



Untersuchung der Kosten der Transformation der Gasverteilernetze und des Aufbaus der Wasserstoffverteilernetze sowie der Finanzierung des Aufbaus der Wasserstoffverteilernetze

Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWK

Leistungsabruf: durch Referat WEW3 am 02.12.2024

BMWK-Projekt-Nr.: 115/21-60

Berlin, August 2025

Impressum

Hauptbearbeitung

Deutsche Energie-Agentur (dena) GmbH
Chausseestr. 128a, 10115 Berlin

Bearbeitende

Jakob Reuter, dena
Sven Morgen, dena
Florian Rebscher, dena
Dr. Eva Schmid, dena
Henry Otto, PwC
Marcel Karp, PwC
Felix Heerbeeck, PwC
Peter Mellwig, ifeu
Ravi Srikandam, Prognos
Luca Jähner, Prognos
Stella Oberle, Fraunhofer IEG

Auftragsvergabe durch:

BMWK, Abt. WE

Hinweis: Dieses Gutachten basiert auf dem Diskussionsstand zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe im Dezember 2024.

Kernbotschaften	6
Ergebniszusammenfassung.....	7
1 Hintergrund und Zielsetzung.....	13
2 Methodisches Vorgehen	15
3 Entwicklungspfade und repräsentative Verteilernetztypen mit Blick auf die Nutzung des Gas- und Wasserstoffverteilersnetzes	16
3.1 Herausforderung/Zielstellung.....	16
3.2 Übersicht über die drei Entwicklungspfade.....	16
3.3 Langfristszenarien als Basis für „Hohe Elektrifizierung “ und „Hohe H2-Nachfrage “	18
3.4 Entwicklungspfad „Hohe Elektrifizierung “	19
3.5 Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage “	19
3.6 Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse “	20
3.6.1 Wasserstoffnachfrage im Gebäudesektor	23
3.7 Übersicht über die Verteilernetztypen.....	29
3.8 Herleitung und Aufbau der Verteilernetztypen.....	29
4 Technische Voraussetzungen und Kosten der Transformation der Gasverteilersnetze sowie Aufbau der Wasserstoffverteilersnetze	35
4.1 Technische Voraussetzungen und Ablauf der Maßnahmen zur Transformation der Gasverteilersnetze	35
4.1.1 Stilllegung von Gasverteilersnetzen	35
4.1.2 Rückbau von Verteilersnetzleitungen	37
4.1.3 Neubau von Verteilersnetzleitungen.....	37
4.1.4 Umstellung des Verteilersnetzes	38
4.2 Kosten der Maßnahmen zur Transformation der Gasverteilersnetze	40
4.2.1 Inertisierung	40
4.2.2 Verfüllung	41
4.2.3 Rückbau	42

4.2.4	Umstellung	43
4.2.5	Neubau.....	43
4.3	Deutschlandweite Kosten für ein Wasserstoffverteilernetz und das stillzulegende Erdgasverteilernetz	44
4.3.1	Gesamtkosten der Umstellung und des Neubaus des Wasserstoffverteilernetzes...	45
4.3.2	Gesamtkosten der Stilllegung und des Rückbaus des Erdgasverteilernetzes	46
4.3.3	Gesamtkosten der Stilllegung und des Rückbaus des Erdgasverteilernetzes sowie Umstellung und Neubau des Wasserstoffverteilernetzes im realistischen Entwicklungspfad	48
4.4	Kosten für ein Wasserstoffverteilernetz und das stillzulegende Erdgasverteilernetz in den Typnetzen	48
4.4.1	Kosten der Umstellung und des Neubaus des Wasserstoffverteilernetzes in den Typnetzen	48
4.4.2	Kosten der Stilllegung und des Rückbaus des Erdgasverteilernetzes in den Typnetzen	50
4.5	Weitere Ausführung zur Maßnahme „Rückbau der Gasverteilernetze “	51
4.5.1	Verhalten des Materials im Boden und Auswirkung auf einen späteren Rückbau	52
4.5.2	Dauer der erforderlichen Tiefbauarbeiten pro rückzubauendem Leitungskilometer .	53
4.6	Weitere Aspekte aus den Interviews.....	54
4.6.1	Notwendigkeit von Parallelstrukturen bei der Umstellung von Erdgasverteilernetzen auf Wasserstoff	54
4.6.2	Herausforderungen von Netzbetreibern im Kontext der Transformation von Erdgas- auf Wasserstoffverteilernetze	55
5	Aufbau der Wasserstoffverteilernetze – Entwicklung der Netzentgelte und mögliche Finanzierungsmodelle	57
5.1	Entwicklungspfadbasierte Darstellung der Netzentgeltentwicklung mit Blick auf Wasserstoffverteilernetze	57
5.1.1	Methodisches Vorgehen und getroffene Annahmen	57
5.1.2	Entwicklung der Netzentgelte seitens Wasserstoffnetzbetreiber	60
5.1.3	Zusammenfassung der Wasserstoffnetzentgeltentwicklungen	66

5.1.4	Sensitivitäten der Wasserstoffnetzgentgeltentwicklungen.....	68
5.2	Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit der berechneten Netzentgelte im Wasserstoffbereich	71
5.2.1	Analysierte Typnetze	71
5.2.2	Kriterien der wirtschaftlichen Tragfähigkeit.....	72
5.2.3	Anwendung der Kriterien der wirtschaftlichen Tragfähigkeit auf die ermittelten Netzentgelte bei ausgewählten Verteilernetztypen.....	73
5.2.4	Zusammenfassung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit.....	82
5.3	Bewertung von möglichen netzentgeltflankierenden Maßnahmen mit Blick auf den Aufbau der Wasserstoffverteilernetze	82
5.3.1	Instrumente netzentgeltflankierender Maßnahmen	82
5.3.2	Beispielhafte Anwendung eines intertemporalen Kostenallokationsmechanismus ...	87
5.3.3	Analyse eines Schwellenwerts belastbarer Netzauslastung	91
5.3.4	Konzept der H2-Readiness.....	91
5.3.5	Zusammenfassung und Diskussion möglicher netzentgeltflankierender Maßnahmen für Wasserstoffverteilernetze	92
6	Diskussion und Einordnung der Ergebnisse.....	94
7	Grundsätzliche Überlegungen zur Transformation von Gasverteilernetzen.....	97
8	Abbildungsverzeichnis	98
9	Tabellenverzeichnis.....	102
10	Literaturverzeichnis.....	104
11	Anhang.....	108
11.1	Restwertentwicklungen der weiteren Typnetze und Entwicklungspfade	108
11.2	Netzentgeltentwicklungen der weiteren Typnetze und Entwicklungspfade	115

Kernbotschaften

Starke Heterogenität der Wasserstoffverteilernetze: Lokale Perspektiven sind notwendig

Die Gasverteilernetze in Deutschland unterscheiden sich stark hinsichtlich ihrer Struktur und des Nachfrageprofils. Um den wirtschaftlichen Aufbau von Wasserstoffverteilernetzen zu gestalten, sind lokale fallspezifische Betrachtungen der zukünftigen Wasserstoffnachfrage notwendig.

Industrielle Ankerkunden sind der zentrale Treiber für die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffverteilernetzen

Die niedrigsten Wasserstoffnetzentgelte entstehen in Netzgebieten mit industriellen Ankerkunden. Solche Standorte ermöglichen durch höhere Auslastung eine effizientere Netznutzung und damit eine vergleichsweise bessere Wirtschaftlichkeit.

Verteilernetzentgelte repräsentieren nach der Anfangsphase nur einen verhältnismäßig kleinen Teil der Gesamtkosten für Endnutzer – treibend für die Zahlungsbereitschaft von potenziellen Kunden ist der Wasserstoffpreis selbst

Die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Wasserstoff im Verteilernetz hängt maßgeblich von der Zahlungsbereitschaft der Kunden ab, die sich wiederum aus einem Gesamtkostenvergleich mit alternativen Dekarbonisierungsoptionen ergibt. Dies kann neben den Energiekosten (z. B. Wasserstoffpreis) auch den Emissionsminderungsdruck durch CO₂-Bepreisung etc. beinhalten. Nach einer Anfangsphase ist der Anteil der Netzentgelte an den Gesamtkosten verhältnismäßig klein.

Ob sich Wasserstoff im Gesamtkostenvergleich durchsetzt, hängt also von seiner lokal spezifischen Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Alternativen wie Wärmepumpen, Wärmenetzen oder Elektrifizierung ab. Ein systematischer Vergleich der Gesamtkosten mit alternativen Dekarbonisierungspfaden ist unerlässlich, um fundierte Aussagen über die Tragfähigkeit von Verteilernetzen zu treffen – liegt jedoch außerhalb des Projektumfangs.

Eine weitergehende finanzielle Flankierung ist nur dort sinnvoll, wo eine realistische Nutzung von Wasserstoff zu erwarten ist

In Regionen mit klar identifizierbarer, breit getragener Wasserstoffnachfrage – vor allem durch Industrie – können Verteilernetze wirtschaftlich tragfähig sein, sofern sie durch flankierende Maßnahmen (z. B. ein Amortisationskonto) unterstützt werden. Staatliche Förderung sollte an objektive Kriterien wie verbindliche Anschlussbegehren oder definierte Nachfragekorridore geknüpft werden.

Ergebniszusammenfassung

Herausforderung und Zielsetzung

In einem klimaneutralen Energiesystem wird Wasserstoff eine zentrale Rolle einnehmen – insbesondere für die Dekarbonisierung von Anwendungen, die nicht elektrifizierbar sind, sowie für die Speicherung von erneuerbaren Energien und deren Rückverstromung bei Dunkelflauten. Neben dem Aufbau eines Wasserstofftransportnetzes können regionale Wasserstoffverteilernetze erforderlich sein, um entsprechende Industriecluster zu versorgen. Sind in einer Region industrielle Ankerkunden vorhanden, entsteht zusätzlich die Möglichkeit, auch Haushalte über Verteilernetze mit Wasserstoff zur Wärmebereitstellung zu versorgen. Ob dies sinnvoll und wirtschaftlich tragfähig ist, hängt jedoch stark von verfügbaren Alternativen ab. Industrien und Haushalte werden ihre Entscheidung zur Transformation der Endanwendung auf Grundlage einer Gesamtkostenbewertung treffen. Neben den Netzentgelten sind daher auch Energieträgerpreise und CO₂-Preise wesentliche Einflussfaktoren. Prognosen für die Preisentwicklung handelbarer Güter wie Wasserstoff, Erdgas, CO₂ oder Strom bleiben jedoch spekulativ. Die Politik steht daher vor der Herausforderung, unter diesen Unsicherheiten einen regulatorischen Rahmen zu schaffen, der einen verlässlichen Transformationspfad im Sinne der energiepolitischen Ziele – Klimaneutralität, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Verbraucherschutz und Investitionssicherheit – ermöglicht. Für Wasserstoffinfrastruktur mit einer technischen Lebensdauer jenseits von 40 Jahren muss heute eine Entscheidung getroffen werden, die Verbrauchern die notwendige Sicherheit gibt, ihre Endanwendungen planbar in Richtung Klimaneutralität zu transformieren. Grundlage für eine planbare Transformation der Gasverteilernetze und Ziel der vorliegenden Studie ist es, die Kosten der Transformation bestehender Gasverteilernetze sowie den Aufbau neuer Wasserstoffverteilernetze auf nationaler Ebene und anhand typisierter repräsentativer Verteilernetze zu ermitteln sowie deren Finanzierbarkeit im Rahmen der geltenden Netzentgeltregulierung zu bewerten.

Entwicklungspfade

Da die Auslastung der entsprechenden Netze und damit die Netzentgelte je Anschlusspunkt stark von der jeweiligen Nachfrage nach Gas oder Wasserstoff abhängt, wurden drei Entwicklungspfade beschrieben. Die zwei Randszenarien „Hohe H₂-Nachfrage“ und „Hohe Elektrifizierung“ basieren auf den Langfristszenarien O45-H₂ und O45-Strom des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) orientiert. Das „Hohe H₂-Nachfrage“-Szenario nimmt optimistische Verfügbarkeit und Preise von Wasserstoff an und liefert dementsprechend die höchste Auslastung der Netze bei einer gesamtdeutschen Wasserstoffnachfrage auf Verteilernetzebene von 177 TWh in der Industrie und 54 TWh in Gebäuden (2045). Der Entwicklungspfad „Hohe Elektrifizierung“ stellt einen Pfad dar, in dem so weit wie möglich elektrifiziert wird. Das bedeutet, dass verhältnismäßig einfach elektrifizierbare Industriesektoren wie Dampferzeugung und Bereitstellung von Prozesswärme zukünftig allein mit Strom versorgt werden. Die verbleibende Grundstoffindustrie wird künftig vollständig über das Wasserstofftransportnetz versorgt. Daraus folgt, dass in diesem Entwicklungspfad kein Aufbau eines Wasserstoffverteilernetzes bis 2045 erfolgt. Um einen realistischeren mittleren Entwicklungspfad zu entwerfen, werden in dem Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ nur Industriesektoren berücksichtigt, die schwer elektrifizierbare Hochtemperaturprozesse auf Verteilernetzebene einschließen. Das sind insbesondere die Metallverarbeitung (Gießen, Walzen), die Mineralienverarbeitung (Zement, Kalk), die Primäraluminiumherstellung (Nichteisenmetalle), der Papiersektor sowie die Glasproduktion. Um eine Gebäudenachfrage zu model-

lieren, wird um alle Industriestandorte außerhalb des Kernnetzes in einem Radius von 5 km ein Verteilernetz zur Versorgung von Gebäuden angenommen. Daraus resultiert eine Industrienachfrage von 30,93 TWh und eine Gebäudenachfrage von 10,27 TWh. Um der ökonomischen Realisierbarkeit Rechnung zu tragen, wurden in einer Variante dieses Entwicklungspfad alle Industriestandorte in einer Entfernung größer als 20 km vom Kernnetz von der Betrachtung ausgeschlossen. In dem Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse (< 20 km)“ ergibt sich unter sonst gleichen Bedingungen eine Nachfrage von 18,37 TWh in der Industrie und 6,53 TWh in Gebäuden (siehe Tabelle 1). Der mittlere, von den Gutachterinnen und Gutachtern als realistisch angesehene Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ stellt mit ca. 37.000 km Verteilernetzlänge eine Reduktion von ca. 93 % gegenüber der aktuellen Länge von 550.000 km dar.

Tabelle 1: Wasserstoffnachfrage und daraus resultierende Verteilernetzlänge für die verschiedenen Entwicklungspfade im Jahr 2045

H2-Nachfrage/ Verteilernetzlänge	„Hohe Elektrifizierung“	„Hochtemperatur- Prozesse“	„Hochtemperatur- Prozesse“ (< 20 km)	„Hohe H2-Nach- frage“
Industrie – Gesamt	201 TWh	300,98 TWh	288,41 TWh	442 TWh
Industrie – Verteilernetz	0 TWh	30,93 TWh	18,37 TWh	177 TWh
Gebäude – Verteilernetz	0 TWh	10,27 TWh	6,53 TWh	54 TWh
Wasserstoffverteilernetz- länge	0 km	36.926 km	22.323 km	ca. 220.000 km

Verteilernetztypen

In den Kapiteln 3.7 und 3.8 wird auf Basis der Entwicklungspfade der Hochlauf von vier Wasserstoffverteilernetztypen simuliert, der Grundlage für die Ermittlung der Netzentgelte und der erforderlichen netzentgeltflankierenden Maßnahmen ist.

Ziel der Simulation von vier Verteilernetztypen ist es, die heterogene Verteilernetzlandschaft in Deutschland abzubilden und mögliche Wasserstoffabnahmemengen realistisch auf Deutschland zu verteilen. Weiterhin sollen die durch die Umwidmung und den teilweise erforderlichen Neubau entstehenden Kosten ermittelt werden, um darauf aufbauend die Netzentgelte der Wasserstoffverteilernetze in den verschiedenen Szenarien zu ermitteln.

Als wesentliche und für die Allokation von Wasserstoff entscheidende Kriterien werden zwei Unterscheidungsmerkmale herangezogen. Zum einen ist die regionale Zuordnung von Relevanz. Es ist davon auszugehen, dass in städtischer Umgebung aufgrund der hohen Wärmebedarfsdichte die Gasnetzinfrastruktur von Wärmenetzen abgelöst werden kann. In ländlichen Regionen ist die Wärmebedarfsdichte deutlich geringer, sodass der wirtschaftliche Betrieb von Wärmenetzen erheblich weniger wahrscheinlich ist. Diese Studie geht davon aus, dass für die Nutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur für Wasserstoff ein oder mehrere große Ankerkunden entscheidend sein werden. Um diese herum kann es, sowohl im ländlichen als auch im städtischen Raum, zu einer ergänzenden Nutzung der umgewidmeten Infrastruktur durch kleinere Industriebetriebe, Gewerbebetriebe, aber ggf. auch Haushalte kommen.

Die Herleitung der Kosten- und Strukturdaten der vier Verteilernetztypen wird im Wesentlichen auf Basis der Törnqvist-Daten aus der Festlegung zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) und der Veröffentlichungen zum Effizienzvergleich Gas der vierten Regulierungsperiode erstellt. Die Daten liegen für einzelne Netzbetreiber vor. Mittels Verteilungsschlüssel werden diese Daten wiederum auf die von den Netzbetreibern versorgten Gemeinden verteilt. Somit liegen die Kosten- und Strukturdaten auf Gemeindeebene vor. Anhand von Abgrenzungskriterien werden die Gemeinden schließlich den vier Verteilernetztypen zugeordnet und daraus wird wiederum abgeleitet, wie sich die Kosten- und Strukturdaten aus dem Datensatz auf die vier Verteilernetztypen verteilen.

Für die Typnetze ergeben sich im Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage“ Netzlängen von knapp 400 km (ländlich – wenig Industrie) bis 1.450 km (ländlich – viel Industrie).

In Kapitel 4 werden die technischen Abläufe sowie die spezifischen Kosten pro Leitungskilometer für die folgenden Maßnahmen dargestellt: Stilllegung oder Rückbau von Erdgasverteilernetzen sowie Umstellung oder Neubau von Wasserstoffverteilernetzen. Zur Ermittlung dieser Kostensätze wurde zunächst eine Literaturrecherche durchgeführt, deren Ergebnisse anschließend in Interviews mit Gasverteilernetzbetreibern verifiziert wurden. Die Kostensätze dienen der Bewertung der Gesamtkosten der deutschlandweiten Verteilernetze und der Typnetze.

Das Ergebnis zeigt, dass die Stilllegung von Gasverteilernetzen in den einzelnen Entwicklungspfaden wesentlich kostengünstiger ist als der Rückbau. Im Falle einer vollständigen Stilllegung des deutschen Gasverteilernetzes würden Kosten von bis zu 8 Mrd. Euro erzeugt; der Rückbau würde bis zu 220 Mrd. Euro kosten. Es ist davon auszugehen, dass die finanziellen Mittel der Gasverteilernetzbetreiber für einen flächendeckenden Rückbau nicht ausreichen. Je mehr Leitungen zu Wasserstoffleitungen umgestellt werden, desto günstiger werden sowohl die Stilllegung als auch der Rückbau des verbleibenden Erdgasnetzes.

Die Transformationskosten bis 2045 setzen sich zusammen aus den Kosten des Aufbaus der Wasserstoffverteilernetze (Umstellung oder Neubau) sowie den Kosten der Stilllegung. Die Umstellung von Gasverteilernetzen zu Wasserstoff ist generell wesentlich kostengünstiger als ein Neubau. Im Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ werden für 2045 knapp 37.000 Leitungskilometer Wasserstoffverteilernetz prognostiziert. Eine vollständige Umstellung aus Gasverteilernetzen würde rund 3 Mrd. Euro kosten. Würde dieses Wasserstoffverteilernetz hingegen vollständig neu gebaut, belaufen sich die Kosten auf 26 Mrd. Euro.

Aus den Interviews hat sich ergeben, dass die Gasverteilernetzbetreiber sowohl die Umstellung als auch einen gewissen Anteil am Neubau von Wasserstoffleitungen planen. Ein Verhältnis von 30 % Neubau und 70 % Umstellung wird von den Gutachterinnen und Gutachtern als wahrscheinlich angesehen. So belaufen sich die Kosten für den Aufbau der Wasserstoffverteilernetze bei 70 % Umstellung und 30 % Neubau auf 9 Mrd. Euro für den Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“.

Wenn die restlichen 513.000 km Gasverteilernetz gegenüber heute stillgelegt würden, d. h. inertisiert und verfüllt, betrügen die entsprechenden Kosten der Stilllegung zusätzlich 7,6 Mrd. Euro.

So ergeben sich für den realistischeren Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ bei einer 70%-igen Umstellung und einem 30%igen Neubau mit einer Wasserstoffverteilernetz-Leitungslänge von ca. 37.000 km Gesamtkosten der Transformation von 16,6 Mrd. Euro bis 2045 (9 Mrd. Euro Kosten für den Aufbau der Wasserstoffverteilernetze + 7,6 Mrd. Euro Stilllegungskosten der Gasverteilernetze).

Die Kosten für den Aufbau der Typnetze werden im Wesentlichen von zwei Faktoren bestimmt. Erstens hängen die Gesamtkosten von der Länge des Typnetzes ab. Zweitens sind die spezifischen Kosten in städtischen Netzen etwas höher als in ländlichen. Insgesamt spielt jedoch die Länge des Typnetzes eine stärkere Rolle. Da bei den Typnetzen „städtisch – viel Industrie“ und „ländlich – viel Industrie“ die meisten Leitungskilometer für ein Wasserstoffnetz vorgesehen sind, weisen diese Typnetze auch die höchsten Kosten auf. Die Kosten für ein einzelnes repräsentatives Typnetz „städtisch – viel Industrie“ im Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ belaufen sich bei einem Neubau von 30 % der Leitungen auf 82 Mio. Euro. Die Stilllegungskosten für Inertisierung und Verfüllung im selben Szenario und Typnetz betragen 28 Mio. Euro.

Netzentgelte

Die Wasserstoffnachfrage ist der zentrale Treiber in der Entwicklung der Netzentgelte. In dieser Analyse wurden Varianten von vier Verteilernetztypen und drei verschiedenen Entwicklungspfaden betrachtet. Die modellierten Netzentgelte der Verteilernetztypen (siehe Kapitel 5.1) lassen darauf schließen, dass nur in den absolut günstigsten Fällen eine wirtschaftliche Tragfähigkeit der Netzentgelte zu vermuten ist. Illustrativ wurde die jeweils günstigste Variante intensiv analysiert.

Die Untersuchung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit modellierter Netzentgelte in Kapitel 5.2 fokussiert sich auf den repräsentativen Verteilernetztyp mit den günstigsten modellierten Netzentgelten „städtisch – viel Industrie / NF: hoch (mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau)“, d. h. – durch hohe Bevölkerungsdichte geprägtes Verteilernetzgebiet mit hoher Industrienachfrage (NF) im Entwicklungspfad „Hohe H₂-Nachfrage“ und das günstigste Typnetz aus dem als realistischeren „Hochtemperatur“-Entwicklungspfad (vgl. hier Diskussion zu den Entwicklungspfaden – Kapitel 3) „städtisch – viel Industrie / Hochtemperatur-Prozesse“. Für sämtliche weiteren Varianten ist absehbar, dass die Netzentgelte prohibitiv teuer sein werden, sodass selbst bei Außerachtlassung aller anderen Faktoren keine wirtschaftliche Tragfähigkeit für Verbraucher gegeben sein wird.

Für die beiden Varianten, in denen vergleichsweise geringe Netzentgelte anfallen, müsste zur abschließenden Bestimmung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit ein Gesamtkostenvergleich gegenüber alternativen Dekarbonisierungsoptionen wie Fernwärme, Wärmepumpe bzw. Elektrifizierung der Prozesswärme in der Industrie gezogen werden, um die günstigste Versorgungsoption zu bestimmen. Diese Betrachtung liegt außerhalb des Rahmens dieses Projekts.

Netzentgeltmodellierung

Das Modell MERLIN wurde genutzt, um die Auswirkungen des aktuellen regulatorischen Rahmens sowie potenzieller Anpassungen auf die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffverteilernetzen zu analysieren (siehe Kapitel 5.1.1.). Im Rahmen des Projekts wurde angenommen, dass Wasserstoffverteilernetze ab dem erstmaligen Auftreten von Wasserstoffnachfrage bereits im Jahr 2025 in Betrieb genommen werden. Aufgrund der zu Beginn sehr geringen Nachfrage resultieren entsprechend hohe Netzentgelte. Besonders deutlich zeigt sich, dass die Wasserstoffnetzentgelte bei Anwendung der KANU-2.0-Regelung signifikant über denen ohne KANU 2.0 liegen. Zwischen den beiden in KANU 2.0 untersuchten Abschreibungsvarianten bestehen hingegen nur geringe Unterschiede in Bezug auf die resultierenden Entgelte.

Die Modellierungsergebnisse zeigen, dass mit steigender Wasserstoffnachfrage die Wasserstoffnetzentgelte deutlich absinken. Der Einfluss der KANU-2.0-Abschreibungsmodalitäten geht stark zurück,

sodass kaum ein Unterschied zwischen den Wasserstoffnetzentgelten mit und ohne KANU 2.0 auftritt. Der Einfluss der Reinvestitionen, der Umstellkosten und der Neuinvestitionen ist wesentlich höher, wobei jeweils eine lineare Abschreibung ohne KANU 2.0 angewendet wird.

Insgesamt zeigt das Modell, dass die Entwicklung der Wasserstoffnachfrage sowie der Anteil industrieller Letztverbraucher im Netzgebiet die Höhe der Wasserstoffnetzentgelte maßgeblich beeinflussen. Die Reinvestitionen, die Umstellkosten und die Neuinvestitionen ohne KANU-2.0-Abschreibung haben einen stärkeren Einfluss auf die Wasserstoffnetzentgelte als die Restwerte der übernommenen Anlagen.

Auch die Höhe des Eigenkapitalzinssatzes (EK-Zinssatz) hat einen deutlichen Einfluss auf die Wasserstoffnetzentgelte. Eine Reduktion des EK-Zinssatzes um beispielsweise 2 Prozentpunkte führt zu einer Verringerung der Netzentgelte um etwa 6 % bis 8 %.

Wirtschaftliche Tragfähigkeit

Die modellierten Netzentgelte wurden anhand von verschiedenen Faktoren beispielhaft an zwei Netzentgelttypen (jeweils die günstigste Variante im Entwicklungspfad „Hohe H₂-Nachfragen“ und „Hochtemperatur-Prozesse“) hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Tragfähigkeit untersucht (siehe Kapitel 5.2). Dabei wurde ein Vergleich mit den bisherigen und prognostizierten zukünftigen Gasnetzentgelten vorgenommen. Ebenso wurden Gesamtkosten für Wasserstoff sowie die verhältnismäßige Zusammensetzung der Kostenkomponenten betrachtet. Das Ergebnis dieser Untersuchung lautet, dass für den Großteil der modellierten Typnetze von einer deutlichen Unwirtschaftlichkeit ausgegangen werden muss. In einigen Typnetze mit sowohl sehr optimistischen Rahmenbedingungen als auch hoher Wasserstoffnachfrage und damit mit geringen prognostizierten Netzentgelten kann eventuell von einem Restrisiko bezüglich der wirtschaftlichen Tragfähigkeit gesprochen werden. Im Fall „städtisch – viel Industrie“ im Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ sind die gemittelten Entgelte bei 4 Eurocent/kWh etwa doppelt so hoch wie heute für Erdgas.

Die Analysen haben gezeigt, dass die Wasserstoffnetzentgelte bei voraussichtlich steigenden Erdgasnetzentgelten bis Mitte der 2030er-Jahre Parität erreichen und bis 2045 teilweise deutlich günstiger werden. Netzentgeltparität allein ist jedoch kein ausreichendes Kriterium für Endkunden, um einen Energieträgerwechsel vorzunehmen, sodass für eine endgültige Bewertung, ob Wasserstoffnetze wirtschaftlich tragfähig betrieben werden können, immer ein Gesamtkostenvergleich der verfügbaren Energieträger (Wasserstoff, Gas oder Strom) vorgenommen und die Zahlungsbereitschaft sowie die Belastbarkeit der Endkunden (vgl. beispielsweise die öffentliche Diskussion um Schwellenwerte der Gaspreisbremse 2023) mitbetrachtet werden müssen. Für eine indikative Betrachtung wurde eine Wasserstoffgesamtpreisentwicklung erstellt. Diese hat gezeigt, dass insbesondere bei ungedeckelten Netzentgelten in den Anfangsjahren die Netzentgelte einen sehr großen Anteil am Wasserstoffgesamtpreis einnehmen, aber im Zeitverlauf die hohen Wasserstoffgestehungskosten der entscheidende Faktor im Gesamtkostenvergleich mit anderen Energieträgern und damit für die Bereitschaft zum Energieträgerwechsel sind. Die damit zusammenhängende Unsicherheit hat Einfluss auf das Endkundenverhalten und erhöht das Risiko der Verteilernetzbetreiber bezüglich des Umfangs und des Tempos des Wasserstoffnetzausbaus.

Bewertung eines möglichen Flankierungsbedarfs mit Blick auf den Aufbau der Wasserstoffverteilernetze

Ausgehend von den Ergebnissen aus den Arbeitspaketen (AP) 3.1 und 3.2 wurde geprüft, ob ein Schwellenwert für die belastbare Netzauslastung ermittelt werden kann und ob bzw. inwieweit netzentgeltflankierende Maßnahmen die für die in AP 3.2 untersuchten Typnetze festgestellten etwaigen Restrisiken beseitigen können (siehe Kapitel 5.3). Die Analyse hat gezeigt, dass die Ermittlung eines Schwellenwerts weder für alle Typnetze noch für einzelne Netze möglich ist, da dieser von einem komplexen Zusammenspiel vielfältiger Faktoren (Wasserstoffgesamtpreis, Vorhandensein der Wasserstoffnachfrage, Kostenstrukturen alternativer Dekarbonisierungsoptionen etc.) abhängt und dies nicht in dem vorliegenden Projekt adäquat erfasst und bewertet werden kann.

Die Analyse der verschiedenen netzentgeltflankierenden Instrumente veranschaulicht, dass viele dieser Maßnahmen geeignet sind, die anfänglich hohen Netzentgelte zu strecken und somit die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Wasserstoffverteilernetzen zu verbessern. Eine Streckung bedeutet gleichzeitig, dass Entgelte zum Ende der Laufzeit entsprechend höher sein können als ohne die Glättung. Ergänzende nachfrageseitige Maßnahmen – wie etwa verbindliche Mindestquoten für erneuerbare oder grüne Gase sowie staatlich garantierte Abnahmeverpflichtungen – können zusätzlich die Nachfrage nach Wasserstoff stimulieren, wodurch sich die Netzauslastung erhöht und die spezifischen Netzentgelte entsprechend sinken.

In der Gesamtschau zeigt sich jedoch, dass auch bei der beispielhaften Anwendung eines intertemporalen Kostenmechanismus als flankierende Maßnahme in den günstigsten Fällen Wasserstoffnetzentgelte von 2,6 bzw. 4,8 Eurocent/kWh erreicht werden, die in ca. zehn Jahren mit voraussichtlich steigenden Gasnetzentgelten vergleichbar sein könnten. Gleichzeitig ist zu beachten, dass die Netzentgelte nur einen relativ geringen Anteil an den gesamten Bereitstellungskosten von Wasserstoff ausmachen, die maßgeblich vom Wasserstoffpreis selbst (zwischen 12 und 18 Eurocent/kWh in 2045) bestimmt werden. Vor diesem Hintergrund ist politisch abzuwägen, in welchem Maße staatliche Mittel – etwa in Form von Subventionen oder Absicherungsmechanismen – zur Reduzierung der Wasserstoffnetzentgelte im Verteilernetz eingesetzt werden sollten.

1 Hintergrund und Zielsetzung

Das nationale Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 (§ 3 Abs. 2 KSG) erfordert u. a. den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur, um Wasserstofferzeugung bzw. -importe und -speicher mit Nachfragesektoren wie der Grundstoffchemie, der Primärstahlerzeugung oder Wasserstoffkraftwerken zu verbinden. Neben überregionalen Transportnetzen können auch Wasserstoffverteilernetze eine zentrale Rolle spielen, Nachfrager abseits des Transportnetzes zu versorgen. Deren Umfang und Struktur sind jedoch noch offen. In der Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem werden fossile Energieträger sukzessive reduziert und es stellt sich die Frage, wie die Gasverteilernetze künftig genutzt werden können. Abhängig von den regionalen Gegebenheiten des Versorgungsgebiets kommen folgende grundlegende Optionen in Betracht:

1. Weiterbetrieb, insbesondere für erneuerbare oder kohlenstoffarme Gase (z. B. Biomethan, synthetische Gase, ggf. Wasserstoffbeimischungen).
2. Technische Umstellung auf eine reine Wasserstoffversorgung, einschließlich Anbindung an das Wasserstofftransportnetz.
3. Alternativnutzung der Infrastruktur (z. B. für CO₂-Transport oder gasunabhängige Anwendungen wie Erdkabel).
4. Außerbetriebnahme/Stilllegung und ggf. Rückbau ungenutzter Leitungen, sofern keine rechtlichen Anpassungen erfolgen.

Im Frühjahr 2024 initiierte das BMWK einen „Green Paper“-Prozess, um die zentralen Anforderungen an einen neuen regulatorischen Rahmen für die Gasverteilernetze im Austausch mit Stakeholdern zu identifizieren. Das in diesem Prozess erarbeitete „Green Paper“ (Veröffentlichung: 14.03.2024) thematisiert neben der Regulatorik auch die Finanzierung der Transformation.

Parallel dazu setzt das im August 2024 in Kraft getretene EU-Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpaket wesentliche Vorgaben für die Verteilernetze, die eine Anpassung des deutschen Rechtsrahmens insbesondere im Rahmen einer Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes erfordern. Gestützt auf die Art. 56 und 57 der EU-Richtlinie sind Netzbetreiber nun bei absehbarer Dekarbonisierung oder Netzumstellung zu einer strukturierten Verteilernetzplanung verpflichtet. Sie müssen transparent aufzeigen, ob Infrastrukturen rückgebaut, für Wasserstoff umgerüstet oder stillgelegt werden. Die Planungen müssen eng mit der kommunalen Wärmeplanung (KWP) verzahnt werden und bedürfen der formalen Genehmigung durch die zuständigen Regulierungsbehörden.

Handlungsbedarf und Ziele

Der künftige Ordnungsrahmen für die Entwicklung der Verteilernetze muss mehrere, teils konfligierende energiepolitische Ziele erfüllen. Die zukünftige Nutzung der Gasverteilernetzinfrastruktur muss den Anforderungen, die sich aus den Zielen der Klimaneutralität, der Versorgungssicherheit, der Wirtschaftlichkeit, dem Verbraucherschutz und der Investitionssicherheit ergeben, jeweils gerecht werden. Eine langfristig tragbare Lösung muss daher diese Zielkonflikte angemessen adressieren. Dafür ist es not-

wendig, die jeweiligen technischen, wirtschaftlichen und finanziellen Anforderungen, die mit der Transformation der Gasverteilernetze und dem Aufbau von Wasserstoffnetzen verbunden sind, zu erfassen, angemessen in die Zukunft zu projizieren und kohärent zu bewerten.

Ziel dieser Analyse ist es, die Gesamtkosten der Transformation der Gasverteilernetze und des Aufbaus von Wasserstoffverteilernetzen darzustellen – auf nationaler Ebene sowie lokal auf Basis typisierter Verteilernetzgebiete. Außerdem soll geprüft werden, inwiefern die übliche Finanzierung durch Netzentgelte im Rahmen der bestehenden Regulierung für den Umbau der Gasverteilernetze ausreicht.

Um diese Ziele zu erreichen, müssen eine Reihe von expliziten und impliziten Annahmen getroffen werden, allen voran über die zukünftige Entwicklung der Nachfrage nach Wasserstoff und der Kostenentwicklung. Viele dieser Annahmen sind mit starken Unsicherheiten behaftet, bedingen sich gegenseitig und können auch durch politische Entscheidungen beeinflusst werden. Um diesen methodischen Herausforderungen Rechnung zu tragen, werden in Kapitel 3 der vorliegenden Studie drei verschiedene Entwicklungspfade formuliert und beschrieben.

Eine weitere Herausforderung ist es, mit der strukturellen Vielfalt von Gasverteilernetzen in Deutschland umzugehen. Sie müssen angemessen abgebildet werden und dennoch muss die Komplexität der Analyse handhabbar bleiben. Um das zu erreichen, werden in der Studie (Kapitel 3.8) vier typisierte repräsentative Verteilernetzgebiete hergeleitet. So können auch regionale Unterschiede und wirtschaftliche Auswirkungen auf lokaler Ebene erfasst werden. Basis für die Abschätzung der wirtschaftlichen Auswirkungen ist eine Untersuchung der technischen Voraussetzungen und der Kosten der Transformation der Gasverteilernetze in Kapitel 4. Deutschlandweit und für jedes Verteilernetzgebiet erfolgt eine detaillierte Kostenanalyse (Kapitel 4.3 und 4.4).

In Kapitel 5 wird darauf aufbauend untersucht, ob die Finanzierung der Energieversorgungsnetze über die bestehenden Netzentgelte im Rahmen der aktuellen Regulierung ausreicht, um den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur zu ermöglichen. Dabei soll insbesondere geprüft werden, ob die sich ergebenden Netzentgelte für die Verbraucher wirtschaftlich tragbar sind oder ob ein zusätzlicher Flankierungsbedarf bestehen und wie dieser ggf. ausgestaltet werden könnte.

2 Methodisches Vorgehen

Das methodische Vorgehen der Studie gliedert sich in drei zentrale, aufeinander aufbauende Schritte, die die Transformation der Verteilernetze im Kontext der Treibhausgasneutralität bis 2045 untersuchen.

Im ersten Schritt werden von 2025 bis 2045 drei übergeordnete Entwicklungspfade der Verteilernetze definiert. Die Kernfrage, die hierfür beantwortet werden muss, ist, wie viel Wasserstoff auf dem Weg in ein klimaneutrales Energiesystem bis 2045 im Verteilernetz plausibel nachgefragt werden wird. Es wird davon ausgegangen, dass der treibende Faktor für diese Entwicklung die Nachfrage nach Wasserstoff in Industrieprozessen sein wird, die nicht anders kosteneffizient dekarbonisiert werden können. Die Datengrundlage für die Definition der Entwicklungspfade sind die BMWK-Langfristszenarien (BMWK, 2024b, Stand November 2024) und die darauf aufbauende Systementwicklungsstrategie sowie die Publikation Neuwirth et al. (2022). Die Wahl der Langfristszenarien erfolgte, da sie als einzige umfassende, konsistente und breit abgestimmte Szenariostudie der Bundesregierung eine fundierte Basis für langfristige Entwicklungspfade des Energiesystems bieten. Die Nutzung von Wasserstoff zur Raumwärmeerzeugung wird in der nachfolgenden Analyse als nachrangiger Treiber bei der Entwicklung der Wasserstoffnachfrage im Verteilernetz bewertet, da in der Breite andere, kosteneffizientere Alternativen verfügbar sind.

Darauf aufbauend erfolgt im zweiten Schritt die Modellierung repräsentativer Verteilernetztypen. Diese Typnetze werden anhand aussagekräftiger Kriterien wie der Netzgröße und -topografie, der Kundenstruktur (z. B. Haushalte, Industrie, Gewerbe) sowie des Alters und Zustands der Leitungen definiert. Für diese Typnetze werden die technischen Voraussetzungen für die Transformation, wie beispielsweise Nachrüstungsarbeiten bei der Umstellung auf Wasserstoff, analysiert. Gleichzeitig werden die hierbei entstehenden durchschnittlichen Kosten pro Leitungskilometer ermittelt, um die Transformationskosten nachvollziehbar und vergleichbar zu machen. Die identifizierten Verteilernetztypen werden dann durch die Entwicklungspfade bis in das Jahr 2045 fortgeschrieben, sodass sich bei einer zeitlichen Änderung der Nachfragestruktur die entsprechenden Kosten hinsichtlich der Stilllegung, der Umrüstung o. Ä. in den verschiedenen Entwicklungspfaden ergeben. So lassen sich die entwicklungspfadspezifischen Transformationskosten für die jeweiligen Verteilernetztypen sowie Kosten für das gesamte Verteilernetz ableiten.

Im dritten Schritt erfolgt die Analyse der Finanzierungsmechanismen. Basierend auf den modellierten Typnetzen und den Entwicklungspfaden wird die Netzentgeltentwicklung auf Basis des Modell MERLIN berechnet, das die wirtschaftlichen Entscheidungsoptionen eines virtuellen Verteilernetzbetreibers simuliert. Anhand der Ergebnisse wird geprüft, ob die Transformation über die bestehenden Netzentgelte wirtschaftlich tragfähig ist. Dabei wird bewertet, inwiefern die resultierenden Netzentgelte für die Verbraucher finanziell verkraftbar sind. Sollte dies nicht der Fall sein, wird untersucht, wie ein möglicher zusätzlicher Flankierungsbedarf strukturiert werden könnte, beispielsweise durch netzentgeltflankierende Instrumente.

3 Entwicklungspfade und repräsentative Verteilernetztypen mit Blick auf die Nutzung des Gas- und Wasserstoffverteilersnetzes

3.1 Herausforderung/Zielstellung

Wie viel Wasserstoff wird im Jahr 2045 im Verteilernetz plausibel nachgefragt – und wie entwickelt sich die Nachfrage im Verlauf dort hin? Was sind die entscheidenden Treiber für die Entwicklung? Und wie viele Kilometer Verteilernetz sind jeweils notwendig, um die Wasserstoffnachfrage künftig zu bedienen? Wie viel der rund 550.000 km des heute bestehenden Gasverteilersnetzes werden künftig noch nachgenutzt, und in welcher Form? Aufgrund der Komplexität und der gewachsenen Strukturen des Gasverteilersnetzes ist es unmöglich, zur Beantwortung dieser Fragen eine detailgetreue Analyse der Transformation des Gasverteilersnetzes umzusetzen. Vereinfachende Annahmen und Typisierungen sind daher notwendig, um sich der Frage einer tragfähigen Zukunftsentwicklung von Gasverteilersnetzen zu widmen.

Die zentrale Herausforderung besteht darin, die Komplexität der Transformation auf zentrale, entscheidungsrelevante Aspekte zu reduzieren und möglichst plausible Annahmen zu treffen. Erschwerend kommt hinzu, dass bei einem Zeithorizont von 20 Jahren die zukünftigen Entwicklungen durchaus von heutigen Entscheidungen abhängen. In dieser methodologisch anspruchsvollen Situation, in der Annahmen unter Unsicherheiten getroffen werden müssen, kommt es entscheidend auf eine nachvollziehbare Begründung an. Um diese möglichst transparent und diskussionsfähig zu gestalten, werden im Folgenden sowohl die Herleitungen der – expliziten und teils auch impliziten – wesentlichen Annahmen dargelegt.

Die Entwicklungspfade werden so bestimmt, dass sie möglichst robust das Spektrum möglicher Szenarien der Gasverteilersnetztransformation bis zur Klimaneutralität im Jahr 2045 abbilden. Die vorliegende Analyse limitiert sich der Handhabbarkeit halber auf drei Entwicklungspfade. Die drei Entwicklungspfade beschreiben dabei in unterschiedlichen Ausprägungen Wasserstoffbedarfsmengen im Zeitverlauf bis zum Zieljahr 2045. Die unterschiedlich ausgeprägten Bedarfe sollen wiederum Rückschlüsse auf die zukünftig benötigten Netzlängen ermöglichen. Mit diesem Ansatz können die Breite der plausiblen Transformationspfade abgebildet und ausstehende politische Entscheidungen entsprechend informiert werden.

3.2 Übersicht über die drei Entwicklungspfade

Es wird davon ausgegangen, dass der wichtigste treibende Faktor für die künftige Nachfrage nach Wasserstoff im Verteilernetz durch den Bedarf der Industrie bestimmt wird. Wasserstoffkraftwerke zur Rückverstromung werden wie schon heute an Knotenpunkten des zukünftigen Wasserstofftransportnetzes platziert werden. Dies ist bedingt durch die Notwendigkeit einer kurzfristig hohen Ausspeiseleistung, die im Verteilernetz nicht zur Verfügung steht. Die Höhe des industriellen Wasserstoffbedarfs wird abhängig von den zukünftigen Kosten sowie der Verfügbarkeit von Wasserstoff sein. Der Einsatz von Wasserstoff in industriellen Anwendungen steht meist in direkter wirtschaftlicher Konkurrenz zu anderen technologischen Lösungen, insbesondere solchen, die mit der direkten Elektrifizierung verbunden sind. Es gibt

jedoch industrielle Hochtemperaturprozesse, in denen Wasserstoff selbst bei höheren Kosten noch die wirtschaftlichere Alternative im Vergleich zur direkten Elektrifizierung darstellt. Da das Wasserstoffkernnetz explizit so geplant ist, dass es den Großteil der industriellen Wasserstoffnachfrage abdeckt, stellt sich die Frage, in welchem Umfang darüber hinausgehende Wasserstoffverteilersnetze erforderlich sind, um die verbleibende Nachfrage der Industrie außerhalb des Kernnetzes zu bedienen. Um die dargestellte Sachlage in dieser Analyse abzubilden, werden im Folgenden die drei Entwicklungspfade beschrieben:

- „Hohe Elektrifizierung“,
- „Hochtemperatur-Prozesse“ und
- „Hohe H₂-Nachfrage“.

Im Entwicklungspfad „Hohe Elektrifizierung“ wird angenommen, dass die Industrienachfrage grundsätzlich geringer ausfällt und alle industriellen Prozesse ohne Kernnetzanschluss ganz überwiegend elektrifiziert werden oder die Lieferketten sich dahingehend verändern, dass die industriellen Produktionsprozesse in Regionen mit günstigerem Wasserstoff oder Anschluss an das Kernnetz verlagert werden. Im Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ wird angenommen, dass alle heutigen, am Verteilernetz befindlichen Industriebetriebe, deren Produktion auf Hochtemperaturprozessen basiert, erhalten bleiben und auf Wasserstoff umgestellt werden. Im Entwicklungspfad „Hohe H₂-Nachfrage“ wird ein relativ günstiger Preis für Wasserstoff angenommen, der konsistent mit einer vergleichsweise höheren wirtschaftlichen Nachfrage für Wasserstoff einhergeht, u. a. auch durch die Wasserstoffnutzung durch private Haushalte.

Die Entwicklungspfade „Hohe Elektrifizierung“ und „Hohe H₂-Nachfrage“ basieren direkt auf den Orientierungsszenarien O45-Strom und O45-H₂ der Langfristszenarien der Bundesregierung (2024). Sie reflektieren das politisch gesetzte Ziel der Klimaneutralität 2045 sowie derzeit geltende regulatorische Vorgaben, wie z. B. das Gebäudeenergiegesetz (GEG). Die Orientierungsszenarien beschreiben Transformationspfade, die den Übergang zu diesem Zielbild aufzeigen. Das O45-H₂-Szenario steht unter der Annahme, dass Wasserstoff in ausreichenden Mengen und zu wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung steht. Es wird davon ausgegangen, dass ca. 200.000 km Wasserstoffverteilersnetz bis zum Jahr 2045 aufgebaut werden. Dagegen sieht das Szenario O45-Strom kein Wasserstoffverteilersnetz vor.

Der Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ wird von der hiesigen Analyse auf Basis des öffentlich verfügbaren Geodatensets in Neuwirth et al. (2022) hergeleitet, das mit 615 Industrieanlagen an 367 Standorten georeferenziert ist. Die Industrieprozesse werden hinsichtlich ihrer Potenziale für Wasserstoffnachfrage kartiert, geprüft und eingeordnet. Dieser Entwicklungspfad stellt damit einen Mittelweg zwischen den von den Langfristszenarien aufgespannten Pfaden dar.

Die Entwicklungspfade werden nachfolgend ausdifferenziert bezüglich der Annahme, über wie viele Kilometer sich das Wasserstoffverteilersnetz in einem Radius um den jeweiligen Industriestandort erstrecken würde. In den hierfür relevanten Entwicklungspfaden wird gleichzeitig angenommen, dass der Gebäudesektor nachgelagert ist. Für den Fall, dass ein Wasserstoffverteilersnetz aufgrund eines bestehenden industriellen Bedarfs ausgebaut wird, scheint die Annahme plausibel, dass in einem gewissen Umfang auch Gebäude an dieses Netz angeschlossen werden. Für jeden Pfad ergeben sich die folgenden Schlüsselparameter, die in Tabelle 2 dargestellt sind: Wasserstoffnachfrage der Industrie insgesamt, Wasserstoffnachfrage der Industrie, die am Verteilernetz angeschlossen ist, Wasserstoffnachfrage im Gebäudebereich und Länge des jeweils notwendigen Wasserstoffverteilersnetzes.

Tabelle 2: Übersicht der Wasserstoffnachfragemengen je Entwicklungspfad und daraus resultierende Verteilernetzlängen

H2-Nachfrage/ Verteilernetzlänge	„Hohe Elektrifizie- rung“	„Hochtemperatur-Pro- zesse“	„Hochtemperatur-Prozesse“ (< 20 km)	„Hohe H2-Nach- frage“
Industrie – Gesamt	201 TWh	300,98 TWh	288,41 TWh	442 TWh
Industrie – Verteiler- netz	0 TWh	30,93 TWh	18,37 TWh	177 TWh
Gebäude – Verteiler- netz	0 TWh	10,27 TWh	6,53 TWh	54 TWh
Wasserstoffverteiler- netzlänge	0 km	36.926 km	22.323 km	ca. 220.000 km

3.3 Langfristszenarien als Basis für „Hohe Elektrifizierung“ und „Hohe H2-Nachfrage“

Innerhalb der Langfristszenarien (LFS) wird zwischen den vier Nachfragesektoren *Gebäude*, *Industrie*, *GHD* (*Gewerbe, Handel und Dienstleistungen*) und *Geräte* sowie *Verkehr* unterschieden. Auf Ebene der Gasverteilersnetze sind die zwei größten Nachfragesektoren die Industrie und die Gebäude. Der GHD- und Geräte-Sektor umfasst die Anwendungen der Prozesswärme, Prozesskälte, mechanische Energie, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und Beleuchtung. Innerhalb dieses Sektors werden in Haushalten (HH) über Gasherde ca. 1,2 TWh Erdgas in 2020 verbraucht. Bis 2045 wird sich dieser Bedarf voraussichtlich vollständig durch Elektrifizierung mit Elektroherden transformiert haben. Im Verkehrssektor gibt es aktuell eine Nachfrage über Compressed Natural Gas (CNG) Tankstellen, die fast ausschließlich über Sticleitungen am Transportnetz angeschlossen sind und daher die Gasverteilersnetze nicht belasten. Die Sektoren *GHD & Geräte* sowie *Verkehr* werden daher nicht näher betrachtet.

Innerhalb des Industriesektors muss unterschieden werden, inwiefern Industriestandorte zukünftig direkt über das Wasserstofftransportnetz oder bei weiterer Entfernung über ein Wasserstoffverteilersnetz angeschlossen werden. Für den Gebäudebereich kommt allein eine Gas- und Wasserstoffversorgung über die Niederdruckebenen des Verteilersnetzes infrage, da ein Anschluss an höhere Druckstufen technisch unverhältnismäßig und wirtschaftlich ineffizient wäre.

Innerhalb der Industrienachfrage werden in beiden O45-Szenarien die Primärstahlherstellung und Grundstoffchemie im Jahr 2045 vollständig über das Wasserstofftransportnetz versorgt und daher nicht weiter betrachtet. Industriesektoren, die voraussichtlich über das Verteilersnetz versorgt werden, sind insbesondere Nichteisenmetalle, Glas, Papier, nicht metallische Mineralrohstoffe und die Metallbearbeitung, weshalb diese nachfolgend genauer dargestellt werden.

Der Gebäudesektor ist aktuell der größte Nachfragebereich für Gas auf Verteilersnetzebene. Energiedienstleistungen, die hier durch Erdgas erbracht werden, sind die Bereitstellung von Raumwärme und

Warmwasserbereitung. Der Gebäudebestand im Sinne der LFS umfasst Haushalte (HH) und GHD. Industriegebäude sind nicht in der Gebäudebilanz enthalten, sondern werden im Industriesektor bilanziert. In den LFS liegt der Energiebedarf für HH und GHD im Jahr 2025 (O45-Strom) bei 342 TWh bzw. 354 TWh (O45-H2).

3.4 Entwicklungspfad „Hohe Elektrifizierung“

Im O45-Strom-Szenario wird Wasserstoff nur dort eingesetzt, wo es keine technische Alternative gibt. D. h., auch technisch schwieriger zu elektrifizierende Hochtemperaturöfen werden elektrifiziert. Ebenfalls werden Zwischenprodukte importiert. Dies hat zur Folge, dass der direkte Strombedarf steigt und der Wasserstoffbedarf in der Industrie auf 201 TWh begrenzt ist. Da die besonders gut elektrifizierbaren Industriesektoren – wie die Dampferzeugung und die Bereitstellung von Prozesswärme – überwiegend an das heutige Gasverteilersnetz angeschlossen sind, wird in dem O45-Strom-Szenario davon ausgegangen, dass hier keine zukünftige Nachfrage von Wasserstoff zu erwarten ist. Die verbleibende Grundstoffindustrie wird künftig vollständig über das Transportnetz versorgt.

Im Gebäudebereich wird sowohl der Bedarf an Raumwärme und Warmwasser überwiegend durch elektrische Wärmepumpen gedeckt. Gase – einschließlich erneuerbarer Gase – stehen im Gebäudesektor ab 2045 aufgrund einer zentralen Annahme des O45-Strom-Szenarios nicht mehr zur Verfügung. Damit ist auch die grundsätzliche Entscheidung über die Aufrechterhaltung von Gasverteilersnetzen für die Gebäudeversorgung getroffen, was ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal zu Szenarien wie O45-H2 darstellt. Lokale Inselnetze für Gase sind nicht vorgesehen. Insgesamt wird in diesem Szenario aufgrund des starken Fokus auf strombasierte Versorgung und der erwarteten geringen Bedeutung von Gasen auf deren Nutzung ab 2045 vollständig verzichtet.

3.5 Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage“

Im „Hohe H2-Nachfrage“-Szenario wird angenommen, dass Wasserstoff auch dort zum Einsatz kommt, wo eigentlich alternative Dekarbonisierungsoptionen bestehen. Dies umfasst insbesondere die Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme in Industrieöfen und die Dampferzeugung – und somit Prozesse, die vornehmlich über Verteilersnetze versorgt werden. In O45-H2 werden in der Industrie im Jahr 2045 insgesamt 442 TWh Wasserstoff verbraucht, davon sollen ca. 40 % über das Verteilersnetz angeschlossen werden, was einer Menge von 177 TWh entspricht, die für die Dampferzeugung und Industrieöfen verwendet werden.

Im O45-H2-Szenario wird angenommen, dass im Jahr 2045 in den Kreisen und kreisfreien Städten (NUTS-3-Regionen), in denen Wasserstoff industriell genutzt werden wird, auch Wasserstoffverteilersnetze für die dezentrale Gebäudewärme zur Verfügung stehen werden. Dies trifft auf 60,6 % der NUTS-3-Regionen zu. Zudem wird davon ausgegangen, dass die Verteilersnetze in diesen Regionen flächendeckend verfügbar sind. Es wird ebenfalls davon ausgegangen, dass – entsprechend den Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) – die Gebiete, in denen Wasserstoff vor 2045 verfügbar sein wird, spätestens bis 2028 feststehen, wenn die kommunale Wärmeplanung abgeschlossen ist. Dadurch können Gebäudeeigentümerinnen und -eigentümer ihre Wahl des Wärmeerzeugers entsprechend ausrichten. In den Regionen, die für ein Wasserstoffverteilersnetz vorgesehen sind, erfolgt die Entscheidung über den Wärmeerzeuger auf Basis der Wärmegestehungskosten, sodass Gasheizungen im Wettbe-

werb mit anderen Technologien stehen. Die Umstellung der Verteilernetze und angeschlossenen Geräte auf Wasserstoff muss bis 2045 abgeschlossen sein. Bis dahin sind erneuerbare Gase in einer festgelegten Menge bereitzustellen, wie es die Vorgaben des GEG vorsehen. Diese Annahmen an Wasserstoffnachfrage im Gebäudebereich im O45-H2-Szenario führen dazu, dass für 2045 eine Wasserstoffnachfrage in Gebäude von 54 TWh erwartet wird und eine Wasserstoffverteilersnetzlänge von 200.000 km besteht.

3.6 Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“

Der Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ stellt einen mittleren Weg zwischen den beiden Randszenarien „Hohe Elektrifizierung“ und „Hohe H2-Nachfrage“ dar. Er unterstellt, dass Wasserstoff gezielt dort eingesetzt wird, wo eine Elektrifizierung nur schwer möglich ist – insbesondere bei Hochtemperaturprozessen. Dieser Pfad basiert nicht auf den Langfristszenarien, sondern wurde eigens für die vorliegende Analyse entwickelt. Ziel ist es, einen realistischeren Transformationspfad aufzuzeigen, der sowohl die derzeit eher begrenzte Wasserstoffverfügbarkeit und die damit verbundenen höheren Preise berücksichtigt als auch eine wirtschaftliche Abwägung der Anbindung entfernter Industriestandorte an das Kernnetz einbezieht.

Diese Annahme erfordert eine sektorenspezifische Differenzierung der zukünftigen Wasserstoffnachfrager im Industriesektor. Weiterhin ist eine genaue Verortung der Wasserstoffnachfrage notwendig, um ermitteln zu können, welche Standorte über das Wasserstoffkernnetz abgedeckt sind und welche Standorte über etwaige Wasserstoffverteilersnetze zu erschließen wären. Eine solche standort- und prozessspezifische Bottom-up-Analyse erfordert eine spezifischere Datenlage, als durch die LFS zur Verfügung steht. Hier stellt allein die Studie von Neuwirth et al. (2022), die die technische Eignung industrieller Prozesse für Wasserstoff in Deutschland untersucht, Daten in der hier notwendigen Form zur Verfügung.

Von der durch Neuwirth et al. ermittelten potenziellen industriellen Wasserstoffnachfrage von insgesamt 331 TWh liegen etwa 270 TWh (82 %) innerhalb eines Korridors von 3 km Entfernung zum Wasserstoffkernnetz – darunter nahezu die gesamte Primärstahlproduktion, der Chemiesektor sowie Raffinerien, die bereits 73 % des Gesamtbedarfs abdecken. Die räumliche Zuordnung erfolgte auf Basis einer Geodatenanalyse, bei der die Industriestandorte aus Neuwirth et al. (2022) mit einer von PwC bereitgestellten Geodatei des geplanten Wasserstoffkernnetzes abgeglichen wurden. Die Analyse zeigt, dass das Kernnetz bereits entsprechend geplant ist, um den Großteil der deutschen Industrie mit Wasserstoff zu versorgen.

Um die wirtschaftliche Konkurrenz zwischen Elektrifizierung und Wasserstoffnutzung abzubilden und gleichzeitig auch den Aspekt der Standortsicherung in Deutschland zu stärken, wird im Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ angenommen, dass alle Industriestandorte mit Hochtemperaturprozessen, die nicht am Kernnetz liegen, zukünftig Wasserstoff aus dem Verteilersnetz nachfragen werden. Für Industriesektoren mit niedrigen Prozesstemperaturen (Papier) oder plausiblen Elektrifizierungspotenzial wie im Glassektor¹ wird keine Wasserstoffnachfrage angenommen. Ausgenommen hiervon sind die Standorte dieser Industriesektoren, die unmittelbar am Wasserstoffkernnetz (bis zu 3 km Abstand) liegen und somit keine Anbindung über ein Verteilersnetz benötigen. Ein Radius von 3 km gilt in der

¹ U. a. Fleiter et al. (2024) e. V., Stuttgart, 2022; Breyer et al. (2025)

Infrastrukturplanung als wirtschaftlich zumutbare Anschlussdistanz, wie auch aus dem Strombereich bekannt ist (z. B. bei der Anbindung an Umspannwerke). In einer Auswertung der Geodaten von Industriestandorten im Abstand vom Kernnetz wurden 82 % der Industrienachfrage dem Kernnetz zugeordnet, wenn sie in einem Radius von 3 km Entfernung liegen; diese Industriestandorte sind typische Nachfrager aus dem Kernnetz der Sektoren Grundstoffchemie, Primärstahlerzeugung und Raffinerien.

Um die Anbindung der potenziellen Standorte außerhalb dieses Kernnetzkorridors mit Wasserstoff zu prüfen, wurden zwei Varianten betrachtet:

- **„Hochtemperatur-Prozesse (NF²: HT)“:** Industriestandorte mit Wasserstoffnachfrage außerhalb von 3 km Entfernung werden durch lokale Wasserstoffverteilersnetze angebunden. Zusätzlich um diese industriellen Ankerkunden wird in einem Radius von 5 km eine potenzielle Wasserstoffnachfrage im Gebäudesektor modelliert. Der Radius ergibt sich aus einer ökonomischen Abwägung: Mit steigenden Netzlängen und -kosten sinkt die Wahrscheinlichkeit, dass ein Verteilersnetzbetreiber eine größere Fläche versorgt.
- **„Hochtemperatur-Prozesse (< 20 km)“:** Um der ökonomischen Realisierbarkeit stärker Rechnung zu tragen, wird in dieser Variante dieses Entwicklungspfad ein Anschluss von potenziellen Wasserstoffabnehmern über ein Verteilersnetz nur in einer Entfernung von 3 bis 20 km Abstand zum Wasserstoffkernnetz berücksichtigt. Die 20-km-Schwelle entspricht dem mittleren Abstand der Industriecluster zum Kernnetz und wurde durch Einschätzungen von Expertinnen und Experten plausibilisiert. Um die Wasserstoffnachfrage im Gebäudesektor in dieser Zone zu ermitteln, wird analog zu Entwicklungspfad **„Hochtemperatur-Prozesse“** vorgegangen.

Insgesamt werden somit fünf Sektoren der Grundstoffindustrie als potenziell relevant für eine Wasserstoffverteilersnetzversorgung identifiziert: die Metallverarbeitung (Gießen, Walzen), die Mineralienverarbeitung (Zement, Kalk), die Primäraluminiumherstellung (Nichteisenmetalle), der Papiersektor sowie die Glasproduktion (siehe Tabelle 3)

² NF = Nachfrage

Tabelle 3: Potenzielle Wasserstoffnachfrage der Industriestandorte (basierend auf Neuwirth et al., 2022)

Potenzielle Wasserstoffnachfrage in TWh					
Sektoren	Kernnetzan- schluss: < 3 km	Kernnetzdis- tanz: 3–20 km	Kernnetzdis- tanz: > 20 km	Gesamtnachfrage	
Primärstahlher- stellung	56,0	0,0	0,0	56,0	
Chemieindust- rie	109,0	0,1	0,0	109,1	
Raffinerien	74,5	0,0	0,0	74,5	
Metallverarbei- tung	14,2	1,6	2,2	18,0	
Mineralverar- beitung	6,0	14,4	10,3	30,7	
Nichteisenme- talle	1,4	2,4	0,0	3,7	
Gesamt	261,1	18,5	28,3		291,9
NF: HT	-	18,4	12,5		30,9
NF: HT < 20 km	-	18,4	-		18,4

Für den Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ summiert sich die potenzielle Wasserstoffgesamtnachfrage damit auf 291,9 TWh. Der für die Verteilernetze relevante Wasserstoffbedarf liegt bei 30,9 TWh in Entwicklungspfad „NF: HT“ und bei 18,4 TWh in Entwicklungspfad „NF: HT (< 20 km)“.

3.6.1 Wasserstoffnachfrage im Gebäudesektor

Die Nachfrage nach Wasserstoff für Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden ist von entscheidender Bedeutung für den Aus- und Umbau der Gasverteilersnetze. Ziel des Unterpunkts ist es, eine Einschätzung zu geben, unter welchen Bedingungen eine Wasserstoffumrüstung aus Sicht der Netzbetreiber vorteilhaft wäre, welche Netzgebiete betroffen wären, wie groß diese sind und mit welchen Wasserstoffverbräuchen im Gebäudesektor in Zukunft zu rechnen wäre.

Methodisches Vorgehen

Annahme für die Umstellung der Gasverteilersnetze ist das Vorhandensein eines Ankerkunden, der größere Wasserstoffmengen abnimmt. Gebäude, die im Umkreis eines solchen Ankerkunden liegen, können ggf. mit einem umgerüsteten Verteilernetz ebenfalls mit Wasserstoff versorgt werden. Im ersten Schritt werden sämtliche Gebäude bestimmt, die in einem definierten Gebiet liegen, in dem bis 2045 ein Gasverteilersnetz für Wasserstoff vorhanden sein kann. Diese können potenziell mit Wasserstoff versorgt werden. Dieser Schritt bestimmt die Größe des Wasserstoffverteilersnetzes und der zu erwartenden Umstellungskosten. Die zu erwartenden Wasserstoffmengen für den Gebäudesektor werden im zweiten Schritt mithilfe eines mittleren Anschlussgrades ermittelt.

Die Auswertung erfolgt gebäudescharf mit dem Wärmeatlas Deutschland 3.0 des ifeu-Instituts. Er ermöglicht es, die Wechselwirkungen zwischen der Wärmebedarfs- und der Infrastrukturentwicklung zu berücksichtigen. Der Wärmeatlas 3.0 basiert auf den 3D-Gebäudemodellen der Vermessungsämter, die energetischen Typen einer Gebäudetypologie zugeordnet werden. Bundesweit werden 19,1 Mio. beheizte Wohn- und 1,3 Mio. beheizte Nichtwohngebäude-Geometrien identifiziert, für die unter Berücksichtigung von Baualtersklassenanteilen auf einem Hektarraster aus der Gebäude- und Wohnungszählung 2011 und regional differenzierten Klimadaten gemäß DIN V 18599-10 die verbrauchskalibrierten Nutzenergiebedarfe für Heizwärme und Warmwasser im Basisjahr berechnet werden. Der Wärmeatlas ermöglicht die räumlich hochaufgelöste Fortschreibung des Nutzwärmebedarfs nach Gebäudetyp und Baualtersklassen, eine zusätzliche regionale Differenzierung nach der Wohnflächenbedarfsprognose des Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung auf Kreisebene und die räumliche Analyse potenzieller Endenergiebedarfe speziell für infrastrukturelevante Heizungstechnologien wie Fernwärme, Gas oder elektrische Wärmepumpen (siehe Abbildung 1).

Die Analysen basieren auf Ergebnissen aus den vorgelagerten Untersuchungen, insbesondere auf der Festlegung der industriellen Standorte, in denen Wasserstoff durch eine Stickleitung oder ein wasserstofffähiges Verteilernetz anliegt. Die Daten wurden standortscharf als Koordinaten bereitgestellt.

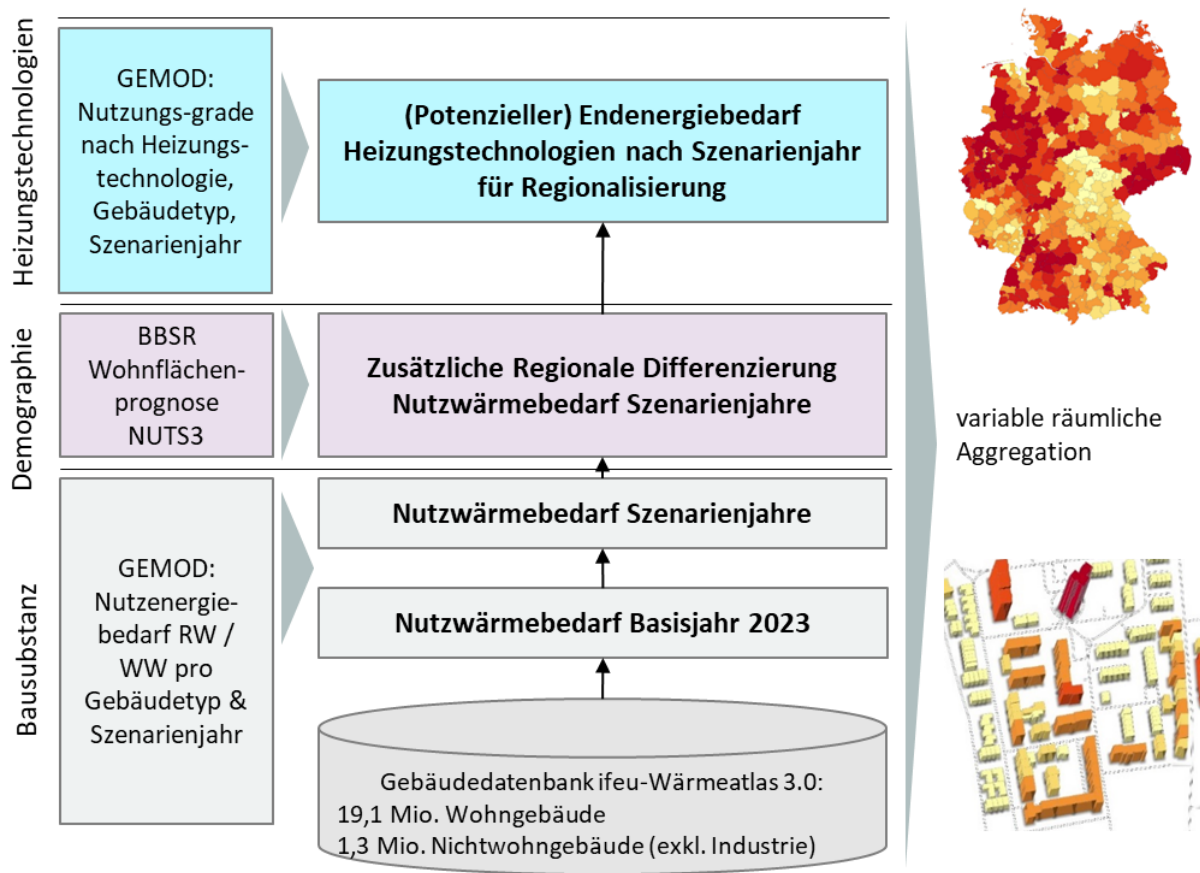


Abbildung 1: Datenquellen und Funktionsschema des Wärmeetlas 3.0 Deutschland (Darstellung: ifeu)

Annäherung an die Wasserstoffnachfrage des Gebäudesektors

Die Analyse verfolgt einen Grenzkostenansatz, um die Größe künftiger Wasserstoffverteilersnetzgebiete zu ermitteln. Die Grenzkosten bestimmen sich einerseits aus den Kosten für die Umstellung der Verteilernetze auf den Betrieb mit Wasserstoff und andererseits aus den Erlösen, die der Wasserstoffverkauf in dem umgestellten Gebiet in der angestrebten Rücklaufzeit realistisch erzielen kann. Diese Herangehensweise vollzieht die betriebswirtschaftliche Entscheidungsfindung eines Gasverteilersnetzbetreibers nach. Die Hypothese lautet, dass die Wirtschaftlichkeit mit größer werdendem Radius um einen industriellen Standort sinkt, weil die Wärmenachfragedichte sinkt, während die längenspezifischen Umstellungskosten konstant sind. Innerhalb des Grenzkostenradius' würde das Verteilernetz umgerüstet, außerhalb nicht.

Um den Zusammenhang von Radius und Wirtschaftlichkeit eines Verteilernetzes herzuleiten, wurden mehrere Radien um die industriellen Standorte definiert und der jeweilige Nutzwärmeverbrauch der Gebäude für Raumwärme und Trinkwarmwasser (ohne Prozesswärme) innerhalb der Radien ermittelt. Die folgenden Radien werden untersucht: 1 km, 2 km, 3 km, 5 km und 10 km. Abbildung 2 zeigt die Radien am Beispiel des Gasverteilersnetzes der Stadtwerke Karlsruhe. Dabei wird berücksichtigt, dass im Zeitverlauf die Gasnachfrage durch Gebäudesanierung und Umstieg auf andere Wärmeerzeuger sinken wird.

Der Ablauf der gesamten Analyse ist in Abbildung 3 dargestellt.

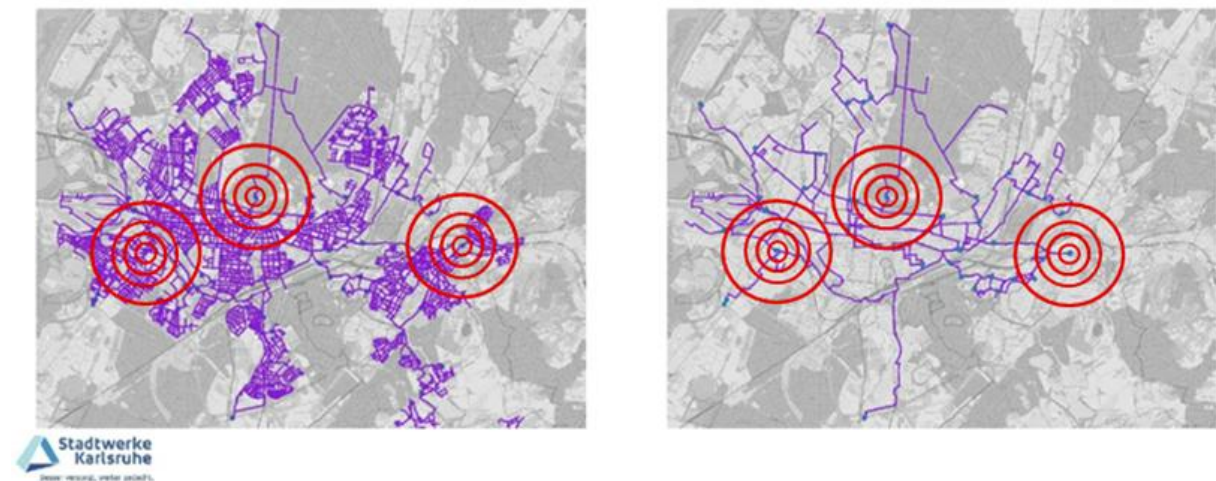


Abbildung 2: Darstellung der untersuchten Radien um industrielle Wasserstoffverbraucher am Beispiel der Stadt Karlsruhe mit Ausweisung des Gasnetzes 2021 (links) und mögliches Zielnetz 2045 (rechts) (Darstellung: ifeu auf Basis Stadtwerke Karlsruhe)

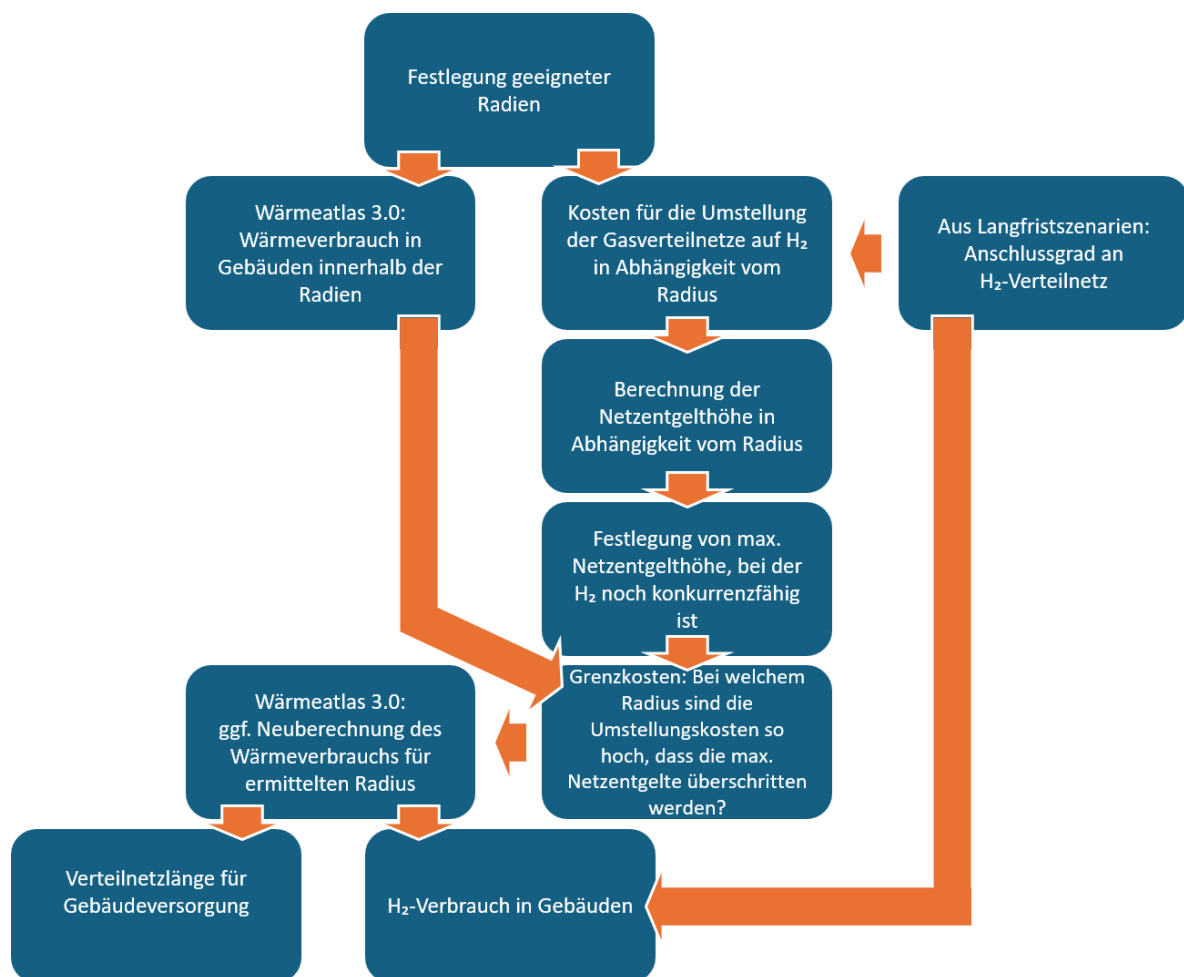


Abbildung 3: Vorgehen bei der Analyse des zu erwartenden Wasserstoffbedarfs in Gebäuden (Darstellung: ifeu)

Der ermittelte Nutzwärmeverbrauch der Gebäude innerhalb der Radien wurde korrigiert, wenn die Radien unterschiedlicher Standorte sich überschneiden. Die Radien wurden im Wärmeatlas mithilfe von

Rasterzellen abgebildet. Dadurch ergibt sich eine Abweichung von der Kreisform. Zusätzlich wurden in der Auswertung nur die Rasterzellen berücksichtigt, in denen tatsächlich Gebäude stehen (siehe Abbildung 4).

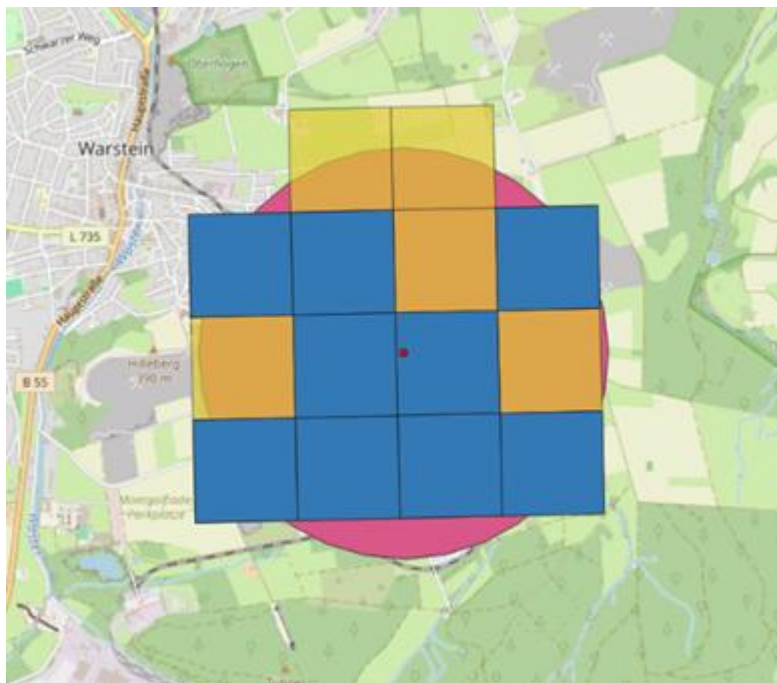


Abbildung 4: Unterscheidung der zugrunde gelegten Flächen innerhalb der Radien: Kreisfläche (pink), Fläche der Rasterzellen, die den Kreis am besten nachvollziehen (gelb und blau), Fläche der Rasterzellen innerhalb des Radius, in denen Gebäude stehen (blau) (Darstellung: ifeu)

Der so ermittelte Nutzwärmebedarf der Gebäude entspricht nicht dem zu erwartenden Wasserstoffbedarf, da nur ein Teil der Gebäude voraussichtlich mit Gasheizungen ausgestattet ist. Andere Gebäude werden voraussichtlich mit Wärmepumpen, Biomassekesseln oder Fernwärme beheizt. Der Anschlussgrad der Gaskessel wird aus den Modellierungen der Langfristszenarien (Szenario O45-H2) übernommen. In diesem Szenario wird berücksichtigt, dass der Nutzwärmeverbrauch der Gebäude im Zeitverlauf durch Effizienzmaßnahmen sinkt und der Anteil von Gasheizungen im Zeitlauf abnimmt. Der real zu erwartende Anschlussgrad hängt u. a. vom resultierenden Netznutzungsentgelt ab, das jedoch erst als Ergebnis dieser Berechnung ermittelt werden kann. Ein vollständig iteratives Vorgehen ist innerhalb dieses Projekts jedoch nicht angemessen durchführbar, weswegen hier die auf den Erkenntnissen aus den Langfristszenarien (LFS) stützende Meinung der Expertinnen und Experten zur Anwendung kommt.

Abbildung 5 zeigt, dass der Nutzwärmeverbrauch der Gebäude innerhalb der Radien mit zunehmendem Radius wächst. Gleichzeitig sinkt der Wärmeverbrauch im Zeitverlauf. Abbildung 6 zeigt die Wärmedichte, die für den zu erwartenden Gasabsatz wesentlich ist. Sie ist im unmittelbaren Umfeld der industriellen Standorte (Radius 1 km) geringer und nimmt bei einem Radius von 2 km stark zu. Bei größeren Radien sinkt die Wärmedichte wieder.

Parallel dazu werden die Kosten für die Umstellung der Gasverteilersnetze auf Wasserstoff für dieselben Radien vereinfacht ermittelt, ohne die exakten Netzentgelte zu berechnen, wie es in Kapitel 5 der Fall

ist. Das Ziel besteht darin, Grenzwerte für die Radien zu ermitteln, ab denen eine Wirtschaftlichkeit für den Anschluss weiterer Haushaltskundinnen und -kunden in den Radien nicht mehr gegeben ist.

In die Kostenberechnung fließen die Aufwendungen für die Umstellung der Leitungen und der Peripherie sowie die Kosten für die Peripherie ein, die aufgrund der Umstellung auf Wasserstoff ausgetauscht werden muss. Die entsprechenden Kostenannahmen sind in Kapitel 4 ausführlich dargestellt.

Aus den Kosten für die Gasnetzumstellung und dem erwarteten Wasserstoffabsatz in Gebäuden werden die erforderlichen spezifischen Netzkosten für die jeweiligen Radien berechnet. Übersteigen die Netzkosten ein Maß, ab dem Wasserstoff als nicht mehr konkurrenzfähig betrachtet werden kann, so wird der nächstkleinere Radius als Grenze definiert. Falls erforderlich, kann die Berechnung für Zwischenwerte wiederholt werden, um eine höhere Genauigkeit zu erreichen.

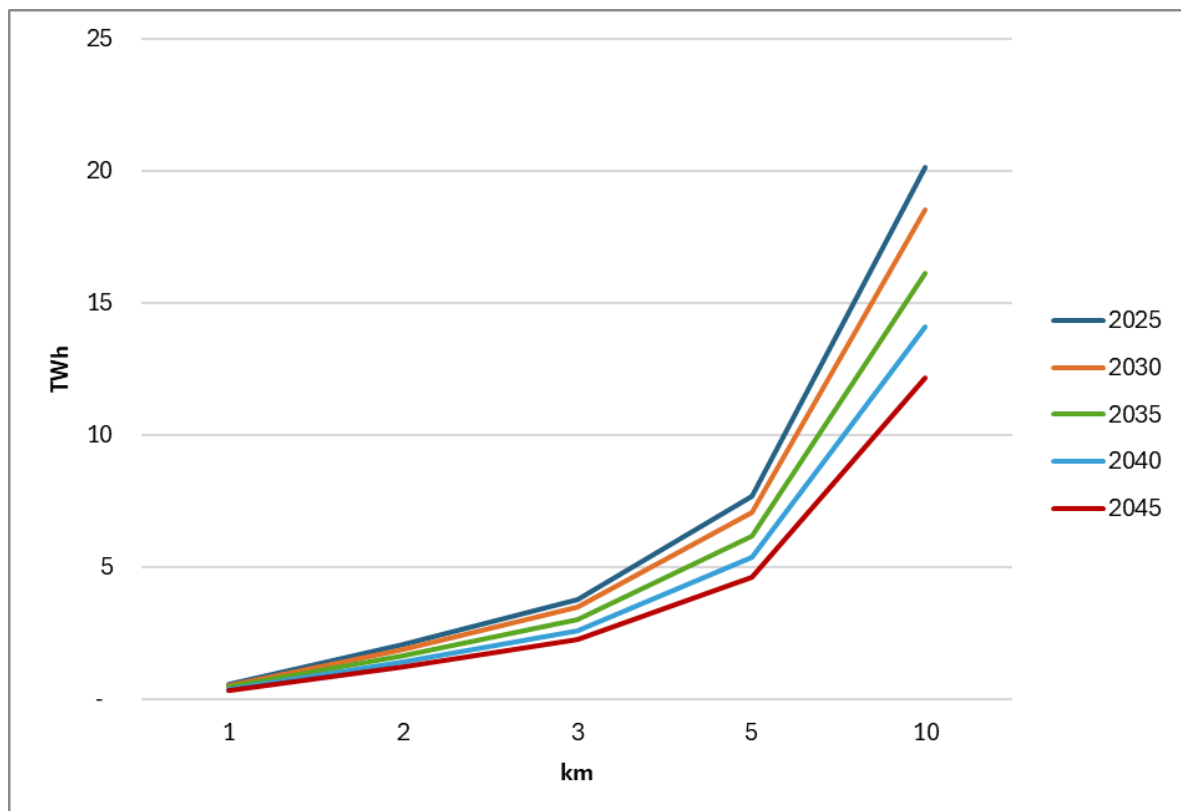


Abbildung 5: Summe des Nutzwärmeverbrauchs aller Gebäude in Deutschland, die innerhalb der Radien liegen, in Abhängigkeit vom Radius (Darstellung: ifeu)

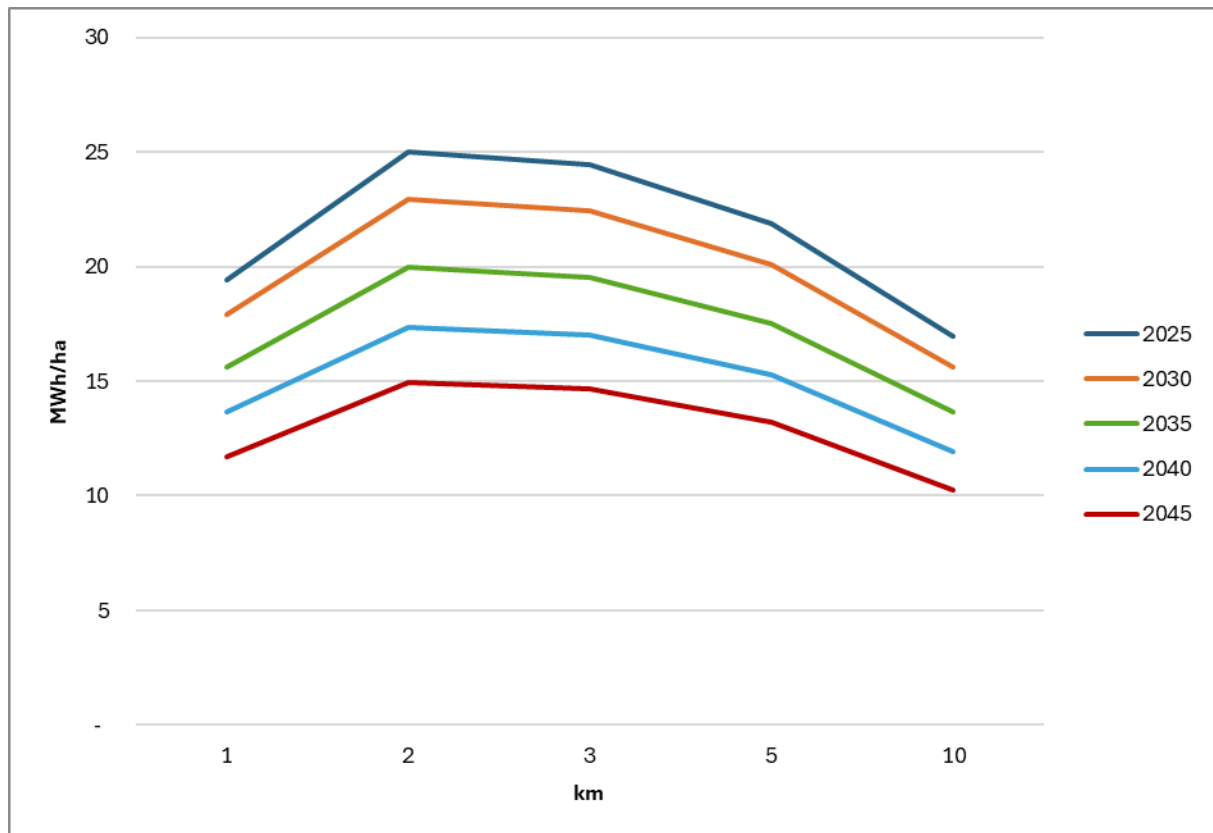


Abbildung 6: Dichte des Nutzwärmeverbrauchs in Abhängigkeit vom Radius (Darstellung: ifeu)

In der Untersuchung wird unterstellt, dass in dem jeweiligen Radius die komplette, oben beschriebene Gasverteilernetzinfrastruktur auf Wasserstoff umgestellt wird. Nach der Berechnung der Kosten wurden diese durch den vorliegenden Wärmebedarf im jeweiligen Radius geteilt, um eine Indikation für die Höhe der resultierenden spezifischen Netzkosten zu erhalten und die Netzkosten der verschiedenen Radien miteinander zu vergleichen.

Auf dieser Grundlage wird für das weitere Vorgehen ein Radius von 5 km um die identifizierten Ankerpunkte festgelegt. Diese Entscheidung basiert auf dem vorwiegend abnehmenden Verlauf der ermittelten spezifischen Netzkosten bis zu einem Radius von 5 km um die Industriestandorte. Danach war in der Regel ein leichter Anstieg der Netzkosten zu erkennen. Ein Anstieg der spezifischen Netzkosten ist zwar erkennbar, er kann jedoch nicht als harte Grenze für die Wirtschaftlichkeit angesehen werden, da die Kostensteigerung nicht signifikant genug war. Der Aspekt der Wirtschaftlichkeit bedarf in Folgestudien weiterer Untersuchungen und muss dann auch mit konkurrierenden Energieträgern verglichen werden. Aufgrund der Abfolge der Untersuchungsgegenstände in dieser Studie – zuerst Ermittlung des Wärmebedarfs und der Netzlängen, anschließend der Netzkosten – war es nicht möglich, diesen Punkt vertiefter zu betrachten.

Die Festlegung auf einen Radius von 5 km um die Industriestandorte führt im Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ zu einer Wasserstoffnachfrage im Gebäudebereich von 10,27 TWh und im Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse (< 20 km)“ von 6,53 TWh.

3.7 Übersicht über die Verteilernetztypen

Die Verteilung der Nachfrage, die Kalkulation von Umstell- und Rückbaukosten sowie die Ermittlung von Wasserstoffnetzentgelten wird exemplarisch für vier Verteilernetztypen ermittelt. Bei der Auswahl der Differenzierungskriterien von Typnetzen ist einerseits ein gewisses Maß an Repräsentativität der Typnetze für das gesamtdeutsche Verteilernetz erforderlich, andererseits soll das Kriterium auch eine klare Abgrenzung der Typen zueinander ermöglichen.

Wie bereits in Kapitel 3.2 beschrieben, ist ein wesentlicher Faktor für die Ausprägung von Wasserstoffnetzen der Industriebedarf im Verteilernetz. Es wird hierbei zwischen Typnetzen mit hohen und mit niedrigen Industriebedarfen unterschieden. Weiterhin wird als Differenzierungskriterium der siedlungsstrukturelle Regionstyp in den Unterscheidungsebenen städtisch und ländlich verwendet.

In der Kombination der beiden Differenzierungskriterien ergeben sich vier Verteilernetztypen. Die Bildung von Verteilernetztypen erfolgt auf Ebene der Kreise. Abhängig von der Einwohnendichte und der Industrienachfrage bzw. deren Kombination wird jeder Kreis einem Verteilernetztyp zugeordnet.

Durch die Kombination von Daten der Regionalstatistik, des Zensus, der je Postleitzahl zuständigen Verteilernetzbetreiber und Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur können den Kreisen und somit den Verteilernetztypen Struktur- und Kostendaten der aktuellen Verteilernetzbetreiber zugeordnet werden.

Aus den Kosten- und Strukturdaten des heutigen Verteilernetzes je Verteilernetztyp kann im Folgenden entsprechend den Entwicklungspfaden der Hochlauf der Wasserstoffverteilersnetze je Verteilernetztyp modelliert werden.

3.8 Herleitung und Aufbau der Verteilernetztypen

Für die Modellierung der Verteilernetztypen wird ein datenbasierter Ansatz gewählt. Hierfür werden verschiedene Datensätze miteinander kombiniert. Für das Modell werden dabei reale Netzbetreiberdaten

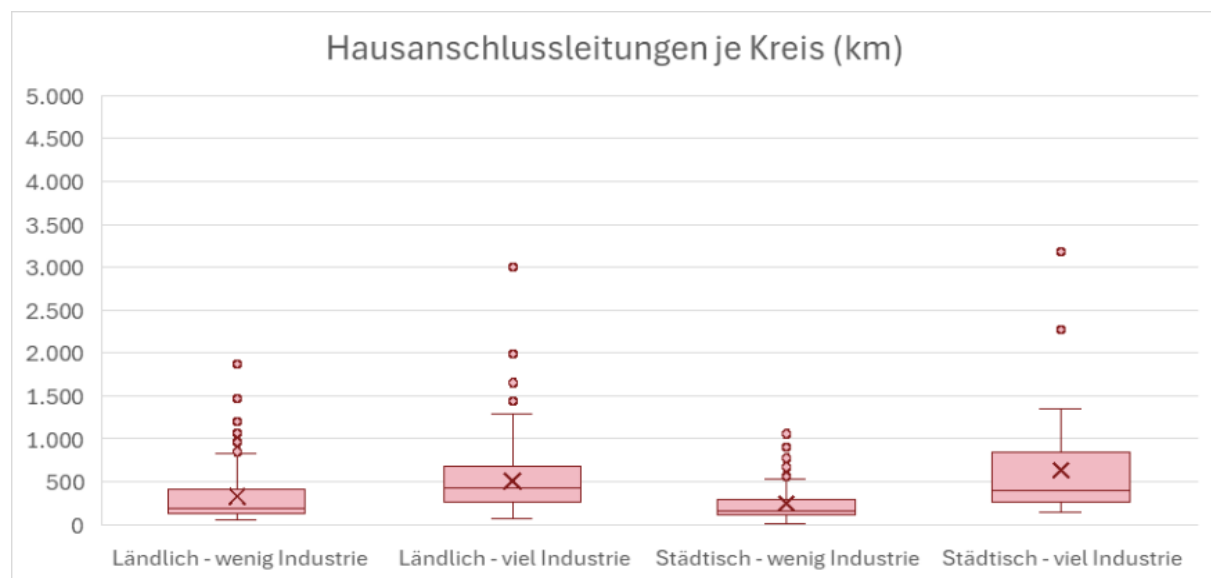


Abbildung 7: Statistische Verteilung der Netzlänge der Hausanschlussleitung je Verteilernetztyp

allen gasversorgten Gemeinden in Deutschland zugeordnet und auf Ebene der Kreise Verteilernetztypen abgeleitet. Im Folgenden werden die einzelnen Schritte näher erläutert.

Als Ausgangsbasis dient die Regionalstatistik mit 10.993 Gemeinden. Aus der Regionalstatistik werden die Fläche und die Bevölkerungsanzahl genutzt, um die Besiedlungsdichte abzuleiten. Die Besiedlungsdichte wird genutzt, um den siedlungsstrukturellen Regionstyp der Gemeinde zuzuordnen. Unterschieden wird lediglich in ländliche und städtische Regionen und aus Vereinfachungsgründen eine Mischform nicht weiter beachtet. Gemäß Definition von Eurostat werden Regionen ab 300 Einwohnerinnen und Einwohnern pro km² als städtisch eingestuft. Da Eurostat eine Mischform berücksichtigt (Urbanes Zentrum, Urbane Region, Ländliche Region), wobei das urbane Zentrum ab 1.500 Einwohnerinnen und Einwohnern pro km² beginnt, wird als Schwelle ein mittlerer Wert herangezogen. Von den in der Datenbank enthaltenen 400 Kreisen haben 235 Kreise eine Bevölkerungsdichte kleiner oder gleich 300 Einwohnerinnen und Einwohnern pro km². Als urbane Region wären 122 Kreise einzustufen und 43 als urbanes Zentrum. Nach einer qualitativen Analyse werden von den 122 nicht den beiden Typen ländlich und städtisch zuordenbaren Kreisen 59 der ländlichen Region und 63 der städtischen Region zugeordnet.

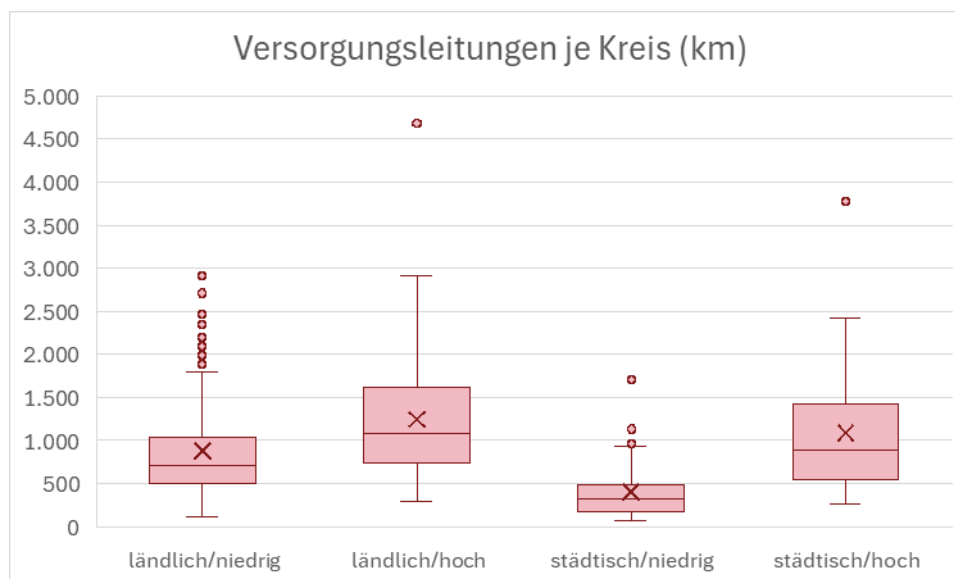


Abbildung 8: Statistische Verteilung der Netzlänge nach Versorgungsleitungen je Verteilernetztyp

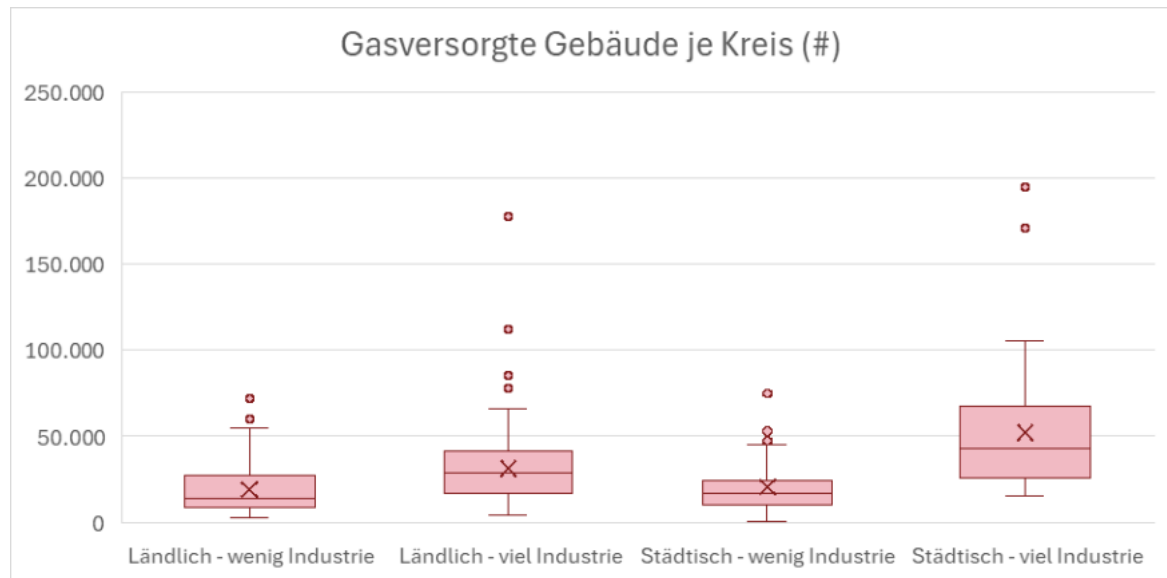


Abbildung 9: Statistische Verteilung der gasversorgten Gebäude je Verteilernetztyp

Basis für das Abgrenzungskriterium Industrie ist der Energieverbrauch der Betriebe im verarbeitenden Gewerbe auf Ebene der Kreise und kreisfreien Städte aus dem Jahr 2023. Für die Unterscheidung, ob es sich um einen Kreis mit viel oder wenig Industrieabnahme handelt, wird der Mittelwert der Nachfrage des verarbeitenden Gewerbes nach Erdgas pro Jahr innerhalb aller Kreise angesetzt (242,36 GWh).

Für die Zuordnung der Kosten- und Strukturdaten werden die vorliegenden Netzbetreiber je Postleitzahl den Kreisen zugeordnet. Sofern mehrere Netzbetreiber für ein Postleitzahlengebiet zuständig sind, werden diese insofern berücksichtigt, als bei der Aufteilung der Struktur- und Kostendaten das Postleitzahlengebiet je hälftig den beiden Netzbetreibern zugeordnet wird. Aufbauend auf der Zuordnung der Netzbetreiber zu den je Gemeinde vorliegenden Daten „Fläche“ und „Anzahl gasversorgter Gebäude“ werden die Netzlänge ohne Hausanschlussleitungen (Versorgungsleitungen) und die Hausanschlussleitungen ermittelt. Für die Ermittlung der Versorgungsleitungslänge je Gemeinde wird die versorgte Fläche in der jeweiligen Gemeinde der gesamten durch den jeweiligen Netzbetreiber versorgten Fläche gegenübergestellt und ein entsprechender Anteil der gesamten Netzlänge des Netzbetreibers der Gemeinde

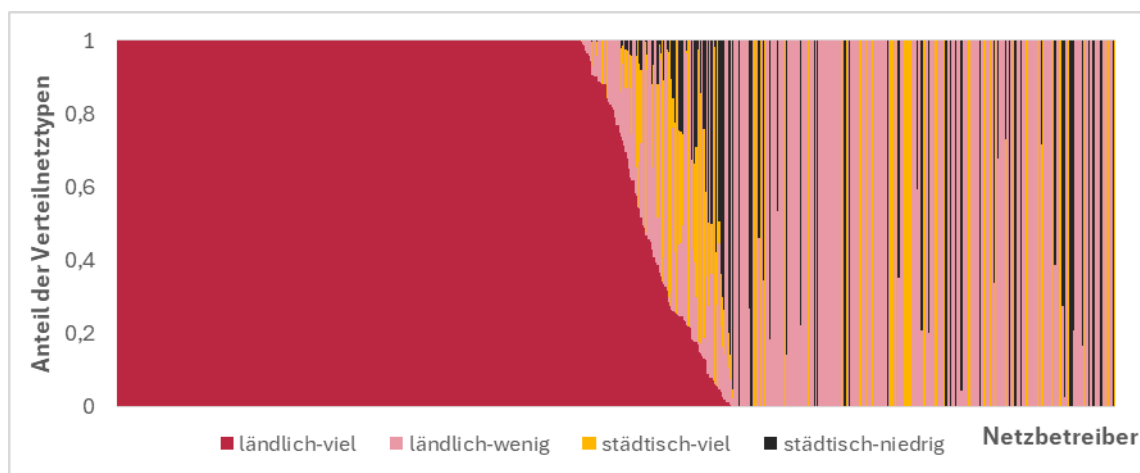


Abbildung 10: Aufteilung der im Datensatz enthaltenen Netzbetreiber auf die vier Verteilernetztypen gemäß Verteilschlüssel gasversorgte Gebäude

zugeordnet. Bei der Ermittlung der Hausanschlussleitungen wird die Anzahl der gasversorgten Gebäude aus dem Zensus 2022 (Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2025) genutzt.

Nun liegen auf Kreisebene der siedlungsstrukturelle Regionstyp, die Industrienachfrage sowie die Netzlänge differenziert nach Hausanschlussleitungen, Versorgungsleitungen und gasversorgte Gebäude vor.

Die folgenden Whisker-Diagramme enthalten alle Ausreißerpunkte sowie die Mittelwerte (Kreuze). Die Box stellt die Länge der Hausanschlussleitungen der Kreise zwischen dem ersten und dritten Quartil dar. Hier dargestellt ist ein Whisker-Diagramm der Verteilernetztypen mit der Verteilung von Hausanschlussleitungen je Kreis. Für den jeweiligen Verteilernetztyp wird der Durchschnittswert herangezogen.

Auf dieser Basis werden nun die Anteile der in der Datenbank vorhandenen 650 Netzbetreiber³ auf die Verteilernetztypen im Hinblick auf Hausanschlussleitungen (HAL), Versorgungsleitungen (VL) und gasversorgte Gebäude (gvG) verteilt. Der individuelle Verteilschlüssel des Netzbetreibers bildet die Grundlage zur Ermittlung der detaillierten Struktur- und Kostendaten aller vier Typnetze. Hierfür werden mittels des Verteilschlüssels die individuellen Struktur- und Kostendaten den Verteilernetztypen zugeordnet. Durch die drei Kriterien (HAL, VL, gvG) wird sichergestellt, dass die unterschiedlichen Struktur- und Kostendaten einen passenden Verteilschlüssel erhalten.

Im Ergebnis lassen sich 530 der 650 Netzbetreiber eindeutig einem Verteilernetztyp zuordnen. Beispielhaft zeigt für den Verteilungsparameter gasversorgte Gebäude Abbildung 8 die Zuordnung der Netzbetreiber zu einem Verteilernetztyp. Für 178 Netzbetreiber liegen dezidierte Strukturdaten aus dem Törnqvist-Datensatz vor (BNetzA – Beschlusskammer 4, 2023). Für die Ermittlung der Umrüstkosten werden Netzlängen je Druckstufe und Anzahl der Anlagen benötigt. Die vorliegenden Strukturdaten werden in Abhängigkeit des netzbetreiberindividuellen Verteilschlüssels auf die Verteilernetztypen verteilt. Daraus ergeben sich die beispielhaft in Tabelle 4 gezeigten Netzlängen der HAL (in Summe 132.246 km) je Verteilernetztyp:

Tabelle 4: Netzlänge in km der Hausanschlussleitungen je Typnetz und Druckstufe

Druckstufe	ländlich- viel In- dustrie	ländlich- wenig Industrie	städtisch-viel In- dustrie	städtisch-wenig Industrie
HD1 (> 1 bar(g) und ≤ 5 bar(g))	6.099	2.347	4.989	1.458
HD2 (> 5 bar(g) und ≤ 16 bar(g))	451	252	562	217
HD3 (> 16 bar(g) und ≤ 70 bar(g))	0	0	0	0
MD (> 0,1 bar(g) und ≤ 1 bar(g))	36.764	27.001	8.121	4.667
ND (≤ 0,1 bar(g))	15.851	7.059	10.136	6.271
Gesamt	59.165	36.660	23.809	12.613

³ Von 650 Netzbetreibern liegt PwC eine Zuordnung zu den Postleitzahlen vor. Im Vergleich zu den 679 Netzbetreibern aus dem Törnqvist-Datensatz sind hier keine Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet enthalten; weitere Abweichungen sind auf Verschmelzungen, Abspaltungen sowie Netzübernahmen zurückzuführen und werden in der weiteren Bearbeitung vernachlässigt.

Ebenso lassen sich die Netzlänge der VL (300.689 km) und die Zahl der Regelanlagen ableiten (65.359). Die in der Datenbasis enthaltene Netzlänge (432.935 km) entspricht 77 % der Netzlänge aller deutschen Gasverteilersnetzbetreiber (560.429 km).

Kaufmännische Daten liegen für 608 Netzbetreiber vor (BNetzA – Beschlusskammer 9, 2024). Für die Ermittlung der Kosten eines zukünftigen Wasserstoffnetzbetreibers werden die kalkulatorischen Restwerte und Betriebskosten benötigt. Für die kalkulatorischen Restwerte wird auf die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) abgestellt. Hierfür werden wiederum die historischen AHK der 608 Netzbetreiber auf die Verteilernetztypen aufgeteilt. Es wird berücksichtigt, dass Netzbetreiber, die verschiedenen Verteilernetztypen zugerechnet werden können, eine andere Zusammenstellung beim Anlagevermögen haben als Netzbetreiber, die nur einem Verteilernetztyp zugeordnet werden können. Um dieser Tatsache Rechnung zu tragen, wird die Verteilung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für gemischte Netzbetreiber normiert entsprechend der Verteilung von Netzbetreibern, die lediglich einem Verteilernetztyp zugerechnet werden können.

Daraus ergeben sich die Anschaffungs- und Herstellungskosten der Ausgangsbasis (aktuelles Erdgasverteilersnetz). Aus diesem wird nun der Wasserstoffhochlauf der umgestellten AHK anhand der Entwicklungspfade je Verteilernetztyp ermittelt. Es wird unterstellt, dass alle AHK unabhängig von der Anlagengruppe und dem Anschaffungsjahr ratierlich auf das Wasserstoffverteilersnetz übergehen. Nicht berücksichtigt werden lediglich zwei Anlagengruppen (Duktiler Guss und Grauguss). Für diese gibt es bislang weniger gesicherte Erkenntnisse darüber, dass sie auch wasserstofftauglich sind. Zudem wird unterstellt, dass Anlagen nach der unteren kalkulatorischen Nutzungsdauer gemäß Anlage 1 GasNEV reinvestiert werden. Dies betrifft allerdings nur Anlagen, die erstmals nach dem Jahr 2021 das kalkulatorische Anlagenalter überschreiten. Es wird folglich unterstellt, dass Anlagen, die in 2021 oder davor ihr kalkulatorisches Anlagenalter überschritten haben, bereits erneuert wurden.

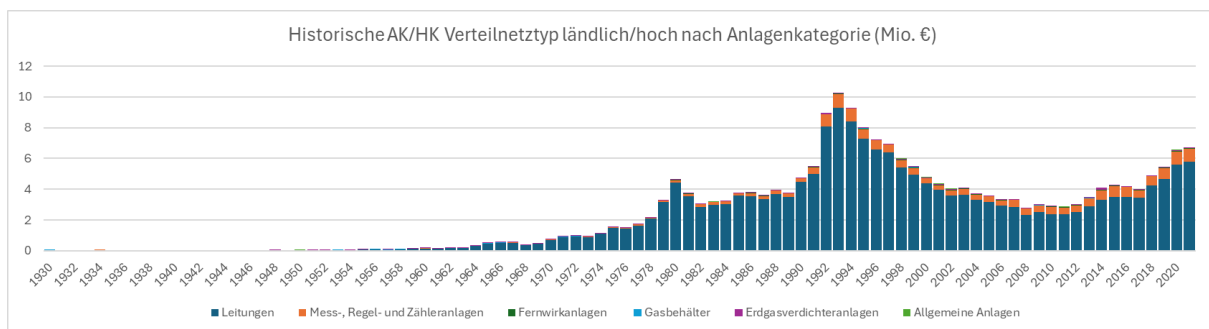


Abbildung 11: Historische AK/HK des Verteilernetztyps ländlich-hoch in Mio. €

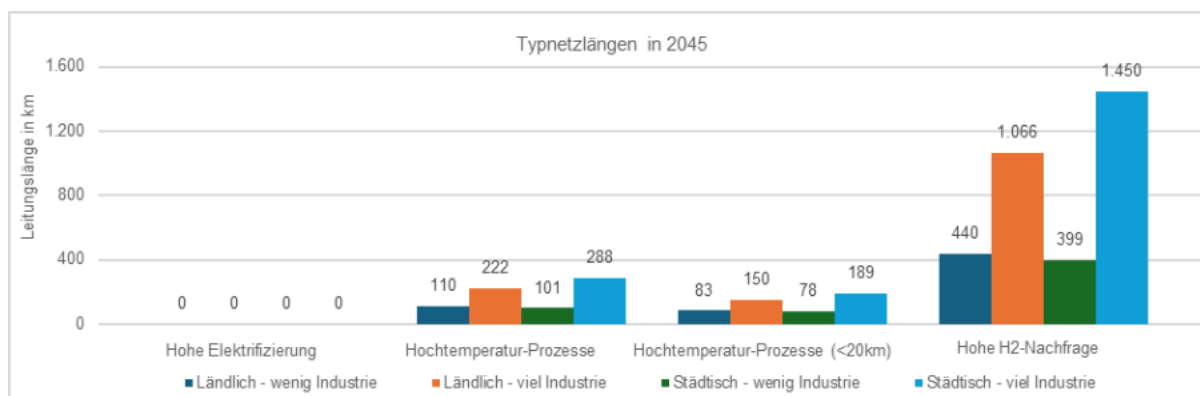
Auf der Zeitachse zeigt sich, dass der Großteil des bestehenden kaufmännischen Anlagevermögens aus den Jahren 1980 bis 2021 stammt. Bis auf einen leichten Anstieg zum Ende der 2010er-Jahre ist das Anlagevermögen bereits heute überwiegend 20 bis 30 Jahre alt, sodass in Abhängigkeit der technischen Erfordernisse grundsätzlich noch die Möglichkeit besteht, die Abschreibungen des Bestandsnetzes für die Umrüstung und Reinvestition zu nutzen und dadurch je nach technischem Erfordernis zumindest ein in Teilen kostengünstiges Netz für die Wasserstoffinfrastruktur zur Verfügung steht.

Tabelle 5: Verteilung der AHK/HK des Typnetzes „ländlich – viel Industrie“

Zeitraum	1930–1960	1960–1980	1980–2000	2000–2021
AHK in Mio. €	0,7	18,2	109,0	82,5

Der Umfang des Typnetzes wird anhand der bereits bestimmten durchschnittlichen Typnetzlängen im Vergleich zur Gesamtlänge ermittelt.

Die Ermittlung der Betriebskosten erfolgt auf Basis von durchschnittlichen Betriebskosten je km Leitungslänge bzw. auf durchschnittlichen Betriebskosten je AHK. Hierfür liegen PwC-Daten aus anderen Projekten vor. Es wird angenommen, dass besonders kleine Netzbetreiber im Schnitt je km Leitungslänge eher höhere Kosten ausweisen. Daher wird das obere Quartil der vorliegenden Kostendaten verwendet, d. h. 16.000 €/km Leitungslänge. Hieraus ergeben sich für alle Verteilernetztypen und Szenarien eine anfängliche Betriebskostenbasis von ca. 0,75 Mio. Euro im Jahr. Da nur im Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage“ die Typnetze „ländlich – viel Industrie“ und „städtisch – viel Industrie“ eine relevante Größe erreichen, steigen nur bei diesen ab 2036 („ländlich – viel Industrie“) bzw. 2038 („städtisch – viel Industrie“) die Betriebskosten auf Basis der zunehmenden AHK an (Annahme: 2 % der AHK werden als Betriebskosten angesetzt). Der Verteilernetztyp „ländlich – viel Industrie“ erreicht dadurch in 2045 Betriebskosten i. H. v. 3,5 Mio. Euro, während der Verteilernetztyp „städtisch – viel Industrie“ auf 1,7 Mio. Euro Betriebskosten kommt. Damit versorgen die Netzbetreiber 1.066 km („ländlich – viel Industrie“) bzw. 1.450 km („städtisch – viel Industrie“) Leitungslänge (siehe Abbildung 12).

**Abbildung 12: Leitungslänge je Verteilernetztyp und Entwicklungspfad**

4 Technische Voraussetzungen und Kosten der Transformation der Gasverteilernetze sowie Aufbau der Wasserstoffverteilernetze

In diesem Kapitel werden die technischen Abläufe und die spezifischen Kosten pro Leitungskilometer für die Maßnahmen Stilllegung mit oder ohne Rückbau von Erdgasverteilernetzen und Umstellung oder Neubau von Wasserstoffverteilernetzen ermittelt. Anschließend werden die Längen der deutschlandweiten Verteilernetze und der Typnetze mit diesen Kosten bewertet.

Um die technischen Abläufe und spezifischen Kosten zu ermitteln, wurde ein mehrstufiges Untersuchungsdesign gewählt. Zunächst erfolgte eine breit angelegte Literaturrecherche, in der einschlägige nationale und internationale Studien gesichtet, methodisch eingeordnet und hinsichtlich ihrer Datenbasis kritisch bewertet wurden. Auf diese Weise konnten sowohl belastbare Vergleichswerte als auch bestehende Wissenslücken identifiziert werden.

Um diese Lücken zu schließen, wurden anschließend neun leitfadengestützte Interviews mit Expertinnen und Experten von Gasverteilernetzbetreibern durchgeführt. Die Auswahl der Gesprächspartnerinnen und -partner erfolgte bewusst heterogen: Es wurden Betreiber reiner Stadtgebiete, Betreiber ländlicher Versorgungsnetze sowie Unternehmen mit gemischter Versorgungsstruktur einbezogen, um unterschiedliche infrastrukturelle Rahmenbedingungen und Kostenstrukturen abzubilden. Alle Interviews folgten einem Fragenkatalog, in dem die identifizierten Themenkomplexe – technische Prozessschritte, Kostentreiber und Erfahrungswerte bei vergleichbaren Projekten – abgefragt wurden. Es wurde jedoch Wert daraufgelegt, dass abhängig von der jeweiligen Expertise der Interviewpartnerinnen und Partner sowie dem Verlauf des Gesprächs, die Interviewpartnerinnen und Partner bestimmte Schwerpunkte vertieft darstellen konnten.

4.1 Technische Voraussetzungen und Ablauf der Maßnahmen zur Transformation der Gasverteilernetze

4.1.1 Stilllegung von Gasverteilernetzen

Die Stilllegung von Gasverteilernetzen gliedert sich in zwei grundlegende Verfahren: Inertisierung und anschließende Verfüllung, falls diese notwendig ist.

Beide beginnen mit einer Inertisierung der Leitungen, bei der das in der Leitung befindliche Erdgas entweder durch Spülen mit einem reaktionsträgen Gas – in der Praxis überwiegend kostengünstiger Stickstoff – verdrängt oder durch Absaugen der Leitung entfernt wird. Im Falle der Inertisierung verbleibt die Leitung als Hohlraum im Boden. Oberirdische Anlagen werden dabei vollständig zurückgebaut. Bei der Inertisierung und Verfüllung wird die inertisierte Leitung zusätzlich mit einem geeigneten Füllstoff verpresst. Dadurch wird verhindert, dass eine mögliche Korrosion bzw. Versprödung des Rohrmaterials zu einem plötzlichen Absacken des Bodens führt. Dieses Vorgehen wird nur bei Leitungen mit größerem Durchmesser durchgeführt. Im Rahmen der Untersuchung wurde angenommen, dass eine Verfüllung

ab einem Leitungsdurchmesser von 200 mm angewendet wird. Auch hier werden alle oberirdischen Anlagenteile entfernt (Frontier Economics, 2024, S. 45 f.).

Im Zuge der Stilllegung können sowohl einzelne Hausanschlüsse als auch ganze Netzgebiete außer Betrieb genommen werden. Bei den Hausanschlüssen kann dabei noch in Außerbetriebnahme bzw. Stilllegung unterschieden werden, wohingegen bei Netzgebieten nur die Stilllegung erfolgt. Für jede der Maßnahmen erfolgt eine detaillierte Planung. Bei der Stilllegung von Netzgebieten beinhaltet diese eine Zielnetzplanung und eine Stilllegungsplanung, bei denen u. a. die Entwicklung der Absatzdichte einer Leitung berücksichtigt wird (Perch-Nielsen et al., 2024, S. 33). Im Folgenden werden die maßgeblichen Schritte der Stilllegung und Außerbetriebnahme aufgezeigt.

Außerbetriebnahme von Hausanschlussleitungen:

1. **Abschaltung** sämtlicher gasversorgter Geräte.
2. **Schließen des Absperrhahns**; fehlt dieser, erfolgt eine Quetschung der Leitung.
3. **Demontage** des Leitungsabschnitts hinter dem Absperrhahn.
 - o Erfolgt durch das Abschrauben der Leitung direkt hinter dem Haupthahn.
 - o Fehlt ein Gewinde, kann die Leitung auch physisch abgetrennt werden.
4. **Aufsetzen einer Verschlusskappe** bzw. eines Blindflansches und Versiegelung.

Hinweis: Nach diesem Verfahren gilt die Leitung weiterhin als in Betrieb und muss turnusgemäß überwacht werden.

Stilllegung von Hausanschlussleitungen:

1. **Freilegen der Übergangsstelle** zwischen Hausanschluss- und Verteilernetz per Kopflochaushebung.
2. **Abquetschen und Durchtrennen** der Hausanschlussleitung unmittelbar hinter der Quetschstelle.
3. **Inertisierung** des verbleibenden Leitungstücks.
4. **Endgültiger Verschluss** beider offenen Rohrenden durch Anschweißen eines Verschlussdeckels.

Durch diese Schritte wird die Hausanschlussleitung dauerhaft druck- und erdgasfrei gestellt, womit keine weiteren Prüf- und Unterhaltungsmaßnahmen mehr erforderlich sind.

Stilllegung eines Verteilernetzes:

1. **Außerbetriebnahme aller an die Leitung angeschlossener Geräte**
2. **Gasfluss stoppen**
 - o Über Absperrorgane (etwa Schieber) erfolgt die Unterbrechung des Gasflusses im stillzulegenden Netzgebiet.
3. **Netztrennung vom restlichen Netz vornehmen.**
 - o Über ein Kopfloch kann die stillzulegende Leitung physisch vom restlichen Netz abgetrennt werden.
4. **Inertisierung** durch Absaugen oder Verdrängung mit Inertgas
 - o Existieren Ausbläser am Leitungsende, kann das Netz darüber ausgesaugt werden; andernfalls sind je nach stillzulegendem Netz zusätzliche Kopflöcher anzulegen.

- o Der Gesamtaufwand hängt vor allem von der Zahl der erforderlichen Kopflöcher und damit von der Leitungsgeometrie ab.

Grundsätzlich werden nur Leitungsabschnitte stillgelegt, für die es keine weitere Verwendung gibt, d. h., an diese Leitungsabschnitte sind keine erdgasverbrauchenden Kunden mehr angeschlossen. Mithilfe von Absperrorganen (z. B. Schieber) ist es möglich, die Leitungsabschnitte ohne Einschränkungen von den weiteren Leitungen, die ggf. noch Erdgas führen, abzutrennen. Im Umkehrschluss können Leitungsabschnitte nicht stillgelegt werden, wenn diese für die Versorgung erdgasverbrauchender Kunden unbedingt benötigt werden. Dies dürfte z. B. auf Hauptstränge auf einer höheren Druckstufe zutreffen.

Exkurs – Einfluss des Stilllegungszeitpunkts auf die Kosten:

Das Alter und der Erhaltungszustand des Netzes bestimmen maßgeblich, ob eine frühzeitige oder eine verzögerte Stilllegung wirtschaftlich vorzuziehen ist.

- **Frühzeitige Stilllegung** kann zu höheren Aufwendungen durch Restwertentschädigungen auf Abnehmerseite führen.
- **Spätere Stilllegung** erfordert unter Umständen zusätzliche Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen, die die Gesamtkosten erhöhen.

Eine systematische Kostenanalyse ermöglicht es, den optimalen Zeitpunkt zu ermitteln und zugleich die Entstehung sog. *Stranded Assets* bei den Netzbetreibern zu minimieren – ein wesentlicher Faktor, um spätere Netzentgelte für Verbraucher bzw. Verluste der Verteilernetzbetreiber gering zu halten.

4.1.2 Rückbau von Verteilernetzleitungen

Der Rückbau einer vorhandenen Gasleitung beginnt mit der Herstellung eines Rohrgrabens, was in urbanen Gebieten häufig eine teilweise oder temporäre Sperrung von Straßenzügen und die Einrichtung von Umleitungen erfordert. Die Tiefe, Breite und Sicherung des Grabens sind dabei von lokalen Bodenverhältnissen, geografischen Merkmalen – etwa Straßenbreite oder Verkehrsrelevanz – sowie den geltenden Arbeitsschutzvorschriften abhängig und wirken sich unmittelbar auf die Kostenstruktur aus. Nachdem der Leitungsabschnitt vom verbleibenden Netz getrennt und durch Inertisierung von Erdgas befreit wurde – ein Vorgehen, das mit dem der Stilllegung identisch ist –, werden, abhängig von der Gesamtlänge, die Rohre zunächst segmentiert, um einen kontrollierten Ausbau zu ermöglichen. Sämtliche ausgebauten Leitungsstücke sowie Armaturen werden fachgerecht entsorgt oder dem Recycling zugeführt. Eventuell kontaminierte Böden sind auszukoffern und entsprechend den einschlägigen gesetzlichen Vorgaben zu behandeln, bevor der Graben wiederverfüllt und die Oberfläche in ihren ursprünglichen Zustand versetzt wird (Quelle: Interviews Gasverteilernetzbetreiber).

4.1.3 Neubau von Verteilernetzleitungen

Der Neubau folgt auf eine detaillierte Planungsphase und beginnt ebenfalls mit den notwendigen Tiefbauarbeiten zur Anlage des Rohrgrabens. Je nach geomechanischen Randbedingungen können Spund- oder Rammaßnahmen zur Grabenverbauung erforderlich sein. Soll der Aushubboden als Bettungsmaterial wiederverwendet werden, ist ggf. eine Siebung vorzusehen, um Kornverteilung und Fremdkörperfreiheit sicherzustellen. Die Verbindung der Rohrabschnitte erfolgt durch manuelle oder mechanisierte Schweißverfahren, gefolgt von einer Nachisolierung der Schweißnähte. Daran schließen

sich qualitätssichernde Prüfungen der Schweißverbindungen sowie anschließende Dichtheits- und Festigkeitsprüfungen der gesamten Rohrstrecke an. Nach erfolgreicher Abnahme werden der Rohrstrang abgesenkt, der Graben lagenweise verfüllt und die ursprüngliche Oberflächenstruktur – etwa Asphalt oder Pflasterbelag – wiederhergestellt. Erst danach kann die neu errichtete Leitung in Betrieb gehen. Abhängig von projektspezifischen Randbedingungen, wie erhöhter Druckstufen, können zusätzliche Verfahren oder Prüfungen erforderlich werden, die in der technischen Planung zu berücksichtigen sind (Gasunie, 2020, S. 51 ff.).

4.1.4 Umstellung des Verteilernetzes

Die Umstellung bestehender Gasverteilernetze auf den ausschließlichen Transport von Wasserstoff erfordert ein mehrstufiges Verfahren, dessen Ablauf vorrangig von Rohrwerkstoff, Betriebsmodus und maximal zulässigem Betriebsdruck (Maximum Operating Pressure – MOP) abhängt. Liegt die zuletzt dokumentierte Netz- und Anlageninspektion mehr als zwei Jahre zurück, ist vor Beginn der eigentlichen Umstellungsarbeiten eine erneute umfassende Überprüfung durchzuführen, um den aktuellen Zustand der Infrastruktur zu erfassen und ggf. detektierte Leckstellen vorab zu beseitigen. Da die Umstellung auf 100 % Wasserstoff gemäß den gültigen technischen Regelwerken als „wesentliche technische Änderung“ einzustufen ist, muss eine unabhängige Sachverständige oder Sachverständiger hinzugezogen werden, sofern das betroffene Netz nicht bereits für Gase der fünften Gasfamilie ausgelegt wurde (DVGW, 2022, S. 7).

Im Folgenden werden die benötigten Schritte zur Umstellung des Gasverteilernetzes auf Basis des DVGW-Regelwerks und König et al. (2024) erläutert.

Netzbewertung und Integritätsnachweis

Ziel der Netzbewertung ist der Nachweis, dass Material, Rohrverbindungen und Komponenten die mechanischen, korrosiven und diffusionsbedingten Beanspruchungen durch Wasserstoff sicher beherrschen. Neben der Dichtheit sind Festigkeit, Materialbeständigkeit und ausreichende Dimensionierung für den MOP sowie für zyklische Lastwechsel nachzuweisen. Die Bewertung erfolgt stufenweise. Je nach vorhandener Datenlage sind nicht alle Stufen zur Bewertung der Umstellungstauglichkeit notwendig.

1. Stufe: Dokumenten- und Datenanalyse

Hierbei werden Hersteller- und Betriebsmitteldaten, Instandhaltungs- und Schadensstatistiken, geostatistische Informationen sowie Einträge aus der DVGW-VerifHy-Datenbank ausgewertet. Besonderes Augenmerk gilt Werkstoffgüten, Rohrverbindungssystemen, bisher geförderten Fluiden, historischen und künftigen Betriebsarten, bekannten Vorschädigungen sowie örtlichen Randbedingungen. Die Daten sind mit den am Umstellungsstichtag geltenden technischen Regeln abzugleichen. Führt diese Analyse nicht zu einer abschließenden Beurteilung, schließt sich Stufe 2 an.

2. Stufe: Bauteil- und Komponentenprüfung

Einzelbewertungen erfolgen mittels detaillierter Schadensstatistik-Analysen, gezielter Probenentnahmen (Rohrkörper, Verbinder, Dichtungen), Inline-Inspektionen (Molchung – nur bei einzelnen Leitungen

im Verteilernetz möglich), oberirdischer Begutachtungen erdverlegter Leitungen, Druck- und Dichtheitsprüfungen oder durch Einsatz kontinuierlicher Überwachungssysteme (z. B. Stoßodorierung). Netzhydraulische Simulationen, abgestimmt auf die prognostizierte Wasserstoffzielkapazität, unterstützen die Beurteilung. Bleiben trotz dieser Maßnahmen Bewertungslücken bestehen, ist die Durchführung von Stufe 3 erforderlich.

3. Stufe: Ausbau und Neubewertung auffälliger Elemente

Auffällige Rohrabschnitte, Formstücke oder Bauteile werden gezielt ausgebaut und einer Versagensanalyse unterzogen. Bleibt die Integrität einzelner Komponenten dennoch unklar, ist eine sichere Umstellung technisch nicht vertretbar; es verbleibt nur der Neubau des jeweiligen Netzabschnitts.

Ertüchtigungsmaßnahmen vor der Umstellung auf 100 % Wasserstoff

Im Rahmen der Vorbereitung einer Gasnetzumstellung auf 100 % Wasserstoff können je nach Netzzustand eine Reihe von Ertüchtigungsmaßnahmen durchgeführt werden. Diese möglichen Maßnahmen dienen der Sicherstellung der technischen Betriebssicherheit und Systemintegrität im zukünftigen Wasserstoffbetrieb.

Dazu gehört insbesondere die systematische Durchführung von Dichtheits- und Druckprüfungen, vorzugsweise unter Einsatz wasserstofffählicher Prüfgase wie Helium-Wasserstoff-Gemischen, um die Dichtigkeit des Gesamtsystems unter realitätsnahen Bedingungen zu überprüfen. Ergänzend ist der Austausch sämtlicher Komponenten erforderlich, die nicht eindeutig als wasserstofftauglich identifiziert werden können. Hierzu zählen insbesondere Armaturen, Dichtungen, Formstücke sowie ggf. Muffen und Schweißverbindungen, aber auch einzelne Rohrabschnitte können ausgetauscht werden. Die Nachrüstung mit wasserstoffzertifizierten Absperr-, Mess- und Regeleinrichtungen stellt sicher, dass auch unter veränderten physikalischen Eigenschaften des Mediums – etwa durch die geringere Dichte und Viskosität von Wasserstoff – eine präzise und betriebssichere Steuerung gewährleistet bleibt.

Darüber hinaus ist die Anpassung bestehender Odorieranlagen erforderlich, da herkömmliche für Erdgas eingesetzte Odoriermittel häufig nicht für den Einsatz mit Wasserstoff geeignet sind. Entsprechend sind geeignete wasserstoffkompatible Stoffe und Dosiersysteme zu implementieren, um die Detektion von Leckagen auch nach der Umstellung sicherzustellen. Parallel dazu sollten die eingesetzten Überwachungs- und Automatisierungssysteme an die veränderten Betriebsbedingungen angepasst werden, um eine kontinuierliche Überwachung zentraler Betriebsparameter wie Druck, Temperatur und Volumenstrom zu ermöglichen und potenzielle Betriebsabweichungen frühzeitig zu detektieren.

Neben diesen allgemeinen Maßnahmen können für Stahlrohrleitungen spezifische zusätzliche Anforderungen gelten, die sich aus den besonderen Herausforderungen im Umgang mit Wasserstoff ergeben. Insbesondere unlegierte oder niedriglegierte Stähle sind anfällig für Wasserstoffversprödung sowie für korrosive Angriffe, wodurch ihre strukturelle Integrität gefährdet sein kann. Aus diesem Grund sind bei Stahlleitungen gezielte Werkstoff- und Oberflächenmaßnahmen erforderlich.

Eine zentrale Maßnahme ist die Innenbeschichtung der Rohrleitungen, beispielsweise mit Epoxidharz. Diese Beschichtung reduziert die Diffusion von Wasserstoff in den Grundwerkstoff erheblich, die zu Versprödung oder Korrosion führen kann. Zudem sollten alle Rohrabschnitte, die ein erkennbares Potenzial für Risskorrosion oder unsichere Schweißnähte aufweisen, systematisch ausgetauscht werden,

um lokale Schwachstellen im Leitungssystem zu beseitigen. Die Identifikation solcher Abschnitte erfolgt idealerweise im Rahmen der vorangehenden Netzbewertungsphasen.

Ergänzend dazu kann die Neuinstallation oder Nachrüstung eines funktionalen kathodischen Korrosionsschutzes (KKS) durchgeführt werden, um das Korrosionsverhalten des Systems langfristig zu kontrollieren. Gleichzeitig sollten isolierende Rohrverbindungen eingesetzt oder erneuert werden, um Streuströme zu vermeiden, die andernfalls zu lokaler elektrochemischer Zersetzung führen könnten.

Die Kombination dieser materialunabhängigen Grundmaßnahmen mit den werkstoffspezifischen Anforderungen für Stahlleitungen bildet die Grundlage für einen sicheren und nachhaltigen Betrieb von Gasverteilernetzen im Wasserstoffmodus.

4.2 Kosten der Maßnahmen zur Transformation der Gasverteilernetze

Im Rahmen der Untersuchung zur Transformation bestehender Gasverteilernetze wurden durch eine systematische Literaturrecherche sowie durch Interviews mit Expertinnen und Experten von Gasverteilernetzbetreibern umfangreiche Kostendaten zu den relevanten technischen Maßnahmen erhoben. Ziel war es, belastbare Aussagen zu den spezifischen Kosten pro Leitungskilometer bzw. pro Anlageneinheit für die Maßnahmen *Stilllegung und Rückbau* sowie *Umstellung* und *Neubau* wasserstofftauglicher Netzinfrastrukturen zu treffen. Neben der Sammlung der Kosten lag ein zentraler Fokus auf der Identifikation von Einflussfaktoren, die die Kostenhöhe signifikant beeinflussen können und bei der Aufbereitung entsprechend berücksichtigt wurden.

Die erhobenen Kosten wurden im Einklang mit den Einheiten aus der Fachliteratur und den Angaben der Netzbetreiber systematisiert. Kosten für Rohrleitungen wurden in €/km, die Kosten für Nicht-Rohrleitungs-Assets in €/Stück angegeben. Für die spätere Gesamtkostenberechnung erfolgte eine Anpassung der Kostendaten an die Strukturdaten aus AP 1.2, sodass daraus aggregierte Kosten für Typnetze und das Gesamtnetz berechnet werden konnten.

4.2.1 Inertisierung

Die Inertisierung stellt eine wesentliche Maßnahme im Rahmen der Außerbetriebnahme von Gasleitungen dar. Die hierbei anfallenden Kosten setzen sich aus Arbeitskosten sowie den Kosten für das verwendete Inertgas zusammen. Ein zentrales Merkmal für die Kostenentwicklung ist dabei die Nennweite der Rohrleitungen, weshalb die ermittelten Kosten mit größerer Nennweite ansteigen. Die identifizierten Kosten wurden dabei an die sieben definierten Nennweitenbereiche der Strukturdaten aus AP 1.2 angepasst. Hausanschlussleitungen wurden in den Strukturdaten und daher auch in der Kostenbetrachtung als eigenständige Kategorie geführt. Da sie üblicherweise geringe Nennweiten aufweisen, fallen hier dieselben Kosten wie in der kleinsten betrachteten Nennweitenklasse an.

Zusätzlich fallen bei der Inertisierung Kosten für die Errichtung von Trenngruben an. Diese werden mit 4.000 Euro pro Grube veranschlagt, wobei ein durchschnittlicher Bedarf von zwei Gruben pro Kilometer angenommen wurde (siehe Tabelle 6). Es sei darauf hingewiesen, dass diese Annahme netzstrukturspezifisch variieren kann, insbesondere in Bezug auf die Verzweigungsdichte des jeweiligen Netzgebiets. Ferner sind das Vorhandensein und die Dokumentation von Ausbläsern weitere relevante Einflussfaktoren. Sofern Ausbläser, z. B. aufgrund mangelhafter Dokumentation, nicht auffindbar oder nicht

vorhanden sind, können zusätzliche Maßnahmen und damit verbundene Kosten entstehen. Da dieser Aspekt nicht auf standardisierte Typnetze anzuwenden ist, wurde diese Möglichkeit im Rahmen dieser Studie jedoch nicht weiter berücksichtigt.

Tabelle 6: Inertisierungskosten Gasverteilernetz (Frontier Economics, 2017, S. 77; Frontier Economics, 2024, S. 45; Interviews Gasverteilernetzbetreiber)

Inertisierungskosten		
Kostenkategorie	Kosten	Einheit
Trenngrube	8.000	€/km
Rohrleitung < DN 100	4.000	€/km
Rohrleitung ≥ DN 100 – < DN 200	5.500	€/km
Rohrleitung ≥ DN 200 – < DN 350	7.750	€/km
Rohrleitung ≥ DN 350 – < DN 500	9.750	€/km
Rohrleitung ≥ DN 500 – < DN 700	11.250	€/km
Rohrleitung ≥ DN 700 – < DN 1000	12.250	€/km
Rohrleitung ≥ DN 1000	13.000	€/km
Hausanschlussleitung	4.000	€/km

4.2.2 Verfüllung

Auch bei der Verfüllung stillgelegter Rohrleitungen ist die Nennweite der Leitungen ein wesentlicher Kostenfaktor. Die Recherche ergab Kosten von 170 €/m³, die sowohl Arbeitsaufwand als auch Materialkosten für den Füllstoff umfassen. Eine Verfüllung wird zumeist ab einer Nennweite von DN 200 (200 mm Rohrweite) vorgesehen. Es gibt vereinzelt Aussagen, die argumentieren, eine Wiederherstellung der Oberfläche sei bei Versprödung und Versagen einer Rohrleitung und anschließender Bodensetzung aufgrund der geringen Eintrittswahrscheinlichkeit wirtschaftlicher. Wegen unabsehbarer Schäden und möglicher Haftungen wird unabhängig von dieser Meinung in dieser Studie eine Verdämmung ab DN 200 vorgenommen.

Zur Berechnung der Kosten pro Nennweitenbereich wurde jeweils der Mittelwert der Nennweitenklasse verwendet (beispielsweise DN 275 für den Bereich ≥ DN 200 – < DN 350). Neben den volumenbezogenen Kosten wurden pauschale Zusatzkosten in Höhe von 10.000 Euro je Kilometer für Kopflöcher, Absperrungen und begleitende Arbeiten berücksichtigt. Diese können projektspezifisch variieren, wurden jedoch zur Standardisierung einheitlich angesetzt (siehe Tabelle 7).

Tabelle 7: Verfüllungskosten Gasverteilernetz (Interviews Gasverteilernetzbetreiber)

Verfüllungskosten		
Kostenkategorie	Kosten	Einheit
Kosten der Verfüllung	170	€/m ³
Rohrleitung ≥ DN 200 – < DN 350	10.097	€/km
Rohrleitung ≥ DN 350 – < DN 500	24.117	€/km
Rohrleitung ≥ DN 500 – < DN 700	48.066	€/km
Rohrleitung ≥ DN 700 – < DN 1000	96.467	€/km
Rohrleitung ≥ DN 1000	133.518	€/km
Kopflöcher, Absperrungen, Sonstiges	10.000	€/km

4.2.3 Rückbau

Die Kostenabschätzung für den Rückbau von Rohrleitungen sowie von Gasdruckregel- und Gasdruckregelmess-Anlagen (GDR(M)-Anlagen) erwies sich als besonders herausfordernd, da bislang nur wenige entsprechende Projekte durchgeführt wurden. Aufgrund der begrenzten Datenlage wurde die Nennweite lediglich in die zwei Kategorien < DN 200 und ≥ DN 200 unterschieden. Zudem erfolgte eine Differenzierung zwischen ländlichen und städtischen Gebieten, in Übereinstimmung mit den im Rahmen von AP 1 entwickelten Typnetzen. In ländlichen Räumen können tendenziell geringere Kosten anfallen, etwa durch geringere Versiegelungsgrade, während in urbanen Gebieten erhöhte Aufwendungen für Straßensperrungen und Umleitungen infolge eines höheren Verkehrsaufkommens berücksichtigt werden müssen.

In Tabelle 8 sind Rückbaukosten im Standardfall dargestellt. Diese beinhalten auch Bodenaushubarbeiten. Einschränkend muss erwähnt werden, dass der Umfang dieser Bodenaushubarbeiten stark variiert und damit die Kosten erhöhen kann. Diese Varianz ist jedoch in den nachfolgenden Berechnungen nicht dargestellt.

Für Hausanschlussleitungen, die überwiegend auf privatem Grund mit geringer Versiegelung verlaufen, wurden niedrigere Rückbaukosten angenommen. Für den Rückbau von GDR(M)-Anlagen wurde ein pauschaler Wert von 20.000 Euro je Anlage angesetzt (siehe Tabelle 8).

Tabelle 8: Rückbaukosten Gasverteilernetz (Frontier Economics, 2017, S. 77; Frontier Economics, 2024, S. 45; Interviews Gasverteilernetzbetreiber)

Rückbaukosten ländliche Gebiete			Rückbaukosten städtische Gebiete		
Kostenkategorie	Kosten	Einheit	Kostenkategorie	Kosten	Einheit
Rohrleitung < DN 200	400.000	€/km	Rohrleitung < DN 200	500.000	€/km
Rohrleitung ≥ DN 200	700.000	€/km	Rohrleitung ≥ DN 200	800.000	€/km
Hausanschlussleitung	200.000	€/km	Hausanschlussleitung	200.000	€/km
GDR(M)-Anlage (einschi- enig/ zweischienig)	20.000	€/Stück	GDR(M)-Anlage (einschi- enig/ zweischienig)	20.000	€/Stück

4.2.4 Umstellung

Die Kosten für die Umstellung beziehen sich ausschließlich auf Rohrleitungen. Anlagen, die nicht vollständig wasserstofftauglich sind, werden im Regelfall nicht umgerüstet, sondern ausgetauscht. Die in Tabelle 9 dargestellten Umstellungskosten beinhalten sämtliche erforderlichen Maßnahmen zur technischen Prüfung, Zustandsbewertung und Abnahme der jeweiligen Leitungsabschnitte. Der Umfang der Maßnahmen hängt insbesondere vom Dokumentationsstand und dem daraus resultierenden Untersuchungsbedarf ab, was zu leichten Kostenabweichungen führen kann.

Ebenfalls Bestandteil der Umstellungskosten ist der Austausch einzelner Netzkomponenten sowie ggf. kurzer Leitungsabschnitte. Nicht enthalten sind hingegen der Austausch längerer Rohrleitungsabschnitte oder deren vollständige Neuverlegung. Ebenso sind der Neubau von Stationen zur Übergabe von Wasserstoff aus vorgelagerten Netzen explizit nicht in den betrachteten Umstellungskosten enthalten (siehe Tabelle 9).

Tabelle 9: Umstellungskosten Rohrleitungen Gasverteilernetz (DVGW, 2022c, S. 16; DBI, 2024, S. 35; Interviews Gasverteilernetzbetreiber)

Umstellungskosten Rohrleitung		
Kostenkategorie	Kosten	Einheit
PE-Leitung	80.000	€/km
Rohrleitung Stahl ≤ 16 bar	120.000	€/km
Rohrleitung Stahl > 16 bar	130.000	€/km
Hausanschlussleitung	80.000	€/km

Für die erwähnten Anlagen, die nicht vollständig wasserstofftauglich sind und ausgetauscht werden müssen, werden die Kosten des Neubaus (siehe folgender Abschnitt) angesetzt. In den späteren Betrachtungen zu den Gesamtumstellungskosten werden diese Kosten zu denen der Umstellung der Rohrleitungen hinzuaddiert.

4.2.5 Neubau

Für den Neubau von Wasserstoffverteilernetzen differenziert die verfügbare Datenlage die Kosten primär nach Rohrmaterial und Druckstufe, weniger nach Nennweite. Da sich diese Merkmale in der Praxis

gegenseitig beeinflussen können, wurde eine Einteilung in drei Kategorien vorgenommen: Polyethylen-Leitungen (PE-Leitungen), Stahlleitungen mit einem Betriebsdruck ≤ 16 bar und Stahlleitungen mit einem Betriebsdruck > 16 bar (siehe Tabelle 10). Wie bereits beim Rückbau werden auch beim Neubau Kostenunterschiede zwischen städtischen und ländlichen Gebieten berücksichtigt. Diese ergeben sich ebenfalls aus unterschiedlichen Anforderungen an den Tiefbau, der Verkehrsinfrastruktur sowie den Grad der Flächenversiegelung. Da GDR- und GDRM-Anlagen in den Strukturdaten aus AP 1.2 in einer gemeinsamen Kategorie zusammengefasst wurden, basiert die Kostenbewertung auf dem Mittelwert beider Anlagentypen, um eine angemessene Annäherung an die durchschnittlichen Neubaukosten dieser Assetklasse zu ermöglichen (siehe Tabelle 11).

Tabelle 10: Neubaukosten Rohrleitungen Wasserstoffverteilernetz (DVGW, 2022c, S. 16; DBI, 2024, S. 35; Interviews Gasverteilernetzbetreiber)

Neubaukosten ländliche Gebiete			Neubaukosten städtische Gebiete		
Kostenkategorie	Kosten	Einheit	Kostenkategorie	Kosten	Einheit
PE-Leitung	700.000	€/km	PE-Leitung	850.000	€/km
Rohrleitung Stahl ≤ 16 bar	800.000	€/km	Rohrleitung Stahl ≤ 16 bar	950.000	€/km
Rohrleitung Stahl > 16 bar	1.200.000	€/km	Rohrleitung Stahl > 16 bar	1.400.000	€/km
Hausanschlussleitung	400.000	€/km	Hausanschlussleitung	400.000	€/km

Tabelle 11: Neubaukosten Gasdruckregel- und Gasdruckregelmessanlagen Wasserstoffverteilernetz (DVGW, 2022c, S. 24; DBI, 2024, S. 36; Interviews Gasverteilernetzbetreiber)

Neubaukosten GDR(M)-Anlagen		
Kostenkategorie	Kosten	Einheit
≤ 5 bar einschienig	12.000	€/Stück
> 5 bis ≤ 16 bar einschienig	19.000	€/Stück
> 16 bar einschienig	49.000	€/Stück
≤ 5 bar mehrschienig	24.000	€/Stück
> 5 bis ≤ 16 bar mehrschienig	38.000	€/Stück
> 16 bar mehrschienig	98.000	€/Stück

4.3 Deutschlandweite Kosten für ein Wasserstoffverteilernetz und das stillzulegende Erdgasverteilernetz

In Kapitel 3.2 wurde die Gesamtlänge des deutschlandweiten Wasserstoffverteilernetzes in den vier Szenarien detailliert dargestellt. Dabei wurde auch die zur Berechnung dieser Gesamtlänge angewendete Methode erläutert. Im folgenden Abschnitt erfolgt eine Bewertung der Gesamtlänge des deutschen Wasserstoffverteilernetzes in den einzelnen Szenarien unter Berücksichtigung der in Kapitel 4.2 dargestellten Kosten.

Dabei werden die verschiedenen Varianten der Umstellung und des Neubaus von Wasserstoffverteilernetzen sowie die Kosten für die Stilllegung und den Rückbau von Erdgasverteilernetzen berücksichtigt. Diese Varianten werden zudem in den Entwicklungspfaden dargestellt.

Die im Folgenden präsentierten Kosten repräsentieren die kumulierten Ausgaben für das Jahr 2045 und sind in realen Kosten mit der Preisbasis von 2025 angegeben. Zu beachten ist, dass die tatsächlichen Kosten im Laufe der Zeit aufgrund von Inflation ansteigen würden. Da inflationierte nominelle Werte sich jedoch schwer mit heutigen Kosten vergleichen lassen, wurde in diesem Kontext auf eine Inflationierung verzichtet.

4.3.1 Gesamtkosten der Umstellung und des Neubaus des Wasserstoffverteilernetzes

Bei der Analyse der Gesamtkosten des Wasserstoffverteilernetzes werden die vollständige Umstellung als Extremwert für niedrige Kosten und der vollständige Neubau als Extremwert für hohe Kosten gezeigt. Zusätzlich wird eine Variante betrachtet, bei der 30 % des Wasserstoffverteilernetzes neu gebaut werden und 70 % aus einer Umstellung des Erdgasnetzes entstehen. Das genaue Ausmaß des Neubaus und der Umstellung konnte innerhalb der Studie nicht ermittelt werden. In den durchgeführten Interviews gab es punktuell Hinweise auf eine Umstellung oder einen Neubau. Aufgrund der begrenzten Stichprobe lässt sich keine verlässliche Aussage über die Menge des Neubaus treffen. Es lässt sich jedoch festhalten, dass Gasverteilernetzbetreiber einen Neubau vorgesehen haben. Dieser dürfte etwas geringer ausfallen als beim Kernnetz mit 40 % Neubau und 60 % Umstellung. Um dieser Unsicherheit Rechnung zu tragen, wird einerseits eine Variante mit 30 % Neubau und 70 % Umstellung ausgewiesen und andererseits werden für das deutschlandweite Gesamtnetz die Extremwerte für eine vollständige Umstellung bzw. einen vollständigen Neubau des Wasserstoffverteilernetzes gezeigt.

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zeigt die Umstellungs- und Neubaukosten des Wasserstoffverteilernetzes für die verschiedenen Entwicklungspfade. Während im Entwicklungspfad „Hohe Elektrifizierung“ kein Wasserstoffverteilernetz vorgesehen ist, wird dieses im Pfad „Hohe H₂-Nachfrage“ am stärksten ausgebaut. In diesem Pfad entstehen daher auch die höchsten Kosten, sowohl bei einer vollständigen Umstellung als auch bei einem vollständigen Neubau des Wasserstoff-

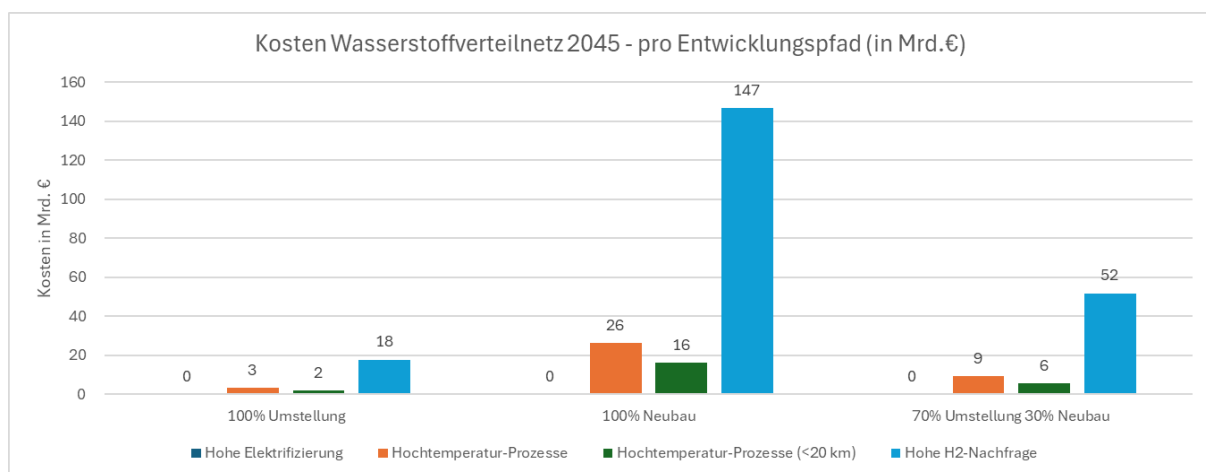


Abbildung 13: Kosten der Transformationsmaßnahmen des Wasserstoffverteilernetzes (eigene Darstellung)

verteilernetzes.

Sowohl eine 100%ige Umstellung als auch ein 100%iger Neubau erscheinen als eine unwahrscheinliche Variante für die Transformation. Am wahrscheinlichsten ist ein gewisser Neubau in Kombination mit

einer überwiegenden Umstellung, wie sie in der Variante mit 30 % Neubau und 70 % Umstellung dargestellt ist. Zudem wird der Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ als der realistischste betrachtet. Daher werden in dieser Studie Kosten in Höhe von 9 Mrd. Euro für die Transformation des Gasverteilernetzes (ohne Stilllegungs- oder Rückbaukosten – siehe hierfür Kapitel 4.3.1) zu einem Wasserstoffnetz als am wahrscheinlichsten eingeschätzt.

4.3.2 Gesamtkosten der Stilllegung und des Rückbaus des Erdgasverteilernetzes

Die Gesamtkosten im Falle einer Stilllegung des Erdgasverteilernetzes setzen sich entweder aus den Kosten für die Inertisierung und Verfüllung oder aus den Kosten für den Rückbau zusammen. In Abbildung 14 sind die Kosten für die Inertisierung und Verfüllung in den vier Entwicklungspfaden dargestellt. Es wird dabei entweder die Variante gezeigt, bei der nur inertisiert wird, oder die Variante, bei der inertisiert und anschließend Leitungen mit einem Durchmesser von über 200 mm verfüllt werden.

Die höchsten Gesamtkosten entstehen im Entwicklungspfad „Hohe Elektrifizierung“, da in diesem Szenario von einer vollständigen Stilllegung oder einem Rückbau des Gasverteilernetzes ausgegangen wird. Im Gegensatz dazu ergeben sich die niedrigsten Kosten im Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage“ für die Stilllegung oder den Rückbau, da in diesem Szenario der höchste Anteil an Erdgasverteilernetzen umgestellt und weiterverwendet wird. Dadurch müssen in diesem Pfad erheblich weniger Leitungen stillgelegt oder rückgebaut werden.

Die Kosten für einen vollständigen Rückbau des Erdgasverteilernetzes sind in allen Entwicklungspfaden wesentlich höher als die Kosten der Stilllegung. Ein solcher Rückbau kann jedoch als unwahrscheinliches Szenario betrachtet werden.

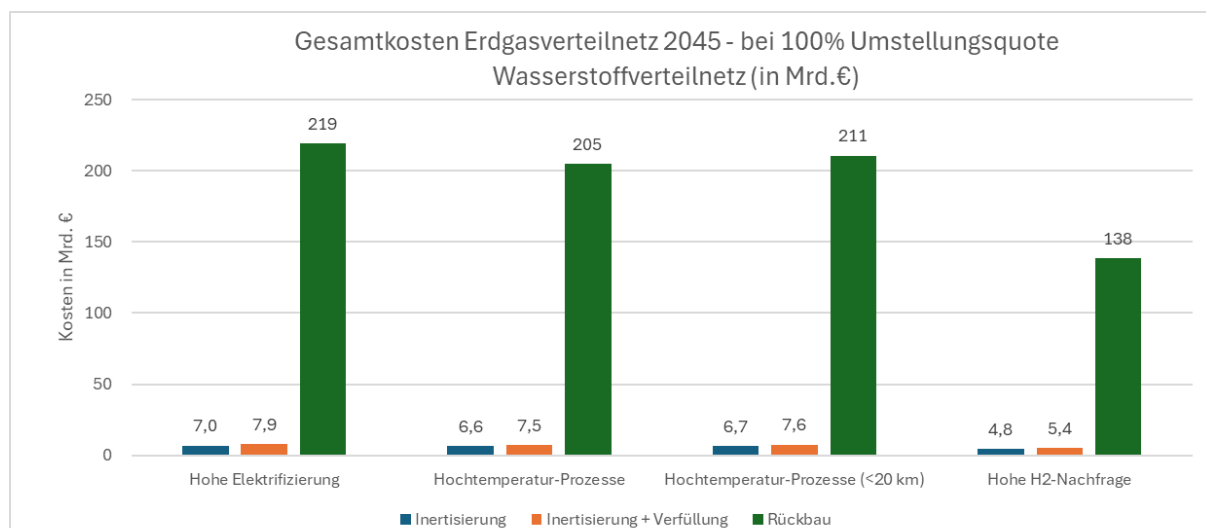


Abbildung 14: Gesamtkosten der Maßnahmen im Erdgasverteilernetz bei 100 % Umstellungsquote des Wasserstoffverteilernetzes (eigene Darstellung)

Abbildung 15 zeigt die Gesamtkosten der Stilllegung oder des Rückbaus, wenn davon ausgegangen wird, dass das Wasserstoffverteilernetz vollständig neu gebaut wird und nicht aus dem bestehenden Erdgasverteilernetz hervorgeht.

Die Kosten für die Inertisierung und Verfüllung sowie für den Rückbau des Erdgasverteilernetzes sind in allen Entwicklungspfaden identisch, wenn das Wasserstoffnetz vollständig neu gebaut wird, da in

keinem der Pfade bestehende Erdgasleitungen weiterverwendet werden. Die Werte sind auch identisch mit der Variante, in der kein Wasserstoffverteilernetz gebaut wird, wie es im Entwicklungspfad „Hohe Elektrifizierung“ vorgesehen ist. Folglich müssen Erdgasverteilernetze vollständig stillgelegt und/oder rückgebaut werden.

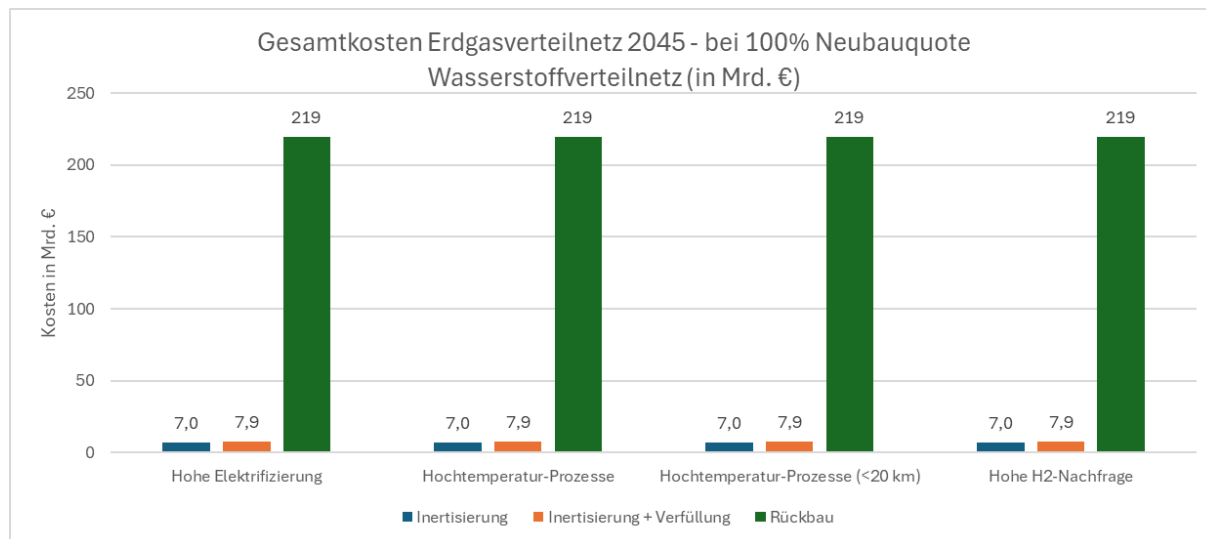


Abbildung 15: Gesamtkosten der Stilllegungsmaßnahmen im Erdgasverteilernetz bei 100 % Neubauquote des Wasserstoffverteilernetzes (eigene Darstellung)

Abbildung 16 zeigt die Gesamtkosten der Stilllegung oder des Rückbaus, wenn davon ausgegangen wird, dass 30 % des Wasserstoffverteilernetzes neu gebaut und 70 % aus einer Umstellung des Erdgasnetzes entstehen.

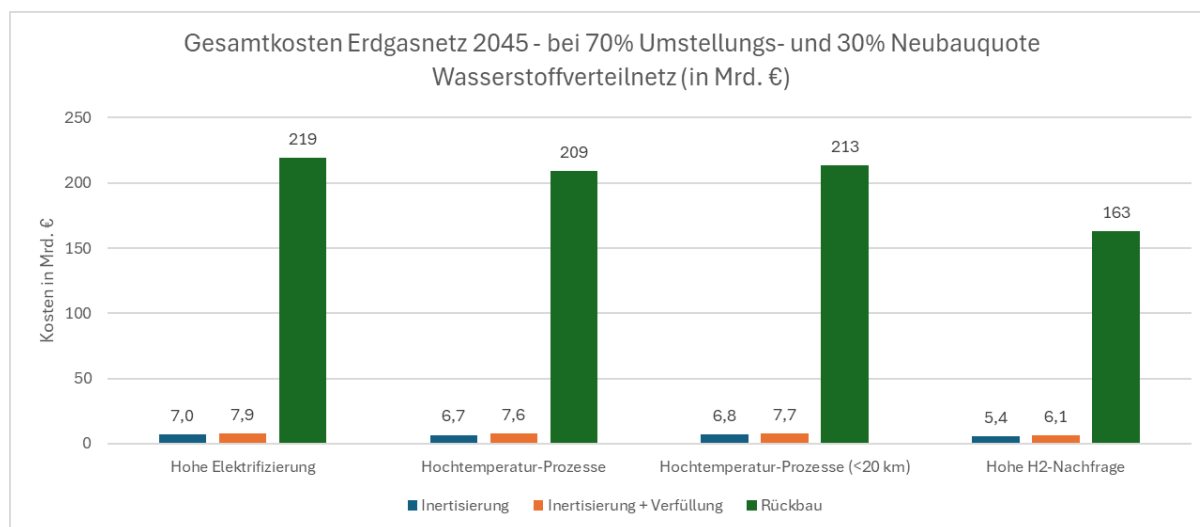


Abbildung 16: Gesamtkosten der Stilllegungsmaßnahmen im Erdgasverteilernetz bei 70 % Umstellungs- und 30 % Neubauquote des Wasserstoffverteilernetzes (eigene Darstellung)

In diesem Fall sind die Kosten etwas höher als bei einer vollständigen Umstellung des Erdgasnetzes, da mehr Leitungen im Erdgasnetz verbleiben.

4.3.3 Gesamtkosten der Stilllegung und des Rückbaus des Erdgasverteilernetzes sowie Umstellung und Neubau des Wasserstoffverteilernetzes im realistischen Entwicklungspfad

Wie es in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** erwähnt wurde, wird der Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ sowie die Transformationsvariante „70 % Umstellungs- und 30 % Neubauquote“ als das realistischste Szenario angesehen. Für die Transformation entstehen Kosten in Höhe von rund 9 Mrd. Euro (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Stilllegungskosten betragen, wenn von einer Inertisierung und Verfüllung ausgegangen wird, rund 7,6 Mrd. Euro (siehe Abbildung 16). Die Gesamtkosten für diesen Entwicklungspfad und diese Transformationsvariante betragen somit rund 16,6 Mrd. Euro.

4.4 Kosten für ein Wasserstoffverteilernetz und das stillzulegende Erdgasverteilernetz in den Typnetzen

In Kapitel 3.7 wurden die Typnetze in den vier verschiedenen Szenarien ausgewiesen. Zudem wurde dort die Methode zur Berechnung der Gesamtlänge der Netze erläutert.

Im folgenden Abschnitt erfolgt eine Bewertung dieser Typnetze anhand ihrer Längen in den einzelnen Szenarien. Dabei wird wiederum auf die Kosten aus Kapitel 5.2 Bezug genommen.

Ähnlich wie bei der Analyse der deutschlandweiten Gesamtlängen stehen sowohl die Umstellung als auch der Neubau von Wasserstoffverteilernetzen im Fokus. Darüber hinaus werden auch die Kosten für die Stilllegung und/oder den Rückbau von Erdgasverteilernetzen bei der Betrachtung der jeweiligen Typnetze einbezogen. Zusätzlich werden die Kosten der Typnetze in den verschiedenen Entwicklungspfaden veranschaulicht.

4.4.1 Kosten der Umstellung und des Neubaus des Wasserstoffverteilernetzes in den Typnetzen

Bei der Betrachtung der Typnetze wird auch eine Variante mit einer vollständigen Umstellung der Netze untersucht. Zusätzlich wird eine weitere Variante gezeigt, bei der 30 % des Wasserstoffverteilernetzes neu gebaut und 70 % aus dem Erdgasnetz hervorgehen und umgestellt werden. Eine Darstellung der Variante „100 % Neubau des Wasserstoffverteilernetzes“ findet nicht statt. Bei den deutschlandweiten Gesamtkosten sollte diese Variante die Bandbreite der Kosten veranschaulichen. Berechnungen hierzu liegen vor, jedoch erscheint ein vollständiger Neubau als wenig wahrscheinlich, weshalb auf eine Darstellung verzichtet wird.

Zwei Faktoren beeinflussen die Gesamtkosten der Typnetze im Wesentlichen. Erstens hängen die Gesamtkosten von der Länge des Wasserstoffverteilernetzes in den Typnetzen ab. Die Typnetze „städtisch – viel Industrie“ und „ländlich – viel Industrie“ mit einem hohen Industrieanteil weisen hierbei die größten Leitungslängen auf. Dabei sind die Leitungslängen bei dem Typnetz „städtisch – viel Industrie“ höher als bei dem „ländlich – viel Industrie“. Die Leitungslängen des Typnetzes „städtisch – wenig Industrie“ sind hingegen etwas niedriger als die des Typnetzes „ländlich – wenig Industrie“. Dies ist auf die größeren Leitungslängen für Hausanschlüsse im Typnetz „ländlich – wenig Industrie“ zurückzuführen. Zweitens sind die spezifischen Kosten bei den städtischen Netzen etwas höher als bei den ländlichen.

In Abschnitt 4.2.5 sind diese Kostenunterschiede dargestellt. Insgesamt spielt jedoch die Länge des Typnetzes eine stärkere Rolle.

Aufgrund dieser beiden Faktoren verursachen die Typnetze „städtisch – viel Industrie“ und „ländlich – viel Industrie“ die höchsten Gesamtkosten. Die Typnetze „städtisch – wenig Industrie“ und „ländlich – wenig Industrie“ weisen hingegen die niedrigsten Gesamtkosten auf.

In Abbildung 17 sind die Kosten des Wasserstoffverteilernetzes bei einer 100%igen Umstellung für die einzelnen Typnetze in den verschiedenen Entwicklungspfaden dargestellt. In Abbildung 18 sind die Kosten des Wasserstoffverteilernetzes bei einer 30%igen Neubau- und 70%igen Umstellquote ausgewiesen. Auch hier verursachen die Typnetze im Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage“ die höchsten Kosten, da sie die größte Gesamtlänge des Wasserstoffverteilernetzes aufweisen. Im Entwicklungspfad „Hohe Elektrifizierung“ entsteht hingegen kein Wasserstoffnetz, sodass hier keine Kosten anfallen.

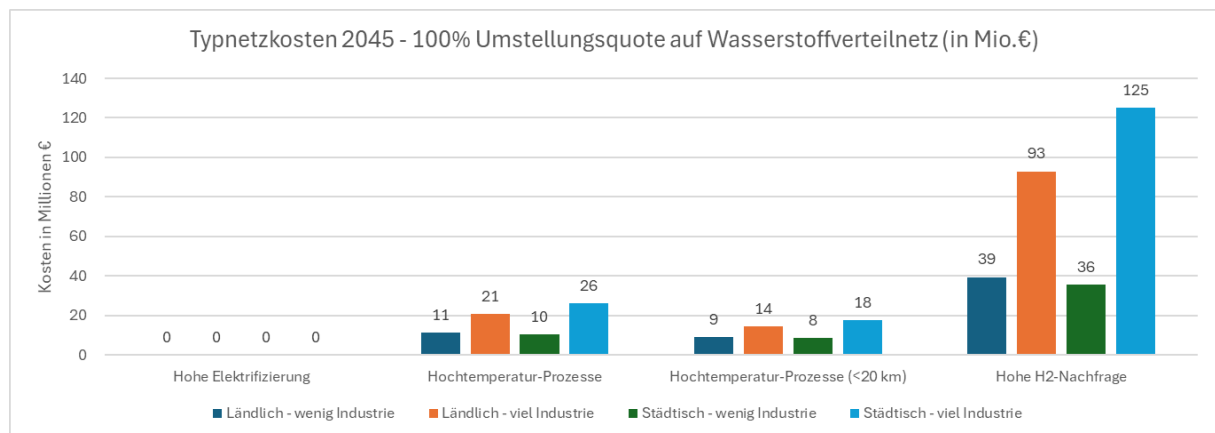


Abbildung 18: Typnetzkosten des Wasserstoffverteilernetzes bei 100 % Umstellungsquote (eigene Darstellung)

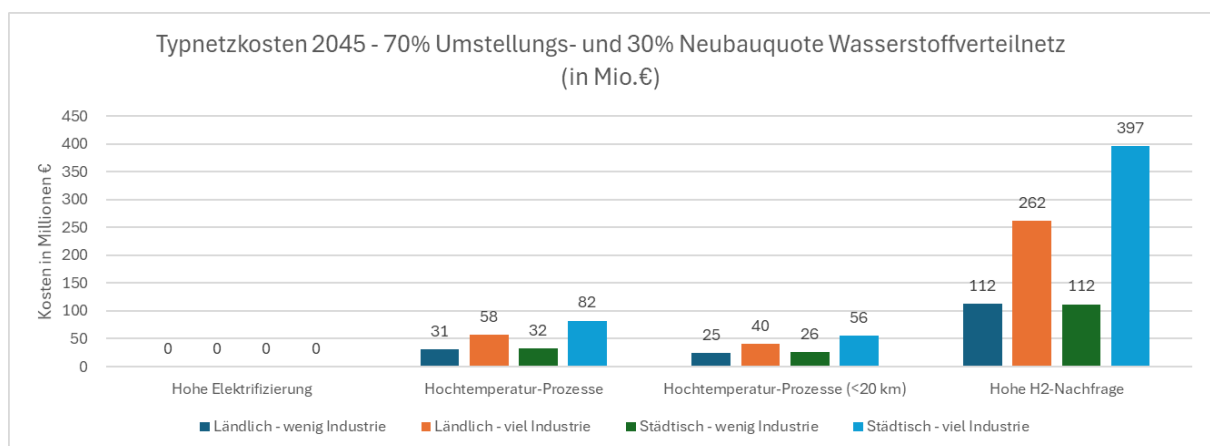


Abbildung 17: Typnetzkosten des Wasserstoffverteilernetzes bei 70 % Umstellungs- und 30 % Neubauquote (eigene Darstellung)

4.4.2 Kosten der Stilllegung und des Rückbaus des Erdgasverteilernetzes in den Typnetzen

In diesem Abschnitt sind die Kosten für die Inertisierung und Verfüllung (siehe Abbildung 19) sowie die Rückbaukosten (siehe Abbildung 20) der vier Typnetze in den vier Szenarien dargestellt. In beiden Fällen entstehen die höchsten Gesamtkosten im Entwicklungspfad „Hohe Elektrifizierung“, da in diesem Szenario von einer vollständigen Stilllegung des Gasverteilernetzes ausgegangen wird. Im Gegensatz dazu ergeben sich die niedrigsten Kosten im Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage“, da in diesem Szenario der höchste Anteil an Erdgasverteilernetzen umgestellt und weiterverwendet wird. Dadurch müssen in diesem Pfad erheblich weniger Leitungen stillgelegt oder rückgebaut werden. Die Kosten für einen vollständigen Rückbau des Erdgasverteilernetzes sind in allen Szenarien wesentlich höher als für die Stilllegung (siehe Abbildung 19 und Abbildung 20).

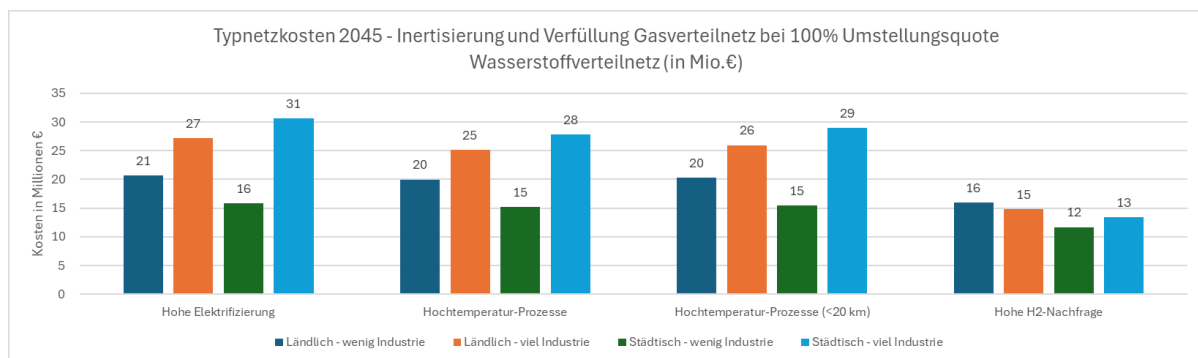


Abbildung 19: Typnetzkosten Gasverteilernetz für Inertisierung und Verfüllung bei 100 % Umstellungsquote des Wasserstoffverteilernetzes (eigene Darstellung)

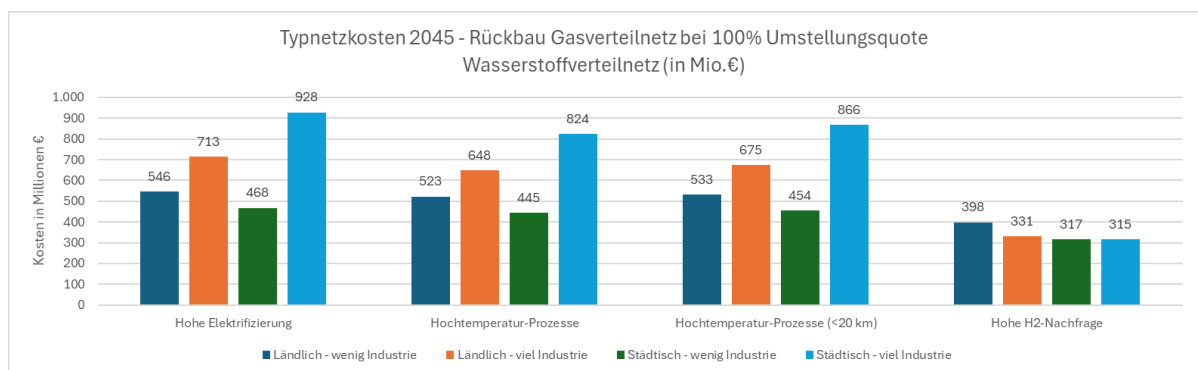


Abbildung 20: Typnetzkosten Gasverteilernetz für Rückbau bei 100 % Umstellungsquote des Wasserstoffverteilernetzes (eigene Darstellung)

Abbildung 21 und Abbildung 22 zeigen die Aufteilung, bei der 30 % des Wasserstoffverteilernetzes neu gebaut werden und 70 % aus einer Umstellung des Erdgasnetzes hervorgehen. In diesem Fall sind die Kosten für den Rückbau etwas höher als bei einer vollständigen Umstellung. Es verbleiben mehr Leitungen im Erdgasnetz, die entsprechend dem Szenario nicht weitergenutzt würden.

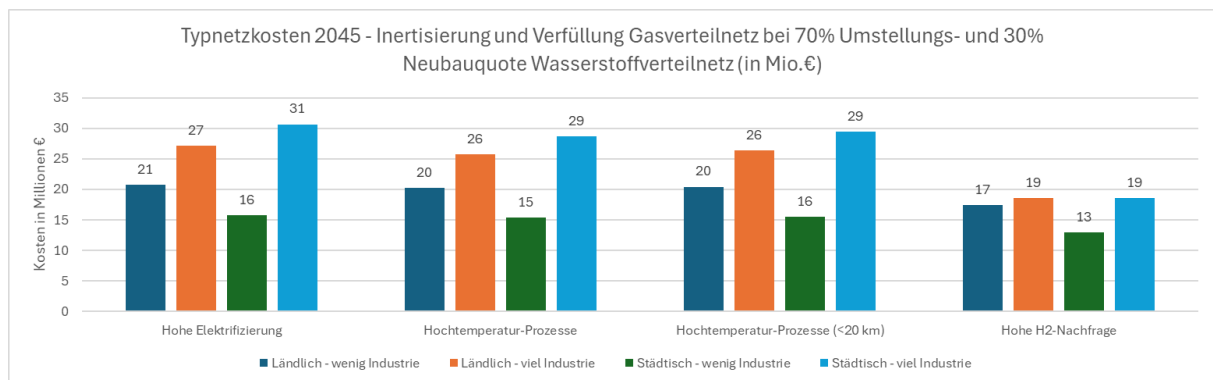


Abbildung 22: Typnetzkosten Gasverteilernetz für Inertisierung und Verfüllung bei 70 % Umstellung und 30 % Neubau des Wasserstoffverteilernetzes (eigene Darstellung)

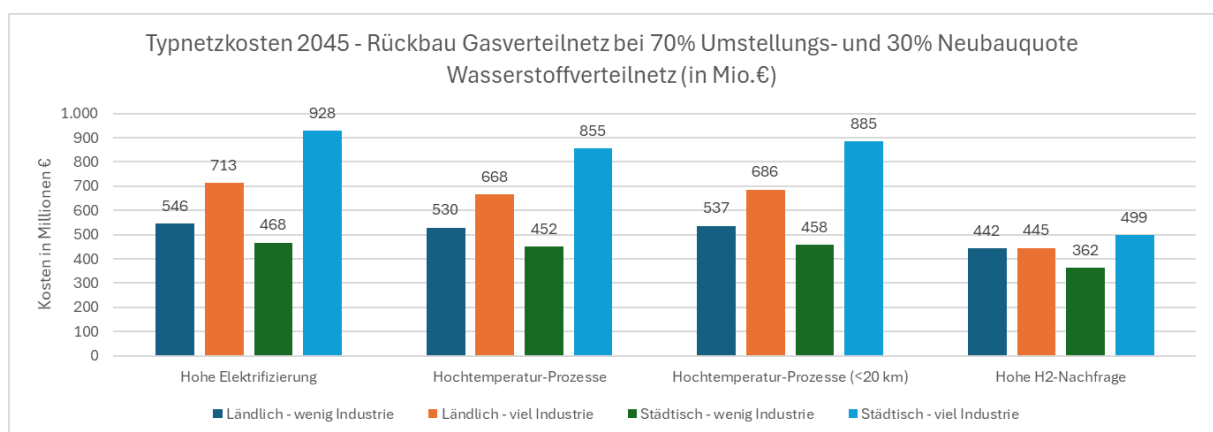


Abbildung 21: Typnetzkosten Gasverteilernetz für Rückbau bei 70 % Umstellung und 30 % Neubau des Wasserstoffverteilernetzes (eigene Darstellung)

4.5 Weitere Ausführung zur Maßnahme „Rückbau der Gasverteilernetze“

Wie in Kapitel 4.3 gezeigt wurde, erzeugt der Rückbau von Gasverteilernetzen im Vergleich zur Stilllegung wesentlich höhere Kosten. Voraussichtlich würden diese Kosten die Gasverteilernetzbetreiber vor sehr große Herausforderungen stellen und eine Finanzierung für ein Wasserstoffverteilernetz erschweren. Gasverteilernetzbetreiber, die im Verbund die Fernwärme- und Strominfrastruktur betreuen, werden aufgrund des Ausbaus dieser Infrastrukturen ohnehin hohe Finanzierungskosten stemmen müssen. Zusätzliche Kosten für den Rückbau würde ihren Spielraum weiter verkleinern. Dementsprechend äußerten viele Gasverteilernetzbetreiber in den Interviews, dass eine Rückbauverpflichtung als ein erhebliches Risiko angesehen wird. Hier weisen sie auf Unklarheiten in den Konzessionsverträgen hin, die sie ggf. dazu zwingen, die Gasnetze zurückzubauen. Besonders bei Leitungen, die sich im Grund und Boden von Privatpersonen befinden, könnte eine Verpflichtung zum Rückbau bestehen. Zu klären ist auch, ob eine Rückbauverpflichtung bei Kommunen bestehen könnte. Auf diese Aspekte weist auch das „Green Paper: Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze“ des BMWK hin (BMWK, 2024, S. 14 ff.).

Eine rechtliche Begutachtung dieser Aspekte ist nicht Teil der vorliegenden Studie. Es wird im Folgenden vielmehr auf technische und ökologische Aspekte des Rückbaus eingegangen, die ggf. einen Rückbau des Gasverteilernetzes erforderlich werden lassen.

4.5.1 Verhalten des Materials im Boden und Auswirkung auf einen späteren Rückbau

Grundsätzlich lassen sich die Gasverteilernetzleitungen in Kunststoff- und Stahlleitungen unterscheiden. Die Aufteilung beträgt etwa 60 % Kunststoffleitungen und 40 % Stahlleitungen (BDEW, 2024a).

Gasverteilernetzleitungen aus Kunststoff werden insbesondere für kleinere Leitungsdurchmesser, die unter 200 mm liegen, verwendet. Zum größten Teil kommt der Kunststoff Polyethylen (PE) und zu einem sehr geringen Anteil (ca. 3 % der Leitungen) Polyvinylchlorid (PVC) zur Verwendung (BDEW, 2024a). Leitungen aus Kunststoff bieten den Vorteil, dass sie keine Korrosion aufweisen und eine hohe Langlebigkeit besitzen. Die Hersteller gehen davon aus, dass die Kunststoffleitungen mindestens 100 Jahre verwendet werden können. Das bedeutet jedoch, dass eine Nutzung mit Gasen für 100 Jahre möglich ist, solange die Leitungen nicht verschlissen sind und ausgetauscht werden müssen. Werden die Leitungen nach einer Stilllegung nicht weiterverwendet und verbleiben im Boden, wird aufgrund der fehlenden biologischen Abbaubarkeit davon ausgegangen, dass sie bis zu 500 Jahre in einem ähnlichen Zustand verbleiben (Citizen Sustainable, 2021).

Das Verbleiben von Polyethylen-Leitungen im Boden hat keine Umweltauswirkungen zur Folge. Polyethylen enthält in der Regel keine giftigen Zusatzstoffe wie Weichmacher oder Schwermetalle, die mit der Zeit entweichen könnten. Ein mögliches Recycling wäre technisch vollständig und schadstofffrei durchführbar. Polyethylen ist jedoch nicht biologisch abbaubar, was zu der oben beschriebenen langen Haltbarkeit im Boden führt. Das Verbleiben von Leitungen aus PVC könnte problematischer sein. Durch die Zugabe von Weichmachern wird PVC elastisch und somit für Anwendungen wie Kabelisolierungen und Bodenbeläge nutzbar. Produkte aus weichem PVC sind kontinuierlichen mechanischen Belastungen ausgesetzt. Ohne den Einsatz von Weichmachern würde das Material schnell versagen. Insbesondere Phthalate, die als Weichmacher eingesetzt werden, sind als krebserregend bekannt. Im Laufe der Zeit können diese Weichmacher durch verschiedene Faktoren wie UV-Strahlung, Temperatur oder Berührung mit Wasser wieder austreten. Es gilt jedoch, dass je härter das Endprodukt ist, es tendenziell einen geringeren Gehalt an Weichmachern aufweist (Cerammin, 2025). Da Gasleitungen aus PVC nicht flexibel sein müssen und hart sind, ist davon auszugehen, dass sich darin kaum Weichmacher befinden, sodass dieses Problem wahrscheinlich nicht auftritt. Außerdem machen PVC-Leitungen nur einen geringen Anteil aller Kunststoffleitungen aus.

Wenn nach einer Inertisierung Kunststoffleitungen im Boden verbleiben, ist grundsätzlich nicht mit Umweltauswirkungen zu rechnen. Werden die Kunststoffleitungen mit einem größeren Zeitverzug rückgebaut, würde sich das voraussichtlich nicht auf die Kosten auswirken.

Stahlleitungen werden insbesondere bei größeren Leitungsdurchmessern ab 200 mm verwendet. Bei ihnen besteht grundsätzlich die Gefahr der Korrosion, die stark von der Güte des Korrosionsschutzes abhängt. Stahlleitungen sind entweder mit Polyethylen ummantelt oder bitumiert⁴. Zusätzlich können

⁴ Besitzen einen Schutz aus Bitumen, das aus Erdöl hergestellt wird.

sie über einen kathodischen Korrosionsschutz verfügen. Beim kathodischen Korrosionsschutz wird Korrosion an metallischen Oberflächen verhindert, indem das zu schützende Metall als Kathode in einem elektrochemischen System fungiert. Durch die Anbringung einer Opferanode oder die Anwendung einer externen elektrischen Stromquelle werden die elektrochemischen Reaktionen, die zur Korrosion führen, umgekehrt und der Korrosionsprozess somit unterdrückt.

Ein kleiner Teil der Leitungen besteht aus Gussleitungen (weniger als 3 %). Diese wurden im Laufe der Zeit größtenteils ausgetauscht. Bei einem Neubau kam dieses Material nicht mehr zum Einsatz. Gussleitungen haben in der Regel einen ähnlichen Korrosionsschutz wie Stahlleitungen.

Unabhängig davon können Stahlleitungen mit der Zeit korrodieren. Daher ist es geboten, Stahlleitungen ab einem Durchmesser von 200 mm zu verfüllen, um Bodensetzungen zu vermeiden. Es besteht auch die Option auf eine Verfüllung zu verzichten. Wie in Kapitel 4.2.2 erwähnt, gibt es vereinzelt Aussagen, die argumentieren, dass eine Wiederherstellung der Oberfläche bei Versagen einer Rohrleitung und anschließender Bodensetzung aufgrund der geringen Eintrittswahrscheinlichkeit wirtschaftlicher ist als eine flächendeckende Verfüllung. Falls es bei einer Nichtverfüllung jedoch zu einer Bodensetzung kommt, besteht die Gefahr, dass dadurch Dritte zu Schaden kommen. Daher sollte eine genaue Überprüfung erfolgen, ob dieses Risiko eingegangen werden kann.

Umweltauswirkungen wären bei einem Verbleiben von verfüllten Stahlleitungen grundsätzlich nicht zu erwarten. Eine Verfüllung würde jedoch das Gewicht einer Leitung erhöhen. Dies könnte einen späteren Rückbau erschweren. Ein Rückbau würde sich auch dann verkomplizieren, wenn die Leitungen bereits korrodiert sind, die Verfüllung aber noch intakt ist. Erfahrungen hierzu gibt es derzeit noch nicht.

4.5.2 Dauer der erforderlichen Tiefbauarbeiten pro rückzubauendem Leitungskilometer

Bisher liegen kaum Erfahrungswerte zur Dauer des Rückbaus von Gasverteilernetzleitungen vor. Mögliche Orientierungspunkte sind die Dauer von Sanierungsmaßnahmen an Gasverteilernetzen oder Einschätzungen zu Arbeiten an Fernwärmenetzen (ZAK-Fernwärme, 2025).

In Interviews wurde der Aufwand für den Rückbau von Gasverteilernetzen als ähnlich hoch eingeschätzt wie der für den Neubau von Leitungen. Begründet wurde dies damit, dass in beiden Fällen vergleichbare Arbeitsschritte, wie beispielsweise Grabungen, Verfüllen und Asphaltierungsarbeiten, erforderlich sind. Beim Rückbau entfallen allerdings Arbeiten wie Schweißen, Ausrichten und Prüfungen.

Aus der Literatur lässt sich ableiten, dass die Grabungsarbeiten für 250 bis 500 m eine Dauer von ein bis zwei Wochen in Anspruch nehmen können. Anschließend müssen die Rohre entfernt werden. Dies kann eine weitere Woche in Anspruch nehmen. Danach müssen die Gräben wieder verfüllt und ggf. asphaltiert werden. Dies kann pro 250 bis 500 m weitere ein bis zwei Wochen in Anspruch nehmen (ZAK-Fernwärme, 2025).

Hochgerechnet auf einen Kilometer Leitungslänge kann daher abgeschätzt werden, dass die Rückbauarbeiten pro Kilometer zwischen fünf und zehn Wochen in Anspruch nehmen können. In städtischen Regionen können die Arbeiten tendenziell länger dauern, um Verkehrsbeeinträchtigungen zu minimieren.

Dabei ist zu beachten, dass derzeit verschiedene Tiefbauarbeiten, etwa für Stromnetze, Fernwärme oder Glasfaser, durchgeführt werden. Dies könnte dazu führen, dass nicht genügend Handwerkskapazitäten für den Rückbau von Verteilernetzen zur Verfügung stehen. Es ist aber nicht auszuschließen, dass es gewisse Synergieeffekte bei den Tiefbauarbeiten geben könnte. Die Synchronisation der Arbeiten dürfte anspruchsvoll werden, da erst dann ein Gasverteilernetz zurückgebaut werden kann, wenn alle Kunden mit einem anderen Energieträger versorgt sind.

4.6 Weitere Aspekte aus den Interviews

4.6.1 Notwendigkeit von Parallelstrukturen bei der Umstellung von Erdgasverteilernetzen auf Wasserstoff

Die schrittweise Transformation der bestehenden Erdgasverteilernetze hin zu einer wasserstoffbasierten Energieversorgung stellt erhebliche technische und infrastrukturelle Herausforderungen dar. Eine zentrale Frage in diesem Kontext ist, inwieweit während der Umstellung Parallelstrukturen aus Erdgas- und Wasserstoffleitungen notwendig sind, um die Versorgungssicherheit mit Erdgas aufrechtzuerhalten. Parallelstrukturen bedeuten in diesem Fall, dass daraus ein Neubau einer Verteilernetzleitung resultiert.

Grundsätzlich verfolgen Verteilernetzbetreiber das Ziel, den Aufbau paralleler Leitungsinfrastrukturen zu vermeiden, da dieser mit erheblichen zusätzlichen Investitions- und Planungsaufwänden verbunden ist. Diese Aufwände würden bei einer Umstellung der Leitungen nicht anfallen. Es ist davon auszugehen, dass eine vollständige Vermeidung solcher Doppelstrukturen in vielen Fällen nicht realisierbar ist. So ist es in der Planung der Netzbetreiber beispielsweise nicht immer möglich, eine Erdgasleitung umzustellen, um einen Industriebetrieb mit Wasserstoff zu versorgen und gleichzeitig bestehende Erdgaskunden weiter zu beliefern. In den umzustellenden Bereichen haben zumeist noch nicht genügend Erdgaskunden den Energieträger gewechselt. Zudem können industrielle Großverbraucher, deren Produktionsprozesse derzeit auf eine durchgängige und zuverlässige Erdgasversorgung angewiesen sind, ihre Versorgung nicht abrupt auf Wasserstoff umstellen. Bei einer Umstellung auf Wasserstoff ist häufig mit tiefgreifenden betrieblichen Anpassungen sowie technischen Umrüstungen zu rechnen, sodass ein stufenloser Wechsel in der Regel nicht umsetzbar ist. Hier wäre für eine Übergangszeit eine Parallelversorgung notwendig. Erschwerend käme hinzu, dass die Netzbetreiber aufgrund technischer Rahmenbedingungen nicht in der Lage sind, ganze Netzabschnitte kurzfristig auf Wasserstoff umzurüsten.

Daraus ergibt sich, dass in ausgewählten Versorgungsgebieten ein temporärer Parallelbetrieb von Erdgas- und Wasserstoffleitungen erforderlich ist. Die Notwendigkeit ergibt sich insbesondere in solchen Netzbereichen, in denen keine Redundanzen bestehen – also keine zweite Leitung vorhanden ist, die während und nach der Umstellung die Versorgung aufrechterhalten kann. Nur in Fällen, in denen redundante Leitungsstrukturen existieren oder das betroffene Netzgebiet während der Umstellung temporär von der Gasversorgung entkoppelt werden kann, lässt sich ein paralleler Betrieb vermeiden. Zur Vermeidung umfangreicher Doppelstrukturen kann bei bestehender Netzstruktur eine Anbindung an eine benachbarte Erdgasleitung erfolgen, wodurch eine zusätzliche Versorgungsleitung entbehrlich wird. So kann durch eine kleinere Maßnahme eine Doppelstruktur aufgebaut werden, die es ermöglicht, die frei gewordene Leitung umzustellen. Grundsätzlich können hier existierende Ringstrukturen der Verteilernetzleitungen genutzt werden, bei denen die Bereiche abschnittsweise umgestellt werden.

Bei kleineren Nachfragemengen besteht ebenfalls die Möglichkeit, eine zeitlich begrenzte Versorgung über Trailerlösungen sicherzustellen. D. h., es wird über ein Versorgungsunternehmen eine kontinuierliche Belieferung mit Wasserstoff über Lkw mit Drucktank aufgebaut. Diese Option ist jedoch aus logistischen und wirtschaftlichen Gründen meist nur für sehr kurze Zeiträume oder geringe Bedarfe denkbar.

In einzelnen Netzabschnitten liegt eine ältere Gasinfrastruktur vor, deren Weiterbetrieb bereits unabhängig von einer Umstellung auf Wasserstoff mit erheblichem Investitionsbedarf verbunden wäre. In solchen Fällen erscheint eine Umrüstung bestehender Erdgasleitungen auf Wasserstoff aus technischer und wirtschaftlicher Sicht nicht zielführend. Stattdessen planen die zuständigen Verteilernetzbetreiber den gezielten Neubau wasserstofftauglicher Leitungen und somit den Aufbau einer Doppelstruktur, die zukünftig die veralteten Erdgasleitungen ersetzen und die Gasversorgung sicherstellen soll.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit während der Umstellungsphase in einigen Fällen Parallelstrukturen erforderlich sind. Das konkrete Ausmaß variiert dabei erheblich in Abhängigkeit von regionalen Netzstrukturen, industriellen Lastprofilen sowie bestehenden Redundanzen im Netz. Aufgrund der begrenzten Stichprobe von Interviews mit Netzbetreibern kann keine einheitliche Aussage über das genaue Ausmaß getroffen werden. Die Frage der Doppelstrukturen sollte künftig eingehender untersucht werden.

4.6.2 Herausforderungen von Netzbetreibern im Kontext der Transformation von Erdgas- auf Wasserstoffverteilernetze

Die Umstellung bestehender Erdgasverteilernetze auf Wasserstoff könnte Netzbetreiber vor komplexe technische und regulatorische Herausforderungen stellen. Neben den infrastrukturellen Aspekten rücken zunehmend auch gesetzgeberische und normative Rahmenbedingungen in den Fokus, da diese maßgeblich über die Realisierbarkeit der Transformation entscheiden. In der Praxis sehen sich Verteilernetzbetreiber insbesondere mit Unsicherheiten im Hinblick auf die Anwendbarkeit bestehender Regelwerke und Sicherheitsstandards konfrontiert, die ursprünglich für Erdgas konzipiert wurden.

Ein zentrales Problem besteht in der lückenhaften Dokumentation älterer Leitungsabschnitte. Viele Netzbetreiber verfügen über Infrastrukturen, die teilweise mehrere Jahrzehnte alt sind und für die keine vollständigen Nachweise, Herstellerunterlagen oder Materialdokumentationen mehr vorliegen. Die bestehenden technischen Regelwerke, etwa das DVGW-Regelwerk, fordern jedoch zur Bewertung der Wasserstofftauglichkeit eine vollständige Dokumentation (DVGW, 2022a, S. 10 ff.; DVGW, 2022b, S. 7 ff.). Infolgedessen können auch technisch intakte Leitungen nicht ohne Weiteres für den Wasserstoffbetrieb qualifiziert werden. Dies führt nicht nur zu einer technischen Barriere, sondern auch zu einem erheblichen wirtschaftlichen Risiko: Anlagen, die grundsätzlich weiterhin funktionsfähig wären, müssten abgeschrieben und ggf. stillgelegt oder zurückgebaut werden, obwohl sie keine sicherheitstechnischen Mängel für eine Umstellung auf Wasserstoff aufweisen.

Denkbar wäre eine Überarbeitung der Anforderungen an die Nachweisführung und Prüfverfahren. Dies liegt derzeit im Zuständigkeitsbereich des DVGW. Regulatorische Vorgaben könnten künftig explizit berücksichtigen, dass nicht alle bestehenden Leitungen vollständig dokumentiert sind, und alternative Verfahren zur Bewertung der Eignung zulassen – etwa durch verstärkte Vor-Ort-Prüfungen durch Sachverständige. Dabei ist aus Sicht der Betreiber entscheidend, dass klar und einheitlich festgelegt wird,

welche Prüfmethoden zulässig sind, welcher Umfang an Freilegung notwendig ist und welche Bewertungskriterien für die Wasserstofftauglichkeit heranzuziehen sind. Eine Vereinfachung und Standardisierung der Umstellungsrichtlinien könnte sich als vorteilhaft erweisen.

5 Aufbau der Wasserstoffverteilernetze – Entwicklung der Netzentgelte und mögliche Finanzierungsmodelle

5.1 Entwicklungspfadbasierte Darstellung der Netzentgeltentwicklung mit Blick auf Wasserstoffverteilernetze

Basierend auf den in Kapitel 3.2 beschriebenen Entwicklungspfaden, den ausgewählten Verteilernetztypen (Kapitel 3.7) sowie den Umstell- und Neubaukosten (Kapitel 4.2) werden im Folgenden die Entwicklungen der Wasserstoffnetzentgelte ermittelt. Zusätzlich werden bei umgewidmeten Leitungen verschiedene Abschreibungsmodalitäten seitens der Gasverteilernetzbetreiber unter Einbeziehung vorgezogener Abschreibungen (KANU-2.0) berücksichtigt.

Die Festlegung KANU-2.0 ermöglicht die Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Gasnetzinfrastruktur, sodass die Abschreibung beschleunigt und somit Stranded Assets bei einer sinkenden Gasnachfrage vermieden werden (BNetzA – Große Beschlusskammer Energie, 2024b). In diesem Kapitel wird die Auswirkung der verschiedenen Abschreibungsmodalitäten auf die Wasserstoffnetzentgelte durch die Umwidmung der beschleunigt abgeschriebenen Gasnetzanlagenwerte untersucht. Grundsätzlich kann man bei einer KANU-2.0-Festlegung davon ausgehen, dass eher eine Stilllegung der Netzanlagen geplant wird. Dennoch ermöglicht diese Analyse, die Wirkung und Tragweite dieser Anpassung der Abschreibungsmodalitäten darzustellen.

Für die folgenden Betrachtungen wird das Modell MERLIN um die betriebswirtschaftliche Perspektive des Wasserstoffnetzbetreibers sowie die verschiedenen Abschreibungsmodalitäten seitens der Gasverteilernetzbetreiber erweitert.

5.1.1 Methodisches Vorgehen und getroffene Annahmen

Das Modell MERLIN (Municipal energy infrastructure investment analysis under regulation) ist ein betriebswirtschaftliches Simulationsmodell, das die bestehende und zukünftige Regulierung und verschiedene Nachfrageszenarien mit einer langfristigen Investitionsbewertung für Gasverteilernetze integriert (Oberle 2023). Bisher wurde das Modell insbesondere zur Bewertung von verschiedenen Stilllegungsvarianten und entsprechenden regulatorischen Anpassungen zur Berücksichtigung der Stilllegungskosten verwendet (Oberle et al. 2024). Im Rahmen dieser Studie werden Teilaspekte des Modells (Ermittlung der Restwerte seitens der Gasverteilernetzbetreiber) verwendet und erweitert.

Implementierung der verschiedenen Abschreibungsvarianten nach KANU 2.0

Gemäß der ursprünglichen Regulierung nach § 6 GasNEV und GasNEV Anhang 1 berechnet MERLIN die Restwerte anhand einer linearen Abschreibung mit vorgegebenen Nutzungsdauern. Mit der KANU-2.0-Festlegung können Gasverteilernetzbetreiber zur Beschleunigung ihrer Abschreibung und somit zur Vermeidung von Stranded Assets bei einer sinkenden Gasnachfrage eine lineare Abschreibung mit verkürzten Nutzungsdauern oder eine degressive Abschreibung wählen.

Bei der verkürzten linearen Abschreibung werden die Anlagenwerte frühestens bis 2035 vollständig abgeschrieben (BNetzA – Große Beschlusskammer Energie, 2024b). Somit ermittelt sich die verkürzte Nutzungsdauer aus dem Endjahr 2035 abzüglich des Aktivierungsjahres. Das Endjahr 2035 darf nur angewendet werden, wenn landesrechtliche Vorgaben oder kommunale Beschlüsse zur Minderung von Treibhausgasemissionen vor 2045 liegen. Somit wird in der Regel eine Nutzungsdauer bis 2045 angenommen und auch entsprechend in MERLIN implementiert. Der regulatorisch festgelegte Beginn der verkürzten linearen Abschreibung liegt im Jahr 2025 und stimmt mit dem Betrachtungszeitraum der Studie überein.

Für die degressive Abschreibung kann nach der KANU-2.0-Festlegung zwischen Abschreibungssätzen von 8 % bis 12 % gewählt werden (BNetzA – Große Beschlusskammer Energie, 2024b). Dabei ist ebenfalls ein Endjahr für die Nutzungsdauern entsprechend der linearen verkürzten Abschreibung (2035/2045) festzulegen. Das Modell beginnt in 2025 mit einer degressiven Abschreibung. Es wird geprüft, ab wann die basierend auf den Restwerten des Vorjahres ermittelte lineare Abschreibung größer ist als die entsprechende degressive Abschreibung. Ist diese größer, wechselt das Modell von der degressiven Abschreibung zur linearen, sodass bis zum Endjahr alle Anlagenwerte vollständig abgeschrieben sind. Wie bei der verkürzten linearen Abschreibung wird 2045 als Endjahr angenommen und, um einen möglichst großen Unterschied zwischen den Abschreibungsmodalitäten darstellen zu können, wird ein Abschreibungssatz von 12 % hinterlegt.

Laut der KANU-2.0-Festlegung sind Verwaltungsgebäude, Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte) und Vermittlungseinrichtungen, EDV-Anlagen und Fahrzeuge sowie LNG-Anbindungsanlagen von der Anwendung von KANU 2.0 ausgenommen (BNetzA – Große Beschlusskammer Energie, 2024b), sodass auch im Modell Ausnahmen zur Anwendung der verschiedenen Abschreibungsmodalitäten vorgesehen sind. Wie in Kapitel 3.7 beschrieben, werden regelmäßige Reinvestitionen ab 2025 nach Ablauf der ursprünglichen Nutzungsdauern in den Typnetzen berücksichtigt. Es wird angenommen, dass diese in dem Wissen getätigt werden, das Netz später für die Wasserstoffverteilung zu nutzen, und somit wird auf diese Reinvestitionen keine KANU-2.0-Abschreibungen angewendet, sondern die ursprünglich lineare Abschreibung mit den entsprechend vorgegebenen Nutzungsdauern.

Basierend auf den Ergebnissen aus Kapitel 3.8, aus denen die Anlagenwerte der Typnetze nach Anlagegruppe, ursprünglicher Nutzungsdauer, Anschaffungs- bzw. Aktivierungsjahr, die Anschaffungs- und Herstellkosten (AK/HK) sowie die Tagesneuwerte (TNW) und das Jahr der Transformation zum Wasserstoffverteilernetz hervorgehen, werden dann die Restwerte entsprechend den drei verschiedenen Abschreibungsmodalitäten berechnet.

Implementierung des Wasserstoffnetzbetreibers

Als ersten Schritt werden mittels MERLIN die Tabellen der Anlagenwerte der Wasserstoffverteilernetze erstellt. Hierfür werden die zuvor ermittelten Restwerte zum Transformationszeitpunkt übertragen. Das Transformationsjahr entspricht dem neuen Anschaffungsjahr seitens Wasserstoffnetzbetreiber und die Nutzungsdauer entspricht der ursprünglichen Nutzungsdauer abzüglich der bereits vergangenen Jahre seit ursprünglicher Anschaffung seitens der Gasverteilernetzbetreiber. Zusätzlich werden die Umstellkosten und Neuinvestitionen aus den Ergebnissen von Kapitel 3.8 berücksichtigt. Laut § 8 Abs. 4 WasserstoffNEV sind die Nutzungsdauern spezifisch für die Investitionsprojekte anzusetzen,

sodass Nutzungsdauern für Anlagen von 20 Jahren und für Leitungen von 35 Jahren, gemäß der WANDA-Festlegung (BNetzA – Große Beschlusskammer Energie, 2024a), angenommen werden.

Die Netzkosten der Wasserstoffnetzbetreiber werden nach § 6 WasserstoffNEV ermittelt. Diese schreibt vor, dass sich die Netzkosten aus den aufwandsgleichen Kosten nach § 7 WasserstoffNEV, einschließlich der tatsächlichen Höhe der Fremdkapital(FK)-Verzinsung⁵, der kalkulatorischen Abschreibung nach § 8 WasserstoffNEV, der kalkulatorischen Eigenkapital(EK)-Verzinsung nach § 10 WasserstoffNEV und der kalkulatorischen Gewerbesteuer nach § 11 WasserstoffNEV zusammensetzen. Die aufwandsgleichen Kosten beinhalten die berechneten Betriebskosten aus Kapitel 3.8. Für die Fremdkapitalverzinsung wird ein FK-Anteil von 60 % des Anlagevermögens und ein FK-Zins von 4 % angenommen. Dies entspricht den Annahmen des Gutachtens zur Validierung eines Konzepts zur privatwirtschaftlichen Finanzierung des Aufbaus eines Wasserstoffkernnetzes bei subsidiärer staatlicher Absicherung (Pfluger et al. 2024).

Die kalkulatorische Abschreibung nach § 8 und § 9 WasserstoffNEV sieht eine lineare Abschreibung vor. Für Neuanlagen werden die Anschaffungs- und Herstellkosten verwendet. Bei Altanlagen werden die Abschreibungen mittels Anschaffungs- und Herstellkosten sowie Tagesneuwerten gebildet und entsprechend der EK- und FK-Quote anteilig berücksichtigt. Es wird eine EK-Quote von 40 % angenommen, entsprechend der maximalen gesetzlichen EK-Quote (§ 8 Abs. 2 WasserstoffNEV).

Basierend auf den ermittelten Restwerten wird die kalkulatorische EK-Verzinsung nach § 10 WasserstoffNEV berechnet. Die Verordnung schreibt einen EK-Zinssatz von 9 % vor Steuer für Neuanlagen und einem EK-Zinssatz von 7,73 % vor Steuer für Altanlagen bis 2027 vor. Im ersten Schritt werden die gleichen Zinssätze auch für die Jahre nach 2027 konstant gehalten. Die Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 5.1.4 verdeutlicht die Einflüsse verschiedener Zinssätze, die in den folgenden Jahren seitens der Bundesnetzagentur festgelegt werden.

Für die kalkulatorische Gewerbesteuer nach § 11 WasserstoffNEV werden ein Gewerbesteuerhebesatz von 400 % und eine Gewerbesteuermesszahl von 3,5 % angenommen, entsprechend den Annahmen im zuvor erwähnten Gutachten zum Amortisationskonto für das Wasserstoffkernnetz (Pfluger et al. 2024).

Abschließend werden die errechneten Netzkosten durch die in Kapitel 3.2 ermittelten Wasserstoffnachfragen der verschiedenen Entwicklungspfade für die ausgewählten Typnetze dividiert.

Tabelle 12 gibt einen Überblick über die getroffenen Annahmen zur Erstellung der hypothetischen Wasserstoffverteilernetzbetreiber.

Tabelle 12: Übersicht über getroffene Annahmen (basierend auf WasserstoffNEV; BNetzA – Große Beschlusskammer Energie, 2024a; Pfluger et al., 2024)

Parameter	Annahme	Einheit
EK-Zinssatz Neuanlagen	9,00	% vor Steuern (konstant über Betrachtungszeitraum)
EK-Zinssatz Altanlagen	7,73	% vor Steuern (konstant über Betrachtungszeitraum)

⁵ Dabei wird die FK-Verzinsung eins zu eins übernommen, während die EK-Verzinsung kalkulatorisch ermittelt wird.

EK-Anteil an Anlagenvermögen	40	%
FK-Zinssatz	4	%
Gewerbsteuerhebesatz	400	%
Gewerbsteuermesszahl	3,5	%
Kalkulatorische Nutzungsdauer Netzleitungen	35	Jahre
Kalkulatorische Nutzungsdauer Anlagen	20	Jahre
Bestandsanlagen	Ursprünglich verbleibende Nutzungsdauer ohne KANU 2.0	Jahre

5.1.2 Entwicklung der Netzentgelte seitens Wasserstoffnetzbetreiber

Zur Ermittlung der Wasserstoffnetzentgelte wird als Erstes die Entwicklung der Restwerte seitens der Gasverteilernetze dargestellt und anschließend die nach der Transformation zum Wasserstoffnetz entstehenden Wasserstoffnetzentgelte. Somit wird zuerst die Wirkung der verschiedenen Abschreibungsmodalitäten verdeutlicht und anschließend deren Auswirkung auf die Wasserstoffnetzentgelte.

Insgesamt werden 48 verschiedene Varianten von Wasserstoffnetzentgeltentwicklungen betrachtet, die auf den vier verschiedenen Typnetzen, vier Szenarien und drei Abschreibungsvarianten (linear verkürzt, degressiv und linear ohne KANU 2.0) basieren.⁶

Restwerte seitens der Gasverteilernetzbetreiber

Im Folgenden wird die Wirkung der verschiedenen Abschreibungsmodalitäten auf die Restwerte der Gasverteilernetze dargestellt. Abbildung 23 zeigt diese für das Typnetz „ländlich – viel Industrie“ mit dem Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage“ mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau der Netzbestandteile. In Grün werden die Restwerte für Neuanlagen mit Anschaffung nach 2006 dargestellt, Orange zeigt die Restwerte der Altanlagen nach Tagesneuwerten (TNW) und Blau die Restwerte der Altanlagen nach Anschaffungs- und Herstellkosten (AK/HK). Die linke Abbildung 23 stellt den Restwertverlauf bei einer verkürzten linearen Abschreibung dar, während die mittlere den Verlauf der Restwerte bei einer degressiven Abschreibung zeigt und die rechte die Restwerte ohne KANU 2.0.

⁶ Der Entwicklungspfad „Hohe Elektrifizierung“ ist nicht Teil der Betrachtung, da in diesem Pfad kein Wasserstoffverteilernetz benötigt wird. Stattdessen wird der Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage“ einmal mit 60 % Umstellung der Gasnetzanlagen und 40 % Neubau der Wasserstoffanlagen sowie mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau variiert.

Man erkennt, dass mit der linearen verkürzten Abschreibung (linke Abbildung 23) die Restwerte bis 2036 etwas stärker absinken (bis zu 10 %), als bei den Restwerten mit linearer Abschreibung ohne KANU 2.0 (rechte Abbildung 23) und die Restwerte der degressiven Abschreibung bis 2034 bis zu 29 % niedrigere Restwerte als ohne KANU 2.0 erreichen. Anschließend steigt der Wert der Neuanlagen aufgrund der getätigten Reinvestitionen deutlich an, die – wie zuvor beschrieben – nicht mittels KANU 2.0 abgeschrieben werden. Anhand der Altanlagen (orangene und blaue Balken) kann man die vollständige Abschreibung der Anlagen im Jahr 2045 in der linken und mittleren Abbildung 23 erkennen, während es in der rechten Abbildung 23 ohne KANU 2.0 weiterhin auch Restwerte der Altanlagen gibt.

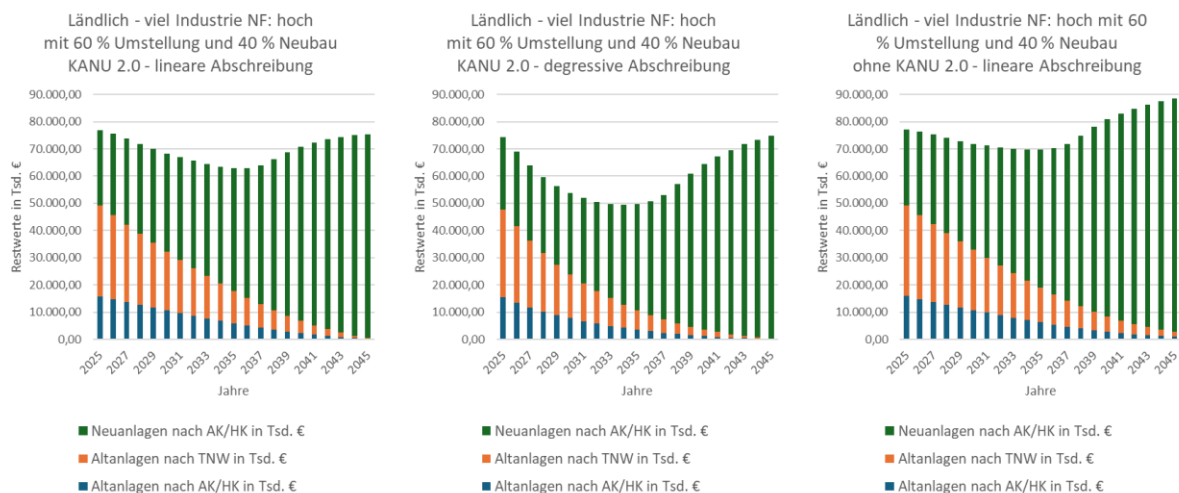


Abbildung 23: Entwicklung der Restwerte je Abschreibungsmodalität für das Typnetz „ländlich – viel Industrie“ mit dem Entwicklungspfad „NF: hoch“ mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau der Netzbestandteile (Darstellung: Fraunhofer IEG)

Der Verlauf der Restwertentwicklung ist in den verschiedenen Entwicklungspfaden des gleichen Typnetzes ähnlich; lediglich die absoluten Werte der Restwerte verändern sich. Die entsprechenden Ergebnisse sind in Anhang 11.1 beigefügt.

Die Entwicklung der Restwerte der verschiedenen Abschreibungsmodalitäten für das Typnetz „städtisch – viel Industrie“ im Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage“ mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau zeigt Abbildung 24. Wie bereits beim zuvor beschriebenen Typnetz „ländlich – viel Industrie“ sinken die Restwerte bei der degressiven Abschreibung (mittlere Abbildung 24) am deutlichsten und führen zu einem Unterschied von bis zu 29 % zu den Restwerten ohne KANU 2.0. Auch in diesem Typnetz führen die Reinvestitionen zu steigenden Restwerten der Neuanlagen und die Restwerte der Altanlagen werden bei Anwendung der KANU-2.0-Festlegung (linke und mittlere Abbildung 24 bis zum Jahr 2045 vollständig abgeschrieben).

Die Restwertentwicklungen der weiteren Typnetze und Entwicklungspfade folgen einem ähnlichen Verlauf und sind in Anhang 11.1 einzusehen.

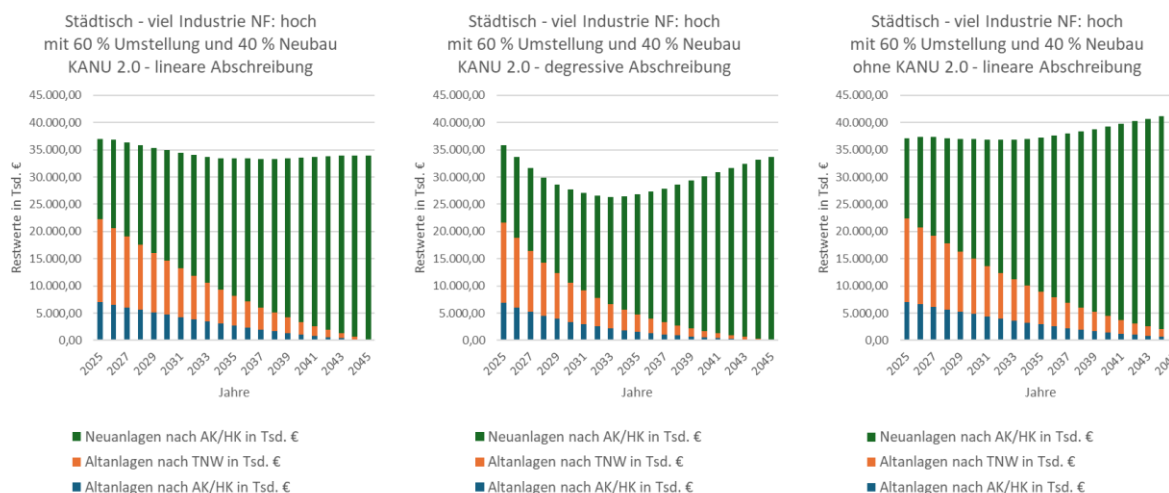


Abbildung 24: Entwicklung der Restwerte je Abschreibungsmodalität für das Typnetz „städtisch – viel Industrie“ mit dem Entwicklungspfad „NF: hoch“ mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau der Netzbestandteile (Darstellung: Fraunhofer IEG)

Netzentgelte seitens der Wasserstoffnetzbetreiber

Mittels Netzentgelten verteilen Netzbetriebe ihre Netzkosten auf die vorhandene Nachfrage und somit auf ihre Netzkunden. Zur Ermittlung der Netzkosten werden die zuvor dargestellten Restwerte zu einem bestimmten Transformationszeitpunkt von dem Gasverteilernetzbetreiber an den Wasserstoffverteilernetzbetreiber übergeben und bilden zusammen mit den Umstellkosten und Neuinvestitionen die Anlagenwerte der betrachteten Wasserstoffnetzbetreiber über die Zeit. Basierend auf diesen Daten werden die Kapitalkosten (siehe Abschnitt 5.1.1) ermittelt. Die Kapitalkosten zusammen mit den Betriebskosten bilden die Netzkosten, die auf die Wasserstoffnachfrage umverteilt werden. Im Folgenden werden beispielhaft die Netzentgeltentwicklungen des Typnetzes „ländlich – viel Industrie“ mit dem Entwicklungspfad „Hohe H₂-Nachfrage“ und des Typnetzes „städtisch – viel Industrie“ für die Entwicklungspfade „Hochtemperatur-Prozesse“ und „Hochtemperatur-Prozesse (< 20 km)“ genauer analysiert. Die Netzentgeltentwicklungen der weiteren Typnetze und Entwicklungspfade sind in Anhang 11.2 ersichtlich.

Der Verlauf der Netzentgeltentwicklungen basierend auf den verschiedenen Abschreibungsmodalitäten der umgewidmeten Anlagen ist in Abbildung 25 für das Typnetz „ländlich – viel Industrie“ im Entwicklungspfad „Hohe H₂-Nachfrage“ mit einem Anteil von 60 % umgestellten Anlagen und 40 % Neubau sowie mit 70 % umgestellten Anlagen und 30 % Neubau dargestellt. Zusätzlich wird in Lila die Entwicklung der Wasserstoffnachfrage abgebildet.

In beiden Darstellungen erkennt man, dass zu Beginn die Netzentgelte sehr hoch beginnen und mit der steigenden Wasserstoffnachfrage deutlich absinken. Im Jahr 2025 liegen diese (Abbildung 25 links) zwischen 129 Eurocent/kWh und 137 Eurocent/kWh bzw. (Abbildung 25 rechts) zwischen 116 Eurocent/kWh und 122 Eurocent/kWh. Die Anwendung der KANU-2.0-Abschreibungsmodalitäten führt im Jahr 2025 zu höheren Netzentgelten als ohne KANU 2.0. In (Abbildung 25 links) erhöht die KANU-2.0-Anwendung die Netzentgelte um rund 9 Eurocent/kWh und in (Abbildung 25 rechts) um rund 6 Eurocent/kWh.

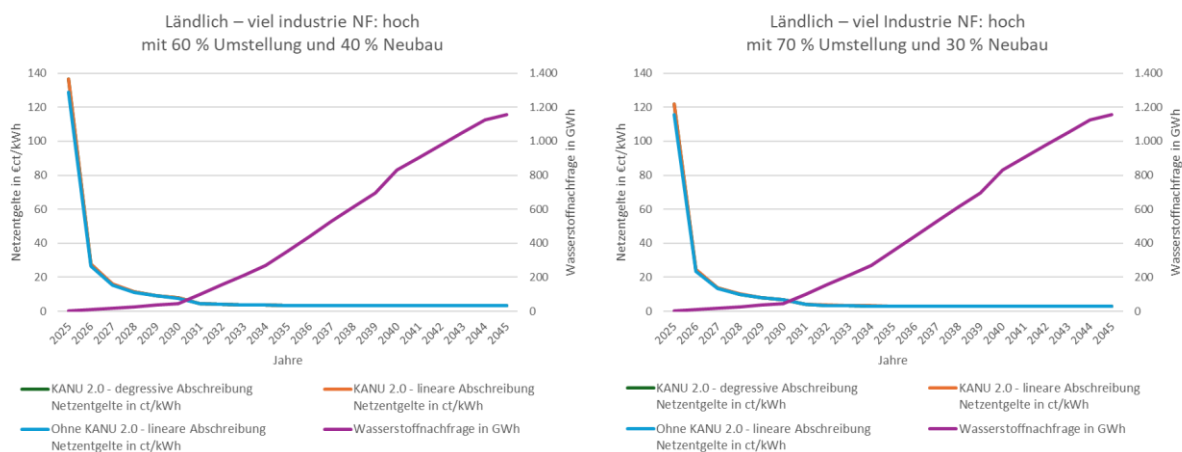


Abbildung 25: Entwicklung der Netzentgelte für das Typnetz „ländlich – viel Industrie“ mit dem Entwicklungspfad „NF: hoch“ mit 60 % Umstellung der Netzassets und 40 % Neubau (links) sowie 70 % Umstellung und 30 % Neubau (rechts)

Mit der steigenden Wasserstoffnachfrage sinken die Wasserstoffnetzentgelte signifikant. Auch der Unterschied der Wasserstoffnetzentgelte durch die drei verschiedenen Abschreibungsvarianten nimmt deutlich ab. Tabelle 13 zeigt diese Entwicklung detaillierter für ausgewählte Stützjahre. Im Jahr 2045 liegt der Unterschied zwischen den verschiedenen Netzentgeltentwicklungen je Abschreibungsmodalität lediglich zwischen 0,01 Eurocent/kWh bis 0,05 Eurocent/kWh.

Tabelle 13: Entwicklung der Netzentgelte für das Typnetz „ländlich – viel Industrie“ mit dem Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage“ mit 60 % Umstellung der Netzanlagen und 40 % Neubau im Vergleich zu 70 % Umstellung und 30 % Neubau

	Ländlich – viel Industrie NF: hoch mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau				Städtisch – viel Industrie NF: hoch mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau			
	KANU 2.0 – li- neare Netzentgelte in Euro- cent/kWh	KANU 2.0 – degressive Netzentgelte in Euro- cent/kWh	Ohne KANU 2.0 – lineare Netzentgelte in Euro- cent/kWh	Wasserstoff- nachfrage in GWh	KANU 2.0 – li- neare Netzentgelte in Euro- cent/kWh	KANU 2.0 – degressive Netzentgelte in Euro- cent/kWh	Ohne KANU 2.0 – lineare Netzentgelte in Euro- cent/kWh	Wasserstoff- nachfrage in GWh
2025	136.57	136.55	128.79	121.97	121.95	115.65	1.47	136.57
2030	7.91	7.83	7.64	6.91	6.83	6.69	43.99	7.91
2035	3.40	3.30	3.29	2.93	2.83	2.85	355.06	3.40
2040	3.32	3.24	3.26	2.89	2.81	2.85	829.60	3.32
2045	3.37	3.32	3.36	2.95	2.91	2.96	1155.72	3.37

Für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie“ mit einem Anteil von 70 % umgestellter Anlagen und 30 % Neubau zeigt Abbildung 26 (links) den Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ und Abbildung 26 (rechts) den Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse (< 20 km)“. Wie bereits zuvor beginnen die Netzentgelte sehr hoch und sinken dann in den Folgejahren durch die steigende Nachfrageentwicklung signifikant ab. Für dieses Typnetz liegen die Netzentgelte im Jahr 2025 bei einer KANU-2.0-Nutzung zwischen 87 Eurocent/kWh (Abbildung 26 links) und 144 Eurocent/kWh (Abbildung 26 rechts) höher als ohne KANU 2.0, während im Jahr 2045 diese Unterschiede auf 0,01 Eurocent/kWh bis 0,02 Eurocent/kWh sinken.

Im Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ (lila Kurve in Abbildung 26 links) liegt die Wasserstoffnachfrage höher als im Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse (< 20 km)“ (lila Kurve in Abbildung 26 rechts), was auf den limitierten Betrachtungsradius zurückzuführen ist. Dies führt im Jahr 2025 zu deutlichen Unterschieden der Wasserstoffnetzentgelte der beiden Entwicklungspfade mit rund 65 % höheren Netzentgelten. Im Jahr 2045 geht der Unterschied auf ca. 37 % zurück.

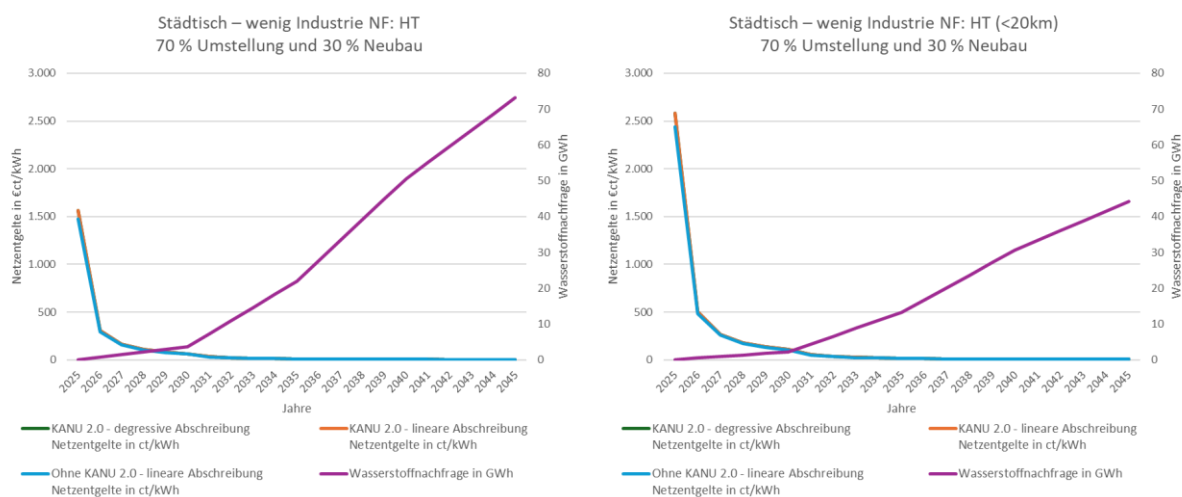


Abbildung 26: Entwicklung der Netzentgelte für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie“ mit dem Entwicklungspfad „NF: HT“ (links) und „NF: HT (< 20 km)“ (rechts) und 70 % Umstellung der Netzassets und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

Tabelle 14 stellt für dieses Typnetz und die beiden Entwicklungspfade die Wasserstoffnetzentgelte und die entsprechende Wasserstoffnachfrage der betrachteten Stützjahre dar.

Tabelle 14: Entwicklung der Netzentgelte für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie“ mit den Entwicklungspfaden „Hochtemperatur-Prozesse“ und „Hochtemperatur-Prozesse (< 20 km)“ sowie 70 % Umstellung der Netzanlagen und 30 % Neubau

	Städtisch – wenig Industrie NF: HT mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau				Städtisch – wenig Industrie NF: HT (< 20 km) mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau			
	KANU 2.0 – lineare Netzentgelte in Euro- cent/kWh	KANU 2.0 – degressive Netzent- gelte in Eu- rocent/kWh	Ohne KANU 2.0 – lineare Netzent- gelte in Eu- rocent/kWh	Wasser- stoffnach- frage in GWh	KANU 2.0 – lineare Netzentgelte in Euro- cent/kWh	KANU 2.0 – degressive Netzent- gelte in Eu- rocent/kWh	Ohne KANU 2.0 – lineare Netzent- gelte in Eu- rocent/kWh	Wasser- stoffnach- frage in GWh
2025	1561.02	1561.02	1474.15	0.12	2582.25	2582.25	2438.55	0.07
2030	64.95	64.94	62.97	3.64	107.40	107.40	104.13	2.20
2035	11.12	11.11	10.88	21.92	17.24	17.23	16.93	13.25
2040	5.62	5.61	5.54	50.60	7.97	7.96	7.90	30.59
2045	4.19	4.18	4.18	73.11	5.71	5.71	5.74	44.20

5.1.3 Zusammenfassung der Wasserstoffnetzentgeltentwicklungen

Um einen Überblick über die verschiedenen Wasserstoffnetzentgeltentwicklungen zu geben, vergleicht Tabelle 15 die Wasserstoffnetzentgelte der verschiedenen Typnetze und Entwicklungspfade im Jahr 2025 und 2045. Mittels eines Farbverlaufs werden die Wasserstoffnetzentgelte innerhalb der Betrachtungsjahre verglichen, sodass in Rot die höchsten Netzentgelte und in Grün die niedrigsten visualisiert werden.

Wie bereits beispielhaft in Abschnitt 5.1.2 dargestellt, unterscheiden sich die Wasserstoffnetzentgelte mit und ohne KANU 2.0 deutlich im Jahr 2025 und sehr gering im Jahr 2045. Auch die Entwicklung der anfangs sehr hohen Wasserstoffnetzentgelte und das deutliche Absinken dieser zeigt sich über alle Typnetze und Entwicklungspfade hinweg. Im gesamten Vergleich hat das Typnetz „städtisch – viel Industrie“ im Entwicklungspfad „Hohe H₂-Nachfrage“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau im Jahr 2025 und 2045 die niedrigsten Wasserstoffnetzentgelte. Dies liegt insbesondere an der hohen Wasserstoffnachfrage mit hohem Industrieanteil und geringeren Neubaukosten als bei der Variante mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau. Die höchsten Wasserstoffnetzentgelte ergeben sich im Typnetz „städtisch – wenig Industrie“ mit dem Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse (< 20 km)“. In dieser Variante ist der Anteil an Umstellung und Neubau zwar gleich, aber insgesamt die Wasserstoffnachfrage signifikant niedriger und es gibt wenige Industrieabnehmer im Netzgebiet.

Des Weiteren gibt es Typnetze und Entwicklungspfade, bei denen im Jahr 2025 relativ hohe Netzentgelte entstehen, die aber im Verhältnis zu den anderen Typnetzen und Entwicklungspfaden im Jahr

2045 niedriger sind. Dies trifft z. B. für das Typnetz „ländlich – wenig Industrie“ und „städtisch – wenig Industrie“ im Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau zu. In den Typnetzen mit weniger Industrie wird entsprechend der geringeren Nachfrage ein kleineres Netz als in den Typnetzen mit viel Industrie benötigt. Dieser Größenunterschied ist zu Beginn des Netzaufbaus geringer und vergrößert sich über den Betrachtungszeitraum. Größere Netze führen zu höheren Investitionen und im Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage“ führt dies in Netzgebieten mit weniger Industrie zu einem leicht besseren Verhältnis zwischen Netzkosten und Nachfrage.

Darüber hinaus ist der umgekehrte Effekt bei Typnetzen mit viel Industrie und dem Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage“ mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau zu sehen. Während im Jahr 2025 die höheren Netzkosten aufgrund der größeren Neuinvestitionen kaum die Netzentgelte beeinflussen, sind diese im Jahr 2045 leicht höher als die ähnlicher Typnetze und Entwicklungspfade mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau.

Zusammenfassend zeigt die Analyse, dass die verschiedenen KANU-2.0-Abschreibungsmodalitäten langfristig einen geringen Einfluss auf die Wasserstoffnetzentgelte haben, da Reinvestitionen, Umstellungskosten und Neuinvestitionen keiner Anwendung von KANU 2.0 unterliegen und somit die unterschiedlichen Restwerte des Gasverteilernetzbetreibers einen geringen Effekt auf die gesamten Netzkosten haben. Anders sieht dies bei den Netzbestandteilen aus, die nicht für eine Wasserstoffverteilung umgenutzt werden. Hier können dank der KANU-2.0-Regulierung erhebliche Stranded Assets und somit deutliche Verluste für den Gasnetzbetreiber vermieden werden. Darüber hinaus veranschaulicht die Analyse den starken Einfluss von Industrieankerkunden auf die Wasserstoffnachfrage im Netzgebiet und damit auf die Entwicklung der Wasserstoffnetzentgelte.

Tabelle 15: Übersicht über die Wasserstoffnetzentgelte der verschiedenen Typnetze und Entwicklungspfade im Jahr 2025 und 2045

	Netzentgelte in Eurocent/kWh im Jahr 2025			Netzentgelte in Eurocent/kWh im Jahr 2045		
	KANU 2.0 – linear	KANU 2.0 – de- gressiv	Ohne KANU 2.0 – linear	KANU 2.0 – linear	KANU 2.0 – de- gressiv	Ohne KANU 2.0 – linear
Ländlich – viel Industrie NF: hoch mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau	136.6	136.5	128.8	3.37	3.32	3.36
Ländlich – viel Industrie NF: hoch mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau	122.0	122.0	115.6	2.95	2.91	2.96
Ländlich – viel Industrie NF: HT mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau	520.7	520.6	493.6	3.25	3.20	3.27
Ländlich – viel Industrie NF: HT (< 20 km) mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau	861.1	861.0	816.3	3.75	3.70	3.78
Ländlich – wenig Industrie NF: hoch mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau	346.5	346.5	326.7	3.01	2.98	2.97
Ländlich – wenig Industrie NF: hoch mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau	309.4	309.3	293.3	2.56	2.54	2.54
Ländlich – wenig Industrie NF: HT mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau	1323.1	1323.1	1254.3	4.03	4.01	4.05
Ländlich – wenig Industrie NF: HT (< 20 km) mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau	2188.6	2188.6	2074.8	5.28	5.26	5.33
Städtisch – viel Industrie NF: hoch mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau	107.3	107.3	100.8	2.94	2.92	2.87
Städtisch – viel Industrie NF: hoch mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau	94.5	94.5	89.2	2.46	2.44	2.41
Städtisch – viel Industrie NF: HT mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau	403.9	403.9	381.4	2.80	2.78	2.77
Städtisch – viel Industrie NF: HT (< 20 km) mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau	668.0	668.0	630.8	3.16	3.15	3.14
Städtisch – wenig Industrie NF: hoch mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau	414.4	414.4	389.1	2.98	2.97	2.90
Städtisch – wenig Industrie NF: hoch mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau	364.8	364.8	344.5	2.47	2.47	2.41
Städtisch – wenig Industrie NF: HT mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau	1561.0	1561.0	1474.1	4.19	4.18	4.18
Städtisch – wenig Industrie NF: HT (< 20 km) mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau	2582.3	2582.3	2438.5	5.71	5.71	5.74

5.1.4 Sensitivitäten der Wasserstoffnetzentgeltentwicklungen

Wie in Abschnitt 5.1.1 erläutert, sind die EK-Zinssätze nach § 10 Abs. 4 WasserstoffNEV bis zum Jahr 2027 auf 9 % vor Steuer für Neuanlagen und 7,73 % vor Steuer für Altanlagen festgelegt. Für die bisherigen Betrachtungen wurden diese Zinssätze konstant gehalten. Ab 2027 wird die Bundesnetzagentur diese Zinssätze festlegen, sodass sie deutlich variieren können. Aus diesem Grund wird im Folgenden die Sensitivität der Wasserstoffnetzentgelte auf die EK-Zinssätze untersucht.

Für die Sensitivitätsanalyse werden beispielhaft das Typnetz und der Entwicklungspfad mit den über den Betrachtungszeitraum niedrigsten (Typnetz „städtisch – viel Industrie“ im Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau) und höchsten (Typnetz „städtisch – wenig Industrie“ mit dem Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse (< 20 km)“) Wasserstoffnetzentgelten betrachtet. Ausgangspunkt der Analyse sind 9 % vor Steuer für Neuanlagen und 7,73 % vor Steuer für

Altanlagen. Diese werden ab dem Jahr 2027 um ungefähr 2 Prozentpunkte erhöht bzw. um vier r Prozentpunkte abgesenkt.

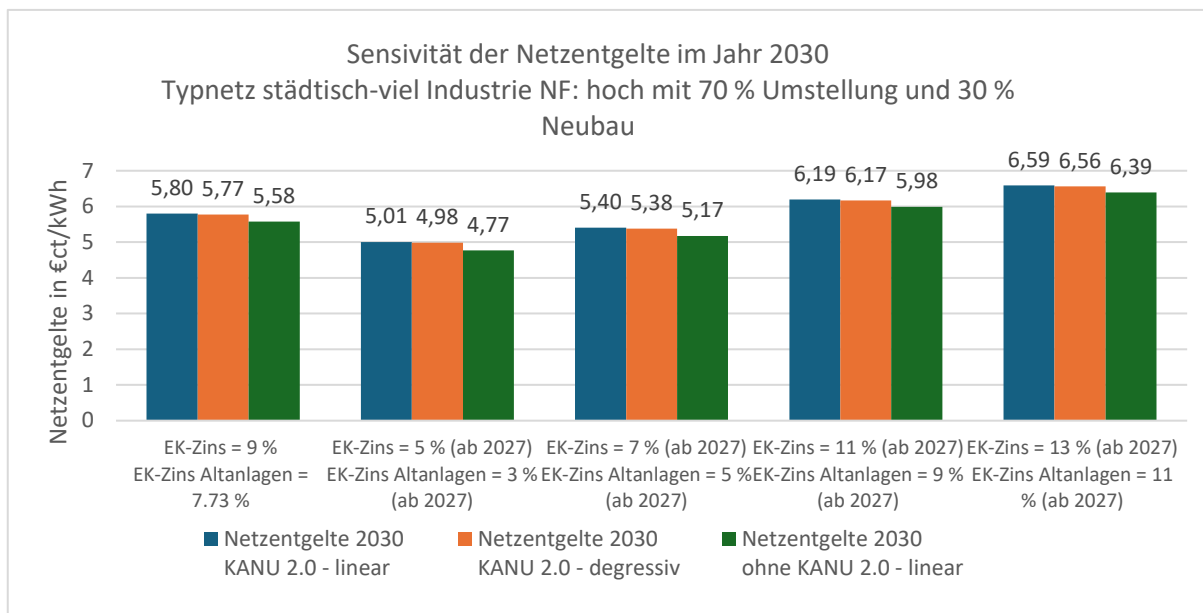


Abbildung 27: Sensitivität der Wasserstoffnetzentgelte auf variierende EK-Zinssätze im Jahr 2030 für das Typnetz „städtisch – viel Industrie“ im Entwicklungspfad „NF: hoch“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

Für das Typnetz „städtisch – viel Industrie“ im Entwicklungspfad „Hohe H₂-Nachfrage“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (niedrigste Wasserstoffnetzentgelte) verdeutlicht Abbildung 27 die Wirkung der EK-Zinsvariationen im Jahr 2030. Der linke Balkenblock zeigt die ursprünglichen Wasserstoffnetzentgelte mit konstanten Zinssätzen, die nächsten beiden Balkenblöcke zeigen die Wasserstoffnetzentgelte bei sinkenden EK-Zinssätzen und die letzten beiden Balkenblöcke bei steigenden. Je geringer die EK-Zinssätze, desto niedriger die Netzentgelte und vice versa. Ein um 2 Prozentpunkte niedrigerer EK-Zinssatz führt somit zu rund 7 % niedrigeren Wasserstoffnetzentgelten im Jahr 2030. In absoluten Zahlen liegt die Variierung zwischen 5 Eurocent/kWh und rund 7 Eurocent/kWh.

Abbildung 28 zeigt die entsprechende Wirkung der EK-Zinssatzvariation auf die Wasserstoffnetzentgelte im Jahr 2030 für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie“ mit dem Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse (< 20 km)“ (höchste Netzentgelte). Wie auch bei der vorherigen Betrachtung sinken und steigen die Wasserstoffnetzentgelte entsprechend der EK-Zinssätze. Eine Verringerung der EK-Zinssätze um 2 Prozentpunkte führt zu rund 6 % niedrigeren Netzentgelten. Aufgrund der hohen Netzentgelte in diesem Typnetz mit diesem Entwicklungspfad schwanken die Wasserstoffnetzentgelte deutlich stärker, sodass diese sich um bis zu rund 9 Eurocent/kWh verringern bzw. bis zu rund 13 Eurocent/kWh erhöhen bei einer Erhöhung des EK-Zinssatzes um 4 Prozentpunkte.

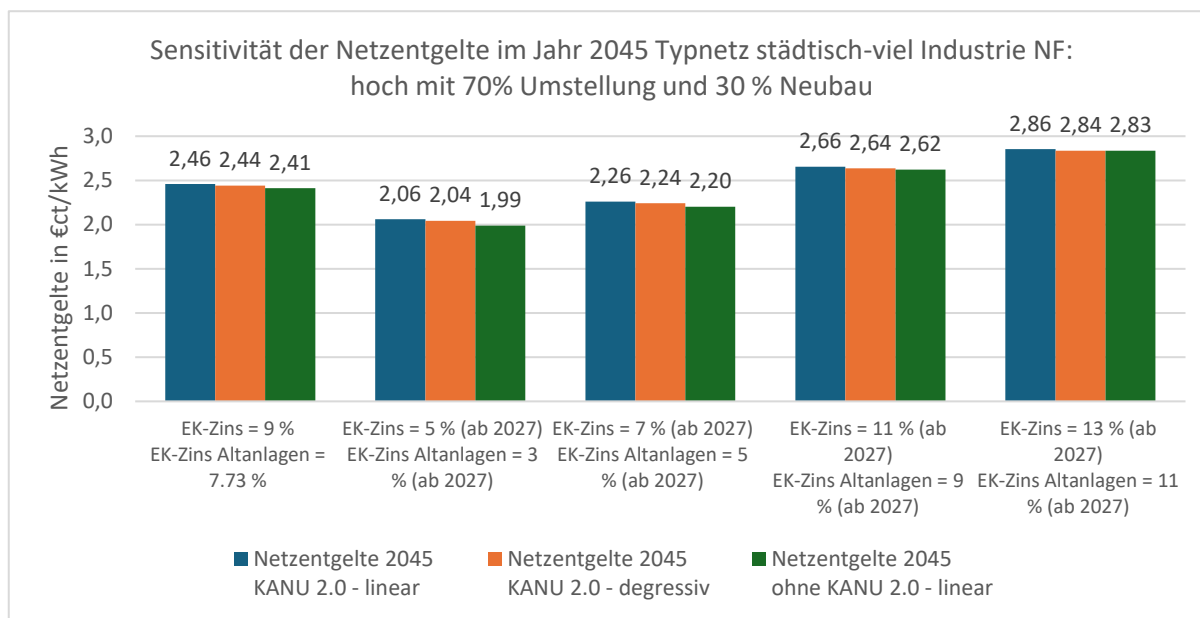


Abbildung 28: Sensitivität der Wasserstoffnetzentgelte auf variierende EK-Zinssätze im Jahr 2045 für das Typnetz „städtisch – viel Industrie“ im Entwicklungspfad „NF: hoch“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

Die Variationen der Wasserstoffnetzentgelte je nach variiertem EK-Zinssatz für das Jahr 2045 werden in Abbildung 28 für Typnetz „städtisch – viel Industrie“ im Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (niedrigste Netzentgelte) und in Abbildung 29 für Typnetz „städtisch – wenig Industrie“ mit dem Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse (< 20 km)“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (höchste Netzentgelte) dargestellt. Eine Reduktion der Zinssätze um 2 Prozentpunkte führt im Falle der niedrigsten Netzentgelte zu einer Verringerung um rund 8 % und bei den höchsten Netzentgelten um rund 6 %. In absoluten Zahlen variieren die niedrigsten Netzentgelte lediglich bis zu 0,4 Eurocent/kWh und die höchsten Netzentgelte bis zu 0,7 Eurocent/kWh.

Insgesamt zeigt sich, dass eine Senkung der EK-Zinssätze zu einer deutlichen Reduktion der Netzentgelte führt, während eine Erhöhung entsprechend gegenläufige Effekte bewirkt. Eine Absenkung der EK-Zinssätze um 2 Prozentpunkte führt im Jahr 2030 im Falle der niedrigsten Netzentgelten zu einer Verringerung von rund 7 %, was absolut etwa 5 Eurocent/kWh bis 7 Eurocent/kWh entspricht. Bei den höchsten Netzentgelten reduziert sich das Niveau um ca. 6 %, entsprechend einer absoluten Differenz von 9 Eurocent/kWh bis 13 Eurocent/kWh. Im Jahr 2045 fällt die prozentuale Veränderung ähnlich aus, liegt jedoch aufgrund sinkender Gesamtniveaus absolut nur noch zwischen 0,4 Eurocent/kWh und 0,7 Eurocent/kWh.

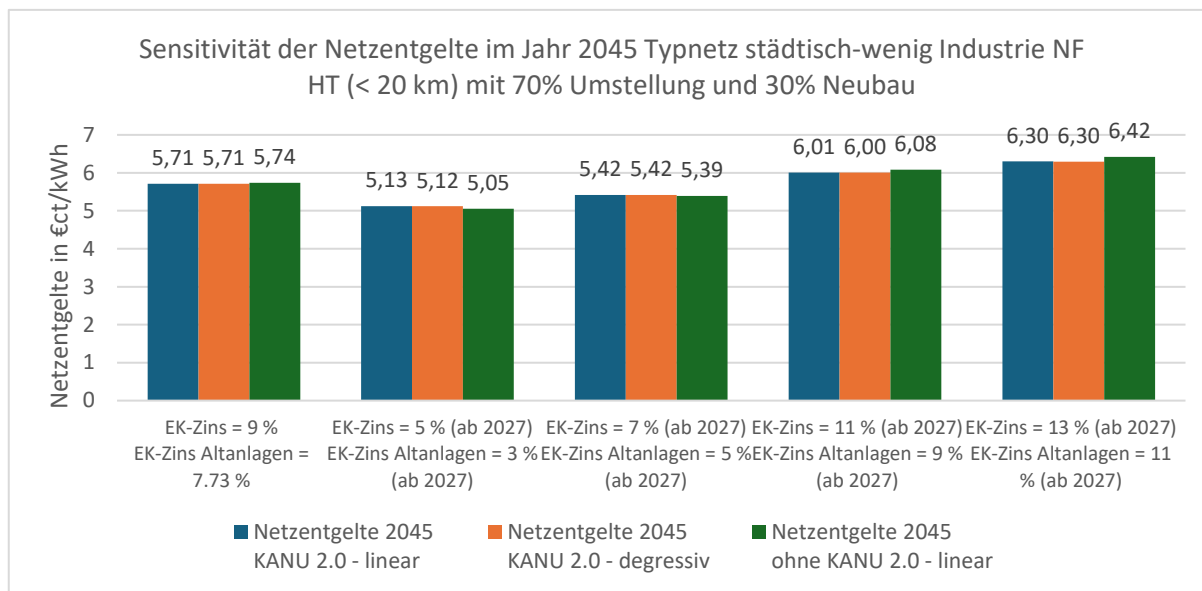


Abbildung 29: Sensitivität der Wasserstoffnetzentgelte auf variierende EK-Zinssätze im Jahr 2045 für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie“ im Entwicklungspfad „NF: HT (< 20 km) mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

5.2 Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit der berechneten Netzentgelte im Wasserstoffbereich

5.2.1 Analyisierte Typnetze

Die Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit und die Diskussion etwaiger netzentgeltflankierender Maßnahmen wird nachfolgend illustrativ anhand von zwei ausgewählten Typnetzen vorgenommen. Die Auswahl dieser beiden Typnetze beruht auf der Auswertung der Ergebnisse aus Kapitel 5.1. So werden das Typnetz mit den niedrigsten modellierten Netzentgelten gemessen an dem mengengewichteten Mittelwert über den Zeitverlauf hinweg (siehe Tabelle) sowie das Typnetz mit den niedrigsten Entgelten aus dem als realistisch angesehenen Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ (vgl. Diskussion in Kapitel 3.6) ausgewählt. Der mengengewichtete Mittelwert wurde dabei gewählt, um statistische Verzerrungen durch besonders hohe Entgelte bei geringer Nachfrage in den Anfangsjahren zu vermeiden und stattdessen die Entgelte abzubilden, die über den Zeitverlauf im Durchschnitt pro eingekaufter kWh anfallen würden. Die beiden ausgewählten Typnetze sind die nachfolgenden:

1. Städtisch – viel Industrie NF: hoch (mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau)
2. Städtisch – viel Industrie NF: HT (mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau)

Tabelle 15: Darstellung der niedrigsten mengengewichteten Mittelwerte der Netzentgelte entlang möglicher Szenarien

Mengengewichteter Mittelwert	KANU 2.0 – lineare Abschreibung Netzentgelte in Euro-cent/kWh	KANU 2.0 – degressive Abschreibung Netzentgelte in Euro-cent/kWh	Ohne KANU 2.0 – lineare Abschreibung Netzentgelte in Euro-cent/kWh
Städtisch – viel Industrie NF: hoch 70 30	2,64	2,62	2,56
Ländlich – viel Industrie NF: hoch 70 30	3,09	3,02	3,05
Städtisch – viel Industrie NF: hoch 60 40	3,16	3,13	3,05
Ländlich – wenig Industrie NF: hoch 70 30	3,24	3,20	3,16
Städtisch – wenig Industrie NF: hoch 70 30	3,32	3,31	3,20
Ländlich – viel Industrie NF: hoch 60 40	3,54	3,47	3,48
Ländlich – wenig Industrie NF: hoch 60 40	3,78	3,74	3,68
Städtisch – wenig Industrie NF: hoch 60 40	3,95	3,94	3,81
Städtisch – viel Industrie NF: HT 70 30	4,02	3,99	3,92
Ländlich – viel Industrie NF: HT 70 30	4,79	4,72	4,73
Städtisch – viel Industrie NF: HT (< 20km) 70 30	5,20	5,17	5,08
Ländlich – viel Industrie NF: HT (< 20km) 70 30	6,30	6,22	6,21
Ländlich – wenig Industrie NF: HT 70 30	8,09	8,06	7,95
Städtisch – wenig Industrie NF: HT 70 30	9,05	9,05	8,86
Ländlich – wenig Industrie NF: HT (< 20km) 70 30	12,02	11,98	11,82
Städtisch – wenig Industrie NF: HT (< 20km) 70 30	13,73	13,72	13,46

Das Netztyp „städtisch – viel Industrie NF: hoch“ stellt dabei das mit den günstigsten Netzentgelten dar. Er ist von einer hohen Wasserstoff-Gesamtnachfrage, insbesondere einer Nachfrage im Gebäudesektor geprägt. Das zweite hier näher untersuchte Typnetz „städtisch – viel Industrie NF: HT“ folgt dem Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ und ist damit von einer Industrienachfrage geprägt, die insbesondere durch die Nachfrage schwer zu dekarbonisierender industrieller Hochtemperaturprozesse sowie einer eher moderaten Nachfrage im Gebäudesektor im unmittelbaren Umfeld der Industriestandorte bestimmt wird.

5.2.2 Kriterien der wirtschaftlichen Tragfähigkeit

Um eine Einordnung der in Kapitel 5.1 berechneten Netzentgelte für die verschiedenen Typnetze vorzunehmen, sind Kriterien festzusetzen, anhand derer eine Bestimmung erfolgen kann, ob und inwieweit die berechneten Verteilernetzentgelte im Wasserstoffbereich wirtschaftlich tragfähig sind. Die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Netzentgelten ist ein wichtiger Faktor für die Verteilernetzbetreiber und

Endkunden. Sie beeinflusst die Höhe der Endenergiepreise für Wasserstoff und die Investitionsbereitschaft in den Netzausbau. Es ist wichtig, dass die Netzentgelte so gestaltet sind, dass sie sowohl für die Netzbetreiber als auch für die Verbraucher tragbar und zumutbar sind, damit der Aufbau und die Nutzung der entsprechenden Verteilernetze gesichert sind.

Um die wirtschaftliche Tragfähigkeit zu umreißen, werden folgende Punkte genauer betrachtet:

- Vergleich mit bisherigen durchschnittlichen Netzentgelten für Gas
- Vergleich mit prognostizierten zukünftigen Netzentgelten für Gas
- Gesamtkosten Wasserstoff
- Zusammensetzung und Verhältnis der Kostenkomponenten
- Vorhandensein industrieller Ankerkunden

Ebenso sollten für die Ermittlung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit auch die Gesamtkosten der alternativen Energieträger in ihren spezifischen Anwendungen (beispielsweise Wärmepumpe oder Prozesswärme im Gewerbe- oder Industriebereich) betrachtet und verglichen werden. Dies übersteigt jedoch den hier gesetzten Rahmen und sollte in Folgeuntersuchungen systematisch durchgeführt werden.

5.2.3 Anwendung der Kriterien der wirtschaftlichen Tragfähigkeit auf die ermittelten Netzentgelte bei ausgewählten Verteilernetztypen

Vergleich mit bisherigen durchschnittlichen Netzentgelten für Erdgas

Zum Stichtag 1. April 2024 betrug das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt für Haushaltskundinnen und -kunden, einschließlich der Gebühren für Messung und Messstellenbetrieb, 1,93 Eurocent/kWh. Im Vergleich zum Vorjahr (2023: 1,89 Eurocent/kWh) ist dieser Wert um etwa 2 % gestiegen. Bei den Gewerbekunden lag das arithmetische Mittel des Netzentgelts, ebenfalls inklusive der Gebühren für Messung und Messstellenbetrieb, zum 1. April 2024 bei 1,59 Eurocent/kWh (2023: 1,48 Eurocent/kWh). Für Industriekunden stieg das arithmetische Mittel des Netzentgelts zum gleichen Stichtag auf 0,62 Eurocent/kWh (2023: 0,39 Eurocent/kWh). Im deutschlandweiten Marktgebiet THE haben die Fernleitungsnetzbetreiber am 25. Mai 2024 das neue Briefmarkenentgelt veröffentlicht. Ab 2026 wird das Jahresentgelt für eine feste, frei zuordenbare Ein- und Ausspeisekapazität 7,06 €/(kWh/h)/a betragen.

Die Netzentgelte sind dabei in Deutschland regional sehr unterschiedlich entlang der jeweiligen Gegebenheiten. Solche regionalen Unterschiede sind auch für Wasserstoffverteilernetze zu erwarten, weshalb sich die hier modellierten Netzentgelte für die verschiedenen Typnetze in der Realität auch entsprechend unterscheiden würden (siehe illustrativ Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden und Industriekunden in Deutschland Abbildung 31).

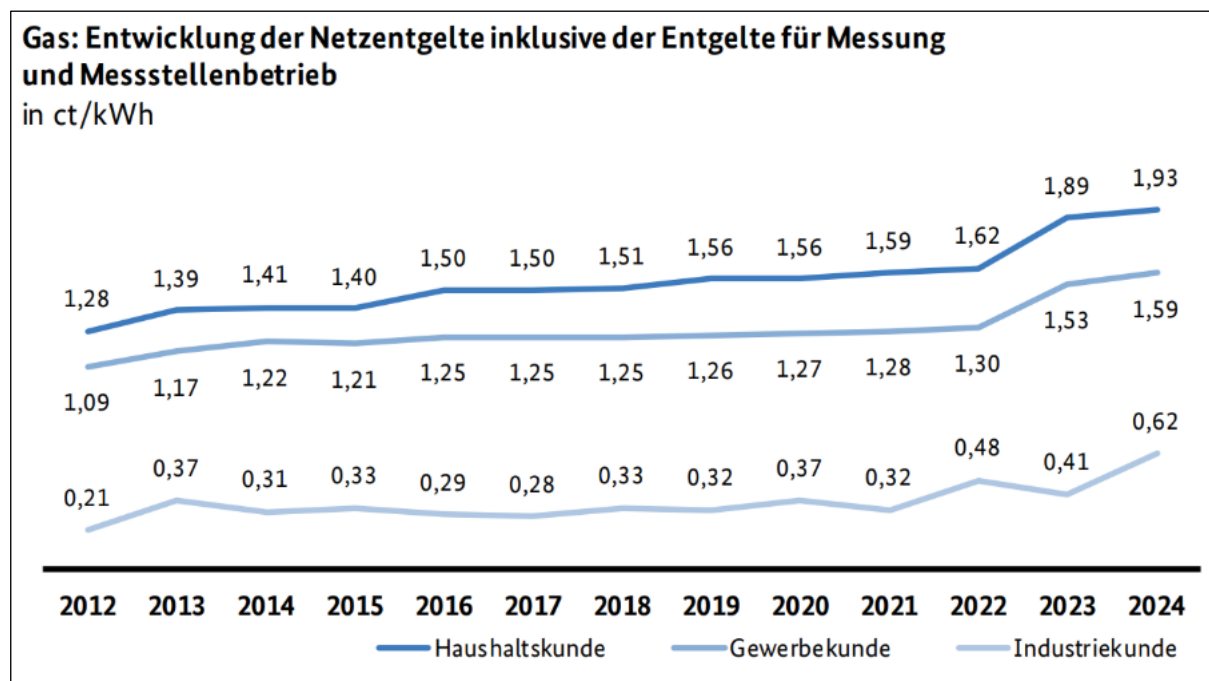


Abbildung 31: Entwicklung der Netzentgelte 2012 bis 2024; Quelle: BNetzA Monitoringbericht 2024

Bundesland	Industriekunden (ct/kWh)	Haushaltskunden (ct/kWh)
Baden-Württemberg	0,43	1,89
Bayern	0,41	1,75
Berlin	0,34	1,45
Brandenburg	0,38	1,9
Bremen	0,29	2,07
Hamburg	0,28	1,53
Hessen	0,39	1,72
Mecklenburg-Vorpommern	0,64	1,87
Niedersachsen	0,38	1,56
Nordrhein-Westfalen	0,38	1,75
Rheinland-Pfalz	0,45	1,81
Saarland	0,54	2,12
Sachsen	0,45	1,97
Sachsen-Anhalt	0,40	1,98
Schleswig-Holstein	0,46	1,8
Thüringen	0,52	1,9

Abbildung 30: Verteilung der mengengewichteten Mittelwerte der Nettonetzentgelte für Industrie- und Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2024 in Eurocent/kWh; BNetzA Monitoringbericht 2024

Vergleich mit prognostizierten zukünftigen Netzentgelten für Erdgas

Um die wirtschaftliche Tragfähigkeit der berechneten Wasserstoffnetzentgelte in einem schlüssigen Zukunftsbild beurteilen zu können, ist es zudem entscheidend, diese mit der prognostizierten Entwicklung von Erdgasnetzentgelten zu vergleichen. Darüber hinaus bildet Elektrifizierung eine weitere Dekarbonisierungsoption ab. Studien zeigen, dass im Strombereich eine Verdoppelung der aktuellen Netzentgelte (11,62 Eurocent/kWh für Haushaltskundinnen und -kunden) im Bereich des Möglichen liegt (vgl. BDEW 2024b).

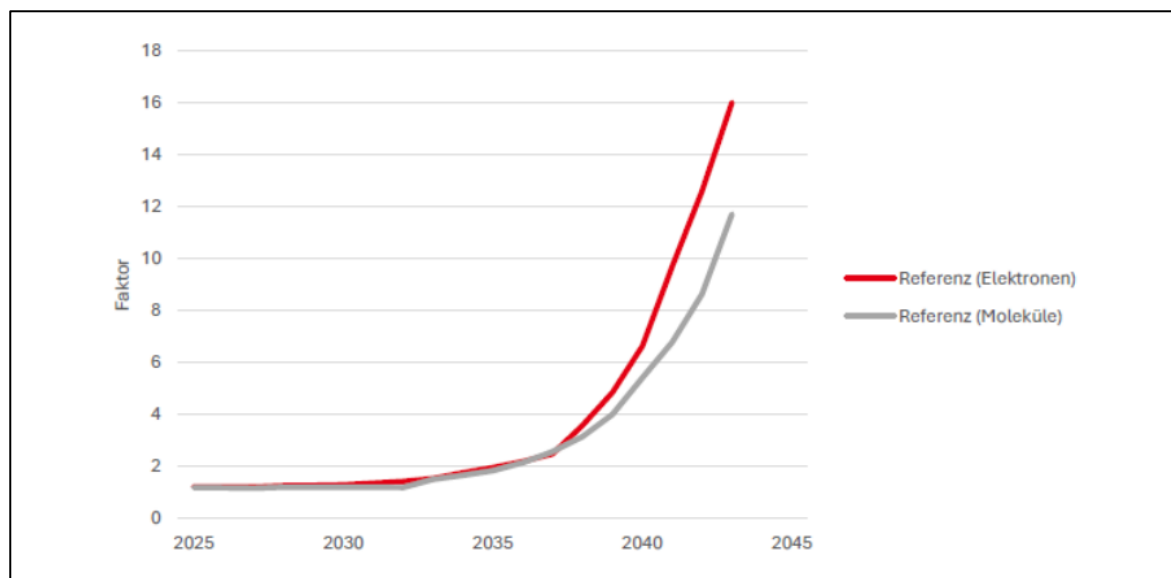


Abbildung 32: Prognostizierter Verlauf der nominalen Netzkosten für Erdgasverteilernetze; Quelle: Kremp und Mischinger, 2025, S. 157 f.

Für zukünftige Gasnetzentgelte wird in der im Juli 2025 erschienenen Verteilernetzstudie II davon ausgegangen, dass bei der (ungesteuerten) Transformation Gasnetze die Netzentgelte (basierend auf Netzkosten bis 2045) um den Faktor 12 (Molekül-Szenario auf Grundlage des Langfristszenario O45-Strom) bis Faktor 16 (Elektronen-Szenario auf Grundlage des Langfristszenario O45-Strom) ansteigen können (siehe Abbildung 32). Auf diesen Pfaden steigen die Netzentgelte bis 2035 um den Faktor 2. Dieser Anstieg wurde als Grundlage für die prognostizierten zukünftigen Netzentgelte für Gas mit dem Ausgangswert von 1,9 Eurocent /kWh verwendet (Wert für 2024 für Haushaltskundinnen und -kunden) (BNetzA 2025). Auch wenn wegen der neu im Energiewirtschaftsgesetz einzuführenden Verteilernetzentwicklungsplanung nicht von einer ungesteuerten Transformation auszugehen ist, werden aufgrund fehlender anderweitiger Prognosen die Werte aus der Verteilernetzstudie II zur Veranschaulichung verwendet. Es ist davon auszugehen, dass bei einer gesteuerten Transformation die Gasnetzentgelte zwar auch steigen, aber in weniger starkem Umfang. Eine weitergehende Untersuchung und Prognose der Entwicklung der Gasnetzentgelte steht aus.

Tabelle 16 zeigt, dass die prognostizierten Erdgasnetzentgelte bis 2045 auf 23 Eurocent/kWh ansteigen können und ein zehnfaches der dann zu erwartenden Wasserstoffnetzentgelte betragen würden. Die Wasserstoffnetzentgelte erreichen 2045 ein leicht höheres Niveau als das der aktuellen Erdgasnetzentgelte. Bei dem günstigsten Typentz sinkt das Netzentgelt über den Zeitverlauf deutlich schneller und

erreicht damit früher Parität mit dem prognostizierten Erdgasnetzentgelt, hier liegt jedoch der optimistische Entwicklungspfad basierend auf dem O45-Langfrisszenario zugrunde, der nicht als der realistisch erwartbare Entwicklungspfad gesehen wird.

Tabelle 16: Vergleich modellierter Wasserstoffnetzentgelte mit prognostizierten Erdgasnetzentgelten

	Modellierte Wasserstoffverteilernetzentgelte in Eurocent/kWh		Prognostizierte Erdgasnetzentgelte in Eurocent/kWh
	Städtisch – viel Industrie / NF: HT	Städtisch – viel Industrie / NF: hoch	
2025	403,8575	94,4818	1,9300
2030	17,7165	5,7997	2,8950
2035	4,5755	2,6636	3,8600
2040	3,2000	2,4778	13,5100
2045	2,7994	2,4577	23,1600

Abbildung 33 zeigt die Entwicklung der verschiedenen Netzentgelte. Hier ist erkennbar, dass die modellierten Wasserstoffnetzentgelte in den 2030er-Jahren günstiger als die prognostizierten Erdgasnetzentgelte sein werden. Die Y-Achse wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit für den späteren Kurvenverlauf auf 50 Eurocent/kWh begrenzt. Hier ist darauf hinzuweisen, dass der Startpunkt des Netzentgelts des Typnetzes „städtisch – viel Industrie / NF: hoch“ bei 4 Euro pro kWh startet.

Es wird deutlich, dass insbesondere in den späten 2020er- und frühen 2030er-Jahren die Wasserstoffnetzentgelte prohibitiv hoch sind und im Vergleich zum heutigen Niveau auch 2045 teurer sein werden.

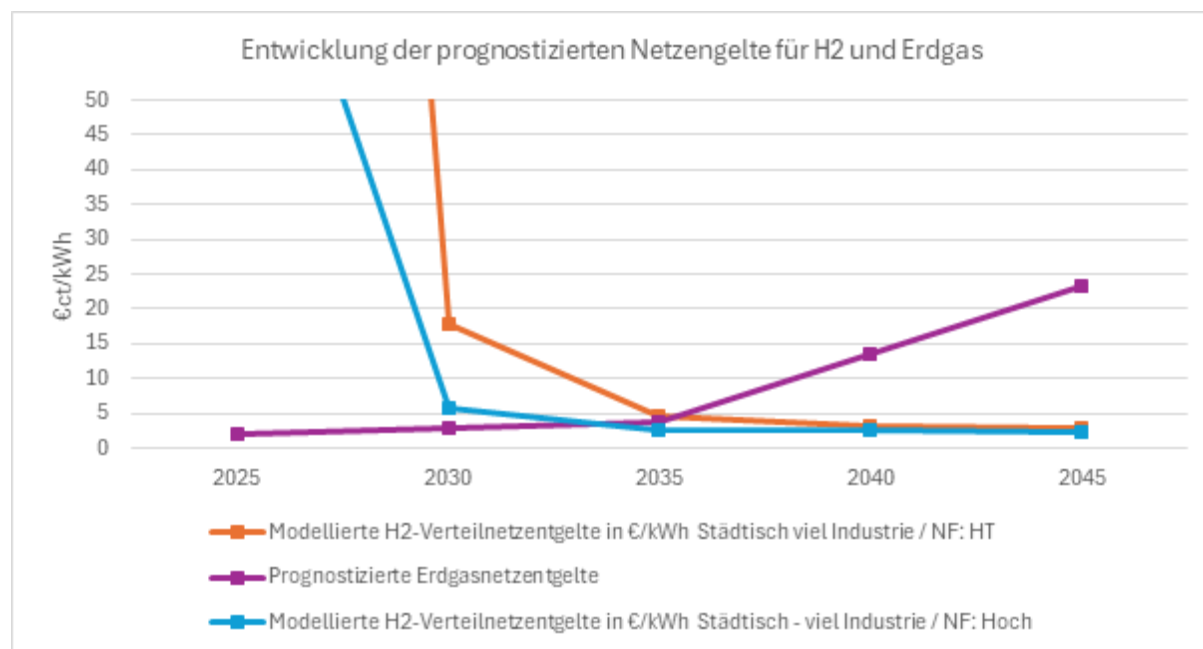


Abbildung 33: Entwicklung der prognostizierten Netzentgelte für Wasserstoff und Erdgas

Die Verfügbarkeit von alternativen Dekarbonisierungsoptionen kann die Zahlungsbereitschaft für hohe Netzentgelte bei Endkunden mindern.

Gesamtkosten Wasserstoff

Für die Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit von Wasserstoffverteilernetzen ist es nicht ausreichend, allein die Höhe der Netzentgelte zu betrachten. Entscheidend ist ebenso, welchen Anteil diese Entgelte an den gesamten Wasserstoffkosten für Endkunden haben und wie diese Gesamtkosten im Vergleich zu alternativen Dekarbonisierungsoptionen einzuordnen sind. Im Folgenden werden daher die Gesamtkosten der Wasserstoffversorgung in den beiden untersuchten Typnetzen beispielhaft dargestellt und der relative Einfluss der Netzentgelte analysiert. Die hier zugrunde gelegten Gesamtkosten für Wasserstoff setzen sich wie folgt zusammen:

- „Beschaffung und Vertrieb“ = Produktions- und Vertriebskosten für Wasserstoff
- „Netzentgelte“ = Transportentgelte auf Verteilernetzebene + Transportkosten auf Kernnetzebene
- „Abgaben und Steuern“ = nachfolgend pauschal festgesetzt auf 15 % der Gesamtkosten, einschließlich Netzentgelte sowie Beschaffung und Vertrieb

Alle Werte werden in Eurocent pro kWh aufgeführt und betrachtet.

Für die Gesamtkosten des Wasserstoffs im Verteilernetz sind die Produktionskosten ein entscheidender Kostenfaktor. Um eine Spannbreite aufzuzeigen, wurden für die Ermittlung der Gesamtkosten von Wasserstoff zwei verschiedene Studien zugrunde gelegt, mit denen sich eine sinnvolle Varianz der zu erwartenden Produktionskosten darstellen lässt. Ebenso wird dadurch deutlich, wie groß der Anteil der Produktionskosten an den Gesamtkosten ist. Zum einen wurde die im Juli 2025 von FfE publizierte Studie „Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht – Diskussionspapier“ herangezogen. Hier wurden für 2025 9,80 €/kg und für 2040 7,40 €/kg Wasserstoffgestehungskosten (ohne Transportnetzentgelte) ermittelt. Zum anderen wurden die in dem von Prognos veröffentlichtem Whitepaper „Zukünftige Wasserstoffpreise. Kurzbericht zur Darlegung anzunehmender Wasserstoffpreise in Energieszenarien“ (März 2025)⁷ ermittelten Wasserstoffpreise von 5,27 €/kg in 2025 und 3,56 €/kg in 2045⁸ zugrunde gelegt. Die jahresscharfen Werte wurden durch lineare Interpolation der in den Publikationen angegebene Stützjahre ermittelt.

Für die Transportkosten auf Kernnetzebene wurde der von der Bundesnetzagentur für das Hochlaufentgelt vorgeschlagene Wert von 25 €/kWh/h/a zugrunde gelegt und entsprechend umgerechnet⁹, sodass als Transportkosten 0,381 Eurocent/kWh Wasserstoff angenommen wurden. Die Transportkosten wurde ohne Entgelte für Ein- und Ausspeicherung ermittelt. Je nach Anwendungsfall wären diese Kosten also noch zusätzlich hinzuzufügen.

Mit Tabelle 17 wird deutlich, welchen Einfluss die Grundlage für angenommene Wasserstoffgestehungskosten hat.

⁷ https://www.prognos.com/sites/default/files/2025-03/Prognos_Wasserstoffpreise%20in%20Szenarien.pdf

⁸ Umgerechnet aus den Werten von 160,5 €/MWh für 2025 und 118,5 €/MWh in 2045.

⁹ In Brennwert bei 75 % Nutzung gebuchter Kapazitäten

Tabelle 17: Wasserstoffkosten aus Beschaffung und Vertrieb in €/kWh

	Wasserstoffkosten aus Beschaffung und Vertrieb in Eurocent/kWh			
	Städtisch – viel Industrie / NF: HT – (FfE)	Städtisch – viel Industrie / NF: HT – (Prognos)	Städtisch – viel Industrie / NF: hoch – (FfE)	Städtisch – viel Industrie / NF: hoch – (Prognos)
2025	25,7	14,2	25,7	14,2
2030	23,6	13,0	23,6	13,0
2035	21,6	11,8	21,6	11,8
2040	19,6	10,6	19,6	10,6
2045	17,5	9,8	17,5	9,8

Um die Gesamtkosten für Wasserstoff beim Endkunden zu ermitteln (siehe Tabelle), wurde zu den Preiskomponenten „Beschaffung und Vertrieb“ (siehe Tabelle) und „Netzentgelte“ der Anteil für Steuern und Abgaben (pauschal auf 15 % festgesetzt) entsprechend addiert.

Tabelle 18: Gesamtsumme Wasserstoffkosten in Eurocent/kWh

	Gesamtsumme Wasserstoffkosten in €/kWh			
	Städtisch – viel Industrie / NF: HT – (FfE)	Städtisch – viel Industrie / NF: HT – (Prognos)	Städtisch – viel Industrie / NF: hoch – (FfE)	Städtisch – viel Industrie / NF: hoch – (Prognos)
2025	505,3	491,8	141,3	127,8
2030	48,6	36,1	34,6	22,1
2035	30,8	19,2	28,5	17,0
2040	26,8	16,2	25,9	15,3
2045	23,9	14,8	23,5	14,4

In der allgemeinen Diskussion zum Wasserstoffhochlauf ist die Angabe des Wasserstoffpreises in €/kg geläufig, weshalb nachfolgend in Tabelle 19 die Gesamtkosten des Wasserstoffs entsprechend angegeben werden. Es wird deutlich, dass die Gesamtkosten des Wasserstoffs für Endkunden in Verteilernetzen insbesondere in den 2020er- und 2030er-Jahren die erwartbare Zahlungsbereitschaft sehr deutlich übersteigen dürften.

Tabelle 19: Gesamtsumme Wasserstoffkosten in €/kg

	Gesamtsumme in €/kg H ₂			
	Städtisch – viel Industrie / NF: HT – (FfE)	Städtisch – viel Industrie / NF: HT – (Prognos)	Städtisch – viel Industrie / NF: hoch – (FfE)	Städtisch – viel Industrie / NF: hoch – (Prognos)
2025	198,97	193,46	55,65	51,20
2030	19,15	14,20	13,63	9,59
2035	12,12	7,56	11,23	7,60
2040	10,54	6,37	10,21	6,98
2045	9,41	5,84	9,26	6,70

Zusammensetzung und Verhältnis der Kostenkomponenten

Um ein besseres Verständnis von der Zusammensetzung der Kosten zu bekommen, wird nachfolgend das prozentuale Verhältnis der Kostenkomponenten zueinander analysiert.

Die Analyse der Zusammensetzung der Kostenkomponenten und deren Verhältnis zueinander zeigt, dass in den Anfangsjahren ungedeckelte Netzentgelte die Wasserstoffpreise auf Verteilernetzebene erheblich in die Höhe treiben würden und Entgelte dadurch einen sehr großen Anteil an den Wasserstoffgesamtkosten einnehmen – selbst bei bereits hohen Wasserstoffgestehungskosten. Der Anteil an den Gesamtkosten sinkt dann kontinuierlich und erreicht ab 2040 im Vergleich zur heutigen Kostenstruktur Verhältnisse, wie sie in der derzeitigen Erdgaspreiszusammensetzung zu beobachten sind¹⁰. Dieser Entwicklung der Kostenstruktur ist beispielhaft in Abbildung 34 für das Typnetz „städtisch – viel Industrie NF: HT“ und die prognostizierten Wasserstofferzeugungskosten nach FfE (2025) dargestellt. Bei niedrigeren Erzeugungskosten, wie sie etwa von Prognos (2025) berechnet wurden, würde der Anteil der Verteilernetzentgelte an den Gesamtkosten im Zieljahr 2045 entsprechend höher liegen. Es wird darüber hinaus auch deutlich, dass neben den hohen Gestehungskosten die ungedeckelten hohen Netzentgelte in den 2020er- und 2030er-Jahren der wirtschaftlichen Tragfähigkeit der Verteilernetze entgegenstehen. Inwieweit dies durch netzentgeltflankierende Maßnahmen adressiert werden kann, wird in Kapitel 5.3 näher betrachtet.

¹⁰ Für 2024 setzte sich der durchschnittliche Haushaltskundenpreis für Erdgas aus 57 % Beschaffung, Vertrieb und Marge (7,12 Eurocent/kWh), 15,5 % Netzentgelt (1,93 Eurocent/kWh) sowie 27,5 % Steuern, Abgaben und Umlagen (3,44 Eurocent/kWh) zusammen. Quelle: BNetzA <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/PreiseAbschlaege/Tarife-table.html>

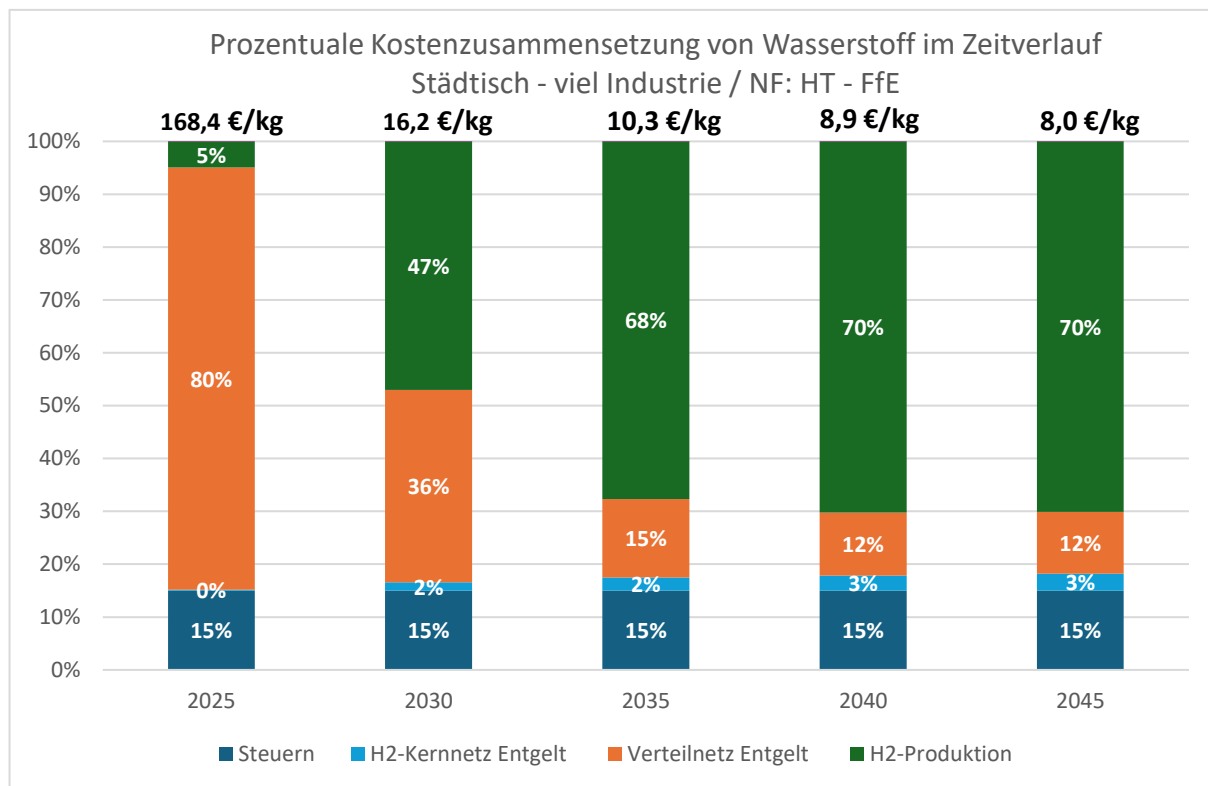


Abbildung 34: Prozentuale Kostenzusammensetzung von Wasserstoff im Zeitverlauf für das Szenario „städtisch – viel Industrie NF: HT“ und den berechneten Erzeugungskosten nach FfE (2025)

Vorhandensein industrieller Ankerkunden

Die Auswertung aller modellierten Netzentgelte der verschiedenen Typnetze zeigt, dass innerhalb der einzelnen Typnetze jene die günstigsten Netzentgelte generieren, die durch hohe industrielle Nachfrage gekennzeichnet sind. Die Berücksichtigung aller potenziellen Industrieabnehmer in die Netzplanung senkt die Netzentgelte (sofern der Wasserstoffbezug auch wirklich stattfindet) und zeigt die Bedeutung der industriellen Ankerkunden, die mit ihrer signifikanten Wasserstoffnachfrage deutlich zur wirtschaftlichen Tragfähigkeit der Netze beitragen. Die Modellierung der Netzentgelte (siehe Kapitel 5.1.3) zeigt, dass sich die Entgelte für die Typnetze in dem Entwicklungspfad "Hochtemperatur-Prozesse" Hochtemperatur-Entwicklungspfad ohne 20-km-Beschränkung besser entwickeln, als wenn eine Beschränkung bezüglich des Abstands der Verteilernetze zum Kernnetz festgesetzt wird. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass auch über 20 km Abstand zum Wasserstoffkernnetz hinaus punktuell genug industrielle Nachfrage industrieller Kunden besteht, die im städtischen Kontext angeschlossen werden könnten. Bei der Netzplanung und der Entscheidung über etwaige netzentgeltflankierende Maßnahmen sollte entsprechend abgesichert sein, dass solche industriellen Ankerkunden im Netzgebiet vorhanden sind und sie dann auch verbindlich Wasserstoff über die auszubauenden Wasserstoffnetze beziehen werden. Dies könnte beispielsweise in Rückgriff auf die Vorgaben des aktuellen Gasnetztransformationsplans von H2vorOrt geschehen, der verschiedene Härtegrade (HG) in der Langfristplanung definiert, die die Wahrscheinlichkeit der Realisierung der Nachfrage widerspiegeln sollen (siehe Abbildung 35). Für die konkrete Netzplanung sollte mindestens HG 1 oder eine gesicherte Zusage für den Bezug von Wasserstoff durch (Groß-)Abnehmer vorliegen. Nur wenn diese sich dann auch

Härtegrade H ₂ in der LFP 2.0 (Arbeitsstand)	Für Bestand und zukünftige Kunden	
	RLM & ggf. große SLP mit Prozessgas	SLP (Rest)
	Kraftwerke / Industrie / Mittelstand	GHD / Gebäude
HG 3 möglich	Härtegrad 3 enthält alle RLM-Kunden, bei denen eine Versorgung mit H₂ grundsätzlich möglich ist, d.h. die • Zukünftig nicht durch Biomethan oder anderes klimaneutrales Methan versorgt werden sollen • Methan nicht stofflich einsetzen • Gegenüber dem Netzbetreiber keinen Wegfall des Methanbedarfs aufgezeigt haben • Nicht in Härtegrad 1 oder 2 fallen	(1) Liegt eine KWP vor: Hierunter fallen Gebiete die in der kommunalen Wärmeplanung als Gebiete für die dezentrale Wärmeversorgung oder Wärmenetzgebiet geplant wurden, die nicht als komplett gesichert angesehen werden oder in denen zumindest eine Teilversorgung mit H₂ für möglich gehalten wird. (2) Liegt keine KWP vor, ist durch den VNB eine entsprechend möglichst zu (1) äquivalente Abschätzung vorzunehmen
HG 2 wahrscheinlich	Es liegt eine abgeschlossen schriftliche Vereinbarung (z.B. ein Letter-of-Intent) oder eine vom Netzkunden freigegebene Gesprächsdokumentation vor, in der der Netzkunde gegenüber den Verteilnetzbetreiber erklärt, dass er an der Lieferung von H₂ interessiert ist, wenn perspektivisch • die netzseitige Kapazität verfügbar ist und • ein H₂-Lieferant verfügbar ist, der H₂ zu einem marktgerechten Preis anbietet	(1) Liegt eine KWP vor: Hierunter fallen Gebiete, in denen ein RLM-Kunde mit Härtegrad 2 existiert oder nach KWP veröffentlichte Prüfgebiete. Eine Teilversorgung ist möglich, ebenso die partielle Zuordnung zu Härtegrad 3. (2) Liegt keine Wärmeplanung vor, ist durch den VNB eine entsprechend möglichst zu (1) äquivalente Abschätzung vorzunehmen.
HG 1 sehr wahrscheinlich	(1) Ein konkretes netzplanerisches Umsetzungskonzept erarbeitet wurde, das in der Netzbetreiberkaskade am jeweiligen Netzkopplungspunkt bzw. in der jeweiligen Ausspeiseseite einvernehmlich abgestimmt wurde oder (2) eine über Härtegrad 2 hinausgehende schriftliche Vereinbarung mit finanzieller Komponente (z.B. Plankostenzuschuss) geschlossen wurde.	(1) Liegt eine KWP vor: Hierunter fallen Gebiete, die in der kommunalen Wärmeplanung als Wasserstoffnetzgebiete veröffentlicht wurden oder Gebiete, in denen RLM-Kunden mit Härtegrad 1 existieren. Eine Teilversorgung ist möglich, ebenso die partielle Zuordnung zu Härtegrad 2 und Härtegrad 3. (2) Liegt keine Wärmeplanung vor, jedoch ein RLM-Kunde mit Härtegrad 1, so ist durch den VNB eine entsprechend möglichst zu (1) äquivalente Abschätzung vorzunehmen.
gesichert		

Abbildung 35: Härtegrade der Wasserstoff-Bedarfsplanung in der LFP 2.0 nach H2vorOrt

in konkrete langfristige Wasserstoffabnahme realisiert, wird die Wirtschaftlichkeit der Verteilernetze ermöglicht.

5.2.4 Zusammenfassung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit

Die wirtschaftliche Tragfähigkeit einer Netzauslastung bemisst sich nicht allein an den Wasserstoffnetzentgelten, die in Zukunft (ab den 2040er-Jahren) durchaus kompetitiv gegenüber Erdgasnetzentgelten werden können, sondern maßgeblich an der Zahlungsbereitschaft der Nutzer. Die Zahlungsbereitschaft wiederum wird nicht isoliert durch das Netzentgelt bestimmt, sondern durch die Gesamtkosten der Energiedienstleistung. Entscheidend ist also, wie die jeweilige Energiedienstleistung – etwa Raumwärme in Haushalten oder Prozesswärme in der Industrie – unter Berücksichtigung aller Kostenbestandteile (Energie, Infrastruktur, Betrieb) bereitgestellt werden kann. Die ermittelten Gesamtkosten für Wasserstoff können hier einen ersten Indikator darstellen, müssen jedoch im Rahmen eines systematischen Kostenvergleichs mit alternativen Dekarbonisierungstechnologien (z. B. Wärmepumpe, Nahwärme, Elektrifizierung industrieller Prozesse) eingeordnet werden, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit belastbar zu bewerten. Dies liegt jedoch außerhalb des Projektumfangs.

Vor diesem Hintergrund deuten die ermittelten Netzentgelte für die zwei hier untersuchten idealtypischen Netze

- günstigste Variante: „städtisch – viel Industrie / NF: hoch“ und
- günstigste realistische Variante: „städtisch – viel Industrie / NF: HT“

sowie die Zusammenschau mit den untersuchten Wirtschaftlichkeitsfaktoren – vorbehaltlich des erforderlichen systematischen Vergleichs mit den Gesamtkosten alternativer Dekarbonisierungspfade – darauf hin, dass für die modellierten Zeiträume jedenfalls ohne netzentgeltflankierende Maßnahmen eher von einer „strukturellen Unwirtschaftlichkeit“ als von einem „Restrisiko“ für etwaige Wasserstoffverteilernetze ausgegangen werden muss. Unter struktureller Unwirtschaftlichkeit ist hier zu verstehen, dass die erwartbaren Netzentgelte selbst unter günstigsten Rahmenbedingungen nicht ausreichen, um die erwartbaren Kosten für den Netzausbau zu decken.

Vor diesem Hintergrund wird in Kapitel 5.3 näher betrachtet, inwieweit netzentgeltflankierende Maßnahmen zur wirtschaftlichen Tragfähigkeit der berechneten Netzentgelte im Wasserstoffbereich beitragen können.

5.3 Bewertung von möglichen netzentgeltflankierenden Maßnahmen mit Blick auf den Aufbau der Wasserstoffverteilernetze

5.3.1 Instrumente netzentgeltflankierender Maßnahmen

Wie bereits aus den Interviews mit den Verteilernetzbetreibern hervorgegangen ist und durch die Modellierung der Netzkosten und -entgelte bestätigt wurde, sehen sich Verteilernetzbetreiber bei der Umstellung auf Wasserstoffverteilernetze mit erheblichen finanziellen Herausforderungen konfrontiert. Die bereits zu Beginn anfallenden hohen Investitionskosten für den Neubau und die Umstellung der Netze

treffen auf eine geringe Netzauslastung in der frühen Betriebsphase. Daraus resultieren in den Hochlaufjahren sehr hohe Netzentgelte, die für potenzielle Erstnutzer eine erhebliche wirtschaftliche Einstiegshürde darstellen. Dies kann Investitionsentscheidungen verzögern oder ganz verhindern und würde den Markthochlauf auf Verteilernetzebene systematisch gefährden. Zudem besteht die Gefahr, dass sich die Nachfrageentwicklung nicht im erwarteten Umfang realisiert und eine Refinanzierung der Netzinvestitionen über die Zeit hinweg ausbleibt. Dadurch sind Verteilernetzbetreiber einem Risiko ausgesetzt, das sie nicht eigenständig tragen können, insbesondere jene, die parallel in den Ausbau von Fernwärme- oder Stromnetzen investieren.

Die Beurteilung geeigneter Finanzierungsinstrumente für den Aufbau von Wasserstoffverteilernetzen sollte daher anhand von drei zentralen Kriterien erfolgen. Erstens ist die wirtschaftliche Tragfähigkeit entscheidend. Es sollte sichergestellt sein, dass der Aufbau und Betrieb von Wasserstoffverteilernetzen über den gesamten Zeitraum hinweg wirtschaftlich darstellbar und langfristig auch ohne Fördermaßnahmen tragfähig ist. Zusätzlich sollte ein verlässliches Geschäftsmodell ermöglicht werden, das sowohl für Verteilernetzbetreiber als auch für externe Kapitalgeber attraktiv ist. Dazu gehört ein angemessenes Rendite-Risiko-Verhältnis sowie Anreize für die Bereitstellung von ausreichenden Kapitalmitteln. Schließlich ist darauf zu achten, dass erste Wasserstoffnutzer in der Hochlaufphase nicht überproportional durch hohe Netzentgelte belastet werden.

Zweitens ist eine angemessene Risikoteilung zwischen Staat, Netzbetreibern und Netznutzern erforderlich. Besonders relevant ist dabei die Verteilung des Kostenrisikos für den Fall eines schleppend verlaufenden Nachfragehochlaufs auf Verteilernetzebene. Einseitige Risikozuweisungen an einzelne Akteure würden nicht nur deren Investitionsbereitschaft untergraben, sondern könnten auch die langfristige Tragfähigkeit des Systems gefährden. Zudem ist auf die Symmetrie der Finanzierungskosten zu achten. Die Kosten sollten primär von den Netznutzern getragen werden, die auch vom Netz profitieren. Es empfiehlt sich daher eine strukturelle Querfinanzierung, sofern diese überhaupt rechtlich zulässig wäre, zu vermeiden, da sie potenziell zu Fehlanreizen führen und die Akzeptanz des Finanzierungssystems untergraben könnte.

Drittens muss das jeweilige Finanzierungsmodell auch hinsichtlich seiner praktischen Umsetzbarkeit analysiert werden. In Anbetracht der vielfältigen Struktur der deutschen Verteilernetzlandschaft ist ein hoher Grad an Übertragbarkeit erforderlich. Die Modelle sollten deshalb grundsätzlich skalierbar und sowohl regional differenzierbar als auch auf Bundesebene anwendbar sein. Darüber hinaus darf der Komplexitätsgrad nicht so hoch sein, damit die Implementierung bzw. die administrative Steuerung die praktische Anwendbarkeit nicht erschwert.

Aufbauend auf Prognos (2024), worin bereits verschiedene Finanzierungskonzepte für ein Wasserstoffnetz in Österreich detailliert untersucht wurden, werden nachfolgend Kategorien für Finanzierungsmodelle definiert, woraus Instrumente für netzentgeltflankierende Maßnahmen abgeleitet werden können.

Intertemporale Kostenverschiebung

Modelle der intertemporalen Kostenverschiebung zielen darauf ab, die hohen Anfangsinvestitionen neuer Netzinfrastrukturen nicht unmittelbar auf die Netzentgelte umzulegen, sondern über die Zeit zu strecken. Im Mittelpunkt steht dabei ein Netzentgeltdeckel, der entweder über die Zeit hinweg konstant bleibt oder variabel im Zeitverlauf angepasst wird. Er begrenzt in der Frühphase die Entgelte, obwohl die tatsächlich anfallenden jährlichen Netzkosten deutlich höher ausfallen. Die Differenz zwischen den

Entgelterlösen und den tatsächlich anfallenden Kosten wird auf einem regulatorisch definierten Amortisationskonto jährlich gebucht und soll später, bei wachsender Netzauslastung, durch Mehrerlöse ausgeglichen werden. Das fortlaufende Saldo wird unterdessen zu marktüblichen oder vergünstigten Konditionen verzinst, um die Kapitalbindung während der Amortisationsphase wirtschaftlich auszugleichen. Die Verlagerung der Kosten führt somit dazu, dass das Entgeltniveau dauerhaft angehoben wird. Ein bekanntes Beispiel dafür ist das Amortisationskonto des Wasserstoffkernnetzes, das zusätzlich durch eine staatliche Wirtschaftlichkeitsgarantie abgesichert ist. Intertemporale Kostenverschiebungsmodelle können jedoch grundsätzlich auch ohne staatliche Garantien umgesetzt werden. Voraussetzung dafür sollte jedoch sein, dass der intertemporale Ausgleich durch eine Regulierungsbehörde überwacht und die ordnungsgemäße Rückführung der Salden sichergestellt wird. Um den Risikoausgleich für Netzbetreiber in einem solchen Modell zu gewährleisten, kann bei erfolgreichem Hochlauf zudem eine über den kalkulatorischen Zinssatz hinausgehende Renditekomponente vorgesehen werden.

Intertemporale Kostenverschiebungsmodelle dienen nicht nur der Finanzierung, sondern primär der Glättung von Netzentgelten. Sie können als zentraler Baustein eines Policy Mix fungieren und mit weiteren Instrumenten kombiniert werden, um die Voraussetzungen für einen marktgetriebenen Ausbau zu schaffen. Für Wasserstoffverteilernetze ist eine Übertragung dieser Modelle grundsätzlich möglich, aber mit gewissen Einschränkungen verbunden. Die regionale Nachfrageentwicklung kann schwer vorhersehbar sein und viele kleinere Betreiber verfügen nur über begrenzte Ressourcen, um die Zwischenfinanzierung zu stemmen. Dadurch kann das Risiko erhöht werden, dass angehäuften Mindererlöse nur verzögert oder nicht vollständig amortisiert werden. Dennoch bleibt die intertemporale Kostenverschiebung ein zentrales Instrument, um Investitionen in neue Netze marktverträglich zu gestalten. Ihre Wirksamkeit im Verteilernetzbereich kann durch ergänzende Mechanismen zu einer Minderung von Risiken für Netzbetreiber geschaffen werden.

Direkte Förderung/Subventionen

Direkte staatliche Förderungen stellen eine klassische und in bestimmten Bereichen sehr wirkungsvolle Finanzierungsform dar. Sie können entweder als nicht rückzahlbarer Investitionszuschuss oder als rückzahlbare Förderung ausgestaltet werden, bei der die Rückzahlungen an das Erreichen bestimmter wirtschaftlicher Schwellen (z. B. EBITDA- oder Auslastungsschwellen) geknüpft ist. Solche „Pay-back-Modelle“ ermöglichen eine risikoangepasste Verteilung. Im Erfolgsfall erfolgt die Rückzahlung, im Misserfolgsfall bleibt die Förderung als Zuschuss bestehen. Das Instrument kann durch regulatorische Subventionen, etwa verkürzte Abschreibungsfristen oder Transformationsboni, wie sie von Agora Energiewende (Agora, 2023) beschrieben werden, ergänzt werden. Bei Transformationsboni handelt es sich um einmalige, regulatorisch festgelegte Zahlungen an Netzbetreiber, die ihre Anlagen im Rahmen einer verbindlichen, klimazielkompatiblen Infrastrukturplanung vorzeitig stilllegen. Ziel ist es, wirtschaftliche Nachteile aus der verkürzten Nutzungsdauer, insbesondere sinkende kalkulatorische Restwerte und geringere Verzinzungsmöglichkeiten, zu kompensieren.

In Bezug auf die Risikoaufteilung wird das Investitionsrisiko bei direkten Förderungen überwiegend auf den Staat verlagert. Dies schafft Anreize, gerade auch in Märkte mit fragiler Nachfrage zu investieren. Für Wasserstoffverteilernetze ist diese Kategorie gut geeignet, da sie strukturelle Eigenkapitalschwächen vieler Betreiber (insbesondere im kommunalen Bereich) adressiert und ein niedrighwelliges Förderinstrument bietet. Allerdings kann der Einsatz direkter Förderungen mit hohen Kosten und fiskalischen Risiken für den Staat verbunden sein und zudem erhebliche administrative Kapazitäten für die Vergabe und die Kontrolle der Mittel verursachen. Darüber hinaus besteht das Risiko, dass langfristige

Marktanreize verzerrt werden, wenn Förderungen nicht zeitlich oder mengenmäßig begrenzt ausgestaltet werden.

Staatliche Risikoabsicherung durch Mengengarantien oder strategische Kapazitätsbuchungen

Anders als direkte Förderungen greifen staatliche Risikoabsicherungen nicht in den Investitionsvorgang selbst ein, sondern übernehmen selektiv Nachfragerisiken. Zentrale Modelle sind staatliche Abnahmegarantien, Mengenzusicherungen oder strategische Netzkapazitätsbuchungen durch öffentliche Stellen. Ebenfalls können auch Contracting-Modelle, bei denen der Staat als Ankernutzer auftritt, hierbei angewendet werden. Die Wirkweise liegt in der Erzeugung von Planbarkeit für Verteilernetzbetreiber. Sie erhalten die Sicherheit, dass selbst bei verzögerter oder ausbleibender privater Nachfrage ein Basiserlös garantiert ist. Dies reduziert das Kapitalmarktrisiko. Die Risikoallokation bei ausbleibendem Hochlauf verlagert sich damit nahezu vollständig auf die öffentliche Hand. Für großindustrielle Cluster mit identifizierbarer Nachfrage ist dieses Modell besonders attraktiv. Für Wasserstoffverteilernetze mit dezentralem Aufbau, variablem Nachfrageverlauf und vielen Kleinkunden ist die Umsetzung hingegen aufwendig, oft nur mit hohen administrativen Kosten realisierbar und damit von begrenzter Praktikabilität.

Kapitalbasierte Risikoteilung (Wandeldarlehen)

Wandeldarlehen stellen eine Mischform aus Fremd- und Eigenkapital dar. Sie beginnen formal als Darlehen mit Rückzahlungsverpflichtung, enthalten jedoch die Option, im Misserfolgsfall in eine staatliche Beteiligung umgewandelt zu werden – wodurch sie bei Nichterfolg eigenkapitalähnlich wirken. Der Staat stellt zinsfreies oder zinsgünstiges Kapital bereit, das bei wirtschaftlichem Erfolg zurückgezahlt wird. Bei Scheitern wird die aufgebaute Infrastruktur jedoch in eine staatliche Beteiligung überführt. Für Betreiber entsteht dadurch ein Planungsvorteil, da das Risiko asymmetrisch aufgeteilt ist. Gleichzeitig bleibt die Motivation zur erfolgreichen Umsetzung erhalten, da im Erfolgsfall keine Eigentumsanteile abgegeben werden müssen. Die Einführung eines solchen Instruments ist jedoch mit großem administrativem und rechtlichem Aufwand verbunden, vor allem hinsichtlich regulatorischer Steuerung, Beteiligungsstruktur und EU-beihilferechtlicher Fragen. Für Wasserstoffverteilernetze erscheint dieses Modell insbesondere dann attraktiv, wenn klassische Fremdkapitalfinanzierung aufgrund mangelnder Sicherheiten oder schwacher Renditeerwartungen nicht zugänglich ist.

Wettbewerblich gesteuerte Modelle (PPP/Konzessionen)

Public-private-Partnerships (PPP) und Ausschreibungsmodelle können grundsätzlich Effizienzvorteile durch wettbewerbliche Vergabemodelle bieten. Der Staat kann hierbei als Koordinator auftreten und Bau, Betrieb oder Konzessionen an private Anbieter vergeben, wobei der Zuschlag anhand von Effizienzkriterien erfolgt. Für großvolumige, klar abgegrenzte Projekte mit überschaubarem Nachfrageprofil erscheint dies potenziell geeignet, um effiziente Lösungen zu erzielen. Im Kontext von Wasserstoffverteilernetzen kann sich die Übertragbarkeit solcher Modelle jedoch als herausfordernd darstellen. Die Vielzahl kleiner, lokal operierender Netzbetreiber, häufig in kommunaler Hand, lässt eine einheitliche Ausschreibung nur beschränkt praktikabel erscheinen. Zudem können sich die Verfahren als aufwendig und langwierig erweisen und einen hohen administrativen Aufwand erfordern. Eine mögliche Option wäre, PPP-Modelle nicht auf Bundesebene, sondern auf Länderebene zu koordinieren. Auf diese Weise könnten regionale Besonderheiten und bestehende Betreiberstrukturen besser berücksichtigt werden,

wodurch die praktische Umsetzbarkeit steigen könnte. Dennoch dürfte auch hier der administrative Aufwand groß bleiben, sodass PPPs voraussichtlich nur in ausgewählten Pilotprojekten sinnvoll eingesetzt werden können.

Eigenkapitalmobilisierung mit Dividendenrecycling (nach Dezernat Zukunft)

Ein Finanzierungsansatz, der von Dezernat Zukunft (2025) im Kontext der notwendigen Mobilisierung von Eigenkapital im Stromnetzausbau entwickelt wurde, lässt sich grundlegend auch auf die Finanzierung der Wasserstoffverteilernetze übertragen. Er adressiert das strukturelle Problem, dass vielen Netzbetreibern insbesondere im kommunalen Bereich der Zugang zu ausreichendem Eigenkapital verwehrt bleibt, obwohl erhebliche Investitionen in Infrastruktur erforderlich sind. Das Konzept basiert auf einer Kombination aus gezielter Einbindung privaten Kapitals und staatlichen Beteiligungen. Um institutionelle Investoren anzureizen, soll die regulatorische Eigenkapitalverzinsung moderat erhöht werden. Gleichzeitig wird vorgeschlagen, für kleinere Verteilernetzbetreiber mit begrenzter Kapitalmarktzugänglichkeit ein staatlich koordiniertes Fondssystem zu schaffen, das privaten Kapitalzugang systematisch erleichtert. Flankierend dazu soll der Staat Eigenkapital direkt bereitstellen, etwa durch Beteiligungen an Netzgesellschaften.

Ein zentrales Element des Modells ist die Nutzung von Zinsunterschieden. Der Staat refinanziert sich über Anleihen mit niedrigen Zinssätzen und investiert das Kapital in Eigenkapitalbeteiligungen, die marktüblich deutlich höher verzinst sind – auch *Bond-to-Equity-Swap* genannt. Die so erzielten Renditen werden im Rahmen eines Dividendenrecyclings nicht dem allgemeinen Haushalt zugeführt, sondern gezielt zur Senkung der Netzentgelte oder zur Tilgung der Infrastrukturkosten verwendet. Da es sich um eine Vermögenstransaktion handelt, wird diese Form der Finanzierung nicht auf die Schuldenbremse angerechnet, was ihre fiskalische Umsetzbarkeit wiederum erhöht.

Für Wasserstoffverteilernetze kann dieser Ansatz mehrere Vorteile bieten. Er ermöglicht Investitionen auch bei schwacher Kapitalausstattung, reduziert das Risiko für private Investorinnen und Investoren durch staatliche Ko-Finanzierung und stabilisiert langfristig die Netzentgelte. Die Wirksamkeit hängt allerdings von einer klaren institutionellen und beihilferechtlich gesicherten Ausgestaltung sowie der politischen Verlässlichkeit entsprechender Beteiligungsmechanismen ab.

Zusammenfassende Bewertung

Im Kontext des Wasserstoffverteilernetzausbaus wird deutlich, dass ein Instrumentenmix zielführend sein kann, um die vielfältigen wirtschaftlichen und strukturellen Herausforderungen zu bewältigen. Die intertemporale Kostenverschiebung kann dabei einen zentralen Beitrag leisten, um in der frühen Hochlaufphase hohe Netzentgelte systematisch zu dämpfen. Aufgrund der regional stark variierenden Nachfrage und der begrenzten Kapitalverfügbarkeit vieler Betreiber können diese Modelle allein im Verteilernetzbereich jedoch an praktische Grenzen stoßen.

Gerade für kleinere, kommunal geprägte Netzbetreiber können direkte Förderinstrumente, wandlungsfähige Darlehen sowie staatlich gestützte Eigenkapitalmodelle wie das Dividendenrecycling eine wirkungsvolle Ergänzung bilden. Sie adressieren gezielt bestehende Finanzierungslücken und schaffen Anreize für Investitionen auch unter Unsicherheit.

5.3.2 Beispielhafte Anwendung eines intertemporalen Kostenallokationsmechanismus

Die Auswertung der in Kapitel 5.1 modellierten Netzentgelte zeigt, dass sämtlichen Netztypen durch initial sehr hohe Netzentgelte geprägt sind, da in allen Entwicklungspfaden anfangs sehr wenig Nutzer die aufzubauenden Netze verwenden und die Wasserstoffnachfrage entsprechend gering sein wird.

Trotz der – wie in Kapitel 5.2 skizzierten – absehbar fehlenden wirtschaftlichen Tragfähigkeit wurde nachfolgend in einem vereinfachten Ansatz beispielhaft ein intertemporaler Kostenallokationsmechanismus (IKM) auf die zwei untersuchten Typnetze angewendet.

Für die Berechnung möglicher IKM wurden – abgeleitet aus den modellierten Netzentgelten und der entsprechenden Wasserstoffnachfrage – jahresscharf Netzkosten kumuliert sowie anschließend der Saldo ermittelt und mit einem Zinssatz belegt. Dabei wurden für die zwei verschiedenen Typnetze unterschiedliche Zinssätze gewählt, um die Realisierungswahrscheinlichkeit bzw. das Risiko der Wasserstoffnachfrage in das jeweilige Typnetz mitzuberechnen.

So stellt das Typnetz „städtisch – viel Industrie / NF: hoch“ die günstigste Variante dar, mit einer sehr hohen und breiten Wasserstoffnachfrage auf Verteilernetzebene. Innerhalb der Logik des Entwicklungspfads (optimistischer Wasserstoffhochlauf auf Grundlage des O45-H2-Szenarios) ist diese Nachfrage relativ sicher und über verschiedene Abnehmersektoren breit gestreut, weshalb davon auszugehen ist, dass der Hochlauf der Wasserstoffnachfragen auch entsprechend realisiert wird. Deswegen wurde für den Saldo ein jährlicher (Fremdkapital-)Zinssatz von 4 % angewendet¹¹.

Das zweite Typnetz „städtisch – viel Industrie / NF: HT“ stellt innerhalb des als realistisch angenommenen Entwicklungspfads „Hochtemperatur-Prozesse“ (vgl. Diskussion in Kapitel 3.6) die günstigste Variante dar. Hier ist jedoch die Wasserstoffnachfrage geringer und weniger breit aufgestellt (nur Industrieabnehmer mit schwer zu dekarbonisierenden Hochtemperaturprozessen sowie lokal begrenzte Abnahme im Gebäudebereich). Hier ist von einem höheren Risiko bezüglich der Netzauslastung auszugehen, da das Ausbleiben eines oder mehrerer der bereits wenigen Industrieabnehmer unweigerlich dazu führen würde, dass das Netz nicht wirtschaftlich tragfähig betrieben werden könnte. Deswegen wurde für den Saldo ein leicht höherer jährlicher (FK-)Zinssatz von 6 % angewendet.

Anschließend wurde die Höhe der festzusetzenden Netzentgelte ermittelt, die für den Ausgleich des jeweiligen Saldos bis 2045 notwendig sind.

¹¹ Analog zum Zinssatz für das Wasserstoffkernnetz.

In Abbildung 36 sind die ermittelten festgesetzten bzw. gedeckelten Netzentgelte dargestellt. Im günstigsten Netztyp „städtisch – viel Industrie / NF: hoch“ bräuchte es einen Entgeltdeckel von 3,41 Eurocent/kWh für die Amortisation eines IKM bis zum Jahr 2045. Für das realistische Typnetz „städtisch – viel Industrie / NF: hoch“ bräuchte es einen Entgeltdeckel von 5,56 Eurocent/kWh für die Amortisation eines IKM bis zum Jahr 2045. Abbildung 36 zeigt, dass die über einen IKM festgelegten Netzentgelte in beiden Varianten deutlich über den aktuellen Netzentgelten für Erdgas liegen und somit auch in dieser Variante zu Mehrbelastungen für die Verbraucher führen werden. Zur Kontextualisierung: Die Verteilernetzentgelte für Erdgas im Jahr 2024 lagen für Haushalte bei 1,93 Eurocent/kWh und für die Industrie bei 0,62 Eurocent/kWh.

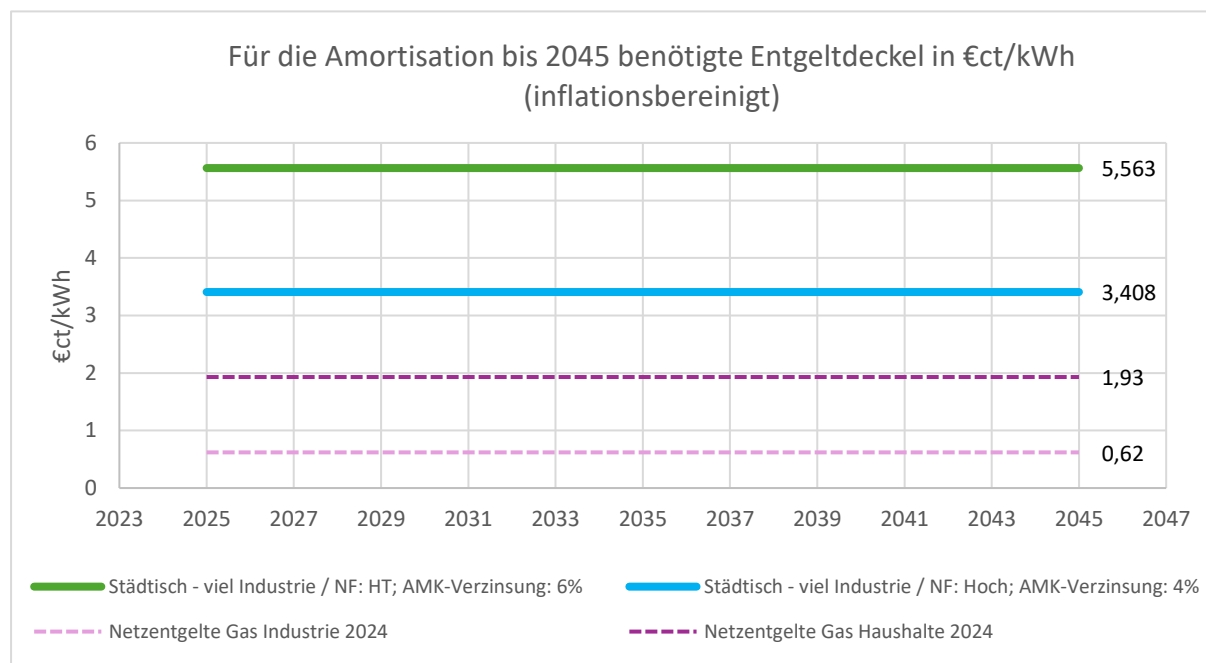


Abbildung 36: Vergleich der für die Amortisation bis 2045 notwendigen Entgeltdeckel plus Kernnetzentgelte mit Erdgasnetzentgelten für Haushalte und Industrie im Jahr 2024

Abbildung 37 zeigt den Saldoverlauf der IKM für die zwei untersuchten Typnetze. Im günstigsten Typnetz „städtisch – viel Industrie / NF: hoch“ beträgt der maximale Saldo im Jahr 2035 ca. 16 Mio. Euro (bei 4 % Verzinsung). Für das Typnetz „städtisch – viel Industrie / NF: HT“ beträgt der maximale Saldo im Jahr 2036 ca. 24 Mio. Euro. Es ist wichtig, darauf hinzuweisen, dass diese Zahlen jeweils nur für ein prototypisches Verteilernetz gelten. Deutschlandweite Kosten lassen sich daraus nicht direkt ableiten.

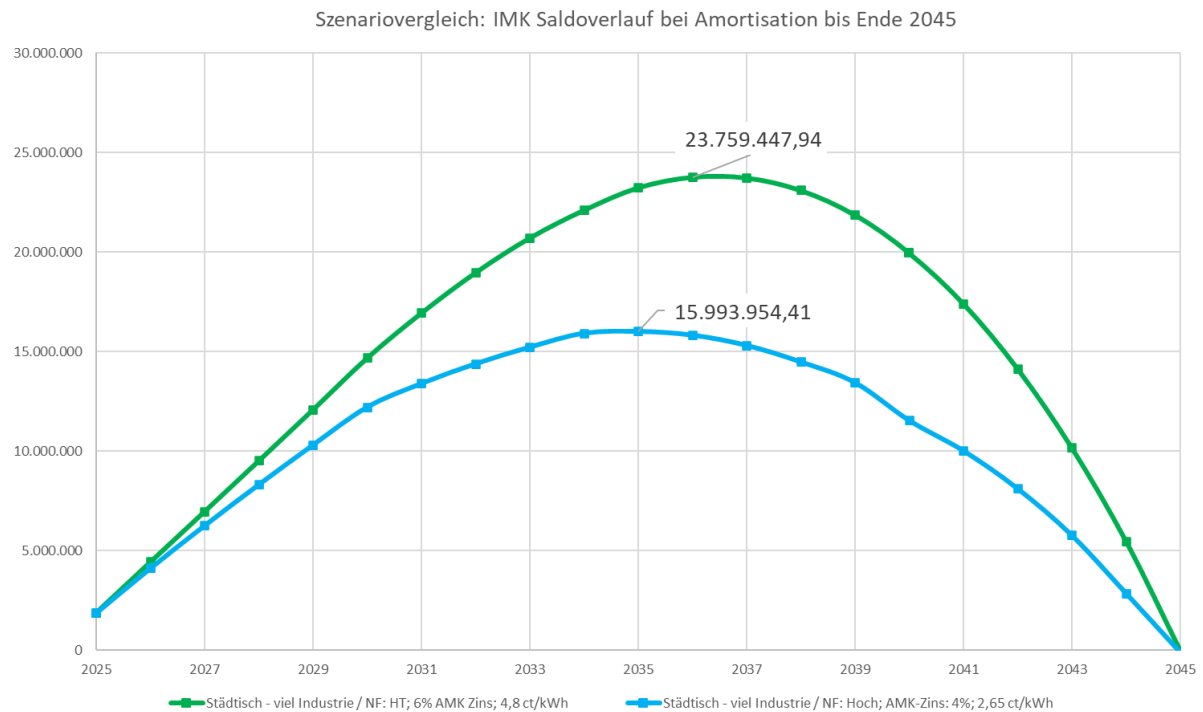


Abbildung 37: Verläufe der Salden für ein intertemporales Amortisationskonto für Verteilernetze in den Szenarien „städtisch – viel Industrie NF: HT“ und „städtisch – viel Industrie NF: hoch“

Tabelle 21 und Tabelle geben eine beispielhafte Kontextualisierung für die Jahre, wenn die ungedeckelten modellierten Netzentgelte und die gedeckelten Netzentgelte jeweils Parität mit den prognostizierten Erdgasnetzentgelten erreichen. So wird deutlich, wie hoch jeweils die prognostizierbaren Wasserstoffgesamtkosten zum entsprechenden Zeitpunkt sind. Auch wird deutlich, wie hoch die Wasserstoffnachfrage sein muss, damit die Netze kostenneutral betrieben werden können.

Die durchgeführte beispielhafte Entwicklung von IKM zeigt, dass die entsprechende Festsetzung von Netzentgelten als flankierende Maßnahme für stabile und ggf. kompetitive Netzentgelte sorgen kann. In der Zusammenschau mit den weiteren Wirtschaftlichkeitsfaktoren und Wasserstoffgesamtkosten ist es jedoch überaus fraglich, ob die beispielsweise durch gedeckelte Netzentgelte herbeigeführte Entgeltparität zwischen Wasserstoff und Erdgas einen Energieträgerwechsel bei den Endkunden auslösen wird – sodass dann auch der Ausgleich der jeweiligen IKM deutlich infrage stehen würde.

Tabelle 21: Vergleich ungedeckelte und gedeckelte Netzentgelte und ihre Paritäten mit prognostizierten Erdgasnetzentgelten für das Typnetz „städtisch – viel Industrie / NF: HT“

	Städtisch – viel Industrie / NF: HT	
	Reguläre Entwicklung	Entgeltdeckel (4,8 Eurocent/kWh)
Jahr der Entgeltparität (Schnittpunkt beider Verläufe)	2036	2036
H ₂ -Netzentgelt bei Parität in Eurocent/kWh	4,01	4,8
Erdgasnetzentgelt bei Parität in Eurocent/kWh	5,79	6,56
H ₂ -Nachfrage zum Schnittpunkt = belastbare Netzauslastung in GWh	106,94	106,94
H ₂ -Preis (FfE) Eurocent/kWh	30	30
H ₂ -Preis (FfE) €/kg	11,67	11,67
H ₂ -Preis (Prognos) Eurocent/kWh	18	21
H ₂ -Preis (Prognos) €/kg	7,20	8,12

Tabelle 20: Vergleich ungedeckelte und gedeckelte Netzentgelte und ihre Paritäten mit prognostizierten Erdgasnetzentgelten für das Typnetz „städtisch – viel Industrie / NF: hoch“

	Städtisch – viel Industrie / NF: hoch	
	Reguläre Entwicklung	Entgeltdeckel (2,645 Eurocent/kWh)
Jahr der Entgeltparität (Schnittpunkt beider Verläufe)	2032	2029
H ₂ -Netzentgelt bei Parität in Eurocent/kWh	3,11	2,65
Erdgasnetzentgelt bei Parität in Eurocent/kWh	3,28	2,7
H ₂ -Nachfrage zum Schnittpunkt = belastbare Netzauslastung in GWh	214,17	48,58
H ₂ -Preis (FfE) Eurocent/kWh	0,26	0,31
H ₂ -Preis (FfE) €/kg	10,20	12,12
H ₂ -Preis (Prognos) Eurocent/kWh	21	26
H ₂ -Preis (Prognos) €/kg	8,13	10,13

5.3.3 Analyse eines Schwellenwerts belastbarer Netzauslastung

Im Rahmen des Projekts sollte ein Schwellenwert belastbarer Netzauslastung identifiziert werden, der geeignet und notwendig ist, um im Regelfall eine Vollfinanzierung aus Entgelten zu ermöglichen (ggf. aus Vergleich mit Gas und/oder Strom). Eine Flankierung durch quersubventionierende und/oder Mengenrisiken staatlich absichernde Instrumente sollte nur Restrisiken abdecken und nicht strukturelle Unwirtschaftlichkeiten perpetuieren.

Die vorangegangenen Analysen haben gezeigt, dass es nicht möglich ist – im Rahmen des vorliegenden Projekts – einen solchen allgemeingültigen Schwellenwert für alle oder für einzelne Teilnetztypen zu identifizieren – weder bei ungedeckelten noch bei gedeckelten Netzentgelten.

Dies ist dem Umstand geschuldet, dass ein solcher Schwellenwert von mehreren sich gegenseitig beeinflussender Faktoren (regionale Struktur des Energiebedarfs, nutzerspezifische Zahlungsbereitschaft, Wasserstoffgesamtpreis, Preise anderer Energieträger, Verfügbarkeit anderer Dekarbonisierungsoptionen etc.) abhängig ist und einem komplexen Zusammenspiel dieser Faktoren unterliegt. Ebenso wären die Ermittlung und Festsetzung eines solchen Schwellenwerts auf Grundlage der hier vorgenommenen Modellierungen artifiziell. Die vorgenommenen Modellierungen ermöglichen einen Eindruck des möglichen Verlaufs der Entwicklung von Wasserstoffverteilernetzen, unterliegen jedoch vielfältigen Annahmen. Die Festsetzung eines Schwellenwerts auf solch einer Grundlage wäre für die Findung von politischen oder regulatorischen Entscheidungen nur bedingt belastbar.

5.3.4 Konzept der H2-Readiness

Derzeit wird diskutiert, inwieweit H2-Ready-Kosten die erwartbar hohen initialen Wasserstoffnetzentgelte durch eine teilweise Verlagerung der Investitionskosten auf die Erdgasnetzentgelte senken könnten. Das Gutachten „Rechtlicher Rahmen für eine Transformationsregulierung für Erdgasverteilernetzbetreiber“ von Spiekermann, Rosin und Michaelis skizziert, dass eine Umschichtung dieser Kosten unter Umständen durch die EU-Gasbinnenmarkttrichtlinien möglich ist, dafür in der deutschen Regulierung entsprechende Anpassungen vorgenommen werden können.

Der Begriff „H2-Ready-Investitionen“ bezieht sich dabei konkret auf Ersatz-, Erweiterungs- und Umstrukturierungsmaßnahmen im bestehenden Erdgasverteilernetz, die bereits mit Blick auf eine zukünftige Nutzung der Erdgasinfrastruktur für Wasserstoff durchgeführt werden. Ein Beispiel für eine solche „H2-Ready“-Investition ist der Austausch einer Verdichterstation (auch Kompressorstation), bei dem die neue Station von Anfang an so konzipiert wird, dass sie ohne größeren zusätzlichen Aufwand nach der Umstellung der entsprechenden Leitung auch für Wasserstoff verwendet werden kann. Typisch für eine solche H2-Ready-Investition ist, dass sie aufgrund ihrer dualen Einsatzmöglichkeiten in der Regel teurer ist als eine Investition, die ausschließlich auf die weitere Nutzung von Erdgas ausgerichtet ist. Gleichzeitig ermöglicht sie jedoch eine gestufte Investition, die die aktuelle Investition in die Erdgasverteilernetzinfrastruktur und die zukünftigen notwendigen Ausgaben für die Umstellung auf eine Wasserstoffverteilernetzinfrastruktur kombiniert, wodurch eine separate zukünftige Investition entbehrlich wird. Der Begriff „H2-Ready-Kosten“ bezieht sich dabei auf die zusätzlichen oder differenziellen Kosten, die entstehen, weil die Investition in die Erdgasinfrastruktur so gestaltet wird, dass eine zukünftige Nutzung

des betreffenden Wirtschaftsguts auch für Wasserstoff möglich ist (vgl. Spiekermann, Rosin, Michaelis 2025).

Eine Umlagerung der Kosten von Wasserstoff- auf Erdgasnetze könnte, sofern sie rechtlich zulässig und umsetzbar wäre, eine Reduzierung der anfänglichen Wasserstoffnetzentgelte ermöglichen. In welcher Größenordnung diese Minderung ausfallen würde, kann im vorliegenden Projekt nicht ermittelt werden, da dies stark von den jeweiligen Gegebenheiten der einzelnen Verteilernetze und damit fall-spezifisch sehr unterschiedlich ausfallen würde. In Zusammenschau mit den Erkenntnissen aus Kapitel 5.2 zur wirtschaftlichen Tragfähigkeit der Wasserstoffverteilernetze und dem großen Einfluss der Wasserstoffgesamtkosten ist jedoch davon auszugehen, dass eine Umsetzung des H₂-Readiness-Ansatzes zur Umlagerung von Teilkosten nur bedingt zur wirtschaftlichen Tragfähigkeit beitragen würde.

Ferner ist aus Gerechtigkeitsperspektive zu prüfen, inwieweit es aktuellen Erdgasnetznutzern zuzumuten ist, den Aufbau eines Wasserstoffverteilernetzes durch ihre Netzentgelte mitzufinanzieren, wenn sie schon absehbar andere Dekarbonisierungsoptionen ins Auge gefasst haben. Darüber hinaus könnten Akzeptanzprobleme entstehen, wenn Erdgasnutzer zur Finanzierung eines Netzes herangezogen werden, das sie voraussichtlich selbst nicht nutzen werden. Die Klärung dieser Fragen erfordert sowohl eine rechtliche Prüfung als auch eine politische Abwägung, die auf die im Rahmen der hier gewonnenen Erkenntnisse bezüglich der zu erwartenden überwiegend fehlenden wirtschaftlichen Tragfähigkeit von Wasserstoffverteilernetzen aufbauen sollte.

5.3.5 Zusammenfassung und Diskussion möglicher netzentgeltflankierender Maßnahmen für Wasserstoffverteilernetze

Die vorangegangenen Ausführungen haben gezeigt, dass eine Vielzahl an netzentgeltflankierenden Maßnahmen zur Verfügung stehen, um etwaige Restrisiken beim initialen Hochlauf (hohe Netzentgelte, wenig Kunden) für Wasserstoffverteilernetze abzudecken. Entscheidend ist dabei eine angemessene Risikoteilung zwischen Staat, Netzbetreibern und Netznutzern. Insbesondere die Frage der Verteilung des Kostenrisikos für den Fall eines schleppend verlaufenden Nachfragehochlaufs auf Verteilernetzebene ist entscheidend. Ebenso sollten auch die absehbaren Wasserstoffgesamtkosten im systematischen Kostenvergleich mit alternativen Dekarbonisierungstechnologien berücksichtigt werden.

Mit Kapitel 5.2 und 5.3 ist deutlich geworden, dass – insbesondere in der entscheidenden Hochlaufphase – nur in den günstigsten modellierten Typnetzen mithilfe von netzentgeltflankierenden Maßnahmen (hier beispielhaft ein intertemporaler Kostenallokationsmechanismus) mit annähernd tragfähigen Netzentgelten zu rechnen ist. Die Analyse der Wirtschaftlichkeitsfaktoren und eine erste Reflexion der Kontextfaktoren zeigen, dass die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Wasserstoffverteilernetzen deutlich infrage steht. In diesem Lichte müsste auch die Implementierung von netzentgeltflankierenden Maßnahmen geprüft werden. Solche Entscheidungen sind jedoch auch aus industriepolitischer Perspektive zu bewerten. So fokussiert beispielsweise der Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ explizit auf die Wasserstoffnachfrage von schwer oder gar nicht zu elektrifizierenden Hochtemperaturprozessen in der Industrie. Eine fehlende Versorgung durch Wasserstoffverteilernetze könnte zukünftig wirtschaftliche Auswirkungen auf solche Betriebe haben. Gleichzeitig bedeutet das Fehlen von Wasserstoffverteilernetzen nicht, dass die Versorgung mit Wasserstoff unmöglich ist. So sind etwa dezentrale Versor-

gungskonzepte wie eigene Elektrolyseuranlagen, kleine private Inselnetze oder Versorgung mit Wasserstofftrailern denkbare Alternativen, die punktgenau den Wasserstoffbedarf decken können und deswegen in die Gesamtabwägungen der einzelnen Betriebe einfließen sollten.

Weiterhin ist die mögliche staatliche Förderung von Wasserstoffverteilernetzen durch netzentgeltflankierende Maßnahmen eng mit dem Aufbau einer nationalen CO₂-Infrastruktur abzugleichen. Gerade für schwer zu elektrifizierende Hochtemperaturprozesse ist die Abscheidung von CO₂ aus dem Prozess via CCS (Carbon Capture and Storage) und der Abtransport über CO₂-Leitungen oder die Verwendung des CO₂ vor Ort via CCU (Carbon Capture and Utilization) eine Alternative. Der unkoordinierte, regional parallele Aufbau von Wasserstoff- und CO₂-Infrastrukturen dürfte sich voraussichtlich gegenseitig kanibalisieren und die wirtschaftliche Tragfähigkeit für beide Netzvarianten deutlich infrage stellen.

Die vorangegangenen Ausführungen und Analysen haben gezeigt, dass in wenigen Fällen die Anwendung von netzentgeltflankierenden Maßnahmen *einen* Beitrag zur wirtschaftlichen Tragfähigkeit von Wasserstoffverteilernetzen leisten können. Daraus sollte jedoch kein pauschaler Ansatz für *alle* denkbaren Wasserstoffverteilernetztypen (siehe Kapitel 3.7, 3.8 sowie 5.1 abgeleitet werden, da die Analysen für den überwiegenden Teil der modellierten Typnetze gezeigt haben, dass nicht von Restrisiken, sondern vielmehr von dem grundsätzlichen Fehlen einer wirtschaftlichen Tragfähigkeit ausgegangen werden muss. Die Anwendung von netzentgeltflankierenden Maßnahmen dürfte die fehlende wirtschaftliche Tragfähigkeit in vielen Fällen eher kaschieren als auflösen.

6 Diskussion und Einordnung der Ergebnisse

Die formulierten Entwicklungspfade beschreiben auf Basis der aktuellen Studienlage einen Lösungsraum, der von einer sehr optimistischen Haltung gegenüber den Preisen und der Verfügbarkeit von Wasserstoff (Hohe H₂-Nachfrage) bis zu einem Ausschluss von Wasserstoff in Verteilernetzen reicht (Hohe Elektrifizierung). Der mittlere Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ beschreibt einen von den Gutachterinnen und Gutachtern als „realistisch“ bewerteten Pfad, der zu einer 93%igen Reduktion der Verteilernetzlänge von heute ca. 550.000 km auf ca. 37.000 km in 2045 führt. Der optimistische Entwicklungspfad „Hohe H₂-Nachfrage“ wurde in einem kürzlich veröffentlichten Gutachten vom Fraunhofer ISI (Pfluger et al. 2025) zeitlich gestreckt bzw. der Hochlauf wird als wesentlich langsamer beschrieben (bei gleichbleibenden Wasserstoffnachfragemengen in 2045), was kumulativ zu einer geringeren Nachfrage und damit Auslastung der Verteilernetze führen wird. Damit wird deutlich, dass der hier angenommene optimistische Entwicklungspfad nur wenig Aussagekraft für zukünftige Entwicklungen besitzt – dies stärkt auch die Einschätzung der Gutachterinnen und Gutachter, dass der Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ als „realistisch“ bewertet werden kann und wichtige Grundlage für weitere Betrachtungen sein sollte.

Die Analyse zeigt, dass selbst im als realistisch eingeschätzten mittleren Entwicklungspfad „Hochtemperatur-Prozesse“ nur ein Bruchteil der heutigen Gasverteilernetzinfrastruktur künftig für Wasserstoff benötigt wird. Dies verdeutlicht, dass ein großflächiger Erhalt oder Umbau bestehender Verteilernetze nur unter sehr optimistischen Wasserstoffnachfrage-Annahmen wirtschaftlich tragfähig wäre. Daher ist beim Aufbau von Wasserstoffverteilernetzen ein gezielter, stark selektiver Ansatz notwendig.

Trotz gewisser Einschränkungen ermöglichen verfügbare Netzdaten eine belastbare Durchschnittsanalyse auf nationaler Ebene – unter der Maßgabe, dass es in der Praxis zu erheblichen Abweichungen kommen kann.

Für die Herleitung der Verteilernetztypen wurde ein datenbasierter Ansatz gewählt. Es sollten zum einen spezifische und repräsentative Kosten für die Umstellung, den Neubau, die Außerbetriebnahme und den Rückbau der bestehenden Erdgasinfrastruktur anhand von Verteilernetztypen ermittelt und auf Basis dieser Kosten Netzentgelte berechnet werden. Gleichzeitig sollte auch eine Abschätzung für das gesamtdeutsche Verteilernetzsystem erfolgen. Die Nutzung von vorhandenen Ist-Daten bietet für diese Art der Analyse wesentliche Vorteile. Zum einen kann anhand konkreter Daten zu Netzlängen nach Druckstufe und der Anzahl von GDR-Anlagen eine Abschätzung von Umstellungs-, aber auch Stilllegungs- und Rückbaukosten vorgenommen werden. Hierfür wird auf das technische Mengengerüst aus dem letzten Effizienzvergleich Gas und den damit veröffentlichten Daten zurückgegriffen. Der Effizienzvergleich umfasst Daten von 189 Gasnetzbetreibern aus dem Jahr 2020. Hier ist also sowohl ein zeitlicher Versatz als auch im Hinblick auf die Gesamtmenge eine inhaltliche Lücke zu verzeichnen. Auch wenn die Anzahl im Hinblick auf ca. 700 Gasnetzbetreiber in Deutschland vergleichsweise gering erscheint, können mit diesen Daten 77 % des deutschen Gasverteilernetzes abgedeckt werden. Eine Skalierung der Daten ist somit vertretbar. Für die Bewertung der Kosten ist es zusätzlich sinnvoll, die tatsächlichen für Netzentgelte relevanten Restwerte der Gasverteilernetzbetreiber heranzuziehen. Hierfür dient als Basis die Veröffentlichung der Törnqvist-Daten durch die Bundesnetzagentur im Rahmen der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode. Hier sind Daten von 679 Gasnetzbetreibern aus dem Jahr 2021 enthalten. Nachteil auch dieser Quelle ist der zeitliche Verzug. Vorteil ist, dass für die Simulation der

Netzentgelte und von KANU-2.0-Echtdaten verwendet und somit auch die tatsächlichen Restbuchwerte für ein mögliches Wasserstoffverteilernetz ermittelt werden können. Zusätzlich werden verschiedene, dem Zeitrahmen des Projekts angemessene Vereinfachungen getroffen. Die Zuordnung sowohl der Leitungslängen, der Anlagen als auch der Anschaffungs- und Herstellungskosten zu den Verteilernetztypen muss auf Basis eines Verteilungsschlüssels erfolgen. Die Zuordnung erfolgt somit pauschaliert. Nachdem auch bereits Verteilernetztypen auf Basis von Durchschnittswerten ermittelt wurden, sind die Ergebnisse in dieser Hinsicht eine reine Durchschnittsbetrachtung. In der Realität ist somit mit einer erheblichen Anzahl an Abweichungen sowohl nach oben als auch nach unten von den hier dargestellten Ergebnissen zu rechnen.

Robuste Datenlage hinsichtlich der zugrundeliegenden Kosten

Zur Berechnung der spezifischen Kosten für Umstellung, Neubau, Stilllegung und Rückbau hat sich das gewählte mehrstufige Untersuchungsdesign bewährt, da damit belastbare Zahlengerüste zu den Kosten ermittelt werden konnten. Zunächst erfolgte eine breit angelegte Literaturrecherche, in der einschlägige nationale und internationale Studien gesichtet wurden. Anschließend wurden diese Kosten mittels leitfadengestützter Interviews mit einzelnen Gasverteilernetzbetreibern verifiziert. Teilweise korrigierten die Interviewpartner die Werte oder stellten eigene Kostensätze zur Verfügung. In den meisten Fällen handelt es sich jedoch bisher um Plankostensätze, die in der Realität etwas anders ausfallen dürften. Zudem wird es immer wieder spezifische Faktoren bei den einzelnen Gasverteilernetzbetreibern geben, die die Kostenhöhe beeinflussen werden. Es ist jedoch insgesamt davon auszugehen, dass die vorliegende Datenbasis, insbesondere auch zu den neu ermittelten Stilllegungs- und Rückbaukosten, robust ist und für weitere Planungen nützlich sein wird.

KANU-2.0-Abschreibungsvarianten haben nur einen geringen Einfluss auf die Netzentgelte

Die vorgezogene Abschreibung über KANU 2.0 wird in der Regel angewendet, um Stranded Assets bei einer sinkenden Nachfrage zu vermeiden. Die hier vorgenommene Untersuchung zeigt, dass langfristiger Einfluss von KANU 2.0 auf Wasserstoffnetzentgelte gering ist. Die Höhe des EK-Zinssatzes hingegen hat einen deutlichen Einfluss auf die Wasserstoffnetzentgelte. Derzeit werden hohe Zinssätze von 9 % vor Steuer für Neuanlagen und 7,73 % vor Steuer für Altanlagen bis zum Jahr 2027 angelegt. Im Vergleich betrugen die EK-Zinssätze der vierten Regulierungsperiode für Gasverteilernetzbetreiber 5,07 % vor Steuer für Neuanlagen und 3,51 % vor Steuer für Altanlagen. Über die Festlegung des EK-Zinssatzes ließen sich die Netzentgelte entsprechend steuern.

Wasserstoffnetzentgelte werden kompetitiv, sind jedoch nicht Treiber für Energieträgerwechsel

Die Analyse der modellierten Wasserstoffnetzentgelte hat gezeigt, dass diese nach anfänglichen sehr hohen Niveaus in den frühen 2030er-Jahren bis 2045 sinken und dann bei gleichzeitig steigenden Erdgasnetzentgelten kompetitiv werden. Die Kontextualisierung mit weiteren Faktoren hat jedoch verdeutlicht, dass niedrigere Wasserstoffnetzentgelte allein nicht ausreichen, um Endkunden zu einem Energieträgerwechsel und damit zur Nutzung der Wasserstoffverteilernetze zu bewegen. Netzentgeltflankierende Maßnahmen können dazu beitragen, initial hohe Wasserstoffnetzentgelte zu verhindern, lösen jedoch nicht das absehbare Problem der insgesamt fraglichen bzw. fehlenden wirtschaftlichen Tragfähigkeit – beispielhaft wurde das hier mit intertemporalen Kostenallokationsmechanismen (IKM) für zwei Typnetze aufgezeigt.

Fazit

Preisprognosen für handelbare Energieträger wie Wasserstoff, Erdgas, Strom sowie der Preis für CO₂-Zertifikate sind mit hoher Unsicherheit behaftet. Dennoch ist die Politik gefordert, unter diesen Bedingungen einen regulatorischen Rahmen für Energieinfrastrukturen zu schaffen, der Klimaneutralität, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Verbraucherschutz und Investitionssicherheit in Einklang bringt.

Gerade im Bereich der Wasserstoffverteilernetze sind frühzeitige Entscheidungen notwendig. Die technische Lebensdauer der Infrastruktur übersteigt 40 Jahre – Investitionssicherheit ist daher essenziell. Planungssicherheit für Industrie und Haushalte kann nur entstehen, wenn politische Klarheit über die langfristige Nutzungsperspektive geschaffen wird. Daher empfiehlt es sich, durch zeitnahe Entscheidungen über staatliche Förderinstrumente für den Aufbau von Wasserstoffnetzen auf Verteilernetzebene sichere Perspektiven zu schaffen.

Die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Wasserstoffverteilernetzen hängt maßgeblich von der Zahlungsbereitschaft der Nutzer ab.

Die Zahlungsbereitschaft wiederum ergibt sich nicht isoliert aus den Netzentgelten, sondern aus den Gesamtkosten der Energiedienstleistung – also Energiepreis, Netznutzungskosten und Betriebskosten. Ob Wasserstoff als Energieträger genutzt wird, hängt deshalb wesentlich davon ab, ob er im Vergleich zu Alternativen (z. B. Wärmepumpe, Nahwärme, Elektrifizierung) wirtschaftlich konkurrenzfähig ist.

Ein systematischer Vergleich der Gesamtkosten mit alternativen Dekarbonisierungsoptionen liegt außerhalb dieses Projektrahmens, ist aber zentral für die Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit der Netzentgelte.

Die Analyse zeigt, dass ohne flankierende Maßnahmen – insbesondere in der Hochlaufphase – Wasserstoffnetzentgelte oft prohibitiv hoch wären. Daraus folgt, dass eine Nutzung durch Endkunden kaum realistisch ist, was die Refinanzierung der Netzinfrastruktur von Beginn an gefährdet.

In Regionen mit hoher und breit getragener Wasserstoffnachfrage – insbesondere durch industrielle Ankerkunden – können Wasserstoffverteilernetze wirtschaftlich betrieben werden, wenn flankierende Maßnahmen, wie z. B. ein IKM, angewendet werden. Um diese Standorte gezielt zu fördern, sollten staatliche Unterstützungen an klare Kriterien geknüpft werden: etwa verbindliche Anschlussbegehren oder nachvollziehbare Nachfragekorridore (vgl. „HG 1“- oder „gesichert“-Kriterium aus dem GTP 2025).

Handlungsempfehlung

Es wird empfohlen, dass ein verlässlicher Rahmen geschaffen wird, der gezielt dort den Aufbau von Wasserstoffverteilernetzen unterstützt, wo keine kosteneffizienten Alternativen der Dekarbonisierung bestehen, eine gesicherte industrielle Nachfrage gegeben ist und ggf. flankierende Maßnahmen Netzentgelte auf ein tragfähiges Niveau bringen können.

7 Grundsätzliche Überlegungen zur Transformation von Gasverteilernetzen

Die Umrüstung auf Wasserstoff sowohl in der aktuellen Erkundungsphase als auch in der späteren Umsetzungsphase wird nicht ohne die bestehenden Gasverteilernetzbetreiber funktionieren. Insofern ist davon auszugehen, dass erhebliche Synergieeffekte bei der Umstellung möglich sind, die aber nur dann ausgeschöpft werden können, wenn Markt- und Regulierungsprozesse in beiden Systemen aufeinander abgestimmt und für die Netzbetreiber parallel handhabbar sind.

Sowohl Wasserstoffverteilernetze als auch Erdgasverteilernetze stehen vor der Herausforderung, mit einem Ungleichgewicht aus Kosten und Abnahmemenge umzugehen. Der Aufbau von Wasserstoffverteilernetzen wird – wie auch beim Wasserstoffkernnetz – anfangs teilweise Parallelinfrastrukturen schaffen und somit zusätzliche Kosten, denen keine zusätzliche Nachfrage gegenübersteht. Neben den Infrastrukturkosten kann aber auch der regulatorische Rahmen zusätzliche Kosten verursachen, die im Hinblick auf den Hochlauf sensibel gesteuert werden müssen. In der Modellierung wurden die Betriebskosten bereits mit dem ersten Kilometer Wasserstoffleitung auf einem hohen Niveau angesetzt. Zwar wurde mit dem EU-Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpaket eine eigentumsrechtliche Entflechtung auf Verteilernetzebene ausgeschlossen, dennoch dürfen Kosten, die dem Wasserstoffnetz zuzuordnen sind, nicht über die Erdgasnetzentgelte ausgeglichen werden. Dabei erfordert gerade der Hochlauf neben den Investitionen auch einen hohen Betriebsaufwand.

Gleichmaßen sehen sich Erdgasverteilernetze ebenfalls steigenden Betriebskosten ausgesetzt. Einerseits wird die zunehmende Betriebs- und Lebensdauer der Netze zu einem höheren Aufwand im Bereich der Wartung- und Instandhaltung führen, andererseits kommen zusätzliche Betriebskosten für Stilllegungen und Rückbau hinzu. Nachdem diese Maßnahmen bedingt werden durch den Rückgang von Anschlussnehmern und damit einhergehend von der Durchleitungsmenge, werden die dadurch entstehenden Kosten die verbleibenden Anschlussnehmer überproportional belasten.

Beide Effekte werden sich aber zeitlich voraussichtlich kaum überschneiden. Während der Wasserstoffhochlauf für die frühen 2030er-Jahre erwartet wird (sofern Wasserstoff unter Einhaltung der Klimaziele eine Alternative zum Erdgas werden soll), wird ein wesentlicher Teil eventueller Rückbau- und Stilllegungsmaßnahmen voraussichtlich erst in den späten 2030er-Jahren beginnen.

Unberücksichtigt sind in dieser Untersuchung mögliche Kombinationen mit erneuerbaren Gasen. Diese werden bereits in kleinen Mengen in Deutschland hergestellt (auf Basis von Biomasse, Klärschlamm, Abfall etc.) oder meist in flüssiger Form importiert. Eine Nachnutzung von Teilen der bestehenden Erdgasinfrastruktur mit Biomethan oder einer Mischung von Biomethan und Wasserstoff ist grundsätzlich ebenfalls denkbar.

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Datenquellen und Funktionsschema des Wärmeatlas 3.0 Deutschland (Darstellung: ifeu).....	24
Abbildung 2: Darstellung der untersuchten Radien um industrielle Wasserstoffverbraucher am Beispiel der Stadt Karlsruhe mit Ausweisung des Gasnetzes 2021 (links) und mögliches Zielnetz 2045 (rechts) (Darstellung: ifeu auf Basis Stadtwerke Karlsruhe)	25
Abbildung 3: Vorgehen bei der Analyse des zu erwartenden Wasserstoffbedarfs in Gebäuden (Darstellung: ifeu)	25
Abbildung 4: Unterscheidung der zugrunde gelegten Flächen innerhalb der Radien: Kreisfläche (pink), Fläche der Rasterzellen, die den Kreis am besten nachvollziehen (gelb und blau), Fläche der Rasterzellen innerhalb des Radius, in denen Gebäude stehen (blau) (Darstellung: ifeu)	26
Abbildung 5: Summe des Nutzwärmeverbrauchs aller Gebäude in Deutschland, die innerhalb der Radien liegen, in Abhängigkeit vom Radius (Darstellung: ifeu)	27
Abbildung 6: Dichte des Nutzwärmeverbrauchs in Abhängigkeit vom Radius (Darstellung: ifeu) .	28
Abbildung 7: Statistische Verteilung der Netzlänge der Hausanschlussleitung je Verteilernetztyp	29
Abbildung 8: Statistische Verteilung der Netzlänge nach Versorgungsleitungen je Verteilernetztyp	30
Abbildung 9: Statistische Verteilung der gasversorgten Gebäude je Verteilernetztyp.....	31
Abbildung 10: Aufteilung der im Datensatz enthaltenen Netzbetreiber auf die vier Verteilernetztypen gemäß Verteilschlüssel gasversorgte Gebäude	31
Abbildung 11: Historische AK/HK des Verteilernetztyps ländlich-viel Industrie in Mio. €	33
Abbildung 12: Leitungslänge je Verteilernetztyp und Entwicklungspfad	34
Abbildung 13: Kosten der Transformationsmaßnahmen des Wasserstoffverteilernetzes (eigene Darstellung)	45
Abbildung 14: Gesamtkosten der Maßnahmen im Erdgasverteilernetz bei 100 % Umstellungsquote des Wasserstoffverteilernetzes (eigene Darstellung).....	46
Abbildung 15: Gesamtkosten der Stilllegungsmaßnahmen im Erdgasverteilernetz bei 100 % Neubauquote des Wasserstoffverteilernetzes (eigene Darstellung)	47
Abbildung 16: Gesamtkosten der Stilllegungsmaßnahmen im Erdgasverteilernetz bei 70 % Umstellungs- und 30 % Neubauquote des Wasserstoffverteilernetzes (eigene Darstellung)	47

Abbildung 18: Typnetzkosten des Wasserstoffverteilernetzes bei 70 % Umstellungs- und 30 % Neubauquote (eigene Darstellung)	49
Abbildung 17: Typnetzkosten des Wasserstoffverteilernetzes bei 100 % Umstellungsquote (eigene Darstellung)	49
Abbildung 19: Typnetzkosten Gasverteilernetz für Inertisierung und Verfüllung bei 100 % Umstellungsquote des Wasserstoffverteilernetzes (eigene Darstellung)	50
Abbildung 20: Typnetzkosten Gasverteilernetz für Rückbau bei 100 % Umstellungsquote des Wasserstoffverteilernetzes (eigene Darstellung)	50
Abbildung 22: Typnetzkosten Gasverteilernetz für Rückbau bei 70 % Umstellung und 30 % Neubau des Wasserstoffverteilernetzes (eigene Darstellung)	51
Abbildung 21: Typnetzkosten Gasverteilernetz für Inertisierung und Verfüllung bei 70 % Umstellung und 30 % Neubau des Wasserstoffverteilernetzes (eigene Darstellung)	51
Abbildung 23: Entwicklung der Restwerte je Abschreibungsmodalität für das Typnetz „ländlich – viel Industrie“ mit dem Entwicklungspfad „NF: hoch“ mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau der Netzbestandteile (Darstellung: Fraunhofer IEG)	61
Abbildung 24: Entwicklung der Restwerte je Abschreibungsmodalität für das Typnetz „städtisch – viel Industrie“ mit dem Entwicklungspfad „NF: hoch“ mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau der Netzbestandteile (Darstellung: Fraunhofer IEG)	62
Abbildung 25: Entwicklung der Netzentgelte für das Typnetz „ländlich – viel Industrie“ mit dem Entwicklungspfad „NF: hoch“ mit 60 % Umstellung der Netzassets und 40 % Neubau (links) sowie 70 % Umstellung und 30 % Neubau (rechts)	63
Abbildung 26: Entwicklung der Netzentgelte für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie“ mit dem Entwicklungspfad „NF: HT“ (links) und „NF: HT (< 20 km)“ (rechts) und 70 % Umstellung der Netzassets und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	65
Abbildung 27: Sensitivität der Wasserstoffnetzentgelte auf variierende EK-Zinssätze im Jahr 2030 für das Typnetz „städtisch – viel Industrie“ im Entwicklungspfad „NF: hoch“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	69
Abbildung 28: Sensitivität der Wasserstoffnetzentgelte auf variierende EK-Zinssätze im Jahr 2045 für das Typnetz „städtisch – viel Industrie“ im Entwicklungspfad „NF: hoch“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	70
Abbildung 29: Sensitivität der Wasserstoffnetzentgelte auf variierende EK-Zinssätze im Jahr 2045 für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie“ im Entwicklungspfad „NF: HT (< 20 km)“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	71
Abbildung 31: Verteilung der mengengewichteten Mittelwerte der Nettonetzentgelte für Industrie- und Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2024 in Eurocent/kWh; BNetzA Monitoringbericht 2024	74

Abbildung 30: Entwicklung der Netzentgelte 2012 bis 2024; Quelle: BNetzA Monitoringbericht 2024	74
Abbildung 32: Prognostizierter Verlauf der nominalen Netzkosten für Erdgasverteilernetze; Quelle: Kremp und Mischinger, 2025, S. 157 f.	75
Abbildung 33: Entwicklung der prognostizierten Netzentgelte für Wasserstoff und Erdgas	76
Abbildung 34: Prozentuale Kostenzusammensetzung von Wasserstoff im Zeitverlauf für das Szenario „städtisch – viel Industrie NF: HT“ und den berechneten Erzeugungskosten nach FfE (2025)	80
Abbildung 35: Härtegrade der Wasserstoff-Bedarfsplanung in der LFP 2.0 nach H2vorOrt	81
Abbildung 36: Vergleich der für die Amortisation bis 2045 notwendigen Entgeltdeckel plus Kernnetzentgelte mit Erdgasnetzentgelten für Haushalte und Industrie im Jahr 2024	88
Abbildung 37: Verläufe der Salden für ein intertemporales Amortisationskonto für Verteilernetze in den Szenarien „städtisch – viel Industrie NF: HT“ und „städtisch – viel Industrie NF: hoch“	89
Abbildung 38: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „ländlich – viel Industrie NF: hoch“ mit 70 % Umstellung und 30 zent% Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	108
Abbildung 39: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „ländlich – viel Industrie NF: HT“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	108
Abbildung 40: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „ländlich – viel Industrie NF: hoch (< 20 km)“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	109
Abbildung 41: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „ländlich – wenig Industrie NF: hoch“ mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	109
Abbildung 42: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „ländlich – wenig Industrie NF: hoch“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	110
Abbildung 43: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „ländlich – wenig Industrie NF: HT (< 20 km)“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	110
Abbildung 44: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie NF: hoch“ mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	111
Abbildung 45: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie NF: hoch“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	111
Abbildung 46: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie NF: HT“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	112
Abbildung 47: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie NF: HT (< 20 km)“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	112

Abbildung 48: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „städtisch – viel Industrie NF: hoch“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG).....	113
Abbildung 49: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „städtisch – viel Industrie NF: HT“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG).....	113
Abbildung 50: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „städtisch – viel Industrie NF: HT (< 20 km)“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	114
Abbildung 51: Entwicklung der Wasserstoffnetzentgelte für das Typnetz „ländlich – viel Industrie NF: HT“ und „HT (< 20 km)“ für 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	115
Abbildung 52: Entwicklung der Wasserstoffnetzentgelte für das Typnetz „ländlich – wenig Industrie NF: hoch“ für 60 % Umstellung und 40 % Neubau sowie 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	115
Abbildung 53: Entwicklung der Wasserstoffnetzentgelte für das Typnetz „ländlich – wenig Industrie NF: HT“ und „HT (< 20 km)“ für 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG).....	116
Abbildung 54: Entwicklung der Wasserstoffnetzentgelte für das Typnetz „städtisch – viel Industrie NF: hoch“ für 60 % Umstellung und 40 % Neubau sowie 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	116
Abbildung 55: Entwicklung der Wasserstoffnetzentgelte für das Typnetz „städtisch – viel Industrie NF: HT“ und „HT (< 20 km)“ für 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	117
Abbildung 56: Entwicklung der Wasserstoffnetzentgelte für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie NF: hoch“ für 60 % Umstellung und 40 % Neubau sowie 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)	117

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wasserstoffnachfrage und daraus resultierende Verteilernetzlänge für die verschiedenen Entwicklungspfade im Jahr 2045	8
Tabelle 2: Übersicht der Wasserstoffnachfragemengen je Entwicklungspfad und daraus resultierende Verteilernetzlängen.....	18
Tabelle 3: Potenzielle Wasserstoffnachfrage der Industriestandorte (basierend auf Neuwirth et al., 2022).....	22
Tabelle 4: Netzlänge in km der Hausanschlussleitungen je Tynnetz und Druckstufe	32
Tabelle 5: Verteilung der AHK/HK des Tynnetzes „ländlich – viel Industrie“	34
Tabelle 6: Inertisierungskosten Gasverteilernetz (Frontier Economics, 2017, S. 77; Frontier Economics, 2024, S. 45; Interviews Gasverteilernetzbetreiber)	41
Tabelle 7: Verfüllungskosten Gasverteilernetz (Interviews Gasverteilernetzbetreiber)	42
Tabelle 8: Rückbaukosten Gasverteilernetz (Frontier Economics, 2017, S. 77; Frontier Economics, 2024, S. 45; Interviews Gasverteilernetzbetreiber)	43
Tabelle 9: Umstellungskosten Rohrleitungen Gasverteilernetz (DVGW, 2022c, S. 16; DBI, 2024, S. 35; Interviews Gasverteilernetzbetreiber)	43
Tabelle 10: Neubaukosten Rohrleitungen Wasserstoffverteilernetz (DVGW, 2022c, S. 16; DBI, 2024, S. 35; Interviews Gasverteilernetzbetreiber)	44
Tabelle 11: Neubaukosten Gasdruckregel- und Gasdruckregelmessanlagen Wasserstoffverteilernetz (DVGW, 2022c, S. 24; DBI, 2024, S. 36; Interviews Gasverteilernetzbetreiber)	44
Tabelle 12: Übersicht über getroffene Annahmen (basierend auf WasserstoffNEV; BNetzA – Große Beschlusskammer Energie, 2024a; Pfluger et al., 2024	60
Tabelle 13: Entwicklung der Netzentgelte für das Tynnetz „ländlich – viel Industrie“ mit dem Entwicklungspfad „Hohe H2-Nachfrage“ mit 60 % Umstellung der Netzanlagen und 40 % Neubau im Vergleich zu 70 % Umstellung und 30 % Neubau.....	64
Tabelle 14: Entwicklung der Netzentgelte für das Tynnetz „städtisch – wenig Industrie“ mit den Entwicklungspfaden „Hochtemperatur-Prozesse“ und „Hochtemperatur-Prozesse (< 20 km)“ sowie 70 % Umstellung der Netzanlagen und 30 % Neubau.....	66
Tabelle 16: Vergleich modellierter Wasserstoffnetzentgelte mit prognostizierten Erdgasnetzentgelten.....	76
Tabelle 17: Wasserstoffkosten aus Beschaffung und Vertrieb in €/ct/kWh	78

Tabelle 19: Gesamtsumme Wasserstoffkosten in €/kg	79
---	----

10 Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2023): Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfunktionale Transformation. Berlin: Agora Energiewende. Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-06_DE_Gasverteilnetze/A-EW_291_Gasverteilnetze_WEB.pdf (zuletzt geprüft am: 11. Juli 2025)

BDEW (2024a): Vermerk - Beantwortung der BMWK-Fragen vom 5. September 2024 bezüglich Rückbau- und Stilllegungskosten. Online verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/1000_Vermerk_Beantwortung_R%C3%BCckbaufragen_BWMK.pdf (zuletzt geprüft am: 10. Juli 2025)

BDEW (2024b): Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom. Online verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Studie_Prognose_und_Analyse_der_Netzentgeltentwicklung_Strom.pdf (zuletzt geprüft am: 10. Juli 2025).

BMWK (2024a): Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze. Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/G/green-paper-transformation-gas-wasserstoff-verteilernetze.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (zuletzt geprüft am: 23. Juni 2025).

BMWK (2024b): Neue Langfristszenarien für die Energiewende. Online verfügbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2024/04/05-neue-langfristszenarien-fuer-die-energiewende.html> (zuletzt geprüft am: 7. Oktober 2026)

BNetzA (2025) Monitoringbericht 2024. Online verfügbar unter: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf> (zuletzt geprüft am: 28. August 2025).

BNetzA – Beschlusskammer 4 (2023): Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Gasversorgungsnetzen (4. Regulierungsperiode). Aktenzeichen: BK4-22-085. Bundesnetzagentur (BNetzA): Bonn. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2022/BK4-22-0085/BK4-22-0085_Datengrundlage_Berechnungstools.html?nn=699324 (zuletzt geprüft am: 4. Februar 2025).

BNetzA – Beschlusskammer 9 (2024). Fünfte Datenveröffentlichung zur Festlegung von Vorgaben für die Erhebung von Daten zur Durchführung des Effizienzvergleichs der Gasverteilernetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode. Aktenzeichen: BK9-20-603. Bundesnetzagentur (BNetzA): Bonn. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVNB/Gutachten/Datenveroeffentlichung5.xlsx?__blob=publicationFile&v=2 (zuletzt geprüft am: 7. Januar 2025).

BNetzA – Große Beschlusskammer Energie (2024a): Festlegung von Bestimmungen zur Bildung der für den Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz zu erhebenden Netzentgelten und zur Einrichtung eines für eine gewisse Dauer wirksamen Amortisationsmechanismus (WANDA). Aktenzeichen: GBK-24-01-2#1.

Bundesnetzagentur (BNetzA). Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2024/GBK-24-01-2%231_WANDA/Downloads/Wanda_Festlegung.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (zuletzt geprüft am: 4. Juli 2025).

BNetzA – Große Beschlusskammer Energie (2024b): Festlegungsverfahren zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU 2.0). Aktenzeichen: GBK-24-02-2#1. Bundesnetzagentur (BNetzA). Bonn. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2024/GBK-24-02-2%231_KANU_2.0/Tools_Downloads/KANU_2.0_Beschluss.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (zuletzt geprüft am: 4. Juli 2025).

Braunger, Isabell (2024): Beantwortung der BMWK-Fragen vom 5. September 2024 bezüglich Rückbau- und Stilllegungskosten. Online verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/1000_Vermerk_Beantwortung_R%C3%BCckbaufragen_BWMK.pdf (zuletzt geprüft am: 23. Juni 2025).

Breyer Christian; Blechinger, Philipp; Diesing, Philipp (2025): Electrification versus hydrogen: A data-driven comparison framework for energy-intensives industries. Online verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890425006697> (zuletzt geprüft am: 12. August 2025).

Ceramin (2025): PVC&Umwelt. Online verfügbar unter: <https://ceramin.de/magazin/pvc-und-umwelt/#herstellung> (zuletzt geprüft am: 10. Juli 2025).

Citizen Sustainable (2021): Ist Polyethylen umweltfreundlich? 9 Fakten zu LDPE und HDPE. Online verfügbar unter: <https://citizensustainable.com/de/polyethylen-umweltfreundlich/> (zuletzt geprüft am: 23. Juni 2025).

DBI (2024) (Autoren: Sperlich, Jonas; Hüttenrauch, Jens): H₂-ready und klimaneutral bis 2045 Kosten und Aufwand für die H₂-Umrüstung der dt. Gasnetze. Online verfügbar unter: https://www.netze-suedwest.de/_Resources/Persistent/0/9/d/a/09da1dc4678d75ff1af39b5eb112f605feaaee691/Kosten%20der%20H2-Umr%C3%BCstung%20des%20Gasnetzes_Ergebnisse%20DBI.pdf (zuletzt geprüft am: 23. Juni 2025).

Dezernat Zukunft (2025): Mischfinanzierung aus öffentlichem und privatem Kapital – Vorschläge zur Mobilisierung von Eigenkapital im Stromnetzbereich, *Dezernat Zukunft Analyse*. Berlin: Dezernat Zukunft. Online verfügbar unter: <https://dezernatzukunft.org/wp-content/uploads/2025/06/Koelschbach-Ortego-2025-Stromnetzausbau.pdf> (zuletzt geprüft am: 11. Juli 2025).

DVGW (2022a): Technische Regel – Merkblatt DVGW G 407 (M).

DVGW (2022b): Technischer Hinweis – Merkblatt DVGW G 408 (M).

DVGW (2022c) (Autoren: Sperlich, Jonas; Hüttenrauch, Jens): Roadmap Gas 2050: Transformationspfade der deutschen Gasinfrastruktur inkl. Gasanwender. Online verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201824-rmg2050-d2.3-transformationspfade.pdf> (zuletzt geprüft am: 23. Juni 2025).

Fleiter, Tobias et al. (2024): Policy Brief - CO₂-neutrale Prozesswärme durch Elektrifizierung und Einsatz von Wasserstoff. Online verfügbar unter: [fraunhofer.de](https://www.fraunhofer.de) (zuletzt geprüft am: 7. Oktober 2026)

Frontier Economics (2017): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland: eine modellbasierte Analyse. Berlin: Frontier Economics Ltd. Online verfügbar unter: https://www.vng.de/sites/default/files/2021-03/fnb-_gas_frontier_economics_gasinfrastruktur_fuer_die_energiewende.pdf (zuletzt geprüft am: 09. September 2026).

Frontier Economics (2024): Erforderliche Rahmenbedingungen für die Stilllegung von Teilen des Gasverteilernetzes. Online verfügbar unter: https://www.bmwet.gv.at/Services/Publikationen/publikationen-energie/stilllegung_gasverteilernetz.html (zuletzt geprüft am: 23 Juni 2025).

Gasunie (2020): Neubau der Erdgastransportleitung ETL178.100/200 Walle – Gashaus Süd Anlage 1 Erläuterungsbericht zum Planfeststellungsverfahren.

H2vorOrt (2024): Gasnetzgebietstransformationsplan Ergebnisbericht. Online verfügbar unter: <https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht-2024-des-GTP.pdf> (zuletzt geprüft am: 15. Mai 2025).

König, Markus; Lotze, Torsten; Pattima, Tonish; Weißing, Werner (2024): Umstellung von Gasverteilnetzen auf Wasserstoff: Herangehensweise für die Umstellung von Gasleitungen bis 16 bar Betriebsdruck (Teil 1). Online verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2-umstellung-gasleitung-h2-teil1-pattima-2403.pdf> (zuletzt geprüft am: 23. Juni 2025).

Kremp, Ralph; Mischinger, Stefan (2025): Gutachten für die dena-Verteilnetzstudie II: BET Consulting. Online verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Gutachten_VNSII.pdf (zuletzt geprüft am: 22. August 2025).

Neuwirth, Marius et al. (2022): The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries - a site-specific approach applied to Germany. Online verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890421012280> (zuletzt geprüft am: 7. Oktober 2026)

Oberle, Stella (2023): Die Rolle der Gasverteilnetze im Energiesystem der Zukunft in Deutschland. Unter Mitarbeit von Martin Wietschel und Wolf Fichtner: Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Online verfügbar unter: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000165936/151906363> (zuletzt geprüft am: 09. September 2026).

Oberle, Stella; Gnann, Till; Wayas, Louis; Wietschel, Martin (2024): Analyzing the regulatory framework gaps for gas distribution networks with decreasing natural gas demand in Germany. In: Heliyon 10 (24), e40800. DOI: 10.1016/j.heliyon.2024.e40800.

Perch-Nielsen, Sabine; Lanz, Lukas; Ruoss, Fabian (2024): Grundlagen für die Stilllegung von Gasnetzen (GSGN). Online verfügbar unter: <https://www.ebp.global/ch-de/projekte/grundlagen-fur-die-stilllegung-von-gasnetzen> (zuletzt geprüft am: 22. August 2025).

Pfluger, Benjamin; Oberle, Stella; Fleiter, Tobias; Bußmann, Simon Lukas; Neuwirth, Marius; Ueckerdt, Falko; Odenweller, Adrian (2025): Hintergrundszenarien zur Festlegung des Hochlaufentgelts im Wasserstoff-Kernnetz; Online verfügbar unter: <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/d49ad9fa-1912-4a33-8a9d-7cfaaf86cf31> (zuletzt geprüft am: 23. Juni 2025).

Pfluger, Benjamin; Oberle, Stella; Ragwitz, Mario; Wachsmuth, Jakob; Lux, Benjamin; Müller-Kirchenbauer, Joachim; Kalz, Maike; Evers, Maximilian; Hollnagel, Jeremias; Fritz, Wolfgang (2024): Gutachten zur Validierung eines Konzepts zur privatwirtschaftlichen Finanzierung des Aufbaus eines Wasserstoff-Kernnetzes bei subsidiärer staatlicher Absicherung. Verfasst im Auftrag von Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und Deutsche Energie-Agentur (dena). Karlsruhe, Berlin, Aachen, Cottbus. Online verfügbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gutachterliche-validierung-des-finanzierungsmodells-zum-aufbau-eines-wasserstoff-kernnetzes-bei-subsidiarer-staatlicher-absicherung.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (zuletzt geprüft am: 04. Juli 2025).

Prognos and FINGREEN (2024): Finanzierungsoptionen für ein Wasserstoffstartnetz in Österreich. Online verfügbar unter: <https://www.bmwet.gv.at/Services/Publikationen/publikationen-energie/wasserstoffstartnetz.html> (zuletzt geprüft am: 23. Juni 2025).

Quervel, Celine (2023): PVC und Umwelt, CERAMIN. Online verfügbar unter: <https://ceramin.de/magazin/pvc-und-umwelt/> (zuletzt geprüft am: 23. Juni 2025).

Spiekermann, Kristin; Rosin, Peter; Michaelis, Jana (2025) Rechtlicher Rahmen für eine Transformationsregulierung für Erdgasverteilernetzbetreiber; *Netzwirtschaft & Recht*, 1/2025. Online verfügbar unter: https://www.thuega.de/wp-content/uploads/Thuega/documents/2025-02-18_NuR_2025_Beilage_1.pdf (zuletzt geprüft am: 23. Juni 2025).

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2023). Gemeindeverzeichnis. Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/Archiv/GVAuszugJ/31122022_Auszug_GV.xlsx?__blob=publicationFile&v=2 (zuletzt geprüft am: 10. Januar 2025).

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2024). Jahreserhebung ü. die Energieverwendung der Betriebe im Verarbeitendem Gewerbe (43531-01-02-4-B). Online verfügbar unter: <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=43531-01-02-4-B#breadcrumb> (zuletzt geprüft am: 30. Januar 2025).

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2025). Gebäude: Energieträger der Heizung - Baujahr (Jahrzehnte) - Gebäudetyp (Bauweise)/Wohnungen im Gebäude/Heizungsart (300G-3006). Online verfügbar unter: <https://ergebnisse.zensus2022.de/datenbank/online/statistic/3000G/table/3000G-3006> (zuletzt geprüft am: 5. Februar 2025).

TRFL - Technische Regel für Rohrfernleitungen nach § 9 Absatz 5 der Rohrfernleitungsverordnung (2023). Online verfügbar unter: https://www.umwelt-online.de/regelwerk/cgi-bin/suchausgabe.cgi?pfad=/t_regeln/trfl/trfl_24.htm&such=Eine (zuletzt geprüft am: 23. Juni 2025)

ZAK-Fernwärme (2025): Hausanschlüsse in Kempten. Online verfügbar unter: <https://www.zak-kempten.de/energie/fernwaerme/bauablauf/> (zuletzt geprüft am: 23. Juni 2025).

11 Anhang

11.1 Restwertentwicklungen der weiteren Typnetze und Entwicklungspfade

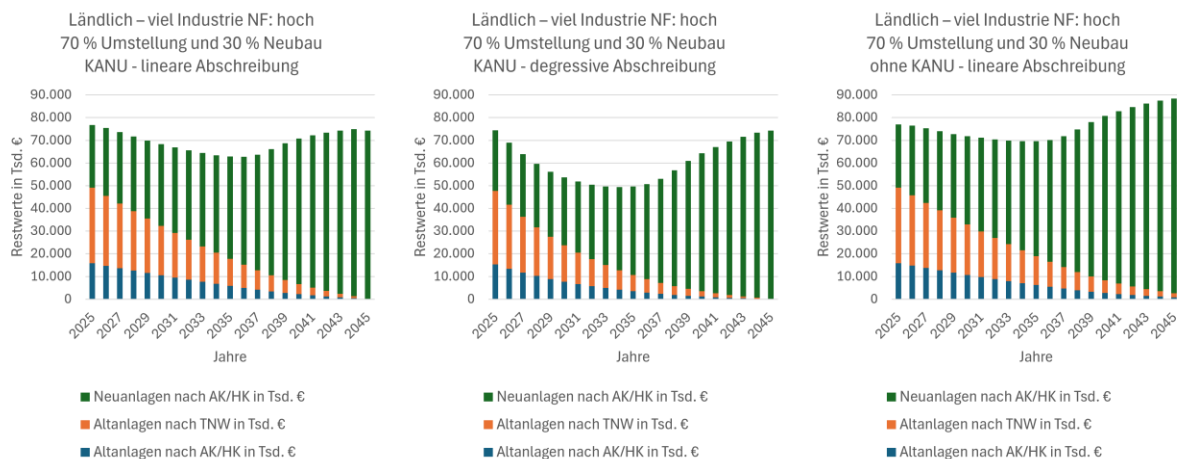


Abbildung 38: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „ländlich – viel Industrie NF: hoch“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

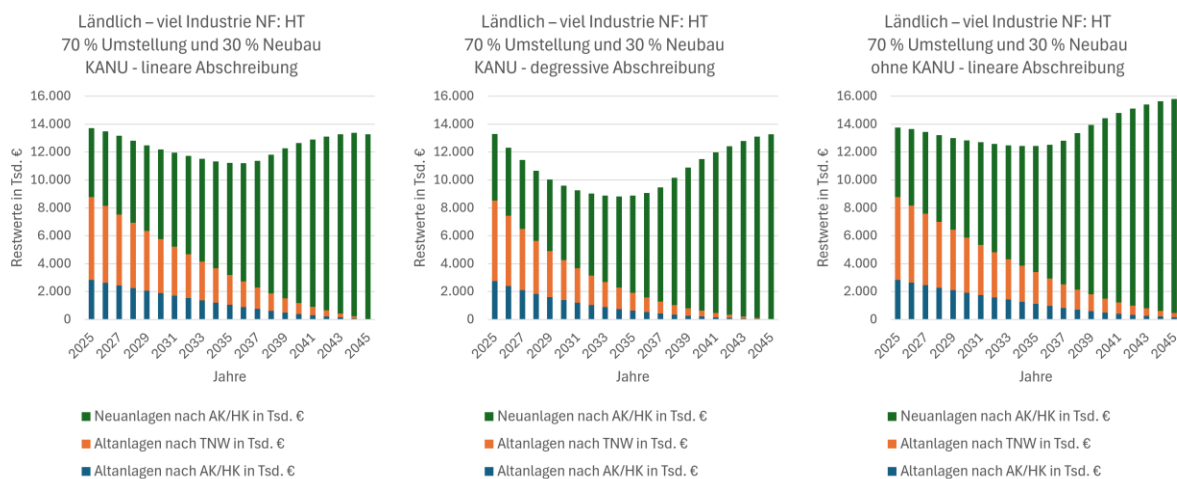


Abbildung 39: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „ländlich – viel Industrie NF: HT“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

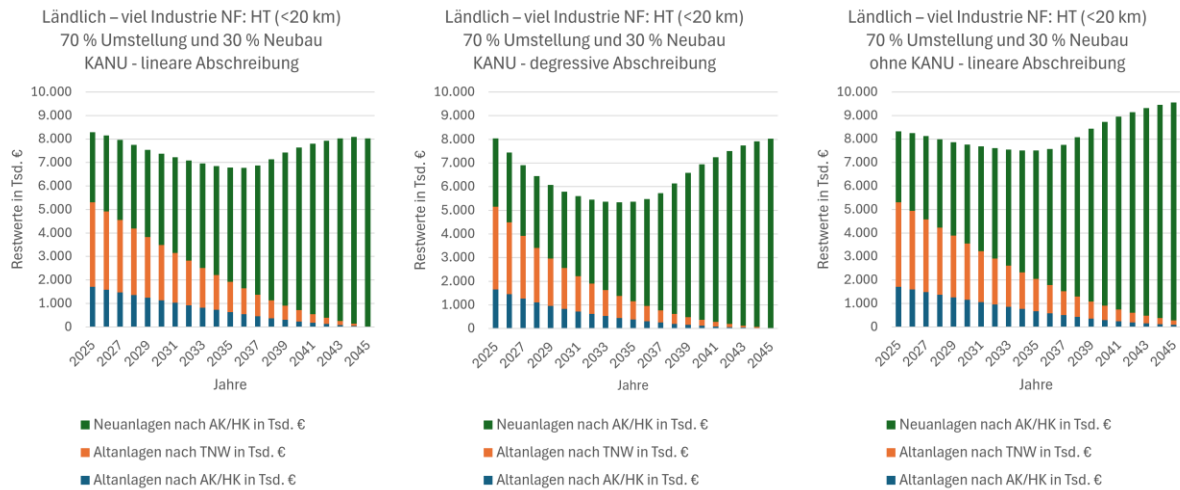


Abbildung 40: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „ländlich – viel Industrie NF: hoch (< 20 km)“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

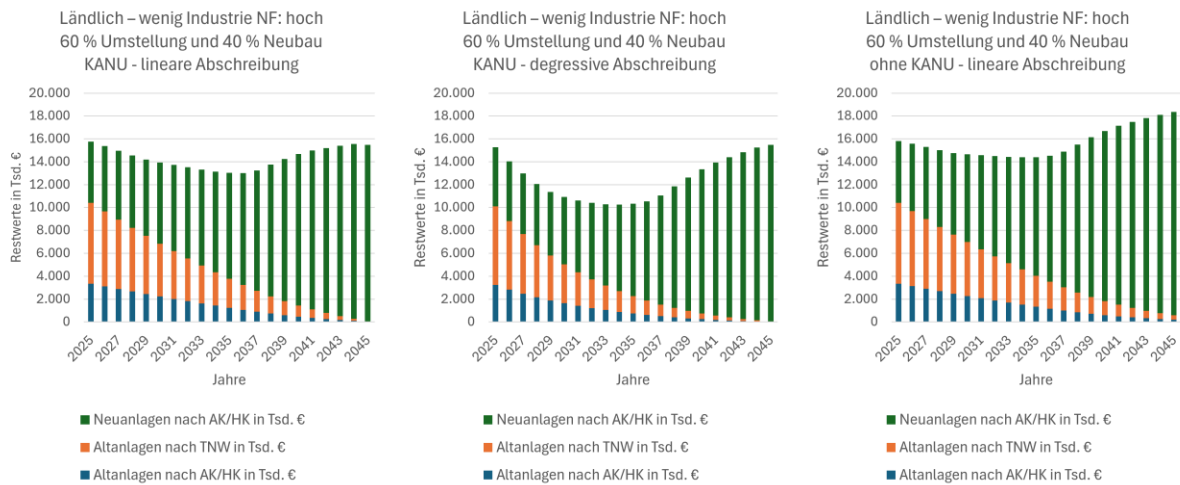


Abbildung 41: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „ländlich – wenig Industrie NF: hoch“ mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

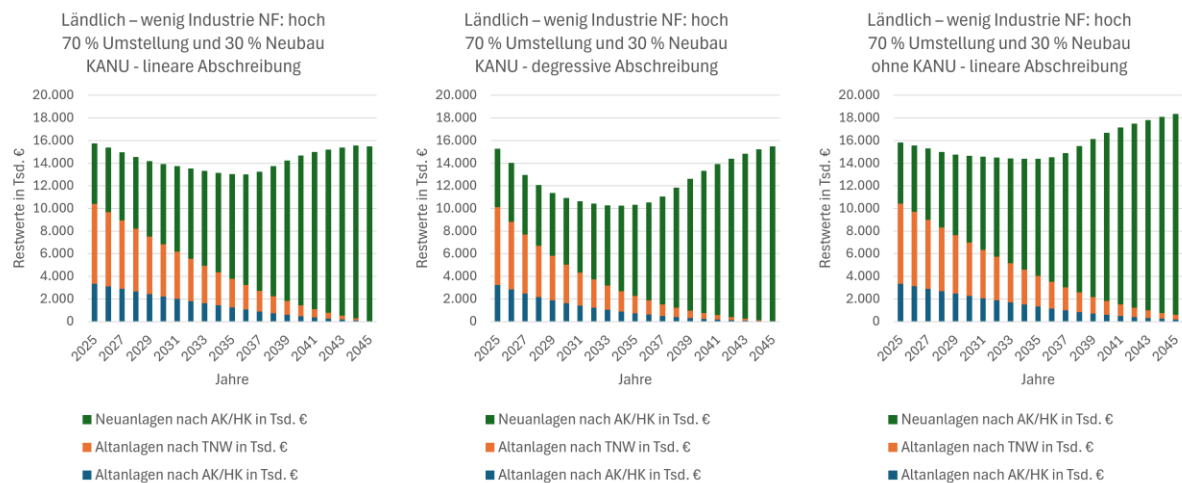


Abbildung 42: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „ländlich – wenig Industrie NF: hoch“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

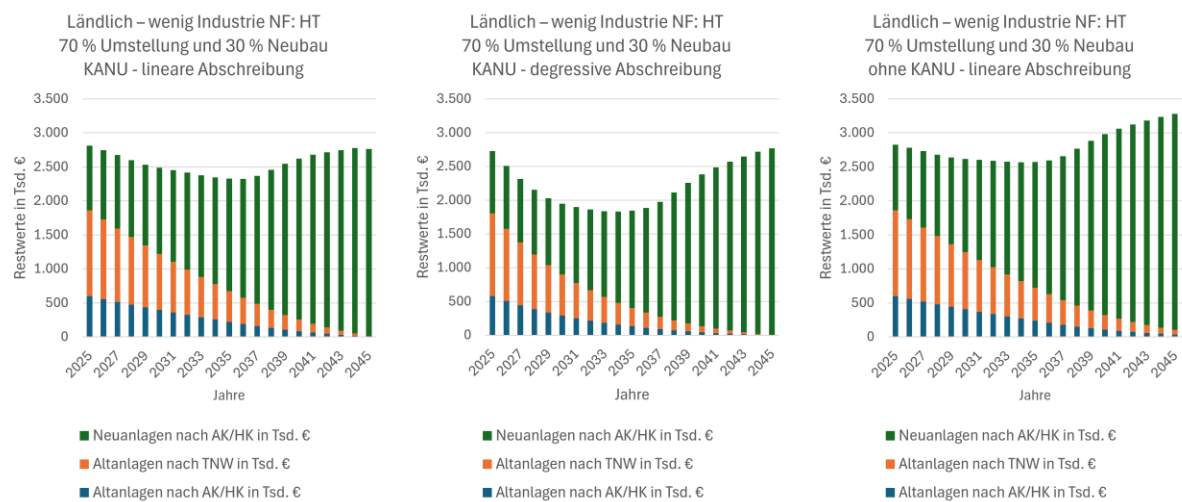


Abbildung 43: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „ländlich – wenig Industrie NF: HT (< 20 km)“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

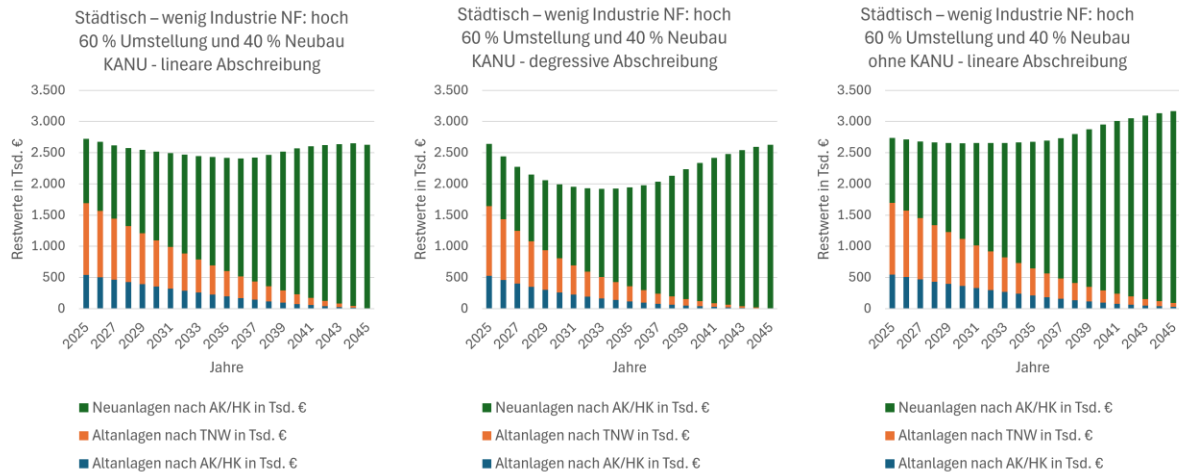


Abbildung 44: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie NF: hoch“ mit 60 % Umstellung und 40 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

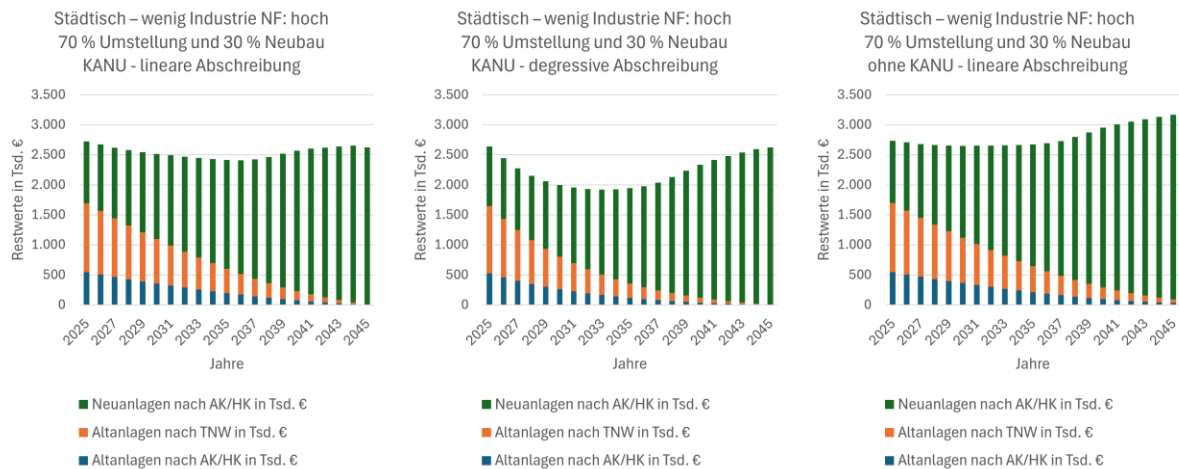


Abbildung 45: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie NF: hoch“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

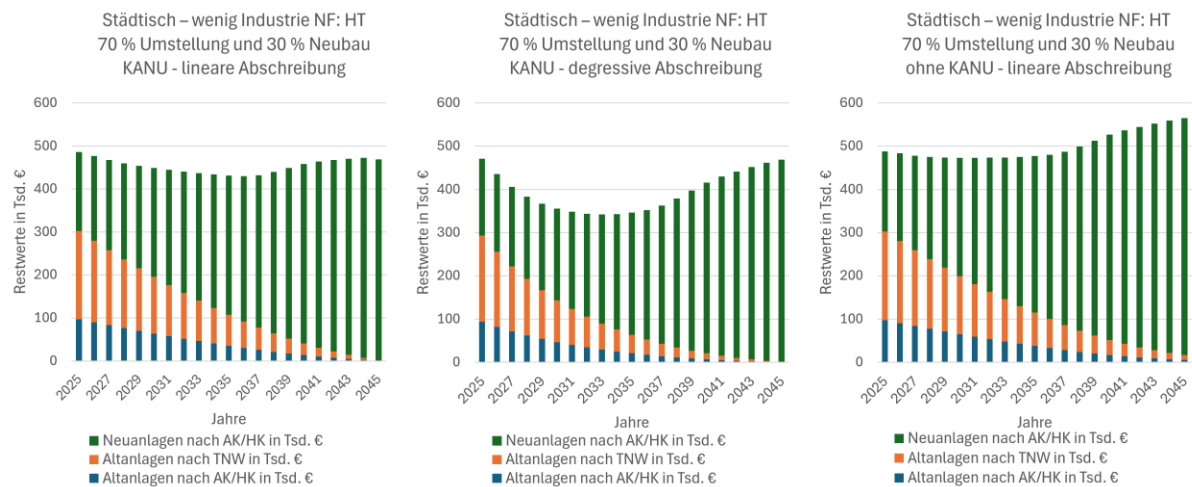


Abbildung 46: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie NF: HT“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

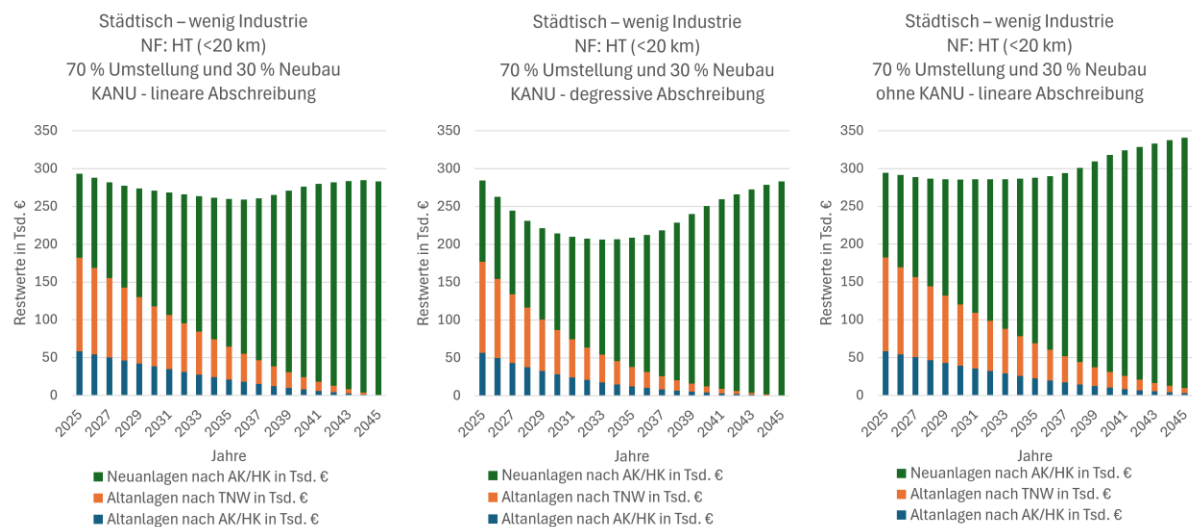


Abbildung 47: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie NF: HT (< 20 km)“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

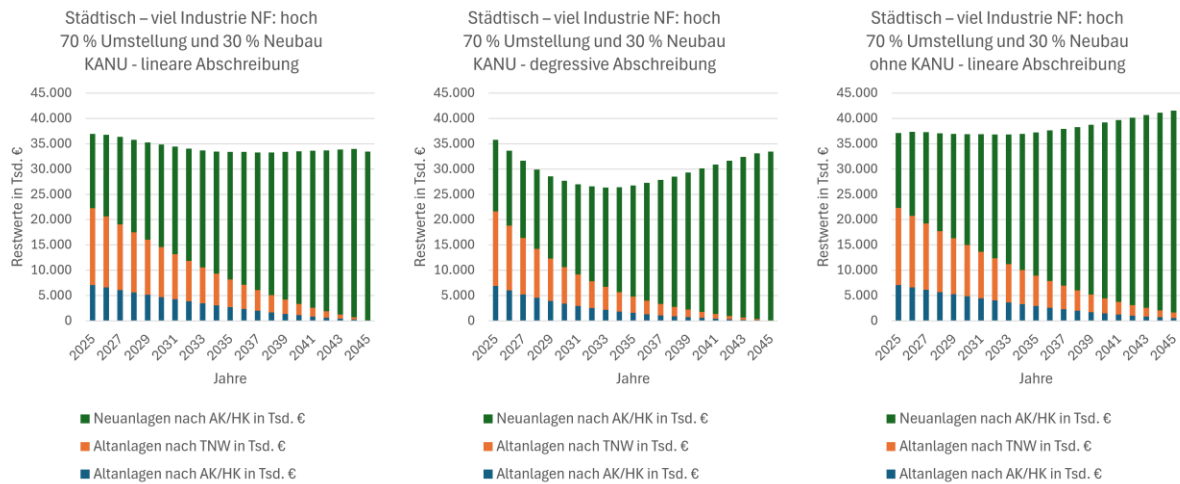


Abbildung 48: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „städtisch – viel Industrie NF: hoch“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

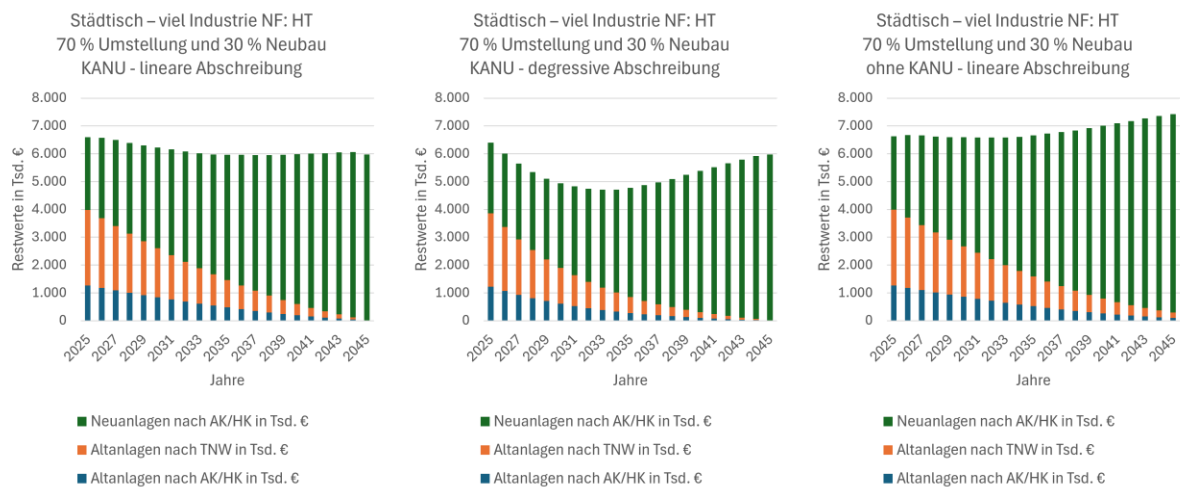


Abbildung 49: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „städtisch – viel Industrie NF: HT“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

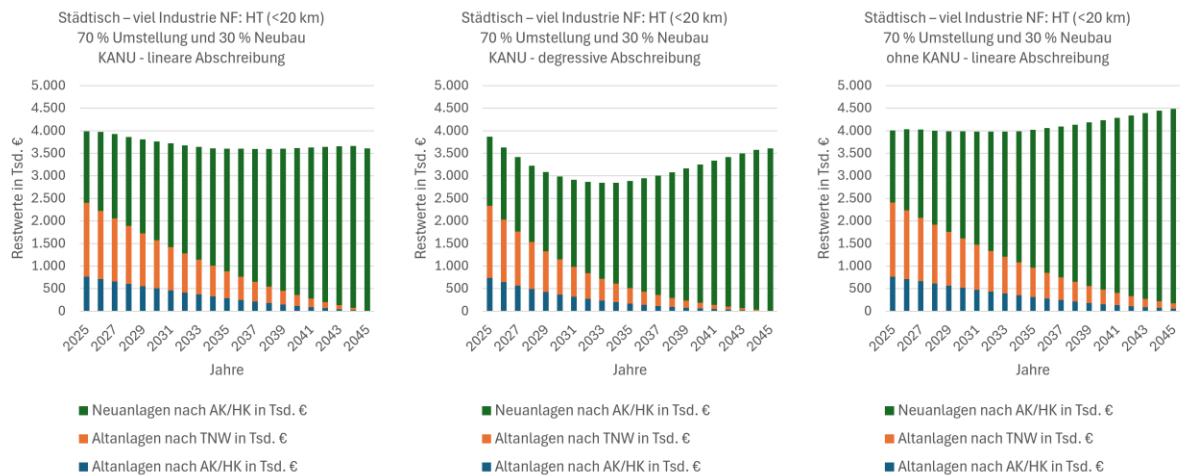


Abbildung 50: Entwicklung der Restwerte für das Typnetz „städtisch – viel Industrie NF: HT (< 20 km)“ mit 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

11.2 Netzentgeltentwicklungen der weiteren Typnetze und Entwicklungspfade

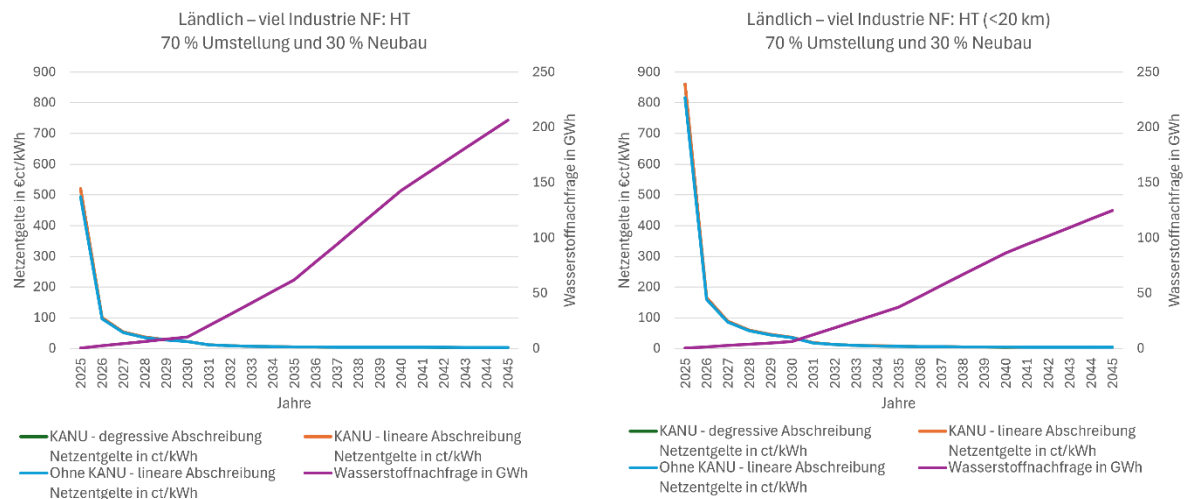


Abbildung 51: Entwicklung der Wasserstoffnetzentgelte für das Typnetz „ländlich – viel Industrie NF: HT“ und „HT (< 20 km)“ für 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

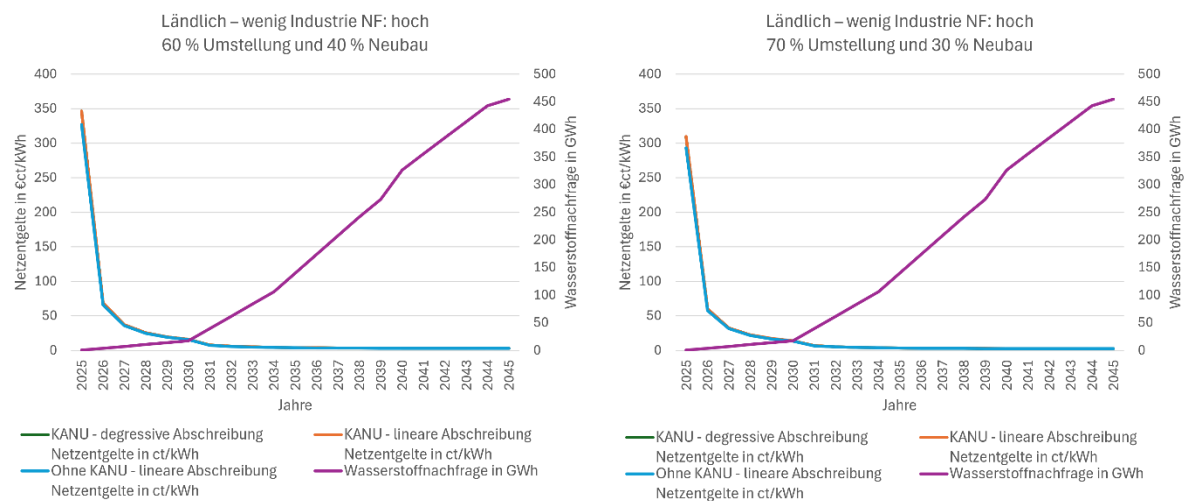


Abbildung 52: Entwicklung der Wasserstoffnetzentgelte für das Typnetz „ländlich – wenig Industrie NF: hoch“ für 60 % Umstellung und 40 % Neubau sowie 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

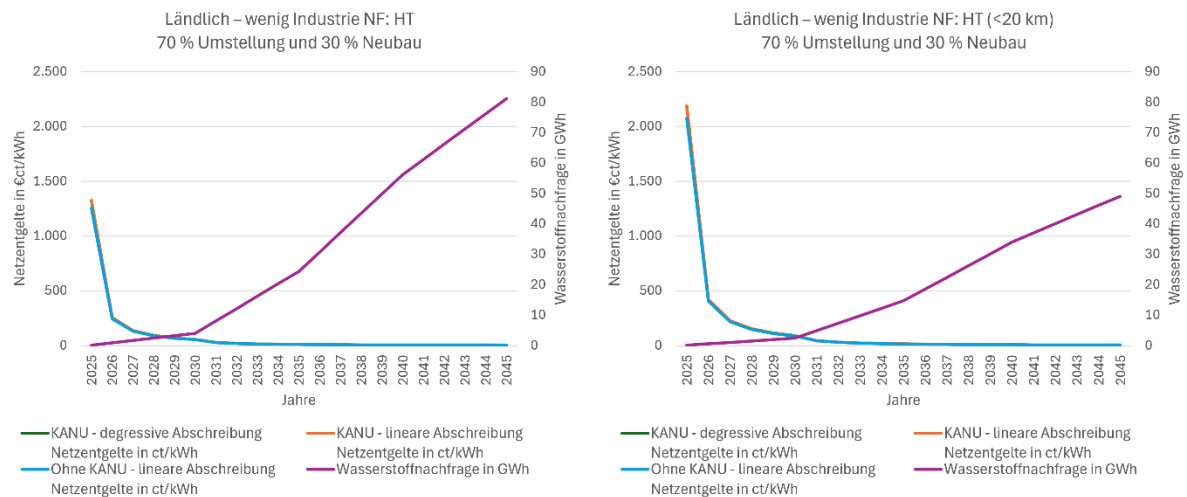


Abbildung 53: Entwicklung der Wasserstoffnetzentgelte für das Typnetz „ländlich – wenig Industrie NF: HT“ und „HT (< 20 km)“ für 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

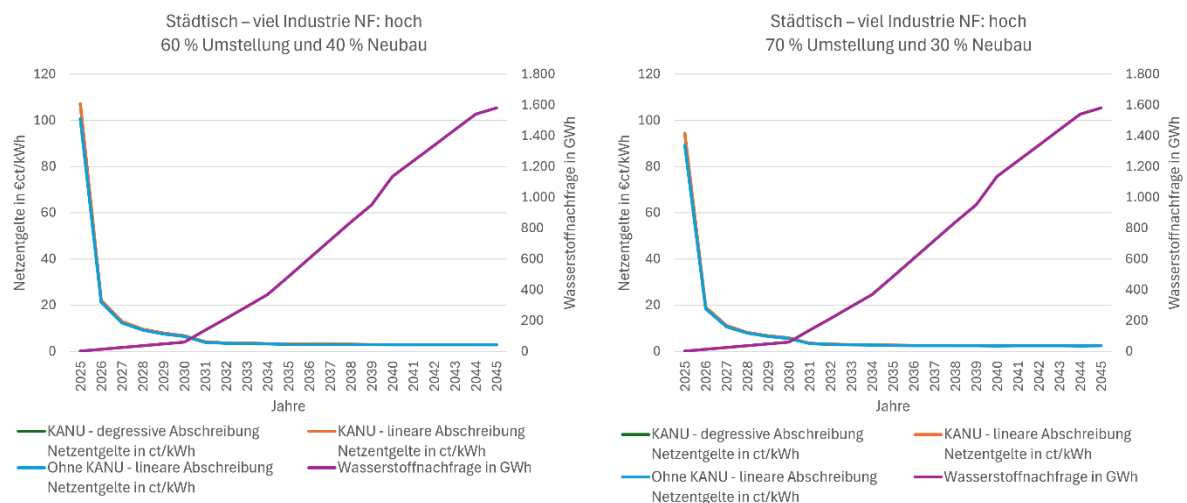


Abbildung 54: Entwicklung der Wasserstoffnetzentgelte für das Typnetz „städtisch – viel Industrie NF: hoch“ für 60 % Umstellung und 40 % Neubau sowie 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

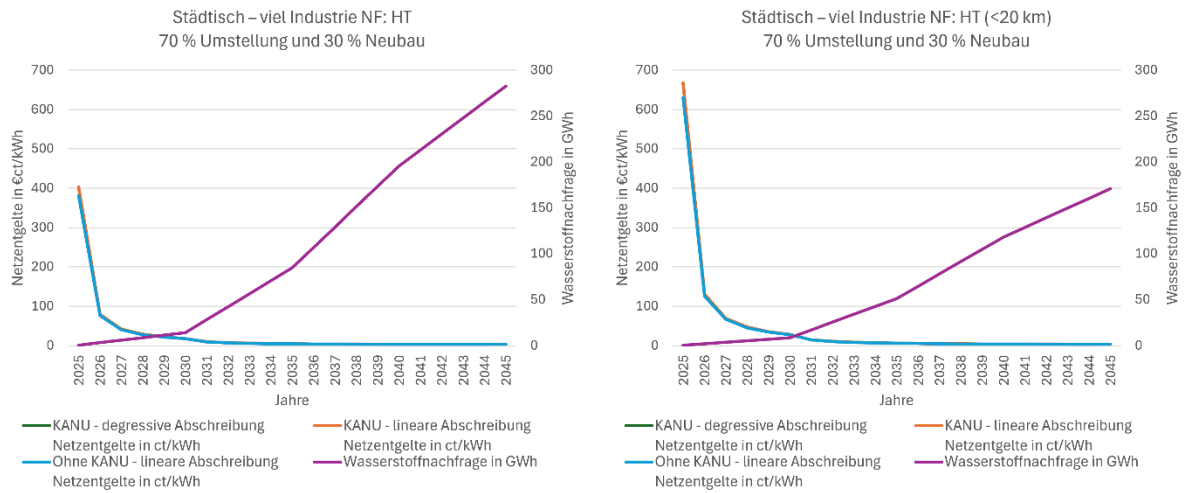


Abbildung 55: Entwicklung der Wasserstoffnetzentgelte für das Typnetz „städtisch – viel Industrie NF: HT“ und „HT (< 20 km)“ für 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

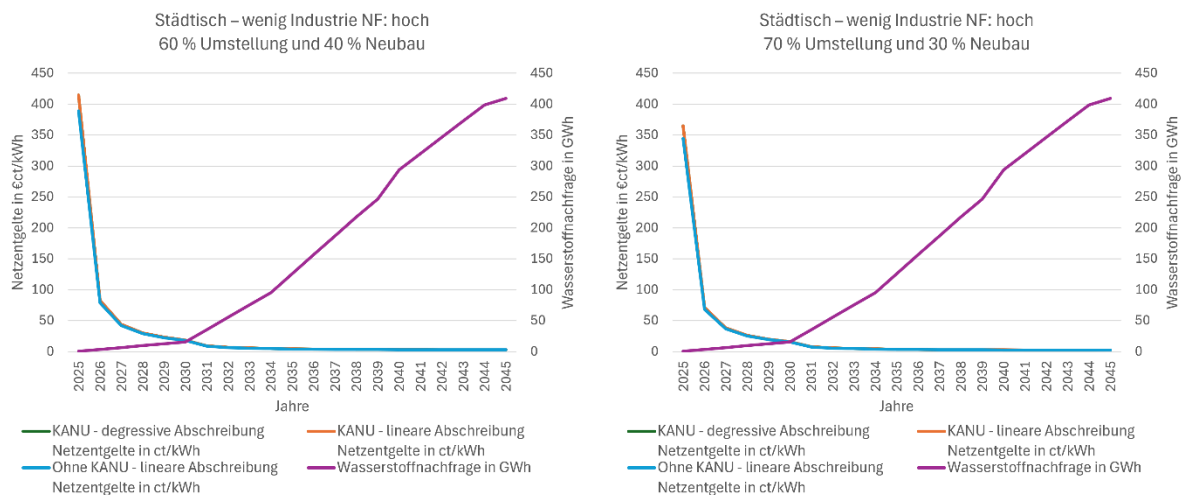


Abbildung 56: Entwicklung der Wasserstoffnetzentgelte für das Typnetz „städtisch – wenig Industrie NF: hoch“ für 60 % Umstellung und 40 % Neubau sowie 70 % Umstellung und 30 % Neubau (Darstellung: Fraunhofer IEG)

