

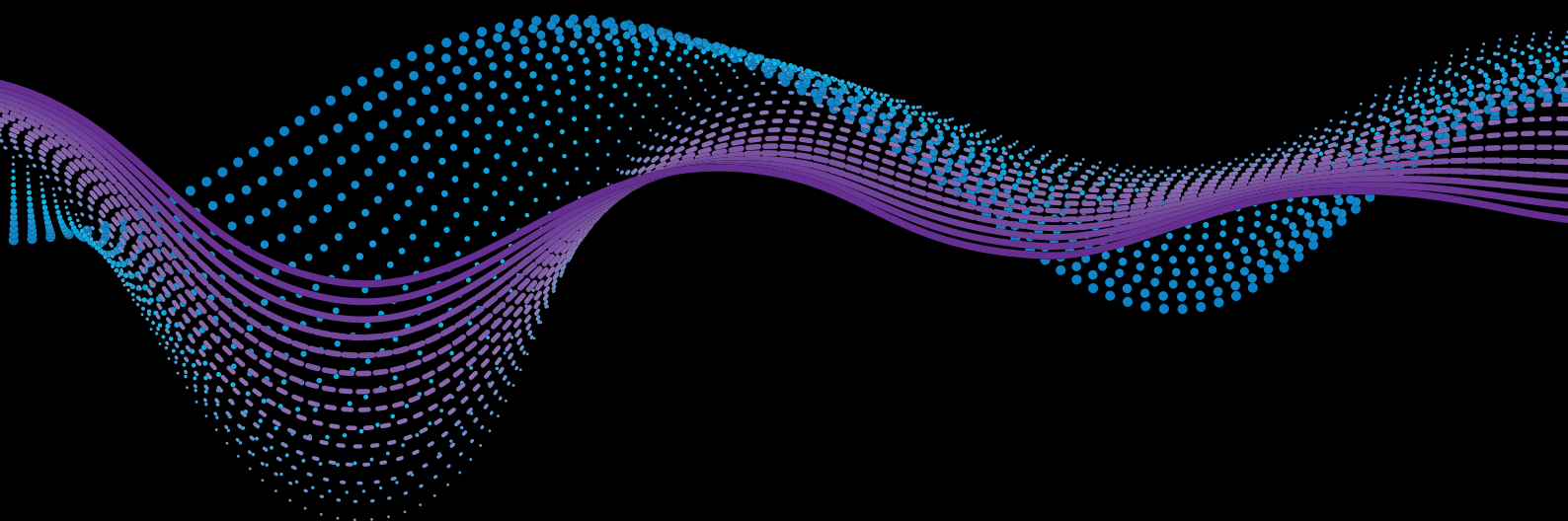
5|26

Auszug aus
Ausgabe 5
Oktober 2026



e|m|w

Das ener|gate-Magazin.



Schwerpunkt Alte Rohre, neue Wege? –
Die Transformation der Gasnetze

Gasnetztransformation in der Praxis

Von **Lorenz Valk**, Senior Consultant, **Dr. Philipp-Matthias Heuser**,
Principal Consultant, und **Dr. Henning Schuster**, Geschäftsführer,
E-Bridge Consulting



Gasnetz- transformation in der Praxis

Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen aus
Strategiestudien zur Zukunft der Verteilnetze

✎ Von **Lorenz Valk**, Senior Consultant, **Dr. Philipp-Matthias Heuser**, Principal Consultant,
und **Dr. Henning Schuster**, Geschäftsführer, E-Bridge Consulting

Die Transformation des Wärmesektors verändert die Perspektiven für Gasverteilnetze grundlegend. Sinkende Gasabsätze, kommunale Wärmeplanungen und neue regulatorische Vorgaben erfordern strategische Entscheidungen weit über die klassische Netzplanung hinaus. E-Bridge Consulting hat für verschiedene Netzbetreiber Transformationsstrategien entwickelt. Sie zeichnen trotz unterschiedlicher Netzgebiete und Versorgungsstrukturen ein bemerkenswert konsistentes Zukunftsbild: Die Gasverteilnetze werden deutlich kleiner, stärker auf industrielle und energie-wirtschaftliche Ankerkunden fokussiert.

Der Erdgasbedarf in Deutschland befindet sich seit Jahren im leichten Rückgang. Langfristige Treiber wie die Elektrifizierung der Wärmeversorgung, der Ausbau von Wärmenetzen sowie steigende CO₂-Kosten durch den europäischen Emissionshandel ETS 2 werden diese Entwicklung weiter verstärken. Vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele wird die Bedeutung fossilen Erdgases bis 2045 kontinuierlich abnehmen. Den sinkenden Gasabsätzen stehen kurzfristig weitgehend fixe Kostenstrukturen gegenüber. Aufwendungen für Betrieb, Instandhaltung und Kapitalbindung lassen sich nur begrenzt an rückläufige Transportmengen anpassen. Dadurch drohen steigende Netzentgelte und eine zunehmende Belastung der verbleibenden Netznutzer. Für Verteilnetzbetreiber rückt damit die Frage in den Mittelpunkt, wie sie ihre Infrastruktur schrittweise an veränderte Nachfragestrukturen anpassen und gleichzeitig Versorgungssicherheit sowie Wirtschaftlichkeit gewährleisten können. Gefragt sind belastbare Transformations- und Stilllegungsstrategien, die technische, regulatorische und wirtschaftliche Aspekte gemeinsam berücksichtigen.

E-Bridge Consulting hat hierzu für verschiedene Netzbetreiber, von Fernleitungsnetzbetreibern über Regionalnetzbetreiber bis hin zu Stadtwerken, Transformationsstrategien entwickelt. Trotz unterschiedlicher Ausgangssituationen zeigen die Analysen ein bemerkenswert konsistentes Bild der langfristigen Entwicklung von Gasverteilnetzen und ermöglichen die Ableitung zentraler Handlungsempfehlungen für die Praxis.

Integrierte Analysen schaffen belastbare Entscheidungsgrundlagen

Die Studien verfolgten einen integrierten Planungsansatz, der technische, wirtschaftliche und regulatorische Fragestellungen gemeinsam betrachtet. Grundlage bildeten nationale Energieszenarien, Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung, Stromnetzentwicklungspläne sowie Analysen zu Biomethan- und Wasserstoffpotenzialen.

Um Unsicherheiten hinsichtlich Grüngasverfügbarkeit, geopolitischer Entwicklungen, CO₂-Preisen und Stromnetzkapazität-

ten abzubilden, wurden individuelle Szenarien in einem breiten Entwicklungskorridor modelliert. Auf dieser Basis erfolgten teilnetzscharfe Bedarfsprognosen, die eine differenzierte Bewertung einzelner Netzabschnitte ermöglichten. Für jedes Teilnetz wurde untersucht, ob ein Weiterbetrieb mit Erdgas oder Biomethan, eine Umstellung auf Wasserstoff oder eine Stilllegung langfristig die wirtschaftlich und technisch sinnvollste Option darstellt.

» Aufwendungen für Betrieb, Instandhaltung und Kapitalbindung lassen sich nur begrenzt an rückläufige Transportmengen anpassen.

Ergänzend wurden die Transformationspfade wirtschaftlich bewertet. Berücksichtigt wurden sowohl die Entwicklung der Investitionskosten unter Einbeziehung regulatorischer Vorgaben wie KANU 2 als auch die zukünftigen Betriebs- und Stilllegungskosten. Die Verknüpfung technischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Analysen ermöglichte die Identifikation robuster No-Regret-Maßnahmen, die unabhängig von einzelnen Szenario-Annahmen sinnvoll sind.

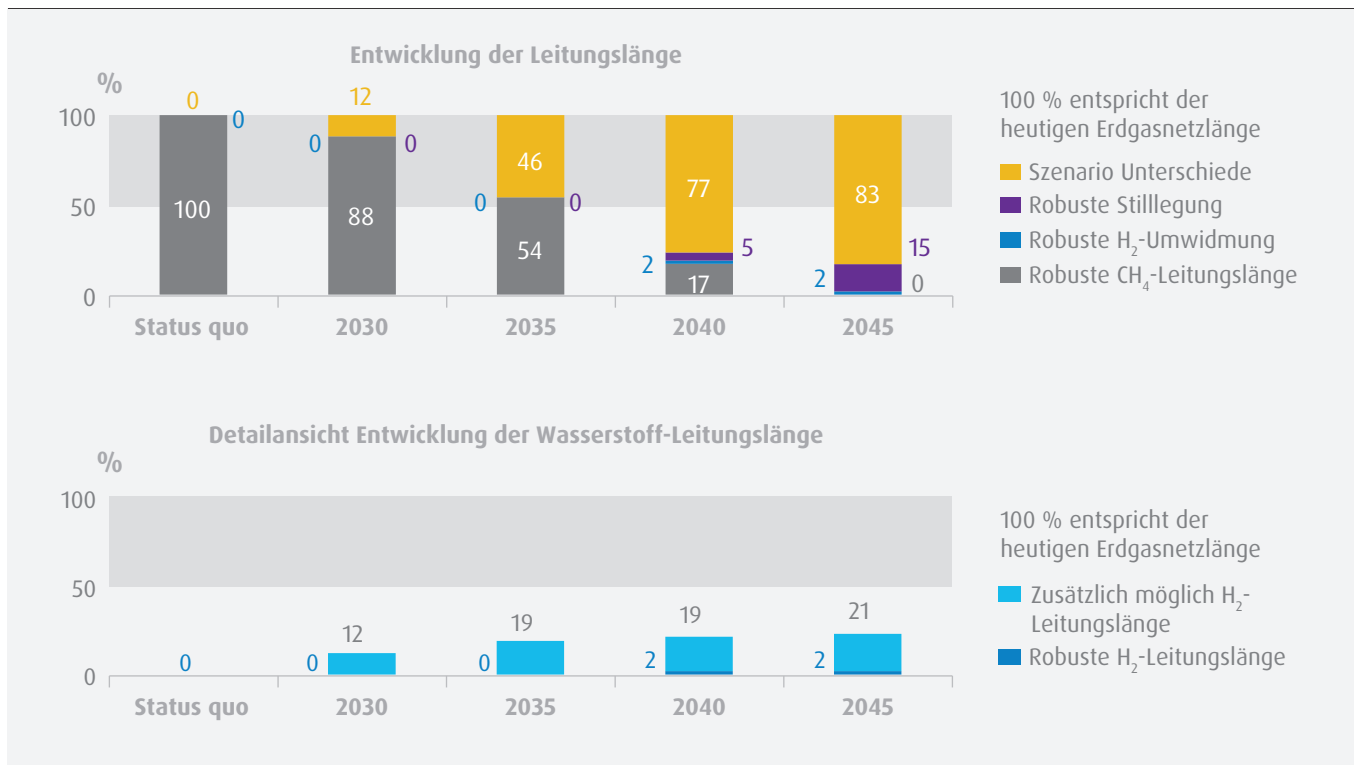
Der Bedarf an Gasverteilung wird deutlich zurückgehen

Die Analysen zeigen szenarioübergreifend einen deutlichen Rückgang der Gasverteilung. Je nach Netzgebiet und Entwicklungspfad sinkt der Bedarf bis 2045 um mindestens 40 bis hin zu 90 Prozent gegenüber heute. Einerseits zeigt dies einen robusten Sockel des Bedarfsrückgangs, andererseits aber auch ein großes Transformationsspektrum, abhängig von der künftigen Entwicklung. Deren Treiber sind insbesondere die Elektrifizierung der Wärmeversorgung, der Ausbau von Wärmenetzen sowie Effizienzsteigerungen im Gebäudebestand. Dadurch verliert Erdgas im Raumwärmemarkt kontinuierlich an Bedeutung.

» Der Bedarf an Gasverteilung sinkt gegenüber heute – um mindestens 40 und bis zu 90 Prozent.

Gleichzeitig verändert sich die Struktur der verbleibenden Nachfrage grundlegend. Während Gasverteilnetze heute überwiegend Haushalte und Gewerbekunden versorgen, wird die künftige Nachfrage zunehmend von wenigen Großverbrauchern geprägt. Industrielle Anwendungen mit hohen Temperaturniveaus sowie gasbasierte Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen für die Bereitstellung von Back-up-Kapazitäten entwickeln sich zu den zentralen Ankerkunden der verbleibenden Infrastruktur. In den untersuchten Szenarien entfallen langfristig bis zu 90 Prozent des verbleibenden Gasbedarfs auf diese Kundengruppen. Dazu zählen beispielsweise Kunden aus der Metallverarbeitung, Produktion von Werk- und Baustoffen oder Back-up-Kapazitäten zur Fernwärmebereitstellung.

01 Entwicklung der Verteilnetzleitungslänge



Die veränderte Nachfragestruktur führt zu einer deutlichen Verkleinerung der Gasverteilnetze. Je nach Netzgebiet reduziert sich die langfristig erforderliche Netzlänge in den meisten Szenarien um 40 bis 80 Prozent. Durch den breiten Szenariotrichter kann es in einigen Szenarien und Netzen zu extremen Ausprägungen kommen (Abbildung 1). So ist unter anderem eine komplette Umwidmung auf Wasserstoff der verbleibenden Netze bis 2045 möglich (kein Weiterbetrieb eines Methanetzes) oder die Transformation wird erst nach 2045 vollendet (bis zu 80 Prozent Methanetzbetrieb im Jahr 2045). Grundsätzlich zeigt sich, dass ab etwa 2035 Stilllegungsbedarfe entstehen. Ab 2040 ergibt sich in den meisten Szenarien ein konsistentes Zielbild: Große Teile der heutigen Raumwärmenetze verlieren ihre wirtschaftliche Grundlage, während die verbleibende Infrastruktur auf industrielle und energiewirtschaftliche Ankerkunden ausgerichtet wird.

» Je nach Netzgebiet reduziert sich die langfristig erforderliche Netzlänge in den meisten Szenarien um 40 bis 80 Prozent.

Auch beim Wasserstoff ergibt sich ein klares, aber differenziertes Bild. Die Analysen bestätigen seine Relevanz für ausgewählte Industrieanwendungen sowie für Standorte der Strom- und Wärmeerzeugung. Gleichzeitig finden sich keine belastbaren Argumente für eine flächendeckende Umstellung heutiger Verteilnetze auf Wasserstoff, da in der Gebäudewär-

me meist kosteneffizientere Alternativen wie Wärmepumpen oder Fernwärme verfügbar sind. Entsprechend beschränken sich die identifizierten Wasserstoffnetze langfristig auf 15 bis 20 Prozent der heutigen Erdgasnetzlänge und konzentrieren sich auf klar abgegrenzte Industrie- und Energiecluster.

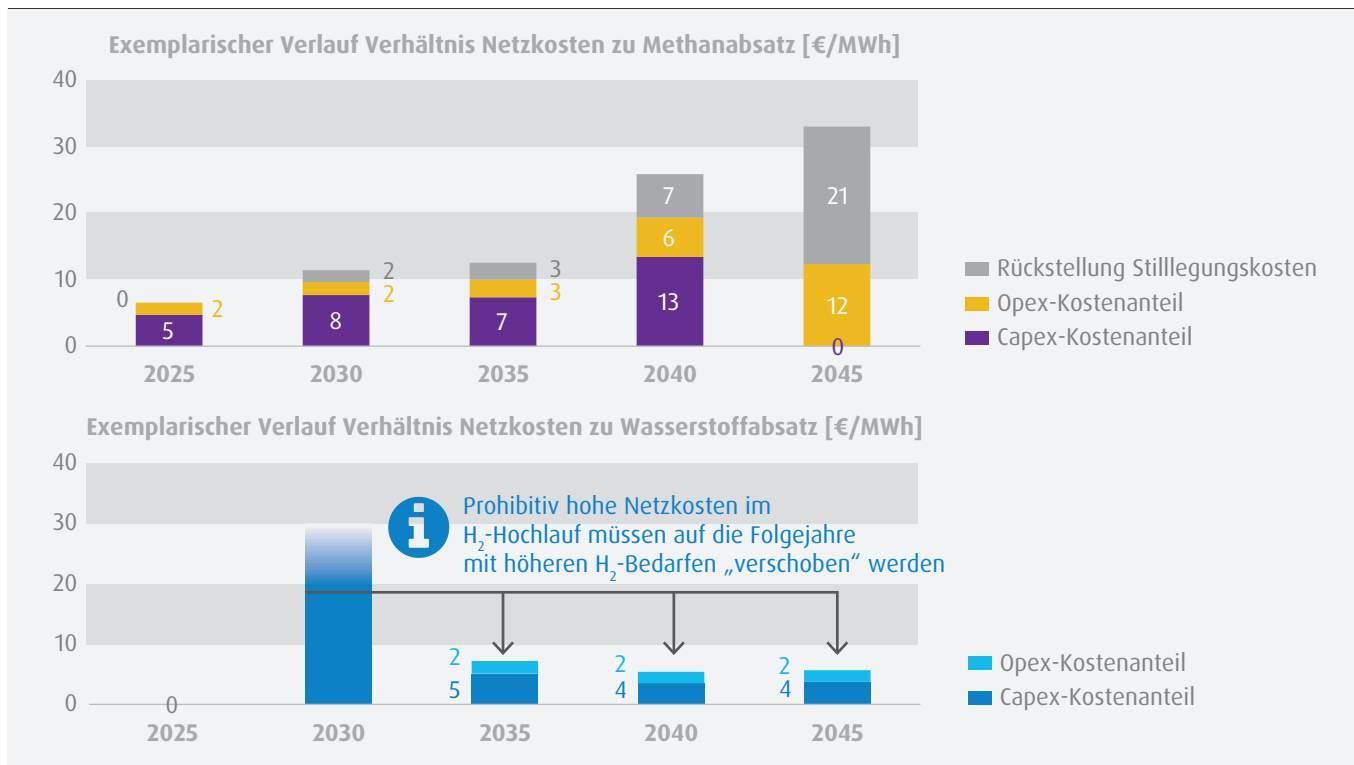
Regulatorische Änderungen verändern den Übergangspfad, nicht das Zielbild

Parallel zu den technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen verändern sich die regulatorischen Rahmenbedingungen. Das Gebäudemodernisierungsgesetz erhöht die Flexibilität in der Transformationsphase und beeinflusst die Geschwindigkeit einzelner Entwicklungen. Auch gewinnt Biomethan dadurch politisch an Bedeutung und wird verstärkt als Beitrag zur Dekarbonisierung der Gasversorgung diskutiert. Die EnWG-Novelle schafft zudem die Grundlagen für zukünftige Verteilnetzentwicklungspläne (VNEP).

Die Analysen zeigen jedoch, dass diese Entwicklungen die grundsätzliche Transformationsrichtung nicht verändern. Begrenzte Biomethanpotenziale zu wettbewerbsfähigen Kosten, steigende CO₂-Kosten und die Anforderungen der europäischen Gebäuderichtlinie sprechen weiterhin für eine weitgehende Elektrifizierung der Gebäudewärme.

Offen bleibt insbesondere die zukünftige Ausgestaltung der Kostenteilung beim Anschluss von Biomethananlagen. Für Netzbetreiber ist dies von zentraler Bedeutung, da hiervon sowohl die wirtschaftliche Attraktivität zusätzlicher Biomethaneinspeisungen als auch der Umfang erforderlicher Netzanchlussinvestitionen abhängt.

02 Exemplarischer Verlauf des Verhältnisses aus Netzkosten zu Gasabsatz



Die regulatorischen Rahmenbedingungen tragen dieser Entwicklung zunehmend Rechnung. Mit der BRÜCKEN-Festlegung lassen sich notwendige Stilllegungsaufwendungen künftig über Rückstellungen in die Erlösobergrenze einbeziehen. Diese Mittel dienen insbesondere der Finanzierung von Netztrennungen, Entgasungsmaßnahmen sowie der organisatorischen Umsetzung von Stilllegungen. Gleichzeitig führt KANU 2 zu einer Vorverlagerung von Abschreibungen, um bei zukünftigen Netzstilllegungen nicht refinanzierte Restwerte zu vermeiden. Kurzfristig steigen jedoch die Kostenbelastungen und langfristig sinkt die verzinsbare Kapitalbasis der Netzbetreiber.

Kosteneffizienz rückt in den Mittelpunkt der Transformationsstrategie

Während die technischen Entwicklungspfade zunehmend klar erkennbar sind, liegen die größten Unsicherheiten und Herausforderungen auf wirtschaftlicher Ebene. Verteilnetzbetreiber stehen vor einer gleichzeitigen Belastung aus sinkenden Absatzmengen, steigenden Abschreibungen infolge verkürzter Nutzungsdauern sowie dem Aufbau von Rückstellungen für zukünftige Netzstilllegungen.

Die Auswirkungen zeigen sich deutlich bei den spezifischen Netzkosten je transportierter Energiemenge. Während diese heute häufig noch unter 10 Euro/MWh liegen, steigen sie im Zuge der Transformation deutlich an. Kurzfristig wird dies vor allem durch höhere Abschreibungen geprägt. Langfristig gewinnen sinkende Absatzmengen und notwendige Stilllegungsaufwendungen zunehmend an Bedeutung. Auch wenn aufgrund von KANU 2 bei vollständiger Abschreibung die Capex-Kosten wegfallen, können sich die spezifischen Netzent-

gelte langfristig um den Faktor fünf erhöhen, wie die exemplarische Entwicklung bei einem Netzbetreiber zeigt.

» Die spezifischen Netzkosten je transportierter Energiemenge steigen im Zuge der Transformation deutlich an.

Auch beim Aufbau von Wasserstoffnetzen entsteht eine wirtschaftliche Herausforderung: Investitionen müssen bereits in der Hochlaufphase erfolgen, während Transportmengen und Erlöse erst sukzessive entstehen. Ohne geeignete regulatorische Instrumente würden dadurch zunächst hohe spezifische Netzkosten entstehen. Aus Sicht vieler Netzbetreiber erscheint daher ein Mechanismus zur zeitlichen Verteilung der Kosten, vergleichbar mit dem Amortisationskonto im Fernleitungsnetz, sinnvoll.

Trotz dieser Herausforderungen zeigen die Analysen, dass sowohl die Transformation der Erdgasnetze als auch der Aufbau fokussierter Wasserstoffnetze wirtschaftlich tragfähig gestaltet werden können. Voraussetzung ist eine konsequente Ausrichtung auf Kosteneffizienz. Andernfalls droht ein sich selbst verstärkender Kreislauf: Steigende spezifische Netzkosten führen zu höheren Netzentgelten, die zusätzliche Kunden zum Wechsel auf alternative Versorgungslösungen veranlassen. Die verbleibenden Kosten verteilen sich dann auf immer weniger Netznutzer. Ohne entsprechende Gegenmaßnahmen können sich die spezifischen Netzkosten für die verbleibenden Kunden langfristig vervielfachen.

Handlungsempfehlungen für Unternehmen

„Stilllegungsradar“ etablieren und kontinuierlich weiterentwickeln: Netzbetreiber sollten einen datenbasierten Bewertungsansatz etablieren, um frühzeitig zu erkennen, in welchen Teilnetzen und zu welchen Zeitpunkten Stilllegungen wirtschaftlich und technisch sinnvoll werden. Unsicherheiten hinsichtlich Wärmeplanung, Grüngasverfügbarkeit, Stromnetzausbau, Kundenverhalten und Regulierung sind dabei fortlaufend zu berücksichtigen. Ziel ist ein dynamisches Transformationsbild, das robuste No-Regret-Entscheidungen ermöglicht.

VNEP vorbereiten und Stilllegungskompetenz aufbauen: Die Planung und Umsetzung von Netzstilllegungen wird zu einer Kernkompetenz von Gasnetzbetreibern. Daher sollte das Instrument der VNEP vorbereitet werden. Erforderlich sind technische, regulatorische, prozessuale und kommunikative Fähigkeiten sowie standardisierte Vorgehensweisen für Netztrennung, Entgasung und Kundenkommunikation.

Ankerkunden frühzeitig einbinden: Industrielle Großverbraucher sowie die Energiewirtschaft werden künftig einen Großteil der verbleibenden Gas- und Wasserstoffnachfrage stellen. Ihre langfristigen Bedarfe sollten daher frühzeitig in Transformations- und Zielnetzplanungen einfließen.

Die Rolle von Biomethan realistisch bewerten: Biomethan kann einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten, seine Bedeutung wird jedoch maßgeblich von verfügbaren Potenzialen, Erzeugungskosten und regulatorischen Rahmenbedingungen bestimmt. Netzbetreiber sollten diese Faktoren systematisch bewerten und in ihre Zielbilder integrieren.

Investitionen konsequent am Zielnetz ausrichten: Investitionsentscheidungen sollten konsequent mit den langfristigen Zielbildern der Netzentwicklung abgeglichen werden. Gleichzeitig sollten Stilllegungen möglichst kosteneffizient umgesetzt und, wo sinnvoll, mit anderen Infrastruktur- und Tiefbaumaßnahmen koordiniert werden.

Fazit

Die zentrale Herausforderung der Gasnetztransformation besteht darin, einen sich selbst verstärkenden Kreislauf aus sinkenden Absatzmengen, steigenden Netzentgelten und weiter rückläufiger Netznutzung zu durchbrechen. Die von E-Bridge Consulting durchgeführten Studien zeichnen dabei trotz unterschiedlicher regionaler Ausgangssituationen ein bemerkenswert konsistentes langfristiges Zielbild.

Künftig werden Gasverteilnetze vor allem als spezialisierte Infrastrukturen für industrielle Anwendungen sowie die Strom- und Wärmeerzeugung bestehen. Parallel dazu wird die Gebäudewärmeversorgung zunehmend durch Strom- und Wärmenetze getragen. Die Zukunft liegt damit weder in einer flächendeckenden Biomethanversorgung noch in einer umfassenden Wasserstoffumstellung der heutigen Verteilnetze.

Gleichzeitig bleibt der konkrete Transformationspfad mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Für Netzbetreiber wird daher die Fähigkeit entscheidend, frühzeitig zu erkennen, in welchen Netzbereichen und zu welchem Zeitpunkt ein Weiterbetrieb, eine Umstellung oder eine Stilllegung die wirtschaftlich sinnvollste Option darstellt.

Der Erfolg der Gasnetztransformation wird daher weniger vom langfristigen Zielbild als von der Fähigkeit abhängen, unter Unsicherheit die richtigen Entscheidungen zum richtigen Zeitpunkt zu treffen und den Übergang versorgungssicher, wirtschaftlich tragfähig und planbar zu gestalten. ➔



LORENZ VALK

Jahrgang 1996

- 2015–2022 Studium Wirtschaftsingenieurwesen (Energietechnik) M.Sc., Universität Duisburg-Essen
- seit 2022 E-Bridge Consulting
- seit 2025 Senior Consultant, E-Bridge Consulting
- ✉ lvalk@e-bridge.com



DR. PHILIPP-MATTHIAS HEUSER

Jahrgang 1988

- 2009–2014 Studium Maschinenbau (Energietechnik) M.Sc., RWTH Aachen
- 2013–2016 Studium Wirtschaftswissenschaft M.Sc., RWTH Aachen
- 2020 Doktor der Ingenieurwissenschaften, RWTH Aachen
- seit 2021 E-Bridge Consulting
- seit 2023 Principal Consultant & Head of Hydrogen & Gas, E-Bridge Consulting
- ✉ pheuser@e-bridge.com



DR. HENNING SCHUSTER

Jahrgang 1983

- 2004–2009 Diplom-Wirtschaftsingenieur, RWTH Aachen
- 2013 Doktor der Ingenieurwissenschaften, RWTH Aachen
- seit 2014 E-Bridge Consulting
- seit 2021 Geschäftsführer, E-Bridge Consulting
- ✉ hschuster@e-bridge.com

e|m|w

Das ener|gate-Magazin.

energate gmbh

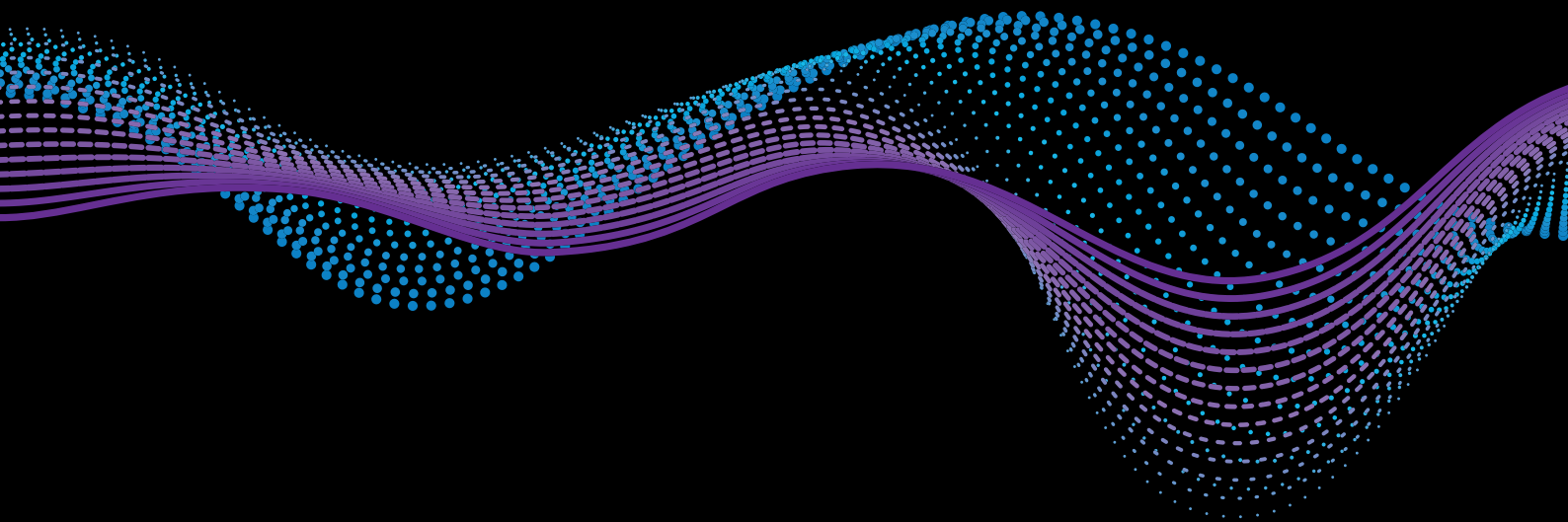
Norbertstraße 3-5

D-45131 Essen

Tel.: +49 (0) 201.1022.500

Fax: +49 (0) 201.1022.555

www.energate.de



Werden Sie Mitglied im **ener|gate club**
und erhalten Sie neben der **e|m|w**
viele weitere exklusive Leistungen!

www.energate.club

