

🌐 www.dvgw.de

Hauptbotschaften/Erkenntnisse aus den aktuellen DVGW-Studien

Austauschplattform Regionale Energieplanung
27.06.2024, online

Björn Munko, Leiter Einheit Gastechnologien und Energiesysteme
DVGW e. V.

Energiewende mit Wasserstoff – warum eigentlich?



Nur mit Strom wird die Energiewende
nicht gelingen

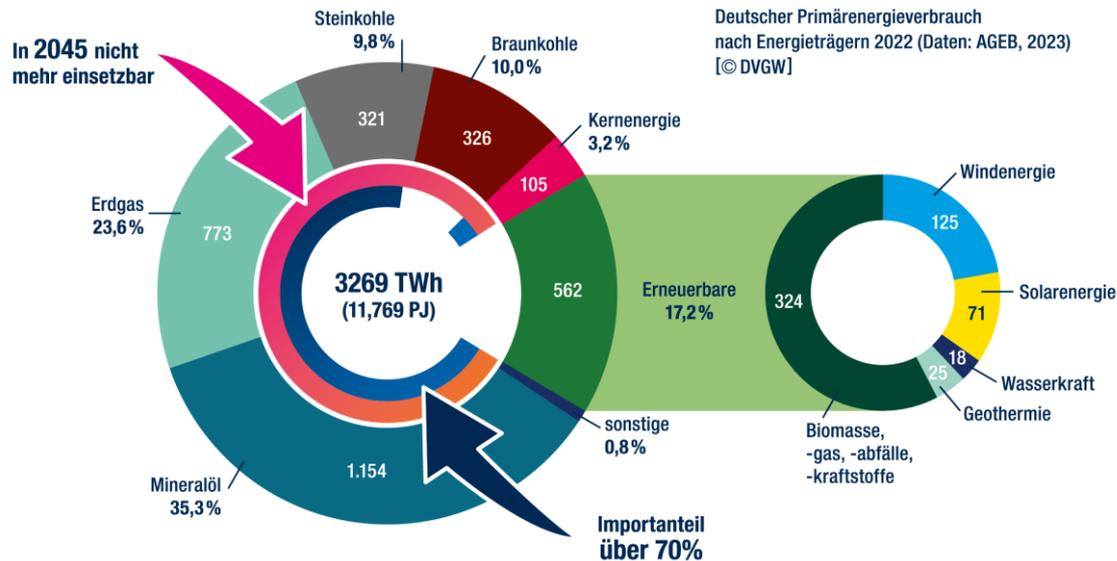
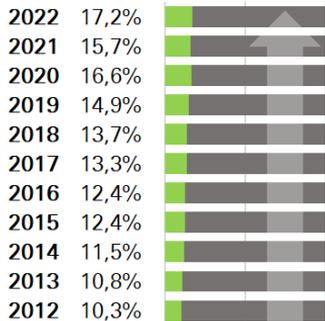


Ein globaler Wasserstoffmarkt entsteht

H₂

Der EE-Ausbau steigt, aber nicht schnell genug. Wir brauchen bald große Mengen importierter klimaneutraler Energie

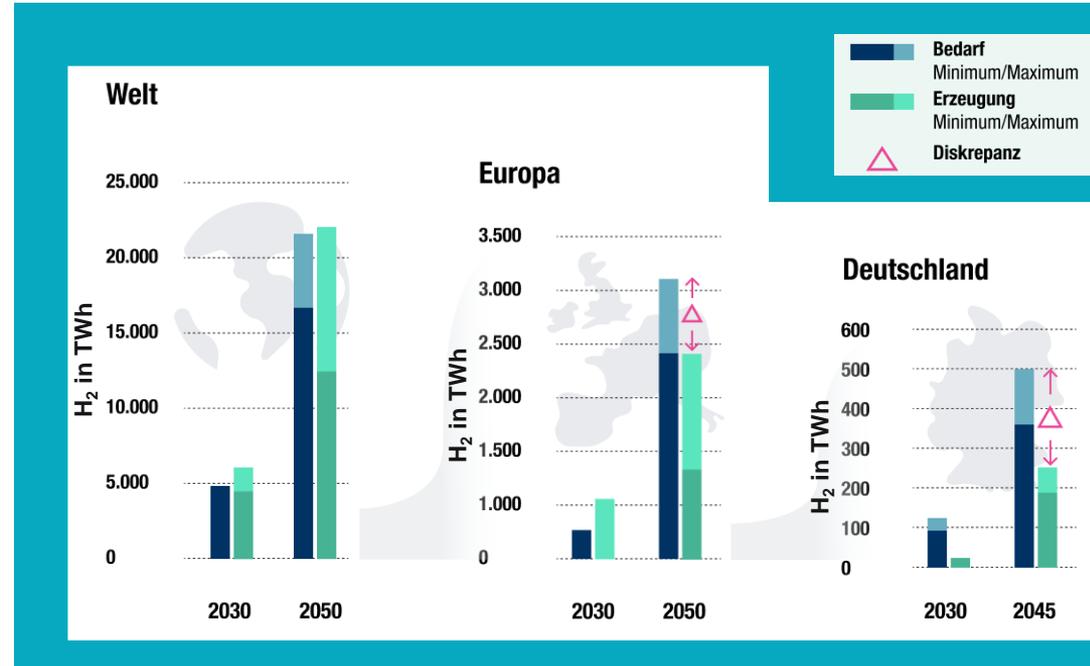
In den letzten 10 Jahren stieg der Anteil der Erneuerbaren am PEV um 7 %



Quelle: AGEB 2022, 2023

Wieviel klimafreundlicher H₂ wird zukünftig benötigt?

- ↘ weltweit wird der Bedarf an klimafreundlichem H₂ gedeckt werden können
- ↘ regional werden Importe notwendig sein



Quelle: Frontier Economics

Was kostet der Import?

Distanz < 5.000 km

USA (333 TWh grüner und blauer H₂)

- ❖ Gasförmiger H₂ Pipelinetransport



1-3 ct/kWh

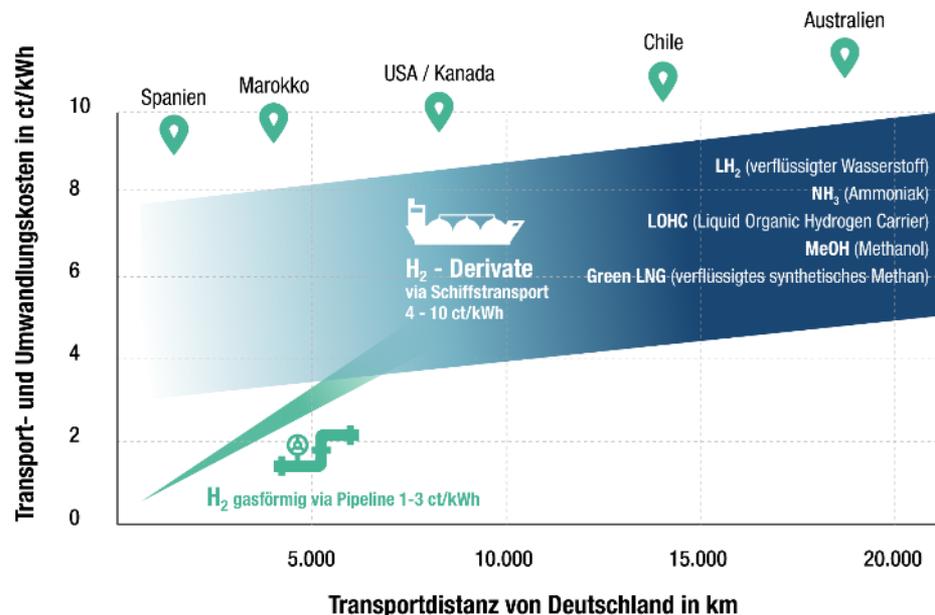
Distanz > 5.000 km

- ❖ Als LH₂, NH₃, LOHC, MeOH, Green LNG



4-10 ct/kWh

Transportkosten für H₂ und H₂-Derivate

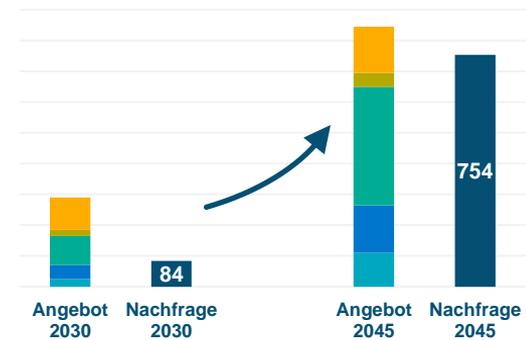


Quelle: DVGW basierend auf Daten von Acatech (2022) und Ortiz et al. (2022)

Unser Bedarf an grüner Energie kann über den Import von Wasserstoff & seinen Derivaten gedeckt werden



- ▶ Der **Wettlauf um Wasserstoff** hat bereits begonnen
- ▶ Der **Import** wird über Pipelines und Schiffe erfolgen – und ist diversifiziert
- ▶ Wasserstoff kann **alle Bedarfe decken**



Entwicklungsstand H₂-Derivate für den Schiffstransport

Weiterentwicklung im Projekt LNG2Hydrogen

Welche Technologien gibt?

-  Flüssigen Wasserstoff (LH₂)
-  Ammoniak (NH₃)
-  Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC)
-  Methanol CH₃OH (MeOH)
-  Flüssiges Methan CH₄ (Green LNG)

H₂-Derivate

LH₂
verflüssigter
Wasserstoff

NH₃
Ammoniak

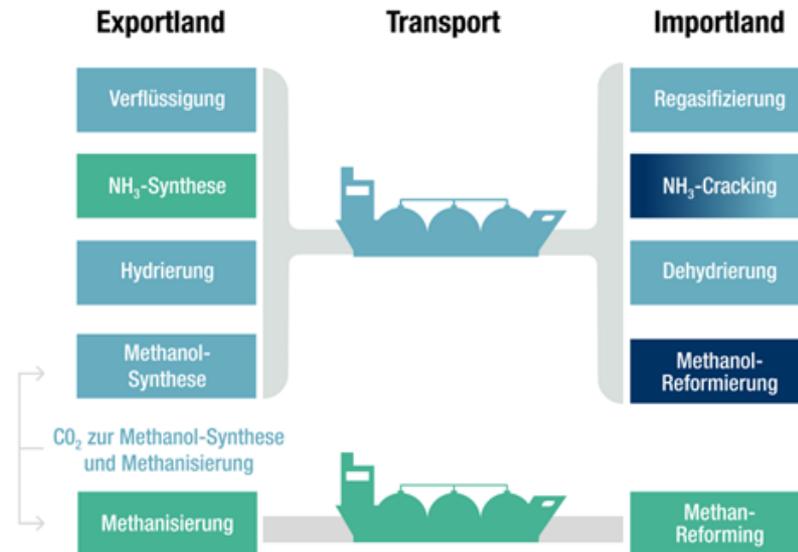
LOHC
Liquid Organic
Hydrogen Carrier

MeOH
Methanol

Green LNG
verflüssigtes
synthetisches Methan

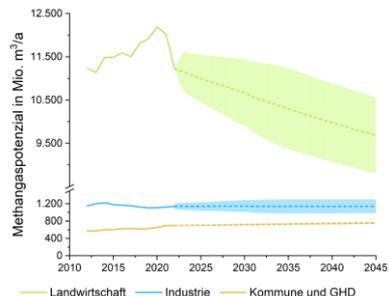
Technologiereifegrad nach NASA

Konzeption	Validierung	Prüfung & Prototyp	Betriebsbereit
1 - 3	4 - 5	6 - 7	8 - 9



Quelle: DVGW

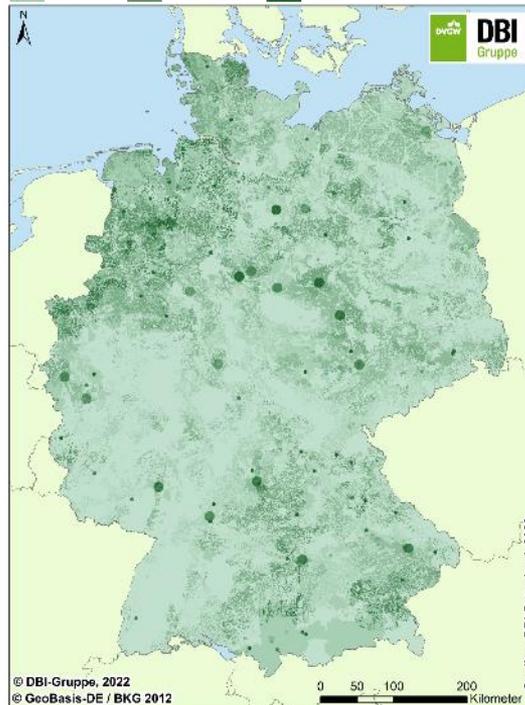
- ❖ Wirtschaftliches Methangaspotenzial prognostiziert auf 11,3 Mrd. m³/a.
- ❖ Berücksichtigung von Klimawandel in Bezug auf rückläufige Ernteerträge und Änderungen im Ernährungsverhalten der Bevölkerung.
- ❖ In Summe Rückgang in Deutschland.
- ❖ Aber: Auch Regionen mit steigendem Potenzial vorhanden.



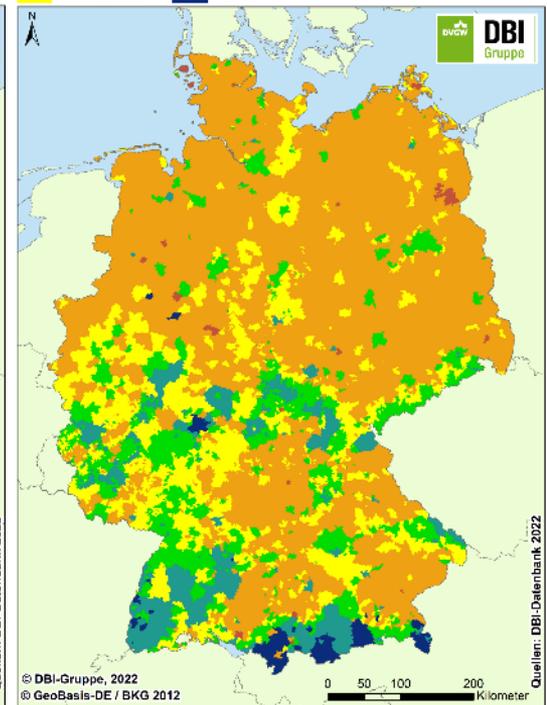
ENEVEG

Wirtschaftliches, klimawandelresilientes Biomethanpotenzial 2045

spezifischer wirtschaftlicher Methangasertrag in m³/(ha*a)

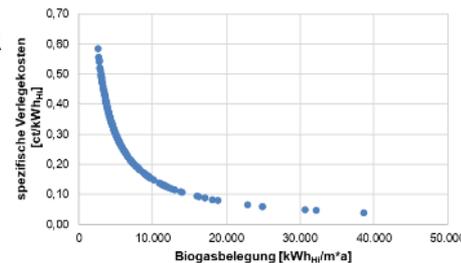


prozentuale Änderung des wirtschaftlichen Potenzials bis 2045



Ergebnis Beispielszenario:

- Besonders geeignete Gemeinden identifiziert
- To Do: Lokale Machbarkeitsstudien, Trassierung
- ❖ Verbindung von 6.800 Biogasanlagen zu 267 Netzen
- ❖ Steigende Biogasbelegung im Netz führt zu sinkenden spez. Verlegekosten
 - Belegung von ca. 4.500 kWh/(m*a) → 0,33 ct/kWh
 - Belegung von ca. 12.000 kWh/(m*a) → 0,13 ct/kWh
- ❖ **Leitungskosten scheinen keine Show-Stopper zu sein** (über 20a Abschreibungszeit gerechnet)



Wie steht es um die Transformation der Netze?



Wasserstoffkernnetz wird geplant



Auf Verteilnetzebene gibt es einen Gasnetzgebietstransformationsplan



Technikblick:
Stähle, Komponenten, Kosten

Die Verteilung von H2 an Mittelstand, Kraftwerke, Industrie und Haushalte wird über das Gasnetz erfolgen müssen

- Das **Fernleitungsnetz** versorgt **500 Großkunden** und die Verteilnetze
- Das **Verteilnetz** versorgt **1,8 Mio. Unternehmen** sowie lokale **Kraftwerke** und **20 Millionen Wärmekunden**
- Das Gasnetz ist **600.000 km** lang und **flächendeckend** ausgebaut
- Wiederbeschaffungswert allein des Verteilnetzes: **270 Mrd. Euro**
- **Unsichtbare Infrastruktur für neuen Energieträger** – ohne Baustellen in den Ballungszentren

Längen
Fernleitungsnetze:
42.400 km
Verteilnetze:
562.447 km



366

Industrie



306

Haushalte



127

Gewerbe &
Dienstleistung



125

Strom-
versorgung



67

Wärme-
& Kälteversorgung



10

Eigenverbrauch
Gaswirtschaft



2

Verkehr

Terrawattstunden Energie aus dem Gasnetz



Wasserstoffkernnetz ist guter Startschuss für den H₂-Hochlauf

- Kernnetz mit rund 9.000 km Länge ist ein erster Auftakt für eine überregionale deutsche Wasserstoffinfrastruktur
- Soll bis spätestens 2037 in vollständig Betrieb gehen und verbindet wichtige Verbrauchszentren in allen Teilen der Bundesrepublik
- Erste Leitungen werden heute umgestellt
- Finanzierungsmechanismus ist definiert, Beihilferechtliche Genehmigung der EU Kommission ist erfolgt
- Antrag der FNB an die Bundesnetzagentur bis 22.Juli
- Die Erweiterung des Kernnetzes erfolgt über einen integrierten Netzentwicklungsplan für Gas und Wasserstoff

Die Verteilnetzbetreiber erarbeiten im DVGW derzeit einen Transformationsplan für ihre Netze

Der GTP: Gasnetzgebietstransformationsplan



Der Gasnetzgebietstransformationsplan ist ein **mehrwähriger Planungsprozess** zur Transformation der individuellen Gasverteilnetze zur Klimaneutralität.



Ziel ist die Herstellung einer **investitionsfähigen Planung** bis spätestens 2025, die konform mit GEG und WPG ist. Die Einbindung der Verteilnetze ist in das EnWG (§15b (3)) aufgenommen worden.



Es beteiligen sich deutschlandweit bereits **241 Verteilnetzbetreiber** an der Planung – die zusammen etwa **75 Prozent der Netzlängen** abdecken.





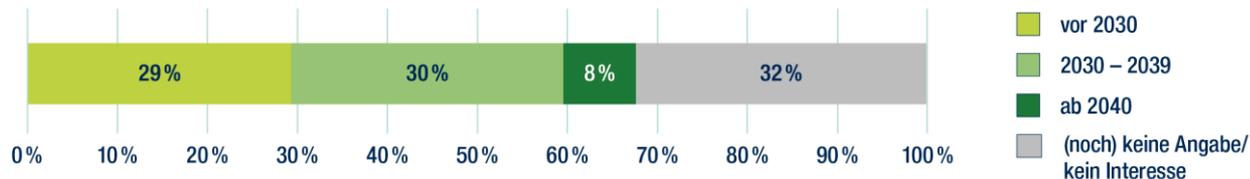
95 Prozent der Kommunen setzen langfristig auf klimaneutrale Gase



Anteil der Kommunen, die langfristig auf klimaneutrale Gase setzen [© DVGW]

- Ja
- möglich
- kein Einsatz klimaneutraler Gase

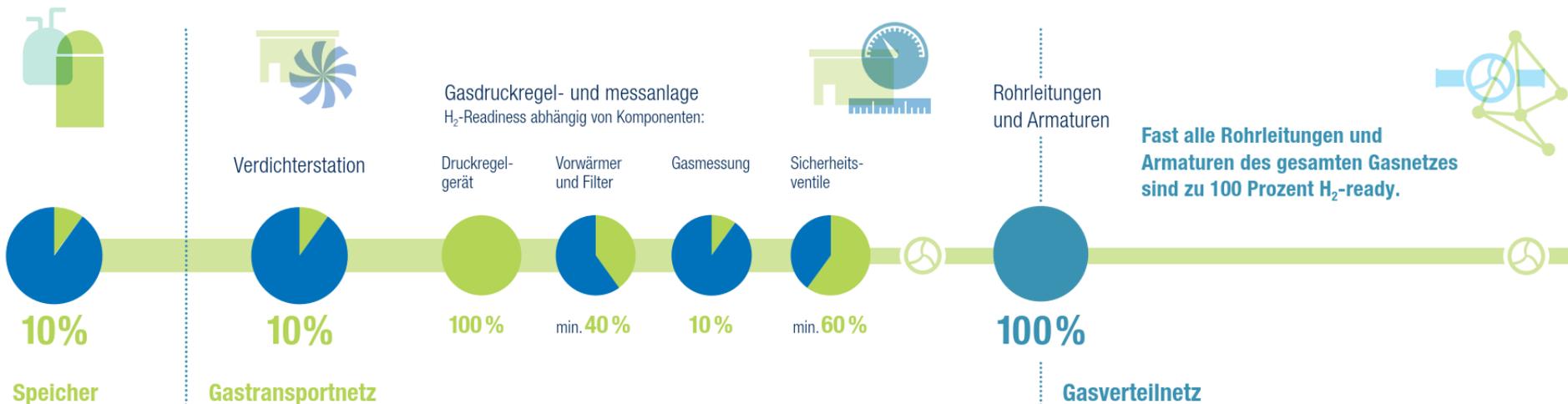
70 Prozent der Industriekunden planen eine Umstellung auf Wasserstoff



Geplante Umstellung auf Wasserstoff bei befragten RLM-Kunden [© DVGW]

Die Gasinfrastruktur ist schon heute zu einem großen Teil H2-ready

–Rohrleitungen eignen sich zu fast 100% für H₂



- ✓ **97 Prozent** der verbauten Leitungen im Verteilnetz sind H₂-ready
- ✓ Verbaute **Stähle** und **Kunststoffe** sind wasserstofftauglich
- ✓ **Kosten** für H₂-Umbau sind überschaubar



Fernleitungsnetze & Gasspeicher



Gaskraftwerke im Fernleitungsnetz



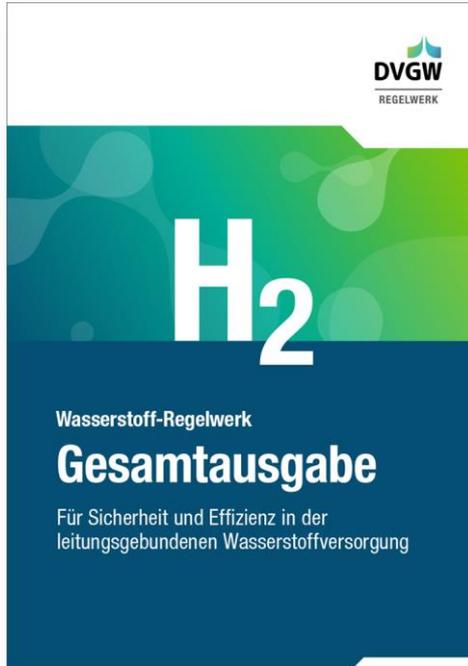
Verteilnetze



Haushalte, Gaskraftwerke im Verteilnetz und KWK Anlagen

= 49 Mrd. €

Investitionen in Mrd. € für die Anpassung an 100 % Wasserstoff bis zum Jahr 2045



Einführung:

- ➔ Das DVGW-Regelwerk Gas gilt für die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe und Verwendung von Gas und Wasserstoff.
- ➔ Mit der Veröffentlichung der DVGW-Merkblätter G 221 und G 655 im Jahr 2021 wurde die Anwendung des DVGW-Regelwerks Gas für Wasserstoff geöffnet.
- ➔ Mittlerweile wurden weite Teile des Regelwerks überarbeitet, sodass sie unmittelbar auch für Wasserstoff der 5. Gasfamilie nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 und Wasserstoffbeimischungen anwendbar sind.
- ➔ Das Modul „H2-Gesamtausgabe“ umfasst alle DVGW-Regelwerksdokumente, die für Wasserstoff anwendbar sind.
- ➔ Unberührt bleibt die Beachtung von Gesetzen, Vorschriften und Regelwerken, auf die durch Verweisung in den gelisteten Regelwerken hingewiesen wird. DIN-Normen, wie Bauteilnormen und EU-Funktionalnormen sowie Regelwerke, die unabhängig von der Gasbeschaffenheit anzuwenden sind, wie z. B. Korrosionsschutz, Blitzschutz, usw., sind in dem Modul nicht enthalten. Diese Regelwerke sind in den üblichen DVGW-Regelwerksmodulen zu finden bzw. können individuell dazu gebucht werden.



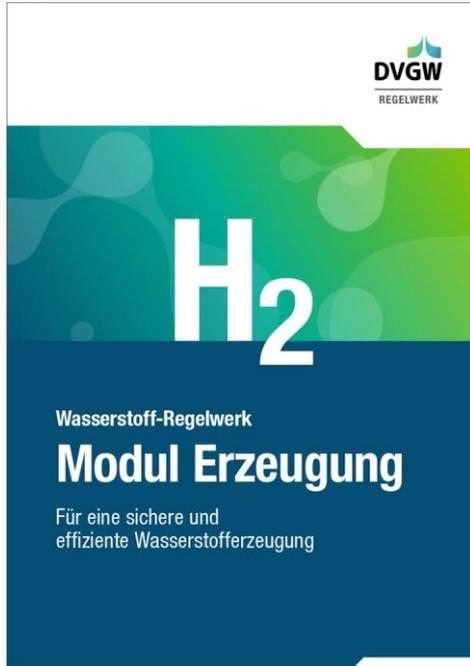
[zum Modul H2-Industrie
im wvgw-Shop](#)

Zielgruppen:

- ➔ Betreiber von industriellen Anlagen, die mit Wasserstoff oder mit Wasserstoffanteilen betrieben werden
- ➔ Bau- & Planungsunternehmen
- ➔ Dienstleister für den Betrieb technischer Anlagen auf Werksgeländen

Inhalte:

- ➔ Installations- und Ausführungsanforderungen
- ➔ Anforderungen an das ausführende Personal



[zum Modul H₂-Erzeugung
im wvgw-Shop](#)

Zielgruppen:

- ➔ Errichter und Betreiber von Power-to-Gas-Energieanlagen
- ➔ Hersteller und Dienstleister

Inhalte:

- ➔ Anforderungen an Errichtung, Betrieb und Instandhaltung von Power-to-Gas Energieanlagen
- ➔ Anforderungen an Fachunternehmen und das ausführende Personal

Wasserstoff zur Absicherung der Strom- und Wärmeversorgung – ein guter Partner der Erneuerbaren



Die Versorgung von lokalen Kraftwerken und Industrie ist über das Gasverteilnetz möglich



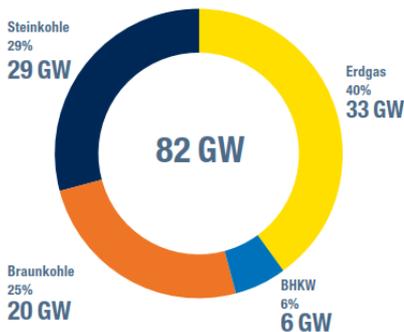
Gesamtkosten beim Heizen hängen von Gebäudeklasse und Grüngas-Preisen und Netznutzungsentgelten ab.



Kraftwerke sichern die Stromversorgung in Deutschland ab – und H₂ sichert zukünftig die Kraftwerke ab.

Kraftwerkstypen nach Leistung und Anzahl

Leistung



Anzahl



Über 70.000 Gas-, Kohle- und kleinere Blockheizkraftwerke (BHKW) gleichen aktuell den Strombedarf in Deutschland aus.



Bis spätestens 2038 fällt Kohle aus dem Energiemix, 2045 folgt Gas.

[zur Studie](#)

Quelle: DVGW basierend auf Daten der DBI-Gruppe

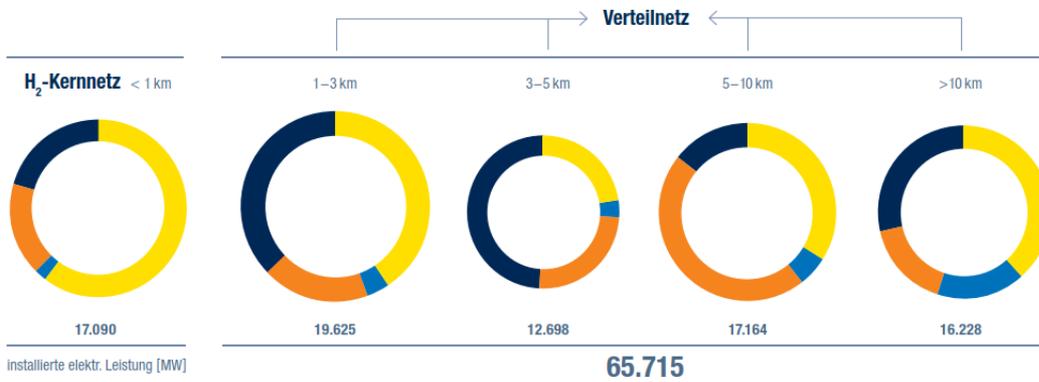
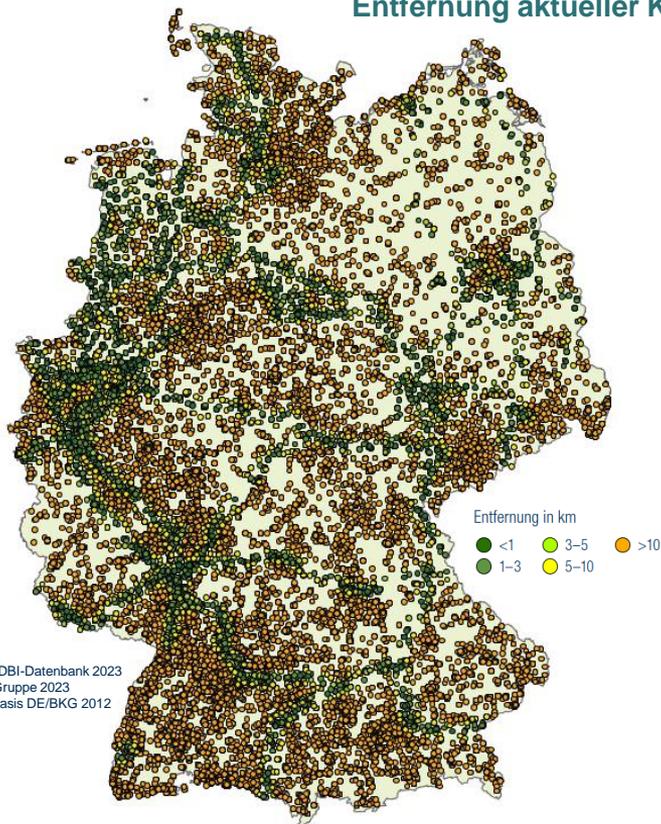
- ✓ **Gaskraftwerke** bleiben wichtig für die Stromerzeugung.
- ✓ Sie müssen auf H₂ umgerüstet und ans H₂-Verteilnetz angeschlossen werden.
- ✓ Die gilt auch für eine Vielzahl dezentraler BHKW.



Für die Versorgungssicherheit sollten Kraftwerke erhalten und später auf H₂ umgerüstet werden.

Großteil der Kraftwerksversorgung mit Wasserstoff würde über das Verteilnetz stattfinden.

Entfernung aktueller Kraftwerksstandorte zum geplanten H₂-Kernnetz



Quelle: DVGW basierend auf Daten der DBI-Gruppe

[zur Studie](#)



BHKW



Gaskraftwerke



Braunkohle



Steinkohle

Nur 10% der Kraftwerksstandorte und 20% der Kraftwerksleistung liegen in Nähe (<1km) zum H₂-Kernnetz.

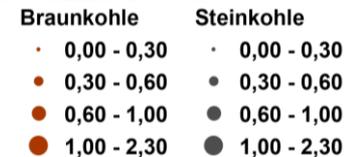
Theoretische Gasbedarfe und potenz. Abwärme aus Kraftwerken (KWP)

Ergebnisse aus DVGW-Projekt „Zukunft Fernwärme“

➤ aktuelle Wärmezeugung in KWK-basierten Kohlekraftwerken in TWh/a

		Anzahl Blöcke	Inst. Therm. Leistung [GW]	Wärmeauskopplung [TWh/a]
Mit Wärmeauskopplung	Braunkohle	58	3,3	13,3
	Steinkohle	74	13,7	31,9
Summe		132	17,0	45,2

Fazit: Bei Abschaltung der Kohlekraftwerke werden mehr als **45 TWh/a** für die leitungsgebundene Wärmeversorgung fehlen



Ziel: Modellierung Gasbedarfe (Erdgas und H₂) sowie Abwärmepotenziale auf Landkreisebene

Methodik:

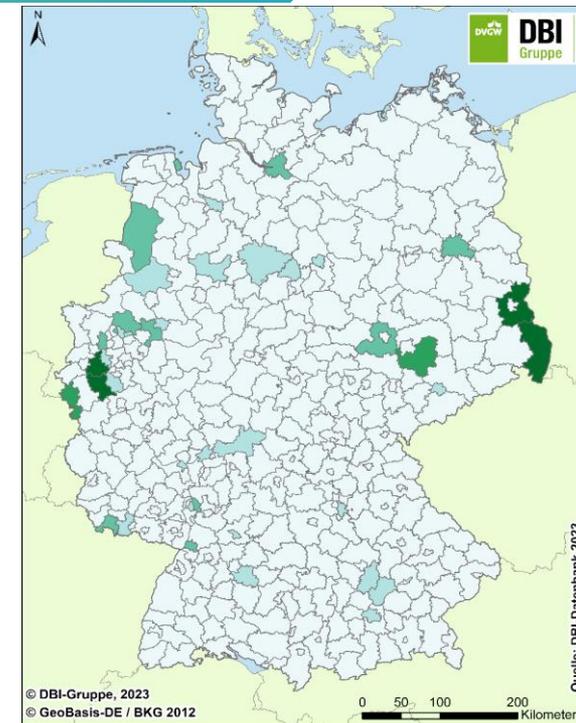
- Annahme:
 - Fernleitungsnetz: Kraftwerke in Entfernung ≤ 1 km
 - Verteilnetz: Kraftwerke ab Entfernung > 1 km
- potenziell zukünftige Versorgung von Kohlekraftwerken mit Erdgas bzw. H₂ wird ebenfalls berücksichtigt (siehe DVGW-Projekt Zukunft Fernwärme)
- Abgleich der Gasbedarfe mittels Strommix 2022
- landkreisgenaue Ermittlung potenzieller Abwärmemengen sowie Deckungsgradbestimmung im Vergleich mit aktuellen Wärmebedarfen im Gebäudesektor (DBI-Wärmeatlas)

Ergebnis:

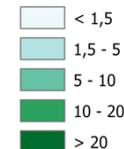
- landkreisgenaue Zuordnung, wieviel Erdgas bzw. H₂ je Kraftwerk benötigt wird/werden könnte
- Wärmedeckungsgrad auf Basis potenzieller Abwärmemengen im Gebäudesektor

Analyse der Gasbedarfe für Kraftwerken in Deutschland auf Landkreisebene, Abgleich mit Strommix:

- in Summe ca. 374 TWh an Gasbedarf vorhanden
 - BHKW: 24 TWh
 - Gaskraftwerke: 90,4 TWh
 - Ehemalige Braunkohlekraftwerke*: 157 TWh
 - Ehemalige Steinkohlekraftwerke*: 103 TWh



Gasbedarf in TWh

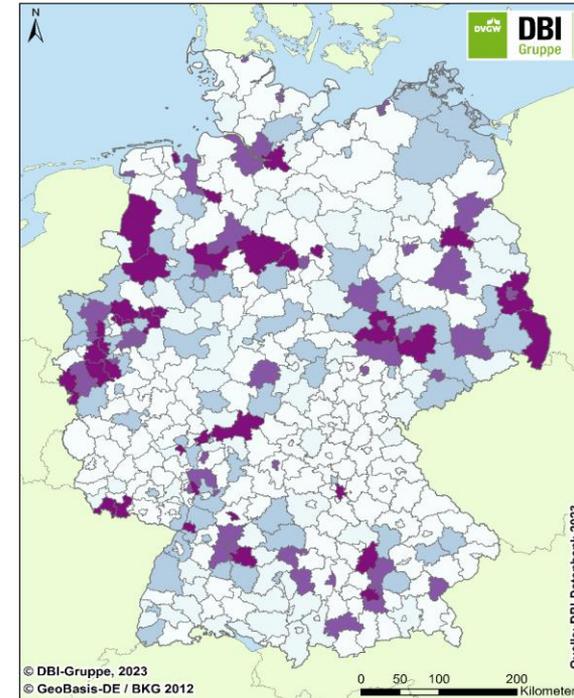


*Gasturbine mit nachgeschalteter Dampfturbine

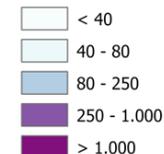
Analyse potenzielle Abwärmemengen aus allen Kraftwerken in Deutschland auf Landkreisebene:

- Annahme Methodik Zukunft Fernwärme: Umstellung Kohlekraftwerke auf Gas
- in Summe ca. 170 TWh an potenzieller Abwärme vorhanden, v.a. in Mitte Deutschlands
 - BHKW: ca. 14 TWh
 - Gaskraftwerke: ca. 49 TWh
 - Braunkohlekraftwerke: 70 TWh
 - Steinkohlekraftwerke: 37 TWh

Fazit: Großer Anteil potenzieller Abwärmemengen aus ehemaligen Kohlekraftwerken

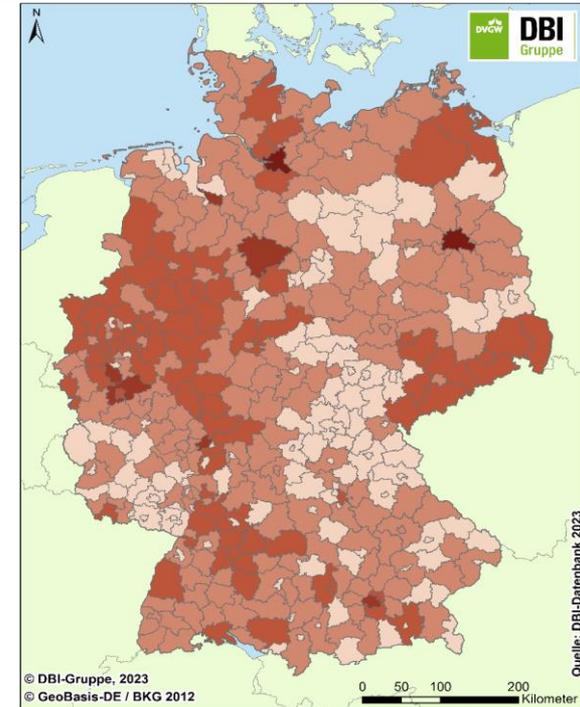


Potenzielle Abwärme in GWh

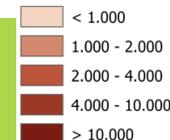


Wärmebedarfe im Gebäudesektor auf Landkreisebene

- hohe Bedarfe v.a. in Großstädten sowie im Westen und Osten Deutschlands
- in Summe Wärmebedarf von 627 TWh



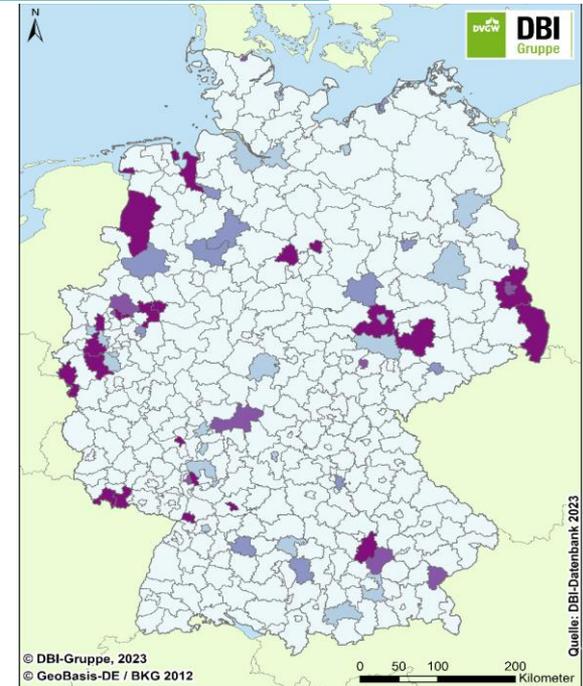
Wärmebedarfe im Gebäudesektor in GWh



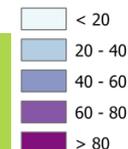
Fazit: Deutschlands Wärmebedarf mittels potenzieller Abwärmemengen zu 27 % bilanziell abdeckbar

Prozentualer Anteil der Abwärme zur Deckung der Wärmebedarfe auf Landkreisebene

- Großteil der Landkreise (ca. 83%) mit Abdeckung < 20 %
 - ca. 6 % der Landkreise mit Abdeckung > 80 %
- v.a. in Landkreisen mit aktuellen Gas- und Kohlekraftwerken



Anteil Abwärme zur Deckung Wärmebedarf in %



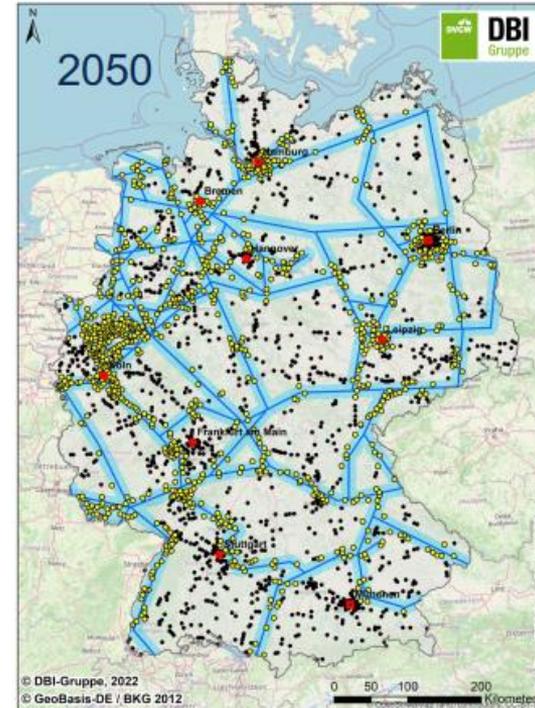
Fazit: Regionale Prüfung der Nutzung von Abwärme zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung essentiell

- Überprüfung der Machbarkeit einer leitungsgebundenen Versorgung von H₂ Tankstellen für schwere LKW
- Metaanalyse zur H₂ Bedarfsermittlung bei schweren LKW für die Eckjahre 2025, 2030, 2040, 2045
- GIS gestützte Ermittlung von Tankstellenstandorten unter Berücksichtigung von Logistikbedarfen, Hauptverkehrsrouen und geplanten H₂-Transportleitungen
- Der H₂ Bedarf des straßengebundenen Güterverkehrs liegt in 2045 bei bis zu 76TWh/a.
- ~1800 Tankstellen (2045), davon 600 x 3750 kg/d (M) und 300 x 7500 kg/d (L)
- Trailer /Tankstelle & Tag: M = 4 und L = 8

- HDV-HRS (Netzversorgung)
- HDV-HRS (Trailer-Versorgung)
- H2-Netz (FNB-Planung 2030)
- Modellierung netzversorgtes Gebiet (Puffer = 10 km)

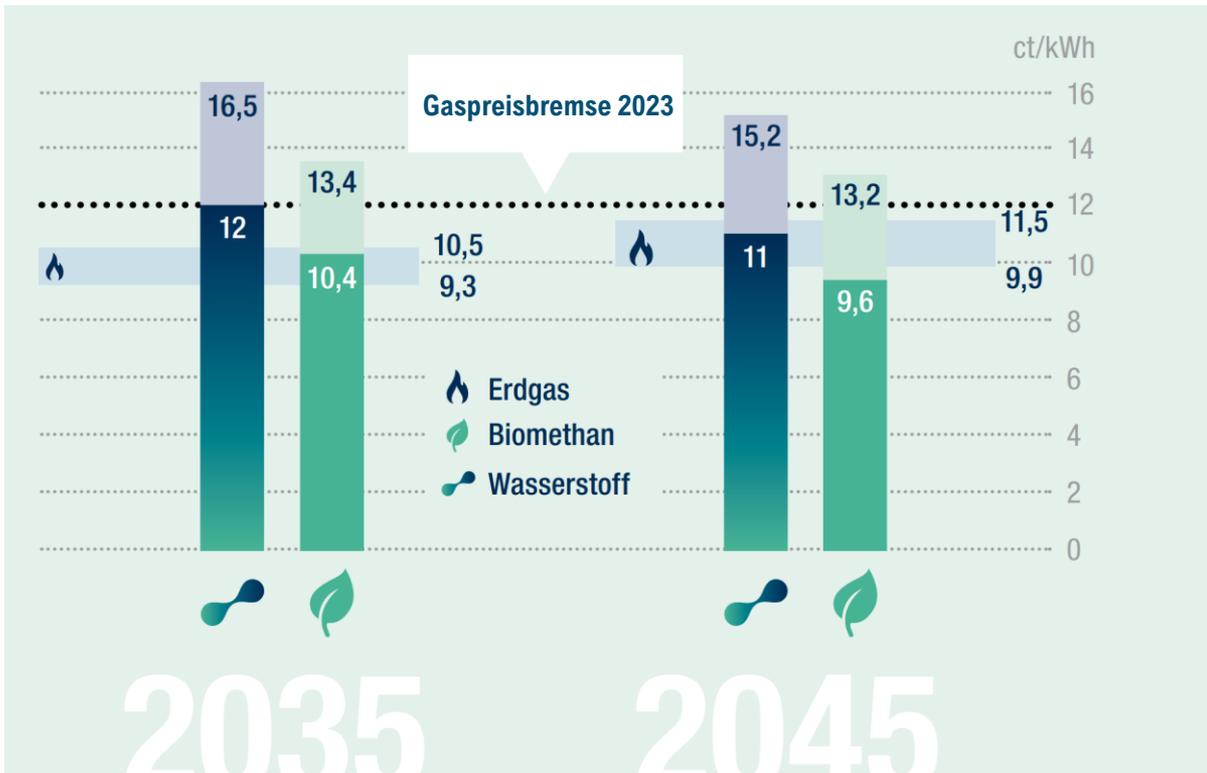


- HDV-HRS (Netzversorgung)
- HDV-HRS (Trailer-Versorgung)
- H2-Netz (FNB-Planung 2050)
- Modellierung netzversorgtes Gebiet (Puffer = 10 km)



Die Kosten für Wasserstoff beim Endkunden im Wärmemarkt werden langfristig nicht deutlich höher als für Erdgas sein

Bandbreiten möglicher Endkundenpreise für die neuen Gase Wasserstoff und Biomethan in der Wärmeversorgung in den Jahren 2035 und 2045 (ct/kWh)

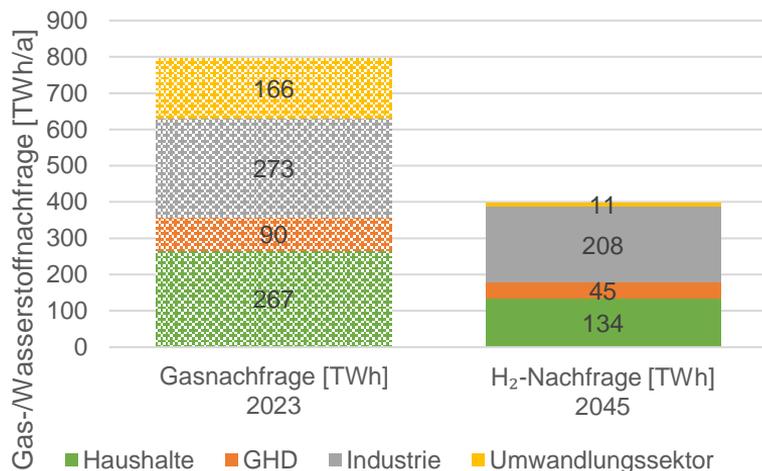


- Endkundenpreise für grünen Wasserstoff werden im Jahr **2035** vrs. leicht über denen für Erdgas und Biomethan liegen
- Bis **2045** nähern sich die Endkundenpreise für grünen Wasserstoff jenen für Erdgas und Biomethan an
- Einsatz von Erdgas für die Wärmeversorgung von Haushalten wird ab 2045 nicht mehr erlaubt sein.

Quelle: DVGW basierend auf Daten von Frontier Economics



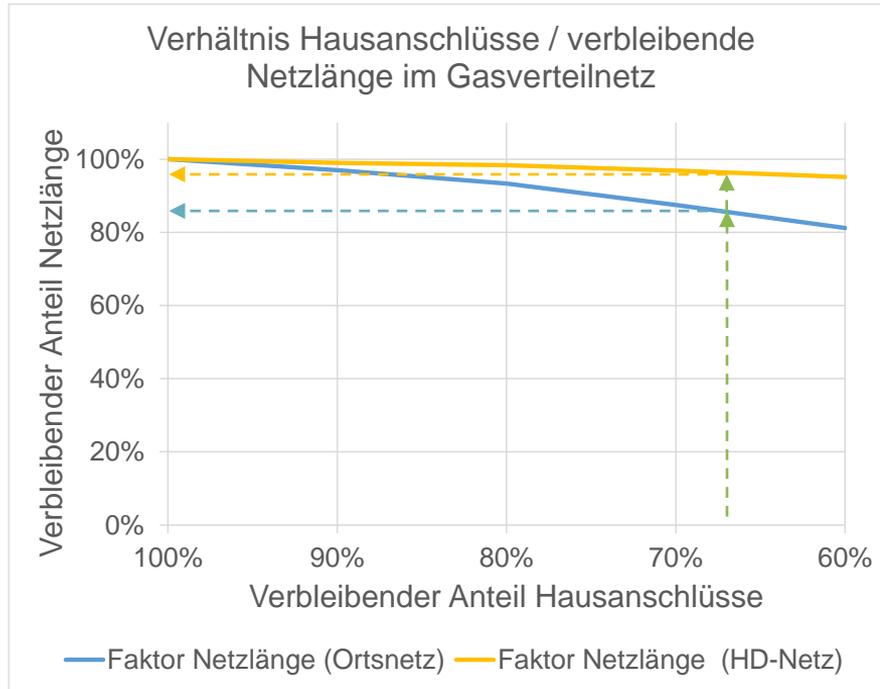
Entwicklung der Wasserstoffnachfrage



Szenario Wasserstoffnachfrage

Für die Entwicklung der Wasserstoffnachfrage bis 2045 wurde als Randbedingungen definiert:

Zwei Drittel (9,2 Mio.) der heutigen Hausanschlüsse (13,7 Mio.) für Haushalte und GHD sind auch im Jahr 2045 noch am Netz und werden dann mit Wasserstoff versorgt



Eigene Darstellung, nach ¹

Entwicklung Gasnetzlänge

- Es wird ein Wechsel der Konzepte / Technologien zur Wärmebereitstellung erwartet, vor allem im Bereich Haushalte & GHD, durch den Ausbau von Wärmenetzen und die zunehmende Elektrifizierung.
- Für die im Szenario Wasserstoffnachfrage getroffene Annahme (2/3 der Hausanschlüsse verbleiben bis 2045) bedeutet dies eine Reduktion der Ortsnetzlänge um 14 % auf 86 % der heutigen Netzstruktur. Für das vorgelagerte HD-Netz, an dem auch z.B. Industriekunden direkt angeschlossen werden, ergibt sich eine Reduktion um 4 % auf 96 % der heutigen Netzstruktur.

¹ BMWK - Langfristszenarien T45-Szenarien (Abrufdatum 06.03.2024) ² BDEW Daten und Grafiken (Abrufdatum 06.03.2024)



Fernleitungsnetz

Basierend auf dem Antragsentwurf zum H₂-Kernnetz der FNBs vom 15.11.2023 ergeben sich für den Aufbau des Kernnetz bis zum Jahr 2032 **Investitionskosten** in Höhe von **19,8 Mrd. €**.

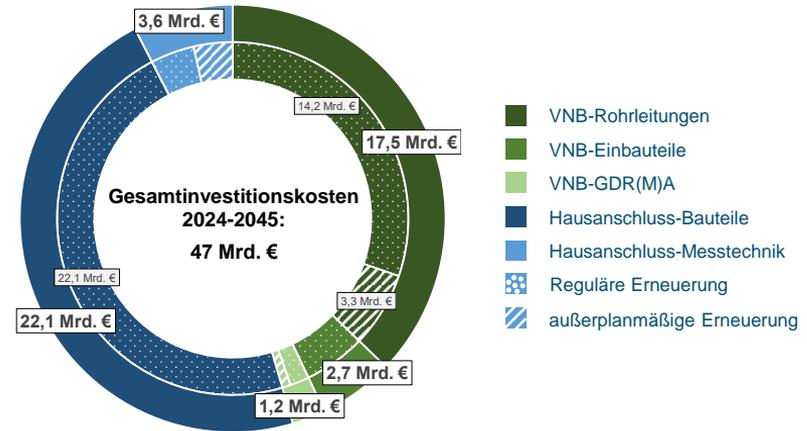
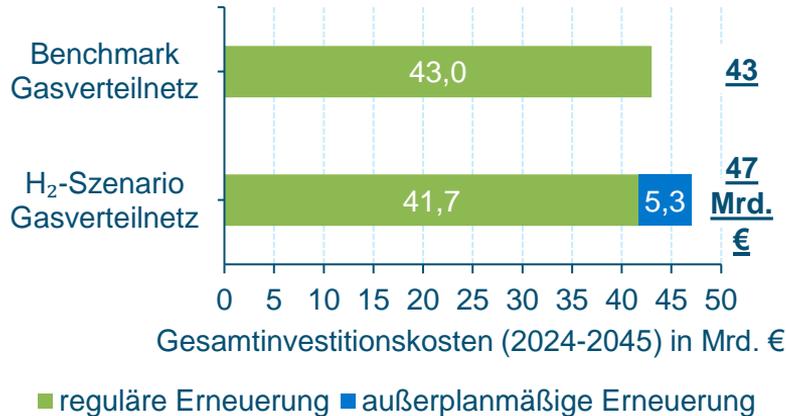
In den Investitionskosten für Umstellungs- und Neubauleitungen sind die Kosten für Nebenanlagen, wie beispielsweise GDRM-Anlagen, bereits enthalten.

Zusätzlich fallen noch **2,0 Mrd. €** für erdgasverstärkende Maßnahmen an.

Die **jährlichen Betriebskosten** belaufen sich ab 2032 auf ca. **0,41 Mrd. €**.

Gasverteilnetz

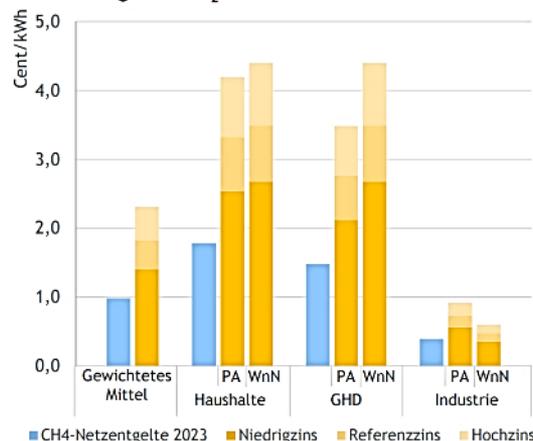
Im Vergleich zur ausschließlich regulären Erneuerung des Gasverteilnetzes (Benchmark) unter Berücksichtigung der bis zum Jahr 2045 rückläufigen Netzlängenentwicklung und einem Rückgang der Anzahl an Hausanschlüssen ergeben sich für die Transformation **H₂-Mehrkosten** in Höhe von **4 Mrd. €**. Unter Berücksichtigung der Netzlängenentwicklung entsprechend des Szenarios belaufen sich die jährlichen **Betriebskosten** für das Wasserstoff-Verteilnetz im **Jahr 2045** auf **ca. 1 Mrd. €**.



3. Ergebnisse: Wasserstoffnetzentgelte im DVGW-Szenario 2045

Im DVGW-Szenario mit Referenzzins sind die H₂-Netznutzungsentgelte **ewi** 2045 im Mittel 87% höher als die heutigen CH₄-Netznutzungsentgelte.

Netznutzungsentgelte CH₄-Netz zum 1. April 2023 und Abschätzungen der H₂-NNE 2045 im DVGW-Szenario



¹Stand 1. April 2023: Bundesnetzagentur (2023).

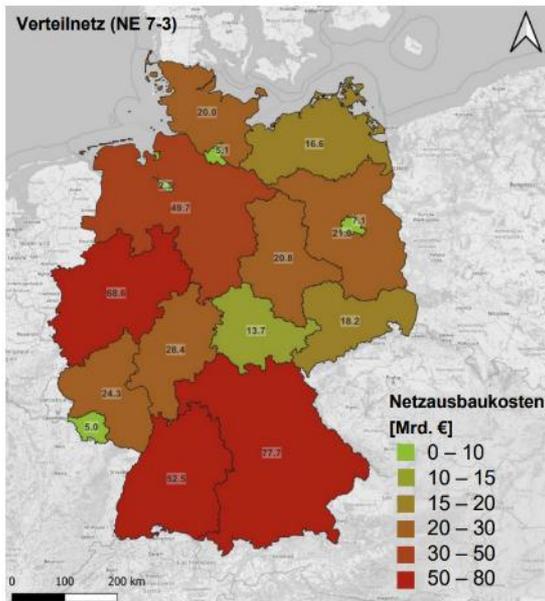
²Jeweils im Vergleich zu den CH₄-NNE Stand 1. April 2023.

Im aktuellen regulatorischen Rahmen unterscheiden sich die Methanentgelte (CH₄-NNE) für verschiedene Verbrauchsgruppen. Im gewichteten Mittel belaufen sich die CH₄-NNE auf ca. 1 Cent/kWh (Haushalte 1,8; Gewerbe 1,5; Industrie 0,4).¹

Zur Abschätzung der Aufteilung der Wasserstoffnetzkosten auf Kundengruppen im Jahr 2045 werden zwei alternative Ansätze betrachtet:

1. Bei der Aufteilung „Proportionale Anteile 2023“ (PA) wird im Jahr 2045 von gleichen Netzkostenanteilen der Verbrauchsgruppen wie im Bereich des heutigen Methanetzes ausgegangen. Im DVGW-Szenario mit Referenzzins würden die NNE für alle Kundengruppen im Vergleich zu den heutigen CH₄-NNE um 87 % steigen. Für Haushalte würde das einen Anstieg von derzeit 1,8 Cent/kWh für das CH₄-Netz auf 3,3 Cent/kWh für das H₂-Netz 2045 bedeuten (+1,5 Cent/kWh)². Die NNE der Industrie würden von 0,4 Cent/kWh für das CH₄-Netz auf 0,7 Cent/kWh für das H₂-Netz 2045 steigen (+0,3 Cent/kWh)².
2. Bei der Aufteilung „Wälzung nach Netzebenen“ (WnN) werden die Kosten des H₂-Verteilnetzes auf die Haushalte und das Gewerbe und die Kosten des H₂-Kernetzes auf die gesamte Nachfrage inkl. der Industrie verteilt. Im DVGW-Szenario mit Referenzzins würden die NNE der Haushalte für das H₂-Netz 2045 3,5 Cent/kWh betragen (+96 %, +1,7 Cent/kWh)². Die NNE der Industrie für das H₂-Netz 2045 würden 0,5 Cent/kWh betragen (+21 %; +0,1 Cent/kWh)².

Netzausbaukosten Deutschland – Übersicht



Gesamtkosten Verteilnetz

430,85 Mrd. €

- NE 7 NS 93,4 Mrd. €
- NE 6 MS/NS 67,2 Mrd. €
- NE 5 MS 106,9 Mrd. €
- NE 4 HS/MS 84,7 Mrd. €
- NE 3 HS 78,7 Mrd. €

Gesamtkosten Übertragungsnetz

301,2 Mrd. €

- Offshore 145,1 Mrd. €
- HöS & HöS/HS 156,1 Mrd. €

Gesamtkosten Deutschland von ca. 732 Mrd. €

Gesamtkosten bei 2,5% Inflation je Jahr

984 Mrd. €

➤ Bei dem Investitionsbedarf handelt es sich um die untere Schranke des praxisüblichen Netzausbaus.

Steigen die NNK Strom um weitere 18 Cent/kWh, während die NNK Wasserstoff bei ca. 1,8 Cent/kWh liegen werden, so werden wasserstoffbasierte Anwendungen trotz höherer Primärenergiekosten für den H₂-Import immer attraktiver.

→ Es bedarf einer Systementwicklungsstrategie, die stärker auf Gase fokussiert.

Forschung und Regelwerk liefern das Wissen und die Dienstleistungen für den Transformationspfad der Energiewirtschaft

Praxis 20% H2

Schopsdorf im avacon Netz



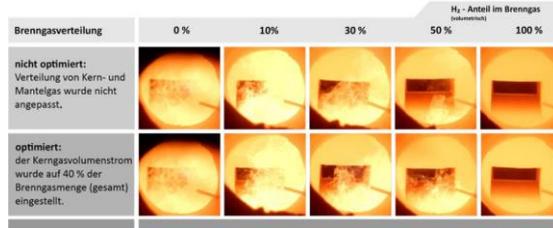
Praxis 100% H2

Hohenwart in Bayern



Glasfertigung (100% H2)

Projekt HyGlass



Industrie & H2-Region

Energiepark Bad Lauchstädt



Ordnungsrahmen

Wasserstoff im GEG und der kommunalen Wärmeplanung



Ordnungsrahmen

Änderungsantrag der Fraktionen von SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes - Drucksache 20/10014 -

„... dabei können auch Transformationspläne der Verteilnetzbetreiber berücksichtigt werden“

EnWG §15b (3)



Björn Munko
Leiter Einheit Gastechnologien und Energiesysteme
bjoern.munko@dvw.de