

WASSERSTOFF-BAROMETER 03/21

Unabhängige Bewertung der
Wasserstoffwirtschaft in Deutschland



Das Wasserstoff- Barometer

Willkommen zur 3. Ausgabe des E-Bridge H₂-Barometers. Es dient Investoren, Gesetz- und Verordnungsgebern und sonstigen Stakeholdern zur Bewertung und Beurteilung der existierenden Rahmenbedingungen.

Die Bewertung beruht auf E-Bridge-internen Analysen sowie auf externen Marktbewertungen. Dazu wurden auch diesmal wieder Unternehmen aus allen drei Wertschöpfungsstufen nach ihrer Einschätzung befragt.

Es zeigt sich, dass seit der letzten Ausgabe des Barometers die hohen Erdgas- und CO₂-Preise ihren Tribut zollen. Die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff gestaltet sich zunehmend schwierig. Gleichzeitig hellt sich die Stimmungslage auf der Nachfrageseite auf. Das gilt vor allem im Bereich Chemie.

Ich wünsche Ihnen viel Freude bei der Lektüre und hoffe, dass wir auch durch diese Ausgabe wieder den einen oder anderen Denimpuls setzen können.

Ihr



Dr. Jens Büchner

Executive Consultant

E-Mail: jbuechner@e-bridge.com

Tel.: +49 228 90 90 65 0



INHALT

SEITE

Kurzüberblick

3

Upstream

6

Midstream

11

Downstream

14

Das Redaktionsteam

16

Kurzüberblick: Das Investitionsklima auf der Nachfrageseite hellt sich auf, aber Unsicherheiten bzgl. der zukünftigen Infrastruktur bleiben ein großes Hemmnis

Upstream/ Produktion Moderat negativ

- + **Wettbewerbsfähigkeit von grünem H₂** gegenüber blauem und grauem hat in den letzten Monaten **abgenommen - Tendenz eher fallend**.
- + Das **Investitionsklima für Elektrolyseure wird laut Marktumfrage eher kritisch** gesehen. Eine Aufhellung wird in den nächsten drei bis fünf Jahren erwartet.
- + **Potenzial für grünen H₂ aus europäischen Quellen** wird oftmals unterschätzt.
- + **„Fit for 55“ erfordert zusätzliche Anstrengungen:**
 - + Technologieoffenheit bei der Herstellung CO₂-freien Wasserstoffs
 - + Verstärkter Ausbau der EE-Anlagen in Deutschland und Europa
 - + Stärkung des ETS und Entwicklung eines europaweiten Systems von Herkunftsnachweisen

Midstream/ Transport Überwiegend negativ

- + **Trotz viel Fleißarbeit am Rechts- und Regelungsrahmen besteht weiterhin Unklarheit über** die Grundsätze der künftigen **Wasserstoffregulierung**.
- + Eine **dynamische Regulierung nach dem Vorbild der Telekommunikation** wird von Monopolkommission und ACER propagiert. Zeichnet sich hier ein **goldener Mittelweg** im Streit über das Für und Wider einer integrierten Gas-/Wasserstoffregulierung ab?
- + Abwarten scheint auch das Motto in der Branche. Laut Marktumfrage ist die freiwillige Regulierung bislang kein großes Thema. Sollte es tatsächlich zu einem **Lockangebot von 9 % EK-Verzinsung** kommen, kann sich das aber auch schnell ändern.

Downstream/ Nachfrage Moderat positiv

- + Das Investitionsklima wird insbesondere im **Bereich Chemie positiv** bewertet.
- + **Nachfrageprojekte wachsen mit hoher Geschwindigkeit**, kurzfristig im Bereich Verkehr, mittelfristig im Bereich Stahl, Chemie und Raffinerien.
- + Wesentliche Treiber sind der Erfüllung der **Quotenvorgaben aus RED II**, Anpassung an Kundenprozesse und **erwartete wirtschaftliche Vorteile**.
- + Auch der **Bereich Wärme** wird von den Teilnehmern der E-Bridge-Umfrage **als langfristige Option mitgedacht**.

- + Die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff nimmt ab. Auf der Upstream-Seite bleibt die **Forderung nach Technologieoffenheit**, d.h. ein gleichwertiges Nebeneinander aller Optionen für CO₂-freien Wasserstoff, weiter bestehen.
- + Die **Grundausrichtung der künftigen Wasserstoffnetz-Regulierung ist weiterhin offen**.
- + Die Entwicklung der **Nachfrage entwickelt sich zu einem Treiber eines H₂-Marktes**. Auch der Wärmemarkt wird langfristig als Nachfragetreiber mitgedacht.



**UPSTREAM
PRODUKTION**

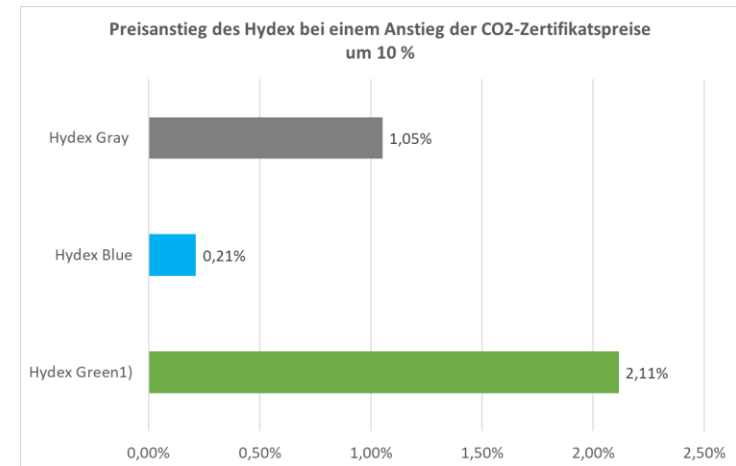
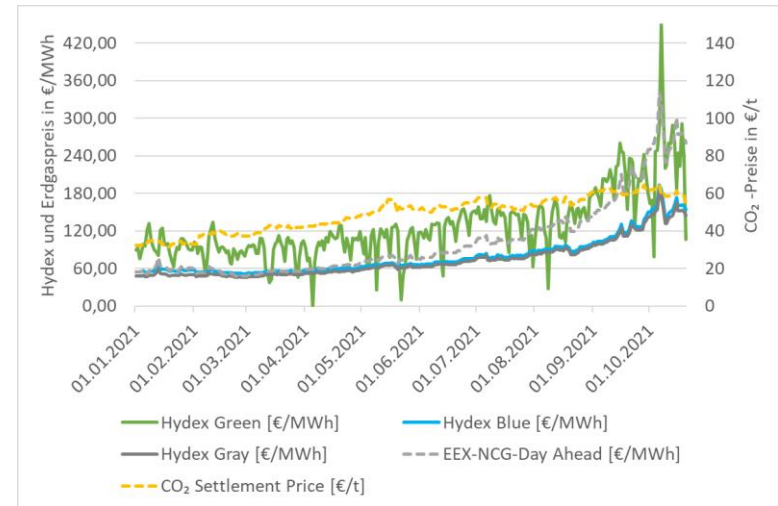
**MIDSTREAM
TRANSPORT**

**DOWNSTREAM
NACHFRAGE**

Ungewollte Nebenwirkung: Steigende CO₂-Preise verringern die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff

- + Der zur Herstellung von grünem Wasserstoff erforderliche **Strom aus erneuerbaren Energien unterliegt den Opportunitätskosten am Strommarkt.**
- + Die Preissetzung am Strommarkt erfolgt zu „Grenzkosten“, d.h. auf Basis der Gebote der teuersten abgerufenen Kraftwerkseinheit.
- + Über die **nächsten Jahre** wird erwartet, dass trotz des Zubaus von EE-Anlagen in zahlreichen Stunden **konventionelle fossile Kraftwerke** die Grenzkosten vorgeben und damit **auch den Preis für grünen Strom bestimmen.**
- + Fossile Kraftwerke müssen sich für ihre Stromproduktion mit ausreichend Emissionszertifikaten eindecken. **Steigende CO₂-Preise erhöhen** damit die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke und damit **die Preise am europäischen Strommarkt.**
- + Auch für die Herstellung von grauem Wasserstoff werden CO₂-Zertifikate benötigt. Aufgrund der unterschiedlichen Wirkungsgrade der gesamten Produktionskette **schlagen die CO₂-Preise bei grünem Wasserstoff deutlicher durch als bei grauem Wasserstoff.**
- + Einen **ähnlichen Effekt hat der Anstieg der Erdgaspreise**, der ebenfalls die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff schwächt.

Preisentwicklung von H₂ (Hydex) im Vergleich zur Preisentwicklung von Erdgas und CO₂



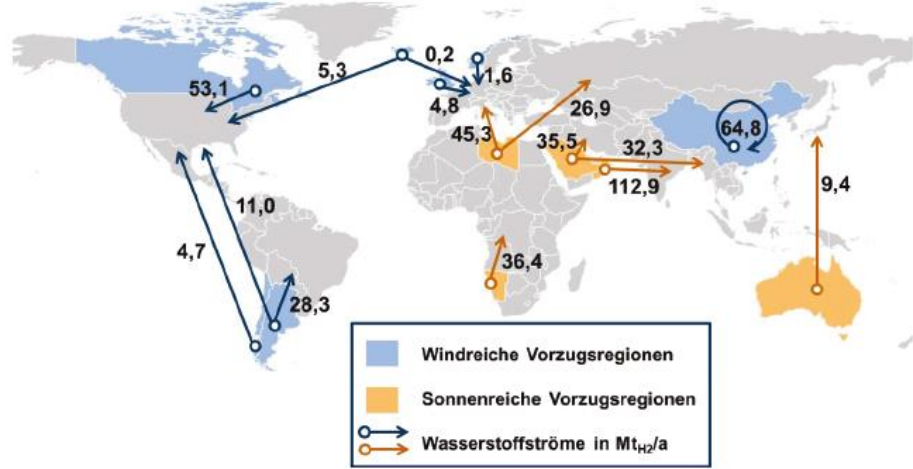
¹⁾ Annahme: Spotpreis entspricht kurzfristigen Grenzkosten eines Gaskraftwerks, durchschnittlicher Wirkungsgrad: 50 %

Solange fossile Kraftwerke den Spotpreis bestimmen, wird sich bei steigenden Primärenergie- und CO₂-Preisen auch **die Wettbewerbsfähigkeit von blauem gegenüber grünem Wasserstoff weiter erhöhen**

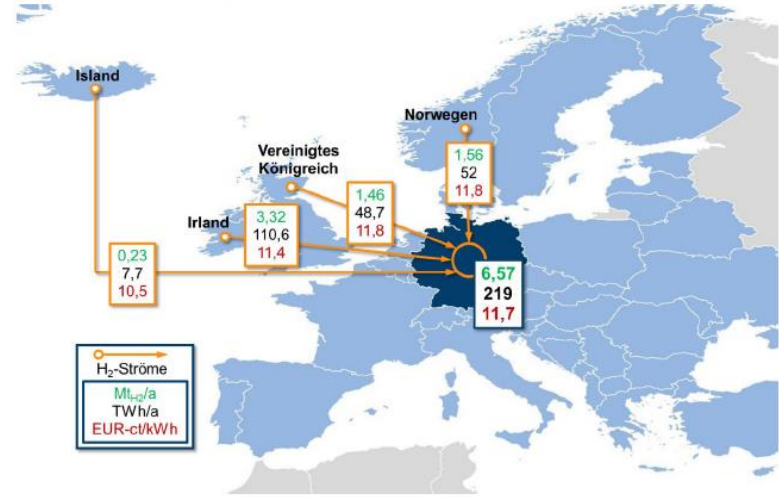
Das Potenzial regionaler Importe von grünem H₂ aus dem europäischen Umfeld wird oft unterschätzt

- + Derzeit aktuelle, in Bezug auf H₂ interessante **Energiepartnerschaften bestehen** mit **Australien, Chile, Japan** und **Marokko**. Allerdings wurden noch keine definitiven Ex- bzw. Importabsichten geäußert.
- + Nach **Studie** des **Forschungszentrums Jülich** kann das 95 %-Emissionsreduktionsziel nicht ohne Wasserstoffimporte wirtschaftlich effizient erreicht werden
- + Legt man ausschließlich **grünen Wasserstoff** zugrunde, so ergeben sich die **rechts oben dargestellten H₂-Ströme** (gesamtkostenoptimale Wasserstoffallokation).
- + Aufgrund des **weltweit verteilten Bedarfs** bei gleichzeitig **relativ hohen Transportkosten** ergibt sich eine **regionalisierte Verteilung** mit **kurzen Transportwegen**.
- + Hieraus wurde für Deutschland eine **Kosten-Angebotsfunktion** abgeleitet, mit der die jeweiligen Importmengen und die korrelierenden Kosten (Grenzübergangspreise) beschrieben werden
- + Im **globalen Kostenoptimum** wird der Bedarf durch **windenergiebasierte H₂-Importe aus Island (5 %), Irland (50 %), aus dem Vereinigten Königreich (22 %) und Norwegen (23 %) gedeckt**
- + Aus diesen Mengen ergeben sich **gewichtete Importkosten** von **11,7 EUR-ct/kWh (3,90 EUR/kg_{H2})**

Weltweite Wasserstoffbereitstellung im globalen Kostenoptimum [1]



Detailansicht der Importströme nach Deutschland unter Berücksichtigung der Importmengen und -kosten [1]



[1] Wege für die Energiewende - Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050"

Ein langfristig **regionalisierter Import von Wasserstoff aus dem europäischen Umfeld** erscheint nach einer **Studie des FZ Jülich sinnvoll** und sollte - bei allen Unwägbarkeiten der Annahmen - einen wichtigen Eckpfeiler des politischen Handelns darstellen.

Laut der E-Bridge-Marktumfrage besteht noch erheblicher Handlungsbedarf im Upstreambereich für „Fit for 55“

+ **Ausbauziele erneuerbarer Energien**

- + Die Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien müssen dringend in Deutschland und Europa angepasst werden.
- + Dies wird auch laut E-Bridge-Umfrage als eines der größten Hemmnisse für die Entwicklung eines H₂-Marktes gesehen.

+ **Europaweite Herkunftsnachweise (HKN)**

- + Ein europaweites System aus Herkunftsnachweisen wird bei fast allen Teilnehmern der Marktumfrage als essentiell angesehen.
- + Es muss Ursprung und Verwendung von dekarbonisiertem Wasserstoff transparent und verlässlich aufzeigen. Die Handelbarkeit der HKN muss sichergestellt sein.

+ **Emission Trading System (ETS)**

- + Das europäische Emission Trading System (ETS) soll gestärkt werden. Eine Weiterentwicklung schließt eine Abschaffung/Reduzierung der Förderung fossiler Energien, Vermeidung von Doppelbesteuerungen und Förderung dekarbonisierter Energieträger ein.
- + Nach Meinung von Hydrogen Europe sind auch der Verkehr und die Schifffahrt in das ETS zu integrieren.

+ **Investitionsklima**

- + Das Investitionsklima wird im Upstream-Bereich in E-Bridges zweiter Marktumfrage eher kritisch beurteilt.
- + Neutral wird es für Importkapazitäten eingestuft, während das Investitionsklima für Gasreformatoren (einschl. Anlagen für blauen Wasserstoff) am schlechtesten beurteilt wird.
- + Gleichzeitig wird eine Aufhellung des Investitionsklimas für Elektrolyseure innerhalb der vergangenen sechs Monate erkannt. Es wird erwartet, dass sich dieser Trend über die nächsten drei bis fünf Jahre fortsetzt.

+ **Vorschläge, die Hemmnisse für die Entwicklung einer nachhaltigen H₂-Wirtschaft abzubauen (Meinungen der Teilnehmer der Marktumfrage)**

- + Die Auflagen für Grünstrom, die Forderung nach Zusätzlichkeit und die Forderung des zeitlichen Zusammenhangs zwischen Strom- und H₂-Produktion dürfen nicht aufgeweicht werden.
- + Zielgerichtete (d.h. nicht zu enge) Auslegung der europäischen Vorgaben und Technologieoffenheit (z.B. keine Fokussierung auf Elektrolyseure)
- + Als Standard für die Qualität von H₂ auf der Ferngasstufe wird die Gruppe D Qualität vorgeschlagen (DVGW G260 H2)
- + Die Einführung einer „gleitenden Marktprämie“ wird zur Erreichung der Ausbauziele vorgeschlagen.

Technologieoffenheit, ein europaweites System für Herkunftsnachweise und ein gestärktes ETS sollten die Basis für die Entwicklung einer wettbewerbsfähigen H₂-Wirtschaft bilden. **Das Investitionsklima in Deutschland wird zum gegenwärtigen Zeitpunkt selbst für Elektrolyseure kritisch bewertet.**



**UPSTREAM
PRODUKTION**

**MIDSTREAM
TRANSPORT**

**DOWNSTREAM
NACHFRAGE**

Quo Vadis H₂-Netzregulierung ?

- + Mit EnWG-Übergangsregulierung, EEG-Umlage-Regelung für H₂-Produzenten und der ersten IPCEI-Ausschreibung hat Deutschland (im Wahljahr!) zahlreiche Bausteine für den Einstieg in die H₂-Wirtschaft vorgelegt (vgl. Zwischenbericht der Bundesregierung zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie vom 22. Sep. 2021).
- + Zugleich lockt der aktuelle Entwurf der H₂-Netzentgeltverordnung mit einer 9 %-igen Eigenkapitalverzinsung (!) Infrastrukturbetreiber zum Eintritt in die freiwillige Regulierung.
- + Vor Antritt der neuen Bundesregierung und Vorlage des Gas-/Wasserstoff-Pakets der EU-Kommission besteht aber weiterhin Unklarheit über die künftige H₂-Regulierung.
- + Wie passen die von IPCEI-Projekten gemeldeten 1700 km "reine" H₂-Leitungen in die angestrebte integrierte Netzausbauplanung für Strom und Gas?
- + Wird der Vorschlag der Kommission hinreichende Deutlichkeit über eine Integration von Erdgas- und Wasserstoffregulierung geben oder gibt es jahrelange Unsicherheit?
- + Die aktuelle Marktabfrage des VNB Gas zeigt, dass die Entwicklung von Wasserstoffangebot und -nachfrage deutlich dynamischer verlaufen könnte als bisher erwartet. Damit steigt aber auch der Bedarf nach einer flächendeckenden Entwicklung der Infrastruktur.

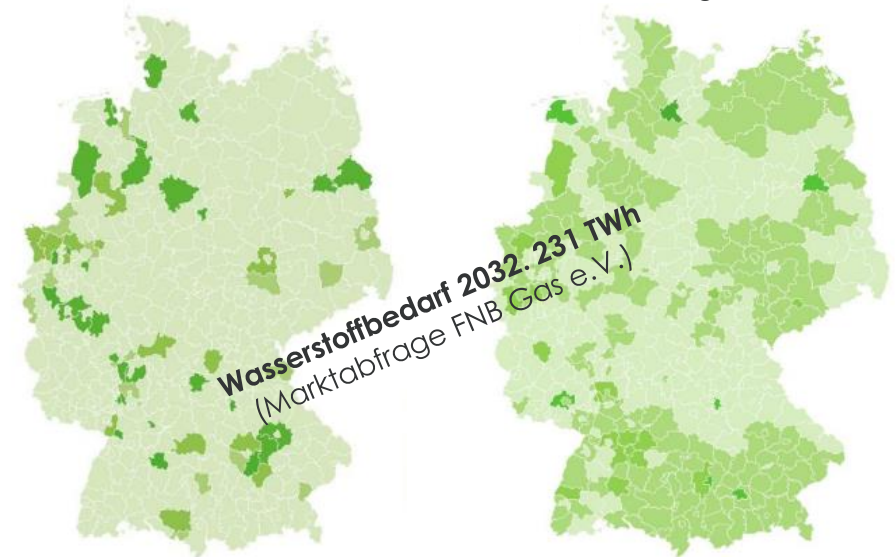
Flächendeckende Planung des H₂-Netzbedarfs & Verzahnung mit NEP-Strom geboten

Der bundesweit entstehende Wasserstoff-Bedarf zeigt, wie dringlich eine nationale Bedarfsplanung ist. Zentrale Frage ist, ob künftige Elektrolyse-Standorte bei der EE-Stromerzeugung oder bei den H₂-Abnehmern liegen. Im ersten Fall erfolgt der Transport über umzuwandelnde Gas-Pipelines, im zweiten droht eine zusätzliche Belastung des Stromübertragungsnetzes.

Geographische Schwerpunkte der H₂-Nachfrage in 2032 lt. Marktabfrage FNB Gas e.V. (Sept. 2021) Abbildungen: FNB Gas e.V.

Fernleitungsebene

Verteilnetzebene mit Relevanz für Fernleitungsebene



"Wir stehen selbst enttäuscht und sehr betroffen, den Vorhang zu und alle Fragen offen."

Bertolt Brecht, Der gute Mensch von Sezuan

"Dynamische Regulierung" nach TK-Vorbild als Modellalternative?

Die erste H₂-Netzregulierung enthält bereits den Auftrag zur Novellierung für den BMWi, der EU-Kommission ein Konzept zur gemeinsamen Regulierung bis Ende 2022 im Lichte der angekündigten Vorschläge der Regulierung und Finanzierung der Wasserstoff- und Gasnetze vorlegen soll (§ 112b Abs. 1 EnWG). Drei Ansätze stehen zur Diskussion:

1. EnWG-Übergangsmodell

(vgl. dazu Wasserstoffbarometers 2(2021))

2. Integrierte Gasregulierung

(unmittelbare gemeinsame Regulierung und Finanzierung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen)

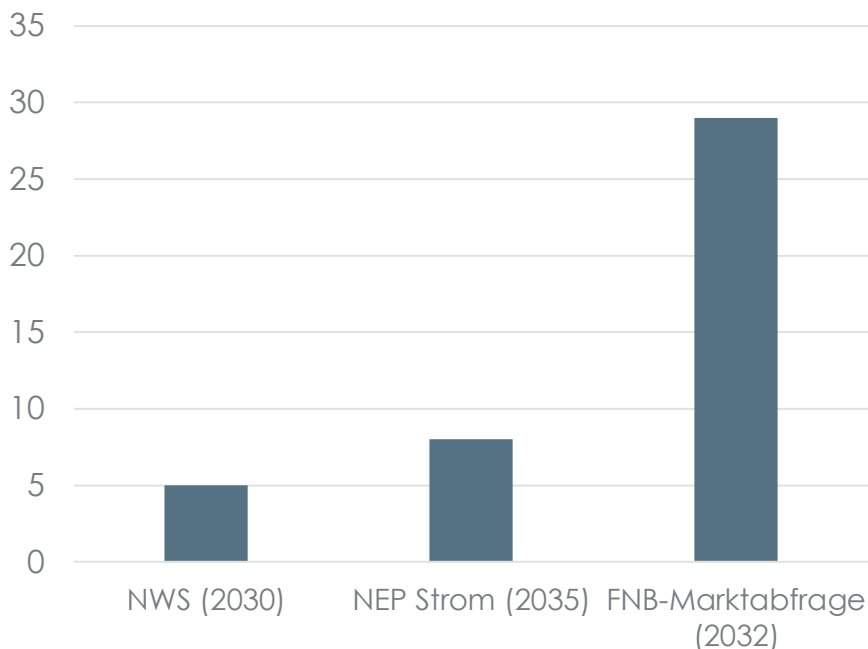
3. Dynamische Regulierung nach dem Vorbild Telekommunikation

Idee dabei ist, für Teilmärkte den Regulierungsbedarf regelmäßig zu analysieren und bei Marktzutrittsbarrieren oder (zu) geringer Wettbewerbsintensität zuvor gesetzlich festgelegte Regulierungsinstrumente anzuwenden. Diese könnten 1:1 der Gasmarktregulierung entsprechen und so eine schrittweise Integration neuer Wasserstoffnetze in die Gasnetzregulierung ermöglichen. Allerdings stellt sich die Frage, ob der eher reaktive Modellansatz zur erwarteten hohen Dynamik der H₂-Marktentwicklung passt.

Dynamisch oder unmittelbar integriert?

Damit das Netz nicht zur Entwicklungsbremse wird, muss die künftige H₂-Netzentwicklung synchron mit Wasserstoffproduktion und -abnahme erfolgen. Die jüngste Marktabfrage des FNB weist dabei auf eine möglicherweise deutlich schnellere als bisher erwartete Entwicklung hin.

Leistung der Elektrolyseure in Deutschland [GW]



NWS: Nationale Wasserstoffstrategie, NEP: Netzentwicklungsplan

EU-Kommission und neue Bundesregierung haben es in der Hand, in den nächsten Monaten Klarheit über den künftigen regulatorischen Rahmen zu schaffen.



**UPSTREAM
PRODUKTION**

**MIDSTREAM
TRANSPORT**

**DOWNSTREAM
NACHFRAGE**

Zur Erreichung der Ziele des „Fit for 55“-Package muss das Potenzial aller Sektoren genutzt werden.

+ Investitionsklima

- + Für die Chemieindustrie wird das Investitionsklima zu diesem Zeitpunkt als **sehr positiv bewertet**.
- + **Ambivalent ist die Beurteilung** in den Branchen Stahl, Raffinerien und Stromerzeugung.
- + **Schlecht wird das Investitionsklima** in den Bereichen Verkehr und Wärme bewertet.

+ Anschluss an ein reines H₂-Netz

- + Fast alle Teilnehmer der Umfrage gaben an, dass ein **Anschluss an ein reines H₂-Netz erforderlich** ist. Rund die Hälfte der Teilnehmer errichten **zusätzlich verbrauchsnahe Elektrolyseure**.
- + Unzureichende Netzkapazitäten im H₂-Netz werden als **begrenzender Faktor für eine zeitnahe Expansion der Nachfrage** gesehen.

+ Motivation für den zusätzlichen H₂-Bedarf

- + Die meisten Teilnehmer geben an, dass **wirtschaftliche Vorteile erzielt** werden sollen.
- + Zusätzliche Treiber sind die **Erfüllung der Quotenregelung (RED II)** und die **Darstellung der gesamten Prozesskette** der Kunden.

+ Größte Hemmnisse für die Entwicklung einer nachhaltigen H₂-Nachfrage (Zitate der Teilnehmer der Marktumfrage)

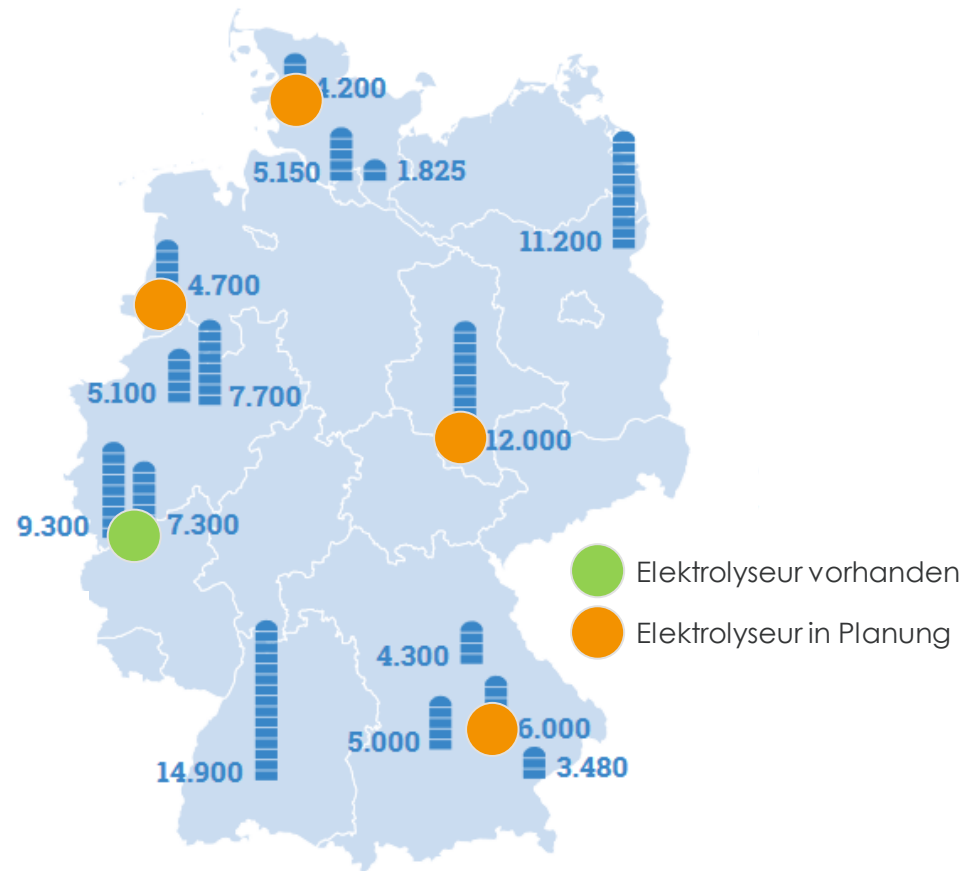
- + Nachhaltigkeit von in Mitteleuropa gewonnenem H₂ ist **nicht gegeben**.
- + **Regulatorische Hemmnisse**, u.a. zu enge Auslegung der europäischen Vorgaben, einseitige Technologievorfestlegung, einseitige Sektorenfestlegung, Anwendungsferne der Regulatorik
- + Getrennte Förderung (kein Clusterverfahren) macht **kleine Anlagen unwirtschaftlich** (20 – 60 kg/Tag)
- + **Aufwändige Genehmigungsverfahren**, einschl. Erfordernis des direkten Netzzugangs mit eigenem Trafo zur Gewährung einer EEG-Befreiung
- + Alle Teilnehmer beurteilen die heutige **Förderung der Downstreamseite als unzureichend**.
- + **Umstellungskosten bei Unternehmen und Endanwendern** (z.B. Haushaltskunden) sollen gefördert werden.

Das Investitionsklima in Deutschland wird positiv optimistisch bewertet. Kritisch wird es vor allem in den Bereichen Verkehr und Wärme gesehen.

RED II als Treiber der zukünftigen Nachfrage nach dekarbonisiertem Wasserstoff

- + Die Implementierung der europäischen RED II-Richtlinie in nationales Recht zielt auf die Reduktion der Emissionen bei der Verwendung fossiler Kraftstoffe. Mit der Novelle der BImSchG integrierte die Bundesregierung eine **Minderungsquote der THG-Emissionen von 22 % bis 2030**.
- + Für die Erreichung des Zielwerts besteht für die Unternehmen innerhalb der gesetzlichen Vorgaben Wahlfreiheit. Eine Option ist, **grünen Wasserstoff in Raffinerieprozessen** einzusetzen.
- + Wasserstoff ist ein wichtiger Bestandteil existierender Produktionsprozesse von Erdölraffinerien. Raffinerien gewinnen **Wasserstoff zum überwiegenden Teil durch interne Prozesse**. Die verbleibende Menge wird gegenwärtig in der Regel durch Dampfpreformierung gedeckt.
- + Für die direkte Verwendung von grünem Wasserstoff bei der Mitverarbeitung im Raffinerieprozess bedarf es kaum technischer Änderungen im Produktionsprozess. Bei vollständiger Substitution des verwendeten Wasserstoffs **im Raffinerieprozess entsteht ein Bedarf von bis zu 150.000 Tonnen (ca. 5 TWh) pro Jahr** [2].
- + Erste Raffinerien haben das Potenzial von grünem Wasserstoff bereits erkannt. Seit Juli 2021 deckt ein Elektrolyseur einen Teil des Wasserstoffbedarfs der **Shell-Raffinerie** in Wesseling. Zudem erhielten Projekte von **BP, Bayernoil, Total** sowie die **Raffinerie Heide** einen Zuschlag im Rahmen der IPCEI-Förderung.

Karte von rohölverarbeitenden Raffinerien, Kapazität in Tsd. t/a, Kästchen entspricht 1 Mio. t [1]



[1] dena (2018): Einsatzgebiete für Power Fuels

[2] IG BCE / MVV (2018): Potentialatlas für Wasserstoff

Die Raffinerien haben die Notwendigkeit der Umstellung ihrer Prozesse erkannt. Ein deutliches Wachstum der Nachfrage nach dekarbonisiertem H₂ wird zumindest an diesen Standorten erwartet.

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



Dr. 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