

Herausgegeben von



## Barometer erneuerbare Gase

Unabhängige Bewertung der Entwicklungen  
zu erneuerbaren Gasen in der Schweiz

Ausgabe 5  
April 2024

# Vorwort



*«Das Parlament möchte die Schweizer Gasversorgung langfristig vollständig erneuerbar machen. Mit diesem Ziel hat der Ständerat am 6. März gleich vier Motionen angenommen.»*

energate, 06. März 2024

*«Zur Erreichung des Klimaziels von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 dürfte Wasserstoff im Energiesystem in den nächsten Jahren zunehmend an Bedeutung gewinnen. [...] Wasserstoff und strombasierte Energieträger werden in der Energieversorgung in Zukunft dort verwendet, wo es wirtschaftlich und ökologisch am sinnvollsten ist.»*

Wasserstoff-Auslegeordnung des Bundesrates, November 2023

Die Schweiz kann nicht nur auf die Karte Strom setzen, wenn es darum geht, die Klimaziele zu erreichen. Neben erneuerbaren Elektronen braucht es auch erneuerbare Moleküle, um bei der Transformation Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten. Die erneuerbaren Gase, grüner Wasserstoff, Biomethan oder aus Sonnen- und Windstrom produziertes Gas, werden einerseits aus heimischer Produktion stammen, andererseits zu erheblichen Anteilen importiert werden. Die Schweizer Gaswirtschaft engagiert sich hier seit langem und ist weltweite Pionierin bei der Einspeisung von erneuerbarem Gas. Im internationalen Vergleich hat sie neben Dänemark die Nase vorn. Der Anteil der erneuerbaren Gase im Netz liegt inzwischen bei fast 10 Prozent.

Mit der Erweiterung des H<sub>2</sub>-Barometers um die erneuerbaren Gase macht der VSG einen nächsten Schritt, um zu informieren und offene Fragen zu klären, indem der Verband Fakten zum Thema unabhängig aufbereiten lässt. Anfang April hat er zudem den ersten Wasserstoffindex für die Schweiz lanciert. Der HySuiX soll das Verständnis für Entwicklungen im Wasserstoffmarkt fördern.

Wir freuen uns auf Ihre Rückmeldungen und den weiteren Austausch. Die sechste Ausgabe planen wir im Herbst 2024 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

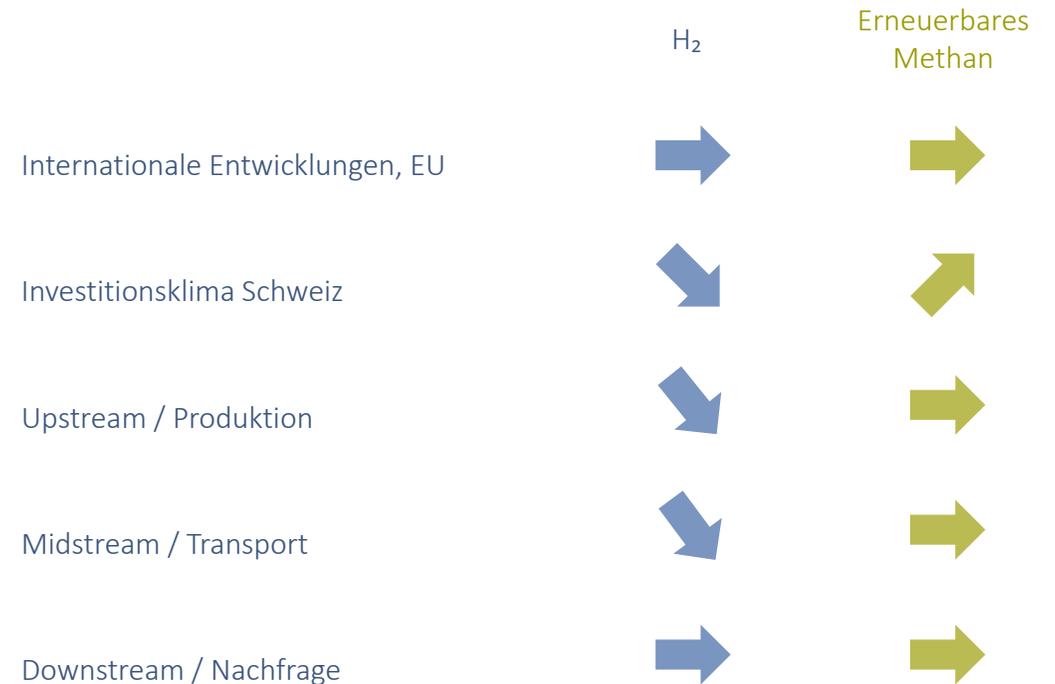


# Thesen und Gesamtstimmung

## Neun Kernaussagen aus dem Barometer erneuerbare Gase

1. Der HySuiX green zeigt, wie sich die Grenzkosten der H<sub>2</sub>-Produktion bei kostenoptimalem Betrieb in den Zeitfenstern mit günstigen Strompreisen im Zeitablauf ändern. Den HySuiX green gibt es mit und ohne Netznutzungsentgelten und Abgaben, um den Einfluss einer Netzentgeltbefreiung oder der H<sub>2</sub>-Produktion am Stromproduktionsstandort abzubilden.
2. Die höhere Effizienz von H<sub>2</sub>-Fahrzeugen im Vergleich zu Dieselfahrzeugen begünstigt die Wettbewerbsfähigkeit von grünem H<sub>2</sub> im Mobilitätssektor. Für Dieselpreise in Höhe von knapp 2 CHF/l dürften die vergleichbaren Endkundenpreise für H<sub>2</sub> bis zu 9.70 CHF/kg betragen, um konkurrenzfähig zu sein.
3. Für synthetisches Methan und Biogas kann die bestehende Erdgasinfrastruktur weitergenutzt werden. Bei der Effizienz der Energiebereitstellung ist H<sub>2</sub> im Vorteil: Die Energieausbeute pro verfügbare Fläche ist grösser.
4. Zur Umwandlung von H<sub>2</sub> in synthetisches Methan wird mit hohem Energieaufwand CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft gewonnen. Durch den zusätzlichen Umwandschritt und die Energiekosten ist die Erzeugung von synthetischem Methan im Vergleich zur Erzeugung von grünem H<sub>2</sub> kostenintensiver.
5. Es gibt noch ein beträchtliches Produktionspotential für Biogas in der Schweiz. Bisher wurde nur die Strom- und Wärmeproduktion aus Biogas durch den Bund gefördert und somit die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan für die Netzeinspeisung benachteiligt.
6. Ab 2025 wird Biomethan gesetzlich besser gestellt, indem die Einspeisung von Biomethan gefördert wird. Zudem kann importiertes Biomethan bei Unternehmen als CO<sub>2</sub> neutral behandelt werden, wozu es nun aber die erforderlichen zwischenstaatlichen Abkommen braucht. Beides gilt, sofern nicht das Referendum gegen das CO<sub>2</sub>-Gesetz ergriffen wird.
7. Die hier untersuchten Länder haben unterschiedliche Subventionsmechanismen eingeführt, wobei die Einspeisevergütung die häufigste ist. Quoten und Investitionsunterstützung sind weniger verbreitet, haben jedoch auch zum Hochlauf der Biomethaneinspeisung beigetragen. Im Status quo hat Biomethan in den meisten Ländern jedoch einen untergeordneten Anteil am Gesamtgasverbrauch.
8. H<sub>2</sub> und seine Derivate werden gemäss Auslegeordnung des Bundesrats vor allem dort zum Einsatz kommen, «wo Elektrizität nicht oder weniger gut direkt eingesetzt werden kann». Grösste Herausforderungen sind die Umwandlungsverluste und die Verfügbarkeit von Speichern.
9. Grundsätzlich nimmt die Branche die H<sub>2</sub>-Auslegeordnung positiv auf. Die Marktakteure erhoffen sich aber Konkretisierungen durch die H<sub>2</sub>-Strategie. Die Erwartungen an den Bund sind hoch. Ob er sie bei der geplanten Veröffentlichung im Herbst dieses Jahres erfüllen kann, ist noch offen.

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

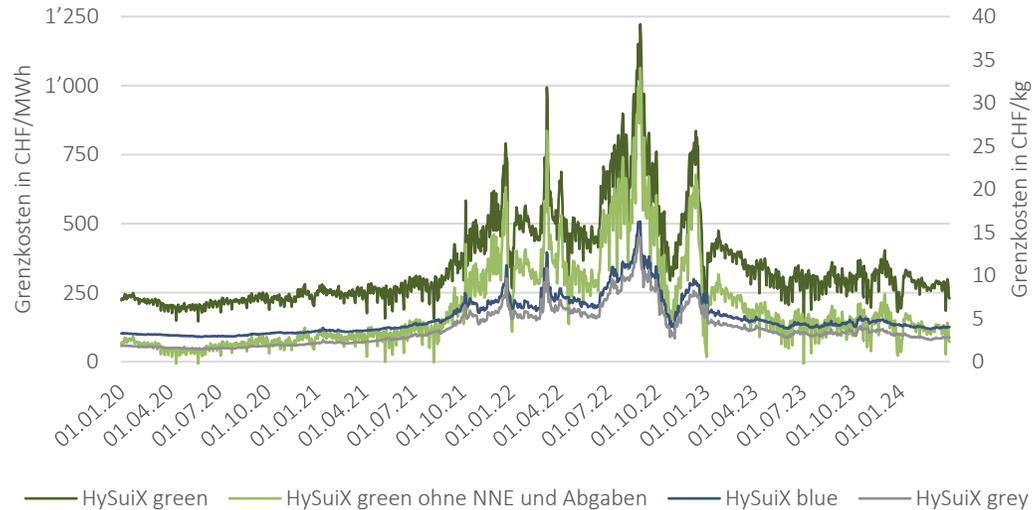


Für erneuerbares Methan wirken sich die anstehenden gesetzlichen Neuerungen positiv aufs Investitionsklima aus. Das Preisgefüge und ungeklärte Fragen bezüglich der Anerkennung von Importen erschweren jedoch, dass dies im Markt ankommt. Für H<sub>2</sub> ist die Grundstimmung verhalten bis negativ, auch weil die Auslegeordnung zentrale offene Fragen noch nicht beantworten konnte und die H<sub>2</sub>-Strategie abgewartet wird. Ausserdem sorgen Zurückhaltung bei Investoren und mangelnde Verfügbarkeit für Risikokapital bei Projektierern für eine gedämpfte Stimmung auf europäischer Ebene.

# HySuiX: Erster H<sub>2</sub>-Grenzkostenindex für die Schweiz

Der vom VSG herausgegebene HySuiX ist der erste Kostenindex für H<sub>2</sub> in der Schweiz. Der Index wird für drei Herstellungstechnologien von H<sub>2</sub> berechnet: «HySuiX Green» für H<sub>2</sub> aus der Elektrolyse von Wasser mit Hilfe von grünem Strom, «HySuiX Blue» für H<sub>2</sub> aus Dampfreformierung von Erdgas mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung (CCS) sowie der «HySuiX Grey» für H<sub>2</sub> aus Dampfreformierung von Erdgas mit Beschaffung entsprechender CO<sub>2</sub>-Zertifikate (EUA). Der HySuiX Green wird sowohl mit als auch ohne Strom-Netznutzungsentgelte und -Abgaben berechnet. Dadurch wird ersichtlich, wie sich eine Netzentgeltbefreiung oder die H<sub>2</sub>-Produktion direkt beim Stromproduktionsstandort auswirken. Der HySuiX bezieht sich auf den (unteren) Heizwert von H<sub>2</sub>.

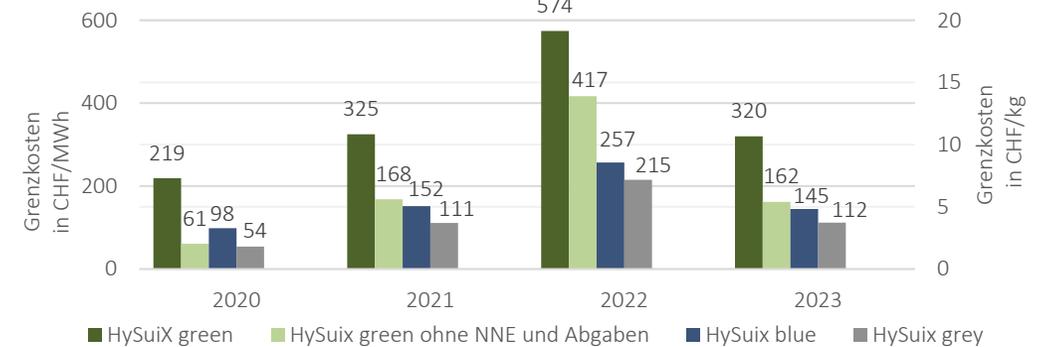
HySuiX Januar 2020 – März 2024



Die beiden Kostenindikatoren HySuiX Blue und HySuiX Grey basieren auf täglichen Gas- und CO<sub>2</sub>-Marktpreisen. Mit Blick auf die Börsenstrompreise liegen zwischen 0:00 und 6:00 Uhr sowie zwischen 11:00 und 17:00 Uhr im Mittel die kostengünstigen Betriebsstunden für einen Elektrolyseur. Aus diesem Grund spiegelt der HySuiX Green eine Wasserstoffproduktion an diesen, im Mittel günstigsten 12 Stunden am Tag und damit eine Betriebszeit von 4'380 Volllaststunden pro Jahr wider.

Die Grenzkosten zur H<sub>2</sub>-Herstellung und ihre Volatilität sind über alle Erzeugungstechnologien durch die Energiekrise 2022 deutlich angestiegen gegenüber dem Vorjahr. Dies ist mit den gestiegenen und stärker schwankenden Inputpreisen von Strom, Gas und CO<sub>2</sub> erklärbar. Da die Commodity-Preise im Jahr 2023 und 2024 wieder zurückgegangen sind, sinken auch die H<sub>2</sub>-Grenzkosten.

Jahresdurchschnittswerte HySuiX



Wenn der Elektrolyseur am öffentlichen Stromnetz angeschlossen ist, wird die Wirtschaftlichkeit von grünem H<sub>2</sub> durch eine Netzentgelt- und Abgabenbefreiung signifikant verbessert und grüner H<sub>2</sub> ist in den Jahren 2020, 2021 und 2023 im Mittel konkurrenzfähig zu blauem H<sub>2</sub>. Insgesamt entfallen 107 CHF/MWh<sub>el</sub> auf Netznutzungsentgelte (NNE) und Abgaben.

Bei einer Optimierung des Elektrolyseurs wie beim HySuiX Green anhand von zwei günstigen Betriebsbereichen mit jeweils 6 Stunden und einer NNE-Befreiung liegen die variablen Kosten der grünen H<sub>2</sub>-Produktion 2023 bei 5.40 CHF/kg gegenüber 10.66 CHF/kg bei einer Betriebsweise mit NNE und Abgaben.

Der HySuiX green zeigt, wie sich die Grenzkosten der H<sub>2</sub>-Produktion bei kostenoptimalem Betrieb in den Zeitfenstern mit günstigen Strompreisen im Zeitablauf ändern. Den HySuiX green gibt es mit und ohne Netznutzungsentgelten und Abgaben, um den Einfluss einer Netzentgeltbefreiung oder der H<sub>2</sub>-Produktion am Stromproduktionsstandort abzubilden.

# Betriebsoptimale Vollkosten der H<sub>2</sub>-Erzeugung

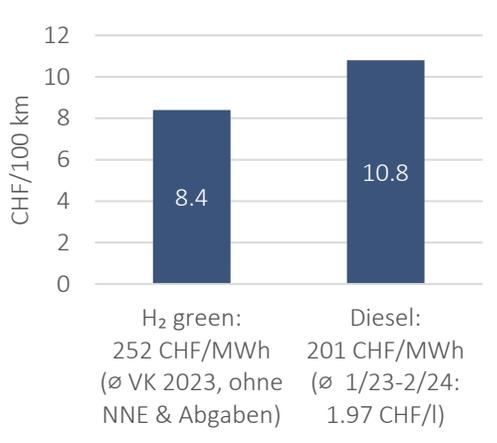
Mit wachsenden Volllaststunden der H<sub>2</sub>-Produktion verringert sich der Einfluss der investierten fixen Kosten an den Vollkosten. Mehr Volllaststunden bedeuten aber auch, dass H<sub>2</sub> an mehr Tagen mit höheren variablen Commodity-Kosten erzeugt wird. Bei einer tagesscharfen Parametervariation ergibt sich entsprechend ein kostenoptimaler Betriebspunkt bzw. eine Volllaststundenzahl mit minimierten Vollkosten.

**Durchschnittliche Vollkosten vs. Grenzkosten**

Die Vollkosten setzen sich aus den Betriebskosten der H<sub>2</sub>-Erzeugung (Grenzkosten im HySuiX) und den Kapitalkosten zusammen (ohne Transport- und Speicherkosten) und werden hier als durchschnittliche Vollkosten, d. h. geteilt durch die Menge, angegeben. Für Investitionsentscheidungen sind nicht Grenzkosten, sondern die durchschnittlichen Vollkosten relevant. Darüber hinaus spielen Speicher- und Transportkosten eine signifikante Rolle bei der Bepreisung von Wasserstoff.

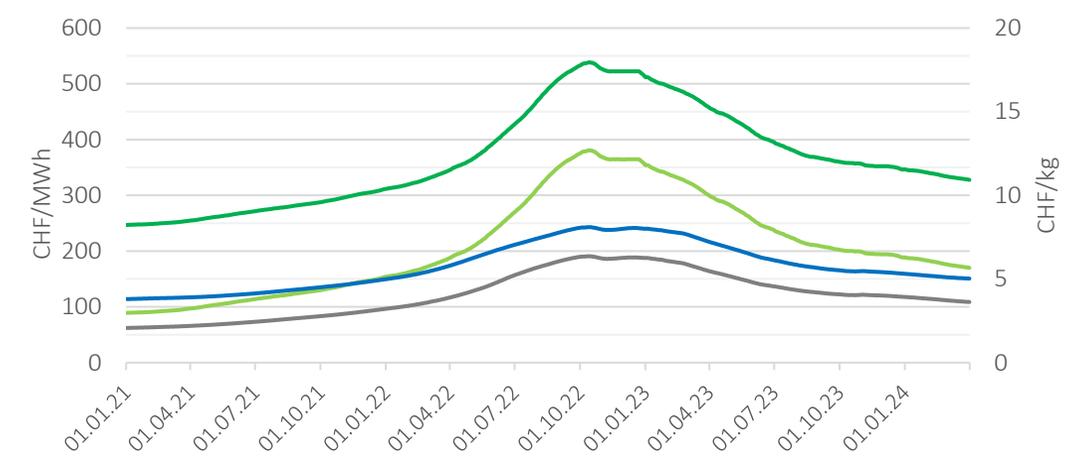
Die durchschnittlichen Vollkosten (Ø VK) beliefen sich 2023 für grünes H<sub>2</sub> auf 410 CHF/MWh (13.66 CHF/kg) und 252 CHF/MWh (8.40 CHF/kg) ohne NNE und Abgaben. Im Zeitraum 01/23 – 02/24 betrug der durchschnittliche Endkundenpreis für Diesel 1.97 CHF/l, was 201 CHF/MWh entspricht.

Rechnet man beim Verbrauch eines H<sub>2</sub>-Fahrzeugs mit 1 kg/100 km (33 kWh/100km) und beim Dieselfahrzeug mit 5.5 l/100 km (54 kWh/100km), ist H<sub>2</sub> mit einem Endkundenpreis bis 322 CHF/MWh (9.67 CHF/kg) konkurrenzfähig.

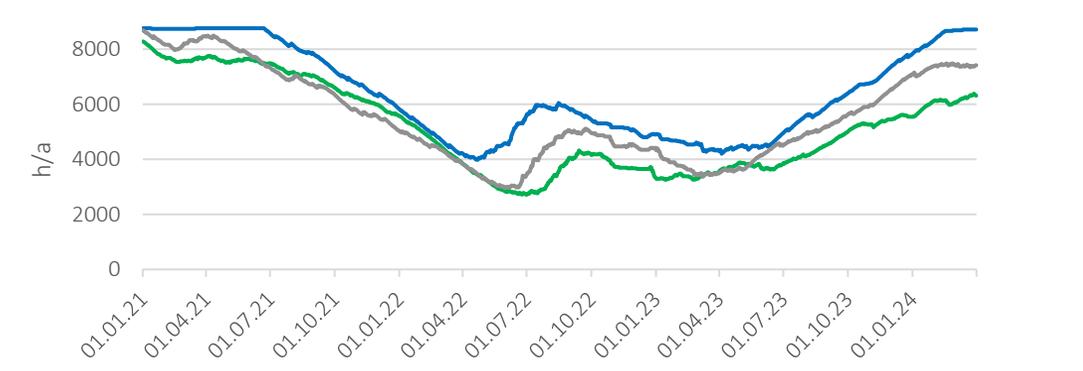


Die höhere Effizienz von H<sub>2</sub>-Fahrzeugen im Vergleich zu Dieselfahrzeugen begünstigt die Wettbewerbsfähigkeit von grünem H<sub>2</sub> im Mobilitätssektor. Für Dieselpreise in Höhe von knapp 2 CHF/l dürften die vergleichbaren Endkundenpreise für H<sub>2</sub> bis zu 9.70 CHF/kg betragen, um konkurrenzfähig zu sein.

Optimierte Vollkosten: rollierende tagesscharfe Berechnung auf Jahresbasis



Kostenoptimale Volllaststunden



- H<sub>2</sub> Index green
- H<sub>2</sub> Index green - ohne NNE und Abgaben
- H<sub>2</sub> Index blue
- H<sub>2</sub> Index grey

# Erneuerbare Gase als Technologieoptionen in der langen Frist

Upstream:  
Herstellung und Aufbereitung

## Grüner Wasserstoff (H<sub>2</sub>)

- Einsatz erneuerbaren Stroms in der Elektrolyse zur Erzeugung des klimaneutralen Wasserstoffs
- Je nach Transportoption Verdichtung oder Verflüssigung notwendig

## Synthetisches Methan (CH<sub>4</sub>)

- Prozesse sind die Elektrolyse, Methanisierung und die Kohlenstoffbereitstellung aus der Luft (DAC)
- Der Wirkungsgrad unterscheidet sich stark, wenn die Abwärme der Elektrolyse im DAC-Prozess genutzt wird (vergleiche «ohne» bzw. «mit Abwärmenutzung»)

## Biomethan (CH<sub>4</sub>)

- Vergärung von Biomasse (Einsatz von Energiepflanzen und biologischen Reststoffen möglich) zu Biogas
- Reinigung des Biogases (Abscheidung CO<sub>2</sub> aus der Vergärung) zur Produktion reines Biomethans notwendig

Midstream:  
Transport und Verteilung

- Langfristige/saisonale Speicherfähigkeit
- Aufwendiger Trailertransport per Bahn oder LKW möglich
- Neubau von H<sub>2</sub>-Pipelines aber auch Umwandlung existierender Erdgasinfrastruktur möglich

- Nutzung vorhandener Erdgasinfrastruktur möglich
- Einfache Speicherung im Vergleich zu H<sub>2</sub>
- Insbesondere LNG-Technologie zum Import aus stromreichen Regionen relevant

- Nutzung vorhandener Erdgasinfrastruktur möglich
- Anschluss dezentraler Biomethananlagen sowie mögliche Rückspeisung in höhere Druckstufen nötig

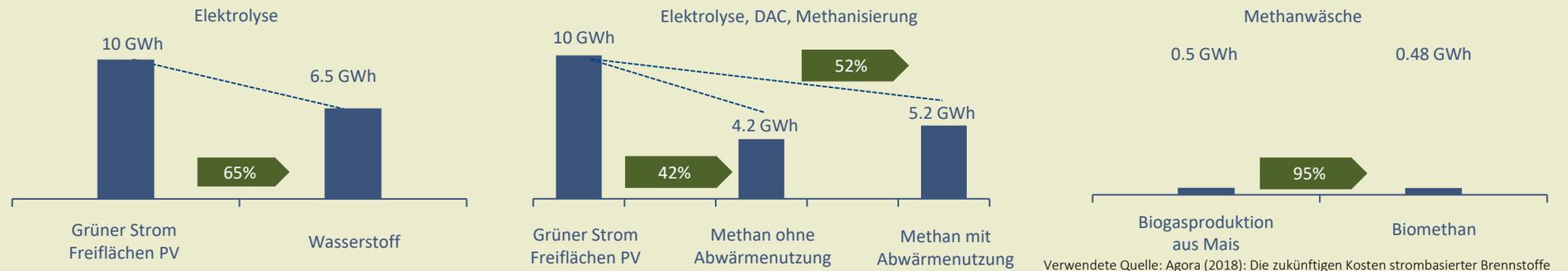
Downstream:  
Typische Anwendungen

- Vielseitiger Einsatz von H<sub>2</sub> als Energieträger insbesondere für Industrieanwendungen oder Schwerlastmobilität

- Einsatz vor allem in Anwendungen mit Anforderungen an hohe Energiedichte (z. B. Weiterverarbeitung zu Kraftstoffen für den Schiffs- oder Flugverkehr)

- Erdgassubstitution oder Ergänzung möglich, um früh Emissionen zu senken
- Dezentrale Anwendung möglich bei fehlendem Gasnetzanschluss z. B. in WKK-Wärmeversorgung

Effizienz:  
Energiebereitstellung  
10 Hektar Fläche  
(Annahmen zur Berechnung auf  
Folgefolie)



Für synthetisches Methan und Biogas kann die bestehende Erdgasinfrastruktur weitergenutzt werden. Bei der Effizienz der Energiebereitstellung ist H<sub>2</sub> im Vorteil: Die Energieausbeute pro verfügbare Fläche ist grösser.



# Methanisierung von H<sub>2</sub> – Kostenbewertung

In dieser Kostenbewertung der Methanisierung von H<sub>2</sub> werden zusätzlich zu den Kostenannahmen der Wasserstoffherzeugung (vgl. HySuiX) die Kosten und die Effizienz der Methanisierungsanlage sowie der CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft (direct air capture, DAC) berücksichtigt.

Im Rahmen der CO<sub>2</sub>-Abscheidung kann die Abwärme der Methanisierungsanlage energetisch genutzt werden, um den Energiebedarf zu reduzieren. Daher wurden beide Möglichkeiten (mit und ohne Abwärmenutzung) in dieser Analyse berücksichtigt.

Die Vollkosten der Wasserstoffherzeugung werden auf Basis der bereits für den HySuiX vorgestellten Annahmen und Parameter berechnet.

## Kostenannahmen für die Technologien

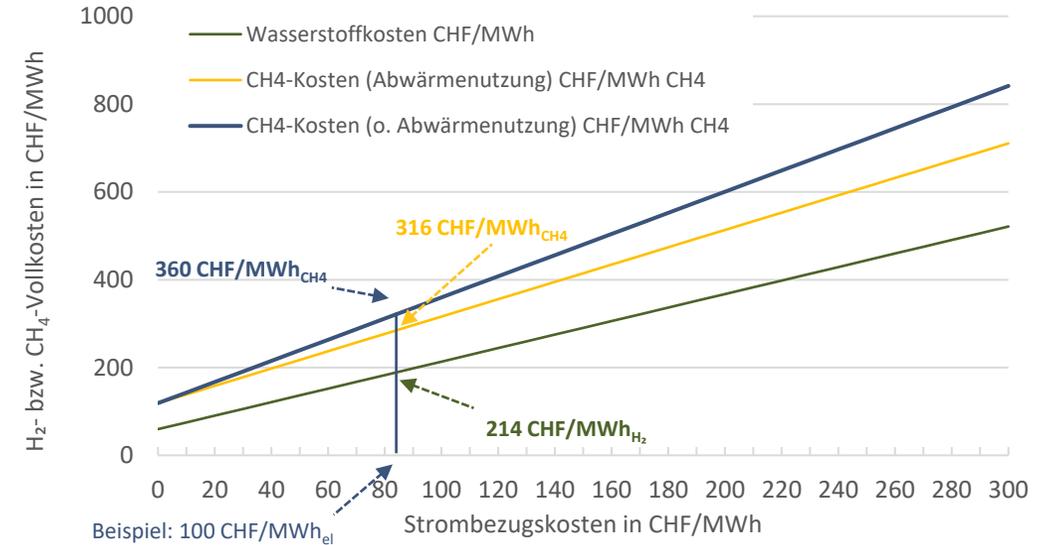
Kostenannahmen	Einheit	Elektrolyse	Methanisierung	CO <sub>2</sub> -Abscheidung (DAC)
Spezifische Investitionskosten	CHF/kW*	1'200	750	1'800
Abschreibungszeitraum	Jahre	15	20	20
WACC	%	8	8	8
Betrieb und Instandhaltung	% von Invest	2.2	3	4
Volllaststunden	h/Jahr	4'380	8'000	8'000
Effizienz	%	65	80	-
Strombedarf	kWh/kWh**	51.3	-	0.05
Wärmebedarf	kWh/kWh <sub>CH4</sub>	-	-	2.2

\* Elektrolyse: CHF/kW<sub>e</sub>; Methanisierung und DAC: CHF/kW<sub>CH<sub>4</sub></sub>

\*\* Elektrolyse: kWh<sub>el</sub>/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>; DAC: kWh<sub>el</sub>/kWh<sub>CH<sub>4</sub></sub>

Verwendete Quelle: Agora (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter Brennstoffe

## H<sub>2</sub>- bzw. CH<sub>4</sub>-Kosten in Abhängigkeit der Strombezugskosten



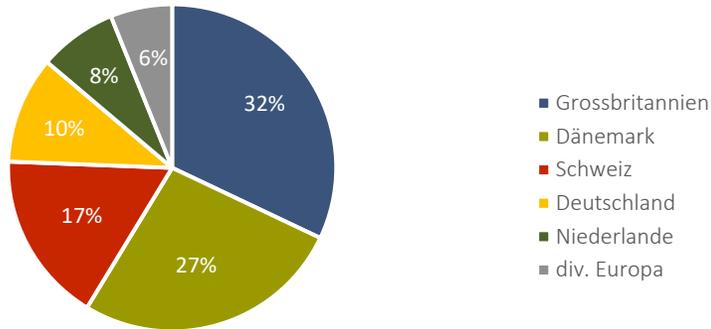
Der Vergleich zwischen Strom-, H<sub>2</sub>- und Methan-Erzeugungskosten zeigt, dass neben den zusätzlichen Kapital- und Betriebskosten für die Methanisierungs- und DAC-Anlage insbesondere der energetische Wirkungsgrad der Methanisierung und der CO<sub>2</sub>-Abscheidung die Kosten für synthetisches Methan beeinflussen. Beispielhaft wurden Strombezugskosten von 100 CHF/MWh angenommen. Bezogen auf eine Energieeinheit kostet grüner H<sub>2</sub> mehr als doppelt so viel. Methanisiert man unter Nutzung der Abwärme, steigt die Kostenerhöhung gegenüber Strom weiter und liegt beim Faktor 3, ohne Nutzung der Abwärme beim Faktor 3.6.

Zur Umwandlung von H<sub>2</sub> in synthetisches Methan wird mit hohem Energieaufwand CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft gewonnen. Durch den zusätzlichen Umwandschritt und die Energiekosten ist die Erzeugung von synthetischem Methan im Vergleich zur Erzeugung von grünem H<sub>2</sub> kostenintensiver.

# Ausgangslage Biomethan in der Schweiz

Von den im Jahr 2022 in der Schweiz verbrauchten 33 TWh Gas waren 8 % Biomethan. Davon wurden 470 GWh, also 1.4 % des Gesamtverbrauchs, in der Schweiz produziert. Der übrige Anteil Biomethan wurde durch den Kauf ausländischer Herkunftsnachweise (HKN) «virtuell» importiert. Die importierten 2'300 GWh Biomethan sind im Gegensatz zu inländisch produziertem Methan nicht von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreit. Die Biomethananteile nach Herkunftsland, unterteilt nach inländischer Biomethanproduktion und den importierten HKN-Zertifikaten, setzen sich 2022 wie folgt zusammen:

## Biomethananteile nach Herkunftsland



VSG 2023: Statistik 2023

## Inlandproduktion

Aus Biogas wird einerseits Strom und Wärme in Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) produziert, wofür ein gesetzlicher Förderrahmen besteht, andererseits wird es zu Biomethan aufbereitet und eingespeist. Letzteres wird aktuell nur über den Biogasfonds des VSG gefördert. Wie aus der Tabelle rechts ersichtlich, werden 470 GWh Biomethan ins Netz eingespeisen und geschätzte 940 GWh Biogas verstromt. Insgesamt besteht noch ein grosses Steigerungspotential für Biomethan.

Es gibt noch ein beträchtliches Produktionspotential für Biogas in der Schweiz. Bisher wurde nur die Strom- und Wärmeproduktion aus Biogas durch den Bund gefördert und somit die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan für die Netzeinspeisung benachteiligt.



Schweiz	Biogas (55-65% Methan)	Biomethan (Min. 96% Methan)
Verwendung	Strom und Wärmeproduktion in WKK-Anlagen	Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins Gasnetz
Förderung aktuell	Gesetzlicher Förderrahmen mit Investitions- und Betriebskostenbeiträgen auf Bundesebene	Gefördert durch VSG-Biogasfonds. Kein gesetzlicher Förderrahmen
Produktion	940 GWh 2022*	470 GWh 2022
Produktionspotential	Nachhaltiges Potential des Biogasertrages aus nicht verholzter Biomasse beträgt 4 - 6 TWh (E-CUBE 2018, WSL 2017, PSI 2017)**. Das mit Abstand grösste zusätzliche Potenzial liegt im Hofdünger.	

\*Dies entspricht der Strom- und Wärmeproduktion bei einem Wirkungsgrad von 80% aus folgenden Anlagen: Biogasanlagen Landwirtschaft, Gewerbe/Industrie Industrieabwässer; Deponiegasanlagen, Klärgasanlagen (Quelle: [Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2022](#))

\*\*Verwendete Quellen:

- E-CUBE. 2018. Erneuerbares Gas. Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das Schweizer Netz bis 2030. Studie im Auftrag der EnFK.
- PSI. 2017. „Potentials, Costs and Environmental Assessment of Electricity Generation Technologies“.
- WSL. 2017. Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET.

# Änderungen im Bereich Biomethan ab 2025

In der Schweiz wird aktuell und unter dem revidierten CO<sub>2</sub>-Gesetz auf Brennstoffen eine CO<sub>2</sub>-Abgabe von 120 CHF/t CO<sub>2</sub> erhoben. Im Inland produziertes und eingespeistes Biomethan ist von dieser Abgabe befreit, sofern die Mengen der Clearingstelle für erneuerbare Gase des VSG gemeldet werden. Aus dem Ausland importierte Biomethan-HKN werden in dieser Clearingstelle erfasst, die den Verbräuchen zugeteilten MWh-Mengen sind jedoch nicht von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreit.

Gesetzlich gefördert durch Investitions- und Betriebskostenbeiträge werden in der Schweiz aktuell nur Biogasanlagen, welche durch eine WKK-Anlage Strom und Wärme produzieren. Einzig der Biogasfonds des VSG fördert derzeit die Netzeinspeisung von Biomethan.

Falls kein Referendum gegen das [revidierte CO<sub>2</sub>-Gesetz](#) ergriffen wird und die Gesetzesänderungen im Rahmen des Mantelerlasses in der Volksabstimmung vom 9. Juni 2024 angenommen werden, treten 2025 im Bereich Biomethan folgende gesetzlichen Änderungen in Kraft:

## Gesetzlicher Förderrahmen für Biomethan-Anlagen (Art. 34a Abs 1d rev. CO<sub>2</sub>-Gesetz)

Biogasanlagen zur Einspeisung von Biomethan werden gefördert mit voraussichtlich 5-7 Mio. CHF/Jahr zwischen 2025 und 2030 aus den Mitteln der CO<sub>2</sub>-Abgabe.

Auch mit den gesetzlichen Förderbeiträgen wird der Biogasfonds des VSG weiterhin aktiv bleiben. Denkbar wäre, dass der Bund Investitionsbeiträge und der VSG-Biogasfonds Betriebskostenbeiträge entrichtet. Die Verordnungsentwürfe des Bundes liegen jedoch noch nicht vor.

## CO<sub>2</sub>-Neutralität von virtuell importiertem erneuerbarem Methan (Art. 15 Abs. 3 rev. CO<sub>2</sub>-Gesetz).

Der Bundesrat kann importiertes Methan als CO<sub>2</sub> neutral anerkennen, wenn dafür erneuerbares Gas ins europäische Gasnetz eingespeist wird und die dadurch vermiedenen Treibhausgase ausschliesslich in der Schweiz angerechnet werden. Dies bedingt, dass mit den HKN für erneuerbare Gase auch die CO<sub>2</sub>-Verminderungen transferiert werden, wofür zwischenstaatliche Verträge erforderlich sind, welche aktuell aber noch nicht vorliegen. Folgende Möglichkeiten bestehen bei einer Anerkennung als CO<sub>2</sub>-neutraler Energieträger: Importierte erneuerbare Gase können im Rahmen des Emissionshandelssystems oder einer Verminderungsverpflichtung angerechnet werden.

## Erleichterte Bewilligungsverfahren für Biogasanlagen (RPG, Mantelerlass)

Erleichterungen für Anlagen ausserhalb der Bauzone im Raumplanungsgesetz (RPG): Landwirtschaftliche Biogasanlagen sind zonenkonform und nicht planungspflichtig, wenn die verarbeitete Biomasse lokalen Bezug hat und die Substratmenge maximal 45'000 t/Jahr beträgt (Art. 16a Abs. 1 bis rev. RPG, Mantelerlass)

Gewerbliche Biogasanlagen sollen neu auch ausserhalb der Bauzone zugelassen werden können (Art. 24ter rev. RPG, Mantelerlass)

## HKN-Register bei Pronovo (EnV und VHBT)

Ein branchenunabhängiges HKN-Register dokumentiert ab 2025 HKN von flüssigen und gasförmigen Brenn- und Treibstoffen. Die Einführung dieses Registers ist unabhängig von der Volksabstimmung zum Mantelerlass.

Die [Vernehmlassung](#) der Änderungen der Energieverordnung (EnV) und der Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis für Brenn- und Treibstoffe (VHBT) im Rahmen des Mantelerlasses läuft noch bis 28. Mai 2024. Die Verordnungen sehen unter anderem folgende Punkte vor:

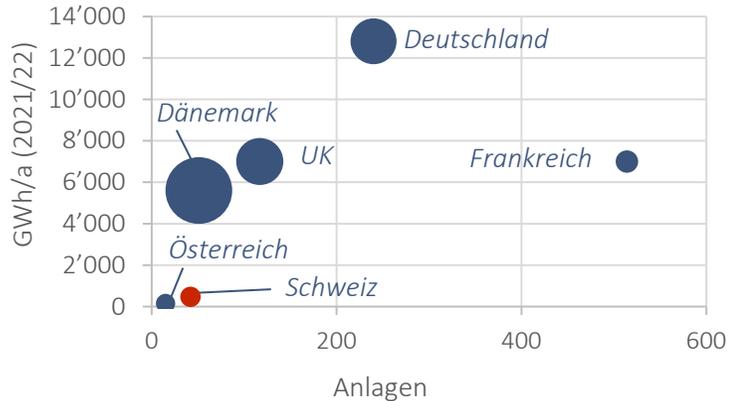
- Monatliche Entwertung der HKN unter Angabe des eidgenössischen Gebäudeidentifikators (EGID) sowie der Endverbrauchergruppe.
- HKN sind grundsätzlich 12 Monate gültig und entwertete HKN können weitere 6 Monate als Nachweis eingesetzt werden. Die Übergangsbestimmungen für Zertifikate, die aus der Clearingstelle ins Register übertragen werden, sehen vor, dass inländische HKN 60 Monate gültig sind und ausländische HKN lediglich 12 Monate.

Ab 2025 wird Biomethan gesetzlich besser gestellt, indem die Einspeisung von Biomethan gefördert wird. Zudem kann importiertes Biomethan bei Unternehmen als CO<sub>2</sub> neutral behandelt werden, wozu es nun aber die erforderlichen zwischenstaatlichen Abkommen braucht. Beides gilt, sofern nicht das Referendum gegen das CO<sub>2</sub>-Gesetz ergriffen wird.



# Biomethan im europäischen Vergleich

Eingespeistes Biomethan in Abhängigkeit der Anlagenanzahl



● = 120 GWh/Anlage

Biomethanproduktion relativ zum Gesamtgasverbrauch 2021

Deutschland	1 %	Abgesehen von der Schweiz deckt Dänemark als einziges der betrachteten Länder einen relevanten Anteil des Gesamtgasverbrauchs durch Biomethan. Die anderen europäischen Länder decken nur ca. 1% durch Biomethan.
Frankreich	1 %	
Dänemark	19 %	* Stand 2022, zuzüglich weiterer 6.6 % Importe
UK	1 %	
Österreich	0 %	
Schweiz	1.4% *	

Verwendete Quellen: SER - Panorama des gaz renouvelables, EBA - Statistical Report 2022, REGATRACE - Mapping the state of play of renewable gases in Europe, VSG: Statistik 2023

Deutschland

2006 wurde die erste deutsche Biomethanproduktionsanlage in Betrieb genommen. Seitdem wurden Anreizsysteme wie der Technologiebonus, der Gasaufbereitungs-Bonus und Steuerermässigungen etabliert. Insgesamt wird in Deutschland absolut am meisten Biomethan eingespeist im europäischen Vergleich. Zusätzlich wird eine Einspeisevergütung im Fall der Verstromung gezahlt.

Frankreich

Konkrete Produktionsziele, Subventionen und eine Befreiung für Projekte von lokalen Steuern haben zu einem starken Zuwachs von Biomethananlagen geführt. 2020 befanden sich über 1000 Projekte in der Pipeline, sodass Frankreich eine führende Rolle im europäischen Biomethansektor einnehmen wird. Aktuell verfügt Frankreich bereits über die grösste Anzahl einspeisender Biomethananlagen, jedoch mit durchschnittlich niedriger Kapazität.

Dänemark

Investitionszuschüsse, zu Beginn zu 40% der Investitionskosten, waren ein wichtiger Faktor zur Realisierung von Biomethanprojekten. Der dänische Rechtsrahmen trug dazu bei, dass es zu einer Verlagerung von Biogasanlagen zu Biomethananlagen kam. Dadurch wird ca. ein Fünftel des nationalen dänischen Gesamtgasverbrauchs durch Biomethan gedeckt.

UK

Die aktuelle Anzahl von Biomethananlagen wurde durch mehrere Faktoren begünstigt, zu denen unter anderem die Einspeisevergütung und ein Quotensystem im Verkehr gehören. Beim letzteren Punkt müssen verpflichtete Anbieter nachweisen, dass ein bestimmter Prozentsatz der von ihnen gelieferten Kraftstoffe erneuerbar ist. Insgesamt ist die politische Unterstützung für Biomethan weiterhin hoch.

Österreich

Eine fehlende Förderung für die Einspeisung von erneuerbarem Gas sowie nicht vorhandene nationale Anreize für die Biomethanproduktion (Stand Q1 2020) sind Grund für die geringe Anzahl von Einspeiseanlagen. Auch daher erfolgt ein Biomethan-Export nach Deutschland. Dies ist zudem eine mögliche Zukunftsperspektive für aktuell stromproduzierenden Biogasanlagen mit auslaufender Förderung.

Die hier untersuchten Länder haben unterschiedliche Subventionsmechanismen eingeführt, wobei die Einspeisevergütung der häufigste ist. Quoten und Investitionsunterstützung sind weniger verbreitet, haben jedoch auch zum Hochlauf der Biomethaneinspeisung beigetragen. Im Status quo hat Biomethan in den meisten Ländern jedoch einen untergeordneten Anteil am Gesamtgasverbrauch.

# H<sub>2</sub>-Auslegeordnung des Bundesrats vom 15. November 2023

Die Auslegeordnung «Wasserstoff. Auslegeordnung und Handlungsoptionen für die Schweiz» dient der Beantwortung des Postulats 20.4709 von Nationalrat Martin Candinas (Die Mitte). Auf 32 Seiten skizziert das Dokument ausgehend vom Status quo bis nach 2035 einen Entwicklungspfad zur Etablierung einer Schweizerischen H<sub>2</sub>-Wirtschaft auf allen drei Wertschöpfungsstufen. Quellen der Auslegeordnung sind die Energieperspektiven 2050+ des BFE, inklusive Sensitivitätsanalysen 2023, eine Umfrage in der Industrie und die Energiezukunft 2050 des VSE.

## Leitlinien und Erwartungen auf den Wertschöpfungsstufen

### Downstream (Nachfrage/Bedarf)

- Prioritäre Nutzung in Raffinerien, in der Stahlproduktion, im internationalen Schiffs- und Langstreckenflugverkehr, im Schwerlastverkehr, als Saisonspeicher und zur Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme.
- Ausnahmen sind vorgesehen zum Heizen in Industrieclustern und «dicht gebauten Altstädten».
- H<sub>2</sub> in Form von Derivaten (PtX) ist je nach Anwendungsfall (v. a. als Speicher oder Treibstoff) mitgedacht.
- Rückverstromung ist nicht geplant.
- Genaue Mengen sind unsicher, für 2050 15-33 TWh zu Preisen zwischen 9 und 29 Rp./kWh.

### Midstream (Transport/Speicherung)

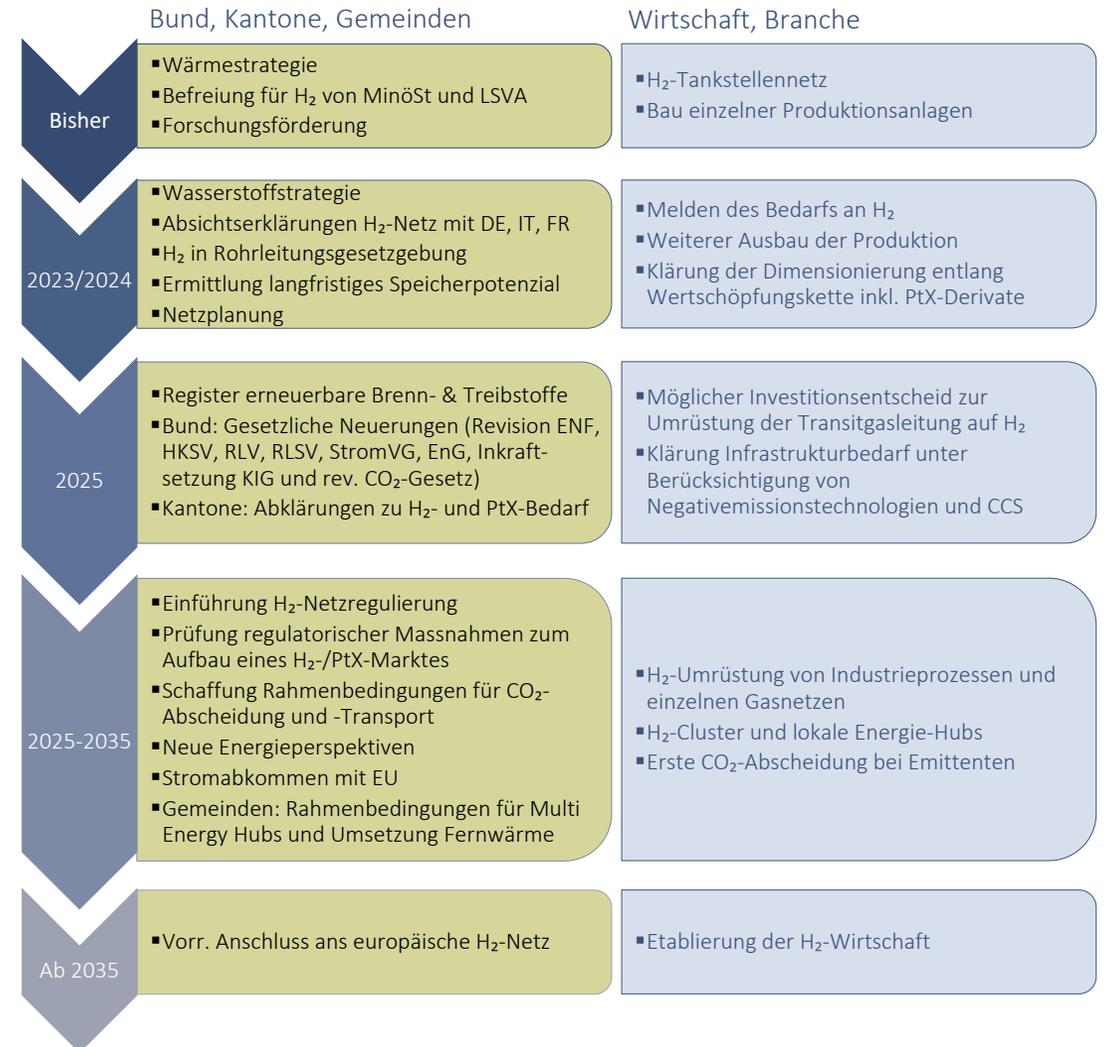
- Weiterhin Trailertransporte.
- Der Aufbau einer Transitgasleitung für den H<sub>2</sub>-Transport sowie die Integration ins europäische H<sub>2</sub>-Netzwerk wird geprüft.
- Regulierung künftiger H<sub>2</sub>-Netze wird Wasserstoffstrategie behandeln.
- Prüfung von Gasspeichern in der Schweiz, saisonaler Speicher eher über Umwandlung in Synfuels, da dann platzsparender.

### Upstream (Import/Produktion)

- Ausbau inländischer H<sub>2</sub>-Produktion, vor allem vor Ort an Laufwasserkraftwerken (ohne NNE) oder Clustern (mit NNE).
- Produktion von H<sub>2</sub>-Derivaten abhängig von CO<sub>2</sub>-Angebot.
- Ab 2035 vermehrt Importe, auch um gestiegenen Bedarf zu decken.
- Förderung zumindest am Anfang vorgesehen (z. B. Mineralölsteuerbefreiung, Bürgschaften, Rückerstattung von Netznutzungsentgelten).

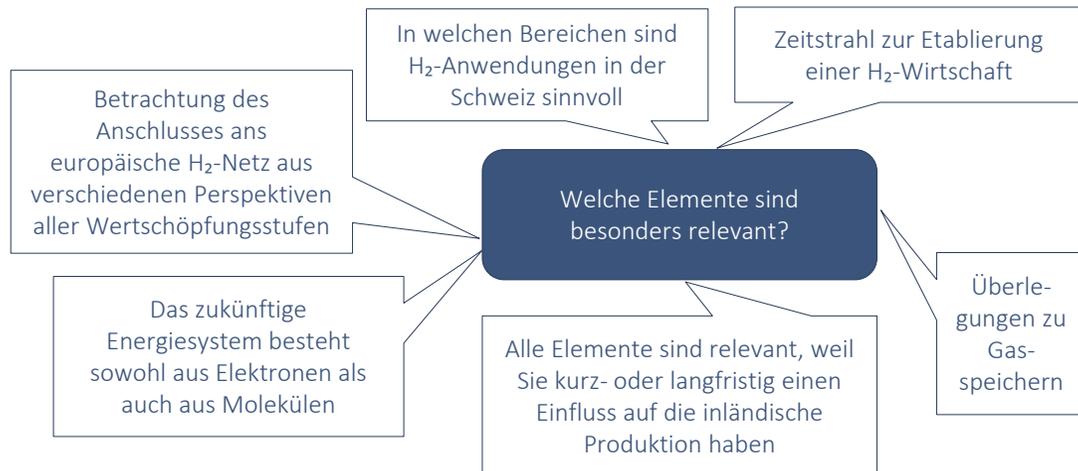
H<sub>2</sub> und seine Derivate werden gemäss Auslegeordnung des Bundesrats vor allem dort zum Einsatz kommen, «wo Elektrizität nicht oder weniger gut direkt eingesetzt werden kann». Grösste Herausforderungen sind die Umwandlungsverluste und die Verfügbarkeit von Speichern.

## Zeitstrahl zur Etablierung einer H<sub>2</sub>-Wirtschaft gem. Auslegeordnung (Auswahl)



# Einschätzungen zur H<sub>2</sub>-Auslegeordnung und Erwartungen an die H<sub>2</sub>-Strategie aus der Branche

Wir haben Marktakteure auf allen Wertschöpfungsstufen zu ihren Einschätzungen zur H<sub>2</sub>-Auslegeordnung des Bundesrates befragt und welche Fragen in der kommenden H<sub>2</sub>-Strategie beantwortet werden müssen. Hier finden Sie die Antworten.



Realistische H<sub>2</sub>-Strategie mit konkreten Zielen v. a. durch Spezifizierung von:

- Gewährleistung von Investitionssicherheit
- Sicherstellung des H<sub>2</sub>-Imports (Investitionsentscheidung Transitgas deutlich vor 2030 fällig)
- Beschleunigung und Vereinfachung der Bewilligungsverfahren
- Rolle der H<sub>2</sub>-Wirtschaft bei der Erreichung des Netto-Null-Ziels, Versorgung der Schweiz mit Energie und bei der Integration der erneuerbaren Erzeugung ins Stromnetz.

Sowohl H<sub>2</sub>-Produzenten als auch Downstream-Unternehmen wie Hydrosperider erhoffen sich zudem mehr Klarheit in welchen Sektoren grüner H<sub>2</sub> zukünftig sinnvoll eingesetzt werden soll, ohne dabei künftige Anwendungen auszuschließen. Produzenten weisen darauf hin, dass auch auf der H<sub>2</sub>-Produktions- Speicher- und Transportseite Technologieoffenheit erforderlich sei (z.B. Metallhydridspeicher, Pyrolyse).

**Welche Fragen müssten in der kommenden H<sub>2</sub>-Strategie des Bundes beantwortet werden?**

Skizzierung der Massnahmen und Mechanismen zur Zielerreichung. Dazu zählen:

- Regulatorische Rahmenbedingungen, die aber genug Flexibilität bieten
- Importstrategie, die auch Energieengpässe berücksichtigt
- Speicherstrategie (technisch und geologisch, im In- und Ausland)
- Positionierung der Schweiz im europäischen H<sub>2</sub>-Markt mit Netzintegration über zwischenstaatliche Abkommen
- Konzept zur (Vor-)Finanzierung der H<sub>2</sub>-Netzinfrastruktur

Grundsätzlich nimmt die Branche die H<sub>2</sub>-Auslegeordnung positiv auf. Die Marktakteure erhoffen sich aber Konkretisierungen durch die H<sub>2</sub>-Strategie. Die Erwartungen an den Bund sind hoch. Ob er sie bei der geplanten Veröffentlichung im Herbst dieses Jahres erfüllen kann, ist noch offen.

# Glossar

## Elektrolyse

Die Elektrolyse ist ein chemischer Prozess, bei dem durch elektrischen Strom (Elektronenfluss) die Aufspaltung einer chemischen Verbindung – zum Beispiel von Wasser in  $H_2$  und Sauerstoff – stattfindet. Der Strom wird über zwei Elektroden (Anode und Kathode) in eine leitfähige Flüssigkeit (Elektrolyt) geführt. Die Reaktionsprodukte entstehen abhängig von den im Elektrolyten enthaltenen Stoffen an den Elektroden.

## Biogas

Biogas ist eine erneuerbare Energiequelle, die durch die anaerobe Zersetzung von organischen Stoffen wie landwirtschaftlichen Abfällen, Abwässern oder Deponiegas entsteht. Es besteht in erster Linie aus Methan und Kohlendioxid und kann zur als nachhaltige Alternative zur Stromerzeugung, zum Heizen und als Kraftstoff für Fahrzeuge genutzt werden.

## Biomethan

Biomethan wird aus Biogas durch ein Reinigungsverfahren hergestellt, bei dem Verunreinigungen entfernt werden, um den spezifischen Methangehalt zu erhöhen, so dass es sich für die Verwendung als hochwertiger Kraftstoff eignet. Es ist chemisch identisch mit fossilem Erdgas, bietet aber aufgrund des biogenen Kohlenstoffs Umweltvorteile.

## Synthetisches Methan

Synthetisches Methan ( $CH_4$ ) wird durch einen Prozess namens Methanisierung hergestellt, bei dem  $H_2$  mit Kohlendioxid kombiniert wird. Diese nachhaltige Methode nutzt erneuerbare Energiequellen zur Herstellung von Methan und bietet eine potenzielle Lösung für die kohlenstoffneutrale Energiespeicherung und -verteilung.

## Direkte Luftabscheidung von $CO_2$ (direct air capture, DAC)

Die direkte Luftabscheidung ist eine Technologie, bei der Kohlendioxid direkt aus der Atmosphäre entfernt wird. Dabei werden spezielle chemische Verfahren oder Materialien eingesetzt, um  $CO_2$ -Moleküle abzuscheiden. Dies ist eine mögliche, aber energieintensive Lösung zur Verringerung der Treibhausgasemissionen und zur Bereitstellung von  $CO_2$  zur Methanisierung.

## Power-to-X

Bei Power-to-X (P2X) wird Strom genutzt, um Energie in eine für bestimmte Anwendungen nützlichere Form umzuwandeln – zum Beispiel um Gase (Power-to-Gas), Wärme (Power-to-Heat) oder flüssige Energieträger (Power-to-Liquid) herzustellen.

## Dampfreformierung

Die Dampfreformierung ist ein industrielles Verfahren zur Produktion von  $H_2$ , bei dem ein kohlenstoffhaltiger Brennstoff – meist Erdgas – mit Wasserdampf reagiert. Aktuell entstehen noch rund 96 % des weltweit hergestellten  $H_2$  auf diese Weise.

## Grauer $H_2$

Aus fossilen Brennstoffen (vornehmlich Erdgas) gewonnener  $H_2$ . In der Regel wird bei der Herstellung Erdgas unter Hitze in  $H_2$  und  $CO_2$  umgewandelt (Dampfreformierung).

## Blauer $H_2$

Blauer  $H_2$  ist grauer  $H_2$ , bei dessen Erzeugung ein Grossteil des anfallenden  $CO_2$  abgeschieden und gespeichert wird (engl. Carbon Capture and Storage, CCS).

## Grüner $H_2$

Grüner  $H_2$  wird durch Wasser-Elektrolyse mittels erneuerbaren Stroms hergestellt. Unabhängig von der gewählten Elektrolysetechnologie erfolgt die Produktion von  $H_2$   $CO_2$ -arm, da der eingesetzte Strom zu 100 % aus Erneuerbaren Quellen stammt. Das Verfahren wird auch als Power-to-Gas bezeichnet und ist eine der P2X-Technologien.

## Heizwert

Der Heizwert  $H_i$  (inferior; früher unterer Heizwert  $H_{i0}$ ) ist die bei einer Verbrennung maximal nutzbare thermische Energie, bei der es nicht zu einer Kondensation des im Abgas enthaltenen Wasserdampfes kommt, bezogen auf die Menge des eingesetzten Brennstoffs. Der Heizwert von  $H_2$  liegt bei etwa 33.3 kWh/kg bzw. 120 MJ/kg.

# 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