

Fragliche Wirtschaftlichkeit kommunaler H₂-Verteilnetze zu Heizzwecken: Die Rolle der Bedarfs-Festschreibung für die Sicherung ihrer Finanzierung

Jochen Luhmann

Deutschlands Haushalte werden, zu Beheizungszwecken, zu 70 % leitungsgebunden versorgt: 50 % mit Erdgas und 14 % mit Fernwärme; 5 % mit Elektrizität, davon je die Hälfte noch mit Nachtspeicherheizung, die andere Hälfte mit Wärmepumpen. So war es 2021. So wird es in Zukunft nicht sein, denn Erdgas ist ein Energieträger fossiler Herkunft. Dessen Nutzung geht in den nächsten beiden Jahrzehnten gen Null. Die Frage ist, was das für die Erdgasleitungen in Deutschland bedeutet.

Das Erdgasverteilstück: Die Ausgangslage

Das Erdgasverteilstück umfasst eine Länge von etwa 554.000 km. Haushalte mit ihrem Heizbedarf dürften weitüberwiegend aus dem Niederdrucknetz bedient werden, mit einer Netzlänge von 204.000 km. Etwa 60 % sind aus Polyethylen (PE) gefertigt, 35 % aus Stahl [1]. Damit ist sind die Leitungen des Gasnetzes ohne weiteren Aufwand für den Transport eines anderen Gases, zum Beispiel von Wasserstoff (H₂), geeignet.

Das Durchschnittsalter dieses Gasnetzes liegt bei 29 Jahren. Amortisiert werden Erdgasverteilstücke gemäß der Entgeltregulierung, die die Bundesnetzagentur (BNetzA) in Geltung gesetzt hat. Die war auf einen Netzbetrieb zugeschnitten, der auf unbegrenzte Dauer angelegt ist. Die Vorgaben mit dieser vor 15 Jahren erst entschiedenen Ewigkeitsunterstellung wurden operationalisiert in einer linearen Abschreibungszeit von bis zu 65 Jahren. Der Gasnetzbestand dürfte, so ist zu schließen, mit einem Wert von etwa der Hälfte seines Herstellungsaufwands bilanziert sein. Behalten werden die Gasnetze ihren Wert nur, sofern sie auch in Zukunft noch zu etwas nütze sind. Das ist für die Verteilstücke die große Frage.

In verdichteten Siedlungsgebieten sieht es so aus: Angeboten werden in der Regel zwei leitungsgebundene Endenergieträger: Strom einerseits sowie zusätzlich entweder Gas oder Fernwärme. Anbieter sind entweder kommunale Unternehmen; oder Unternehmen, die von den Kommunen in befristeten Verträgen konzessioniert worden sind – mit Ende der Frist haben die Kommunen das Recht, das

bestehende Netz zum jeweiligen Ertragswert zu übernehmen. Wenn diese Gasnetze in Zukunft zu nichts mehr nütze sind, verlieren die Verteilstückbetreiber ihr Vermögen, aber nicht notwendig die Kommunen.

Der revolutionierende Ampel-Beschluss zu den Quellen des Heizens

Die Entscheidung der Ampel-Koalition vom November 2021 [2] zur Klimapolitik im Gebäudebestand war bahnbrechend. Die klimagerechte Situation im Gebäudebestand wird nicht länger im Schwerpunkt mit Hilfe einer erhöhten Energieeffizienz des Gebäudebestands angenähert, wie es eigentlich das Mandat des GEG ist, sondern über eine Veränderung der „Klima-Qualität“ der Endenergieträger, die zu dessen Beheizung eingesetzt werden. Das konsensuale Positionspapier der Bauministerkonferenz vom 24. November 2023 [3] formuliert diesen Neuansatz sogar alternativlos programmatisch: Es sistiert die Aufgabe erhöhter Energieeffizienz einfach und willkürlich, gegen den Auftrag der bestehenden Gesetzeslage (GEG, früher EnEG). Die Endenergieträger haben die Aufgabe der Klimaneutralität alleine zu übernehmen. Dazu müssen sie aktuell zu zwei Dritteln aus erneuerbaren Energien stammen und mit dieser Eigenschaft in naher Zukunft auf 100 % skalierbar sein.

Die Fähigkeit der bruchlosen Skalierbarkeit auf 100 % und damit auf Klimaneutralität ist von zentraler Bedeutung. Von den drei leitungsgebundenen Energieträgern, die in unseren Straßen liegen, erfüllt einer diese Bedingung problemlos: Elektrizität. Die Fernwärme verspricht sie problemarm erfüllen zu

können, sofern sie ihre je örtlichen Niedertemperatur-Wärmequellen ebenfalls mit Wärmepumpen veredelt und nutzt – die Zeit der Nutzung von Abwärmequellen aus Verbrennungsprozessen ist bekanntlich vorbei. „Fernwärme“ ist dann im Wesentlichen kollektivierte Wärmepumpennutzung im Quartier und also ebenfalls Elektroheizung.

Deutlich anders ist die Situation allein für das Erdgas bzw. die Erdgasleitungen. Bruchlos skalierbar sind sie nur mit Bio- oder synthetischem Methan. Skalierbar, aber mit Bruch, sind sie bei Umstellung auf H₂. Da türmen sich erhebliche Schwierigkeiten auf. Die Revolution des klimapolitischen Ansatzes im Gebäudesektor in Deutschland, die europaweit gesehen nur eine nachholende Entwicklung ist, führt zu einer erheblichen Verschiebung der Wettbewerbsfähigkeit zwischen den konkurrierenden leitungsgebundenen Endenergieträgern. Es handelt sich dabei aber nicht um einen Akt der Willkür, es werden vielmehr bestehende unterschiedliche Eigenschaften der drei leitungsgebundenen Optionen wirtschaftlich relevant gemacht.

Bedeutung für die Gas-Optionen

Erdgasröhren sind nicht wirklich auf Erdgas ausgelegt. „Neue Gase“ [4] in alten Röhren sind der Hoffnungsträger, um den Wert des Verteilstückes erhalten zu können. Darauf setzt die Gaswirtschaft natürlicherweise [5] – ob auch rationalerweise ist die Frage. Prinzipiell gibt es die beiden erwähnten Gas-Varianten, jeweils mit zwei Unter-Optionen:

- weiterhin Methan, nun aber statt aus fossilen aus biogenen bzw. aus erneuerbaren abiotischen Quellen. Ersteres

heißt Biomethan, Letzteres „synthetisches“ Methan. Das ist die nicht-disruptive Variante.

- Wasserstoff (H₂), der ebenfalls aus erneuerbaren abiotischen Quellen hergestellt ist – ein Derivat aus klimaneutralem Strom. Sein Name ist dann „grüner“ Wasserstoff – entgegengesetzt zu „blauem“ und „türkischem“ H₂. Das ist die disruptive Variante, man muss Einrichtungen zum Betrieb des Gasnetzes auf H₂-Verträglichkeit nachrüsten; und vor allem muss man die Geräte der Verbraucher austauschen, um sie in einem Netzabschnitt „auf einen Schlag“ neu in Betrieb zu nehmen.

Biomethan sowie nicht-grüner Wasserstoff sind beide nicht aus klimaneutralen Quellen hergestellt, haben deshalb einen Emissionsrucksack aus ihrer Herstellung, ihrer Vorleistung, bei sich. Sie erfüllen deshalb nicht das Kriterium des Beschlusses der Ampel-Koalition, der Skalierbarkeit von 65 % auf 100 %. Man kann sie übergehen.

Bleiben synthetisches Methan und grüner Wasserstoff. Beide sind nicht unabhängig voneinander. Synthetisches Methan ist Derivat grünen Wasserstoffs, mit einem energetischen Mehraufwand von etwa 30 % gewonnen [6]. Die preisliche Relation ist deshalb berechenbar und liegt in dieser Größenordnung.

Wenn das leitungsgebundene Gas mit seinen Heizungsanlagen nach dem Verbrennungsprinzip, was aus thermodynamischen Gründen recht verlustträchtig ist, zum Wettbewerb antritt gegen Heizungsanlagen, die mit dem ebenfalls leitungsgebundenen Energieträger Strom betrieben werden, die zudem statt Verluste Umgebungswärmegewinne in der Größenordnung des Faktors 3 und mehr generieren, dann sind die Erfolgsaussichten aus thermodynamischen Gründen eigentlich offenkundig negativ. Wie soll es möglich sein, dass Gas dagegen erfolgreich sein kann?

Stella Oberle (Tab. 2.5) hat in ihrer Dissertation [7] das Preisverhältnis von Strom und Gas, sofern „vom Lieferanten beeinflussbar“, auf 3 zu 1 (8,59 €/ct/kWh vs. 2,95 €/ct/kWh) stilisiert. Dieser Faktor 3 wird durch die Leistungskennzahl der Wärmepumpe (WP) mindestens egalisiert – allerdings ist das Gerät WP auch deutlich investitionsintensiv

ver als eine schlichte Gastherme. Es kommt aber noch der Kosten- und also Preiseffekt hinzu aus der doppelten Derivateigenschaft, dass derselbe Strom verwendet wird, um H₂ zu produzieren – und überdies ggfls. um daraus wiederum Methan herzustellen. Kostenparität ist nur denkbar, wenn die Derivate H₂ oder ggfls. Methan im fernen Ausland mit Hilfe von Strom hergestellt werden, der deutlich günstiger als der in Deutschland hergestellte Strom, mit dem die Wärmepumpen gespeist werden. Dass es so kommt, ist aber völlig unwahrscheinlich.

Die Zukunft des Gasverteilnetzes ist somit aus Gründen der relativen Wirtschaftlichkeit bedroht bis unwahrscheinlich. Zu erwarten ist, dass bisherige Kunden in erheblicher Zahl abspringen. Der Leitungsgebundenheit wegen hat das zur Folge, dass die Netzkosten auf weniger Kunden umgelegt werden, die Netzentgelte steigen – was weitere Bestandskunden motivieren wird, abzuspringen. D.h. ein *circulus vitiosus*, der Alpträume schaffen kann. Die Situation ist dynamisch instabil. Für Haushaltskunden liegen die Netzentgelte bei Gas (nach Oberle) gegenwärtig bei 1,5 €/ct/kWh und damit bei etwa 20 % des Gesamtpreises. Der *circulus vitiosus* kann leicht zu einer Verdoppelung dieses Kostenbeitrags führen. Für Strom liegen die Netzentgelte prozentual in derselben Größenordnung, wegen des weit höheren Gesamtpreises aber um fast den Faktor 5 höher. Mit dem zu erwartenden Zustrom von ehemaligen Öl- und Gaskunden zur Strombeheizung ist die Wachstumserwartung hier jedoch negativ. Die Schere verbreitert sich.

Auf den Prüfstand gestellt wird hier die Zukunft der Gasverteilnetze allein mit der Gas-Option Wasserstoff. Die Option Bio- bzw. synthetisches Methan wird als offensichtlich noch weniger aussichtsreich übergangen.

Die Regelung zu H₂-Heizungen und H₂-Verteilnetzen in der GEG-2023-Novelle

Die regulatorische Umsetzung des Beschlusses im Ampel-Vertrag ist mit der GEG-2023-Novelle [8], vulgo „Heizungsgesetz“, vorgenommen worden. Der neugeschaffene § 71 verlangt in Abs. 1 grundsätzlich: „Eine Heizungsanlage darf ... in einem Gebäude nur eingebaut oder aufgestellt werden, wenn sie

mindestens 65 Prozent der mit der Anlage bereitgestellten Wärme mit erneuerbaren Energien ... erzeugt.“

In den sieben §§ 71b bis 71h wurde pragmatisch ausdekliniert, was das für diverse Typen von Heizungen bedeutet. In den dann folgenden beiden Paragraphen geht es um die zu den Heizungen mit Fernwärme und Gas komplementären Netzinfrastrukturen, die im Schwerpunkt in anderen Gesetzen (WPG, EnWG) reglementiert sind. § 71 j geht zu Wärmenetzen, § 71 k dann ist der für den hier gewählten Aspekt entscheidende, er geht zu „einer Heizungsanlage, die sowohl Gas als auch Wasserstoff verbrennen kann“. Dort wird für Heizungsanlagen, die sowohl Erdgas als auch 100 % Wasserstoff verbrennen können, eine privilegierende Ausnahme formuliert.

Das Privileg ist, das eh äußerst knappe Budget Deutschlands an Treibhausgas-Emissionen unter der Effort Sharing Directive, also ein finanziell pönalisiertes Budget, belasten zu dürfen. Während ansonsten gilt, dass ab Mitte 2026 bzw. Mitte 2028 nur noch Heizungen eingebaut werden dürfen, welche die mindestens-65%-Regel ab diesem Zeitpunkt einhalten, dürfen Heizungen, welche den Bedingungen nach § 71k entsprechen, weiterhin Erdgas nutzen. Ein Wechsel des Brennstoffs ist da lediglich für die Zukunft zu versprechen.

Ursprünglich war geplant, das Privileg zumindest dadurch einzuschränken, dass ab 2030 50 % biogenes Gas bzw. Wasserstoff und ab 2035 65 % Wasserstoff bezogen werden müssen – der durfte grün oder blau sein. Diese Einschränkung wurde im Verlauf der Nachverhandlungen zum Gesetzentwurf der Bundesregierung im Bundestag aber verworfen. Explizite Zwischen-Fristen (vor 2045) für den Umstieg auf H₂ sind nicht mehr enthalten und emissionsmindernde Anforderungen für die Übergangszeit sind ebenfalls entfallen. Das Privileg wurde somit sehr großzügig ausgeweitet.

Bei den Bedingungen in § 71k, die erlauben, das Privileg in Anspruch zu nehmen, handelt es sich im Wesentlichen um diese beiden:

- Das Gebäude muss in einem Gebiet liegen, für das ein (i.d.R. kommunaler) Wärmeplan gilt. Dieser weist ein Gebiet als Wasserstoffnetzausbaugbiet aus,

welches spätestens bis Ende 2044 vollständig mit Wasserstoff versorgt werden soll. Dazu gehört zudem ein mit Zwischenzielen versehener „Fahrplan“ für die Umstellung der Netzinfrastruktur auf die vollständige Versorgung der Anschlussnehmer mit Wasserstoff. Den müssen der Gasverteilnetzbetreiber und der Urheber des Wärmeplans, i.d.R. die Kommune, gemeinsam spätestens per Mitte 2028 beschlossen haben. Für Treu und Glauben des Kunden/Heizungseigentümers ist das der entscheidende Termin. Wirksam wird der Fahrplan aber erst mit einer Genehmigung der Bundesnetzagentur (BNetzA); die wird von ihr zudem alle drei Jahre überprüft, der beschlossene Fahrplan kann in diesem Kontext auch später noch rotes Licht erhalten.

■ Es kann also sein, dass der Plan von Gasnetzbetreiber und Kommune von der BNetzA als nicht-realitätsgerechter Blütentraum noch abgewiesen wird. Sofern entschieden wird, dass der verbindliche Fahrplan außer Kraft gesetzt wird, hat der betroffene Eigentümer, der im Vertrauen auf die örtliche Planung sich für den Einbau einer neuen Erdgasheizung entschieden hatte, innerhalb von drei Jahren seine Heizung umzustellen auf einen der rechtlich zugelassenen anderen sieben Typen von Heizung (§§ 71b bis 71h). In diesem Fall hat er einen Anspruch auf Erstattung der aus der Sistierung des Fahrplans entstehenden Mehrkosten gegen den Betreiber des Gasverteilnetzes, sofern der die Entstehung der Mehrkosten zu vertreten hat.

Ein asymmetrischer Anreiz-Effekt auf der Kehrseite: Wer diese Option in Anspruch nimmt, die Besitzer solcher Gasheizungen, tragen zugunsten der Gasnetzbetreiber stetig weiterhin ihr Scherflein bei zur Amortisation der nutzlos werdenden Gasverteilnetze – Gasverteilunternehmen, die sich gegen den H₂-Weg entscheiden, müssen ohne diese Beiträge zurechtkommen und den nicht-amortisierten Kostenanteil ihrer aufzugebenden Erdgas-Netze vollständig selbst tragen.

Die fragliche Finanzierbarkeit von H₂-Verteilnetzen

Die Regelung in § 71k GEG-2023 kann man wie folgt auf eine Maxime bringen. Der Ge-

setzgeber hat entschieden: Den Akteuren der (kommunalen) Gasverteilwirtschaft steht frei das Risiko einzugehen, mit Wasserstoff auf dem Markt leitungsgebundener Energieversorgung zur Gebäudebeheizung gegen den Platzhirschen Strom mit der Wärmepumpen-Heizung und gegen Fernwärme, die in Zukunft überwiegend eine Geothermie- oder Großwärmepumpen-Unternehmung sein wird, anzutreten. Sie gehen mit diesem Wagnis ein extrem hohes Risiko ein. Also wird sich das Risiko wahrscheinlich in einer großen Zahl von Kommunen realisieren. Es ist jedoch unrealistisch zu unterstellen, dass man kommunale Kunden in einigen Regionen „Mondpreise“ zahlen oder Kommunen reihenweise Konkurs gehen lässt, ohne Rettungsprogramme übergeordneter Gebietskörperschaften auszulösen. Bail-out steht im Raume.

Kommunen bzw. die Gasnetzbetreiber, die dieses Betreibungs-Recht auf Zeit von den Kommunen qua Konzession erhalten haben, stehen aber nur dann in der Gefahr, diesen höchst risikoreichen Weg zu beschreiten, wenn sie die Umstellung finanzieren können. Müsste die Finanzierung für dieses neue Geschäftsmodell auf dem privaten Finanzmarkt akquiriert werden, so müssten fachliche Markterkundungen, Wirtschaftlichkeitsrechnungen und Risikoabschätzungen den Geldgebern vorgelegt werden, um sie zur Finanzierung der Netzinvestitionen zu bewegen. Wenn für diese Projekte private Geldgeber gewonnen werden müssen, die nur in fachgerecht geprüfte Projekte investieren, so wird die Idee kommunaler H₂-Gasverteilnetze kaum in nennenswertem Umfang realisiert sondern überwiegend eingestampft werden. Ihr Anliegen an Investitionen ist „objektiv“, bei unvoreingenommener Wirtschaftlichkeitsrechnung, nur in Ausnahmefällen finanzierbar.

Die Lösung: Politische Feststellung des „Bedarfs“

Für die Gas-Verteilnetzbetreiber zeichnet sich jedoch für den Spezialfall einer Umrüstung auf das H₂-Netz eine Finanzierungs-Option jenseits des Finanzmarktes ab. Sie kann Rettung oder Verführung sein. Die Option ist nämlich asymmetrisch. Wenn eine Kommune bzw. ein Stadtwerk das Gasverteilnetz stilllegen und großräumig in Nahwärmenetze investieren will, so steht eine solche Finan-

zierung nicht bereit. Diese Asymmetrie der Finanzierbarkeit unterschiedlicher Investitionsoptionen, welche Kommunen in ihrer Wärmeplanung abzuwägen haben, könnte dazu verführen, die Zukunft der leicht finanzierbaren Option rosarot zu zeichnen.

Anknüpfungspunkt für den Spezialfall der Finanzierbarkeit einer Umrüstung auf das H₂-Netz ist die Regelung der Finanzierung des H₂-Kernnetzes, welches über Deutschland gespannt wird. Die ist im Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes [9] von Mitte November 2023 konzipiert und auf den letzten Schritten zur endgültigen Verabschiedung. Das ist ein konzeptionell großer Wurf und in der Tat beispielhaft. Basis ist die Feststellung eines Bedarfs bis 2045. Dann wird die Netzinvestition durch Umlage auf die Netznutzer finanziert, abgesichert durch Garantien des Bundes.

Der Anspruch der Kommunen ist: So wollen wir es für die Gas-Verteilnetze ebenfalls haben. Ausgangspunkt ist ihre klare Forderung [10]: „...rund 50 % der deutschen Haushalte <heizen> gasbasiert. Auch in 2022 wurden noch 600.000 neue Gasheizungen verbaut. Ihre sichere Versorgung muss **auch in Zukunft über die Gas (CH₄ und H₂)-Verteilnetze gewährleistet** bleiben.“

Das bedeutet: Den Rückgang auf nur noch zwei leitungsgebundene Endenergieträger und damit das Ableben ihrer Gasverteilnetze lehnen die Kommunen kategorisch und sogar vollumfänglich ab. Zur Finanzierung und Risiko-Tragung postulieren sie: „eine angemessene Verteilung der Risiken und Chancen auf die verschiedenen Akteure (Netzbetreiber, Staat) ...“

Die Frage ist, was „Staat“ in dieser Formulierung bedeuten soll, Kommunen sind schließlich Gebietskörperschaften und also selber „Staat“. Doch sie sind tatsächlich überwiegend nicht in der Lage, das Risiko, das mit einem Einstieg in ein H₂-Verteilnetz verbunden ist, alleine zu tragen. „Staat“ muss also „der Bund“ heißen.

Abb. 1 zeigt das Kernnetz als Gürtel mit Gemeinden in rd. 10 km Abstand – Ziel der Darstellung ist, die Anschlussfähigkeit kommunaler Gasverteilnetze an das H₂-Kernnetz sichtbar zu machen.

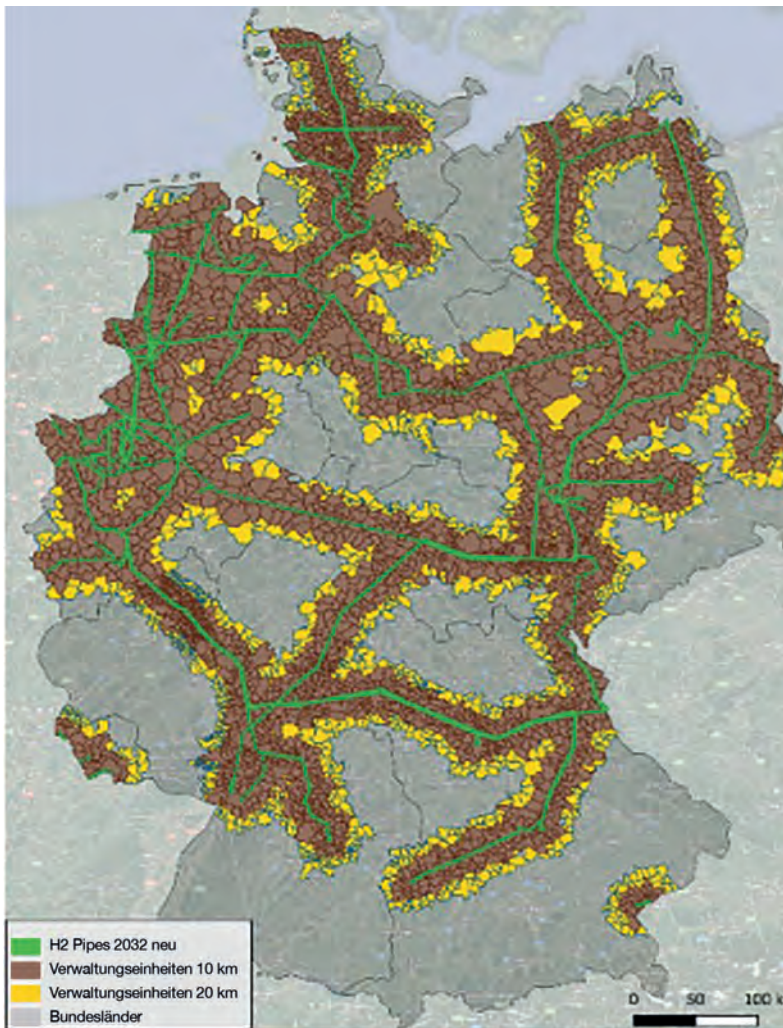


Abb. 1 Das H₂-Netz als Gürtel mit Gemeinden und Verwaltungsbezirken im 10 km- bzw. 20 km Abstand

Quelle [11] und IREES

Wettbewerbsfähigkeit von H₂-Verteilnetzen

Die Forderung der Kommunen aber wird nicht realisiert werden. Der Bund, der um die Risikoabsicherung analog zum Aufbau des Wasserstoffkernnetzes gebeten wird, wird sich die Wettbewerbssituation der H₂-Heizung gegenüber der mit den beiden anderen leitungsgebundenen Formen der Energiebereitstellung anschauen – und zu dem Ergebnis kommen: Es ist aussichtslos.

Dafür gibt es zwei strukturelle Gründe:

- Der schon erwähnte Vorleistungs-Malus. H₂ wird mittels derselben Elektrizität

hergestellt, mit deren Direktanwendung er in der Anwendung zum Heizen konkurriert – wodurch soll der erhebliche Mehraufwand für Herstellung und Transport in der H₂-Variante kompensiert werden?

- Die lokale Konkurrenz mit dem Stromangebot in der Straße und mit der Energieeffizienz der Gebäude, die langsam aber stetig zunehmen wird. Die Konkurrenz zur elektrischen Heizung (Wärmepumpe) ist nicht abstellbar, selbst nicht durch einen Anschluss- und Benutzungszwang. Mit höherer Gebäudeenergieeffizienz steigt zudem der Nutzungsgrad der Wärmepumpe, es sinken somit die Kosten der elektrischen Beheizung.

Warum übrigens sollten die Kommunen in die überkommenen Gasleitungen investieren, wenn sie genauso gut in Wärmeleitungen investieren können? Warum sollten sie emotional am Gas hängen und einen harten Schnitt zu machen ablehnen?

Quellen

- [1] Oberle, Stella, et al.: Decreasing gas demand and now? – Alternative options for the utilization of the German gas distribution network. IEEF
- [2] <https://www.blog-der-republik.de/die-gas-verteilnetzbetreiber-im-konflikt-um-die-disruptiv-gefasste-heizungsanlagen-verordnung/>
- [3] https://mlw.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mlw/intern/Dateien/00_Pressemitteilungen/2023/142_BMK_Positionspapier_Bestand_st%C3%A4rken.pdf
- [4] Kirsten Westphal, Gerald Linke, Timm Kehler: Neue Gase sind zentraler Baustein des Energiesystems der Zukunft. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 73. Jg. (2023) H. 11, S. 40-42.
- [5] https://www.teamconsult.net/news/files/pre_Zukunft-Gas_2023-04-27_rv.pdf
- [6] <https://www.sinn-schaffen.de/hans-jochen-luhmann/technologieoffenheit-hat-grenzen-kommentar-zu-einer-oekonomistisch-populistischen-debatte-des-heizungsgesetzes/>
- [7] <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000165936>
- [8] <https://dserver.bundestag.de/btd/20/077/2007758.pdf>
- [9] <https://dserver.bundestag.de/brd/2023/0590-23.pdf>
- [10] https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Energiewirtschaft/231106_VKU_Finanzierung_H2-Kernnetz_Stellungnahme.pdf
- [11] <https://www.oeko.de/publikation/abschaetzung-der-minderungswirkung-der-65-anforderung-im-gegentwurf>

Dr. H.-J. Luhmann, Senior Advisor, c/o Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, Wuppertal
jochen.luhmann@wupperinst.org