

Herausgegeben von



## Barometer erneuerbare Gase

Unabhängige Bewertung der Entwicklungen  
zu erneuerbaren Gasen in der Schweiz

Ausgabe 9  
April 2026

# Vorwort



*«Policy frameworks play a significant role in shaping the biomethane sector.»*

CEER, Regulators' Reflections on Enabling the Injection and Access to the Wholesale Market of Biomethane, Regulatory Gas Strategy Workstream, 13.11.2025

*«Biomethan kann aus sowieso im Inland anfallenden Biomasseabfällen relativ einfach erzeugt werden: lokale Wertschöpfung, Eigenversorgung, Energiesicherheit.»*

Tilman Schildhauer, Erneuerbare Gase in einer nachhaltigen Energieversorgung der Schweiz, Resultate aus dem Innosuisse Flagship DeCIRRA ,ExpertInnengespräche PtX, Rapperswil 29. Oktober 2025

Geopolitische Konflikte, volatile Energiepreise und ambitionierte Klimaziele stellen den europäischen und schweizerischen Energiemarkt vor grosse Herausforderungen. Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Defossilisierung müssen gleichzeitig gewährleistet werden – in einem Umfeld, das von Unsicherheiten, politischen Abhängigkeiten und einem enormen Investitionsbedarf geprägt ist. Dieses Spannungsfeld zwischen Krise und Transformation spiegelt sich auch bei der Diskussion um erneuerbare Gase.

Die Schweizer Gasversorgung weist heute einen Anteil von 10 Prozent erneuerbarem Gas aus. Die Branche hat einen Anteil erreicht, von dem andere Länder nur träumen, und dies aus eigener Kraft. Dafür war der Einsatz im Gebäudebereich massgebend. Die Kantone wollen künftig in ihrer Gesetzgebung die erneuerbaren Gase nur sehr eingeschränkt berücksichtigen. Deutschland geht genau den umgekehrten Weg. Unsere Nachbarn anerkennen im neuen Gesetzesentwurf erneuerbare Gase explizit als Teil der Lösung auch im Wärmebereich: weg von pauschalen Technologieverböten hin zu einem stufenweisen Transformationspfad. Viele Akteure sehen das positiv und kritisch zugleich. Deutschland ist nun gefordert. Es braucht Massnahmen, um das Angebot zu steigern und auch Importe zu ermöglichen.

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

## Sechs Kernaussagen aus dem Barometer erneuerbare Gase

1. Aktuelle Preise für H<sub>2</sub> im Mobilitätsbereich sind gegenüber konventionellen Energieträgern selbst bei CO<sub>2</sub>-Preisen von 200 CHF/t CO<sub>2</sub> nicht wettbewerbsfähig. Die jüngsten Gaspreissteigerungen infolge des Irankonflikts haben die relative Preisstruktur der verschiedenen H<sub>2</sub>-Qualitäten bislang nicht verändert.
2. Kurzfristig höhere Gaspreise stärken vorübergehend die Wettbewerbsfähigkeit grüner Gase. Mittel- bis langfristig rechnen die Märkte jedoch aktuell mit moderaten Preisen für Erdgas. Inwieweit die Transformation zu grünen Gasen von der aktuellen Krise profitiert oder gedämpft wird, bleibt abzuwarten.
3. Die Umsetzung der MuKen in kantonales Recht kann sehr unterschiedlich ausfallen. Wenn die kantonale Energiegesetzgebung eng an den MuKEN 2025 ausgerichtet ist, beschränkt sich der langfristige Einsatz grüner Gase in der Gebäudewärmeversorgung auf Fernwärmeanwendungen sowie auf Übergangsheizsysteme in wirtschaftlichen Härtefällen. Demgegenüber ist das deutsche Gebäudemodernisierungsgesetz mit der sogenannten «Biotreppe» offener ausgestaltet. Inwiefern diese Regelung den Hochlauf erneuerbarer Gase tatsächlich unterstützt, ist jedoch umstritten.
4. Alle Nachbarländer der Schweiz sozialisieren einen Teil der Netzanschlusskosten von Biomethaneinspeisungen. Verstärkungsmassnahmen auf Systemebene aufgrund von Einspeisungen werden komplett sozialisiert. Wie die Schweiz verfügen die Nachbarländer über nationale HKN-Register, jedoch ist die Unionsdatenbank noch nicht voll funktionsfähig.
5. Mit dem «ZuBio»-Verfahren verschiebt sich in Deutschland die Kostenlogik für den Gasnetzanschluss von Biomethananlagen deutlich in Richtung Anlagenbetreiber. Die zunehmende Kostenverantwortung erhöht die Wirtschaftlichkeitsanforderungen und stellt insbesondere neue Biomethanprojekte vor höhere Markteintrittshürden.
6. Der Einsatz erneuerbarer Gase hängt davon ab, wo sie gebraucht werden, welche Infrastruktur vorhanden ist und welche Alternativen vor Ort realistisch sind. Gerade deshalb empfiehlt das Forschungsprogramm DeCIRRA differenzierte Planung statt einheitlicher Zielbilder.

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



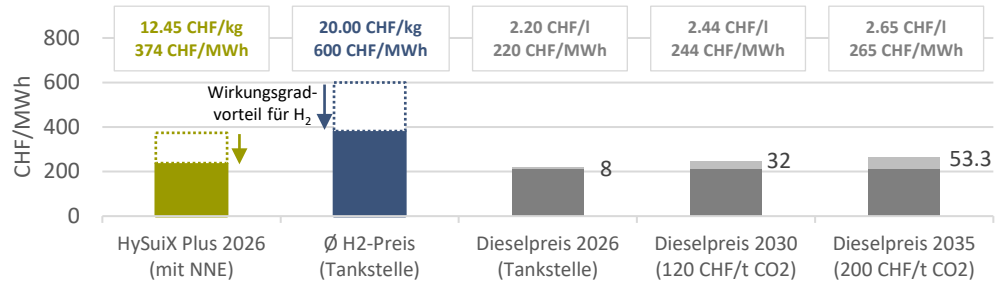
H<sub>2</sub> ist bei den aktuellen Kostenstrukturen selbst bei hohen CO<sub>2</sub>-Preisen nicht wettbewerbsfähig. Auch kurzfristige Gaspreisspitzen lösen keine strukturelle Trendwende aus. Nahe an den MuKEN 2025 umgesetzte kantonale Energiegesetze schränken den Einsatz grüner Gase im Gebäudebereich ein. Vor diesem Hintergrund bleibt der Hochlauf erneuerbarer Gase in der Schweiz begrenzt und ist abhängig vom Sektor und der standortspezifischen Infrastruktur.

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

## H<sub>2</sub>-Grenzkosten des HySuiX in den Winterhalbjahren 2024/25 & 2025/26

Im Winterhalbjahr 2025/26 lagen die Grenzkosten von grünem H<sub>2</sub> rund 9% über dem Niveau des Vorjahres (siehe Abbildung rechts). Für blauen H<sub>2</sub> lagen sie aufgrund einer Preisanpassung bei der CCS-Technologie knapp 30% höher. Grauer H<sub>2</sub> verzeichnete im Mittel einen leichten Preisrückgang um 9%. Insgesamt ist H<sub>2</sub> etwas teurer geworden, mit saisonalen Schwankungen vor allem bei grünem H<sub>2</sub> infolge der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien.

## Optimierte H<sub>2</sub>-Gestehungskosten vs. Tankstellenpreise vs. Dieseläquivalent



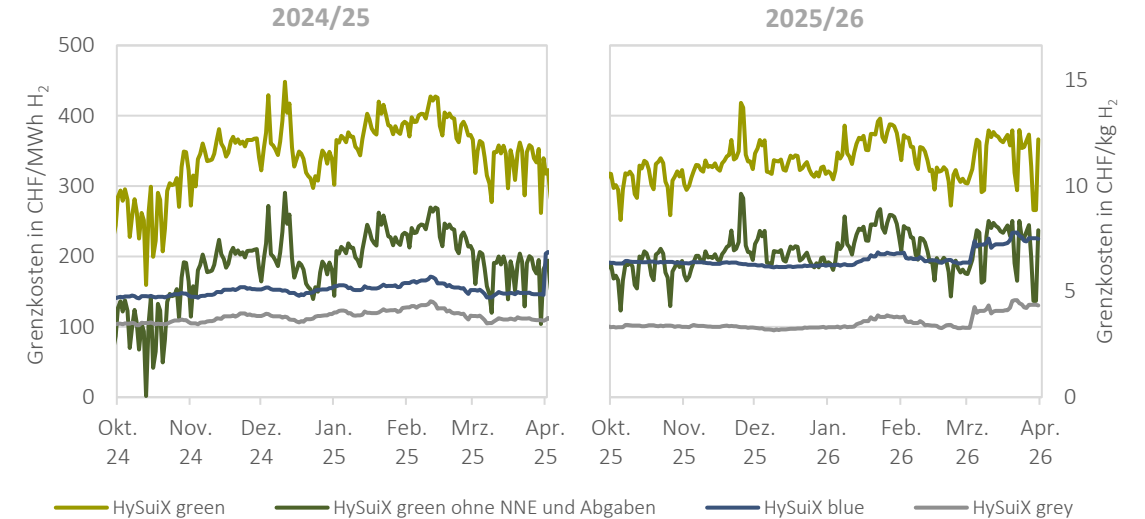
Aktuell beträgt der Dieselpreis für Endverbraucher rund 2.20 CHF/l (220 CHF/MWh, davon rund 30 CHF/t CO<sub>2</sub>-Preis). Für die Jahre 2030 bzw. 2035 führen prognostizierte CO<sub>2</sub>-Preise von 120 CHF/t bzw. 200 CHF/t (IEA, 2021) zu einem Anstieg auf rund 2.44 CHF/l bzw. 2.65 CHF/l. Zur Berechnung der H<sub>2</sub>-Äquivalenz werden Tank-to-Wheel-Wirkungsgrade von 35% für das Dieselfahrzeug und 55% für das H<sub>2</sub>-Brennstoffzellenfahrzeug unterstellt.

Im Winterhalbjahr 2025/26 liegen die optimierten H<sub>2</sub>-Vollkosten mit 12.45 CHF/kg deutlich unter dem durchschnittlichen [Tankstellenpreis](#) von rund 20 CHF/kg H<sub>2</sub> (etwa 600 CHF/MWh).

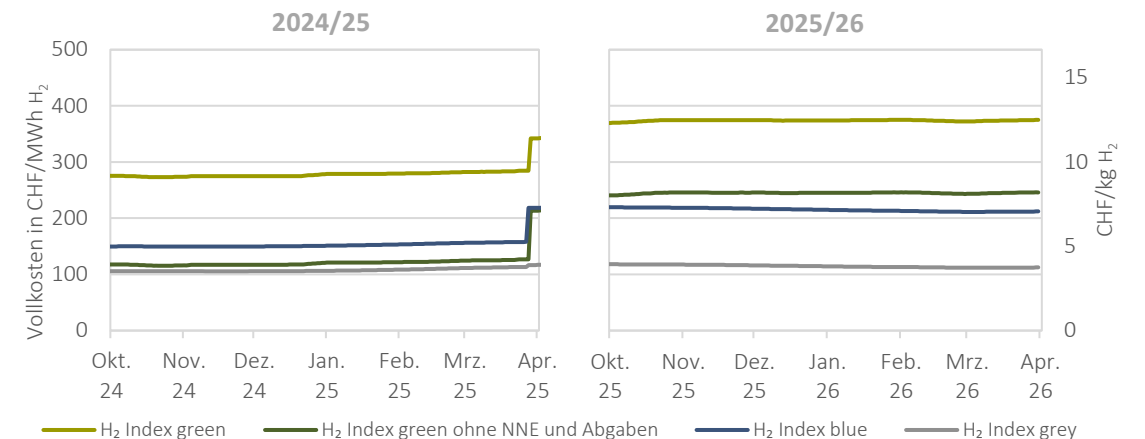
Diesel ist gegenüber H<sub>2</sub> weiterhin kostengünstiger, auch wenn die bestehende Wettbewerbslücke zukünftig mit steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen kleiner wird. Für eine Preisparität zwischen Diesel und grünem H<sub>2</sub> (20 CHF/kg) wäre bei gleichen Energiekosten ein künftiger CO<sub>2</sub>-Preis von etwa 630 CHF/t erforderlich (entspricht einem Dieselpreis von 3.82 CHF/l).

Aktuelle Preise für H<sub>2</sub> im Mobilitätsbereich sind gegenüber konventionellen Energieträgern selbst bei CO<sub>2</sub>-Preisen von 200 CHF/t CO<sub>2</sub> nicht wettbewerbsfähig. Die jüngsten Gaspreissteigerungen infolge des Irankonflikts haben die relative Preisstruktur der verschiedenen H<sub>2</sub>-Qualitäten bislang nicht verändert.

## HySuiX (H<sub>2</sub>-Grenzkosten)



## Optimierte Vollkosten



# Preisanstieg von Erdgas stärkt die Wettbewerbsfähigkeit von H<sub>2</sub> und Biomethan

Anstieg des Grosshandelsgaspreises ist gegenüber Energiepreiskrise moderat

Der europäische Grosshandelsgaspreis am Handelsplatz TTF ist seit Anfang Januar 2026 von rund 28 €/MWh um über 80 % auf zwischenzeitlich 50–55 €/MWh gestiegen. Der zuvor verzeichnete Preisrückgang infolge weltweit steigender LNG-Produktionskapazitäten wurde durch den Irankonflikt unterbrochen: Angriffe auf Energieinfrastruktur in der Golfregion sowie die Beeinträchtigung der Schifffahrt durch die Strasse von Hormus führen dazu, dass derzeit 20% der globalen LNG-Handelskapazitäten nicht verfügbar sind. Trotz dieses Anstiegs liegt das aktuelle Preisniveau weiterhin deutlich unter den Spitzenwerten der Energiepreiskrise im Jahr 2022 infolge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine. Der Terminmarkt signalisiert trotz der anhaltenden Unsicherheiten mittelfristig eine Entspannung, mit TTF-Future-Preisen bis 2030 um 25 €/MWh. [Experten](#) zufolge könnten die Preise jedoch bei einer länger andauernden Unterbrechung der LNG-Transporte durch die Strasse von Hormus auf 80 bis 120 €/MWh ansteigen.

## Gasversorgung und Preiseingriffe

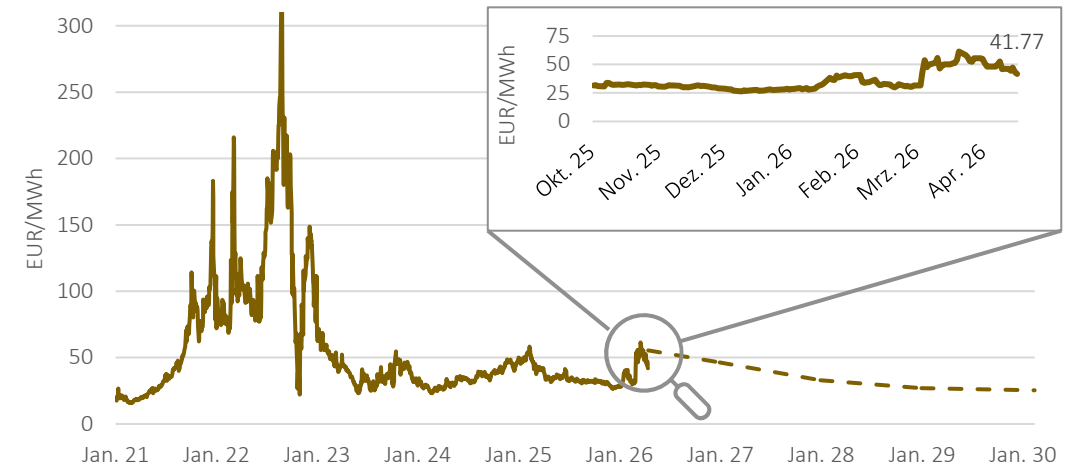
In Europa sind die Gasspeicherfüllstände aktuell niedrig. Für deren Befüllung wird gewöhnlich der Sommer-Winter-Spread ausgenutzt, der für die anstehende Wiederbefüllung ausbleiben könnte. 2022 reagierten die EU-Mitgliedsländer mit Speicherzielen, Preisdeckeln, der Aussetzung von Steuern und Abgaben sowie einer gemeinsamen Beschaffungsstrategie. Einige Staaten haben in der aktuellen Situation bereits ähnliche Massnahmen in Bezug auf Ölpreise ergriffen.

In der Schweiz konnte man bisher grösseren marktverzerrenden Eingriffen widerstehen. Wie in EU-Ländern besteht aber auch hier eine politische Sensibilität gegenüber starken Energiepreissteigerungen. So schlägt der Bundesrat bspw. vor, den CO<sub>2</sub>-Preis nach 2030 weiterhin zu begrenzen – bei Brennstoffen auf 120 CHF/t und bei Treibstoffen auf 20 CHF/t ([Medienmitteilung](#), 09/25).

Grundsätzlich stärken steigende Erdgaspreise sowie CO<sub>2</sub>-Preise die Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Gasen, zeigen aber die Relevanz niedriger Energiepreise für die Wirtschaft auf.

Kurzfristig höhere Gaspreise stärken vorübergehend die Wettbewerbsfähigkeit grüner Gase. Mittel- bis langfristig rechnen die Märkte jedoch aktuell mit moderaten Preisen für Erdgas. Inwieweit die Transformation zu grünen Gasen von der aktuellen Krise profitiert oder gedämpft wird, bleibt abzuwarten.

Gaspreisentwicklung Grosshandelspreise (Marktplatz TTF) 2021 bis 2030 (Futures)



## Erneuerbare Gase im politischen Spannungsfeld von Sicherheit und Kosten

Die neuerlich spürbaren Preisausschläge und die Sorge um die Verfügbarkeit fossiler Energieträger führen zu unterschiedlichen politischen Reaktionen. In welche Richtung das Pendel mittelfristig ausschlägt, Beschleunigung oder Verlangsamung der Transformation, bleibt abzuwarten.

### Transformation als Mittel zur Reduktion fossiler Abhängigkeit

- Geopolitische Krisen machen fossile Importabhängigkeiten spür- und sichtbar
- Erneuerbare Energien stärken die Versorgungssicherheit
- Langfristig Stärkung der Rolle erneuerbarer Energien



### Steigendes Gewicht der Kostenfrage als Transformationsbremse

- Kurzfristige starke Preissteigerungen sind politisch heikel. Ihre Dämpfung kann Priorität vor langfristigen Transformationszielen haben.
- Die Zahlungsbereitschaft für erneuerbare Energien ist begrenzt, da diese auch im Preiswettbewerb mit fossilen Energieträgern stehen.

# Energieträger im Heizungsmarkt: Unterschiedliche Ansätze in Deutschland (GMG) und der Schweiz (MuKEn)

Eckpunktepapier zum Gebäudemodernisierungsgesetz (GMG) in Deutschland forciert Diskurs über die Ausrichtung der Wärmewende und die Rolle von Biogas.

Die geplanten Änderungen am GMG führen voraussichtlich zu einer grundlegenden Neuausrichtung der Vorgaben für Heizsysteme, Neubauten und Wärmenetze. Die Verabschiedung ist bis Juli 2026 geplant. Dies sind die zentralen Inhalte:

- 1. Aufhebung bisheriger Vorgaben:** Die bisherigen Kernregelungen des Vorgängergesetzes werden deutlich gelockert. Damit entfallen insbesondere die Pflicht zur Nutzung von 65 % erneuerbaren Gasen bei Gasheizungsaustausch, die Bindung an kommunale Wärmeplanungen sowie das Verbot besonders alter Öl- und Gasheizungen.
- 2. Einführung einer «Biotreppe» beim Heizungsaustausch:** Neue fossile Heizungen müssen ab 2029 zunächst mindestens 10 % klimafreundliche Brennstoffe einsetzen; dieser Anteil steigt stufenweise bis 2040 an. Die weiteren Stufen werden im Gesetz definiert.
- 3. Regelungen für Bestandsgebäude:** Für Bestandsgebäude wird ab 2028 eine moderate Quote eingeführt. Mindestens 1 % klimaneutrale Brennstoffe sind bilanziell nachzuweisen.
- 4. Faktischer Ausstieg aus fossilen Energieträgern im Neubau:** Ab 2030 sind im Neubau nur noch Nullemissionsgebäude zulässig (faktischer Ausstieg aus fossilen Energieträgern).
- 5. Fortführung der Bundesförderung für effiziente Gebäude und Wärmenetze:** Die Bundesförderungen, insbesondere für Wärmepumpen, Sanierungen zur Gebäudeeffizienzsteigerung und den Ausbau von Wärmenetzen, bleiben bestehen.

Für Gasnetzbetreiber und Netznutzer bleibt der wirtschaftliche und klimapolitische Druck zur Defossilisierung trotz regulatorischer Lockerungen langfristig hoch. Der Gesetzesentwurf benennt erneuerbare Gase als Bestandteil eines stufenweisen Transformationspfads im Wärmesektor und erkennt ihren technischen Beitrag insbesondere bei der Nutzung bestehender Infrastrukturen an. Gleichzeitig ist absehbar, dass die Nachfrage nach erneuerbaren Gasen vor allem in schwer elektrifizierbaren Sektoren zunehmen wird. Damit bleibt offen, ob das verfügbare Angebot einen breiten Einsatz in der Gebäudewärme zu vertretbaren Kosten erlaubt. Um starke Preisbelastungen für Endkunden zu vermeiden, sind geeignete politische Rahmenbedingungen zur Ausweitung des Angebots und für einen effizienten Einsatz erforderlich.

Die Rolle von Biomethan in der Wärmeversorgung ist in der Schweiz kantonal unterschiedlich geregelt.

Die Mustervorschriften der Kantone (MuKEn) 2025 wurden im August 2025 von der Energiedirektorenkonferenz (EnDK) verabschiedet und dienen der Harmonisierung der Gebäuderegulierung in der Schweiz. Die MuKEn sind rechtlich unverbindliche Modellregelungen und dienen als Vorlage für kantonale Gesetzgebung. Der Geltungsbereich umfasst Neubauten und Bestandsgebäude, insbesondere die Anforderungen an Wärmeerzeugung, Energieeffizienz und graue Energie. Rechtsverbindlich werden sie erst mit der Umsetzung in kantonales Recht, die je nach politischem Prozess sehr unterschiedlich ausfallen kann. Die MuKEn 2025 enthalten Vorgaben zur Wahl der Wärmeerzeugungssysteme, die beim Ersatz bestehender Anlagen unter dem Vorbehalt wirtschaftlich tragbarer Mehrkosten stehen.

Technologien zur Erfüllung der MuKEn-Anforderungen für Wärmeerzeuger in Neubauten oder Wärmeerzeugersersatz in Bestandsgebäuden:

- 1. Wärmepumpe**
- 2. Holzfeuerung**
- 3. Fernwärme** (Anteil erneuerbare Wärme muss größer 70% sein)
- 4. Solarthermie**
- 5. Abwärme** (wenn nicht anderweitig nutzbar)
- 6. Kombinationen** von Anlagen gemäss 1 bis 5

Ausnahme: Sind beim Ersatz des Wärmeerzeugers die Lebenszykluskosten eines erneuerbaren Systems um mindestens 25 % höher als jene einer fossilen Lösung, kann abweichend vom Grundsatz weiterhin eine fossile Heizung eingesetzt werden, **sofern mindestens 20 % des Wärmebedarfs eingespart oder durch erneuerbare Energien gedeckt werden.**

Die Umsetzung der MuKEn in kantonales Recht kann sehr unterschiedlich ausfallen. Wenn die kantonale Energiegesetzgebung eng an den MuKEn 2025 ausgerichtet ist, beschränkt sich der langfristige Einsatz grüner Gase in der Gebäudewärmeversorgung auf Fernwärmeanwendungen sowie auf Übergangsheizsysteme in wirtschaftlichen Härtefällen. Demgegenüber ist das deutsche Gebäudemodernisierungsgesetz mit der sogenannten «Biotreppe» offener ausgestaltet. Inwiefern diese Regelung den Hochlauf erneuerbarer Gase tatsächlich unterstützt, ist jedoch umstritten.



# Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biomethan in der EU

Im Jahr 2025 hat die Schweiz ein nationales System zur Erfassung von Herkunftsnachweisen (HKN-Register) eingeführt. Bundesrechtliche Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biomethan bestehen in der Schweiz nicht. Bei der Regelung der Kostentragung und der Marktintegration kommt somit der Branche eine wichtige Rolle zu. Eine Orientierung für die laufenden Arbeiten der Branche bietet auch das Vorgehen der EU-Länder.

Das EU-Paket zur Defossilisierung des Gassektors (Gasverordnung und -richtlinie) ermutigt die Mitgliedstaaten, nationale Biomethanstrategien zu entwickeln, den Ausbau erneuerbarer Gase zu fördern und bestehende Hindernisse abzubauen. Grundsätzlich muss der Netzzugang für Biomethan diskriminierungsfrei, fair und vorhersehbar sein. Die Stossrichtungen der EU-Regulierung betreffen Regelungen zu Netzanschluss, Netztarife an Einspeisepunkten und Grenzübergabepunkten (GüP), sowie Markt und Handel ([CEER-Studie 2026](#), siehe Abbildung rechts).

## Aktueller Stand Netzanschlüsse und Netztarife

In den meisten EU-Ländern gibt es für Biomethan-Anschlüsse **Kostenteilungsmodelle** zwischen Erzeuger und dem Netz(-Betreiber), oft unter Verwendung von Schwellenwerten:

Land	Kostenteilung Anschluss		Kommentar
	Erzeuger	Netz sozialisiert	
Deutschland	25% (100%*)	75% (0%*)	Anschluss < 10km, Erzeuger zahlt max. 250 T€ wenn < 1km (* Neuregelung ab 2027, vgl. nachfolgende Seite)
Frankreich	40%	60%	Max. 600 T€ sozialisiert
Italien	80%	20%	
Österreich	0%	100%	Ab 3 km zahlt Erzeuger, Leitungsmeter/m <sup>3</sup> < 60,

In Dänemark und Portugal tragen die **Erzeuger den Grossteil der Anschlusskosten**, teils existieren jedoch gezielte Förderungen. **Verstärkungsmassnahmen auf Systemebene** (z. B. Rückkompression, Ausbau höherer Netzebenen) werden in der Regel dem Netz angelastet und somit sozialisiert.

Die meisten EU-Mitgliedstaaten gewähren derzeit **keine Rabatte** bei Netztarifen für Biomethan, da sie auf alternative Fördermechanismen setzen.

## EU-Stossrichtungen für die Einspeisung erneuerbarer Gase

### Netzanschluss

**Kosten Netzanschlussleitung:** Kostenteilungsmechanismen können angewendet werden

**Kosten Netzverstärkung:** Kosten von netzbezogenen Massnahmen, von denen alle Nutzer profitieren, dürfen nicht ausschliesslich den Erzeugern auferlegt werden.

### Netztarife

**Einspeisekapazitäten:** Feste Kapazitäten bereitstellen.

**Tarife Biomethaneinspeisepunkte und GüP** Kapazitätsbasierte Netztarife sollen entfallen; Ausnahmen sind bei bereits entwickeltem Biomethan Sektor oder bestehenden Fördermechanismen möglich.

### Markt und Handel

**Marktzugang Biomethan:** Marktintegration mit Zugang zum Grosshandelsmarkt unabhängig vom Einspeisepunkt.

**Handelsrahmen Biomethan:** Offenlegung des Anteils an erneuerbarem Gas mit HKN

## Aktueller Stand Markt und Handel

Der **Zugang zum Grosshandelsmarkt** von Methan erfolgt unabhängig vom Einspeisepunkt über **integrierte Markträume** mit direktem Zugang zum virtuellen Handelsspunkt (VHP), beispielsweise in Deutschland, Österreich und Italien. In Dänemark ermöglichen **virtuelle Einspeisepunkte** im Transportnetz die Handelbarkeit. Frankreich kennt hingegen einen indirekten Marktzugang über **Abnahmeverpflichtungen** ohne direkten Zugang zum VHP.

Beim **Handelsrahmen für HKN** und Nachhaltigkeitsnachweise (**PoS**) bestehen unterschiedliche Entwicklungsstände. In vielen Ländern existieren bereits HKN-Register, während die noch nicht vollständig operative Union Database (UDB) den grenzüberschreitenden Handel derzeit erschwert.

Alle Nachbarländer der Schweiz sozialisieren einen Teil der Netzanschlusskosten von Biomethaneinspeisungen. Verstärkungsmassnahmen auf Systemebene aufgrund von Einspeisungen werden komplett sozialisiert. Wie die Schweiz verfügen die Nachbarländer über nationale HKN-Register, jedoch ist die Unionsdatenbank noch nicht voll funktionsfähig.

# Neue Kostenlogik für den Gasnetzanschluss von Biomethananlagen in Deutschland

## Das «ZuBio»-Verfahren in Deutschland

Mit dem Auslaufen der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) zum 31. Dezember 2025 wird der Netzzugang für Biomethan ab 1. Januar 2026 durch die BNetzA-Festlegung ZuBio neu geregelt. Ziel der ZuBio ist es, einen bundesweit einheitlichen, verbindlichen Rechtsrahmen für Anschluss, Betrieb und Einspeisung von Biomethan(anlagen) zu schaffen. Anders als bisher erfolgt die Regulierung künftig über eine behördliche Festlegung und nicht mehr über eine Verordnung, wodurch Auslegungsspielräume reduziert und Prozesse stärker standardisiert werden. Für Netzbetreiber bedeutet dies vor allem mehr Klarheit und Vergleichbarkeit, gleichzeitig aber auch eine stärkere formale Bindung an die Vorgaben der BNetzA.

## Kostenaufteilung Biomethan-Netzanschluss verlagert sich auf Anlagenbetreiber

Die bisherigen Regelungen der GasNZV sehen eine Übernahme des Grossteils der Netzanschlusskosten durch den Netzbetreiber vor. Die ZuBio-Festlegung enthält explizit keine Regelung zur Kostenteilung des Netzanschlusses, sodass mit Auslaufen der Übergangsregelungen zum 1. Januar 2027 die Kostenverantwortung dauerhaft auf die Anlagenbetreiber übertragen wird. Dies erhöht die Investitions- und Wirtschaftlichkeitsanforderungen für Biomethanprojekte und wirkt potenziell dämpfend auf den Markthochlauf.

## Bis Ende der Übergangsphase 1. Januar 2027

- **Gasnetzanschluss < 1 km:** 25 % Anlagenbetreiber und 75 % Netzbetreiber **jedoch Kostendeckelung Anlagenbetreiber 250.000€**, Rest Netzbetreiber
- **Gasnetzanschluss < 10 km:** Kostenteilung zu **25 % Anlagenbetreiber** und **75 % Netzbetreiber**. Für jeden weiteren Kilometer 100% Anlagenbetreiber.

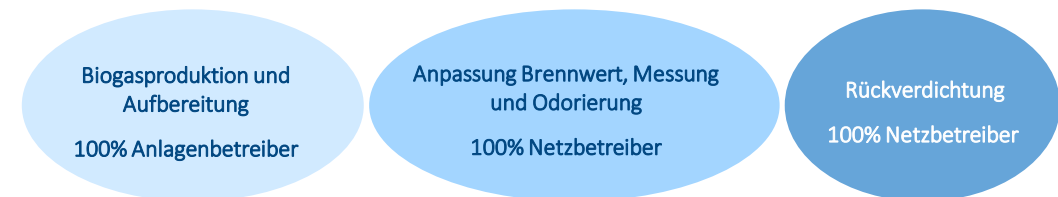
## Ab 1. Januar 2027

- Anwendung der allgemeinen Regeln zur Kostentragung des §17 Abs. 1 EnWG: 100% der Anschlusskosten trägt der Anlagenbetreiber.

## Änderung der Aufteilung der Investitionskosten zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber beim Anschluss einer Biomethananlage



## Beibehaltung der Kostenaufteilung der Betriebskosten



Mit dem «ZuBio»-Verfahren verschiebt sich in Deutschland die Kostenlogik für den Gasnetzanschluss von Biomethananlagen deutlich in Richtung Anlagenbetreiber. Die zunehmende Kostenverantwortung erhöht die Wirtschaftlichkeitsanforderungen und stellt insbesondere neue Biomethanprojekte vor höhere Markteintrittshürden.

# Innosuisse-Flagship DeCIRRA: Wie regionale Unterschiede die Rolle erneuerbarer Gase bestimmen

Seit 2022 untersucht das Forschungsprojekt DeCIRRA (**Decarbonisation of Cities and Regions with Renewable gAses**), wie Regionen und Städte mit lokalen Ressourcen und bestehender Infrastruktur dekarbonisiert werden. Im Fokus stehen CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> sowie die Rolle der Energieversorger. Beteiligt sind Forschende von PSI, OST, ZHAW und der Universität Luzern sowie zahlreiche Umsetzungspartner. DeCIRRA verbindet damit Systemanalyse, Regulierung und konkrete Umsetzungsprojekte.

## Nicht die Technologie, sondern die Infrastruktur entscheidet

Ein Kernbefund des [DeCIRRA-White-Papers 2025](#) ist die infrastrukturbasierte Entscheidungslogik: Je nachdem, ob an einem Standort Infrastruktur für CH<sub>4</sub>-, H<sub>2</sub>- und/oder CO<sub>2</sub> vorhanden ist, ergeben sich unterschiedliche optimale Lösungswege für Industrie, Stromüberschüsse, Biomasse und Negativemissionen.

## Welche Lösung passt wo?

Die folgende Abbildung illustriert die Empfehlungen von DeCIRRA für verschiedene regionale Ausgangslagen. Der Grundansatz ist dabei überall derselbe: Lokale Ressourcen nutzen, Restbedarfe gezielt decken und die Planung regional ermöglichen, ergänzt durch übergreifende Leitlinien, die teilweise noch zu konkretisieren sind.

Region mit CH <sub>4</sub> -Netz und Biomassepotenzial	Region nahe H <sub>2</sub> -Korridor / EHB	Region ohne Gasnetz
<ul style="list-style-type: none"><li>• Biomethan-Produktion vor Ort für Industrie und Spitzenlast</li><li>• Umwandlung Sommerstrom via PtG zu Methan</li><li>• Nutzung bestehender Gasinfrastruktur</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• H<sub>2</sub> für Industrie und flexible Anwendungen</li><li>• Schrittweiser Aufbau H<sub>2</sub>-Infrastruktur (inkl. Produktion)</li><li>• Methan, Methanol und Biochar eher ergänzend</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Elektrifizierung, wo sinnvoll</li><li>• Kaskade Biomasse lokal: Wärme (Rohbiogas), Bio- und Hydrochar</li><li>• Methanol saisonal</li><li>• keine pauschale Gaslösung</li></ul>

Quelle: Basierend auf [DeCIRRA-White-Paper](#) (Aqua und Gas 5/25, S. 39, Tab. 1)

## Dekarbonisierung ist regional

Die Hauptbotschaft der [DeCIRRA-Konferenz 2026](#) ist die ortsspezifische Dekarbonisierung:

- Für die Rolle erneuerbarer Gase gibt es kein schweizweit einheitliches Zielbild. Entscheidend sind die Ausgangsbedingungen vor Ort: Gibt es ein Gasnetz? Ist eine H<sub>2</sub>- oder CO<sub>2</sub>-Infrastruktur realistisch? Wie viel Biomasse fällt an? Wo entstehen saisonale Stromüberschüsse? Und wo verbleibt Bedarf an Hochtemperaturwärme, Spitzenlast oder speicherbaren Energieträgern?
- Die Herausforderung liegt oft nicht in der Technik, sondern in der Koordination zwischen Akteuren und fehlenden Entscheidungsgrundlagen auf regionaler Ebene (siehe z. B. [RIBB, 2026](#)).

## Erneuerbare Gase bleiben nach 2050 Teil des Systems

Der Bedarf an brennbaren Gasen dürfte bis 2050 auf 1/3 bis 1/5 des heutigen Bedarfs sinken ([PSI, 2026](#)). Ganz verschwinden wird er aber nicht. DeCIRRA sieht weiterhin Einsatzfelder dort, wo Elektrifizierung an Grenzen stösst: bei industrieller Hochtemperaturwärme, bei Spitzenlasten und teils in dicht bebauten Gebieten mit begrenzten Alternativen.

## Auch die Modellierung muss regionaler werden

Für realistische Transformationspfade braucht es regional aufgelöste Modelle, die unterschiedliche Infrastrukturen, Ressourcen und Nachfragestrukturen berücksichtigen. Erst dann lassen sich die Wirkungen von Regulierung, Netzentgelten oder Förderinstrumenten realistisch beurteilen und sichtbar machen, welche Lösungen wo sinnvoll sind und tatsächlich umgesetzt werden können. DeCIRRA öffnet die Toolbox für alternative Planungsprozesse, etwa durch Multikriterienanalyse ([HSLU, AlphaSYNT, 2026](#)).

Der Einsatz erneuerbarer Gase hängt davon ab, wo sie gebraucht werden, welche Infrastruktur vorhanden ist und welche Alternativen vor Ort realistisch sind. Gerade deshalb empfiehlt DeCIRRA differenzierte Planung statt einheitlicher Zielbilder.



# 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.

## Biotreppe des Gebäudemodernisierungsgesetz

Gemäß dem Entwurf zum Gebäudemodernisierungsgesetz dürfen auch langfristig gasbasierte Heizungssysteme eingebaut werden in Deutschland. Diese müssen stufenweise mit einem höheren Anteil an grünen Gasen oder Ölen betrieben werden, beginnend mit 10 % im Jahr 2030.

## 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.

## Power-to-Gas (PtG)

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

## Power-to-X (PtX)

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

## PtX-Derivate

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

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

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

## Synthetisches Methan (Synthetic Methane)

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

# Impressum

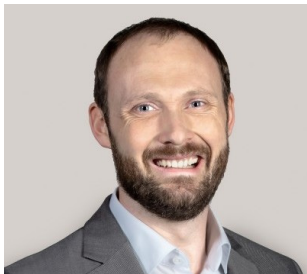
Polynomics AG  
Baslerstrasse 44  
CH-4600 Olten  
[www.polynomics.ch](http://www.polynomics.ch)  
Tel. +41 62 205 15 70



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



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



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

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



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



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



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



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