



E-Bridge
Kompetenz in Energie

H₂-BAROMETER

Unabhängige Bewertung der
Wasserstoffwirtschaft in Deutschland

Ausgabe 1
Mai 2023

Vorwort



Die Wasserstoffwirtschaft nimmt weiter Fahrt auf und die Diskussionen über Beschaffung, Transport und Anwendung des für die Klimaneutralität so wichtigen Energieträgers werden konkreter.

Wie gewohnt, geben wir dazu in der vorliegenden Ausgabe des H₂-Barometers inhaltliche Zusammenfassungen der wichtigsten Entwicklungen auf den Weg zum „Erwachsenwerden“ der Wasserstoffwirtschaft. In dieser Ausgabe überwiegen positive Signale beispielsweise für Investoren in Elektrolyseanlagen durch die Überarbeitung der RED II-Richtlinien oder für die (teilweise) Erschließung des Wärmemarktes durch die Verabschiedung des Gebäudeenergiegesetzes.

Mit dem Hydex haben wir als E-Bridge Consulting bereits einen ersten Preisindex gestaltet, der regelmäßig veröffentlicht wird und Grundlage vieler wertvoller Analysen ist. Wir haben diesen Preisindex weiterentwickelt und freuen uns sehr darüber, dass wir in dieser Ausgabe mit dem HydexPLUS einen optimierten Vollkostenindex präsentieren können, der als robustes Bewertungstool für Investoren und Regulierungsbehörden dient.

Im Interview in dieser Ausgabe zeigt Christian Ehret, Geschäftsführer der Avacon Netz GmbH, dass Wasserstoff für Stromnetzbetreiber künftig eine signifikante Rolle spielen wird, da dieser molekülbasierte Energieträger Flexibilität bei der Integration hoher Leistungen erneuerbarer Energien bietet.

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

Dr. Henning Schuster

Geschäftsführer E-Bridge Consulting GmbH

Baumschulallee 15 | 53115 Bonn

www.e-bridge.de

Tel. +49 228 90 90 65 0

Thesen und Gesamtstimmung

Kernaussagen aus dem H₂-Barometer

Regulierung

Die Neugestaltung der Kriterien für die Anerkennung von Wasserstoff als erneuerbare Energie ist ein positives Signal an die Wasserstoffwirtschaft und schafft für die Investoren mehr Rechtssicherheit. Die längeren Übergangsphasen und -fristen gewährleisten zusätzlich, dass der Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft nicht schon „im Keim erstickt“ wird.

Upstream

1. Aufgrund der wachsenden EE-Einspeisung und höher erwarteten Gas- und CO₂-Preisen wird grüner H₂ in der Zukunft an Konkurrenzfähigkeit gewinnen. Optimiert man die Auslastung des Elektrolyseurs auf 50 % pro Jahr, zeigen die Grenzkosten bereits heute eine Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventionellem H₂.
2. Der neue HydrexPLUS dient als robustes Bewertungsinstrument für Investoren zur Bestimmung der kostenoptimalen Auslegung und Fahrweise von Anlagen zur Wasserstoffherzeugung. Im Zeitverlauf zeigt sich zwar ein Kostenanstieg aufgrund der Energiekrise, volatile Ausschläge bleiben aber aus.

Midstream

1. Eine Netzgesellschaft für Wasserstoff sollte ohne einer ursprünglich angedachten Staatsbeteiligung gegründet werden. Eine nationale H₂-Netzgesellschaft würde den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft verlangsamen. Darüber hinaus würden Anreize für Investitionen in H₂-Netze seitens der Fernleitungsnetzbetreiber (= FNB) entfallen.
2. Der Überseetransport von Ammoniak ist kostengünstiger als die Alternativen LH₂ und LOHC. Allerdings fallen die Energiebedarfe der Umwandlungen an unterschiedlichen Punkten der Infrastruktur an. Daher ist in Abhängigkeit der Energieverfügbarkeit im Einzelfall zu prüfen, welche Transportoption kostenoptimal ist.

Downstream

1. Die Novelle des Gebäudeenergiegesetz setzt deutliche Schritte in Richtung Klimaschutz. Der Beschluss hat insbesondere auch positive Auswirkungen auf die H₂-Zukunft in Deutschland. Sowohl der Wärme- („H₂-ready-Anlagen“) als auch der Mobilitätssektor (H₂-Tankstellen) werden damit für H₂ erschlossen.
2. Wasserstoff kann in bestimmten Anwendungsfeldern ein wichtiger Baustein für eine nachhaltige Energieversorgung des Mobilitätssektors sein. Jedoch variiert die Prognose der Wasserstoffbedarfe im Verkehr aufgrund externer Rahmenbedingungen und regionaler Gegebenheiten stark. Eine individuelle Untersuchung regionaler Räume ist daher sinnvoll.

	2021			2022		2023
	Ausgabe 1	Ausgabe 2	Ausgabe 3	Ausgabe 1	Ausgabe 2	Ausgabe 1
Upstream/ Produktion	Überwiegend positiv	Moderat positiv	Moderat negativ	Ausgeglichen	Moderat positiv	Moderat positiv
Midstream/ Transport	Moderat negativ	Überwiegend negativ	Überwiegend negativ	Ausgeglichen	Ausgeglichen	Ausgeglichen
Downstream/ Nachfrage	Ausgeglichen	Ausgeglichen	Moderat positiv	Moderat positiv	Ausgeglichen	Moderat positiv

Überwiegend positiv
Moderat positiv
Ausgeglichen
Moderat negativ
Überwiegend negativ

Stark gestiegene Commodity-Preise sind gleichzeitig Chance und Herausforderung für die Wettbewerbsfähigkeit von grünem H₂. Mit Hilfe des Vollkostenindex HydrexPLUS lassen sich Elektrolyseure im Hinblick auf Auslegung und Fahrweise kostenseitig optimieren. Wettbewerbsfähigkeit und mehr Rechtssicherheit durch die aktualisierte RED II-Richtlinie bieten gute Voraussetzungen für den Hochlauf der H₂-Wirtschaft. Die politische Diskussion über eine mögliche nationale Netzgesellschaft zeigt die Bedeutung eines nationalen Wasserstoffnetzes, allerdings darf eine Staatsbeteiligung kein Hemmnis für Investitionen von Netzbetreibern sein. Technologieoffenheit in den Nachfragesektoren Wärme und Mobilität sind positive Signale, eine individuelle regionale Bewertung für den technisch und wirtschaftlich sinnvollen Einsatz von Wasserstoff ist aber weiterhin essenziell.



INTERVIEW

Interview mit Christian Ehret, Geschäftsführer der Avacon Netz GmbH (I/II)

Die Avacon Netz GmbH ist der regionale Netzbetreiber in Niedersachsen, Sachsen-Anhalt, Hessen und Nordrhein-Westfalen. Von der Nordseeküste bis nach Südhessen sorgt sie über ihre mehr als 85.000 Kilometer Strom- und Gasnetze für die sichere Energieversorgung von Kommunen, Industrie, Gewerbe und Haushalten. Als Flächennetzbetreiber mit einem ausgedehnten 110kV-Netz ist sie bereits heute ein wesentlicher Akteur in der Energiewende. Mit 23 GW installierter EE-Leistung, die mittelbar und unmittelbar in das Hochspannungsnetz einspeisen, ist fast ein Fünftel der aktuellen EE-Leistung Deutschlands an das Avacon-Netz angeschlossen.

Herr Ehret, von welcher Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft gehen Sie aktuell bei der Planung Ihres Stromnetzes aus?

Wir kennen die Leistungsfähigkeit unseres Stromnetzes sehr gut und wissen daher, was die Zubauzahlen, die sich aus dem Osterpaket ergeben, für unser Netz und unsere Netzausbaupläne bedeuten. Als großer Gasnetzbetreiber wissen wir aber ebenso gut, dass die Gasinfrastruktur im direkten Vergleich viel mehr Kapazität bietet. Leider wird dieses Potenzial in der Diskussion darüber, wie wir die Energiewende umsetzen wollen, kaum beachtet. Wir sind fest davon überzeugt, dass die Energiewende nur gelingt, wenn wir die vorhandene Infrastruktur in Gänze in die Planungen einbeziehen. Unser Gasnetz kann mit vergleichsweise geringem Aufwand flächendeckend H₂-ready werden. Wir haben damit die Zutaten, um auch grüne Moleküle leitungsgebunden in das Lösungskonzept einzubinden. Wir müssen den Mut haben, an einen echten Wasserstoffmarkt mit inländisch erzeugten und importierten grünen Molekülen zu glauben, dann haben wir auch eine gute Antwort darauf, wie wir die regenerativen Energien über das ganze Jahr zur Verfügung stellen und wie wir die installierte EE-Leistung von über 600 GW Mitte der 2030er nutzen können. Wir sehen dieses Potenzial und glauben daran, dass die Planung von Strom- und Gasnetzen in Kombination mit Elektrolyseuren noch stärker verzahnt werden muss. Das sind allerdings aktuell unsere Perspektiven, die Netzplanung selbst geht aufgrund der noch unkonkreten Rahmenbedingungen für Elektrolyseure und H₂-Einspeisung in die Gasnetze noch von einem „konventionellen“ Netzausbau aus.



Christian Ehret, Geschäftsführer der Avacon Netz GmbH

Interview mit Christian Ehret, Geschäftsführer der Avacon Netz GmbH (II/II)

Welche Rolle kann aus Ihrer Sicht Wasserstoff bei der Begegnung von aktuellen Herausforderungen im Stromnetz leisten?

Wir haben mit unserer Netzstudie „Netzstrategie 2035“ gemeinsam mit E-Bridge ursprünglich nur versucht, die Zahlen des Osterpakets auf unser Netzgebiet zu projizieren. Im weiteren Verlauf haben wir dann aber entdeckt, dass wir Netzregionen mit sehr hoher Rückspeisung in das Höchstspannungsnetz haben. Dort können Elektrolyseure mit der Umwandlung von mehreren hundert Megawatt Leistung einen wichtigen Beitrag dazu leisten, den Netzausbau zu reduzieren. Das hätte viele Vorteile: Wir könnten punktuell schneller Energie aufnehmen, als dies mit zeitaufwendigem Stromleitungsbau erfolgt, es könnte ein wichtiger Beitrag zur Frage der Energiespeicherung in wind- und sonnenreichen Phasen geleistet werden und nebenbei haben wir in den Simulationen Betriebsstunden von bis zu 7000 h gesehen, so dass auch wirtschaftlich gearbeitet werden könnte. Wir als Netzbetreiber würden dabei unsere Rolle so sehen, dass wir „Suchräume“ für einen geeigneten Standort der Elektrolyseure vorgeben. Den Betrieb der Anlagen sollten dann marktlich orientierte Teilnehmer sicherstellen.

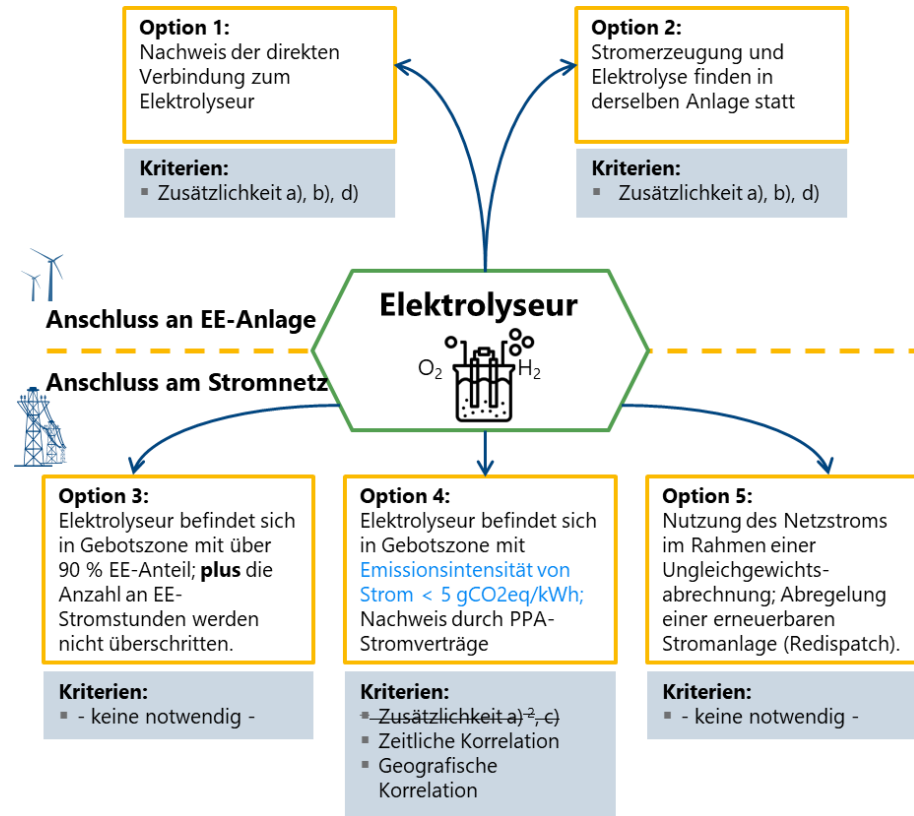
Gibt der aktuelle rechtliche und regulatorische Rahmen aus Ihrer Sicht die richtigen Anreize oder sehen Sie Handlungsbedarf?

Natürlich ist im Augenblick vieles offen. Wir sind mit Blick auf die Entwicklung von Wasserstoff in einem „Henne-Ei“-Dilemma. Viele Kunden wollen dekarbonisieren, wissen aber nicht, wann Wasserstoff zu welchem Preis verfügbar sein wird. Die Netzbetreiber wiederum wissen nicht, wie die Rahmenbedingungen für Gasnetze oder Wasserstoffnetze sein werden. Auch die damit verbundene Frage der Zukunft des Gasnetzes ist viel zu unklar, um die notwendigen Schritte jetzt mit Entschlossenheit zu gehen. Auch wenn ich ein wenig Bewegung in der Diskussion wahrnehme, glaube ich, dass noch zu dogmatisch argumentiert wird. Wasserstoff als „Champagner der Energiewende“ ist einer dieser Punkte. Der Irrglaube, dass wir den Energiebedarf des Stromsektors, des Verkehrssektors und des Wärmesektors im Wesentlichen durch die Strominfrastruktur decken können ein anderer. Mit Blick auf die Verfügbarkeit von Wasserstoff glaube ich, dass dort, wo ein Markt ist, auch ein Angebot entstehen wird. Dann ist aber auch der Schritt dahin, eine leistungsfähige, vorhandene Infrastruktur wie das Gasnetz in die zukünftigen Planungen einzubeziehen, nicht mehr weit. Ganz nebenbei erfahren wir gerade schmerzhaft, wie riskant es ist, sich zu sehr auf einzelne Energiequellen zu verlassen, daher ist eine reine Fokussierung auf das Stromnetz meines Erachtens auch aus diesem Blickwinkel nicht ideal. Was brauchen wir also aus meiner Sicht? Eine belastbare Hochlaufkurve für Wasserstoff, ein klares Bekenntnis dazu, dass in diesem Zug auch das Gasnetz im Rahmen einer großen Transformation eine wichtige Rolle haben wird, verlässliche wirtschaftliche Rahmenbedingungen, die langfristige Entscheidungen für Investitionen zulassen, und nicht zuletzt eine pragmatische Regulierung für Wasserstoffnetze. Die Erwägungen von Kommission und Rat zum Unbundling auf europäischer Ebene sehe ich diesbezüglich mit großer Sorge. Es erscheint mir nicht sinnvoll, dass man für die Transformation der Gasnetze hin zu Wasserstoff so hohe Hürden schaffen will.



REGULIERUNG

Optionen zur Herstellung von grünem Wasserstoff (Entwurf Delegated Act RED II)



Update
Stand
2022

Feb. 2023: EU Kommission legt überarbeitete Vorschriften für erneuerbaren Wasserstoff vor

- **Zusätzlichkeit:** Kapazitätserweiterung bis zu 36 statt 24 Monate nach Inbetriebnahme des Elektrolyseurs
- **Zeitliche Korrelation:** Stündliche Auflösung erst ab 2030 statt 2027
- **Geografische Korrelation:** Grundsätzlich müssen EE-Anlage und Elektrolyseur sich in der selben Gebotszone Mitgliedstaaten können aber kleinere Gebiete für Standorte definieren, um Kompatibilität mit der Netzplanung zu gewährleisten.

Zusätzlichkeit:²

- Inbetriebnahme Elektrolyseurs max. 36 Monate nach Stromanlage
- Kapazitätserweiterungen Elektrolyse am Standort bis 24 36 Monate nach Inbetriebnahme
- Keine erhaltenden Förderungen bezüglich Betriebs- oder Investitionskosten¹
- Kapazitätserweiterungen Elektrolyse am Standort bis 24 36 Monate nach Inbetriebnahme
- Kein Strombezug aus Stromnetz für Produktion von Wasserstoff; Nachweis über intelligentes Messsystem¹

Zeitliche Korrelation (Optionen):

- Elektrolyse in derselben Stunde wie die EE-Stromerzeugung³
- Strombezug aus Speicher, der sich hinter demselben Netzanschlusspunkt wie Elektrolyseur befindet und der innerhalb derselben Std. geladen wurde, in der er in PPA-Anlage erzeugt wurde³
- Strombezug, während eines einstündigen Zeitraums; Strompreis ≤ 20 €/MWh oder Strompreis < 0,36-fache des aktuellen CO₂-Zertifikatpreises

Geografische Korrelation (Erfüllung einer Variante notwendig):

- Stromanlage (über das PPA unter Vertrag) befindet/befand sich in derselben Gebotszone wie Elektrolyseur bei Inbetriebnahme
- EE-Anlage befindet sich in benachbarten Gebotszone, wenn zwischen den Gebotszonen in der gleichen Stunde der gleiche Strompreis besteht oder der Strompreis in der Zone, in der EE-Strom produziert wird, niedriger ist als in der Gebotszone, in der der Elektrolyseur steht.
- EE-Anlage befindet sich in einer benachbarten Offshore-Gebotszone
- Mitgliedstaaten können aber kleinere Gebiete für Standorte definieren, um Kompatibilität mit der Netzplanung zu gewährleisten

¹ gilt nicht für (Teil-)Anlagen zum Zwecke der Forschung, Erprobung und Demonstration
² tritt ab 01.01.2027 2028 in Kraft und gilt nicht für davor in Betrieb genommene Anlagen
³ tritt ab 01.01.2027 2030 in Kraft, außer Anlage wird im Rahmen einer Übergangsphase gefördert. Bis 31.12.2026-2029 beschränkt sich zeitliche Korrelation auf einen Kalendermonat.

Die Neugestaltung der Kriterien für die Anerkennung von Wasserstoff als erneuerbare Energie ist ein positives Signal an die Wasserstoffwirtschaft und schafft mehr Rechtssicherheit für Investoren.
 Die längeren Übergangsphasen und -fristen gewährleisten zusätzlich, dass der Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft nicht „im Keim erstickt“ wird.



UPSTREAM

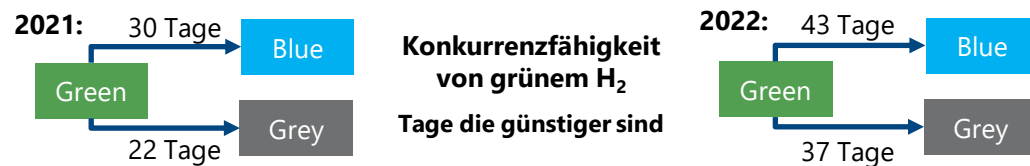
Hydex - Entwicklung der Wasserstoffherstellungskosten ab 2021

- Der grenzkostenbasierte Wasserstoffpreisindex Hydex ist in 2022 über alle Erzeugungstechnologien im Mittel deutlich angestiegen und war auch deutlich volatil als in 2021. Dies ist insbesondere mit den gestiegenen und stärker schwankenden Strom-, Gas und CO₂-Inputpreisen erklärbar (Abbildung 1).

- Jahresdurchschnittswerte im Vergleich:

Hydex	Green	Blue	Grey
Mittelwert 2021 EUR/MWh	158	96	90
Mittelwert 2021 EUR/kg	5,26	3,20	3,02
Mittelwert 2022 EUR/MWh	358	209	202
Mittelwert 2022 EUR/kg	11,93	6,96	6,73

- In Zeiten von hoher EE-Einspeisung ist grüner Wasserstoff (Hydex Green) wettbewerbsfähig gegenüber konventionellem H₂ auf Basis von Erdgas (Hydex Blue and Hydex Grey).



- Nimmt man bei der Herstellung von grünem H₂ Volllaststunden von 4000 h/a an und betrachtet man nur die Tage mit den günstigsten Strominputpreisen, wird grüner Wasserstoff konkurrenzfähig im Vergleich zu konventionellem Wasserstoff (Abbildung 2). Es ergäbe sich ein Herstellungspreis von 7,27 EUR pro kg grünem Wasserstoffs.

Aufgrund der wachsenden EE-Einspeisung und höher erwarteten Gas- und CO₂-Preisen wird grüner H₂ in der Zukunft an Konkurrenzfähigkeit gewinnen. Optimiert man die Auslastung des Elektrolyseurs auf 50 % pro Jahr, zeigen die Grenzkosten bereits heute eine Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventionellem H₂.

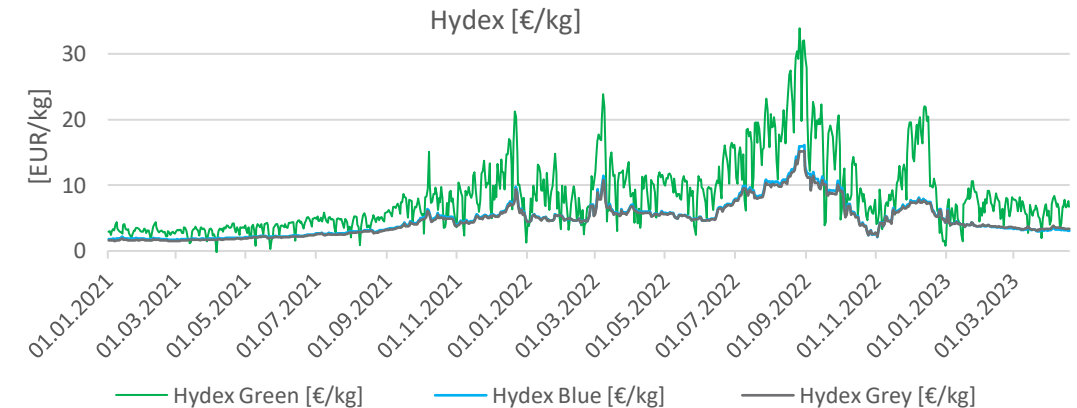


Abbildung 1: Hydex - Historische Preisentwicklung 2021 - 2023

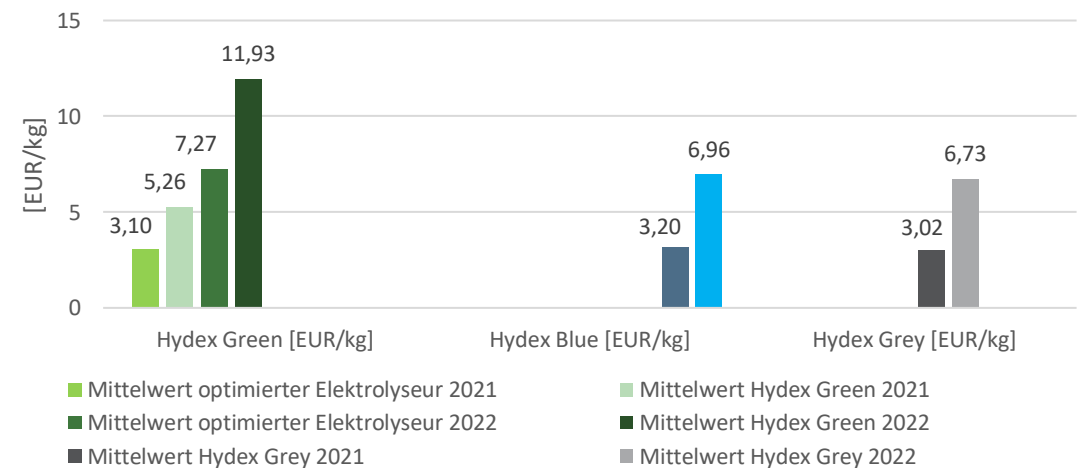


Abbildung 2: Hydex - Durchschnittspreise 2021/2022 und mit 50 % der preisgünstigsten Tage für grüne Wasserstoffproduktion

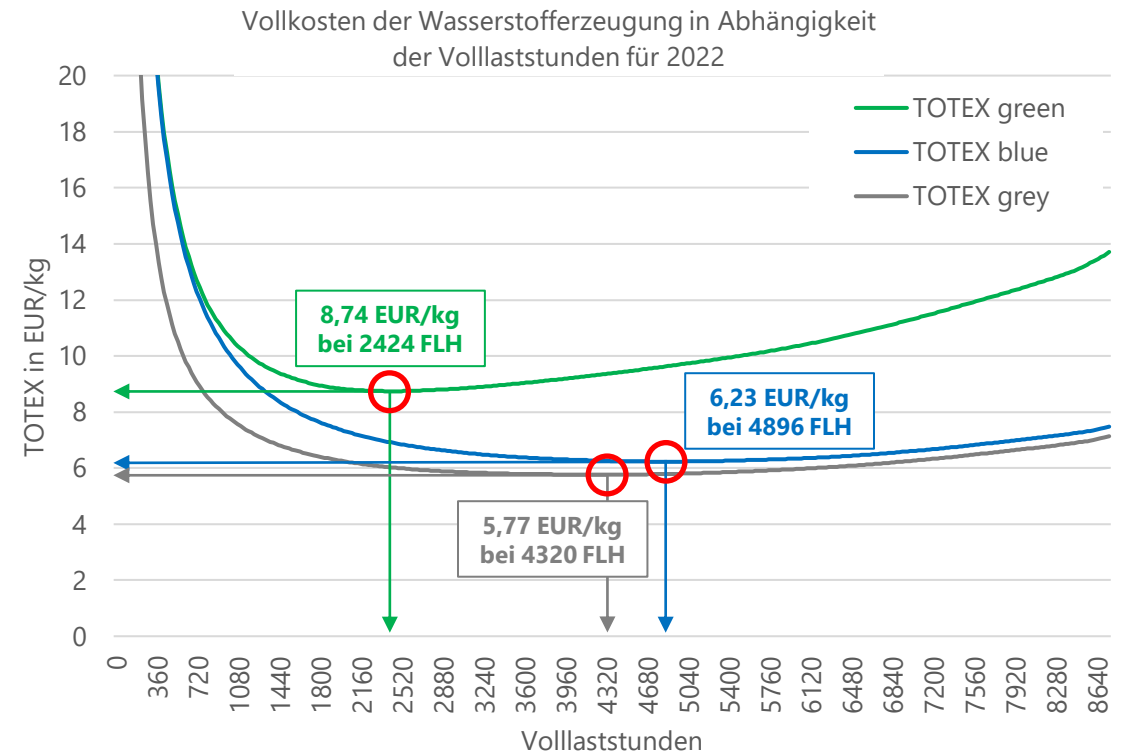
HydexPLUS - Einführung eines optimierten Vollkostenindex (I/II)

Motivation und Methodik

- Grenzkostenindex Hydex nutzbar als Indikator und einfaches Pricing-Instrument auf Basis der Strom-, Gas- und CO₂-Preise, aber für Investitionsentscheidungen ist ein Vollkostenindex erforderlich, der einen optimierten Betrieb der Elektrolyse berücksichtigt.
- Für die Vollkosten der Wasserstofferzeugung werden die Investitionskosten für die Elektrolyse bzw. die Reformierung und eine betrieboptimierte Vollbenutzungszahl einkalkuliert.
- Aus den Commodity-Preisen des vergangenen Jahres (t - 365 Tage) werden die variablen Betriebskosten der grünen, blauen und grauen H₂-Erzeugung berechnet und danach in aufsteigender Reihenfolge sortiert (nach dem Prinzip einer „Jahresdauerlinie“).
- Für jeden Tag werden die kumulierten Betriebskosten der Wasserstofferzeugung in tagesscharfer Auflösung (24h-Schritte) berechnet. In Abhängigkeit der jeweiligen Vollbenutzungszahlen ergeben sich die Vollkosten der Wasserstofferzeugung.

Kostenparameter	Einheit	Hydex grün	Hydex blau	Hydex grau
		Elektrolyse	Erdgas mit CCS	Erdgas ohne CCS
Lebensdauer/ Abschreibungszeitraum	a	20	20	20
WACC	%	8	8	8
spez. Investitionskosten	EUR/kW _{el} oder EUR/kW _{H₂}	1000	1450	800
Betrieb & Instandsetzung (O&M)	% des Invests	2,20	3,00	4,70
Wirkungsgrad (bez. auf unteren Heizwert Hi)	%	65	70	75
Volllaststunden	h/a	4000	7000	7000
Strom- und Gasabgaben (kumuliert)	EUR/MWh	16,95	9,94	9,94

- Mit wachsenden Vollbenutzungszahlen verringert sich der Einfluss der Investitionskosten, im Gegenzug wird Wasserstoff aber auch an Tagen mit vergleichsweise hohen Commodity-Kosten erzeugt.
- Bei einer Parametervariation in 24-Stundenschritten ergibt sich entsprechend ein kostenoptimaler Betriebspunkt bzw. eine Vollbenutzungszahl mit möglichst geringen Vollkosten (siehe unten stehende Abbildung)



HydexPLUS - Einführung eines optimierten Vollkostenindex (II/II)

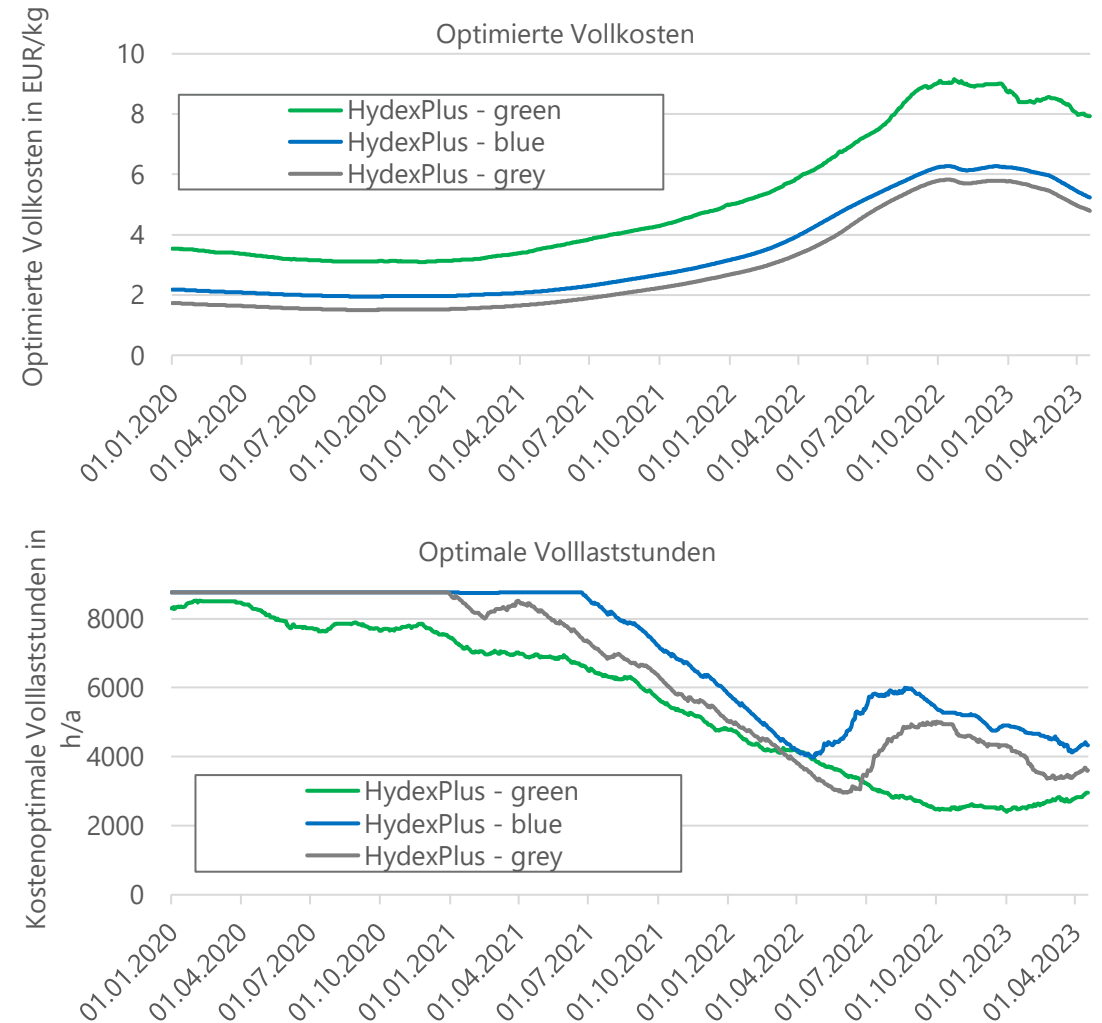
Auswertung im Zeitverlauf

- Kostenoptimaler Betriebspunkt (Vollkosten und opt. Volllaststunden) wird tagesscharf für das jeweils zurückliegende Jahr berechnet. Rechts: Verlauf von Januar 2020 bis April 2023
- Bis Januar bzw. Juli 2021 war eine maximale Auslastung des Reformers für grauen bzw. blauen Wasserstoff aufgrund niedriger Commodity-Preise kostenoptimal.
- Anstieg der Erzeugungskosten seit Mitte 2021, besonders ab Anfang 2022 aufgrund von Energiekrise. Erst leichte Entspannung auf den Märkten Ende 2022 führt zu einer kurzen Stagnation der HydexPLUS-Indizes. Seit Anfang 2023 sinken die Werte wieder leicht.
 - **HydexPLUS green:** Seit Anfang 2023 leicht sinkenden Strompreise, da im gleichen Zeitraum die Volllaststunden leicht ansteigen.
 - **HydexPLUS blue & grey:** Optimale Vollkosten sinken seit Anfang 2023, allerdings sinken auch optimale Volllaststunden, da zwar die Gaspreise leicht zurückgehen, dieser Rückgang wird durch den Anstieg von CO₂-Zertifikatspreisen aber kompensiert.

Anwendungsfelder und Leistungen

- Benchmark für die Vollkosten der H₂-Erzeugung zur Gestaltung des Förder- und Regulierungsrahmens
- Individuelle Prognosen für die künftige Entwicklung der Wasserstofferzeugungskosten
- Kostenoptimale Kapazitätsauslegung & Betriebsführung von H₂-Erzeugungsanlagen
- Geschäftsmodellverifizierung, Einsatz- & Ertragsplanungen von H₂-Erzeugungsanlagen
- Optimierung der Strom- und Gasbeschaffung (Tailormade PPA) auf Basis der optimierten Betriebsweise und künftiger Strompreisprognosen.

Der neue HydexPLUS dient als robustes Bewertungsinstrument für Investoren zur Bestimmung der kostenoptimalen Auslegung und Fahrweise von Anlagen zur Wasserstofferzeugung. Im Zeitverlauf zeigt sich zwar ein Kostenanstieg aufgrund der Energiekrise, volatile Ausschläge bleiben aber aus.



H_2



MIDSTREAM

Verworfenener Plan der Bundesregierung: Nationale Netzgesellschaft für Wasserstoff

Kerninhalte des Strategiepapiers Dezember 2022 der Bundesregierung:

- Vorhaben zur Gründung einer Wasserstoffnetzgesellschaft mit **nationaler** Beteiligung
- Gesellschaft sollte die bisherigen H₂- sowie umwandelbaren Erdgas-Leitungen erwerben, um einen koordinierten und systemdienlichen Aufbau eines Wasserstoffnetzes sowie dessen Finanzierbarkeit zu gewährleisten
- Bis 2027 sollten min. 1800 km Wasserstoffleitungen entstehen

Staatliche H₂-Gesellschaft vom Tisch März/2023:

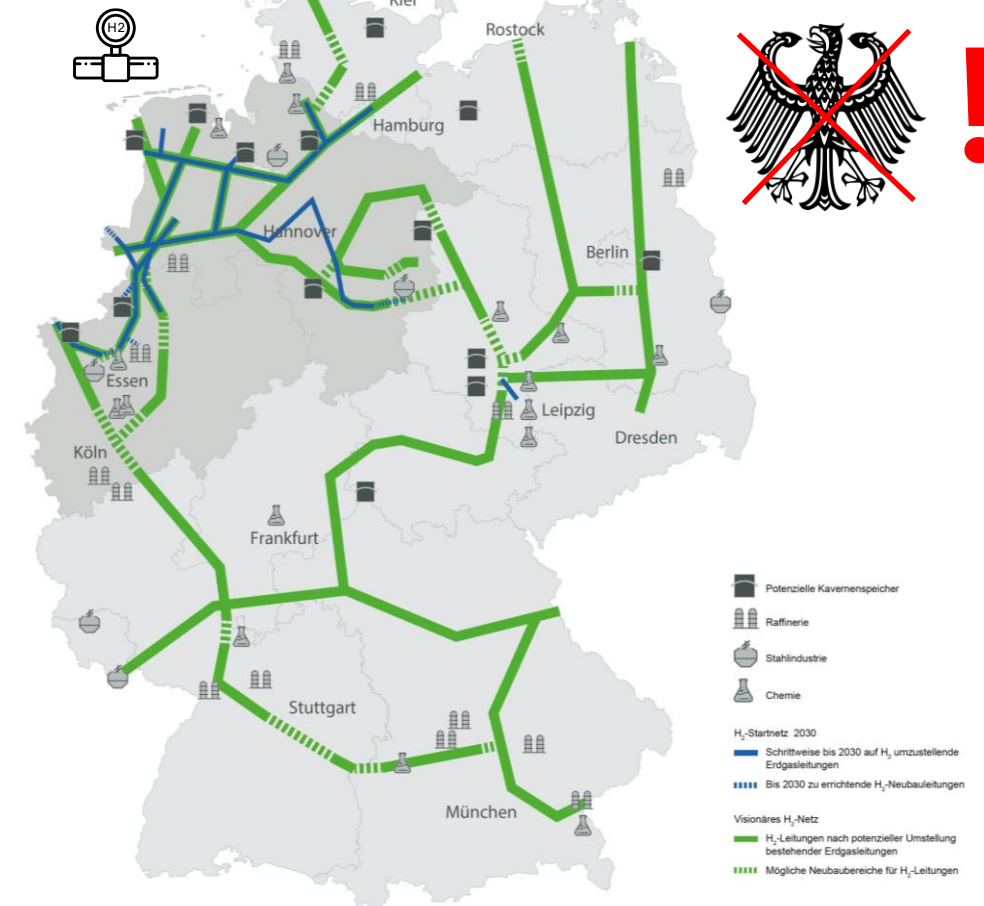
- Bund will sich nicht an der geplanten H₂-Netzgesellschaft beteiligen
→ SPD, FDP und Opposition (v.a. CDU) sind skeptisch
→ Bundeswirtschaftsministerium (Grüne) erachtet die Netzgesellschaft als sinnvoll
- Aber: **H₂-Gesellschaft soll trotzdem ohne Staatsbeteiligung gegründet werden** und die bestehenden Leitungen übernehmen, um den Transport 2030 zu gewährleisten

Gründe für das Fehlschlagen: Kritik der Bayerischen Staatsregierung und der FDP

- Der Vorschlag der Bundesregierung für eine nationale H₂-Netzgesellschaft behindere den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft
- Anreize für die Investition in H₂-Netze seitens der Fernleitungsnetzbetreiber (= FNB) würden entfallen
- Zukünftige Geschäftsgrundlage der Netzbetreiber würde zerstört (Perspektive hin zu einer klimaneutralen Zukunft des Geschäftsfeldes würde verloren gehen)
- Es stünden genügend private Unternehmen bereit, um den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur zu gewährleisten

Eine Netzgesellschaft für Wasserstoff sollte ohne einer ursprünglich angedachten Staatsbeteiligung gegründet werden. Eine nationale H₂-Netzgesellschaft würde den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft verlangsamen. Darüber hinaus würden Anreize für Investitionen in H₂-Netze seitens der Fernleitungsnetzbetreiber (= FNB) entfallen.

H₂-Startnetz 2030*

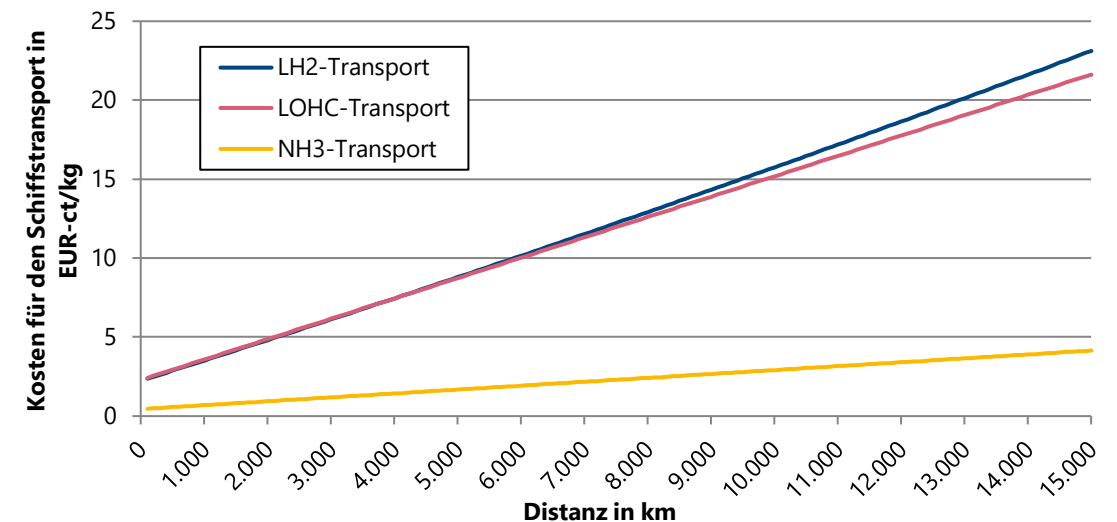


*Bei der Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher und Abnehmer keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt [\[Link\]](#)

Gegenüberstellung und Einordnung von Optionen zum H₂-Überseetransport

- Langfristig gilt der Import von grünem Wasserstoff bzw. seiner Syntheseprodukte als notwendig, um einen Teil des künftigen Bedarfs in Deutschland zu decken. Derzeit sind verschiedene Transportoptionen für den Überseetransport in der Diskussion.
- In dieser Kurzanalyse werden die Transportkosten für Flüssigwasserstoff, flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC) und Ammoniak (NH₃) gegenübergestellt, da sich diese auf der geringen volumetrischen Dichte von gasförmigem Wasserstoff anbieten.
- Es zeigt sich, dass der Transport von NH₃ unabhängig von der Distanz die kostengünstigste Alternative ist. Für eine Transportdistanz bis 4000 km ist LH₂-Transport leicht günstiger als der Transport von LOHC. Bei größeren Distanzen hat LOHC einen leichten Kostenvorteil.
- Hier ist zu beachten, dass die Dehydrierung von beladenem LOHC eine Wärmequelle am Zielort erfordert, während für die Verflüssigung von Wasserstoff eine ähnliche Energiemenge am Startpunkt benötigt wird. Ebenso erfordern Herstellung (inkl. Luftzerlegung für Stickstoff) und Cracken des NH₃ Energie sowohl am Start- als auch am Zielort. Je nachdem, wo Energie günstig zur Verfügung steht, muss die Infrastruktur darauf angepasst werden.
- Die Analyse zeigt, dass eine reine Betrachtung der Transportkosten nicht für eine kostenoptimale Auslegung der Infrastruktur ausreicht. In Abhängigkeit der räumlichen Verfügbarkeit kostengünstiger Energie am Start und/oder am Zielort ist das Design der Infrastruktur anzupassen. So können Importkorridore und Handelsverbindungen individuell bewertet und kostenoptimal ausgelegt werden.

System	LH ₂ -Tanker	LOHC-Tanker	NH ₃ -Tanker	Anmerkungen
Investition	500 MEUR	330 MEUR	185 MEUR	LOHC: inkl. Dibenzyltoluol für 2,50 EUR/kg
Kapazität	11.360 t (160.000 m ³)	120.000t (133.000 m ³)	132.860t (182.000 m ³)	New Panamax-Klasse
Kapazität H ₂	11.36 t _{H2}	7.44 t _{H2}	23.383 t _{H2}	
Abschreibung	30 a	30 a	30 a	
O&M	2 %	2 %	2 %	Bezogen auf die Investitionskosten
Verluste (Boil-off)	0,2 %/d	-	-	LH ₂ : Unvermeidbarer Übergang in Gasphase wegen Wärmeeintrag
Treibstoffbedarf	35 t _{H2} /d	100 t _{diesel} /d	100 t _{diesel} /d	Wirkungsgrade: 35 % bei 15 MW
Treibstoffkosten	7.000 EUR/t	500 EUR/t	500 EUR/t	
Geschwindigkeit	37 km/h	37 km/h	37 km/h	
Quelle	[1], [4]	[2], [4]	[3], [4]	



Der Überseetransport von Ammoniak ist kostengünstiger als die Alternativen LH₂ und LOHC. Allerdings fallen die Energiebedarfe der Umwandlungen an unterschiedlichen Punkten der Infrastruktur an. Daher ist in Abhängigkeit der Energieverfügbarkeit im Einzelfall zu prüfen, welche Transportoption kostenoptimal ist.

[1] Kamiya S., Nishimura M., and Harada E. Study on Introduction of CO₂ Free Energy to Japan with Liquid Hydrogen. Physics Procedia 2015;67. p. 11 - 19.

[2] Teichmann D., Konzeption und Bewertung einer nachhaltigen Energieversorgung auf Basis flüssiger Wasserstoffträger (LOHC). 2014, Universität Erlangen-Nürnberg: Aachen.

[3] Kawasaki. Delivery of the world's largest MOSS-type LNG Transport Vessel PACIFIC BREEZE. Kawasaki Heavy Industries, Ltd., http://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20180308_3533; 2018

[4] Eigene Annahmen



H₂



DOWNSTREAM

Novelle des Gebäudeenergiegesetzes - Positive Entscheidung für H₂-Wirtschaft

Novelle des Gebäudeenergiegesetz April/2023 :

- Ab 01.01.2024 soll jede **neu eingebaute Heizung mit min. 65 % erneuerbaren Energien** betrieben werden
- Wichtig für Hausbesitzer: Bestehende Heizungsanlagen dürfen weiterbetrieben und Reparatur vorgenommen werden + Weitere Ausnahmen für >80-Jährige, für die im Havariefall eine Umstellung auf „Erneuerbares Heizen“ entfällt
- Es existieren pragmatische Übergangslösungen und mehrjährige Übergangsfristen, so dass der Umstieg auf eine „Erneuerbare Heizung“ nicht ad hoc erfolgen muss

Beschlüsse in Bezug auf Wasserstoff

- Aufbau einer Wasserstofftankstellen-Infrastruktur für LKWs bis 2025 und Infrastruktur in Depots und Betriebshöfen
- Sog. „H₂-ready-Anlagen“ (= Heizungen, die auf 100 % Wasserstoff umgerüstet werden können) dürfen eingebaut werden, wenn es einen verbindlichen Innovations- und Transformationsplan für H₂-Netze gibt
 - Ab 2030 min. 50 % Biomethan/grüne Gase
 - Ab 2035 min. 65 % H₂
- Darüber hinaus wird das Ziel verfolgt Industrieanlagen, Windenergieanlagen und Elektrolyseure schneller zu genehmigen.



Die Novelle des Gebäudeenergiegesetzes setzt deutliche Schritte in Richtung Klimaschutz. Der Beschluss hat insbesondere auch positive Auswirkungen auf die H₂-Zukunft in Deutschland. Sowohl der Wärme- („H₂-ready-Anlagen“) als auch der Mobilitätssektor (H₂-Tankstellen) werden damit für H₂ erschlossen.

Analyse der zukünftigen Wasserstoffbedarfe im Verkehrssektor

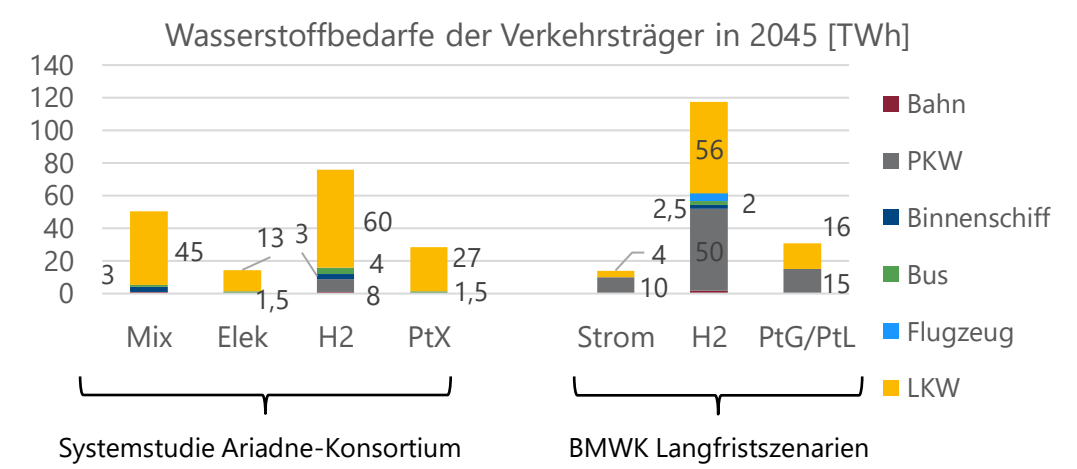
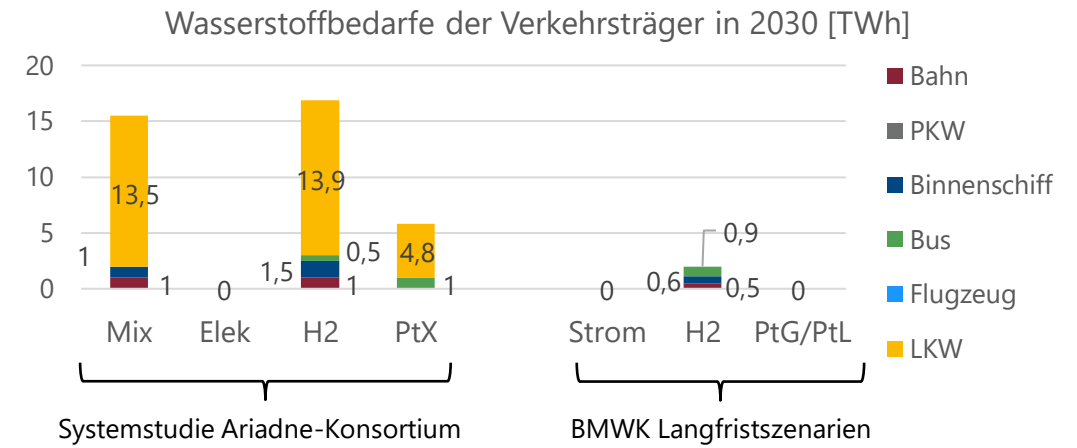
Prognose zukünftiger Wasserstoffbedarf für Planung der Infrastruktur erforderlich

- Energiesystemstudien zeichnen mögliche Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem in Deutschland im Jahr 2045. Durch unterschiedliche Szenarioausprägungen entsteht auch für den Mobilitätssektor ein detaillierter Überblick. Im Folgenden wurden die Systemstudien analysiert, welche im Auftrag des BMWK und des Ariadne-Konsortiums erstellt wurden.
- Gerade im Anwendungssektor Mobilität ist die Prognose des H₂-Bedarfs herausfordernd, da unterschiedliche Antriebskonzepte für die verschiedenen Verkehrsträger existieren und sich jeweils unterschiedliche Vorteile in Abhängigkeit der Anwendung bieten.

H₂-Bedarfe im Schwerlastverkehr und in Verbrauchsklustern für Luft- und Schiffsverkehr

- Langfristig wird in jedem Szenario, selbst unter H₂-ungünstigen Bedingungen, der Einsatz von Wasserstoff in der Mobilität prognostiziert. Daher muss auch der Mobilitätssektor in der H₂-Infrastrukturplanung berücksichtigt werden.
- Es zeigt sich, dass bereits 2030 unter günstigen Bedingungen signifikante Wasserstoffbedarfe in der Mobilität entstehen können. Gerade im Schwerlastverkehr entstehen möglicherweise früh große Bedarfe. Voraussetzung ist jedoch eine flächendeckende Tank-Infrastruktur.
- Für Pkw spielt der Wasserstoffantrieb langfristig nur unter optimalen Bedingungen eine Rolle. Weitere Verkehrsträger wie der Flugverkehr oder die Binnenschifffahrt verbrauchen auch langfristig relativ zu den anderen Sektoren nur geringe Mengen. Aufgrund von Verbrauchsklustern können regional jedoch trotzdem signifikante Bedarfe entstehen.

Wasserstoff kann in bestimmten Anwendungsfeldern ein wichtiger Baustein für eine nachhaltige Energieversorgung des Mobilitätssektors sein. Jedoch variiert die Prognose der Wasserstoffbedarfe im Verkehr aufgrund externer Rahmenbedingungen und regionaler Gegebenheiten stark. Eine individuelle Untersuchung regionaler Räume ist daher sinnvoll.



[1] Luderer, et al., 2021. [Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 zur Klimaneutralität 2045 Modellvergleich.](#)
 [2] Krail, et al., 2021. [Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland Treibhausgasneutrale Hauptszenarien - Modul Verkehr](#)



Dr. Philipp Heuser
pheuser@e-bridge.com



Andreas Gelfort
agelfort@e-bridge.com



Leona Jovy
ljovy@e-bridge.com



Lorenz Valk
lvalk@e-bridge.com



Philipp Steffens
psteffens@e-bridge.com

E-Bridge Consulting GmbH
Baumschulallee 15
53115 Bonn
www.e-bridge.de
Tel. +49 228 90 90 65 0

