung und Einspeisung auf 35 Mrd. m³/a (entspricht rund 380 TWh) angestrebt werden. Das Biomethan soll insbesondere aus landwirtschaftlichen Abfällen und Reststoffen gewonnen werden.

Im Jahr 2021 speisten rund 233 Biomethananlagen 10,4 TWh bzw. 0,96 Mrd. m³ auf Erdgasqualität aufbereitetes Biomethan in das deutsche Gasnetz ein. Auch ohne Ausweitung des Anbaus von Energiepflanzen könnte die Biomethaneinspeisung auf bis zu 100 TWh/a erhöht werden, dies entspricht 10 % des deutschen Gasverbrauchs in 2021.⁽¹³⁾ Es ist technisch möglich, Biomethananlagen auch auf die Einspeisung von Wasserstoff umzustellen.

Empfehlungen:

- › **Um das vorhandene Potenzial möglichst zügig zu heben, sind die rechtlichen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die Biomethanproduktion, für den Netzanschluss von Biomethananlagen und für die Biomethaneinspeisung zu verbessern.**
- › **Die administrativen Abläufe und Anforderungen beim Netzanschluss von Biogasanlagen sollten harmonisiert werden.**
- › **Auch während der Phase der Transformation der Gasnetze sollte einerseits für die Biomethaneinspeisung ein hohes Maß an Planungssicherheit gewährleistet sein. Andererseits müssen die mit dem Anschluss und Netzzugang von Biomethananlagen verbundenen Kosten für Gasnetzbetreiber/Gasnetznutzer wirtschaftlich zumutbar und verträglich bleiben. Hier gilt es einen angemessenen Ausgleich zu finden.**

Weitere Empfehlungen im Detail enthält das BDEW-Positionspapier „10 Punkte für eine Beschleunigung der Biomethaneinspeisung“ vom 20. Juni 2022.⁽¹³⁾

4.2 Schnellen und wettbewerblichen Wasserstoff-Hochlauf ermöglichen

Ein zeitnaher Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wird mit Blick auf die Klimaziele und die Sicherheit der Energieversorgung immer dringlicher. Bereits 2020 hat der BDEW in seiner „Roadmap Gas“⁽¹⁴⁾ aufgezeigt, wie eine Transformation der Gasversorgung hin zu erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen vollzogen werden kann. Gase können in allen Sektoren Lösungen dafür bieten, Emissionssenkungen effektiv zu realisieren und die dargebotsabhängige Erzeugung Erneuerbarer Energien auszugleichen.

Der im September 2022 von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegte Wasserstoffbericht⁽¹⁵⁾ hat aufgezeigt, wie die künftige Netzplanung Wasserstoff im Sinne eines schnellen Markthochlaufs umgesetzt werden sollte. Der von den Gasnetzbetreibern erstellte Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP)⁽¹⁶⁾ zeigt auf, dass lokale Bedarfe und Versorgungsmöglichkeiten in einem eng abgestimmten und iterativen Prozess harmonisiert werden müssen.

Im Kontext der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie⁽¹⁷⁾ wird diskutiert, Planung, Bau und Betrieb des Backbone-Netzes ausschließlich einer Wasserstoffnetzgesellschaft zu überlassen.⁽¹⁸⁾ Bereits diese Überlegungen führen zu Verunsicherung und zusätzlichen Verzögerungen auf allen Ebenen des sich entwickelnden Wasserstoffmarktes. Neben den ungeklärten Fragen zur Organisation, zum Transfer von Assets und Know-how, zur Einbeziehung der Verteilernetzebene und zur integrierten Betrachtung von Gas und Wasserstoff ist insbesondere zu hinterfragen, ob eine Top-Down-Steuerung zu einem bedarfsorientierten, schnellen und effizienten Markthochlauf führen kann.

Empfehlungen:

- › **Für den Aufbau des Wasserstoffnetzes sollte das Know-how der Gasnetzbetreiber genutzt werden, so dass schnell und effizient die erforderlichen Entscheidungen getroffen werden können. Erforderlich ist dazu ein geeigneter Rechts- und Regulierungsrahmen.**
- › **Ein angemessener Regulierungsrahmen mit einer wettbewerbsfähigen Verzinsung des eingesetzten Kapitals ermöglicht die Finanzierung der Wasserstoffnetze.**
- › **Für die schnelle und effiziente Errichtung eines Wasserstoffnetzes ist eine einheitliche Wasserstoffnetzgesellschaft nicht notwendig. Volkswirtschaftlich effizient sollten die Ressourcen der Gasnetzbetreiber und bewährte Strukturen zu Planung, Errichtung und Betrieb von Netzinfrasturktur genutzt werden.**
- › **In der Hochlaufphase sind eine staatliche Absicherung bzw. ggf. öffentliche Zuschüsse zur Finanzierung der Wasserstoffnetze notwendig, unabhängig von den Eigentümern/Kapitalgebern der Netzbetreiber.**

4.3 Rahmenbedingungen im EU-Gaspaket gestalten

Derzeit werden auf EU-Ebene die Gasbinnenmarkttrichtlinie und -Verordnung überarbeitet. Gemäß dem Kommissionsentwurf⁽¹⁹⁾ sollen Gasnetzbetreiber keine Wasserstoffnetze betreiben und/oder besitzen dürfen. Solch eine strikte Entflechtung ist ein massives Hemmnis für die Transformation und erschwert, verzögert und verteuert die Umstellung von Gasleitungen auf den Transport von Wasserstoff unnötig. Der Industrie-Ausschuss (ITRE) des Europäischen Parlaments hat sich am 9. Februar 2023 für die Übertragung der bei Gas und Strom etablierten Entflechtungsregelungen auf Wasserstoff ausgesprochen. Der BDEW begrüßt das und fordert, dass in diesem Sinne endlich die erforderlichen Entscheidungen auf europäischer Ebene getroffen werden.

Empfehlungen:

- › **Gasnetzbetreiber müssen auch Wasserstoffnetze besitzen und betreiben dürfen.**
- › **Auch bei Wasserstoff ist analog zu Strom und Gas nach Transportnetzen und Verteilernetzen zu unterscheiden.**
- › **Die bei Gas- und Stromnetzen etablierten Entflechtungsvorgaben sollten (einschließlich der De-minimis-Regelung) auf Wasserstoff übertragen und nicht verschärft werden.**

4.4 Kommunale Wärmeplanung als Teil einer integrierten Infrastrukturplanung

Der größte Teil des in Deutschland verbrauchten Gases wird zur Wärmeerzeugung eingesetzt, in den Haushalten, in Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, in der Fernwärmeversorgung und zum Teil auch in der Industrie (vgl. Abbildung 3 und Abbildung 4). Gemäß Koalitionsvertrag soll bis 2030 mindestens 50 % der Wärme klimaneutral erzeugt werden (aktuell unter 20 %).⁽²⁰⁾

Die Dekarbonisierung des Wärmesektors („Wärmewende“) ist ein Schlüsselement zur Erreichung der Klimaschutzziele.⁽²¹⁾ Die kommunale Wärmeplanung als ein zentrales Planungs- und Koordinierungsinstrument ist prägend für den zukünftigen Kapazitätsbedarf, die erforderlichen Investitionen und die Auslastung der Energienetze. Sie beeinflusst Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit dieser Netze. Für eine umfassende und vollständige Abbildung des zukünftigen Infrastrukturbedarfs muss die Energieversorgung ganzheitlich betrachtet und geplant werden.

Empfehlungen:

- › **Die kommunale Wärmeplanung sollte im Sinne einer integrierten Energieinfrastrukturplanung ganzheitlich die Energieversorgung betrachten, um robuste Aussagen zum zukünftigen Infrastrukturbedarf treffen zu können.**

- › **Netzbetreiber und andere betroffene Stakeholder müssen die Transformation aktiv mitgestalten können und bei der kommunalen Wärmeplanung eingebunden sein.**
- › **Die kommunale Wärmeplanung muss technologieoffen alle verfügbaren Optionen eines Versorgungsgebietes einbeziehen und Verbindlichkeit und damit auch Rechtssicherheit für die erforderlichen kapitalintensiven, langfristigen Infrastrukturmaßnahmen schaffen.**

5 Wirtschaftlichen Gasnetzbetrieb und angemessene Netzentgelte sichern

Exogene Vorgaben wie Klimaschutzziele, kommunale Wärmeplanung und Entflechtungsvorgaben haben einen immer größeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und die Entwicklungsperspektiven von Gasnetzbetreibern.

5.1 Wirtschaftlichkeit von Gasnetzkonzessionen sichern

Bei Ablauf von Konzessionsverträgen ist zu beobachten, dass sich immer weniger – in Einzelfällen gar keine – Neukonzessionäre für den Weiterbetrieb des Gasnetzes bewerben. Der zurückgehende Wettbewerb um Gasnetzkonzessionen ist ein deutliches Indiz für ungelöste Probleme, bestehende Unsicherheiten und wirtschaftliche Risiken.

Die Gemeinden übernehmen mit einer kommunalen Wärmeplanung mehr Verantwortung bei der langfristigen Sicherung und Gestaltung der Energie- und Wärmeversorgung vor Ort. Staat und Kommunen müssen im Sinne der Daseinsvorsorge sicherstellen, dass die Versorgung mit Energie/Wärme gewährleistet ist.

Gemäß § 46 EnWG müssen Gemeinden ihre öffentlichen Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen zur Versorgung von Letztverbrauchern durch Vertrag („Konzessionsvertrag“) zur Verfügung stellen. Konzessionsverträge dürfen höchstens für 20 Jahre abgeschlossen werden und sind vor Vertragsablauf öffentlich auszuschreiben.

Empfehlungen:

- › **Für eine planbare und gesamtwirtschaftlich effiziente Transformation muss der Betrieb von Gasnetzen und damit der Erwerb von Gasnetzkonzessionen auch zukünftig wirtschaftlich attraktiv sein, solange die Versorgung über ein Gasnetz unverzichtbarer Bestandteil der lokalen Energieversorgung ist. Dies ist nicht nur im Sinne der Netzbetreiber und ihrer Mitarbeiter, Lieferanten, Anteilseigner und Kapitalgeber, sondern auch im Sinne der Netznutzer, Verbraucher und Kommunen.**
- › **Kosten und Risiken sollten deshalb begrenzt und angemessen verteilt werden. Hierzu dienen die nachfolgend beschriebenen Empfehlungen. Darüber hinaus muss der**

Regulierungsrahmen grundsätzlich überprüft und zielgerichtet angepasst werden. BNetzA und BMWK sollten einen Prozess zur Diskussion der weiteren Ausgestaltung der Transformationsregulierung initiieren.

- › **Findet sich kein Neukonzessionär, sollte die Kommune das Eigentum an den Netzen übernehmen und selbst betreiben bzw. einen geeigneten Netzbetreiber mit der Betriebsführung beauftragen.**

5.2 Einschränkung von Ausbau- und Anschlusspflichten

Gasnetzbetreiber unterliegen einer Reihe von gesetzlichen Verpflichtungen, die auch zukünftig signifikante Investitionen erforderlich machen:

- Leistungsfähiger, zuverlässiger und sicherer Gasnetzbetrieb gemäß § 11 EnWG,
- Anschluss- und Versorgungspflichten aus §§ 17 und 18 EnWG,
- Ausbaupflichten aus §§ 15, 15a, 16, und 16a EnWG,
- Netzanschluss von LNG-Anlagen und Biogasanlagen,
- Sicherstellung der technischen Sicherheit und der Versorgungssicherheit.

Im Zuge der Transformation werden die aufgrund dieser Verpflichtungen nur allmählich abbaubaren Netzkosten auf deutlich schneller sinkende Mengen und Nutzerzahlen verteilt, so dass das spezifische Netzentgelt immer weiter steigen wird. Dies erhöht den Druck für Netznutzer zum Wechsel des Energieträgers. Eine sich selbst verstärkende Preisspirale bei Netzentgelten und damit eine wirtschaftliche Überforderung der Gasnetznutzer muss aber vermieden werden. Investitionsverpflichtungen sind deshalb zu überprüfen und möglichst effizient auf das Ziel der Klimaneutralität auszurichten.

Zur Vermeidung von gesamtwirtschaftlichen ineffizienten Kosten sowie zur Ermöglichung einer planbaren Transformation sollten bestehende Strukturen, Ressourcen und Assets effizient weitergenutzt und weiterentwickelt, unnötige Kosten vermieden, bestehende Investitionspflichten reduziert und der Aspekt der wirtschaftlichen Zumutbarkeit neu geregelt werden. In der Transformationsphase sind die Pflichten eines Anschluss- und Versorgungszwangs auf solche Investitionen zu beschränken, die im Hinblick auf die Versorgungssicherheit erforderlich und für den Transformationspfad sinnvoll sind. Die Transformation wird regional sehr unterschiedliche Geschwindigkeiten und Ausprägungen haben. Daher müssen die Regelungen mit vielen Freiheitsgraden ausgestattet werden und insbesondere die einzelnen Gasnetzbetreiber in die Lage versetzt werden, flexibel auf Änderungen zu reagieren. Dies ist jedoch zu verknüpfen mit einem hohen Maß an Transparenz und Planbarkeit auch für die Netznutzer.

Empfehlungen:

- › **Ausbau- und Anschlussverpflichtungen sollten relativiert werden und müssen unter Einbeziehung der Klimaschutzziele wirtschaftlich zumutbar sein:**
 - **Einschränkung der Netzausbau-Verpflichtung in § 11 Abs. 1 EnWG.**
 - **Abschaffung der uneingeschränkten Anschlusspflichten nach §§ 17 und 18 EnWG für Gasnetzbetreiber (z. B. Bezug der wirtschaftlichen Zumutbarkeit auf den Einzelfall).**
 - **Schaffung einer gesetzlichen Grundlage zur Kündigung von bestehenden Anschlussnutzungsverhältnissen mit angemessener Frist (z. B. in Verbindung mit den Ergebnissen der kommunalen Wärmeplanung oder bei Angebot eines Wasserstoff-Netzanschlusses oder anderer alternativer Energieträger).**

5.3 Flexibilisierung der Nutzungsdauern für Gasnetze

Das aktuelle Regulierungsregime geht von einem eingeschwungenen Zustand und ewig fort-dauerndem Netzbetrieb aus. Die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) gibt für Gasnetzinvestitionen lineare Abschreibungen mit einer vorab festgelegten Nutzungsdauer von bis zu 65 Jahren vor. Mit Blick auf die Klimaschutzziele ist klar, dass diese Systematik die Amortisation und verursachungsgerechte Kostenallokation langfristig nicht sicherstellen kann.

Die BNetzA hat ermöglicht, dass die ab 2023 getätigten Gasnetzinvestitionen bis 2045 abgeschrieben werden können.⁽²²⁾ Mit einem Nutzungsdauer-Wahlrecht unter Beibehaltung der bestehenden Obergrenzen können Anlagegüter, die perspektivisch mit klimaneutralen Gasen betrieben werden, weiterhin über lange Nutzungsdauern abgeschrieben werden.

Folgende Probleme sind jedoch ungelöst:

- Die Bestandsanlagen werden weiter mit den bisherigen Nutzungsdauern und damit auch weit über 2045 hinaus abgeschrieben. Eine vollständige regulatorische Amortisation ist damit nicht sichergestellt. Hieraus resultieren hohe wirtschaftliche Risiken für Netzbetreiber, Netznutzer sowie Anteilseigner und Kapitalgeber.
- Die Netzinfrastruktur wurde für die heute versorgten Gaskunden errichtet. Mit der linearen Abschreibungsmethodik werden die Anschaffungskosten gleichmäßig über die gesamte Nutzungsdauer verteilt. In den nächsten Jahren werden viele heute gasversorgte Kunden zu anderen Energieträgern wechseln und somit nicht mehr zur Deckung der Netzkosten beitragen. Die verbleibenden Gasnetznutzer müssten einen immer größeren Kostenanteil übernehmen.

- Mit der BNetzA-Festlegung wird für die ab 2023 getätigten Investitionen unterstellt, dass diese bis mindestens 2045 in Betrieb bleiben und über diesen Zeitraum amortisiert werden. Für Neu- und Bestandsanlagen ist deutlich mehr Flexibilität notwendig, um effiziente Transformationspfade zu ermöglichen. Z. B. könnten Leitungen zur vorübergehenden Sicherstellung der Versorgungssicherheit neu errichtet oder in Umsetzung einer kommunalen Wärmeplanung deutlich früher stillgelegt werden müssen.

Empfehlungen:

- › **Angesichts der Tragweite und des Umfangs des Transformationsprozesses sollten regulatorische Fragen in einen politischen Dialog zur Zukunft der Gasnetze eingebettet werden.**
- › **Auch für den Ende 2022 vorhandenen Anlagenbestand muss die optionale Möglichkeit zur Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern eröffnet werden.**
- › **Neben der linearen Abschreibungsmethodik müssen auch degressive Abschreibungen ermöglicht werden. Eine degressive Abschreibung reflektiert deutlich besser die zu erwartenden Entwicklungen bei Kundenanzahl und Verbrauchsmenge und verhindert eine mittel- und langfristige Überforderung von (immer weniger) Netznutzern.**
- › **Die Regulierung muss auch die Heterogenität bei der Dekarbonisierung abbilden. Die Nutzungsdauer muss anlagenindividuell u. a. in Abhängigkeit von Vorgaben auf EU-, Bundes-, Landes- oder kommunaler Ebene – auch mehrfach – angepasst werden können. Die Nutzungsdauer muss deshalb auch vor 2045 enden können, die Nutzungsdauer-Spannbreiten sollten vollständig nach unten geöffnet (Untergrenze 1 Jahr) werden.**
- › **Außerdem ist eine Regelung zu den Kosten aus Buchverlusten bei Stilllegung vor dem Nutzungsdauer-Ende notwendig (z. B. über Sonderabschreibungen).**

5.4 Reduktion und angemessene Allokation von Transformationskosten

Die Gasnetzinfrastruktur muss entsprechend der zukünftigen Versorgungsaufgabe weiterentwickelt und angepasst werden. Hierzu werden je nach den örtlichen Gegebenheiten unterschiedliche Maßnahmen notwendig, u. a. :

- Ermöglichung der Biomethan-Einspeisung und Beimischung von Wasserstoff
- Neubau von Wasserstoffleitungen
- Umstellung Erdgasleitungen auf Wasserstoff („H2-Readiness“)
- Außerbetriebnahme/Stilllegung
- Rückbau

Ein vollständiger Rückbau ist in den allermeisten Fällen technisch nicht notwendig und aufgrund der hohen Kosten für Tiefbauarbeiten volkswirtschaftlich nicht sinnvoll. Im gesamtwirtschaftlichen Interesse muss auf nicht zwingend notwendigen Rückbau verzichtet werden.

Empfehlungen:

- › **Transformationskosten (u. a. für Stilllegung und Rückbau) sollten angemessen regulatorisch berücksichtigt werden.**
- › **Es sollte gesetzlich verankert werden, dass auch entgegen ggf. anderslautender Vereinbarungen in Wegenutzungs-/Konzessionsverträgen oder sonstigen Vereinbarungen stillgelegte Leitungen grundsätzlich im Boden verbleiben können (keine anlasslose Beseitigungspflicht). Eine etwaige Rückbauverpflichtung ist an hohe Hürden zu knüpfen und mit angemessenen Fristen zu versehen.**
- › **Sollte ein Rückbau erforderlich sein, sollte dieser möglichst kosteneffizient erfolgen, z. B. durch Verknüpfung mit anderen Infrastrukturmaßnahmen in der Gemeinde.**
- › **Kosten der Stilllegung und des Rückbaus sollten angemessen verteilt werden. Anschlussnehmer als Nutznießer eines Netzanschlusses sollten Leitungen über ihre Grundstücke auch bei Stilllegung dulden (Verlängerung Duldungspflicht in § 12 Abs. 4 NDAV und entsprechende Regelung für höhere Netzebenen) oder die Rückbaukosten übernehmen.**
- › **Bei übergeordneten städtebaulichen Belangen sollte ein Rückbau nur auf Anweisung der Kommune erfolgen. Im Vorfeld ist die Kostentragung der Kommune zu regeln.**
- › **Beim Netzbetreiber etwaig verbleibende Rückbaulasten sind regulatorisch zu berücksichtigen. Dazu muss sichergestellt sein, dass Rückbau-Rückstellungen regulatorisch nicht zum Abzugskapital gezählt werden.**

5.5 Anpassung Effizienzvergleich

Mittels des BNetzA-Effizienzvergleichs werden Kosten und Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber miteinander verglichen und das effiziente Kostenniveau ermittelt. In einem eingeschwungenen Zustand können so Effizienzpotenziale ermittelt und gehoben werden.

Die mit der Transformation verbundene zunehmende Beeinflussung des Netzbetriebs durch Dritte (z. B. kommunale Wärmeplanung) und die unterschiedlichen Betroffenheiten und Umsetzungsgeschwindigkeiten (Heterogenität) verzerren jedoch zunehmend den Effizienzvergleich und erschweren die Vergleichbarkeit der Netzbetreiber untereinander zusätzlich. Die bisher verwendeten Modelle und Strukturparameter würden Gasnetzbetreiber, in deren

Netzgebiet die Dekarbonisierung schneller voranschreitet, im Effizienzvergleich benachteiligen und somit im schlimmsten Fall zu Verzögerungsanreizen bzgl. der Dekarbonisierung führen.

Empfehlungen:

- › **Mit Blick auf die exogen getriebene Transformation müssen die Umsetzbarkeit des Effizienzvergleichs, die Aussagekraft der Ergebnisse und die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben grundsätzlich hinterfragt werden.**
- › **Zu überprüfen ist, ob die durch die Transformation beeinflussten Kosten und Strukturparameter im Effizienzvergleich bereinigt werden können.**
- › **Sofern eine sachgerechte Anpassung/Weiterentwicklung nicht möglich ist, sollte auf den Effizienzvergleich gänzlich verzichtet werden.**

5.6 Kostenallokation/Entgeltgestaltung

Die Höhe der Netzentgelte ergibt sich vereinfacht aus den regulierten Kosten und dem Gasverbrauch. Die Netzkosten sind weitgehend geprägt durch die Netzstruktur und die Kapazitätsbereitstellung. Auch wenn im Zuge der Transformation die Mengen und die Nutzerzahlen zurückgehen, werden die Kosten nicht im gleichen Umfang und im gleichen Tempo sinken können. Je weiter die Transformation voranschreitet, d. h. je mehr oder je schneller Netznutzer ihren Gasverbrauch reduzieren oder zu anderen Energieträgern wechseln, umso höher wird die Belastung der verbleibenden Gasnetznutzer durch steigende Netzentgelte.

Dabei ist zu beachten, dass sich die Transformationsgeschwindigkeit in den unterschiedlichen Kundensegmenten deutlich unterscheiden kann (Industriekunden vs. Haushaltskunden). Das muss bei der zukünftigen Kostenallokation beachtet werden.

Verbraucher können häufig ihren Energieträger selbst wählen und sind nur begrenzt an Planungen der Kommune oder Netzbetreiber gebunden. Der Wechsel zur Stromwärmepumpe, zur Fernwärme oder anderen Heizungssystemen wird nicht nur gemäß einer kommunalen Wärmeplanung oder den Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes erfolgen, sondern auch ungesteuert aufgrund individueller Abwägungen der Verbraucher. Hierbei spielt auch die erwartete Entwicklung der Gasnetzentgelte eine Rolle.

Empfehlungen:

- › **Gasnetznutzer dürfen auch langfristig nicht durch die Höhe der Netzentgelte überfordert werden. Bei der Zuordnung von Kosten sollte der zukünftige Rückgang in Absatzmengen und Nutzerzahl beachtet werden.**

- › **Zu einer verursachungsgerechten Kostenallokation gehört auch eine faire Verteilung der Kosten im Zeitablauf. Kosten sollten korrespondierend zu den erwarteten Mengenentwicklungen zeitlich verteilt werden können. Neben einer degressiven Abschreibungsmethodik (vgl. Abschnitt 5.3) sollte auch für weitere Kostenbestandteile eine möglichst frühzeitige Refinanzierung über die Kundengesamtheit ermöglicht werden.**
- › **Zu prüfen wäre, nicht vermeidbare Härten für Netznutzer über umlage- oder steuerfinanzierte Entlastungen zu reduzieren und welche Anreizwirkungen dies hätte.**

Ansprechpartner/Ansprechpartnerin

Jan Kiskemper
Energienetze, Regulierung & Mobilität
+49 30 300199-1132
jan.kiskemper@bdew.de

Julia Borger, LL.M. (Edinburgh)
Abteilung Recht
+49 30 300199-1536
julia.borger@bdew.de

Anhang: Quellen und weiterführende Literatur

- (1) BDEW, Konjunktur und Energieverbrauch, Ausgabe 02/2023, 28.03.2023
<https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/konjunktur-und-energieverbrauch/>
- (2) BDEW, 14 Maßnahmen für einen schnellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft, 19.05.2022
<https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/14-ma%C3%9Fnahmen-fuer-einen-schnellen-hochlauf-der-wasserstoffwirtschaft/>
- (3) BDEW, Stellungnahme zu den Legislativvorschlägen der Europäischen Kommission zur Anpassung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und -Verordnung, 11.04.2022
<https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/zu-den-legislativvorschlaegen-der-europaeischen-kommis-sion-zur-anpassung-der-gasbinnenmarkt-richtlinie-und-verordnung/>
- (4) BDEW, Stellungnahme Regelungen zu Wasserstoffnetzen, 03.03.2021
<https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/regelungen-zu-wasserstoffnetzen/>
- (5) Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2022
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html>
- (6) BDEW, Die Gasverteilernetze in der Wasserstoffwirtschaft, Flyer, 15.02.2023
<https://www.bdew.de/service/publikationen/die-gasverteilernetze-in-der-wasserstoffwirtschaft/>
- (7) BDEW, Entwicklung des Erdgasabsatzes nach Abnehmern in Deutschland, 27.03.2023
<https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-des-erdgasabsatzes-deutschland/>
- (8) BDEW, Die Energieversorgung 2021 – Aktualisierter Jahresbericht, 03.06.2022
<https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/die-energieversorgung-2021/>
- (9) BDEW, Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau, Stand 08/2022
<https://www.bdew.de/plus/grafik/entwicklung-beheizungsstruktur-baugenehmigungen/>
- (10) Enervis, Zukunftsperspektive Gasverteilernetze, Gutachten im Auftrag des BDEW, 09.2021
https://www.bdew.de/media/documents/202109_enervis-Gutachten_Zukunftsperspektive_Gas_VNB.pdf

- (11) BDEW, Beitrag der Gasverteilernetze zur Erreichung der Klimaziele, 04.01.2022
<https://www.bdew.de/service/publikationen/zukunftsperspektive-gasverteilernetze/>
- (12) Fraunhofer ISE und Fraunhofer IEE, Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors, Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrates, 08.12.2022
<https://www.wasserstoffrat.de/veroeffentlichungen/studien>
- (13) BDEW, 10 Punkte für eine Beschleunigung der Biomethaneinspeisung, 20.06.2022
<https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/10-punkte-fuer-eine-beschleunigung-der-biomethaneinspeisung/>
- (14) BDEW, Roadmap Gas, 02.07.2020
<https://www.bdew.de/service/publikationen/roadmap-gas/asdf>
- (15) FNB Gas, Wasserstoffbericht, 01.09.2022
<https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-bericht/>
- (16) DVGW, Gasnetzgebietstransformationsplan 2022, 09.2022
<https://www.h2vorort.de/gtp>
- (17) Bundesregierung, Die Nationale Wasserstoffstrategie, 06.2020
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>
- (18) Fraunhofer IEG et al, Wasserstoffnetzgesellschaft und staatliche Beteiligungsformen
<https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/deutsch/dokumente/pressemitteilungen/impulspapier-wasserstoffnetzgesellschaft.pdf>
- (19) Europäische Kommission, Legislativvorschläge zur Überarbeitung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und Gasbinnenmarkt-Verordnung, 15.12.2021
https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/hydrogen-and-decarbonised-gas-market-package_en
- (20) BMWK, Wohlstand klimaneutral erneuern, Werkstattbericht, 09.03.2023
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/werkstattbericht-des-bmwk.html>
- (21) BMWK, Konzept für die Umsetzung einer flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung als zentrales Koordinierungsinstrument für lokale, effiziente Wärmenutzung, 28.07.2022
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/diskussionspapier-kommunale-waermeplanung.html>
- (22) BNetzA, Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen („KANU“, BK9-22-614), 08.11.2022
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK9-GZ/2022/2022_bis0999/BK9-22-0614/BK9-22-0614_Festlegung_FL_Hauptseite.html?nn=1073710