

Herausgegeben von



Barometer erneuerbare Gase

Unabhängige Bewertung der Entwicklungen
zu erneuerbaren Gasen in der Schweiz

Ausgabe 6
Oktober 2024

Vorwort



«Sämtliche Gaszuflüsse und Lagerkapazitäten der Schweiz liegen auf EU-Gebiet. Eine enge Kooperation mit der EU in der Gaslogistik ist unumgänglich. Dies gilt auch für Wasserstoff als wichtigen zukünftigen Energieträger und Rohstoff.»

IHK St. Gallen Appenzell, IHK Schriftenreihe Nr. 40, November 2023

«Die Schweizer Gasindustrie will eine möglichst technologieoffene Förderung von einspeisenden Biogasanlagen. Der Bund dagegen denkt im erläuternden Bericht zur kürzlich in Vernehmlassung gegebenen CO₂-Verordnung laut über gewisse Anwendungsbeschränkungen für gefördertes Biogas nach.»

energate, 28. Juni 2024

Die erneuerbaren Gase sind auf der politischen Agenda angekommen. Das ist erfreulich, denn neben erneuerbaren Elektronen wird es erneuerbare Moleküle für die Transformation brauchen. Die lang erwartete Wasserstoff-Strategie soll im vierten Quartal durch den Bundesrat verabschiedet werden. Die Signale stehen auf grün, dass Bern die Wichtigkeit des Anschlusses an das European Hydrogen Backbone erkannt hat. Die Option Wasserstoff gilt es offenzuhalten, auch angesichts der Bemühungen in Europa, den Markthochlauf zu forcieren und der strategischen Lage der Schweiz. Die Schweizer Gasindustrie nimmt die Herausforderung an, um hier Lösungen zu erarbeiten. Klar ist schon heute, dass sie die Investitionsrisiken nicht alleine tragen kann. Dazu braucht es die Unterstützung durch den Bund.

Der politische Wille, die erneuerbaren Gase wie Biomethan zu fördern, ist im neuen CO₂-Gesetz erstmals umgesetzt. Die inländische Produktion von erneuerbarem Gas soll unterstützt und importiertes Gas unter bestimmten Bedingungen anerkannt werden. Die Verordnungsentwürfe, die noch bis am 17. Oktober in der Vernehmlassung sind, weisen aber erheblichen Korrekturbedarf auf, damit der Wille des Gesetzgebers umgesetzt wird und die Bestimmungen Wirkung entfalten. Der VSG wird sich dafür mit aller Kraft einsetzen.

Wir wünschen Ihnen spannende neue Erkenntnisse bei der Lektüre des vorliegenden Barometers. Die siebte Ausgabe planen wir im Frühjahr 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

Acht Kernaussagen aus dem Barometer erneuerbare Gase

1. Die höhere Effizienz von H₂-Fahrzeugen im Vergleich zu Dieselfahrzeugen begünstigt die Wettbewerbsfähigkeit von grünem H₂ im Mobilitätssektor. Bei Dieselpreisen von knapp 2 CHF/l ist H₂ bis zu einem Endkundenpreis von 10.70 CHF/kg konkurrenzfähig.
2. Die betrieboptimalen Vollkosten von H₂ sinken bis 2045. Niedrigere Strompreise sorgen 2045 für mehr Flexibilität bei der kostenoptimalen Produktion von grünem H₂. Die Wettbewerbsfähigkeit von grünem H₂ in der Schweiz hängt stark davon ab, ob Netznutzungsentgelte für die Produktion zu entrichten sind.
3. Zukünftig werden Importe von H₂ für Europa wichtiger. Aktuell sind diese Importe jedoch weder verfügbar noch marktfähig. Um zeitnah signifikante Importmengen zu realisieren, werden in Europa staatliche Subventionsmechanismen etabliert. In der Schweiz gibt es auf Bundesebene diesbezüglich bisher keine politisch gestützten Initiativen.
4. Im Vorfeld der nationalen H₂-Strategie laufen in den Grenzkantonen Basel und St. Gallen regionale Aktivitäten zum Aufbau einer H₂-Wirtschaft. Klare Stossrichtung ist, alle Wertschöpfungsstufen aktiv einzubeziehen, auch die Nachfrageseite. Eine schweizweite Vernetzung wird angestrebt und auch ein enger Austausch mit dem benachbarten Ausland.
5. Schweizerische Biogasanlagen sind im Vergleich mit europäischen Anlagen klein. Wichtigster Kostenblock sind die Kosten des laufenden Betriebs. Das grösste brachliegende inländische Potenzial für Biogas liegt in der Hofdüngernutzung.
6. Dänemark, woher die Schweiz grosse Mengen an Biomethanzertifikaten importiert, ist ein Biomethan-Leader durch hohe Biogaspotentiale, vorausschauende Politik, und im Vergleich mit der Schweiz grossen Produktionsanlagen. In der Strategie für grüne Gase positioniert sich Dänemark als Exporteur von unsubventioniertem Biomethan und H₂.
7. Die in der CO₂-Verordnung vorgesehene Förderung betrifft aktuell nur Biomethananlagen und nicht allgemein erneuerbare Gase. Sie wird kaum Wirkung entfalten, da die Kostenreduktionen im niedrigen einstelligen Prozentbereich liegen. Der Förderfonds des VSG wird als ergänzendes Programm aufrechterhalten.
8. Europäische Länder mit starkem Wachstum bei der Biomethanproduktion haben auf Einspeisevergütungen gesetzt. Im Vergleich zu den geplanten Investitionsbeiträgen in der Schweiz ab 2025 fallen diese deutlich höher aus.

Einschätzung der Stimmung im Bereich der erneuerbaren Gase in der Schweiz



Trotz leicht sinkender Erzeugungskosten für grünes H₂ ist die Stimmung in der Schweiz weiterhin bis negativ. Regionale Aktivitäten in Grenzkantonen zeigen, dass diese Akteure den Hochlauf der H₂-Wirtschaft weiter vorantreiben. Im Bereich Biomethan besteht auf Kundenseite eine vermehrte Nachfrage, wodurch auch Projekte auf der Produktionsseite in der Schweiz vorwärtskommen. Dahinter stehen bis jetzt private Initiativen und Förderung aus der Gasbranche. Von den in der Vernehmlassungsversion der CO₂-Verordnung genannten Massnahmen ist kein Schub zu erwarten.

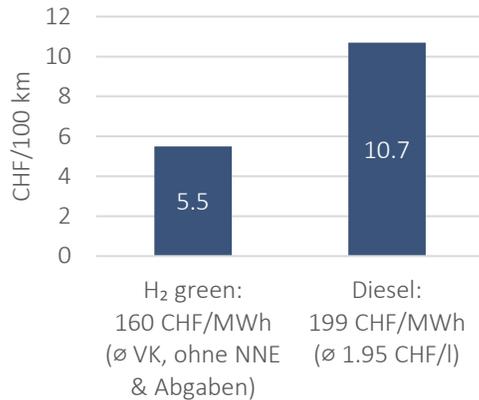
Grenzkostenindex HySuiX und betriebsoptimale Vollkosten der H₂-Erzeugung

Der HySuiX, vom VSG herausgegeben, ist der erste Grenzkostenindex für H₂ in der Schweiz und umfasst drei Technologien: HySuiX Green für H₂ aus Elektrolyse mit grünem Strom (mit und ohne Netznutzungsentgelten), HySuiX Blue für H₂ aus Dampfreformierung von Erdgas mit CO₂-Abscheidung und HySuiX Grey für H₂ aus Dampfreformierung mit CO₂-Zertifikaten. HySuiX Green verdeutlicht die Auswirkungen von Netzentgeltbefreiungen, während die anderen Indikatoren auf täglichen Gas- und CO₂-Preisen basieren. Die günstigsten Betriebsstunden für Elektrolyseure sind zwischen 0:00 und 6:00 Uhr sowie 11:00 und 17:00 Uhr, was 4'380 Volllaststunden pro Jahr entspricht.

Die Vollkosten der H₂-Erzeugung setzen sich aus den Betriebskosten und den Kapitalkosten zusammen, hier ohne Transport- und Speicherkosten. Sie werden als durchschnittliche Vollkosten angegeben, wie sie für Investitionsentscheidungen relevant sind. Speicher- und Transportkosten spielen bei der Bepreisung von Wasserstoff eine wesentliche Rolle.

Die durchschnittlichen Vollkosten (Ø VK) beliefen während der letzten 12 Monate für grünes H₂ auf 10.8 CHF/kg und 5.5 CHF/kg ohne NNE und Abgaben. Der durchschnittliche Endkundenpreis für Diesel lag während der letzten 12 Monate bei 1.95 CHF/l.

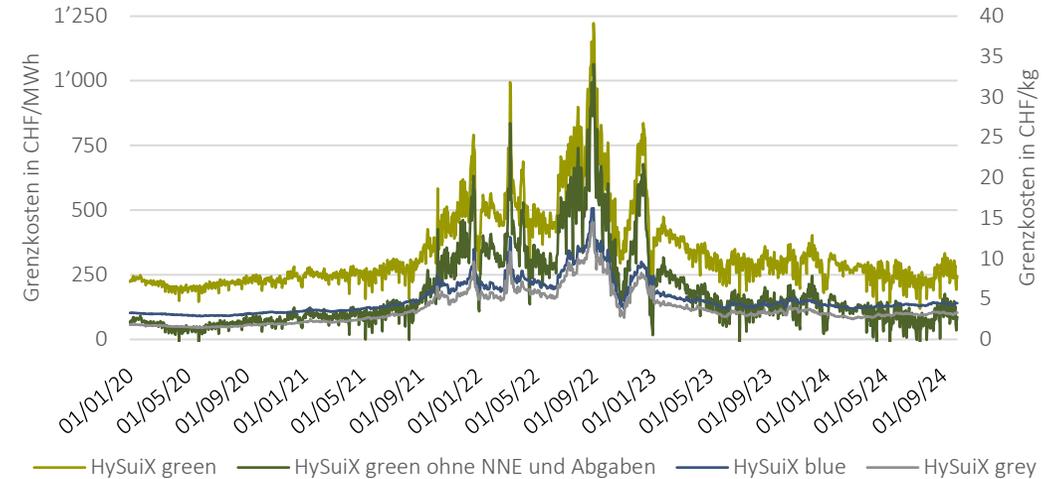
Rechnet man beim Verbrauch eines H₂-Fahrzeugs mit 1 kg/100 km (33.3 kWh/100km) und beim Dieselfahrzeug mit 5.5 l/100 km (54 kWh/100km), ist H₂ mit einem Endkundenpreis bis 322 CHF/MWh (10.7 CHF/kg) konkurrenzfähig.



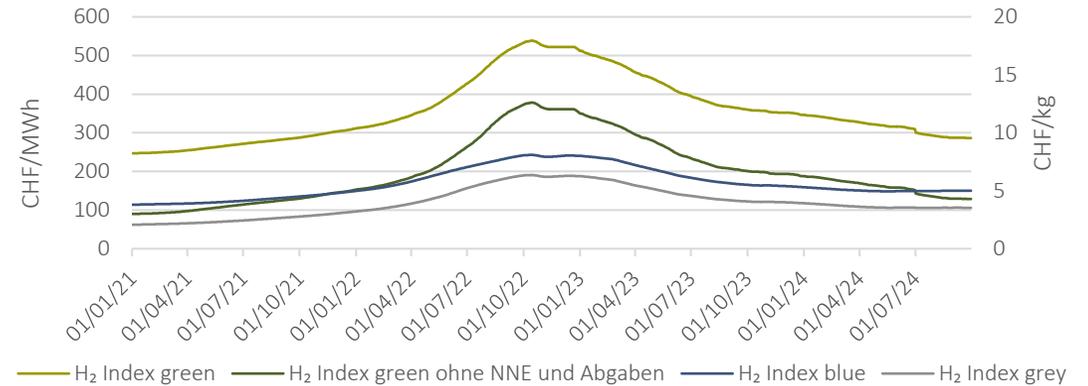
Quellen: [BFS](#) und HySuiX

Die höhere Effizienz von H₂-Fahrzeugen im Vergleich zu Dieselfahrzeugen begünstigt die Wettbewerbsfähigkeit von grünem H₂ im Mobilitätssektor. Bei Dieselpreisen von knapp 2 CHF/l ist H₂ bis zu einem Endkundenpreis von 10.70 CHF/kg konkurrenzfähig.

HySuiX Januar 2020 bis September 2024



Optimierte Vollkosten: rollierende tagesscharfe Berechnung bis September 2024

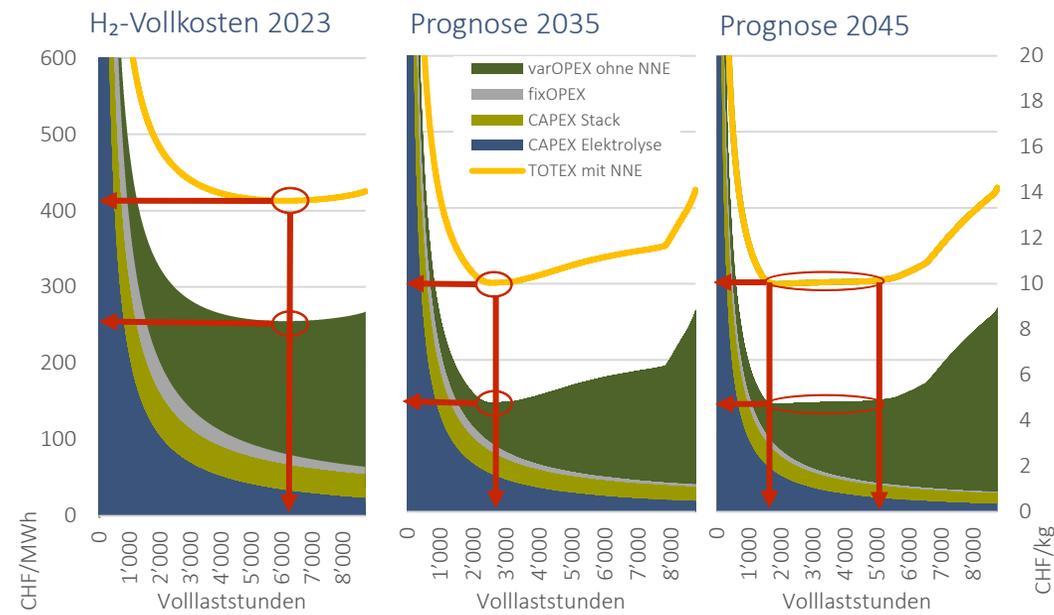


Kurz-, mittel- und langfristige H₂-Erzeugungskosten

Kostenoptimale H₂-Produktion

Zur kostenoptimalen Erzeugung von grünem H₂ sind die Betriebsstunden der Elektrolyse auf die Strombezugskosten am Markt und die jeweiligen Investitionsparameter abzustimmen. Mit zunehmenden Volllaststunden sinkt der Einfluss der Kapitalkosten und fixen Betriebskosten an den Vollkosten, jedoch steigt der Einfluss variabler Kosten. Eine stundenscharfe Parametervariation für das ganze Jahr ist unten dargestellt und bestimmt den kostenoptimalen Betriebspunkt mit minimalen Vollkosten.

Netznutzungsentgelte (NNE) für den Strombezug erhöhen die H₂-Vollkosten deutlich. Im Jahr 2045 führen sie etwa zu einer Verdoppelung von 142 CHF/MWh auf 300 CHF/MWh. Da sie proportional zum Strombezug anfallen, verschieben sie den optimalen Bereich der Volllaststunden nicht.



Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf EPEX-Spotpreisen und E-Bridge Fundamentalmodell für den EU-Strommarkt.

Optimierte H₂-Vollkosten und Betriebsstunden nehmen bis 2045 ab

Der kostenoptimale Betriebspunkt mit minimalen Vollkosten ergibt sich aus der Sortierung der stündlichen variablen Betriebskosten in Abhängigkeit der stündlichen Strommarktpreise in aufsteigender Reihenfolge. Er ist in der Abbildung links anhand der roten Linien für die Jahre 2023, 2035 und 2045 erkennbar. Mit den zu Grunde liegenden Annahmen ergibt sich für 2045 eine grössere Bandbreite für die (nahezu) optimalen Betriebsstunden zwischen rund 2'000 und 5'000 h/a. Dieser Bereich entsteht durch den bis 2045 gestiegenen Ausbau der erneuerbaren Energien (Solar- und Windenergie) und die daraus resultierenden sinkenden Strompreise.

Die berechneten optimierten H₂-Vollkosten basieren auf den Parameterannahmen des HySuiX-Grenzkostenindex für 2023, sowie Prognosen für 2035 und 2045. Diese Vollkosten umfassen die Kapitalkosten (CAPEX) der Elektrolyse und Stacks, fixe Betriebskosten (fixOPEX) sowie variable Kosten (varOPEX) bestehend aus Strombezugskosten, Netznutzungsentgelten und Kosten für Wasser. Speicher und Transportkosten sind nicht enthalten. Dabei wird eine Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt angenommen.

Quellen: Projekterfahrungen des European Hydrogen Observatory (für Investitionskosten 2023), Schweizer Day-Ahead-Strompreise (für 2023), MAON Fundamentalmodell von E-Bridge (Prognosen für 2035 und 2045)

Einordnung: Die hier ermittelten langfristigen Vollkosten für 2045 ohne NNE (142 CHF/MWh) liegen 24 CHF/MWh (20%) über den Prognosen der VSE-Szenarien zur Energiezukunft 2050 (Basis: Strompreis als Mittelwert der VSE Szenarien High/Medium/Low und 3'000 h/Jahr und bezogen auf den unteren Heizwert). Dies ist auf unterschiedliche CAPEX-Annahmen zurückzuführen (VSE-Energiezukunft: 900 EUR/kW für Elektrolyseure, hier aktuelle Projekterfahrungen in der EU: 1'970 EUR/kW).

Die betriebsoptimalen Vollkosten von H₂ sinken bis 2045. Niedrigere Strompreise sorgen 2045 für mehr Flexibilität bei der kostenoptimalen Produktion von grünem H₂. Die Wettbewerbsfähigkeit von grünem H₂ in der Schweiz hängt stark davon ab, ob Netznutzungsentgelte für die Produktion zu entrichten sind.

Europäische Initiativen für H₂ und H₂-Derivate

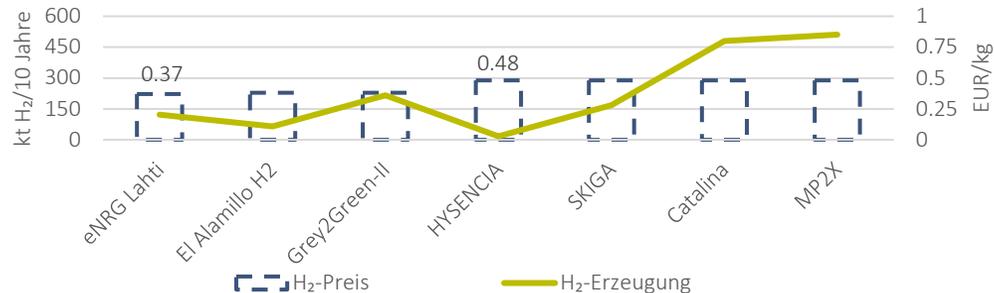
Die Produktionskosten von H₂ hängen stark von den Preisen für grünen Strom ab. Daher ist es für Europa und die Schweiz wichtig, dass langfristig H₂ aus Regionen mit niedrigen Stromkosten importiert werden kann. Um diese Importrouten zu etablieren, wurden in der EU verschiedene Fördermechanismen geschaffen.

Europäische Wasserstoffbank: Förderung von H₂-Herstellung und Handel in der EU

Die Wasserstoffbank bietet eine finanzielle Unterstützung für Produzenten von erneuerbarem H₂ in Europa. Die Produzenten erhalten einen Subventionsbeitrag, um die Preisdifferenz zwischen ihren Produktionskosten und dem Marktpreis für Wasserstoff auszugleichen, der derzeit durch die H₂-Produktion aus nicht erneuerbaren Energiequellen bestimmt wird. Die Mittel für die Auktionen stammen aus den Einnahmen des EU-Emissionshandels oder von den Mitgliedsstaaten.

Bei der ersten Auktionsrunde der Wasserstoffbank im April 2024 wurden insgesamt 132 Gebote eingereicht, 7 Projekte davon haben eine Förderzusage erhalten mit einer Fördersumme von 720 Mio. EUR. Die finanziellen Beihilfen pro Projekt bewegen sich zwischen 0.37 und 0.48 EUR/kg über eine Laufzeit von 10 Jahren und fallen damit aufgrund der gering angesetzten Strompreise niedrig aus. Damit die Projekte die Fördersummen erhalten, muss nach spätestens 5 Jahren die Produktion von H₂ beginnen. Insgesamt sollen 1.58 Mio. Tonnen H₂ produziert werden. Die geförderten Projekte befinden sich in Spanien, Portugal, Norwegen und Finnland ([EU-Kommission](#)).

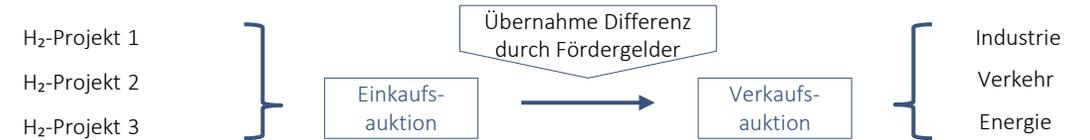
H₂-Produktionsmenge und Zuschlagshöhe je Projekt



Quelle: [European Commission](#)

H2Global: Ausgleich der Differenz zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis

Basis des Programms ist der sogenannte Doppelauktionsmechanismus. In der ersten Auktion können sich internationale Produzenten von grünem H₂ oder H₂-Derivaten bewerben, das Angebot über das gesamte ausgeschriebene Volumen mit dem niedrigsten Preis wird bezuschlagt. In der zweiten Auktion erhalten die Abnehmer mit den höchsten Gebotspreisen den Zuschlag. Die Differenz zwischen Einkaufs- und Verkaufszuschlag übernimmt H2Global ([Hintco Fact Sheet](#)).



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [H2Global](#)

Die H2Global-Stiftung wird von 71 Unternehmen, 4 Regierungen und NGOs unterstützt. Mittlerweile haben die Niederlande, Kanada und Australien 700 Mio. EUR zugesagt. Zusätzlich steuert die deutsche Bundesregierung 4.4 Milliarden EUR bei.

Der erste Zuschlag im Rahmen einer Einkaufsauktion ging im April 2024 an Fertiglobe, einem Unternehmen mit Sitz in den Vereinigten Emiraten, das ab 2027 in Ägypten erneuerbaren Wasserstoff herstellen möchte. Dieser soll in Form von grünem Ammoniak nach Deutschland geliefert werden. Zugesagt sind Lieferungen im Umfang von mindestens 259 kt Ammoniak bis 2033. Vor Ort wird eine Elektrolysekapazität von 145 MW und eine zusätzliche PV- und Windkraftkapazität von 295 MW errichtet. Der Zuschlagspreis betrug 1'000 EUR/t Ammoniak (inkl. Transportkosten). Daraus lassen sich Produktionskosten von weniger als 4.50 EUR pro kg grünem H₂ ableiten ([Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz](#)).

Es sind mehrere kurzfristige Verkaufsauktionen vorgesehen. Die genaue Ausgestaltung der Verkaufsauktionen wird derzeit noch erarbeitet ([Hintco Fact Sheet](#)).

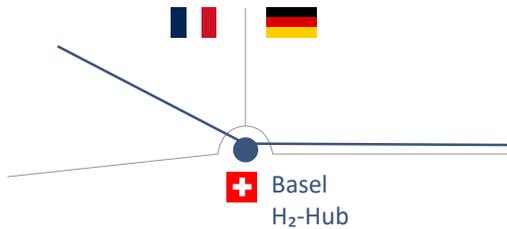
Zukünftig werden Importe von H₂ für Europa wichtiger. Aktuell sind diese Importe jedoch weder verfügbar noch marktfähig. Um zeitnah signifikante Importmengen zu realisieren, werden in Europa staatliche Subventionsmechanismen etabliert. In der Schweiz gibt es auf Bundesebene diesbezüglich bisher keine politisch gestützten Initiativen.

Regionale H₂-Aktivitäten: Vernetzung in Basel und St. Gallen

Basel: Grüner Wasserstoff im Dreiländereck



Der Verein «[H₂-HUB Schweiz](#)», der im Februar 2024 von IWB, Fritz Meyer AG / AVIA, GETEC, Port of Switzerland, VARO und der Handelskammer beider Basel gegründet wurde, will die Region Basel als schweizweite H₂-Drehscheibe etablieren und die Produktion und Anwendung von grünem Wasserstoff fördern.



Die internationale Initiative «[3H₂](#)», der Handelskammer beider Basel, der IWB, des VSG und weiterer Partner aus der Schweiz, Deutschland und Frankreich, verfolgt die Vision einer H₂-Infrastruktur im Dreiländereck.

Aktivitäten in den Nachbarregionen: [Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg](#)

- Die Wasserstoff-Roadmap wurde im Dezember 2020 vorgelegt. Ein erster Fortschrittsbericht wurde im Mai 2023 veröffentlicht.
- Ziel ist neben der Dekarbonisierung des Energieverbrauchs in Industrie, Mobilität und Energiewirtschaft, das Bundesland als führenden Standort der H₂- und Brennstoffzellen-Industrie zu positionieren.
- Eine Zusammenarbeit mit der Schweiz ist für das Bundesland von Interesse, da nicht alle Teile des Landes bei den Plänen zum deutschen H₂-Kernnetz berücksichtigt sind.



Im Vorfeld der nationalen H₂-Strategie laufen in den Grenzkantonen Basel und St. Gallen regionale Aktivitäten zum Aufbau einer H₂-Wirtschaft. Klare Stossrichtung ist, alle Wertschöpfungsstufen aktiv einzubeziehen, auch die Nachfrageseite. Eine schweizweite Vernetzung wird angestrebt und auch ein enger Austausch mit dem benachbarten Ausland.



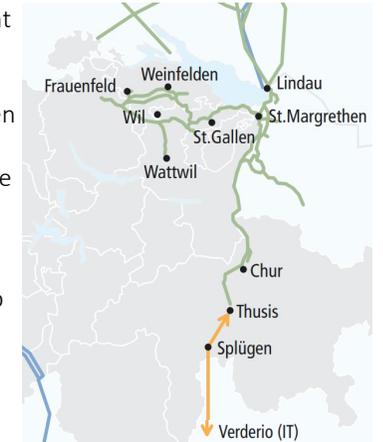
St. Gallen: H₂-Aktivitäten in der Bodenseeregion



Der Kanton St.Gallen hat in der Strategie zu den Aussenbeziehungen auch die Verbesserung der Energieversorgung im Grenzraum als Ziel gesetzt. Dazu gehört auch der Anschluss ans europäische Pipelinenetz. Mit dem [St. Gallen Hydrogen Summit](#) hat der Kanton im Juni 2024 einen weiteren Baustein für den Dialog geliefert.

Die Industrie- und Handelskammer (IHK) St. Gallen Appenzell sieht den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur als ein Element der [Diversifizierung der Energieversorgung](#), um die Abhängigkeit von kritischen Rohstoffen zu reduzieren. Gemeinsam mit fünf weiteren IHKs aus drei Ländern der Bodenseeregion arbeitet sie am Anschluss an das europäische H₂-Netz via Lindau. Erste Vorschläge finden sich in einer [Kurzstudie der OST](#).

Weitere Möglichkeiten für einen internationalen H₂-Anschluss werden mit einer [Umnutzung der Oleodotto](#), einer ausser Betrieb stehenden Rohölleitung (orange im Bild rechts), diskutiert. Im September 2024 führte die IHK [Informationsanlässe](#) durch, um die Industrie bezüglich Nutzungspotenzial von H₂ für die Dekarbonisierung zu sensibilisieren und Lösungsoptionen zu diskutieren.



Quelle: [Friedel 2023, Wasserstoff für die Bodenseeregion](#)

Aktivitäten in den Nachbarregionen: [Wasserstoffstrategie Bayern](#)

- Die erste Fassung der Wasserstoffstrategie vom Mai 2020 legte den Schwerpunkt auf eine Vernetzung von Wirtschaft, Wissenschaft und Politik.
- Ziele sind Technologieführerschaft, industrielle Skalierung und Wirtschaftlichkeit sowie das Vorantreiben der H₂-Infrastruktur und -Verwendung.
- Mit der Wasserstoffstrategie 2.0 vom Juli 2024 wurden die Themen rechtlicher Rahmen, Anreizsysteme für Angebot und Nachfrage sowie der Kompetenzaufbau geschärft.
- International intensiviert Bayern besonders die Zusammenarbeit mit Österreich zur Pipeline-Anbindung an den H₂-Südkorridor via Österreich.



Landwirtschaftliche Biomethananlagen in der Schweiz – begrenzte Anlagengrösse

Nutzung des Hofdüngers

Hofdünger (Gülle und Mist) hat grosses brachliegendes Potenzial zur Biogasherstellung in der Schweiz. Derzeit wird das Potenzial nur im einstelligen Prozentbereich genutzt. Grösste Herausforderung ist der geringe Energiegehalt von Hofdünger.

Aufwand bei Biogasanlagen verursachen ausserdem Transport und Zuführung des Substrates, der Unterhalt der Anlage sowie die Personalkosten. Dafür resultiert aus der Hofdüngervergärung ein beträchtlicher Klimaschutzeffekt durch vermiedene Methanemissionen und durch die verbesserte Düngerqualität können Mineraldünger ersetzt werden. Für die Einspeisung ins Gasnetz ist die Aufbereitung zu Biomethan erforderlich. (Quellen: [Barometer 1/24](#), [SCCER Biosweet, 2021](#))

Herstellung von Biomethan



Quelle: [VSG](#)

Eher kleine Anlagen in der Schweiz

Die durchschnittliche Amortisationsdauer der Erstinvestitionen einer landwirtschaftlichen Biogasanlage beträgt 20 Jahre und von den jährlichen Kosten sind ca. 1/3 Kapitalkosten und 2/3 Kosten für den laufenden Betrieb (Ökostrom Schweiz). Die optimale Anlagengrösse hängt von den Standortvoraussetzungen ab, benötigt werden aber landwirtschaftliche Abfälle von einigen 100 Grossvieheinheiten (GVE, 1 GVE ist definiert als 1 Milchkuh). Das entspricht der dreifachen durchschnittlichen Betriebsgrösse in der Schweiz ([PSI, 2024](#)). Daher sind in der Schweiz oft Kooperationen, etwa zum Transport von Substraten per Gülleleitung, erforderlich. Die Skaleneffekte von Grossanlagen stehen den zunehmenden Kosten bei längeren Transportwegen für die Substrate gegenüber.

Grenzen für die Anlagengrösse bestehen durch kantonale Restriktionen, z. B. max. 15'000 t/a Substrat-Input in Luzern oder Planungspflicht ab 5'000 t/a in Zürich. Erleichternd wirkt sich ab nächstem Jahr das neue Raumplanungsgesetz aus, nach dem landwirtschaftliche Biomasseanlagen in der Landwirtschaftszone (ausserhalb Bauzone) mit bis zu 45'000 t/Jahr Substratmenge zonenkonform sind. Auch gewerbliche Biogasanlagen können gemäss neuem Recht unter bestimmten Voraussetzungen ausserhalb der Bauzonen zugelassen werden.

Erste landwirtschaftliche Biomethananlage der Westschweiz in Courtemelon (JU)

Seit Mitte Januar 2024 wird aus Hofdünger von rund 800 GVE und weiterer Biomasse gewonnenes Biomethan ins Gasnetz eingespeist. Die Anlage vergärt jährlich 20'000 bis 25'000 t Biomasse, wo-raus 8 bis 10 GWh in Form von Biomethan entstehen. Finanziert wurde das Projekt privat, regional, sowie durch den Biogasfonds des VSG. Ökostrom Schweiz vermarktet einen Grossteil der HKN und monetarisiert die vermiedenen Emissionen aus der Hofdüngerlagerung über die Stiftung Klimaschutz und CO₂-Kompensation ([KliK](#)).

Quellen: [energeia](#), Simon Bolli & Martin Hiefner (Ökostrom Schweiz), Enrico Riboni (EDJ).

Schweizerische Biogasanlagen sind im Vergleich mit europäischen Anlagen klein. Wichtigster Kostenblock sind die Kosten des laufenden Betriebs. Das grösste brachliegende inländische Potenzial für Biogas liegt in der Hofdüngernutzung.

Nutzung des grossen Biomethanpotenzials in Dänemark

Grossanlagen mit Nutzung von Skaleneffekten

Die dänischen Biogasanlagen produzieren teils mehr als 420 GWh/Jahr was entsprechend grosse Substratmengen erfordert. In einer [dänischen Studie](#) wurden bspw. Skaleneffekten für Biogasanlagen mit jährlichen Substratmengen zwischen 110'000 und 500'000 Tonnen untersucht und gefunden. Dänemark gehört mit 5'000 Schweinefarmen, die jährlich ca. 28 Mio. Schweine produzieren, zu den [weltweit grössten Schweinefleischexporteuren](#). Das entspricht 5'600 Schweinen pro Farm bzw. 1'400 bis 2'800 GVE pro Farm.

Förderung der Einspeisung ins Gasnetz

In Dänemark wurde 2012 ein Förderprogramm für Biogas in WKK-Anlagen eingeführt, seither ist die Produktion stark gestiegen. Ab 2014 wurde eine ähnliche Förderung für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan eingeführt. Früher wurde der Grossteil des Biogases für die Stromerzeugung verwendet, heute werden etwa 80% aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist. Unterstützungen in Dänemark variieren nicht mit der Anlagengrösse (anders als in Österreich, Deutschland oder wie ab 2025 für die Schweiz vorgesehen).

Anlagen, die vor 2017 in Betrieb gingen, erhalten für 20 Jahre eine Einspeisevergütung. 2018 wurde das System durch ein Ausschreibeverfahren abgelöst. Der Markt wurde als genügend reif für eine solche marktbasierete Förderung eingestuft. ([Skovsgaard und Jacobsen, 2017](#)).

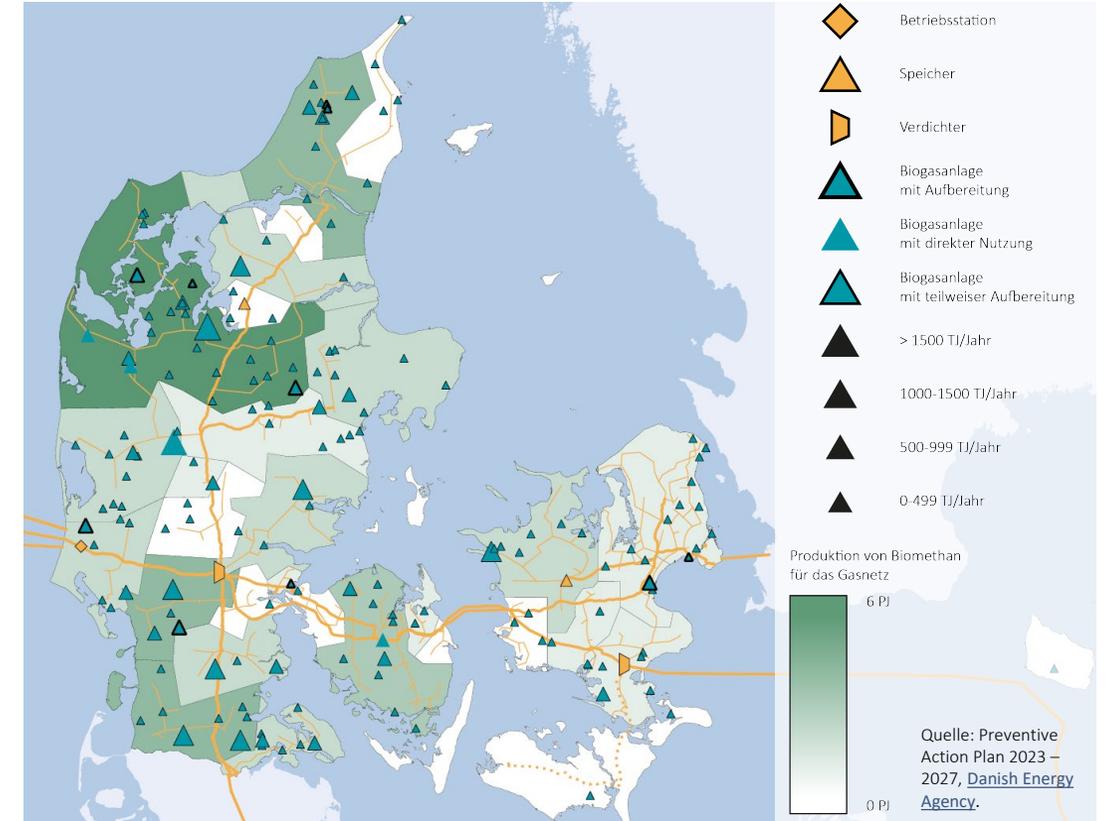
Strategie für grüne Gase

2021 wurde die [Strategie für grüne Gase](#) publiziert: Das Biomassepotential wird bis 2030 auf 15.3 TWh geschätzt, d. h. rund zwei bis dreimal höher als das langfristige Potenzial in der Schweiz, und bereits zu einem grösseren Teil genutzt. Es wird erwartet, dass bis 2030 11.1 TWh Biomethan ins Gasnetz eingespeist werden. Dänemark positioniert sich als Exporteur von Biomethan und anderen grünen Gasen wie H₂.

Ziel von 100% Biogas für Raumwärme 2030

Gemäss der [IEA](#) ist Dänemark einer der globalen Leader in der Biomethanproduktion. 2022 hat die Regierung das Ziel von 100% Biomethan für Raumwärme bis 2030 beschlossen. 2023 wurden 7-8 TWh Biomethan produziert, der Gasverbrauch des Landes lag bei rund 18 TWh ([Danish Energy Agency](#)).

Biogasanlagen und Produktion von Biomethan für das Gasnetz 2023



Dänemark, woher die Schweiz grosse Mengen an Biomethanzertifikaten importiert, ist ein Biomethan-Leader durch hohe Biogaspotentiale, vorausschauende Politik, und im Vergleich mit der Schweiz grossen Produktionsanlagen. In der Strategie für grüne Gase positioniert sich Dänemark als Exporteur von unsubventioniertem Biomethan und H₂.

Vernehmlassung CO₂-Verordnung: Investitionsbeiträge für Biomethanproduktion in der Schweiz ab 2025

Bisher wurde in der Schweiz nur die Verstromung von Biogas vom Bund gefördert (EnFV). Mit dem revidierten CO₂-Gesetz wird ab 2025 neu auch die Produktion von erneuerbaren Gasen gefördert. Die Bundesförderung ist grundsätzlich ein positives Signal für die Anlagenfinanzierung.

Das im Zuge der Vernehmlassung der CO₂-Verordnung genannte Förderbudget beträgt indes nur um die 5 Mio. CHF/Jahr. Der Vernehmlassungstext der revidierten CO₂-Verordnung sieht, auch aufgrund des begrenzten Budgets, aktuell nur die Förderung der Biomethanproduktion vor, also keine Förderung von H₂ und H₂-Derivaten. Im Zuge der bis am 17. Oktober 2024 laufenden Vernehmlassung gibt es daher Diskussionen um Prioritätensetzung und die Förderhöhe.

Die CO₂-Verordnung sieht Investitionsbeiträge in drei Leistungsbereichen nach Nm³ Biomethan/h vor, welche mit der Anlagengrösse abnehmen (Art 113d Abs. 1 und 2). Der Förderbeitrag ist pro Anlage auf 2.8 Mio. CHF begrenzt oder 30 Prozent der tatsächlich entstandenen und anrechenbaren Kosten (Abs. 3).

Geplante Investitionsbeiträge gemäss CO₂-Verordnung (Vernehmlassungsversion)

Art	Anlagengrösse in Nm ³ Biomethan/h	Investitionsbeiträge in CHF pro Nm ³ Biomethan/h
Neuanlagen	< 90	8'000
	91 – 400	5'000
	>401	2'000
Erweiterungen	<100	3'200
	101-400	2'000
	>401	800

Die Investitionsbeiträge bei Anlagenerweiterungen betragen rund 40% derjenigen von Neuanlagen. Da Umrüstungen von der Stromproduktion zur Biomethanproduktion nur 15% der Fördersätze (Art 113d Abs. 4 rev CO₂-V) erhalten sollen, dürfte die Anzahl umrüstender Anlagen überschaubar bleiben. Auch Biomethananlagen bei ARAs erhalten 15% der Fördersätze.

Auswirkung der geplanten Investitionsbeiträge auf eine Musteranlage

Für eine Musteranlage, ähnlich derjenigen in Courtemelon, bewirkt die Förderung gemäss Vernehmlassungsversion der CO₂-Verordnung eine Kostenreduktion von lediglich 3%. Mit einer Nennleistung der Biomethanaufbereitung von 120 Nm³/h, erhält eine solche Anlage bei einem Neubau ab 2025 Investitionsbeiträge in Höhe von 5'000 CHF pro Nm³/h, also insgesamt 600 TCHF. Dadurch reduzieren sich die Gestehungskosten von 21.40 Rp/kWh um 3 Prozent.

	Musteranlage	Mit Investitionsbeiträgen
Investitionen CHF	8'000'000	7'400'000 (600'000 Beiträge)
Biomethanproduktion/a	9'000'000 kWh	
Kapazität	120 Nm ³ /h	
Biomethanaufbereitung		
Lebensdauer	20 Jahre	
WACC	5%	
Annuität (Capex) CHF	641'941	593'795 (48'146 Capex-Reduktion)
Opex CHF, Anteil von 2/3	1'283'881	
Totex CHF	1'925'822	
Totex Rp/kWh	21.40	20.86 (-0.54, Reduktion ca. 3%)

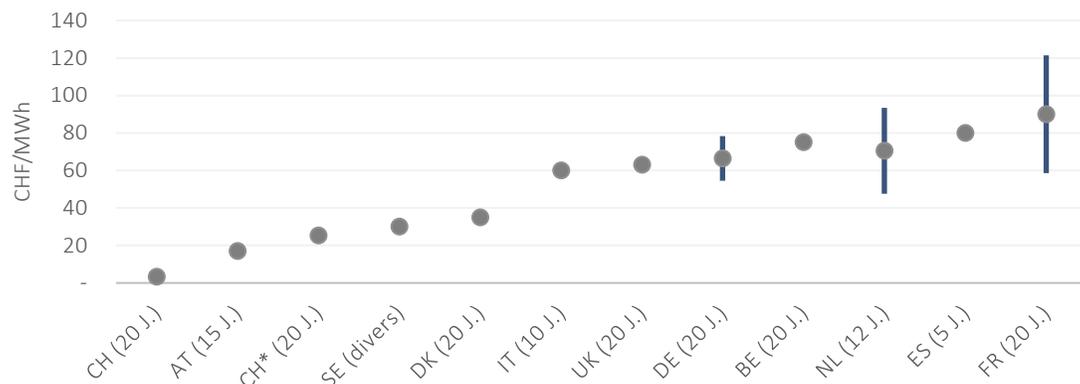
Das Förderprogramm des VSG umfasst im Gegensatz zur Vernehmlassungsversion der CO₂-Verordnung alle erneuerbaren Gase. Auch mit der Bundesförderung für Biomethananlagen ab 2025 bleibt das Programm bestehen. Es wird jedoch etwas anders ausgerichtet, um in Kombination mit der Bundesförderung die maximale Wirkung zu entfalten.

Die in der CO₂-Verordnung vorgesehene Förderung betrifft aktuell nur Biomethananlagen und nicht allgemein erneuerbare Gase. Sie wird kaum Wirkung entfalten, da die Kostenreduktionen im niedrigen einstelligen Prozentbereich liegen. Der Förderfonds des VSG wird als ergänzendes Programm aufrechterhalten.

Vergleich des Schweizer Förderregimes für Biomethanproduktion mit dem Ausland

In Europa sind Einspeisevergütungen für die Förderung der Biomethanproduktion weit verbreitet. Am schnellsten ist die Biomethanproduktion seit 2018 in den Ländern Frankreich, Italien, Dänemark und UK gestiegen ([EBA 2023](#)). Alle diese Länder haben auf Einspeisevergütungen mit einer Dauer von 20 Jahren gesetzt, um für Investitionssicherheit zu sorgen ([Regatrace 2020](#), Datenbasis 2018).

Höhe (und Länge) der Produktionsförderung von Biomethan im Ländervergleich



Quelle: [Regatrace \(2020\)](#).

Die Abbildung zeigt für verschiedene Länder die Höhe der Unterstützungszahlungen in CHF/MWh und über wie viele Jahre (J.) diese gewährt werden. Der angewendete EUR-CHF Wechselkurs beträgt 1:1. Die Investitionsbeiträge in der Schweiz haben wir zu Vergleichszwecken anhand der Musteranlage auf Seite 10 als Einspeisevergütung umgelegt, ohne dabei den Zeitwert des Geldes zu berücksichtigen. In der Variante «CH*» berücksichtigen wir für die Schweiz zusätzlich die CO₂-Abgabe, welche einer Abgabe von rund 22 CHF/MWh auf konventionelles Methan entspricht (120 CHF/t CO₂) und damit eine indirekte Förderung für Biomethan ist.

In Deutschland (DE), den Niederlanden (NL) und Frankreich (FR) gibt es variable Förderhöhen (Range: blaue Balken) und in Schweden (SE) gibt es differenzierte Förderdauern. Die direkte Förderung in der Schweiz fällt im internationalen Vergleich gering aus. Auch wenn in der Schweiz die indirekte Förderwirkung der CO₂-Abgabe mitberücksichtigt wird, bleibt die Förderung im Quervergleich bescheiden.

Ländervergleich der Produktionsförderung anhand der Musteranlage auf Seite 10

Die Tabelle zeigt die europäischen Einspeisevergütungen, wenn sie als Investitionsbeiträge ausgezahlt würden, ohne den Zeitwert des Geldes zu berücksichtigen. Der Wert von 3.33 CHF/MWh für die Schweiz 2025 entspricht der Förderung von 600 TCHF geteilt durch die 180'000 MWh, die während 20 Jahren produziert werden. Die Variante mit * berücksichtigt zusätzlich die CO₂-Abgabe als indirekte Förderung.

Als Quelle für alle anderen Werte siehe [Regatrace \(2020\)](#).

Für die Musteranlage in ...	Gesamtförderung in Mio. CHF	Jahre	Förderung in CHF/MWh
Schweiz 2025	0.60	20	3.33
Österreich	2.30	15	17.00
Estland	3.60	5	80.00
Schweiz 2025*	5.16	20	25.33
Italien	5.40	10	60.00
Dänemark	6.30	20	35.00
Niederlande	7.61	12	70.50
Vereinigtes Königreich	11.34	20	63.00
Deutschland	11.97	20	66.50
Belgien - Wallonien	13.50	20	75.00
Frankreich	16.20	20	90.00

Europäische Länder mit starkem Wachstum bei der Biomethanproduktion haben auf Einspeisevergütungen gesetzt. Im Vergleich zu den geplanten Investitionsbeiträgen in der Schweiz ab 2025 fallen diese deutlich höher aus.



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.

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 Elektrolasetechnologie 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.

Erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs, RFNBO

Unter RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) werden gasförmige und flüssige Kraftstoffe zusammengefasst, die aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt wurden. Dazu gehört erneuerbarer Strom, aber keine Biomasse. Wasserstoff und seine Derivate gehören zu den RFNBO, sofern sie aus erneuerbarem Strom nach den Anforderungen der EU (RED II) hergestellt wurden, Methan aus Biomasse (Biomethan) nicht.

Heizwert

Der Heizwert H_i (inferior; früher unterer Heizwert H_u) 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
Tel. +41 62 205 15 70



Dr. Heike Worm
heike.worm@polynomics.ch



Dr. Janick Mollet
janick.mollet@polynomics.ch



Dr. Florian Kuhlmeier
florian.kuhlmeier@polynomics.ch

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



Dr. Philipp Heuser
pheuser@e-bridge.com



Lorenz Valk
lvalk@e-bridge.com



Philipp Steffens
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