

H₂-BAROMETER

Unabhängige Bewertung der
Wasserstoffwirtschaft in Deutschland

AUSGABE 01/21



Das H₂-Barometer

Unser H₂-Barometer bewertet das Investitionsklima in der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland. Es dient Investoren, Gesetz- und Ordnungsgebern und sonstigen Stakeholdern zur Bewertung und Beurteilung der existierenden Rahmenbedingungen.

Das H₂-Barometer analysiert und beurteilt die drei Elemente der Wertschöpfungskette getrennt, um anschließend zu einer Gesamtbeurteilung des deutschen Wasserstoffmarktes zu gelangen.

Die Bewertung beruht auf einer E-Bridge-internen Analyse sowie einer Marktbewertung. Dazu wurden Unternehmen aus allen drei Wertschöpfungsstufen nach ihrer Einschätzung befragt.

Das Barometer wird vierteljährlich veröffentlicht. Dadurch soll es möglich sein, die Entwicklung in Deutschland auch im Zeitverlauf zu beurteilen.

Bei dem vorliegenden Barometer handelt es sich um die erste Ausgabe. Ich freue mich über Ihre Kommentare und Rückmeldungen.

Ihr



Dr. Jens Büchner

Executive Consultant

Email: jbuechner@e-bridge.com

Tel.: +49 228 90 90 65 0



INHALT

SEITE

Kurzüberblick

3

Upstream

4

Midstream

8

Downstream

12

Das Redaktionsteam

16

Kurzüberblick: Gemischte Stimmung in der deutschen Wasserstoffwirtschaft

Upstream / Produktion



Mäßig
hoch

- + **Kostendifferenz** zwischen **grünem** und **CO₂-kompensiertem grauem Wasserstoff sinkt** schneller als erwartet
- + **Gute Stimmung und hohe Investitionsbereitschaft bei Elektrolyseuren:** Geplante Projekte >1 GW → Grund dafür sind u.a. hohe **Fördersummen im Mrd.-Bereich**
- + Nötig sind jetzt:
 - **Strukturierte Förderung der Betriebskosten (OPEX)**
 - Massive **Erhöhung** und **Umsetzung** der **EE-Ausbauziele**
 - Ausbau **alternativer Übergangstechnologien** und einer **Import-Infrastruktur**

Midstream / Transport



Mäßig
tief

- + **Kritische Stimmung:** 43 % der befragten Netzbetreiber beurteilen das Investitionsklima als schlecht. Die mangelnde Vision einer integrierten Netzentwicklung wird kritisiert.
- + Die **Gasnetzbetreiber sind bereit:** 70 % der befragten Netzbetreiber versuchen trotzdem, schon heute möglichst "H₂-ready" zu investieren.
- + Nötig sind jetzt:
 - **Planungssicherheit**, d.h. integrierte Netzentwicklungsplanung für graue & grüne Gase
 - **Investitionssicherheit** durch integrierte Erdgas/H₂-Regulierung bzw. steuerfinanzierte Übergangsregelung
 - **Transformationssicherheit** durch eine bilanzielle Beimischungsquote für Wasserstoff im Gasnetz

Downstream / Nachfrage



Normal

- + Großer **bestehender Wasserstoffbedarf** und **Dekarbonisierungsziele** bieten **hohes Nachfragepotential** für CO₂-freien Wasserstoff
- + Erste **wirtschaftliche Anreize zeigen Wirkung, reichen aber nicht aus** für sektorübergreifende nachhaltige Nachfrage
- + Nötig sind jetzt:
 - Nutzung des Wärmemarktes durch **Erhöhung der Beimischungsquoten**
 - **Wirtschaftliche Anreize** für Neuinvestitionen in H₂-Technologien
 - **Entkopplung von Nachfrage und Produktion** durch Netzaufbau

- + Die Entwicklung der **grünen H₂-Produktion in Deutschland ist vielversprechend**. Tragfähige Konzepte zur Überbrückung der Kluft zwischen den gesamten Ausbauzielen und dem Anteil grünen Wasserstoffs fehlen allerdings.
- + Mangelnde Planungs-, Investitions- und Transformationssicherheit für die H₂-Netze bestimmen **das Investitionsklima im Midstream-Bereich**.
- + Die Nachfrage nach CO₂-freiem Wasserstoff steigt, aber die derzeit erforderliche räumliche Kopplung zur Wasserstoffproduktion hemmt die Entwicklung. Das **Potential des Wärmemarktes wird nicht genutzt**.



**UPSTREAM
PRODUKTION**

**MIDSTREAM
TRANSPORT**

**DOWNSTREAM
NACHFRAGE**

CO₂-freier Wasserstoff ist nicht nur „grün“

CO₂-Behandlung

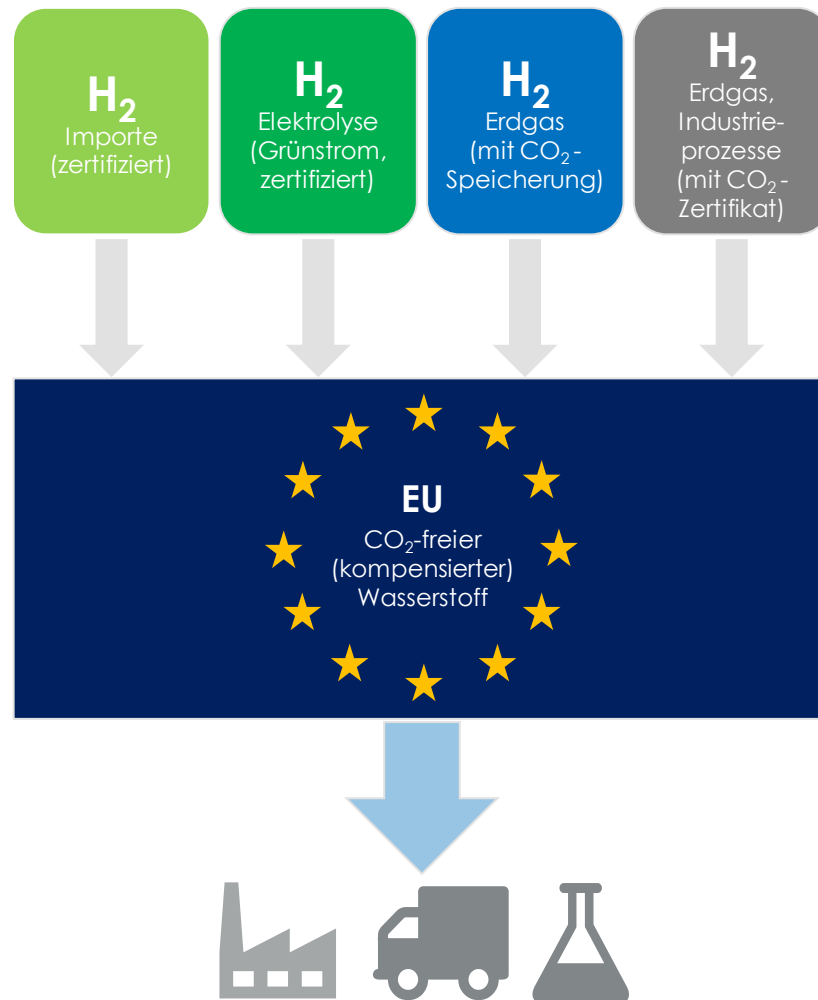
- + Jegliche **CO₂-Freisetzung** bei der Produktion von CO₂-freiem Wasserstoff **erfordert Emissionszertifikate**. Erhöhen sich die Emissionsgrenzen durch die Wasserstoffproduktion nicht, so kann auch mit Emissionszertifikaten verbundener grauer **Wasserstoff** als **CO₂-frei** oder **-kompensiert** bezeichnet werden.
- + **Grüner Wasserstoff** muss aus **EE-Strom** stammen → Grünstromzertifikate (Herkunftsnachweise) erforderlich.
- + **Blauer** und **türkiser Wasserstoff** werden aus **fossilen Kohlenwasserstoffen** unter Abscheidung und Speicherung des CO₂ (blau) bzw. des Kohlenstoffs (türkis) erzeugt.

Importe

- + **Gleichbehandlung von importiertem** und lokal produziertem **Wasserstoff** **erfordert** entweder anerkannte Grünstromzertifikate oder **EU-Emissionszertifikate**.
- + **Ohne** anerkannte **Zertifikate** könnte für Importe eine **graue Produktion** unterstellt und die Beschaffung von ETS-Zertifikaten gefordert werden.

Bestehende Produktion aus Industrieprozessen

- + **Wasserstoff** aus **Industrieprozessen** muss **individuell beurteilt** werden.
- + Wird der **Wasserstoff nicht gehandelt**, ist eine **CO₂-Kompensation** den jeweiligen **Industrieprozessen zuzurechnen**.



Entstehen bei der Produktion von CO₂-kompensiertem Wasserstoff aus fossilen Quellen **keine zusätzlichen Emissionen**, so ist dieser bzgl. Emissionen **äquivalent zu grünem und blauem Wasserstoff** und damit **ein übergangsg geeignetes Ersatzprodukt**.

Erzeugungskosten für grünen Wasserstoff könnten schneller sinken als erwartet

Befreiung von der EEG-Umlage

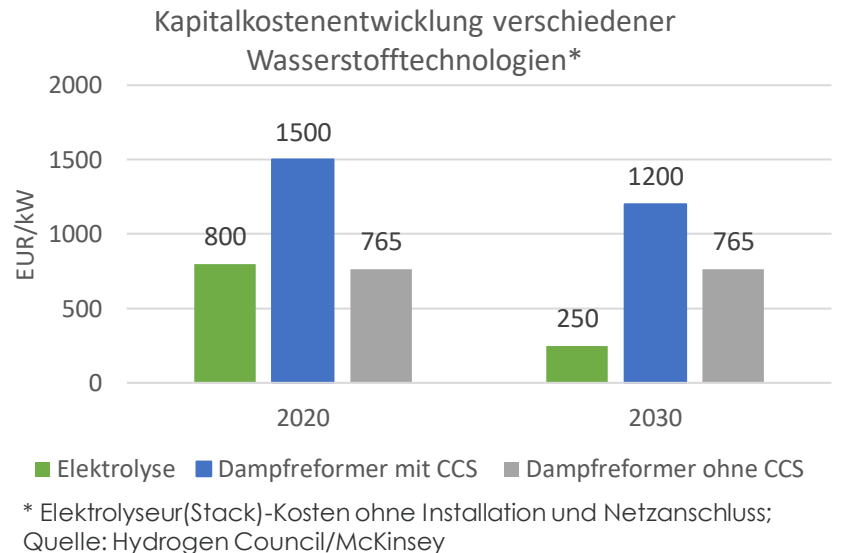
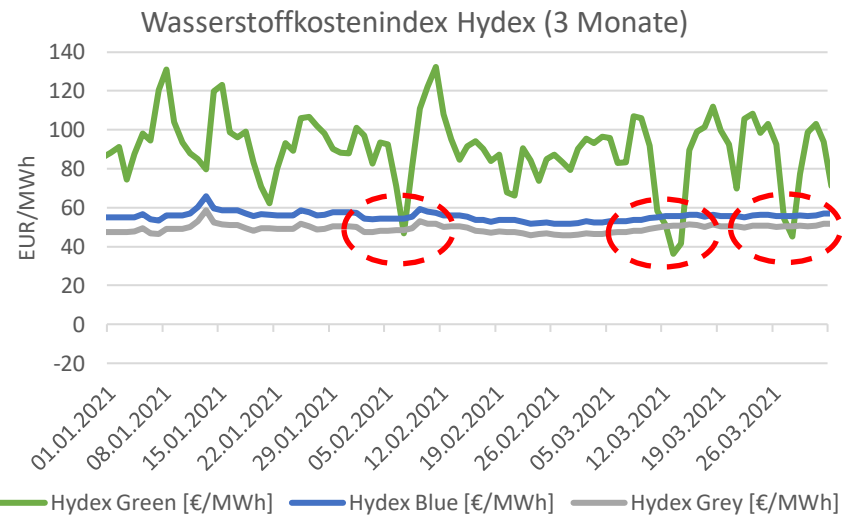
- + Mit der **Novelle des EEG** im Dezember 2020 wird die **Erzeugung von grünem Wasserstoff** von der EEG-Umlage **befreit**. Darüber hinaus ist Elektrolysestrom gemäß §9a StromStG **von der Stromsteuer** und gemäß EnWG §118 **von Netzentgelten befreit**. → **Deutliche Entlastung** der variablen Erzeugungskosten

Konkurrenzfähigkeit von grünem Wasserstoff

- + Der von E-Bridge entwickelte Kostenindex **Hydex** zeigt, dass **grüner Wasserstoff bei hohem EE-Angebot** gegenüber blauem und grauem Wasserstoff bereits heute **konkurrenzfähig** sein kann.
- + Während einer Übergangsperiode sollte **Strom auf Basis von Grünstromzertifikaten (HKN) für grünen Wasserstoff akzeptiert** werden. Diese Forderung wird auch durch unsere Marktumfrage gestützt.

Kapitalkosten sinken voraussichtlich schnell

- + Die zügige **Steigerung von Produktionskapazitäten** verschiedener Hersteller auf kombiniert 3 GW/a (Hydrogen Council 2021) **könnte** die **Kapitalkosten** schneller **senken** als ursprünglich angenommen (Senkung von 2020-2030 um 2/3 bei Lernrate von 15 %).



Aufgrund erwarteter Skaleneffekte beim Hochlauf von Elektrolyseuren und mit Hilfe einer **Entlastung bei Umlagen und Abgaben** kann grüner Wasserstoff **schneller konkurrenzfähig** werden als ursprünglich angenommen.

Elektrolysekapazität muss jährlich um ca. 60 % wachsen

Steigender Wasserstoffbedarf

- + **Derzeit liegt die europaweit größte H₂-Produktion in Deutschland.** Etwa 55 % werden derzeit durch Dampfremformierung, 37 % in Industrieprozessen und 8 % durch Elektrolyse erzeugt.
- + **Verdopplung des Wasserstoffbedarfs** auf 90 bis 110 TWh wird **bis 2030** erwartet. Dabei ist ein Ausbau der Elektrolysekapazität auf **5 GW in Deutschland** und auf **40 GW in der EU** geplant.

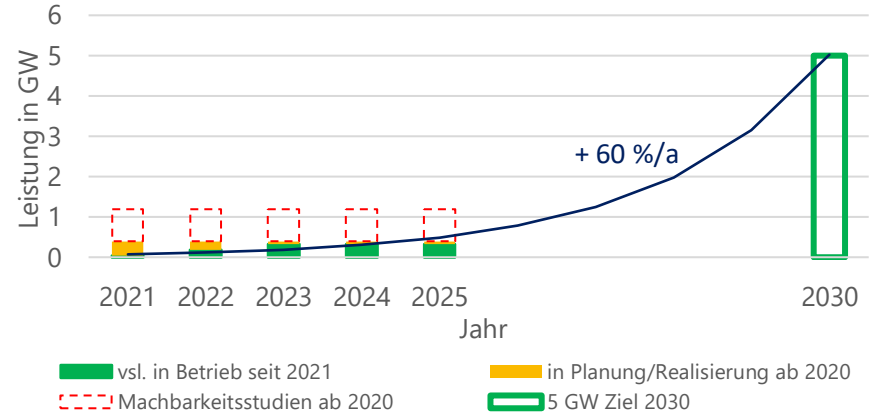
Bedarfsdeckung durch grünen Wasserstoff und Importe

- + **50 % des** künftigen zusätzlichen **Bedarfs** soll **durch grünen Wasserstoff**, der **Rest durch fossilbasierte Produktion bzw. Importe** gedeckt werden. Geplant sind Energiepartnerschaften mit Chile, Australien, Marokko, Tunesien und Saudi-Arabien.
- + Das **Produktionspotential für blauen Wasserstoff in Deutschland** ist wegen Mangel an Verfügbarkeit und Akzeptanz von CO₂-Speichern **begrenzt** → wird **perspektivisch importiert** werden müssen.

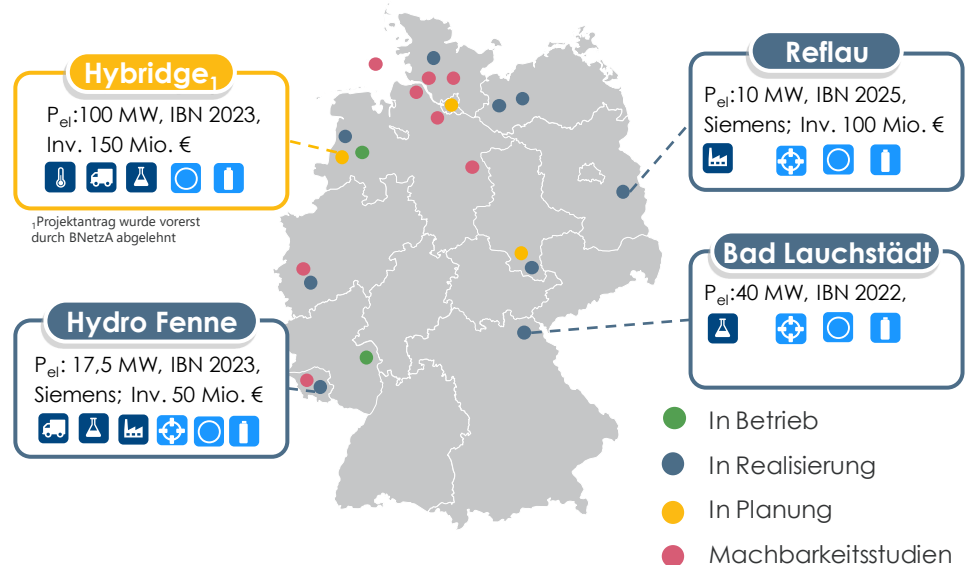
Kapazitätssteigerung und Importinfrastruktur zwingend erforderlich

- + Ein **deutlicher Anstieg der Elektrolysekapazität** ist zwar erkennbar - um 50 % des zusätzlichen Bedarfs zu decken, ist aber weiterhin ein **exponentieller Zuwachs von EE- und H₂-Erzeugungskapazitäten erforderlich**.
- + Zur **vollständigen Erreichung der politischen Ziele** müssen sowohl **fossile Produktionskapazitäten erweitert** als auch **Importinfrastrukturen** geschaffen werden.

Realisierte und geplante Elektrolyseprojekte (>5 MW)



Ausgewählte Elektrolyseprojekt in Realisierung und Planung



Zur Bedarfsdeckung und zur Erreichung der Klimaziele sind einerseits **massive Kapazitätserhöhungen von EE und Elektrolyseuren erforderlich**, andererseits gilt es, **Kapazitäten für fossilbasierten Wasserstoff zu erweitern** und eine **Importinfrastruktur** zu installieren.



**UPSTREAM
PRODUKTION**

**MIDSTREAM
TRANSPORT**

**DOWNSTREAM
NACHFRAGE**

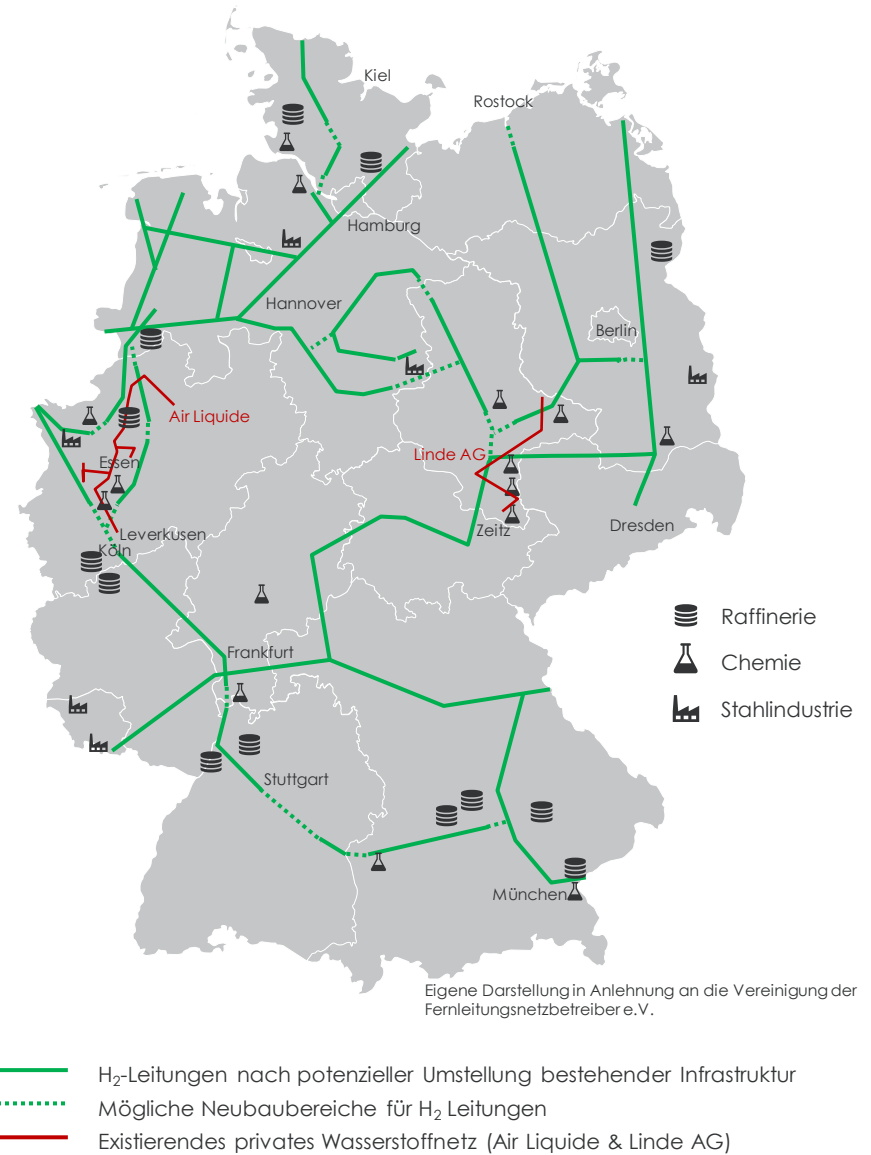
Übergang von Inselnetzen zu nationalem Wasserstoffnetz

Transportoptionen für Wasserstoff

- + **Übersee- und Binnenschifffahrt** ermöglichen künftig **internationale H₂-Importe** und nationale Verteilung.
- + **Straßen- und Schienenverkehr** sind bei relativ **kurzer Transportdistanz** und **geringen Mengen** wirtschaftlich.
- + **Rohrleitungsnetze** (langfristig für größere Bedarfe **unumgänglich**, derzeit nur als **Inselnetze** (Linde, Air Liquide) und als **Einzelprojekte** (Get H₂ Nukleus).

Vision für Wasserstoffnetz

- + **Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber** beschreibt ein deutsches Wasserstoffnetz für 2030.
- + **Vermaschte Netztopologie** mit **5900 km** Leitungen entsteht durch **90 % Umstellung** und **10 % Neubau**.
- + Netzentwicklung **von Norden nach Süden** umfasst **Import, Speicher** und **industrielle Großverbraucher**.
- + Neben der Umstellung sollten **technisch zulässige Beimischungsquoten** von Wasserstoff im Erdgasnetz genutzt werden.



Für den wirtschaftlichen Transport und eine dezentrale Versorgung existiert bereits eine **Wasserstoffnetzvision**. Eine Umsetzung dieser Vision ist durch **verstärkte H₂-Beimischung** und **Umstellung von Erdgasleitungen** möglich.

Kritische Stimmung bei Netzbetreibern

Die Gasnetzbetreiber unterstützen den politisch gewollten Übergang zur Wasserstoffwirtschaft

- + **Transformationskonzepte**, wie das „visionäre Wasserstoffnetz“ des FNB und die „H₂ vor Ort“-Initiative der Verteilnetzbetreiber mit dem DVGW, **liegen** seit 2020 **vor**.
- + **70 %** der befragten Netzbetreiber **bereiten ihre Bestandsnetze** - soweit technisch und wirtschaftlich möglich - schon heute **auf Wasserstoffnutzung vor**.

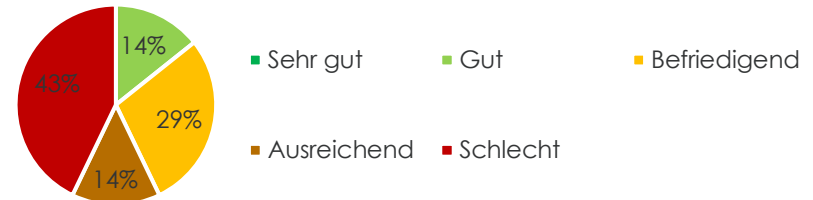
Die Stimmung im Midstream ist deutlich kritischer als in der Gesamtbranche

- + **Der Fortschritt beim Ausbau der H₂-Infrastruktur** wird nur von 14 % der Befragten als gut bewertet. **43 %** bewerten ihn sogar als **schlecht**.

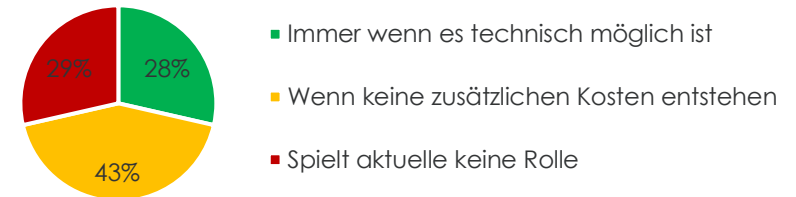
Mangelnde ordnungspolitische Rahmenbedingungen

- + **70 %** der Befragten sehen **mangelnde Klarheit bei Einspeisung und Abnahme** sowie die **ungenügende Regulierung** als **Haupthindernisse** für eine Wasserstoffinfrastruktur.

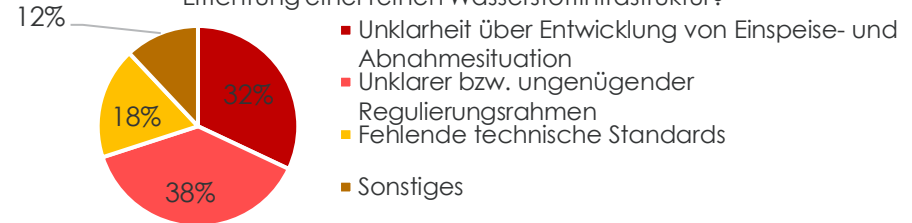
Wie bewerten Sie die bisherigen Fortschritte beim angestrebten
Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur?



In welchem Umfang erfolgen Investitionen in Ihrem Netz schon
heute (2021) "H₂-ready"?



Was sind die wesentlichsten Hindernisse für die Umstellung bzw.
Errichtung einer reinen Wasserstoffinfrastruktur?



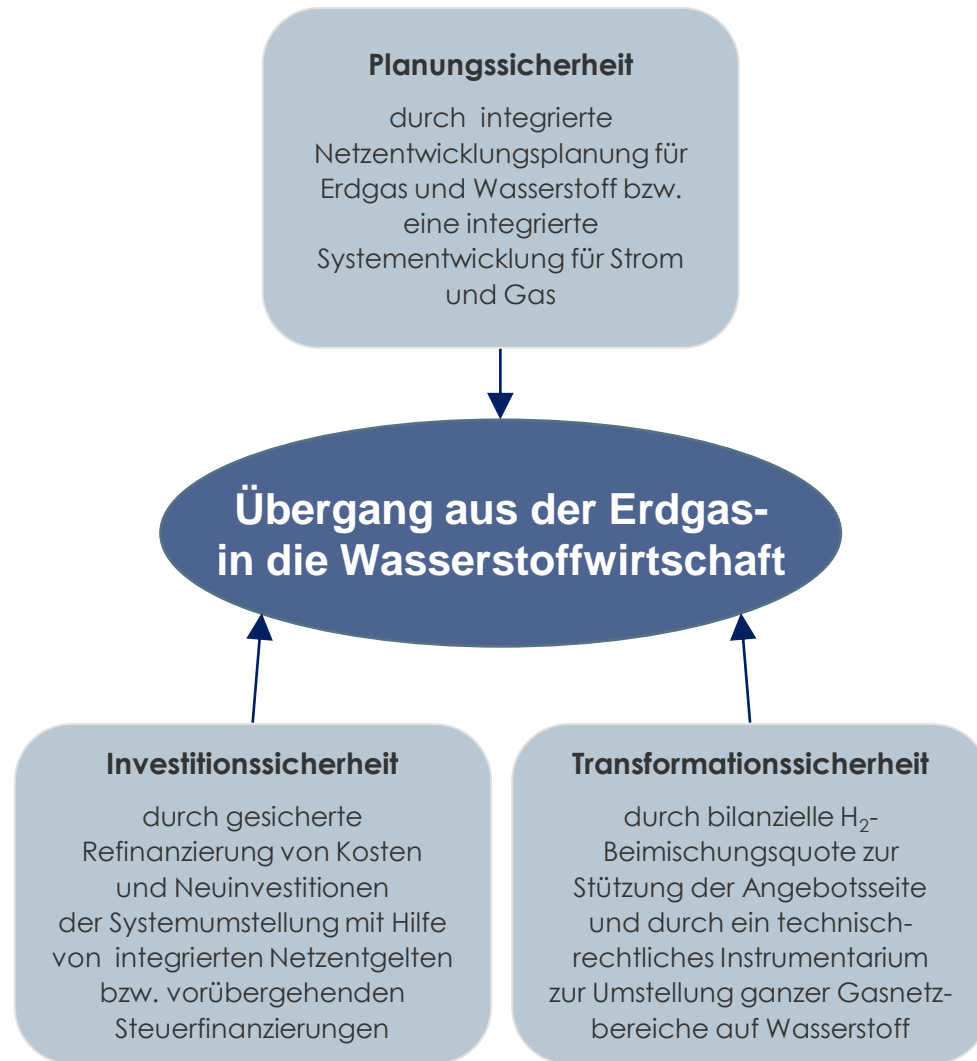
Trotz hoher Investitionsbereitschaft für den Übergang in die Wasserstoffwirtschaft ist **die Stimmung der Netzbetreiber getrübt**. Eine **klare ordnungspolitisch-regulatorische Vision** könnte hier Abhilfe schaffen.

„H₂-Dreiklang" für die Wasserstoffnetzinfrastruktur

- + **Rasche politische Weichenstellungen** sind nötig, damit Netze nicht wie beim EE-Ausbau zum Nadelöhr der Entwicklung werden.
- + Die **aktuelle EnWG-Novelle** liefert nur **fragmentarische** und höchst **kontroverse Regulierungselemente** (verhandelter Netzzugang und Opt-in-Modell).
- + **Der ungenügende Regulierungsrahmen** hemmt Investitionsbereitschaft und **droht**, den **gewünschten H₂-Hochlauf zu verlangsamen**.
- + **Abwarten** der **europäischen Wasserstoffgesetzgebung** (Entwurf Ende 2021/Anfang 2022), würde einen **Zeitverlust** von ca. **4 Jahren** und eine entsprechende Verschiebung der Sektorregulierung bis 2025 bedeuten.
- + Soweit eine **ganzheitliche Erdgas- und Wasserstoffregulierung** europarechtlich noch nicht für möglich gehalten wird, bedarf es mindestens einer **klaren politischen Perspektive** und **konkreter Übergangslösungen** für eine integrierte Infrastrukturentwicklung. Statt integrierter Gasnetzentgelte ist übergangsweise eine **Steuerfinanzierung für Wasserstoffnetze** zu prüfen.

Was ist jetzt nötig?

1. Planungssicherheit
2. Investitionssicherheit
3. Transformationssicherheit



Der Übergang aus der Erdgas- in die Wasserstoffwirtschaft erfordert eine **integrierte Regulierung mit Planungssicherheit, Investitionssicherheit und Transformationssicherheit.**



**UPSTREAM
PRODUKTION**

**MIDSTREAM
TRANSPORT**

**DOWNSTREAM
NACHFRAGE**

Hohes Bedarfspotential für CO₂-freien Wasserstoff

Stahl- und Chemieindustrie

- + Kleine Mengen an Wasserstoff können bereits in der Stahlproduktion eingesetzt werden. **Künftig wird der Bedarf** an CO₂-freiem Wasserstoff **steigen**
- + In der **Ammoniakproduktion** besteht bereits **großer H₂-Bedarf mit hohem Dekarbonisierungspotential**.

Raffinerien und Verkehrssektor

- + Umstellung des **hohen Bedarfs** auf CO₂-freien Wasserstoff trägt zur Dekarbonisierung des **Mineralölsektors** bei. **Langfristig werden H₂-Bedarfe** aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung des Verkehrssektors aber **wieder sinken**.
- + Der H₂-Bedarf im **Verkehrssektor** wird bis 2030 **leicht wachsen** und hängt bis 2050 von der Entwicklung von Alternativtechnologien und Transportinfrastruktur ab.

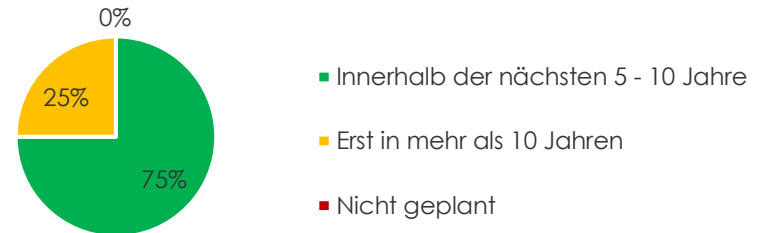
Wärme- und Stromsektor

- + Im **Wärmesektor** können durch die Beimischung von CO₂-freiem Wasserstoff ins Erdgasnetz **große Absatzvolumina** erschlossen werden. Die Erschließung des Wärmemarkts kann entscheidend zur Erreichung der politischen Bedarfsziele beitragen.
- + Die **Beimischung** führt zusätzlich zu **niedrigeren Emissionen im Stromsektor**.

Wie sehen Sie die Entwicklung Ihres Wasserstoffbedarfs bis 2030?



Planen Sie, zukünftig dekarbonisierten Wasserstoff zu verwenden?



Die Dekarbonisierungsziele in allen Bedarfssektoren erfordern den **Umstieg auf CO₂-freien Wasserstoff** und sorgen für Steigerungspotential der bereits relativ großen Nachfrage. Mit Hilfe einer **höheren Beimischungsquote im Gasnetz** kann das enorme Bedarfspotential im Wärmemarkt erschlossen werden.

Einsatz von CO₂-freiem Wasserstoff wird wirtschaftlich attraktiver

Stahl- und Chemieindustrie

- + Umstellung auf **CO₂-freien Wasserstoff steigert die Betriebskosten**. **Nachhaltige Neuinvestitionen** werden aber aufgrund der langen technischen Lebensdauer **attraktiver** → **Zielführende Anreize** für Investition in H₂-Technologie sichern Schlüsselindustrien.

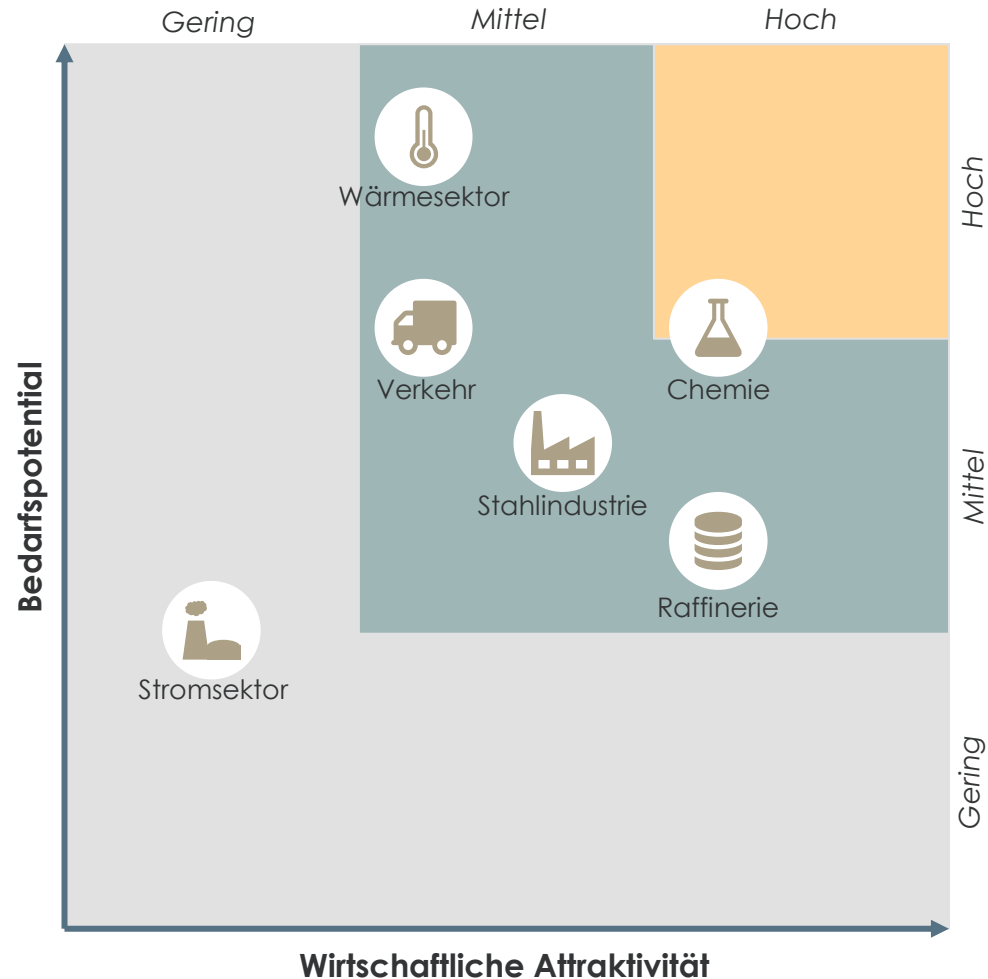
Raffinerien und Verkehrssektor

- + **RED II - Richtlinie** schafft **Anreize** für CO₂-freien Wasserstoff in **Raffinerien**. Im Verkehrssektor begünstigen **kurzfristig steigende Treibstoff- bzw. Emissionskosten** den Wechsel zu Wasserstoff und Syntheseprodukten, die in direkter Konkurrenz zur Batterienutzung stehen. Das **größte Potential** zeigt sich bei den **schwer zu elektrifizierenden Verkehrsmitteln**.

Wärme- und Stromsektor

- + Der H₂-Einsatz im **Wärmesektor** bietet relativ **günstiges nachfrageseitiges Dekarbonisierungspotential**, da keine zusätzlichen Investitionen erforderlich sind. Hier kann die CO₂-Preisentwicklung ein wesentlicher Treiber der Wirtschaftlichkeit sein. Der **H₂-Einsatz in Kraftwerken** ist mittelfristig **wirtschaftlich kaum darstellbar**.

Bedarfpotential und wirtschaftliche Attraktivität in Nachfragesektoren



Eine **Dekarbonisierung von Industrieprozessen mit CO₂-freiem Wasserstoff wird attraktiver**. Die Nutzung in den Sektoren Wärme und Verkehr zeigt zwar großes Bedarfspotential, aber bisher nur mäßige wirtschaftliche Attraktivität und erfordert **Anreize für nachhaltige Neuinvestitionen**.

Fehlender Netzzugang ist großes Hindernis für Verbraucher

Stahl- und Chemieindustrie

- + Der Anwendung von **grünem Wasserstoff** in **Industrieprozessen** stehen der Umfrage zufolge primär **wirtschaftliche Hindernisse** und ein **mangelnder Netzzugang** entgegen.

Raffinerien und Verkehrssektor

- + Der **Verkehrssektor zeigt hohes Bedarfspotential** und mittlere wirtschaftliche Attraktivität. Anwendungen im Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr erscheinen langfristig sinnvoll, es **mangelt** aber an einer **Netzinfrastruktur**, um dezentrale Bereitstellung zu gewährleisten.

Wärme- und Stromsektor

- + Das **große Bedarfspotential von Wasserstoff im Wärmesektor** wird aktuell von der Politik eher nachrangig betrachtet, zeigt jedoch aufgrund der niedrigen Umstellungskosten Vorteile. Hier ist eine **höhere Beimischungsquote im Erdgasnetz erforderlich**, um die **politischen Bedarfsziele** für 2030 mit Hilfe des Wärmemarktes zu erreichen.

Welche Hindernisse sehen Sie zurzeit für die Nutzung von grünem Wasserstoff in Ihrem Unternehmen?



Aus welchen Gründen kommt die Nutzung von Wasserstoff gegenwärtig nicht in Frage?



Für die **sektorübergreifende Nutzung des Dekarbonisierungspotentials von CO₂-freiem Wasserstoff** ist, neben wirtschaftlichen Anreizen, der **Aufbau einer Netzinfrastruktur zur räumlichen Entkopplung von Produktion und Nachfrage** zwingend erforderlich.

DAS REDAKTIONSTEAM



Dr. Jens Büchner
jbuechner@e-bridge.com



Andreas Gelfort
agelfort@e-bridge.com



Dr. Christian Schneller
cschneller@e-bridge.com



Janis Kaltschnee
jkaltschnee@e-bridge.com



Philipp Heuser
pheuser@e-bridge.com

© E-Bridge Consulting GmbH

Baumschulallee 15

53115 Bonn

www.e-bridge.de

Tel. +49 228 90 90 65 0