

Herausgegeben von



## Barometer erneuerbare Gase

Unabhängige Bewertung der Entwicklungen  
zu erneuerbaren Gasen in der Schweiz

Ausgabe 8  
Oktober 2025

# Vorwort



*«Die Prognosen zu Verfügbarkeit und Preis sowie zur Nachfrage [für H<sub>2</sub>] sind mit Unsicherheiten behaftet. Diese Kenntnislücke gilt es für Bund, Kantone und Branche baldmöglichst zu schliessen.»*

Véronique Bittner-Priez, Generalsekretärin EnDK, Power-to-gas-Kongress, 9. September 2025

*«Auch für das Schweizer Netto-Null-Ziel 2050 sind erneuerbare Moleküle zentral: Die letzten 20% der Defossilisierung werden ohne sie nicht möglich sein.»*

Markus Friedl, Leiter Institut für Energietechnik (IET OST) & Co-Präsident SPIN, Interview zu dieser Ausgabe, September 2025

Verschiedene Entwicklungen nähren aktuell die Vorstellung, dass eine vollständig elektrifizierte Schweiz möglich ist. Entsprechend zielen die politischen Forderungen rein auf die Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Stromquellen und die Förderung der Elektromobilität ab. Strom allein wird es aber nicht richten, wenn wir die Energieversorgung erneuerbar, sicher und wirtschaftlich gestalten wollen. Es wird auch Moleküle brauchen, um Anwendungen zu ermöglichen, die nicht oder nur schwer elektrifizierbar sein werden.

Der Ausbau erneuerbarer Gase ist ein zentraler Baustein für die Defossilisierung der Energieversorgung. Doch der Weg dorthin bleibt anspruchsvoll und voller Hürden. Das belegt etwa die einseitige technische Sicht bei der Abschätzung der Nachfrage nach Wasserstoff, die dringend durch eine ökonomische zu ergänzen ist. Es wird auch verkannt, dass sich Unternehmen Investitionen von einem Jahresumsatz, um ihre Prozesse zu elektrifizieren, und Energiekosten für Biogas, die deutlich höher sind als für fossile Energieträger, schlicht nicht leisten können. Deshalb setzen verschiedene europäische Länder in ihren Strategien immer mehr auf CCS/CCUS, um unvermeidbare Emissionen abzuscheiden, zu speichern oder zu nutzen. Aber auch dafür sind die Kosten enorm hoch, und die Anreize fehlen heute.

Die Energiewelt bleibt in Bewegung. Entsprechend hilfreich sind Einordnungen durch Expertinnen und Experten in diesem Barometer, um Orientierung zu schaffen.

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

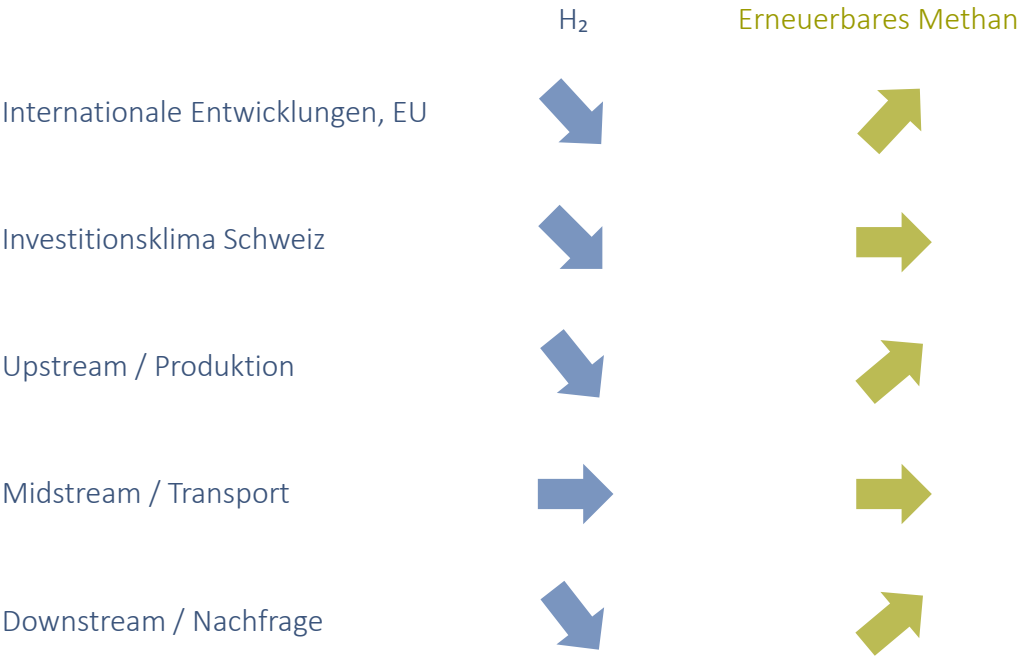


# Thesen und Gesamtstimmung

## Acht Kernaussagen aus dem Barometer erneuerbare Gase

1. Seit der Energiepreiskrise belasten hohe Strompreise die Wettbewerbsfähigkeit der H<sub>2</sub>-Produktion per Elektrolyse. Hohe Gestehungskosten verhindern neue Nachfrage, sodass bestehende Anlagen in der Schweiz freie Kapazitäten haben und Projekte teils pausiert wurden. Neue Vorhaben sind dennoch geplant.
2. Ein grosser Teil der H<sub>2</sub>-Endpreise sind Transport- und Betriebskosten. Im Mobilitätssektor verteuern Trailer-Transport und geringe Auslastung H<sub>2</sub> und bremsen die Wettbewerbsfähigkeit.
3. Die CCS/CCUS-Ziele des E.ON-Playbooks sind wegen hoher Kosten und hohen Energiebedarfs fraglich. Insbesondere Abscheidung, Verdichtung, Transport und Speicherung erschweren einen schnellen Ausbau. CCS/CCUS bleiben vor allem eine Übergangslösung, da erneuerbare Energien langfristig effizienter und günstiger sind.
4. Die EU hat mit RED II/III Kriterien für erneuerbaren H<sub>2</sub> festgelegt. Die Schweiz verzichtet auf die anspruchsvollen EU-Strombezugskriterien bei der Klassifizierung der H<sub>2</sub>-Produktion. Bei Anwendung dieser Kriterien gälte an Wasserkraftwerken produzierter H<sub>2</sub> als nicht erneuerbar.
5. Ein rein technischer Ansatz reicht für die Bedarfsermittlung von H<sub>2</sub> oder anderen erneuerbaren Energieträger nicht aus. Es ist vielmehr wichtig, frühzeitig zu erkennen, ab welchen Preisen zusätzliche Nachfrage entstehen könnte. Infrastruktur und Importmöglichkeiten können so angemessen und rechtzeitig geplant werden.
6. Frankreich setzt bei der Produktion von erneuerbaren Gasen auf ein diversifiziertes Technologieportfolio. Methanisierung spielt weiterhin die wichtigste Rolle, Pyrovergasung, hydrothermale Vergasung sowie die Herstellung von H<sub>2</sub> und dessen Derivate gewinnen zunehmend an Bedeutung.
7. In der EU wird der Rechtsrahmen für Stilllegungen bis 2026 umgesetzt. In der Schweiz haben einige Gemeinden bereits Stilllegungen beschlossen und konkrete Arbeiten dazu sind bei den Gasnetzbetreibern angelaufen. Der Entwurf des GasVG sieht neu vor, dass Netzentwicklungspläne von der Regulierungsbehörde genehmigt werden müssen.
8. Im aktuellen Entwurf des GasVG sind erneuerbare Gase ein Randthema. Beimischquoten sind im Gegensatz zum Entwurf 2019 nicht vorgesehen. Einspeiseentgelte, die mit dem Marktmodell begründet werden, implizieren eine Verteuerng erneuerbarer Gase.

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



In der EU und der Schweiz wird weiter daran gearbeitet, die zukünftige defossilierte Energieversorgung durch Moleküle als Ergänzung zu erneuerbarem Strom zu sichern. Bei H<sub>2</sub> ist die Stimmung aufgrund der aktuellen Kostenaussichten gedämpft. Die Zukunft von CCS ist unklar. Umso wichtiger sind Analysen zur Preissensitivität der zukünftigen Nachfrage für Moleküle und technologieoffene Ansätze, wie sie z. B. Frankreich verfolgt. Parallel dazu stellen Gasnetzbetreiber Überlegungen zur Transformation ihrer Netze an. Der aktuelle Entwurf des GasVG impliziert regulatorische Hürden für erneuerbare Gase sowie für die Umsetzung von Stilllegungen und Netztransformationen.





# Interview mit Prof. Dr. Markus Friedl

## Leiter Institut für Energietechnik (IET OST) & Co-Präsident SPIN

Welche Rolle könnten erneuerbare Gase bzw. Moleküle langfristig in der Schweizer Energieversorgung einnehmen?



Alle aktuellen Energienetzmodelle zeigen, dass eine rein elektrische Versorgung in der Schweiz nicht realistisch ist. Ein funktionierendes Energiesystem erfordert stattdessen eine Kopplung verschiedener Sektoren und Energieformen: Wasserstoff und seine Derivate spielen dabei zusammen mit biogenen Energien wie Biogas und Holz eine zentrale Rolle als Treibstoff, Brennstoff und Energiespeicher. Auch für das Schweizer Netto-Null-Ziel 2050 sind erneuerbare Moleküle zentral: Die letzten 20 % der Defossilisierung werden ohne sie nicht möglich sein.

Zudem dient die Produktion von grünem Wasserstoff aus erneuerbarer Elektrizität einer stabilen Stromversorgung dank eines netzdienlichen Betriebs der Elektrolyseure. Mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien und somit niedrigeren Strompreisen wird die Produktion künftig finanziell noch attraktiver.

Welche Entwicklungen sind aus Ihrer Sicht in den Bereichen Wasserstoff, Derivate und Biomethan in der Schweiz relevant?

Von Bedeutung ist sicher das H<sub>2</sub>-Ökosystem, das von [H2 Energy](#), vom [Förderverein H2 Mobilität Schweiz](#), von [Hydros spider](#) und von [Hyundai Hydrogen Mobility](#) seit Jahren betrieben wird. Es umfasst inzwischen 2 Wasserstoffproduktionen, 18 Wasserstofftankstellen und fast 50 Lastwagen. Jetzt werden regionale Initiativen wichtig zum Beispiel im Raum Basel ([H2-Hub Schweiz](#), [3H2](#)) und in der Region Bodensee-Alpenrhein mit Liechtenstein, Deutschland und Österreich ([Wasserstoffkonsortium im Vierländereck](#)). Dort werden Erfahrungen in der grenzüberschreitenden Planung von Produktion, beim Transport via Netz und Trailer sowie in der Nutzung von Wasserstoff gesammelt. Diese Initiativen können regionale H<sub>2</sub>-Ökosysteme schaffen, die Kooperationen über Grenzen hinweg ermöglichen, die praktische Entwicklung beschleunigen und bestehende technische und regulatorische Hürden abbauen. Allgemein ist noch offen, welche erneuerbaren Moleküle in welchen Bereichen zukünftig kommerziell eingesetzt werden.

An welchen Projekten arbeitet die OST im Bereich erneuerbare Gase/Moleküle?

Die OST forscht im Bereich Biomethan, erneuerbarem Wasserstoff und Derivate. Dabei geht es um die Herstellung der Energieträger, um die Nutzungsmöglichkeiten als Brenn- und Treibstoff sowie um die Sektorkopplung. Folgend einige Forschungs- und Praxisprojekte:

- [GreenHub-Projekt](#): Demonstriert ab Sommer 2026 bei der KVA Horgen, wie Elektrizität in synthetische Brennstoffe umgewandelt wird. Aus grünem Wasserstoff werden mit CO<sub>2</sub> aus der KVA oder aus Biogas-Anlagen Methanol hergestellt. Diese Flüssigkeit ist gut lager- und transportierbar.
- [SynMeth - efficient syngas methanation reactor](#): Entwurf, Herstellung und Betrieb eines Methanisierungsreaktors im Pilotmassstab zusammen mit Kanadevia Inova, um Syngas aus Biogasanlagen in Methan umzuwandeln.
- Zusammen mit der EPFL hat die OST den [Wirkungsgrad von Power-to-Methan](#) mit einer Hochtemperatur-Elektrolyse von den üblichen 50% auf 70% erhöht.
- [24/7 ZEN](#): EU-Projekt für den Bau und die Entwicklung einer Anlage, die Hochtemperatur-Elektrolyse und Hochtemperatur-Brennstoffzellen kombiniert, um das Strom- und Gasnetz zu stabilisieren.
- [ENSURE - Extremsituationen im lokalen Stromnetz unterbinden mit chemischen Reaktoren](#): Untersucht mögliche Extremsituationen in lokalen Stromnetzen und analysiert die Netzstabilität bei vorhandenen Flexibilität dank Sektorkopplungstechnologien wie Power-to-X (PtX) und X-to-Power (XtP).



Foto: zVg

# Beispiele zur Produktion erneuerbarer Gase in der Schweiz mit Power-to-x-Technologien

## Laufende Projekte

### Limeco: Dietikon ZH

- Seit 2022 Methanisierung in P-t-G-Anlage von H<sub>2</sub> mit Biogas aus der ARA
- Vorteile biologischer Methanisierung: Flexibilität und Robustheit
- 2024: Nachrüstung mit CO<sub>2</sub>-Membran (ermöglicht Pausierung der Elektrolyse bei hohen Strompreisen)
- Energieproduktion bei Volllastbetrieb: 18 GWh/a Methan
- Maximale Elektrolyseleistung: 2.5 MW
- Energiequellen: Strom aus der KVA und Klärgas aus der ARA
- Herausforderung: Erschwerter und kostenintensiver Betrieb der durch den Hersteller per 2032 abgekündigten Elektrolyseure

### Alpiq und H2 Energy: Gösgen SO

- Seit 2022 Produktion grüner H<sub>2</sub> für Brennstoffzellen-Elektro-LKWs
- Leistung bei Volllastbetrieb: 300 t/a H<sub>2</sub> mit 2-MW-Elektrolyseleistung
- Energiequelle: Laufwasserkraftwerk Gösgen
- Herausforderungen: Zu wenige Abnehmer für H<sub>2</sub>. Hohe Strompreise machen H<sub>2</sub> teuer im Vergleich zu alternativen Treibstoffen.

### Axpo: Domat/Ems GR

- Seit Herbst 2024 Produktion von grünem H<sub>2</sub> für industrielle Anwendungen und Mobilität
- Leistung bei Volllastbetrieb: 350 t/a H<sub>2</sub> mit 2.5-MW-Elektrolyseleistung
- Energiequelle: Wasserkraftwerk Reichenau
- Kommerzieller Vollbetrieb noch nicht erreicht, da sich die H<sub>2</sub>-Nachfrage in der Schweiz langsamer entwickelt als erwartet

## Geplante Projekte

### Verein für Abfallentsorgung & H2 Energy: Buchs SG

- Geplant: Ab 2027 grüne H<sub>2</sub>-Produktion mit 2.5-MW-Elektrolyseleistung
- Mai 2025: Kredit von 11.55 Mio. CHF bewilligt
- Energiequelle: Überschüssiger Strom aus der KVA Buchs
- 30 % des produzierten H<sub>2</sub> für regionale Anwendungen (Mobilität, Bau und Industrie), 70 % für das nationale H<sub>2</sub>-Tankstellennetz

### H2Uri AG: Bürglen UR

- Geplant: Ab 2026 grüne H<sub>2</sub>-Produktion
- 2024: Spatenstich
- Leistung bei Volllastbetrieb: 260 t/a grüner H<sub>2</sub> mit 2-MW-Elektrolyseleistung
- Energiequelle: Wasserkraftwerk des EWA-Energie Uri
- H<sub>2</sub> für Mobilität und als Brennstoff für Motorschiff «Saphir» auf dem Vierwaldstättersee
- Abwärme aus P-t-G-Anlage für Nahwärmeverbund Bürglen

## Pausierte Projekte

### Axpo: Wildegg-Brugg / Wildisacher AG

- Geplant: H<sub>2</sub>-Produktion mit Strom aus Wasserkraftwerk Wildegg-Brugg mit bis zu 15-MW-Elektrolyseleistung, Nutzung Abwärme aus dem Elektrolyseur im Wärmenetz
- Projekt zuerst verkleinert auf eine Art Tanklager, jetzt sistiert
- Grund für Sistierung: Fehlende H<sub>2</sub>-Nachfrage
- Post zieht sich als zentrale H<sub>2</sub>-Abnehmerin zurück: H<sub>2</sub>-Kosten nach 5-jährigem Test mit Brennstoffzellen-Postautos zu hoch

### Hydrogen Höfe Freienbach AG: Freienbach SZ

- Geplant: Produktion von 1'100 t/a H<sub>2</sub> mit bis zu 10-MW-Elektrolyseleistung
- 2023: Baubewilligung und Finanzierung liegen vor

### Hydrospider: Ausbau Gösgen SO

- Die seit 2023 geplante Erweiterung der bestehenden Anlage in Gösgen ist aktuell sistiert



Seit der Energiepreiskrise belasten hohe Strompreise die Wettbewerbsfähigkeit der H<sub>2</sub>-Produktion per Elektrolyse. Hohe Gestehungskosten verhindern neue Nachfrage, sodass bestehende Anlagen in der Schweiz freie Kapazitäten haben und Projekte teils pausiert wurden. Neue Vorhaben sind dennoch geplant.



# Entwicklung des Grenzkostenindex HySuiX und der betriebsoptimalen Vollkosten der H<sub>2</sub>-Erzeugung

H<sub>2</sub>-Grenzkosten des HySuiX im Vergleich zum vergangenen Jahr deutlich höher

Im Zeitraum vom 1. Januar bis Ende September 2025 lagen die Grenzkosten des HySuiX spürbar über dem Niveau des gleichen Zeitraums 2024. Zum 1. April 2025 haben wir die Kostenparameter überprüft und wichtige Anpassungen vorgenommen. Insbesondere die Investitionskosten haben wir seitdem deutlich höher eingeschätzt. Im Fall von blauem H<sub>2</sub> haben wir ausserdem die CO<sub>2</sub>-Transport- und CO<sub>2</sub>-Speicherkosten nach oben korrigiert. Mit Netzentgelt ergibt sich daraus ein Anstieg für grünen H<sub>2</sub> um rund 18 %, ohne Netzentgelt sogar um mehr als 65 %. Für blauen H<sub>2</sub> liegt die Steigerung bei knapp 39 %. Der Anstieg für grauen H<sub>2</sub> lag im gleichen Zeitraum aufgrund höherer Gaspreise bei 18 %.

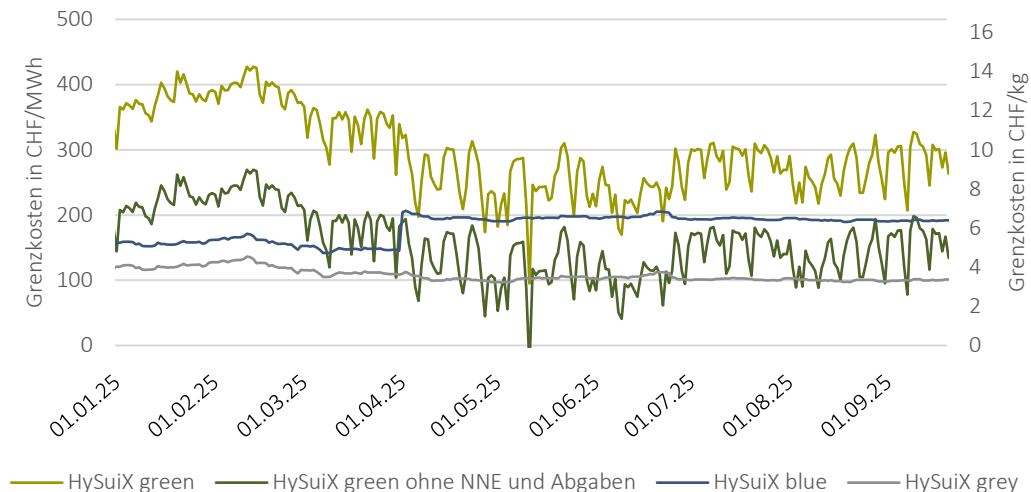
## Vergleich der optimierten H<sub>2</sub>-Gestehungskosten mit Endverbraucherpreisen



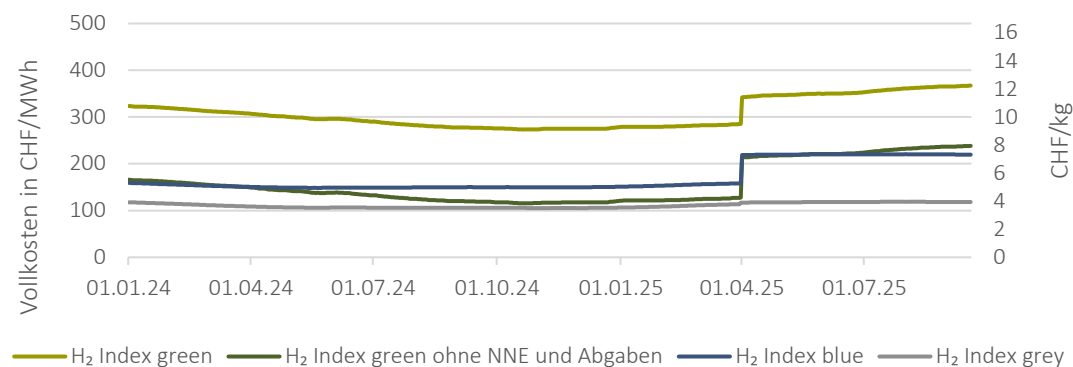
Im Jahr 2025 liegen die optimierten HySuiX-Vollkosten mit 10.90 CHF/kg deutlich unter dem durchschnittlichen Tankstellenpreis von 19.70 CHF/kg. Die Differenz von rund 8.80 CHF/kg ergibt sich im Wesentlichen aus Liefer- und Distributionskosten von etwa 5–7 CHF/kg (unter der Annahme eines Transports per Trailer), aus Infrastruktur- und Betriebskosten der Tankstellen von rund 1–2 CHF/kg sowie aus Margen und Auslastungseffekten. Damit zahlen Endkundinnen und Endkunden im Mobilitätssektor derzeit fast doppelt so viel für H<sub>2</sub> wie die optimierten Gestehungskosten. In Deutschland liegt der aktuelle Preis für H<sub>2</sub> an Tankstellen je nach Standort zwischen etwa 13 €/kg und 19 €/kg. Zum Vergleich: Der aktuelle Dieselpreis liegt bei 177 EUR/MWh für den Endverbraucher und damit bei weniger als einem Drittel des H<sub>2</sub>-Preises pro MWh.

Ein grosser Teil der H<sub>2</sub>-Endpreise sind Transport- und Betriebskosten. Im Mobilitätssektor verteuern Trailer-Transport und geringe Auslastung H<sub>2</sub> und bremsen die Wettbewerbsfähigkeit.

HySuiX Januar 2025 bis September 2025



Optimierte Vollkosten: rollierende tagesscharfe Berechnung bis September 2025



# E.ON-Studie skizziert Europas Weg zur Klimaneutralität bis 2050 mit Fokus auf CCS und geänderten H<sub>2</sub>-Zielen

## E.ON Energy Playbook – Europäische Strategie zur Klimaneutralität

Im März 2025 präsentierte E.ON mit dem «Energy Playbook: An affordable strategy to net zero» einen Plan zur klimaneutralen Transformation Europas. Ausgehend vom EU-Investitionsvolumen von 6.6 Billionen € bis 2030 könnten die Massnahmen die Investitionsspitzen um 27 % reduzieren, ihren Höhepunkt um sechs Jahre nach hinten verschieben und so bis 2050 Einsparungen von insgesamt 1.5 Billionen € ermöglichen. Dabei verfolgt E.ON einen dreistufigen Handlungsansatz:

1. Priorisierung emissionsmindernder Technologien auf Basis ihrer Kostenwirksamkeit
2. Skalierung eines bezahlbaren, nachfrageorientierten Energiesystems
3. Vollendung der Transformation durch Ergänzungslösungen für die letzten Emissionsprozente

Die Dekarbonisierung soll zu rund 80 % durch Elektrifizierung erreicht werden, wobei die EU-Ziele für grünen Wasserstoff als überambitioniert gelten: Die H<sub>2</sub>-Nachfrage bleibt deutlich hinter den Erwartungen zurück, die europäische Produktion wächst nur langsam, und der Fokus verlagert sich zunehmend auf kostengünstige Importe. Bis 2040 wird nur mit etwa 10 % der geplanten Wasserstoffherzeugung gerechnet, während gleichzeitig Kostensenkungen von rund 200 Mrd. EUR erwartet werden. Um Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen, setzt die E.ON-Strategie zudem stark auf CCS/CCUS, um unvermeidbare Emissionen aus Industrie und Energie abzuscheiden und zu speichern oder zu nutzen. Allerdings bestehen Bedenken hinsichtlich Anreize, Haftung und langfristiger Sicherheit, und CCS wird eher als Übergangstechnologie betrachtet, bis direkte Emissionsvermeidung möglich ist.

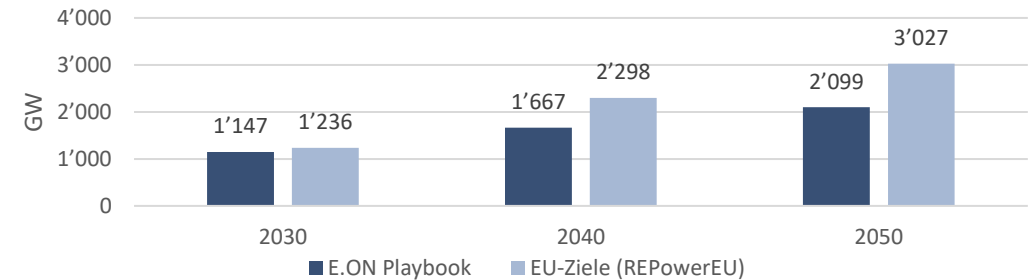
## Elektrifizierung als Haupttreiber, CCS/CCUS nur Übergangslösung

Unserer Einschätzung nach sind CCS/CCUS aufgrund hoher Kosten und des Aufwandes einer zweiten Gasinfrastruktur keine allgemeingültige Lösung. Der angebliche Kostenvorteil gegenüber Wasserstoff hängt stark von Annahmen ab, während erneuerbare Energien langfristig effizienter und günstiger sind. Daher bleibt CCS/CCUS vor allem eine Übergangslösung.

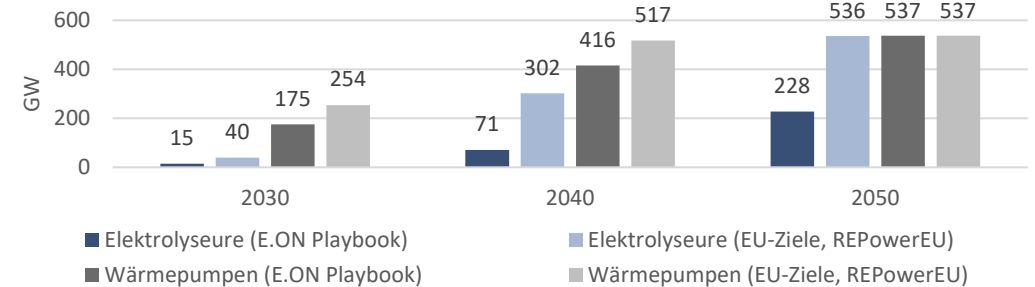
Die CCS/CCUS-Ziele des E.ON-Playbooks sind wegen hoher Kosten und hohen Energiebedarfs fraglich. Insbesondere Abscheidung, Verdichtung, Transport und Speicherung erschweren einen schnellen Ausbau. CCS/CCUS bleiben vor allem eine Übergangslösung, da erneuerbare Energien langfristig effizienter und günstiger sind.



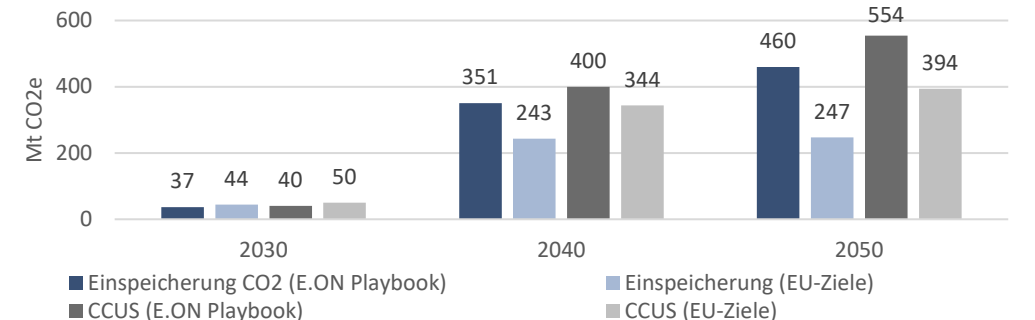
## Erneuerbare-Energien-Kapazitäten



## Elektrolyseure und Wärmepumpen



## CCS und CCUS





# Aktuelle Rechtslage zur Definition von «grünem H<sub>2</sub>» (RFNBO) auf europäischer und nationaler Ebene

## Aktueller Rechtsrahmen auf EU-Ebene

Die RED II-Richtlinie von 2018 legte erstmalig fest, unter welchen Voraussetzungen Strom für die Herstellung von nicht-biogenen Kraftstoffen im Verkehrssektor als vollständig erneuerbar angerechnet werden darf. Am 10. Februar 2023 konkretisierte die EU die Anforderungen von grünem H<sub>2</sub> (RFNBO, «Renewable Fuel of Non-Biological Origin») mit einem delegierten Rechtsakt. Dieser unterscheidet zwei Betriebsmodelle für Elektrolyseure (Netzstrom vs. direkter Anschluss an eine EE-Anlage) und führt drei zentrale Strombezugskriterien ein:

1. Zusätzlichkeit (neue EE-Anlage nicht älter als 36 Monate)
2. Zeitliche Korrelation zwischen Strom- und H<sub>2</sub>-Erzeugung
3. Geografische Nähe (gleiche Gebotszone von Strom- und H<sub>2</sub>-Erzeugung)

Zudem wird der CO<sub>2</sub>-Gehalt des Strommixes in der jeweiligen Gebotszone berücksichtigt.

Mit der neuen RED-III-Richtlinie (31.10.2023) gelten die Anforderungen erstmals sektorübergreifend, also unabhängig vom Endverbrauch. Da der delegierte Rechtsakt vom 10.02.2023 jedoch nur den Verkehrssektor abdeckt, fehlt aktuell eine ausdrückliche Rechtsgrundlage für andere Sektoren. In der Praxis werden die RED-III-Vorgaben dennoch bereits als verbindlich betrachtet.

## Aktueller Rechtsrahmen in der Schweiz

Im neuen nationalen HKN-Register wird H<sub>2</sub> nach allen Qualitäten erfasst, wodurch die Stromquelle ersichtlich ist. Emissionsarmer H<sub>2</sub> muss zu 40 % THG-Einsparungen führen, jedoch gibt es keine Strombezugskriterien (IBTV). In der EU jedoch ist die H<sub>2</sub>-Produktion direkt beim Stromkraftwerk aufgrund des Zusätzlichkeitskriteriums nicht als erneuerbar anerkannt, wenn das Kraftwerk mehr als drei Jahre vor dem Elektrolyseur in Betrieb ging. Genau dies ist in der Schweiz normalerweise der Fall. Hingegen ist die H<sub>2</sub>-Produktion mit Netzstrom in der schweizerischen Stromgebotszone als erneuerbar in der EU anerkannt, da der EE-Anteil höher als 90 % ist. H<sub>2</sub>-Produktionsanlagen mit Pilot- und Demonstrationscharakter können in der Schweiz ab 2026 von den Stromnetzentgelte befreit werden (Art. 14a Abs. 4 StromVG).

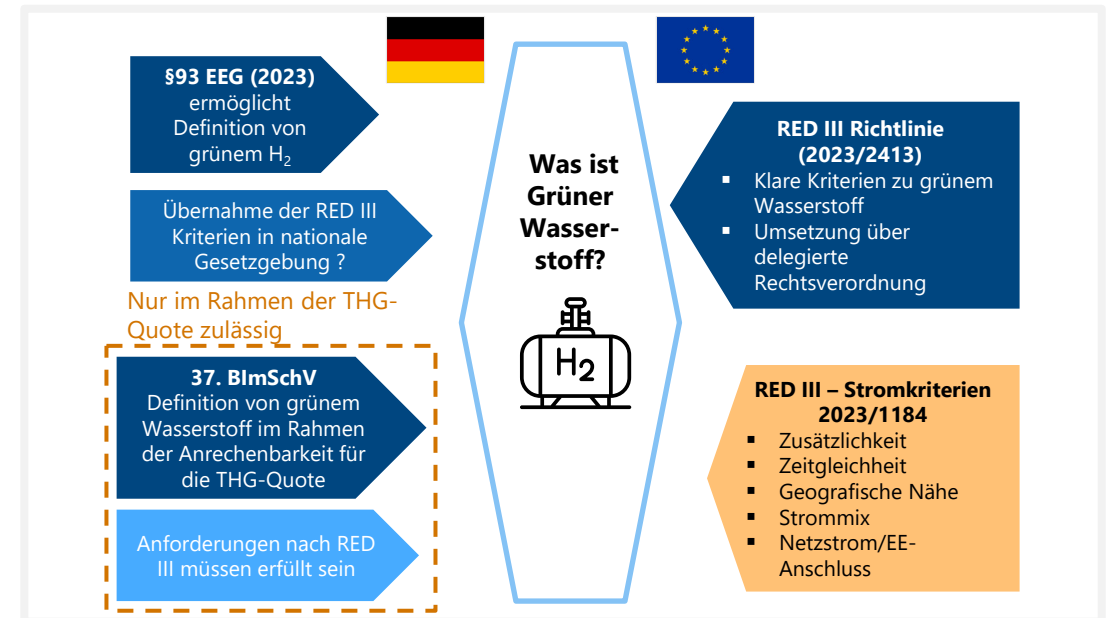
Die EU hat mit RED II/III Kriterien für erneuerbaren H<sub>2</sub> festgelegt. Die Schweiz verzichtet auf die anspruchsvollen EU-Strombezugskriterien bei der Klassifizierung der H<sub>2</sub>-Produktion. Bei Anwendung dieser Kriterien gälte an Wasserkraftwerken produzierter H<sub>2</sub> als nicht erneuerbar.

## Aktueller Rechtsrahmen in Deutschland

In Deutschland existiert derzeit keine sektorübergreifende, rechtsverbindliche Definition für «erneuerbaren» H<sub>2</sub>.

Zwar wurden die Anforderungen der EU gemäss der Delegierten Verordnung (z. B. Zusätzlichkeit, zeitliche und geografische Korrelation) in die 37. Durchführung des Bundes-Immissionschutzgesetzes (BImSchV) übernommen, allerdings gelten diese nur für den Verkehrssektor – konkret für die Anrechnung im Rahmen der Treibhausgasminierungsquote.

Das bedeutet: Nur wenn H<sub>2</sub> zur Erfüllung von THG-Minderungszielen im Verkehrsbereich eingesetzt wird, müssen die Kriterien der EU-Verordnung erfüllt werden. Mit der Einführung des § 93 EEG wurde die Bundesregierung zwar bereits ermächtigt, durch Rechtsverordnung allgemeingültige Anforderungen an die Herstellung von grünem H<sub>2</sub> festzulegen, die auch für weitere Sektoren gelten. Eine solche Verordnung liegt bislang nicht vor.





# Ansätze zur H<sub>2</sub>-Bedarfsermittlung

## Technischer Ansatz



H<sub>2</sub>-Nachfragepotenzial als Restgrösse aller «nicht-elektrifizierbaren» Prozesse (z. B. für Hochtemperaturanwendungen)

- Grundlage der Schätzungen des H<sub>2</sub>-Bedarfs in der H<sub>2</sub>-Strategie (3.6 bis 10.1 TWh im Jahr 2050)

## Ökonomischer Ansatz



Verwendung von H<sub>2</sub>, wenn die H<sub>2</sub>-Nutzung günstiger ist als die Nutzung alternativer CO<sub>2</sub>-neutraler oder -armer Energieträger

- Derzeit (noch) keine Anwendung dieses Ansatzes in der Schweiz, Reaktion der H<sub>2</sub>-Nachfrage auf Preisänderungen ist unbekannt

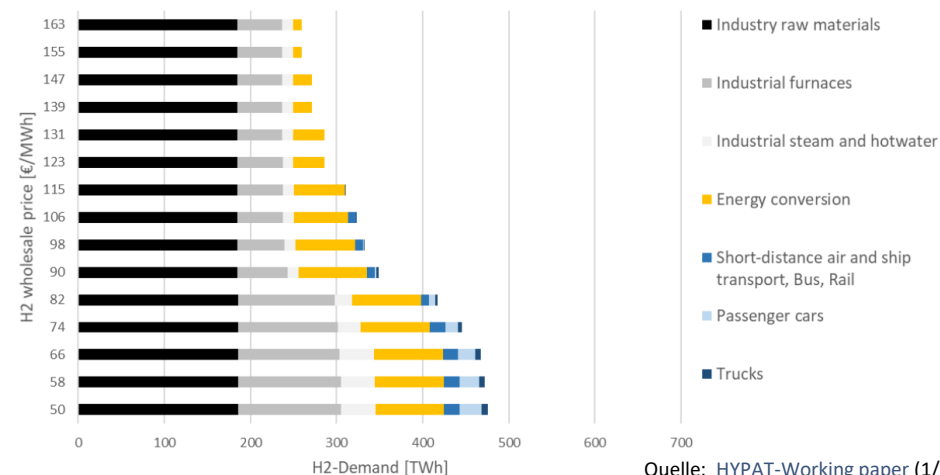
## Ökonomischer Ansatz in Deutschland

In ihrem [HYPAT-Working paper](#) (1/2023) leitet das Fraunhofer ISI potenzielle H<sub>2</sub>-Nachfragekurven her. In Deutschland ergibt sich demnach für 2045 (Zieljahr für Netto-Null) ein stabiler «Kernbedarf» von ca. 250 TWh H<sub>2</sub>, der auch bei höheren H<sub>2</sub>-Preisen stabil bleibt – vor allem für die stoffliche Nutzung («Industry raw materials» in Abbildung rechts) und Stahl-H<sub>2</sub>-DRI («Industrial furnaces»). Die Nachfrage steigt bei niedrigeren H<sub>2</sub>-Preisen: Prozesswärme, saisonale Energiespeicherung und Mobilitätsanwendungen (Schwerverkehr, Luft-/Seefahrt) sind preissensitiv. Die Nachfrage im Mobilitäts- und Gebäudesektor spielt erst bei niedrigen Preisen eine Rolle.

## Übertragbarkeit auf die Schweiz

In der Schweiz fehlt der «Kernbedarf» an H<sub>2</sub> weitgehend, da es weder eine grosse Stahl- noch Basischemieindustrie gibt. Umso wichtiger ist es daher in der Schweiz, die Nachfrage ökonomisch zu ermitteln: Entscheidend sind relative Kosten und die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Alternativen. Werden Preisentwicklungen und Elastizitäten bei der Bedarfsfeststellung nicht berücksichtigt, drohen Fehleinschätzungen bei der Schaffung von Infrastruktur und Importkapazitäten – mit Risiken für die Zielerreichung Netto-Null 2050. Dies gilt nicht nur für (grünen) H<sub>2</sub>, sondern auch für seine Derivate oder andere grüne Energieträger.

## Ökonomischer Ansatz: Sensitive H<sub>2</sub>-Nachfrage in Deutschland 2045



Quelle: [HYPAT-Working paper](#) (1/2023, Figure 5)

## Preisfade und Kostenperspektive

Für Investitionen zählt nicht ein einzelner Preis, sondern die erwartete Kostenentwicklung über die gesamte Nutzungsdauer. Nur glaubwürdige Preisfade erlauben es, Risiken und Amortisationszeiten realistisch abzuschätzen und temporären Förderbedarf zu bestimmen. Kurzfristig ist der Grenzkostenvergleich ausschlaggebend für den Einsatz von H<sub>2</sub>, langfristig orientieren sich Investitionen an den Durchschnittskosten (LCOH). Für die tatsächliche H<sub>2</sub>-Nachfrage sind die jeweiligen Endkundenpreise inklusive Marge und Transport (Netzentgelte, Trailer etc.) ausschlaggebend (Abbildung mit Grosshandelspreisen).

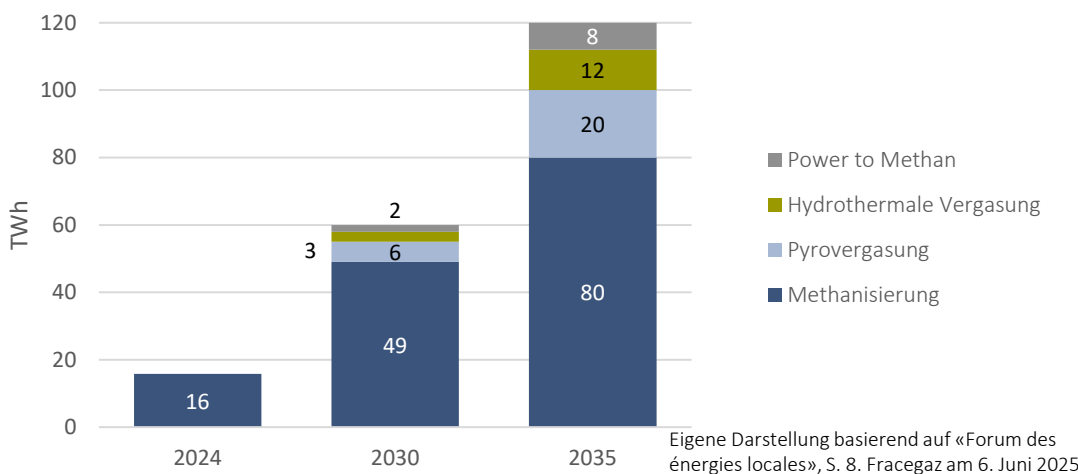
Ein rein technischer Ansatz reicht für die Bedarfsermittlung von H<sub>2</sub> oder anderen erneuerbaren Energieträger nicht aus. Es ist vielmehr wichtig, frühzeitig zu erkennen, ab welchen Preisen zusätzliche Nachfrage entstehen könnte. Infrastruktur und Importmöglichkeiten können so angemessen und rechtzeitig geplant werden.



# Erneuerbare Gase in Frankreich und Technologiemix

■ ■ Aufgrund der Ziele zur Treibhausgasreduktion ist der Methanabsatz in Frankreich rückläufig. Während seit 2021 der Absatz von Methan jährlich um 5 % gesunken ist und 2024 noch 361 TWh betrug, sind die Zuwachsraten bei der Biomethanproduktion eindrucklich. Die Vision der Gasindustrie ist ein Anteil an erneuerbaren Gasen von rund 20 % im Jahr 2030 und 40 bis 45 % im Jahr 2035. Frankreich setzt dabei auf verschiedene Technologien.

## Technologiemix zur Produktion erneuerbarer Gase



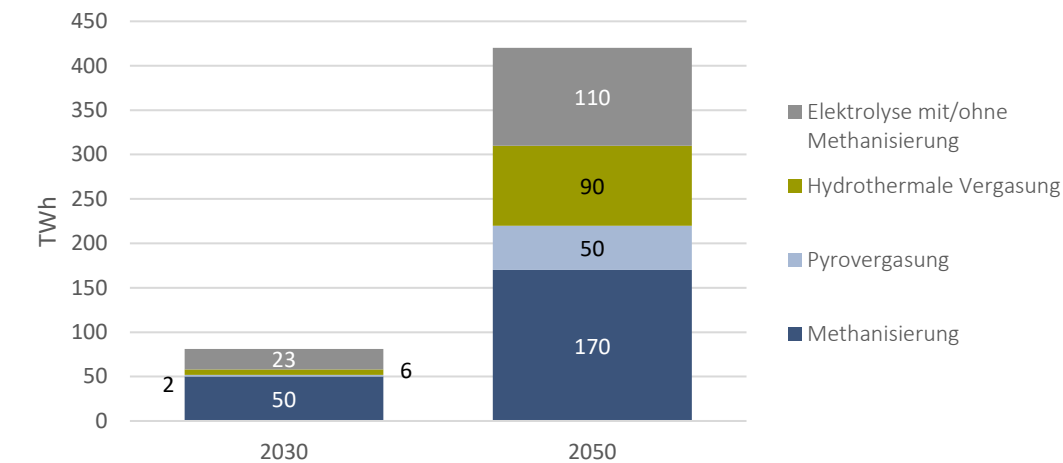
Der Leitgedanke dabei ist «Nicht eine Biomasse, sondern Biomassen». Durch diesen Ansatz können unterschiedliche Eingangsstoffe und daher höhere Potentiale erschlossen werden.

## Je nach Technologie werden unterschiedliche Eingangsstoffe verarbeitet

| Technologie                         | Eingangsstoff                                      |
|-------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Methanisierung                      | Bioabfälle, Ernterückstände, Zwischenfrüchte       |
| Hydrothermale Vergasung             | Feuchte Biomasse, Gülle, Schlamm, Mikroalgen       |
| Pyrovergasung                       | Trockene & holzige Biomasse, Abfälle, feste Stoffe |
| Elektrolyse mit/ohne Methanisierung | Erneuerbare Elektrizität                           |

Bei einigen Produktionstechnologien für erneuerbare Gase gibt es ab 2025 erste netzeinspeisende Projekte. Danach sollen die Technologien hochskaliert werden. Die Produktionspotentiale sind nachfolgend dargestellt.

## Produktionspotential verschiedener Technologien



Der Hochlauf der erneuerbaren Gase soll keine Mehrkosten für den Staat verursachen, aber zur **Energiesouveränität** beitragen und **lokale Wertschöpfung** generieren. Klare rechtliche Anerkennung erneuerbarer Gase, steuerlichen Gleichbehandlung, zunehmenden Bepreisung von CO<sub>2</sub> sowie Quoten für erneuerbare Gase und Energieträger sollen dabei den Hochlauf vorantreiben.

Frankreich setzt bei der Produktion von erneuerbaren Gasen auf ein diversifiziertes Technologieportfolio. Methanisierung spielt weiterhin die wichtigste Rolle, Pyrovergasung, hydrothermale Vergasung sowie die Herstellung von H<sub>2</sub> und dessen Derivate gewinnen zunehmend an Bedeutung.

# Rechtsrahmen für Gasnetzbetreiber für Stilllegungen in Deutschland und der Schweiz

Stilllegungen von Gasverteilnetzen sind innerhalb von Deutschland aktuell rechtlich unzulässig, durch die EU-Gasrichtlinie sind jedoch Änderungen wahrscheinlich



Derzeit ist eine planmässige Stilllegung von Gasverteilnetzen in Deutschland rechtlich nicht möglich, wenn sie aus Klimaschutz- oder unternehmenspolitischen Gründen erfolgen soll. Weder das Energiewirtschaftsgesetz noch landes- oder kommunalrechtliche Regelungen sehen entsprechende Verfahren vor.

Auch beim Auslaufen von Konzessionsverträgen besteht in der Regel eine Pflicht zum Weiterbetrieb. Mit der Umsetzung der [neuen EU-Gasrichtlinie](#) bis August 2026 soll sich dies ändern: Erstmals wird dann eine Stilllegung zulässig sein, wenn der Verteilnetzbetreiber einen detaillierten Plan vorlegt, der von der Regulierungsbehörde genehmigt wird. Dieser Plan muss strenge Anforderungen erfüllen, darunter den Nachweis eines dauerhaft geringen Bedarfs. Damit entsteht ein klar geregelter, aber anspruchsvoller Rahmen für die geordnete Stilllegung oder den Rückbau von Gasnetzinfrastruktur.

Kein aktuelles Verfahren zur Stilllegung aus klimapolitischen Gründen im Gesetz vorhanden

- [Betrieb als dauerhafte Aufgabe](#) («Ewigkeitsaufgabe») ausgestaltet
- Aufgrund von «wirtschaftlicher Unzumutbarkeit» oder unternehmenspolitischer Entscheidungen nicht möglich

Landesrechtliche und kommunale Gesetze bieten ebenfalls keine rechtliche Grundlage zur Stilllegung

- Bundesgesetze überstimmen Landesgesetze zum Klimaschutz
- kommunale Wärmeplanung nicht rechtlich verbindlich
- Bei Auslaufen des Konzessionsvertrag ohne Nachfolger i.d.R. Weiterbetriebspflicht des Altkonzessionärs

Nach Umsetzung der EU-Gasrichtlinie Stilllegungen auf Basis eines Plans mit strengen Anforderungen möglich

- Die neue EU-Gasrichtlinie sieht Möglichkeit zur Stilllegung von Gasverteilnetzen vor
- Voraussetzung ist ein genehmigter Stilllegungsplan mit klar definierten Anforderungen (u.a. dauerhaft geringe Bedarfsprognosen)

Stilllegungen von Gasnetzen sind in der Schweiz grundsätzlich möglich



Stilllegungen von Gasnetzen sind in der Schweiz prinzipiell rechtlich möglich. Da kein Bundesgesetz zur Gasversorgung in Kraft ist, liegen sie in der Verantwortung der Kantone und Gemeinden. Einzelne davon haben einen (Teil-)Rückzug aus der Gasversorgung für Gebäudeheizungen beschlossen. Stilllegungen werden, wo möglich, mit dem Fernwärmeausbau koordiniert.

Lösungsansätze, wie Gemeinden den Übergang von der Gasversorgung zur Fernwärme gestalten können, gibt das Dokument «Gasrückzug beim Aufbau thermischer Netze» von [EnergieSchweiz \(2024\)](#). Der Bericht «Grundlagen für die Stilllegung von Gasnetzen», [BFE \(2024\)](#), unterstützt Gemeinden und Gasversorger, die eine Stilllegung beschlossen haben, bei der Planung.

Der [Vernehmlassungsentwurf des GasVG](#) vom 19.09.2025 thematisiert auch Stilllegungen und die Anrechenbarkeit der Kosten. Die Gasnetzbetreiber sollen Netzentwicklungspläne erarbeiten, die der Regulierungsbehörde EnCom vorzulegen sind (Art. 5). Dabei ist die Koordination mit den Gemeinden, vor- bzw. nachgelagerten Gasnetzen und der Fernwärme zu gewährleisten. Neben Stilllegungen sollen auch Möglichkeiten zur Dekarbonisierung geprüft werden. Eine Koordination mit dem Stromsektor kann durch den Bundesrat vorgesehen werden. Grundsätzlich sieht der Entwurf die Anrechenbarkeit von Stilllegungs- und Rückbaukosten vor (Art 20), wobei dies unter dem Vorbehalt der Anerkennung der Pläne durch die EnCom steht.

Als Orientierungshilfe, wie Stilllegungen von Gasnetzen technisch fachgerecht geplant und ausgeführt werden können, dient die SVGW-Empfehlung [G1012 d](#). Auch der VSG unterstützt seine Mitglieder bei der Transformation ihrer Gasnetze.

In der EU wird der Rechtsrahmen für Stilllegungen bis 2026 umgesetzt. In der Schweiz haben einige Gemeinden bereits Stilllegungen beschlossen und konkrete Arbeiten dazu sind bei den Gasnetzbetreibern angelaufen. Der Entwurf des GasVG sieht neu vor, dass Netzentwicklungspläne von der Regulierungsbehörde genehmigt werden müssen.





# Erneuerbare Gase im Entwurf des GasVG vom 19. September 2025

## Eckpunkte des neuen GasVG-Entwurfs mit Implikationen für erneuerbare Gase

1. Gilt für Methanetze
2. Volle Marktöffnung, keine regulierte Versorgung
3. Neues Marktmodell: Ein- und Ausspeiseentgelt für die Netznutzung (Entry-Exit-Modell)
4. ElCom ist auch für Gas zuständig und wird zu EnCom: sie prüft Netzkosten, Netztarife und Netzentwicklungspläne

## Hintergrund

Schon lange wird in der Schweiz an einem Gasversorgungsgesetz (GasVG) gefeilt. Der kürzlich vorgelegte neue [Entwurf des GasVG](#) sieht im Gegensatz zum [Entwurf des GasVG 2019](#) eine volle Marktöffnung vor. Diese und weitere Eigenschaften des Marktmodells haben auch Implikationen für die erneuerbare Gase.

Die in der Vernehmlassung 2019 von einigen Stimmen als zu gering beurteilte Förderung erneuerbarer Gase wurde weiter geschwächt.

Die Vernehmlassungsfrist für den neuen Entwurf endet am 19. Dezember 2025.

## 1. Methan im Fokus

§ Gemäss Entwurfstext gilt das GasVG «grundsätzlich für Gasnetze, die mehrheitlich Methan befördern» (Art. 2 Abs 4).

☞ Damit ist Biomethan, synthetisches Methan und in geringen Mengen auch H<sub>2</sub> eingeschlossen.

## 2. Keine Beimischquoten für erneuerbare Gase

§ Im Gegensatz zum Entwurf des GasVG 2019 und zum StromVG ist die Lieferantenwahl durch die Notwendigkeit kommunikationsfähiger Messgeräte eingeschränkt (Art. 23), nicht durch eine Verbrauchsgrenze (Art. 9). Daher ist keine regulierte Versorgung mit der Möglichkeit zu Beimischquoten vorgesehen.

☞ Im Entwurf des GasVG von 2019 wären Beimischquoten innerhalb der regulierten Versorgung möglich gewesen.

☞ Ohne regulierte Versorgung ist die Ausgangslage in der Gasregulierung nun eine andere als im Strombereich: Das StromVG sieht gemäss Art. 6 in der Grundversorgung eine Mindestquote erneuerbarer, je nach Ausgangslage inländischer, Stromproduktion vor. Eine Beimischquote für Gas müsste daher an andere Mechanismen geknüpft werden, z.B. über Inverkehrbringer.

☞ Aufgrund fehlender zwischenstaatlicher Abkommen werden über Leitungen importierte erneuerbare Gase aktuell in der Schweiz nicht als solche angerechnet ([Barometer April 2025](#)).

☞ Aktuell mischen die Gasversorger Biomethan zu unterschiedlichen Anteilen in ihre Produkte. Die [VSG-Strategie](#) sieht vor, den Anteil erneuerbarer Gase bis 2030 auf 15% zu erhöhen.

## 3. Einspeiseentgelt für erneuerbare Gase

§ Aufgrund des Entry-Exit-Marktmodells fällt das Netznutzungsentgelt sowohl bei der Ein- als auch bei der Ausspeisung von Gas an (Art 18). Zu den Einspeisepunkten gehören neben den Verbindungen zu den Nachbarländern Erzeugungsanlagen, Rückvergasungsanlagen und Speicher.

☞ Damit werden erneuerbares Gas und (erneuerbarer) Strom ungleich behandelt: Im Strommarktmodell gibt es nur ein Ausspeiseentgelt. Ein Entgelt für die Einspeisung führt zu einer relativen Verteuerung von erneuerbarem Gas.

## 4. Keine H<sub>2</sub>-Regulierung, keine Querfinanzierung CH<sub>4</sub> zu H<sub>2</sub>

§ Nicht zum Anwendungsbereich gehören Netze, die mehrheitlich H<sub>2</sub> befördern. Investitionen zum H<sub>2</sub>-Transport sind nur anrechenbar, wenn sie unerheblich sind (Art. 22, Abs. 1), um eine Querfinanzierung zwischen CH<sub>4</sub>- und H<sub>2</sub>-Netzen zu verhindern.

☞ Die Beurteilung, ob Investitionen unerheblich sind, dürfte in der Praxis schwierig werden. Gemäss erläuterndem Bericht zählen Investitionen, z.B. zur Erhöhung des Drucks und des Durchflusses nicht zu den «unerheblichen» Massnahmen.

Im aktuellen Entwurf des GasVG sind erneuerbare Gase ein Randthema. Beimischquoten sind im Gegensatz zum Entwurf 2019 nicht vorgesehen. Einspeiseentgelte, die mit dem Marktmodell begründet werden, implizieren eine Verteuerung erneuerbarer Gase.



# 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)

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)



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



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



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



Dr. Florian Kuhlmei  
[florian.kuhlmei@polynomics.ch](mailto:florian.kuhlmei@polynomics.ch)



Lutz Ziwes  
[lziwes@e-bridge.com](mailto:lziwes@e-bridge.com)