

Herausgegeben von



## Barometer erneuerbare Gase

Unabhängige Bewertung der Entwicklungen  
zu erneuerbaren Gasen in der Schweiz

Ausgabe 7  
April 2025

# Vorwort



*«In der Schweiz gilt das Subsidiaritätsprinzip. Die Energieversorgung ist primär Sache der Energiewirtschaft. Der Bund sorgt für die notwendigen Rahmenbedingungen. Die energie- und klimapolitischen Ziele des Bundes enthalten keine Zielwerte im Bereich Wasserstoff und PtX-Derivate.»*

*Bundesrat, Wasserstoffstrategie für die Schweiz, 13. Dezember 2024*

*«Der Kanton Luzern will [gemäss seiner neuen Strategie für erneuerbare Energien] die Produktion von Biogas verdoppeln. [...] Die Swiss Farmer Power in Inwil (SFPI), die grösste Biogasproduzentin im Kanton, hält das Ziel für zu hoch gesteckt [...]. Laut Philip Gassner, Geschäftsführer der SFPI, werden bereits die meisten verfügbaren Rohstoffe genutzt. [...] Ein weiterer Ausbau sei technisch möglich, würde das Biogas aber teurer machen.»*

[zentralplus](#), 8. Februar 2025

Der Ausbau erneuerbarer Gase ist ein zentraler Baustein für die Defossilisierung der Energieversorgung. Doch der Weg dorthin bleibt anspruchsvoll. Die siebte Ausgabe des Barometers erneuerbare Gase zeigt deutlich: Der internationale Wasserstoffhochlauf kommt langsamer voran als geplant. Kosten, regulatorische Unsicherheiten und fehlende Zielvorgaben hemmen Investitionen und die Marktentwicklung.

In der Schweiz sorgt die neue Wasserstoffstrategie zwar für Impulse, lässt aber zentrale Fragen offen. Konkrete Rahmenbedingungen, die einen Markthochlauf im Inland fördern würden, fehlen weitgehend. Parallel dazu verändern neue regulatorische Instrumente wie die Unionsdatenbank und das nationale HKN-Register die Rahmenbedingungen für Herkunftsnachweise und die grenzüberschreitende Anerkennung erneuerbarer Gase.

Die Branche ist bereit, ihren Beitrag zu leisten. Sie braucht dafür aber stabile politische Leitplanken, Planungssicherheit und funktionierende Märkte. Dieses Barometer will Orientierung geben und Entwicklungen kritisch einordnen. Wir danken allen Beteiligten, die mit ihrer Expertise zur Entstehung dieser Ausgabe beigetragen haben.

Wir wünschen Ihnen spannende neue Erkenntnisse bei der Lektüre des vorliegenden Barometers. Die achte Ausgabe planen wir im Herbst 2025 zu veröffentlichen.

Mit besten Grüßen  
Daniela Decurtins

## Herausgeber

Verband der Schweizerischen Gasindustrie  
Daniela Decurtins  
Grütlistrasse 44 | 8002 Zürich  
<https://gazenergie.ch/de/>  
Tel. +41 44 288 31 31

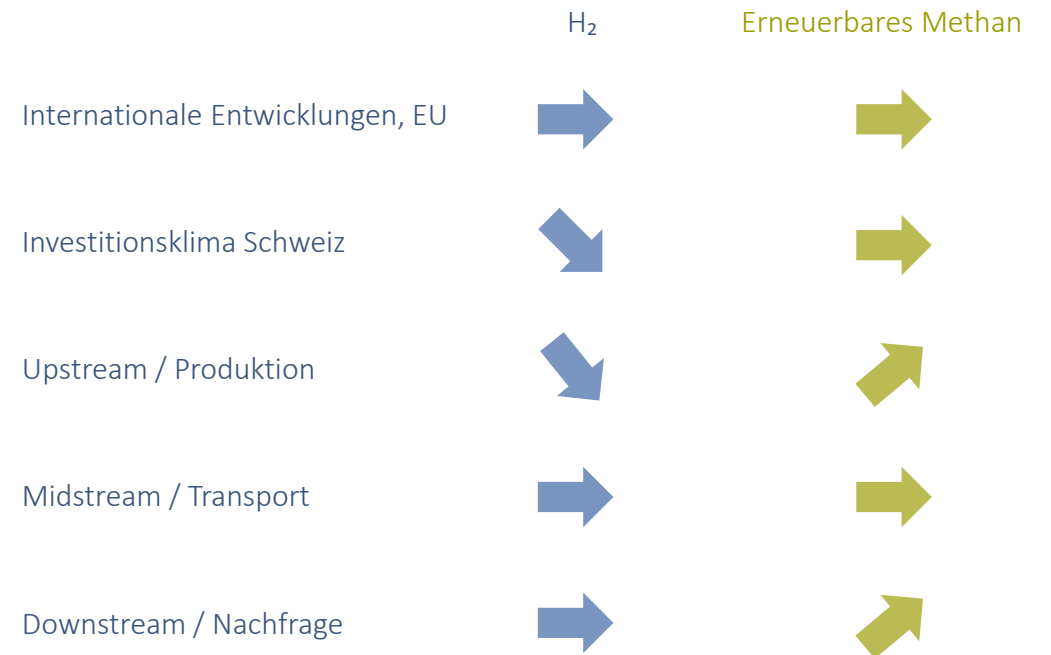


# Thesen und Gesamtstimmung

## Sieben Kernaussagen aus dem Barometer erneuerbare Gase

1. Die Anpassung der HySuiX-Parameter zeigt, dass die Kosten für Wasserstoffproduktion stark von Marktbedingungen und regulatorischen Änderungen beeinflusst werden. Insbesondere die Kapitalkosten und zusätzliche CCS-Kosten führen zu einer erheblichen Erhöhung, was die Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit von H<sub>2</sub> technologieübergreifend weiter herausfordert.
2. Die Schweizer Wasserstoffstrategie setzt auf regionale H<sub>2</sub>-Hubs mit inländischer Produktion. Sie bindet die Kantone ein und enthält keine Zielvorgaben. Die Förderinstrumente fokussieren auf Produktion und sind teilweise nur bis 2030 begrenzt, was angesichts längerfristiger Investitionszyklen zu kurz ist.
3. Die H<sub>2</sub>-Strategie des Bundes setzt wichtige Impulse, bleibt den betroffenen Akteuren aber in zentralen Punkten zu vage. Sie fordern klare und längerfristige Investitions-perspektiven, eine Beschleunigung der Bewilligungsverfahren, eine differenzierte Förderung von Projekten und eine stärkere internationale Anbindung, um den Markthochlauf zu ermöglichen.
4. Trotz globaler Bemühungen bleibt der Hochlauf der H<sub>2</sub>-Wirtschaft hinter den Erwartungen zurück. Es sind verstärkte Anstrengungen, klare politische Rahmenbedingungen und erhebliche Investitionen erforderlich, um die ambitionierten Ziele zu erreichen und den Übergang zu einer klimaneutralen Wirtschaft zu unterstützen.
5. Die begrenzte Umwidmung von Gasverteilnetzen in Deutschland zeigt, dass erneuerbare Gase (v.a. Biomethan und H<sub>2</sub>) langfristig eine Rolle spielen werden, aber die Transformation mit hohen infrastrukturellen Herausforderungen verbunden ist. In der Schweiz setzen Gasnetzbetreiber auf erneuerbare Gase, doch Unsicherheiten bei der H<sub>2</sub>-Umwidmung und der langfristigen Netzstrategie bleiben bestehen.
6. Die Einführung der Unionsdatenbank (UDB) in der EU mit den Nachhaltigkeitszertifikaten «PoS», welche für den Pflichtmarkt zwingend sind, wird den HKN-Markt künftig verändern. Prinzipiell ist das neue nationale HKN-Register der Schweiz mit der UDB koppelbar, doch der Zugang von Drittstaaten ist noch nicht geregelt.
7. Frankreich hat ambitionierte Ausbauziele für Biomethan, welche tendenziell weiter angehoben werden. Deutschland hingegen hat keine Ausbauziele für Biomethan und setzt langfristig eher auf H<sub>2</sub>.

## Einschätzung der Stimmung im Bereich der erneuerbaren Gase in der Schweiz



Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wird noch immer durch hohe Produktions- und Kapitalkosten, fehlende langfristige Investitionsperspektiven, unklare Zielvorgaben sowie begrenzte Förderzeiträume gebremst. Trotz regionaler Ansätze wie H<sub>2</sub>-Hubs in der Schweiz, regulatorischer Neuerungen im Herkunftsnachweis-System und internationaler Bemühungen bestehen weiterhin grosse infrastrukturelle und strategische Unsicherheiten, die den Markthochlauf belasten.

# Parameteranpassung beim Grenzkostenindex HySuiX und betrieboptimale Vollkosten der H<sub>2</sub>-Erzeugung

Aufgrund des sich verändernden Marktumfelds und der Entwicklungen in der Wasserstoffwirtschaft werden die dem HySuiX zugrundeliegenden Parameter per April 2025 wie folgt angepasst:

- Die Investitionskosten für Elektrolyseure im HySuiX erhöhen sich auf 3'200 CHF/kW. Ausgangspunkt sind die Werte des [European Hydrogen Observatory](#) inkl. eines schweizspezifischen Aufschlags für Kleinprojekte von 33% ([Frauenhofer-ISE](#)).
- Die Betriebs- und Instandhaltungskosten steigen auf 3.2%.
- Die Strom- und Gasnetzkosten sinken auf unter 100 CHF/MWh. Die Stromnetznutzungsentgelte in der Schweiz sinken durch die Verringerung der Systemdienstleistung und Winterreserve trotz Hinzunahme eines Entgelts für die Strombeschaffung an der Börse auf 88.50 CHF/MWh.
- Die CO<sub>2</sub>-Transport- und -Speicherkosten steigen auf 400 CHF/t (Basis: ARA Werdhölzi Projekt).

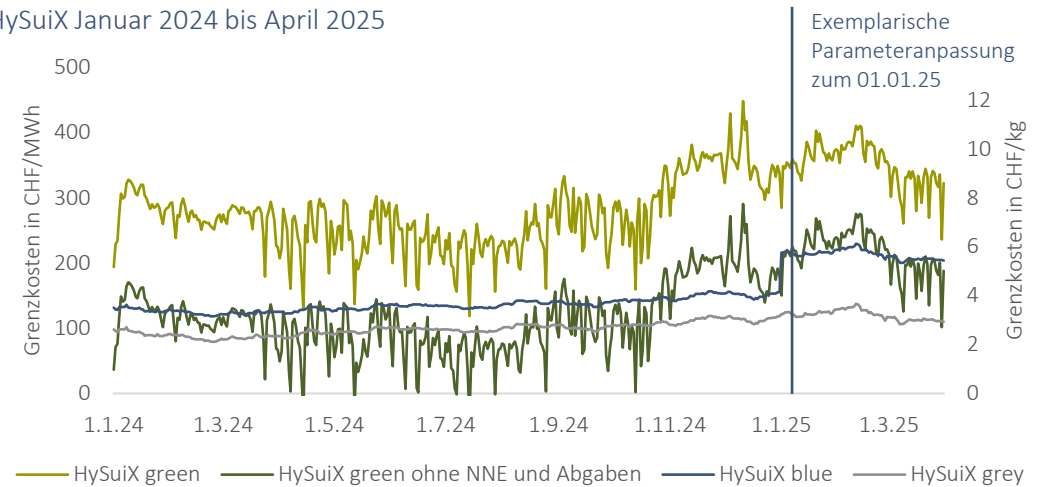
## Ergebnisse der Parameteranpassung beim HySuiX zum 01.04.25

	Einheit	Parameter bis zum 31.03.2025			Parameter ab dem 01.04.2025		
		Green	Blue	Grey	Green	Blue	Grey
Spez. Investitionskosten	CHF/kW	1'200	1'450	800	3'200	1'600	900
Betrieb & Instandsetzung (O&M)	% der Invest.	2.2	3.0	4.7	3.2	3.0	4.7
Strom- bzw. Gasnetzkosten und -abgaben	CHF/MWh	107.2	22.0	22.0	88.5	23.0	23.0
CO <sub>2</sub> -Transport und Speicherkosten	CHF/t	-	180	-	-	400	-

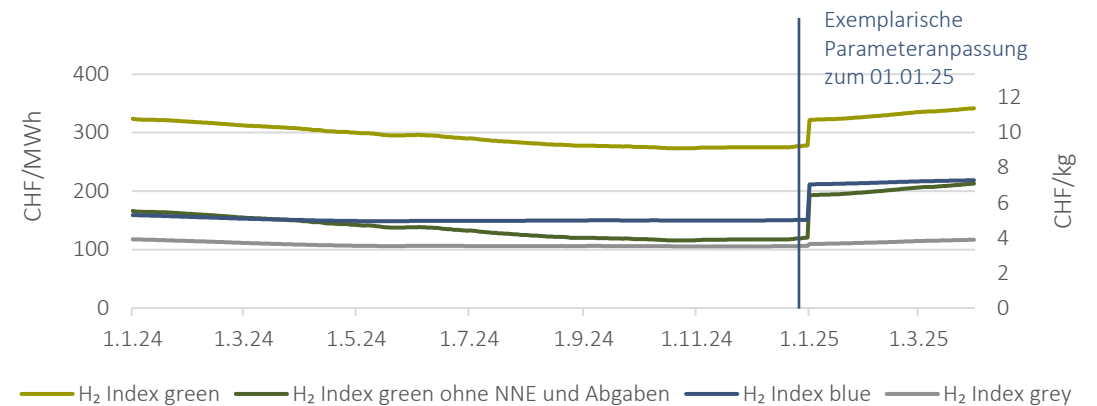
Die Anpassung der HySuiX-Parameter zeigt, dass die Kosten für Wasserstoffproduktion stark von Marktbedingungen und regulatorischen Änderungen beeinflusst werden. Insbesondere die Kapitalkosten und zusätzliche CCS-Kosten führen zu einer erheblichen Erhöhung, was die Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit von H<sub>2</sub> technologieübergreifend weiter herausfordert.



HySuiX Januar 2024 bis April 2025



Optimierte Vollkosten: rollierende tagesscharfe Berechnung bis April 2025



\*Die Investitionskosten werden bei den Vollkosten aufgrund von kleinskaligen Projekten in der Schweiz erhöht und mit 3'200 EUR/kW angesetzt

# Schweizer Wasserstoffstrategie – Massnahmen und Nachfrage bis 2050

Am 13. Dezember 2024 hat der Bundesrat die «Wasserstoffstrategie für die Schweiz» vorgelegt. Neben der direkten Nutzung von CO<sub>2</sub>-frei hergestelltem H<sub>2</sub> sind auch Power-to-X-Derivate mitgedacht. Dazu zählen synthetisches Methan und langkettige Kohlenwasserstoffe wie synthetisches Kerosin. H<sub>2</sub> und seine Derivate sollen dort genutzt werden, wo der Einsatz «ökologisch und wirtschaftlich sinnvoll» ist. Bis 2035 sieht die Strategie als wichtige Bausteine regionale H<sub>2</sub>- oder Multi-Energy-Hubs mit Produktion, Speicherung und Nutzung von H<sub>2</sub> in Industriegebieten. Langfristig soll die Anbindung ans europäische H<sub>2</sub>-Netz («European Hydrogen Backbone») den Import erleichtern und so eine kosten-günstige, zuverlässige H<sub>2</sub>-Versorgung auch über die Cluster hinaus gewährleisten.

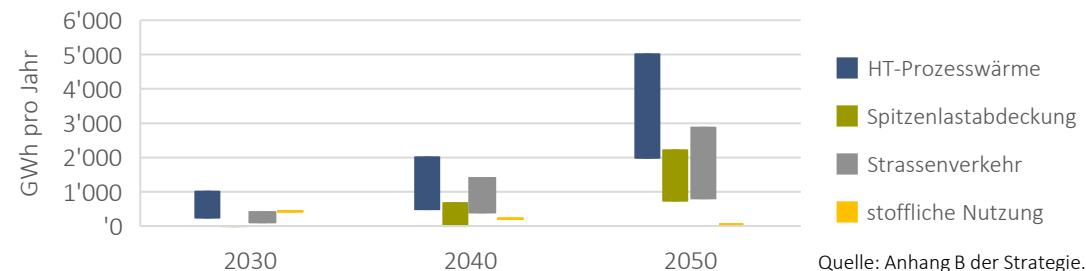
## Massnahmen im Rahmen der Strategie

- **Produktion und Speicherung:** Grundlage für inländische Produktion ist der «beschleunigte Ausbau» der erneuerbaren Stromproduktion. Ausserdem ist eine Förderung gemäss Art. 6 KIG möglich (zunächst befristet bis 2030) sowie ab 2026 für manche Anlagen eine Netznutzungsentgelt-Befreiung gemäss Art. 14a Abs. 4 StromVG vorgesehen.
- **Nachfrage:** Der Bedarf soll laufend erfasst und publiziert werden. Die Marktentwicklung soll primär durch Forschungs- und Pilotprojekte unterstützt werden, aber auch indirekt über Massnahmen oder Vorgaben zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung. Als einzige konkrete neue Massnahme ist die Bereitstellung von H<sub>2</sub>-Tankstellen entlang der Nationalstrassen genannt.
- **Internationale Anbindung:** Der Bund prüft die Absicherung für Investitionen zum Anschluss an das europäische H<sub>2</sub>-Netz sowie strategische Partnerschaften.
- **Einbindung der Kantone:** Der Bund empfiehlt Kantonen eigene Energie- und Klimastrategien zu erarbeiten, ihre Richtpläne zur Planung überregionaler Leitungsnetze anzupassen und die räumliche Energieplanung und Bewilligungsverfahren zu harmonisieren.

## Schweizer Wasserstoffstrategie im europäischen Vergleich

Die EU setzt auf den grossflächigen Einsatz von H<sub>2</sub> in Industrie und Transport, während die Schweiz regionale H<sub>2</sub>-Hubs mit inländischer Produktion priorisiert. Die industrielle (stoffliche) Nutzung ist hierzulande kein Treiber der H<sub>2</sub>-Nachfrage, sie geht heute vor allem auf die Produktion in der Raffinerie Cressier zurück und dürfte bis auf eine geringe Nachfrage in der Uhrenindustrie bis 2050 weitgehend verschwinden. In Deutschland beträgt das Verhältnis von stofflicher zu energetischer Nutzung etwa 1:10, da die direkte stoffliche Verwendung weiterhin einen relevanten Anteil ausmacht. In der Schweiz hingegen dürfte dieses Verhältnis im Jahr 2050 eher bei 1:200 liegen.

Bandbreiten der H<sub>2</sub>-Nutzung in der Schweiz gemäss H<sub>2</sub>-Strategie



Quelle: Anhang B der Strategie.

Die Strategie enthält keine Zielvorgaben bezüglich der Nutzung von H<sub>2</sub>. Entsprechend wird der geschätzte zukünftige Verbrauch in Bandbreiten dargestellt, was auf eine hohe Unsicherheit in der Prognose hinweist. Das BFE stützt die Zahlen auf die Energieperspektiven 2050+, EBP (2024) und eigene Berechnungen. Weitere Studien wie VSE (2022) und Polynomics & E-Bridge (2023) werden genannt, aber nicht einbezogen.

Die Unsicherheit der Prognose zeigt sich auch am Beispiel der H<sub>2</sub>-Nutzung für die Stromproduktion. In der Energiezukunft 2050 des VSE (2022, Tab. 22) wurde für das Jahr 2050 ein Bedarf zwischen rund 10 und 20 TWh ermittelt. Im kürzlich erschienenen Update der Studie (VSE, 2025) wird kein H<sub>2</sub>-Bedarf mehr für die Verstromung gesehen (Szenario Stromgesetz integriert).

Zugrunde liegt ein Modell, das die Stromproduktion kostenoptimal bestimmt. Würde H<sub>2</sub> günstiger als jetzt angenommen und in ausreichender Menge zur Verfügung stehen, könnte sich die Nachfrage nach H<sub>2</sub> plötzlich wieder sprunghaft erhöhen – auch über das Niveau aus der Strategie hinaus. Ähnlich sensitiv ist auch die Nachfrage der anderen Sektoren.

Die Schweizer Wasserstoffstrategie setzt auf regionale H<sub>2</sub>-Hubs mit inländischer Produktion. Sie bindet die Kantone ein und enthält keine Zielvorgaben. Die Förderinstrumente fokussieren auf Produktion und sind teilweise nur bis 2030 begrenzt, was angesichts längerfristiger Investitionszyklen zu kurz ist.

# Schweizer Wasserstoffstrategie – Stimmungsbild

Vor einem Jahr wurde in Ausgabe 5 dieses Barometers aufgezeigt, welche Inhalte und Schwerpunkte die **H<sub>2</sub>-Strategie** des Bundes aus **Sicht von relevanten Akteuren** liefern sollte. Hintergrund war die im Dezember 2023 erschienene H<sub>2</sub>-Auslegeordnung des Bundes.

Inwiefern wurden diese Kernforderungen und Anliegen in der H<sub>2</sub>-Strategie des Bundes vom Dezember 2024 adressiert?

Man scheint erleichtert, dass auch in der Schweiz eine Strategie vorliegt und nimmt diese grundsätzlich positiv auf. Es gibt aber fünf Themenfelder, in denen nun Bund und Kantone nachschärfen sollten oder man die weitere Entwicklung genau beobachten muss.



Die H<sub>2</sub>-Strategie des Bundes setzt wichtige Impulse, bleibt den betroffenen Akteuren aber in zentralen Punkten zu vage. Sie fordern klare und längerfristige Investitionsperspektiven, eine Beschleunigung der Bewilligungsverfahren, eine differenzierte Förderung von Projekten und eine stärkere internationale Anbindung, um den Markthochlauf zu ermöglichen.



Internationale Anbindung und Integration ins Energiesystem

Die Anbindung an das europäische H<sub>2</sub>-Netz wird als zentral angesehen. Der VSG begrüsst, dass der Bund die Anbindung der Transitgasleitung an das europäische H<sub>2</sub>-Backbone prüft. Gleichzeitig fordern Unternehmen, dass H<sub>2</sub>-Infrastrukturen koordiniert mit anderen Bereichen wie dem CO<sub>2</sub>-Transport entwickelt werden, um Investitionen effizient zu nutzen.



NNE-Rückerstattung und Definition von P&D-Anlagen

Gemäss [Art. 14a Abs. 4 StromVG](#) können Pilot- und Demonstrationsanlagen (P&D-Anlagen) bis zu einer kumulierten Leistung von 200 MW die Rückerstattung der Stromnetzentgelte (NNE) beantragen. Eine offene Frage für die Branche war bisher, wie P&D-Anlagen definiert sind. Denn neuartige Forschungsanlagen werden typischerweise klein dimensioniert. Das im Februar 2025 verabschiedete [2. Paket der StromVV](#) hält in Art. 18h Abs. 2 fest, dass vom BFE anerkannte P&D-Anlagen neuartige technische oder betriebliche Eigenschaften aufweisen müssen. Der erläuternde Bericht zur StromVV lässt die Branche aufhorchen und hoffen bez. der definitiven Auslegung: «Das Kriterium der neuartigen technischen oder betrieblichen Eigenschaften sollte weit ausgelegt werden, so dass möglichst viele Anlagen, die sich in der Phase der Marktzulassung, Markteinführung oder Marktdiffusion befinden die Rückerstattung in Anspruch nehmen können.»



Investitionssicherheit und Marktentwicklung

Die Branche fordert langfristige Investitionssicherheit. Die Förderung für Produktions- und Speichereinrichtungen von H<sub>2</sub> und PtX-Derivaten, die im Rahmen des KIG erfolgen soll, ist bis 2030 befristet. Ausserdem besteht Unsicherheit, was genau förderberechtigt ist. Eine Weiterführung – auch für bereits laufende Förderung – soll erst geprüft werden und abhängig von der Nachfrageentwicklung. Dies schafft Planungsunsicherheit, insbesondere für Investitionen mit längeren Amortisationszeiten.



Effiziente Bewilligungsverfahren und klare Zuständigkeiten

Der VSE und (potenzielle) Verbraucher kritisieren, dass die Strategie hier zu unkonkret bleibt. Die angekündigte Optimierung der Verfahren ist vage; es fehlen konkrete Massnahmen zur Beschleunigung, wenngleich erkannt wurde, dass auch Kantone und Gemeinden einzubinden sind. Deren Rolle bei H<sub>2</sub>-Projekten bleibt aber unklar. Da H<sub>2</sub> eine nationale und internationale Infrastruktur erfordert, sollte die Zuständigkeit über lokale und regionale Grenzen hinaus klar geregelt werden.



Technologieoffenheit und wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit

H<sub>2</sub> soll einen wichtigen Beitrag zur Erreichung des Netto-Null-Ziels leisten, wobei noch grosse Unsicherheit besteht, wo und wie. Einigkeit besteht darin, dass H<sub>2</sub> dort eingesetzt werden sollte, wo er ökologisch und wirtschaftlich sinnvoll ist. Betont wird zudem die Bedeutung international abgestimmter Lösungen für H<sub>2</sub>-Importe und Zertifikate, um wirtschaftliche Nachteile für die Schweizer Industrie zu vermeiden. Technologieoffenheit funktioniert nur für Technologien, über deren Rahmenbedingungen bzgl. Umsetzbarkeit, Finanzierung, etc. Klarheit besteht.

# Internationaler H<sub>2</sub>-Hochlauf: Deutliche Lücke zwischen Ankündigungen und Umsetzung

## Weltweiter H<sub>2</sub>-Hochlauf: Strategien vorhanden, Umsetzung stockt

Über 60 Länder setzen auf grünen H<sub>2</sub>, vor allem zur Dekarbonisierung der Industrie. Ziel ist es, fossile Energieträger zu ersetzen und klimaneutrale Produktionsprozesse zu fördern. Doch hohe Produktionskosten, fehlende Wettbewerbsfähigkeit und unsichere Rahmenbedingungen bremsen den Ausbau. Besonders die unbeständige Nachfrage und unklare Förderpolitik stellen weltweit grosse Herausforderungen dar. Um die Klimaziele zu erreichen, sind stärkere Marktanreize und verlässliche politische Rahmenbedingungen erforderlich..

## EU-Wasserstoffstrategie: Ambitionierte Ziele definiert

Die EU-Kommission plant, bis 2030 jährlich 10 Millionen Tonnen erneuerbaren H<sub>2</sub> zu produzieren und zusätzlich 10 Millionen Tonnen zu importieren. Damit soll die Klimaneutralität vorangetrieben und die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern verringert werden.

Der Europäische Rechnungshof bezeichnet diese Ziele jedoch als "zu ehrgeizig" und kritisiert, dass sie auf unzureichenden Analysen basieren. Er erwartet, dass die tatsächliche Nachfrage unter den geplanten 20 Millionen Tonnen liegen wird. Aktuell sind in Europa 0.1 GW Elektrolyse in Betrieb, 1.4 GW im Bau und 12.5 GW in Machbarkeitsstudien. Damit scheint die Zielerreichung von 40 GW Elektrolysekapazität in Europa und 10 GW in Deutschland bis 2030 nicht erreichbar. Um die Strategie erfolgreich umzusetzen, fordert der Rechnungshof einen Realitätscheck sowie präzisere Marktanreize und eine klare Priorisierung der Mittelverwendung, um die Wettbewerbsfähigkeit der Schlüsselindustrien zu sichern und neue Abhängigkeiten zu vermeiden.

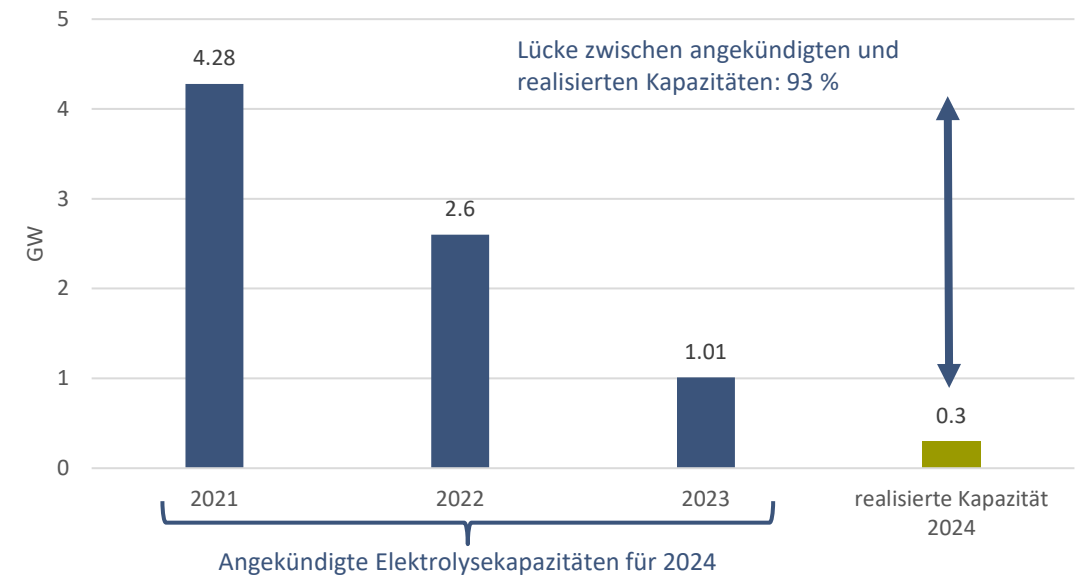
## PIK: Weltweit grosse Lücke zwischen angekündigter und realisierter Kapazität

Das Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) identifiziert eine erhebliche „Umsetzungslücke“ beim Ausbau von grünem Wasserstoff weltweit. Bis 2024 wurden nur 7% der geplanten Kapazitäten tatsächlich realisiert. Hauptursachen sind hohe Produktionskosten und fehlende Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilen Energieträgern. Für das 1.5-Grad-Ziel sind bis 2030 etwa 600 GW Elektrolysekapazität nötig. Bisher wurden nur 400 GW in Projekten angekündigt, wobei das PIK trotz Förderung nur 160 GW als realistisch einschätzt. Damit entsteht eine Umsetzungslücke von 240 GW und eine Lücke von 440 GW zum benötigten Bedarf.

## Lücke zwischen angekündigter und realisierter Elektrolysekapazität beträgt 93%

Im Jahr 2021 wurden weltweit etwa 4,28 GW an Elektrolysekapazität für das Jahr 2024 angekündigt. In den folgenden Jahren 2022 und 2023 reduzierte sich diese geplante Kapazität auf 1,01 GW. Tatsächlich wurden im Jahr 2024 jedoch nur 0,3 GW realisiert. Damit ergibt sich eine Differenz von 93 % zwischen den globalen Ankündigungen und der tatsächlichen Umsetzung.

## Elektrolyse-Kapazitäten weltweit



Trotz globaler Bemühungen bleibt der Hochlauf der H<sub>2</sub>-Wirtschaft hinter den Erwartungen zurück. Es sind verstärkte Anstrengungen, klare politische Rahmenbedingungen und erhebliche Investitionen erforderlich, um die ambitionierten Ziele zu erreichen und den Übergang zu einer klimaneutralen Wirtschaft zu unterstützen.

# Erneuerbare Gase in Verteilnetzen

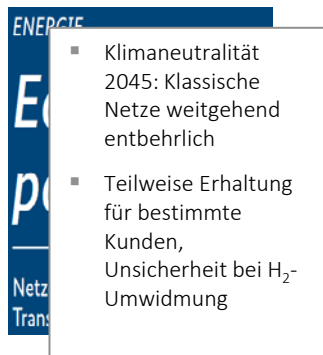
## Möglichkeiten für Gasverteilnetzbetreiber durch kommunale Wärmeplanung in Deutschland

Die «kommunale Wärmeplanung» ist ein strategisches Instrument, mit dem Städte und Gemeinden in Deutschland klimaneutrale Wärmeversorgung durch erneuerbare Energien und H<sub>2</sub> planen und umsetzen. Grosse Städte müssen ihre Pläne bis 2026 vorlegen, kleinere Gemeinden haben dafür bis 2028 Zeit.

1. **Umwidmung als Wasserstoffnetzausbaubereich:** Verbindlicher Fahrplan für die Umwidmung erforderlich, keine Grüngasquote notwendig und H<sub>2</sub>-Netze bis 2045 geplant.
2. **Transformation zu einem Grüngasverteilstrom:** Abgestimmte Pläne mit vorgelagerten Netzbetreibern und Nachweis für Grüngasangebot erforderlich. Gestaffelte Grüngasquote im Übergang zur vollständigen Dekarbonisierung.
3. **Prüfung von Alternativen, Erzeugung von Fernwärme mit Wasserstoff:** Bereitstellung von grüner Wärme durch Wasserstoff und Nutzung von Gasverteilstromen mit höherer Druckstufe als Spitzenlast.

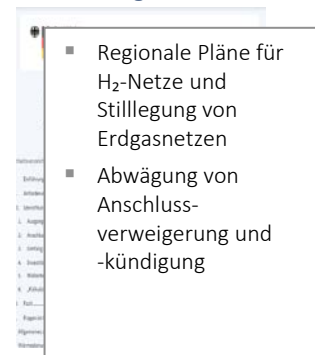
## Strategiepapier und Gesetze stellen Gasnetzbetreiber vor grosse Herausforderungen

Regulierungsbehörde: Nur begrenzte Umwidmung



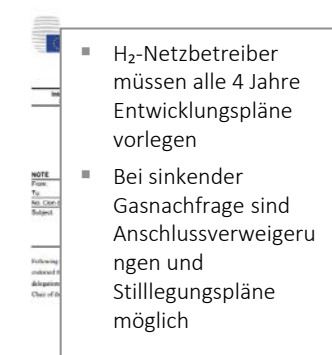
- Klimaneutralität 2045: Klassische Netze weitgehend entbehrlich
- Teilweise Erhaltung für bestimmte Kunden, Unsicherheit bei H<sub>2</sub>-Umwidmung

Wirtschaftsministerium: Zukunft abhängig von lokalen Gegebenheiten



- Regionale Pläne für H<sub>2</sub>-Netze und Stilllegung von Erdgasnetzen
- Abwägung von Anschlussverweigerung und -kündigung

EU: Anschlussverweigerung für Klimaziele erlaubt



- H<sub>2</sub>-Netzbetreiber müssen alle 4 Jahre Entwicklungspläne vorlegen
- Bei sinkender Gasnachfrage sind Anschlussverweigerungen und Stilllegungspläne möglich

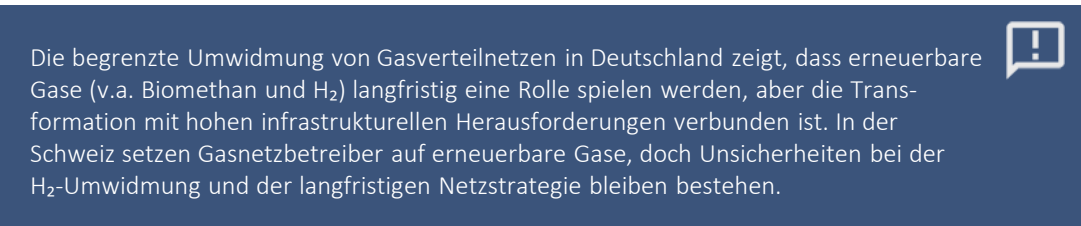
## H2vorOrt sieht Zukunft der Gasnetze durch Umwidmung auf Wasserstoff

H2vorOrt ist eine Initiative der Gasverteilstrombetreiber in Deutschland, um den Transformationsprozess der Verteilstromen im Rahmen der Energiewende zügig voranzubringen. Bis 2030 beginnt die flächendeckende Wasserstoffeinspeisung durch Verteilstrombetreiber in Deutschland. Bis 2035 werden in den meisten Landkreisen Teilnetze auf 100 % Wasserstoff umgestellt. Die vollständige Umstellung ist bis 2045 abgeschlossen. Parallel dazu bleibt Biomethan und klimaneutral erzeugtes Methan im Einsatz. Dies könnte zu einem erhöhten Infrastruktur-aufwand führen, da zwei parallele Netzinfrastrukturen betrieben werden müssen. Technisch sind die meisten verwendeten Rohrleitungen (97%) für den Einsatz von H<sub>2</sub> geeignet. Lediglich bei gastechnischen Anlagen besteht erhöhter Anpassungsbedarf.

70% der Industrieunternehmen gehen davon aus, H<sub>2</sub> künftig in ihren Prozessen einzusetzen. Die Mehrheit der Kommunen plant die Nutzung klimaneutraler Gase, die nicht zwingend H<sub>2</sub> sein müssen. Damit kann auch Biomethan ein Teil der Bestrebung sein.

## Initiative «Netztransformationsplan erneuerbare Gase» in der Schweiz

Mit Unterstützung des Verbands der Schweizer Gasindustrie (VSG) und des SVGW haben Gasverteilstrombetreiber im April 2024 die Initiative «Netztransformationsplan erneuerbare Gase, NeG» lanciert. Die Initiative bezweckt die Erarbeitung eines Zielbilds für die Transport- und Verteilstromen für erneuerbare Gase. Als Grundlage führen die teilnehmenden lokalen, regionalen und nationalen Gasnetzbetreiber zurzeit eine Bestandsaufnahme der Ist-Situation und möglicher Bedarfs-Entwicklungen durch. Die NeG-Initiative ist an die deutsche Initiative H2vorOrt angelehnt. In der Schweiz werden aber alle erneuerbaren Gase einbezogen, nicht nur H<sub>2</sub>.



Die begrenzte Umwidmung von Gasverteilstromen in Deutschland zeigt, dass erneuerbare Gase (v.a. Biomethan und H<sub>2</sub>) langfristig eine Rolle spielen werden, aber die Transformation mit hohen infrastrukturellen Herausforderungen verbunden ist. In der Schweiz setzen Gasnetzbetreiber auf erneuerbare Gase, doch Unsicherheiten bei der H<sub>2</sub>-Umwidmung und der langfristigen Netzstrategie bleiben bestehen.



# Erneuerbare und kohlenstoffarme Gase in EU und CH

## EU – Unionsdatenbank (UDB) und RED-Anforderungen

Um für Transparenz und Rückverfolgbarkeit beim Handel von gasförmigen und flüssigen Brenn- und Treibstoffen zu sorgen, hat die EU die [Unionsdatenbank \(UDB\)](#) auf Basis der [RED II-Richtlinie](#) eingeführt. Die Verknüpfung der nationalen Datenbanken der Mitgliedstaaten mit der UDB soll für eine Harmonisierung der Datenströme sorgen und dadurch den grenzüberschreitenden Handel erleichtern. In der UDB erfasst werden Nachhaltigkeitszertifikate, sogenannte PoS (Proof of Sustainability), welche die Nachhaltigkeitskriterien der EU adressieren. Die PoS werden in der EU für die Messung der Zielerreichung für erneuerbare Energien (EE) und THG-Reduktionen verwendet, wie sie in den [RED III](#) definiert sind. Falls ein Energieträger über einen HKN (Herkunftsnachweis) und PoS verfügt, sollen diese künftig gebündelt werden. Der HKN-Markt dürfte sich durch die Einführung und Weiterentwicklung der UDB künftig verändern, da in der EU im Pflichtmarkt nur PoS anerkannt sind. Der Zugang von Drittstaaten zur UDB ist aktuell nicht geregelt. Die Tabelle erläutert die Unterschiede zwischen den HKN und den PoS.

	Herkunftsnachweis «HKN» HKN, Art. 19 RED II	Nachhaltigkeitszertifikat «PoS» PoS, Art. 25-30 RED II
Anwendungsbereich	Für alle erneuerbaren Energiequellen	Nur für flüssige oder gasförmige Energieträger (Moleküle) mit erneuerbarem oder kohlenstoffarmem Charakter.
Zweck	Nachweis zur Offenlegung der Herkunft gegenüber dem Endverbraucher. HKN enthält u.a. Infos zu Energiequelle, Standort, Kapazität, Förderungen.	Nachweis der Einhaltung der REDII-Nachhaltigkeitskriterien sowie der Anforderungen an die THG-Einsparungen. Der PoS ist der geforderte Nachweis im Rahmen der EU-Gesetzgebung.
Grundsatz	Book and Claim: Nachweis ist werthaltig unabhängig vom Handelsweg. Keine physische Verbindung zwischen Produktion und Verbrauch erforderlich.	Massenbilanzierung: Physische Verbindung von Produktionsstätte und Verbraucher erforderlich, bspw. über ein Gasnetz.
Ausgabe	Ausgabestelle sind die nationalen HKN-Register. Produzenten müssen sich dort registrieren und werden geprüft.	Nachhaltigkeitszertifizierungssysteme und -stellen müssen von der Europäischen Kommission genehmigt werden.

## EU – Privilegierungen für erneuerbare und kohlenstoffarme Gase

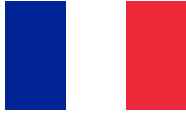
Erneuerbares und kohlenstoffarmes Gas wird in der EU privilegiert, bspw. über einen bevorzugten Netznutzungszugang. Gemäss [Art. 18 der Verordnung](#) können Netzentgeltzuschüsse von 75% für kohlenstoff-arme Gase und 100% für erneuerbare Gase gelten. Diese Gase können aktuell durch 15 anerkannte freiwillige sowie nationale [Zertifizierungssysteme](#) zertifiziert werden. Kohlenstoffarme Gase müssen mindestens zu einer [Treibhausgaseinsparung von 70%](#) gegenüber den fossilen Alternativen führen. Die Einsparungen an Treibhausgasen (THG) werden in einer Lebenszyklusanalyse (LCA) bestimmt, welche nebst den direkten auch die indirekten Emissionen beinhaltet. Obwohl die EU langfristig primär auf erneuerbaren H<sub>2</sub> setzt, können aufgrund von Knappheit kurz- und mittelfristig kohlenstoffarme Brenn- und Kraftstoffe, wie kohlenstoffarmer H<sub>2</sub>, eine Rolle spielen (Präambel (13) der [Richtlinie](#)).

## Schweiz – neue HKN-Plattform und IBTV

Seit 2025 gibt es ein [neues nationales HKN-Register](#) für erneuerbare Brenn- und Treibstoffe (BS/TS), welches den grenzüberschreitenden HKN-Handel unterstützt (ERGaR und AIB-Anbindung). In diesem Register kann auch H<sub>2</sub> erfasst werden und es ist prinzipiell mit der UDB koppelbar. Die ökologischen Anforderungen definiert die [IBTV](#) in Anlehnung an die EU-Regelung, wobei emissionsarme BS/TS mindestens zu einer Treibhausgaseinsparung von 40% führen müssen (Art 3 Bst. a IBTV). Das [BFE](#) hat festgehalten, welche Zertifizierungssystem für den Import ausländischer erneuerbarer Gaszertifikate geeignet sind. Eine leitungsgebundene Massenbilanzierung ist jedoch weiterhin nicht möglich. Das schweizerische Gasnetz ist diesbezüglich juristisch gesehen nicht Teil des EU-Gasnetzes. Damit der Bund virtuell importiertes Biomethan auf Basis von Art. 15 Abs. 3 bzw. Art. 31 Ab. 5 des CO<sub>2</sub>-Gesetzes anerkennen kann, sind bilaterale Verträge erforderlich. Dazu laufen aktuell Gespräche. Hingegen ist die Bundesförderung für Biomethaneinspeisungen auf Basis des revidierten CO<sub>2</sub>-Gesetzes durch die Vernehmlassungsvorlage des [Sparprogrammes des Bundes](#) mittelfristig in Frage gestellt.

Die Einführung der Unionsdatenbank (UDB) in der EU mit den Nachhaltigkeitszertifikaten «PoS», welche für den Pflichtmarkt zwingend sind, wird den HKN-Markt künftig verändern. Prinzipiell ist das neue nationale HKN-Register der Schweiz mit der UDB koppelbar, doch der Zugang von Drittstaaten ist noch nicht geregelt.

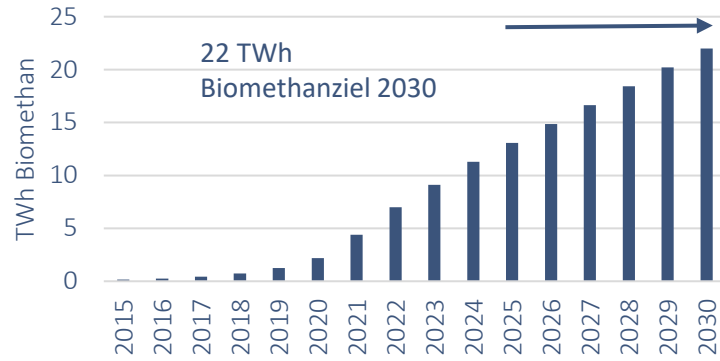
# Stellenwert von Biomethan und H<sub>2</sub> in der Nachbarschaft



Frankreich hat bis 2030 ein Ausbauziel für Biomethan von 14 bis 22 TWh sowie ein Erzeugungskapazitätsziel für erneuerbaren Wasserstoff von 6.5 GW ([NECP](#)).

## Biogas und Biomethan

Aktuell werden 14 TWh Biogas produziert, wovon 674 Anlagen rund 11 TWh Biomethan in das Gasnetz einspeisen. Die Jahresproduktion der unterzeichneten Kapazitäten (inkl. geplante Anlagen) beträgt 19.6 TWh, und es wird erwogen, das hohe Biomethanproduktionsziel für 2030 von aktuell 22 TWh auf 44 TWh anzuheben ([NECP](#) und [Ministerium](#)).



Biomethan soll durch die Entwicklung von energetisch genutzten Zwischenfrüchten wie bspw. Wicke, Hafer, Klee, Senf, etc. und die Mobilisierung von Dung vorangetrieben werden. Künftig potenziell auch durch die Pyrogenvergasung oder die hydrothermale Vergasung.

Die Förderung der Methanisierung wird heute primär durch Haushaltsmittel getragen und soll künftig durch ein System von Beimischungspflicht ergänzt werden. Für vom [Staat geförderte Anlagen](#) beansprucht dieser alle oder einen Teil der Erlöse aus den Biomethan-HKN. Die EEX betreut das nationale HKN-Register, welches den grenzüberschreitenden Handel jedoch nicht durch eine Anbindung an AIM oder ERGaR erleichtern ([S&P Global](#)).

## Wasserstoff

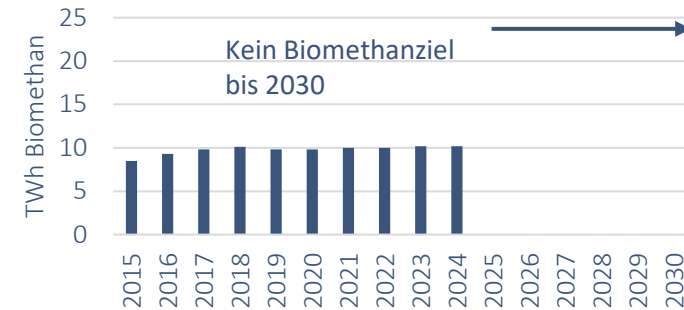
Der H<sub>2</sub>-Bedarf liegt aktuell bei 30 TWh. Ziel ist, bis 2030 über 6.5 GW H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazitäten zu verfügen, wodurch um die 14 TWh erneuerbarer H<sub>2</sub> produziert werden könnte ([NECP](#)).



Deutschland hat bis 2030 kein Ausbauziel für Biomethan, hingegen ein Erzeugungskapazitätsziel für erneuerbaren Wasserstoff von 10 GW ([NECP](#)).

## Biogas und Biomethan

Aktuell werden 75 TWh Biogas produziert, wovon ca. 65 TWh in ca. 9'500 Biogasanlagen direkt vor Ort verstromt werden. Rund 233 Biomethananlagen speisen 10 TWh ins Gasnetz ein, was rund 1.3% des gesamten deutschen Methanbedarfs entspricht ([Monitoringbericht 2024](#)).



Rund drei Viertel des Biomethans wird aus Mais oder sonstigen nachwachsenden Rohstoffen produziert ([dena](#)). Umrüstungen von Biogasbestandsanlagen hin zu höherem Gülleeinsatz werden jedoch gefördert ([NECP](#)).

Die Anforderungen für die Anrechnung von Biomethan sind abhängig von der Sektoranwendung (Stromerzeugung, Wärme, Verkehr, Industrie). Mit Ausnahme der Stromerzeugung sind virtuelle Biomethanimporte entweder auf Basis des [Dena](#)- oder dem [Nabisy-Registers](#) anerkennungsfähig.

## Wasserstoff

Der H<sub>2</sub>-Bedarf liegt aktuell bei 55 TWh und wird für 2030 bei 40 bis 75 TWh verortet, der danach stark ansteigt ([H<sub>2</sub>-Strategie](#)). Ziel ist, bis 2030 über 10 GW H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazitäten zu verfügen.

Frankreich hat ambitionierte Ausbauziele für Biomethan, welche tendenziell weiter angehoben werden. Deutschland hingegen hat keine Ausbauziele für Biomethan und setzt langfristig eher auf H<sub>2</sub>.



# Glossar

## Blauer Wasserstoff (Blue Hydrogen)

Wasserstoff, der aus fossilen Brennstoffen (z. B. Erdgas) mittels Dampfreformierung gewonnen wird. Das dabei entstehende CO<sub>2</sub> wird teilweise durch Carbon Capture and Storage (CCS) abgeschieden und gespeichert, um Emissionen zu reduzieren.

## Elektrolyse

Ein Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff durch die Spaltung von Wasser (H<sub>2</sub>O) in Sauerstoff (O<sub>2</sub>) und Wasserstoff (H<sub>2</sub>) mittels elektrischer Energie. Wird dabei erneuerbarer Strom verwendet, spricht man von grüner Wasserstoffproduktion.

## European Hydrogen Backbone (EHB)

Ein geplantes europäisches Wasserstoff-Transportnetz, das bestehende und neue Infrastruktur nutzt, um Wasserstoff zwischen Ländern zu transportieren und so eine europäische H<sub>2</sub>-Versorgung sicherzustellen.

## Grauer Wasserstoff (Grey Hydrogen)

Wasserstoff, der aus fossilen Brennstoffen ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung hergestellt wird. Die Emissionen werden unvermindert in die Atmosphäre abgegeben.

## Grüner Wasserstoff (Green Hydrogen)

Wasserstoff, der durch Elektrolyse aus Wasser unter Nutzung erneuerbarer Energiequellen wie Wind- oder Solarstrom produziert wird. Dieses Verfahren ist nahezu emissionsfrei.

## HySuiX-Index

Ein Wasserstoffkostenindex, der verschiedene Kostenfaktoren, darunter Investitionskosten, Betriebskosten und Netzentgelte, zur Berechnung der Grenzkosten von Wasserstoffproduktionen heranzieht.

## Multi-Energy-Hubs

Regionale Standorte, die verschiedene Energieträger wie Wasserstoff, Strom und erneuerbare Energien integrieren. Sie sollen Produktion, Speicherung und Nutzung von Wasserstoff effizient verknüpfen.

## Power-to-Gas (PtG)

Technologie zur Umwandlung von überschüssigem Strom in Wasserstoff oder synthetisches Methan durch Elektrolyse und anschließende Methanisierung.

## Power-to-X (PtX)

Oberbegriff für Technologien, die elektrische Energie in verschiedene chemische Energieträger (z. B. Wasserstoff, Methanol, synthetische Kraftstoffe) umwandeln.

## PtX-Derivate

Produkte, die aus Wasserstoff gewonnen werden, wie synthetisches Methan, Ammoniak oder synthetische Kraftstoffe (z. B. synthetisches Kerosin für die Luftfahrt).

## Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBOs)

Gasförmige oder flüssige Kraftstoffe, die aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt werden, jedoch nicht aus Biomasse stammen. Dazu gehört z. B. Wasserstoff aus Elektrolyse.

## Synthetisches Methan (Synthetic Methane)

Methan, das durch eine chemische Reaktion von Wasserstoff mit CO<sub>2</sub> hergestellt wird (Methanisierung). Es kann als Ersatz für fossiles Erdgas in bestehenden Gasinfrastrukturen genutzt werden.

# Impressum

Polynomics AG  
Baslerstrasse 44  
CH-4600 Olten  
[www.polynomics.ch](http://www.polynomics.ch)  
Tel. +41 62 205 15 70



Dr. Heike Worm  
[heike.worm@polynomics.ch](mailto:heike.worm@polynomics.ch)



Dr. Janick Mollet  
[janick.mollet@polynomics.ch](mailto:janick.mollet@polynomics.ch)



Dr. Florian Kuhlmeier  
[florian.kuhlmeier@polynomics.ch](mailto:florian.kuhlmeier@polynomics.ch)

E-Bridge Consulting GmbH  
Baumschulallee 15  
D-53115 Bonn  
[www.e-bridge.de](http://www.e-bridge.de)  
Tel. +49 228 90 90 65 0



Dr. Philipp Heuser  
[pheuser@e-bridge.com](mailto:pheuser@e-bridge.com)



Lorenz Valk  
[lvalk@e-bridge.com](mailto:lvalk@e-bridge.com)



Philipp Steffens  
[psteffens@e-bridge.com](mailto:psteffens@e-bridge.com)



Herausgeber  
Verband der Schweizerischen Gasindustrie  
Daniela Decurtins  
Grütlistrasse 44 | 8002 Zürich  
<https://gazenergie.ch/de/>  
Tel. +41 44 288 31 31