

Édité par



Baromètre gaz renouvelables

Analyse indépendante des développements relatifs aux gaz renouvelables en Suisse

Édition 10
Octobre 2026

Avant-propos



« Il faut renoncer à une garantie financière de la Confédération pour la transformation et le développement du gazoduc de transit d'hydrogène parce que les besoins futurs en hydrogène ne sont pas clairs et que les bases légales font défaut. ... La montée en puissance retardée du marché donne aux cantons et aux communes le temps de se concerter et de s'organiser. En cas de subventionnement, il faudrait vérifier comment la Confédération ainsi que les cantons et les communes y participent en tant que copropriétaires. »

Office fédéral de l'énergie, Prüfbericht über die Notwendigkeit einer staatlichen Absicherung für die Ertüchtigung der Transigasleitung für Wasserstoff (en allemand uniquement), OFEN, 2 septembre 2026

« Si le biométhane peut traverser les frontières, le marché des contrats d'achat reste toutefois largement fragmenté. L'utilisation systématique d'une base de données de l'Union pleinement opérationnelle pour le traçage des carburants gazeux renouvelables contribuera à accroître le commerce transfrontière du biométhane entre les États membres et à améliorer la transparence et la fiabilité en ce qui concerne son origine. »

Recommandation de la Commission européenne relative à la suppression des obstacles à l'élaboration d'accords d'achat d'électricité et d'autres accords d'achat d'énergie, avril 2026, [considérant 33](#)

La décision du Conseil fédéral de ne pas garantir financièrement le passage du gazoduc de transit d'hydrogène pour l'instant est regrettable. Mais elle laisse une porte ouverte. Le marché de l'hydrogène européen se développe bien moins vite que prévu. La demande, les modèles commerciaux et la sécurité d'investissement représentent un défi pour de nombreux projets aujourd'hui et le gouvernement suisse attend donc que les choses soient claires. Mais la Suisse prend le risque de disparaître une nouvelle fois du paysage européen et d'être mise à l'écart.

Il est donc essentiel de soutenir autant que possible le biométhane, en Suisse et en Europe. Aujourd'hui déjà, le biométhane peut remplacer le gaz naturel fossile et contribuer concrètement à la protection du climat et à la sécurité d'approvisionnement. La branche gazière suisse a pris les devants et propose déjà une part de 10 % dans le mix de gaz. Il s'agit de la plus grande importatrice de gaz renouvelable en Europe et elle redouble d'efforts pour que ce gaz importé soit imputé à l'industrie notamment. L'Office fédéral de l'environnement travaille ici main dans la main avec la branche pour trouver des solutions avec d'autres États. La transformation énergétique n'a pas seulement besoin de l'hydrogène de demain, mais aussi du biométhane d'aujourd'hui.

Le monde de l'énergie continue de bouger. Les conclusions des expertes et experts dans ce baromètre sont donc d'autant plus utiles pour tracer la voie.

Meilleures salutations,
Daniela Decurtins

Éditeur

Association Suisse de l'Industrie Gazière
Daniela Decurtins
Grütlistrasse 44 | 8002 Zurich
<https://gazenergie.ch/de/>
Tél. +41 44 288 31 31

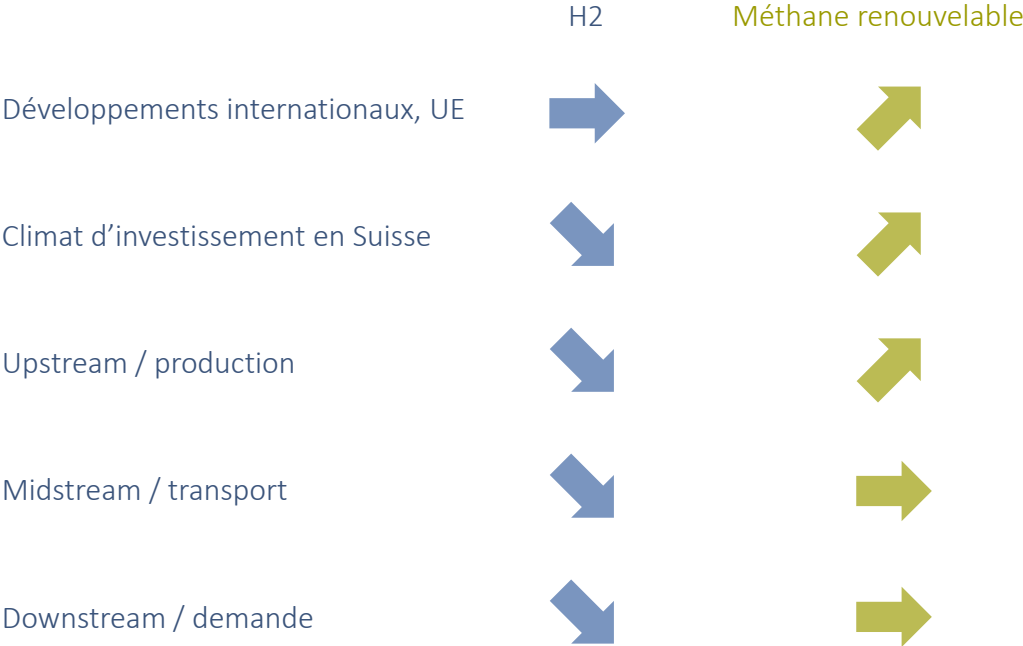


Thèses et tableau général

Huit messages clés du baromètre gaz renouvelables

1. En 2026, la hausse des coûts de l'électricité, du gaz et du CO₂ a entraîné une augmentation des coûts du H₂. Tandis qu'au niveau des coûts, le biométhane continue d'être avantageux par rapport au H₂ vert, il faut s'attendre à des prix du biométhane stables ou en hausse à long terme en raison du potentiel limité de biomasse.
2. Le cadre réglementaire pour la montée en puissance du H2 est établi dans les grandes lignes en UE. Malgré des programmes de subventionnement appuyés, les projets restent difficiles sur le plan de la rentabilité. Sans prix compétitifs pour l'hydrogène et sans marchés de vente fiables, la montée en puissance devrait rester inférieure aux objectifs politiques de développement.
3. Le réseau principal de H2 allemand avec son compte d'amortissement pose les bases d'un marché transfrontalier de l'hydrogène et d'un raccordement ultérieur de la Suisse. Simultanément, les scénarios actuels envisagent une montée en puissance modérée du H2 et un rôle toujours important des infrastructures de méthane et biométhane.
4. Le Conseil fédéral a voté contre une garantie financière pour la construction d'un gazoduc de transit de H2, qui raccorderait la Suisse au réseau européen de H2. Ailleurs en Europe, il y a déjà des garanties nationales et des mécanismes de réduction des risques sont discutés pour les infrastructures transfrontalières.
5. Des clusters régionaux peuvent faciliter la montée en puissance du H2 indépendamment des infrastructures transrégionales de transport. Dans la région Lac de Constance/Rhin alpin, le H2-Lab construit un écosystème de H2 dans l'objectif de promouvoir un rapprochement géographique de la production régionale de H2, des acheteurs concrets et de l'infrastructure locale.
6. Le rapport ACER voit le biométhane comme l'option de gaz renouvelable la plus aboutie à court terme, mais identifie le négoce transfrontalier et les systèmes de preuve comme des obstacles à cette évolution. Ceci confirme la stratégie suisse qui consiste à réduire les émissions à court terme avec du biométhane et à évaluer de manière générale les gaz renouvelables.
7. Le marché européen du biométhane reste fragmenté. L'Union Database (UDB), qui n'est pas encore totalement opérationnelle, doit améliorer l'intégration du marché à l'avenir. Le mécanisme du biométhane vise également à éliminer les obstacles commerciaux et ceux associés aux informations.
8. Selon une étude récente du PSI, une part substantielle des besoins suisses en gaz renouvelables (y compris en H2) pourrait être couverte à long terme par la production nationale. La rentabilité n'a pas été prise en compte dans ce constat. Dans les estimations approximatives des besoins futurs, le gaz n'a pas été pris en compte pour la production d'électricité.

Analyse de la situation dans le domaine des gaz renouvelables en Suisse

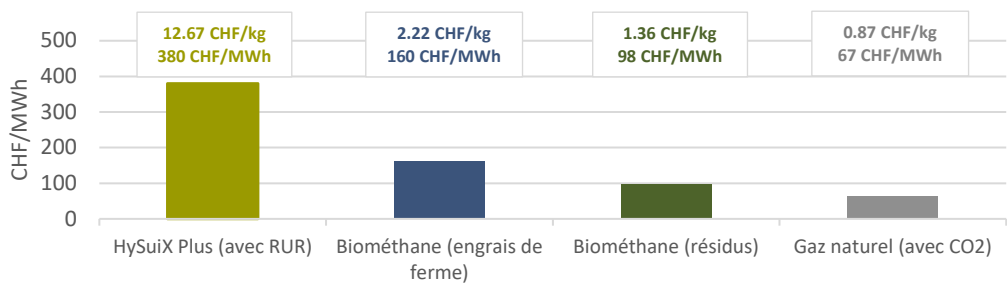


Les coûts restent le principal défi pour la montée en puissance des gaz renouvelables : le biométhane est l'option la plus compétitive à court terme tandis que le H2 vert pourrait être le pilier porteur de la défossilisation à long terme. La construction de l'infrastructure nécessaire au H2 en Europe avance, mais son financement et son utilisation restent des défis importants aussi bien en Allemagne qu'en Suisse. En Suisse, l'intégration dans le marché européen du biométhane et du H2 ainsi que l'exploitation des potentiels nationaux de méthane renouvelable gagnent en importance.

Développement de l'indice des coûts marginaux HySuiX et du coût total optimisé de la production de H2

En 2026, les coûts marginaux du H2 vert ont été environ 5 % supérieurs à ceux de l'année précédente à cause des coûts plus élevés de l'électricité (voir figure de droite). Concernant le H2 bleu, ils ont été près de 17 % supérieurs en raison d'un ajustement des prix pour la technologie CCUS. Le H2 gris, quant à lui, consigne également une hausse moyenne des prix de 16 %. Avec la hausse nette des prix du gaz à cause des tensions géopolitiques persistantes au Moyen-Orient, les coûts marginaux de la production traditionnelle de H2 ont largement augmenté.

Coûts de production optimisés du H2 vs. [prix du biométhane 2026](#)

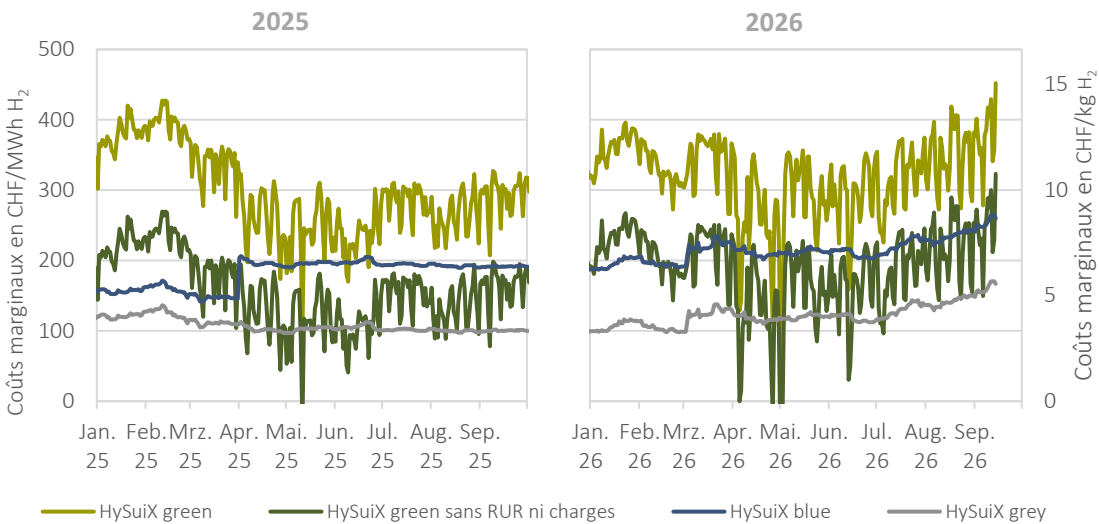


Observation du marché au comptant pour les zones germanophones. Le biométhane est négocié hors bourse (OTC).

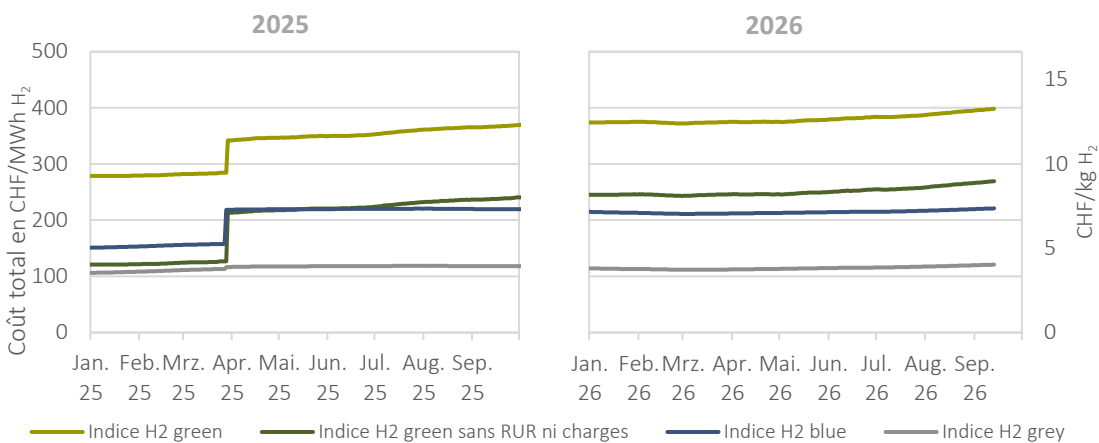
La figure ci-dessus compare les coûts de l'énergie (garantie d'origine comprise) du H₂ vert (HySuiX Plus) à différentes qualités de biométhane. Le prix du méthane fossile est également représenté à titre de comparaison. Le H₂ vert est nettement plus cher que le biométhane négocié en Allemagne selon les indications tarifaires d'Agriportance. Le biométhane issu d'engrais de ferme a des prix supérieurs à celui issu des résidus car il permet des réductions plus importantes des émissions de gaz à effet de serre et peut être comptabilisé comme biocarburant avancé selon RED III. À long terme, des potentiels limités de biomasse et une demande croissante pourraient faire monter les prix du biométhane. Dans ce cas, un marché européen du biométhane plus intégré pourrait remédier à cette pression sur les prix. Simultanément, la production de biométhane peut [consolider la sécurité d'approvisionnement](#) en Suisse.

En 2026, la hausse des coûts de l'électricité, du gaz et du CO₂ a entraîné une augmentation des coûts du H₂. Tandis qu'au niveau des coûts, le biométhane continue d'être avantageux par rapport au H₂ vert, il faut s'attendre à des prix du biométhane stables ou en hausse à long terme en raison du potentiel limité de biomasse.

HySuiX (coûts marginaux du H2)



Coût total optimisé sur la base du HySuiX



Des coûts élevés du H2 freinent les investissements industriels en Allemagne malgré les objectifs politiques de développement

RED III est censé stimuler la demande en H2 en Allemagne, mais la rentabilité reste le principal défi à relever

La mise en œuvre du [quota industriel de RED III](#) conformément aux prescriptions de l'UE gagne en importance dans la montée en puissance du marché du H2. Simultanément, des [analyses](#) récentes montrent que les coûts du H2 restent nettement supérieurs à la propension des entreprises industrielles à payer ce prix. Par conséquent et malgré des impulsions réglementaires en matière de demande, la volonté d'investissement reste limitée.

Les impulsions réglementaires en faveur de la demande augmentent

- [RED III](#) prévoit des taux de RFNBO de 42 % (2030) et de 60 % (2035).
- Salzgitter, Thyssenkrupp et Stahl-Holding-Saar poursuivent leurs projets de transformation dans la sidérurgie. Près de 5.6 milliards EUR de subventions accordées par l'État stimulent la transformation de l'industrie sidérurgique. Salzgitter AG assure les premières livraisons de H₂ pour SALCOS, mais reporte les prochaines étapes de développement à cause de conditions difficiles sur le marché.
- Le changement implique toutefois des coûts de production beaucoup plus élevés. Des [études](#) récentes estiment le coût de la production d'acier brut basée sur le H2 à près de 710 € la tonne d'acier brut contre 430 € la tonne en production traditionnelle. Les coûts de production augmentent donc de l'ordre de 65 %. Cette différence de coût montre que, dans les conditions actuelles, la production d'acier basée sur le H2 dépend encore largement des prix élevés du CO₂, de la baisse des coûts de l'hydrogène et d'outils de subventionnement supplémentaires pour devenir compétitive et rentable.

Des décisions d'investissement modérées malgré des impulsions réglementaires en faveur de la demande

Pour de nombreuses entreprises industrielles, la rentabilité du H2 vert reste le principal défi à relever. Des coûts élevés du H2, des incertitudes au niveau de la disponibilité et de l'infrastructure ainsi que le manque de certitudes concernant les ventes font en sorte que les investissements sont reportés, diminués ou réévalués.

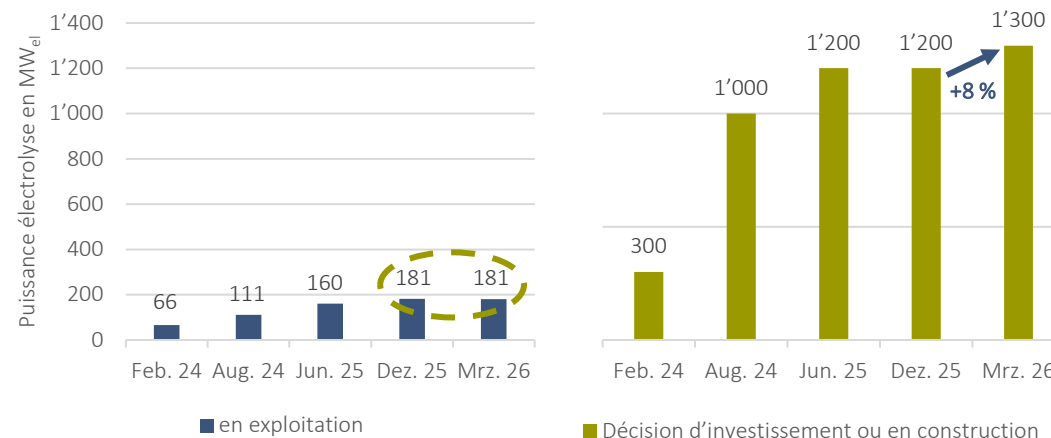
- Les subventions de 1.3 milliard EUR ne sont pas exploitées.
- Plusieurs projets impliquant du H2 ont été repoussés, revus à la baisse, voire annulés.

En juin 2025, ArcelorMittal a arrêté la transformation basée sur le H2 des aciéries de Brême et Eisenhüttenstadt malgré la promesse de subventions de l'ordre de 1.3 milliard EUR. D'autres développeurs de projet et entreprises industrielles ajustent leur stratégie relative au H2 et repoussent leur décision d'investissement à cause de conditions de marché incertaines.

Entre son annonce et la mise en service d'un projet d'électrolyse en Allemagne, il reste toujours une énorme faille

Depuis février 2024, la [pipeline de projets en Allemagne](#) est en nette hausse, passant de 300 à 1'300 MW, mais la construction effective reste loin derrière : la puissance d'électrolyse en service n'est passée que de 66 à 181 MW et elle stagne depuis décembre 2025. Des incertitudes réglementaires, les critères RFNBO et le futur mécanisme de rétribution du réseau altèrent la rentabilité et rendent le passage de la planification au fonctionnement plus difficile, notamment dans le cas de grands projets d'électrolyse. Au vu du faible taux de réalisation et des nombreux projets sans décision définitive d'investissement, l'objectif politique de développement de 10 GW devrait être difficile à atteindre en Allemagne d'ici 2030.

Les capacités d'électrolyse peinent à augmenter en Allemagne



Le cadre réglementaire pour la montée en puissance du H2 est établi dans les grandes lignes en UE. Malgré des programmes de subventionnement appuyés, les projets restent difficiles sur le plan de la rentabilité. Sans prix compétitifs pour l'hydrogène et sans marchés de vente fiables, la montée en puissance devrait rester inférieure aux objectifs politiques de développement.

Malgré les progrès réalisés dans le développement du réseau principal de H2, la planification à long terme reste modérée en Allemagne

Arête dorsale de l'infrastructure H2 avec concept de financement

Le réseau principal de H2 allemand représente l'arête dorsale future du transport de H2 en Allemagne. Ce réseau est particulièrement important pour la Suisse, notamment au niveau de la connexion géographique avec l'Allemagne du Sud. Par ailleurs, ce réseau devrait servir comme base à un marché du H2 intégré à l'échelle de l'Allemagne et de l'Europe. Il relie les principaux sites de production, d'importation, de stockage et de consommation allemands. Le réseau approuvé par l'Agence fédérale allemande des réseaux comprend 9'040 km de conduites, dont 60 % sont réalisés par un reclassement de l'infrastructure de méthane existante. Le compte d'amortissement gouvernemental permet de financer des investissements d'une vingtaine de milliards EUR avant même la présence d'une charge suffisante du réseau.



Jalons atteints en 2026 : premier transport de H2 et réservation des capacités pertinentes pour les années 2029 et plus

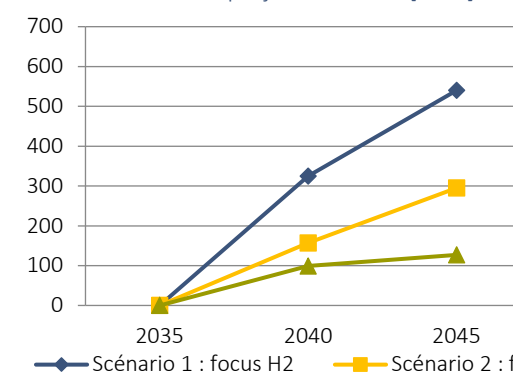
La commercialisation de l'infrastructure a démarré avec le lancement des réservations des capacités en mars 2026. Quelques mois plus tard seulement, les capacités entrantes et sortantes réservées de manière fixe s'étaient établies à environ 6 GW ([Marktinformationspaket FNB](#)). En même temps et pour la première fois, le projet [Get H₂ Nukleus](#) a permis le transport de H2 vert d'un grand électrolyseur vers un consommateur industriel en passant par les sections du réseau principal. Ce transport a prouvé la fonctionnalité pratique de la chaîne de création de valeur du H2 composé de la production, du transport et de l'utilisation. En Suisse, on se rend compte que le raccordement au marché européen du H2 semble réaliste à partir des années 2030. Le gazoduc de transit de H₂ suisse pourrait s'y raccorder, auquel cas il faudrait un financement comparable de la part de l'État suisse (cf. p. 7).

Actualisation du scénario cadre pour le gaz et le H2 : utilisation réduite de H2 et scénario plus spécifique

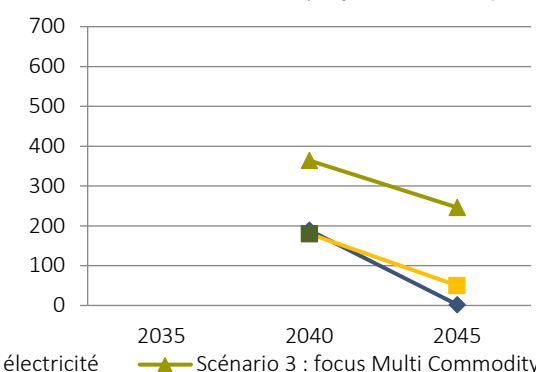
Le développement du réseau de transport de gaz en Allemagne est modélisé et planifié par des actualisations régulières du plan de développement. Ces actualisations se basent sur la révision du scénario cadre, qui montre le rôle que le H2 et le méthane doivent à l'avenir jouer dans le système énergétique allemand. Il définit donc des axes importants au niveau des investissements et du développement de l'infrastructure.

Dans la dernière édition de 2027, l'importance du H2 a été réduite par rapport aux premières estimations. Le scénario Multi Commodity 3 est en outre le premier à prévoir une utilisation parallèle du H2 et du méthane à grande échelle et à long terme. Dans ce scénario, le méthane est utilisé pour alimenter les centrales électriques, transporter le biométhane et pour les transits européens. Les points de transition existants avec la Suisse sont intégrés dans le réseau potentiel de méthane. Ceci soutient donc le raccordement de la Suisse à l'infrastructure européenne de méthane.

H2 : scénario cadre projet NEP 2027 [TWh]



Méthane : scénario cadre projet NEP 2027 [TWh]



Le réseau principal de H2 allemand avec son compte d'amortissement pose les bases d'un marché transfrontalier de l'hydrogène et d'un raccordement ultérieur de la Suisse. Simultanément, les scénarios actuels envisagent une montée en puissance modérée du H2 et un rôle toujours important des infrastructures de méthane et biométhane.

En Suisse, pas de garantie financière pour le gazoduc de transit du H2 et les risques de l'infrastructure H2

Le Conseil fédéral s'oppose actuellement à la garantie financière gouvernementale du gazoduc de transit de H2

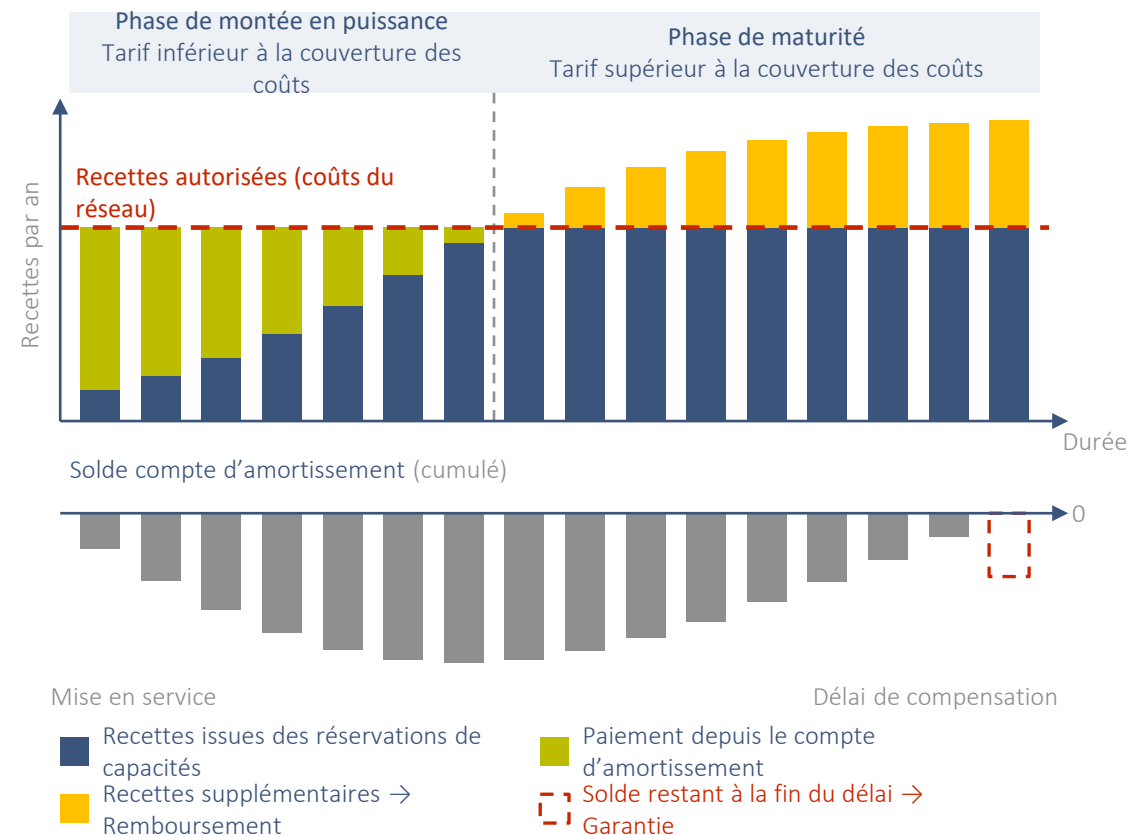
En septembre, le Conseil fédéral s'est prononcé contre une garantie financière gouvernementale pour un gazoduc de transit de H2 ([communiqué de presse](#)). À cause du développement incertain du marché suisse du H2 et du manque d'analyse concrète des besoins, il ne reconnaît ni d'intérêt public prioritaire, ni de défaillance du marché. Sans oublier qu'il n'y a pas de base légale suffisante. La branche de l'énergie et les copropriétaires du gaz de transit devraient d'abord élaborer une solution de financement. Le raccordement au futur réseau de H2 européen reste toutefois important aux yeux du Conseil fédéral et une réévaluation ultérieure de cette décision reste possible. L'ASIG comprend cette décision au vu des incertitudes sur le marché, mais prévient de la nécessité d'anticiper : la décision du Conseil fédéral met en danger le raccordement à temps de la Suisse au réseau européen de H2, ce qui pourrait entraîner un contournement à long terme de la Suisse.

La principale question : qui porte le risque si l'infrastructure doit être construite avant la demande ?

Le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz (ENTSOG) et celui pour le H₂ (ENNOH) considèrent qu'une infrastructure transfrontalière constitue la condition préalable à la montée en puissance du marché du H₂ (2026). L'ENTSOG et l'ENNOH voient une lacune structurelle d'investissement à cause de trois risques :

- le risque de quantité, car l'infrastructure doit être construite avant la demande.
- le risque tarifaire et réglementaire en raison de l'incertitude liée aux futurs prix du H₂, de la politique en matière de CO₂ et de la propension à payer des consommateurs.
- les risques transfrontaliers avec lesquels les problèmes de coordination, la réglementation par plusieurs droits et les risques de transit augmentent encore davantage le profil de risque des projets.

Pour les corridors de H2 européens, les associations exigent un mécanisme de « derisking » européen pour les infrastructures transfrontalières de H2 en plus des instruments nationaux. Elles privilégient ici une combinaison d'outils pour lisser les tarifs, pour le financement et pour la garantie des risques : sur l'exemple du réseau principal de H2 allemand, le but est de financer un compte d'amortissement (cf. [baromètre du mois d'octobre 2023](#)) via un outil de l'UE. Une garantie de l'UE sécurise le risque que le déficit initial de recettes ne puisse pas être entièrement couvert par les futures rétributions du réseau en cas de demande inférieure à celle attendue pour le H2. Cela permet d'avoir des tarifs initiaux bas tout en ayant une infrastructure finançable (cf. figure de droite).



Le Conseil fédéral a voté contre une garantie financière pour la construction d'un gazoduc de transit de H2, qui raccorderait la Suisse au réseau européen de H2. Ailleurs en Europe, il y a déjà des garanties nationales et des mécanismes de réduction des risques sont discutés pour les infrastructures transfrontalières.

Du projet individuel à l'écosystème H2 : le nouveau H2-Lab mise sur le régionalisme comme logique de départ

Le H2-Lab dans la région du Lac de Constance-Rhin alpin intervient là où aujourd'hui il reste des failles importantes : dans la distribution, le négoce transfrontalier et les applications concrètes. Les parties prenantes du projet travaillent à la construction d'un écosystème H2 régional et se penchent sur les obstacles techniques et réglementaires. Elles suivent ainsi une approche esquissée par le Prof. Markus Friedl dans le baromètre du mois d'octobre 2025. Cette approche progressive et pragmatique peut aussi servir de base à d'autres régions pour construire un écosystème H2.

Polynomics en entretien avec le chef de projet du H2-Lab

Silvan Schmid, où se situe la principale faille dans la montée en puissance du H2 aujourd'hui ?

Schmid : Sur le territoire du projet, il existe déjà les premières capacités de production locale. L'installation de production ne suffit toutefois pas à créer un marché du H2 qui fonctionne. Le déterminant, c'est la présence de suffisamment d'acheteurs, le transport rentable du H2, la garantie de la qualité et des certifications. Actuellement, les principales failles résident dans l'absence d'allier la production, la demande, la logistique et un marché transfrontalier qui fonctionne. Le point de départ du H2-Lab.



Silvan Schmid
Chef de projet

Quel rôle joue le régionalisme ?

Schmid : Un écosystème H2 doit grandir progressivement. Pour commencer, il faut des points de départ concrets et suffisamment de concentration géographique de la production et de la demande, comme c'est le cas sur le territoire du projet. À court et moyen terme, la production locale et le transport par remorque peuvent permettre la montée en puissance. Si nous arrivons à avoir plusieurs grands consommateurs continus, l'approvisionnement pourra progressivement se développer dans le sens d'un réseau H2 régional.

Aujourd'hui, où peut-on exploiter le H2 judicieusement ?

Schmid : Le H2 devient intéressant quand l'électrification directe n'est manifestement pas la meilleure solution, comme dans la mobilité en présence de charges élevées, de grandes portées, de délais courts d'approvisionnement en carburant ou d'immobilisation et de charge élevée ou quand les capacités du réseau électrique sont limitées. C'est pour cette raison que nous examinons des processus et des profils d'utilisation concrets et pas seulement des potentiels théoriques.

H2 lab.	Écosystème H2 Lac de Constance-Rhin alpin (Interreg AHB054)
Durée	2026–2028
Région	Suisse orientale, Liechtenstein, Vorarlberg AT et Lac de Constance côté DE
Lead	IET Institute for Energy Technology, OST; chef de projet Silvan Schmid
Partenaires	12 partenaires du projet ainsi que d'autres partenaires associés
Axes	Réseaux H2, négoce H2 et applications H2, industrie, mobilité, transport
maritime	
Financement	Programme Interreg Lac de Rhin alpin-Lac de Constance-Haut-Rhin (cofinancé par UE, CH, FL) ; moyens propres des partenaires du projet ; participation du fonds de recherche de l'Industrie gazière suisse (FOGA)

H2-Lab : construction progressive d'un écosystème H2 régional

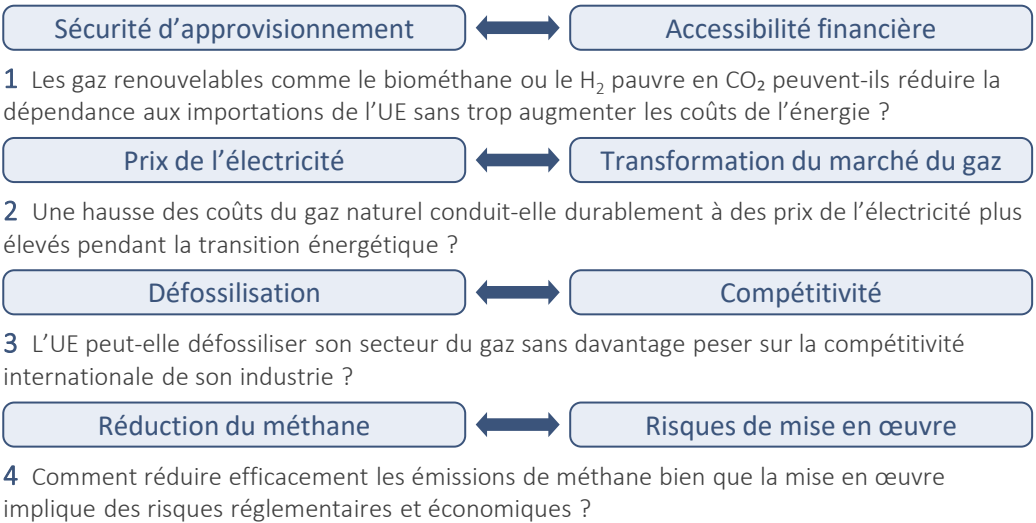
Upstream	Midstream	Downstream
- Exploiter la production locale : - Kubel/Saint-Gall - Domat/Ems - Buchs SG (dans le futur)	- Faire croître l'approvisionnement avec la demande - Aujourd'hui : trailer - À court terme : réseau régional - À long terme : infrastructure H2 suprarégionale	- Point de départ : besoin réel actuel - En concrétisation : industrie (pic de charge, haute température) - En clarification : mobilité (poids lourds/bus, transport maritime)
Cadre commun : Négoce du H2 et règles du marché		
Aujourd'hui : - Garanties d'origine - Qualités de H2	En projet :	- Certification RFNBO - Reconnaissance transnationale

Des clusters régionaux peuvent faciliter la montée en puissance du H2 indépendamment des infrastructures transrégionales de transport. Dans la région Lac de Constance/Rhin alpin, le H2-Lab construit un écosystème de H2 dans l'objectif de promouvoir un rapprochement géographique de la production régionale de H2, des acheteurs concrets et de l'infrastructure locale.

ACER voit le biométhane et les infrastructures intégrées comme des éléments essentiels de la transformation du marché du gaz

Une stratégie de défossilisation doit résoudre quatre conflits d'objectifs

ACER, l'Agence européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie, publie régulièrement des rapports sur le développement des marchés énergétiques européens. Le [Monitoring Report 2026](#) relatif à la défossilisation du marché du gaz examine le rôle du biométhane, du H₂, du gaz naturel et du CCUS dans la transformation du système énergétique européen et évalue les conflits d'objectifs entre protection du climat, sécurité d'approvisionnement et compétitivité.



Aucune voie de défossilisation n'est pleinement convaincante

ACER évalue les options de défossilisation en fonction de l'impact sur les émissions, des coûts du système et de l'indépendance énergétique. Même si le H₂, le biométhane et le CCUS peuvent largement contribuer à la défossilisation, il reste des défis importants à relever en termes de coûts, d'évolutivité et de besoin en infrastructure.

ACER en déduit six champs d'action importants pour la défossilisation du marché du gaz européen

ACER recommande l'élimination des obstacles réglementaires au biométhane, des signaux tarifaires clairs en matière de CO₂ et une intégration renforcée des infrastructures de gaz, d'électricité et de H₂ pour que la défossilisation du système énergétique européen soit efficace en termes de coûts et sûre en matière d'approvisionnement.

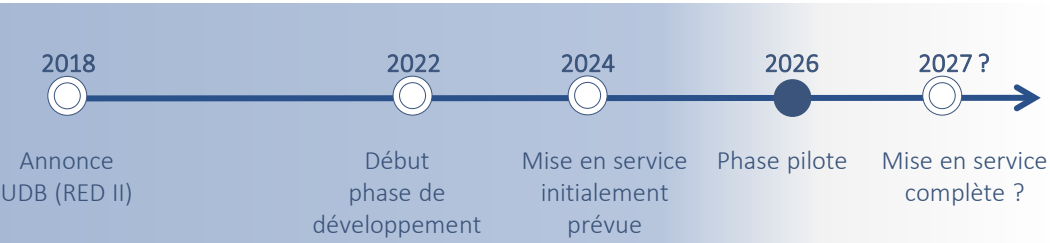
-  **Exploiter le potentiel du biométhane de l'UE**
Éliminer les obstacles réglementaires et techniques à la montée en puissance du biométhane (mobilisation des matières premières et développement du négoce transfrontalier).
-  **Harmoniser la négociabilité des certificats de biométhane**
Une sécurité réglementaire pour les garanties d'origine et les preuves de durabilité ainsi que l'achèvement de la base de données de l'UE sont nécessaires.
-  **Rendre la tarification du CO₂ efficace pour le climat et l'industrie de l'UE**
Des prix équitables et planifiables du CO₂ réduisent les émissions industrielles tandis que la compensation des taxes aux frontières du CO₂ garantit la compétitivité de l'industrie de l'UE.
-  **Promouvoir les options de gaz pauvre en carbone pour la consommation d'électricité**
Pour réduire l'influence du gaz naturel sur les prix de l'électricité, il faut du biométhane, des batteries et de la flexibilité.
-  **Réduire les incertitudes concernant la réglementation sur les émissions de méthane**
Une clarté précoce concernant la méthodologie et la conformité évite les renégociations inefficaces et les suppléments pour risques au détriment des consommateurs.
-  **Renforcer la coordination intersectorielle**
Une planification coordonnée des infrastructures et une harmonisation réglementaire permettent l'intégration efficace de l'infrastructure de gaz, d'électricité et de H₂.

Le rapport ACER voit le biométhane comme l'option de gaz renouvelable la plus aboutie à court terme, mais identifie le négoce transfrontalier et les systèmes de preuve comme des obstacles à cette évolution. Ceci confirme la stratégie suisse qui consiste à réduire les émissions à court terme avec du biométhane et à évaluer de manière générale les gaz renouvelables.

Marché européen du biométhane et questions d'accès du point de vue suisse

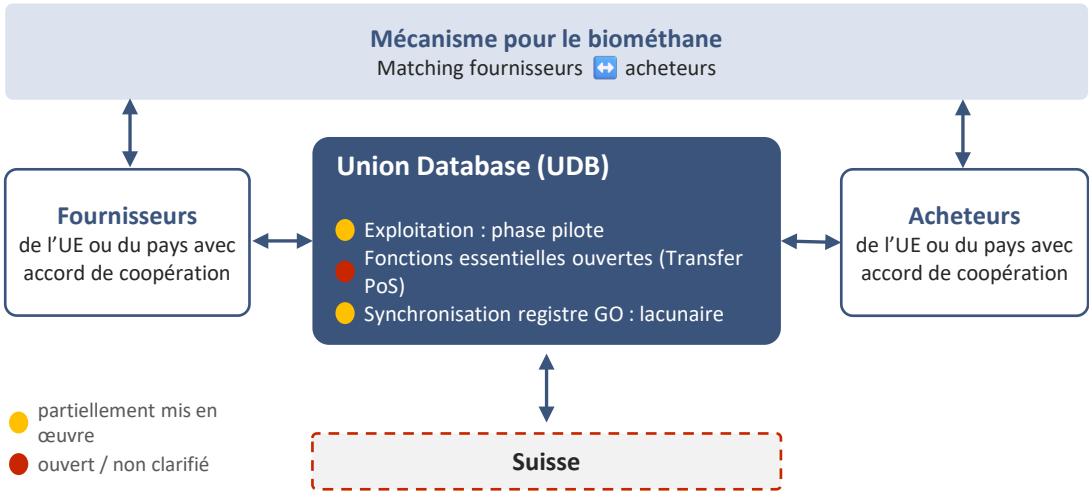
EU Union Database (UDB) pendant la phase pilote

L'Union Database (UDB) doit servir à l'UE à créer les bases d'un marché transfrontalier unifié pour les molécules renouvelables (y compris la biomasse solide) et notamment à autoriser le négoce bilanciel de biométhane au sein du réseau européen de méthane. L'UDB permettra à l'avenir de négocier les preuves de durabilité « PoS » et potentiellement aussi les garanties d'origine (GO) (cf. [baromètre du mois d'avril 2025](#)). Même si, selon la Commission européenne, l'UDB est en service, des fonctions essentielles comme le transfert des preuves de durabilité dans le réseau de gaz européen intégré avec la fonction « Transfer Gas PoS » ne sont pas encore achevées ([site web CE](#)) et que tous les registres nationaux pour les GO ne sont pas encore synchronisés avec l'UDB ([avril 2026, recommandation 11](#)). La Commission a elle-même constaté ([avril 2026, considérant 33](#)) que sans infrastructure entièrement fonctionnelle pour le négoce européen de biométhane, le négoce transfrontalier ne pourra guère être amélioré. Pour que des pays tiers soient intégrés dans l'UDB, ils doivent notamment avoir signé un accord de coopération ([ENTSOG 2024](#)).



Approche de l'UE concernant le mécanisme pour le biométhane

Le 18 juin 2026, l'UE a lancé un nouveau [mécanisme pour le biométhane](#) qui fait partie de l'« [EU Energy and Raw Materials Platform](#) ». L'initiative cible les obstacles commerciaux et ceux relatifs aux informations en réunissant les fournisseurs et les acheteurs du marché du biométhane dans un cadre structuré. La Commission a prévu le premier « matching round » pour septembre 2026. On ne peut actuellement pas dire si les entreprises suisses pourront participer au nouveau mécanisme pour le biométhane de l'UE.



Signification pour la Suisse

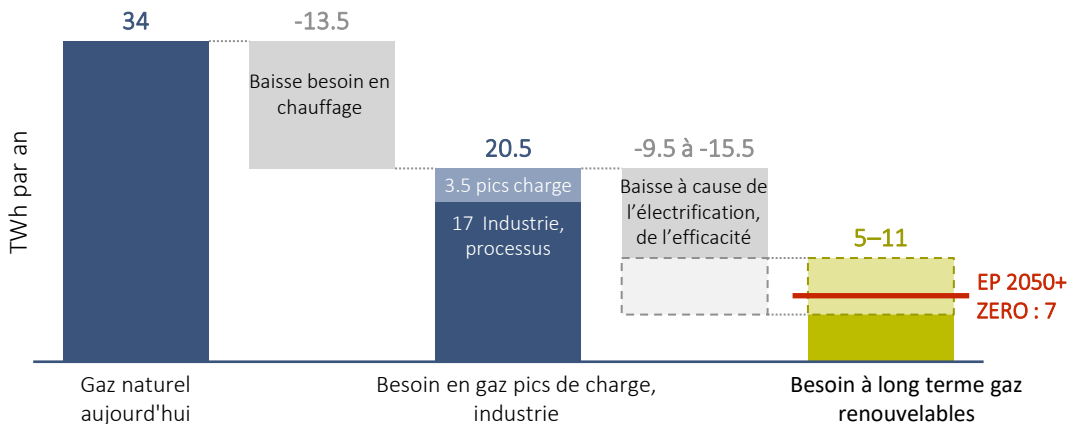
L'UE fait des efforts pour mieux intégrer le marché européen fragmenté du biométhane. Il faut toutefois une UDB pleinement fonctionnelle, avec une synchronisation de tous les registres GO nationaux, pour obtenir une meilleure intégration du marché. Pour une bonne intégration de la Suisse dans le marché européen du biométhane, il faudra, en plus de la synchronisation du registre GO suisse avec l'UDB, la reconnaissance réglementaire des PoS et GO importés de cette manière par la Confédération. Actuellement, celle-ci n'a lieu pour les importations par conduite (virtuelles) de biométhane qu'en cas de transfert d'une réduction internationalement reconnue des émissions (transfert ITMO).

Le marché européen du biométhane reste fragmenté. L'Union Database (UDB), qui n'est pas encore totalement opérationnelle, doit améliorer l'intégration du marché à l'avenir. Le mécanisme du biométhane vise également à éliminer les obstacles commerciaux et ceux associés aux informations.

Suisse : étude du PSI sur les gaz renouvelables avec estimation approximative des besoins et potentiels futurs

Besoin futur de la Suisse en gaz renouvelables

Une nouvelle [étude de suivi technologique du PSI \(2026\)](#) réalisée sur mandat de l'OFEN calcule approximativement les besoins à long terme à 5 à 11 TWh/a (en vert à droite dans la figure) : La consommation actuelle de gaz naturel de 34 TWh/a (barre bleue à gauche) est à moitié utilisée pour le chauffage. 20 % restent pour couvrir les pics de charge (3.5 TWh/a, en bleu clair sur la barre du milieu). On obtient une baisse de 13.5 TWh. Parmi les 17 TWh/a dédiés à l'industrie et aux processus (bleu foncé sur la barre du milieu), une grande partie devrait disparaître à long terme en faveur du chauffage urbain, de l'efficacité et de l'électrification (-9.5 à -15.5 TWh/a, en gris à droite).

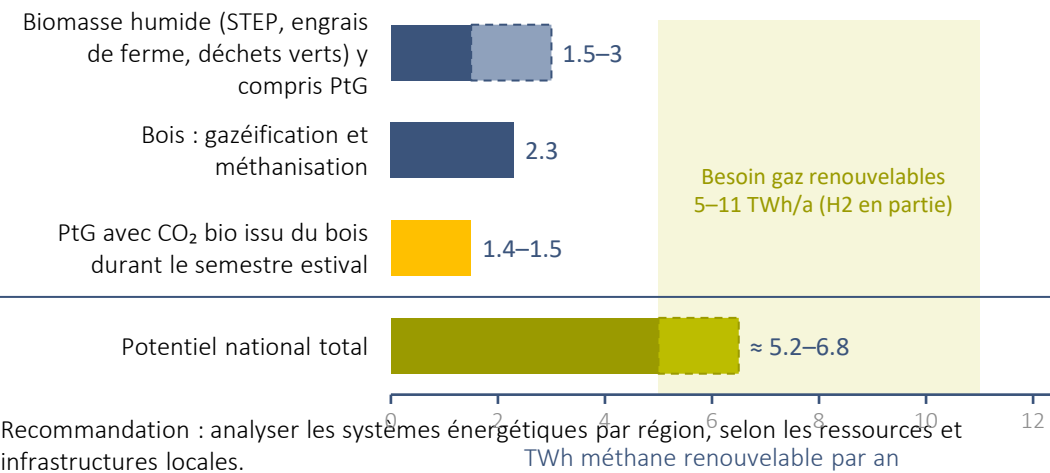


En comparaison : le scénario ZERO-Basis des perspectives énergétiques 2050+ de la Confédération part du principe de 7 TWh de biogaz pour l'industrie. Les rapports Energy de l'AxpO (2026, p. 52), basés sur le scénario ZERO-Basis des perspectives énergétiques 2050 de la Confédération parlent quant à eux d'un potentiel de 30 TWh/a pour le besoin de gaz d'ici 2050. Les perspectives énergétiques sont en cours de révision.

Une partie de la future demande pourrait être couverte avec du H2, à condition qu'il y ait un raccordement au réseau. Comme beaucoup de régions suisses ne devraient pas être raccordées à un réseau H2, il reste un besoin de plusieurs TWh de méthane renouvelable par an. Dans certaines régions, des parties de l'infrastructure gazière existante devraient donc être conservées à long terme.

Potentiels de production suisses futurs pour le méthane renouvelable

Selon l'étude du PSI (2026), le besoin en méthane renouvelable pourrait théoriquement être largement couvert par les ressources nationales, sans tenir compte de la rentabilité : 1.5–3 TWh/a de biométhane à partir de résidus humides, 2.3 TWh/a de méthane issu du bois et 1.4–1.5 TWh/a supplémentaires via la méthanisation estivale Power-to-Gas (PtG) du CO2 biogène. Cela impliquerait toutefois de réduire l'usage direct du bois pour le chauffage. Aux prix actuels, seuls 50 à 67 % du potentiel de bois seraient mobilisables.



Recommandation : analyser les systèmes énergétiques par région, selon les ressources et infrastructures locales.

Selon une étude récente du PSI, une part substantielle des besoins suisses en gaz renouvelables (y compris en H2) pourrait être couverte à long terme par la production nationale. La rentabilité n'a pas été prise en compte dans ce constat. Dans les estimations approximatives des besoins futurs, le gaz n'a pas été pris en compte pour la production d'électricité.

Glossaire

Compte d'amortissement

Mécanisme de financement du réseau principal de H₂ allemand. Il permet le pré-financement des investissements dans l'infrastructure pendant la phase de démarrage avant de réaliser suffisamment de recettes avec les rétributions de réseau. Les sommes manquantes sont d'abord collectées sur un compte, puis compensées ultérieurement.

H₂ bleu (Blue Hydrogen)

H₂ produit par vaporeformage de combustibles fossiles (gaz naturel p. ex.). Le CO₂ obtenu est extrait et stocké par Carbon Capture and Storage (CCS) pour réduire les émissions..

Carbon Capture and Storage (CCS)

Technologie de séparation du CO₂ dans les processus industriels ou la production d'énergie, puis stockage durable dans des formations géologiques. Le CCS est une condition préalable à la fabrication du H₂ bleu.

Électrolyse

Un procédé de fabrication d'hydrogène par décomposition de l'eau (H₂O) en oxygène (O₂) et en hydrogène (H₂) grâce à l'énergie électrique. Si le procédé utilise de l'électricité renouvelable, on parle de production d'hydrogène vert.

European Hydrogen Backbone (EHB), Dorsale hydrogène européenne

Un réseau de transport d'hydrogène européen prévu, qui utilise des infrastructures existantes et nouvelles pour transporter de l'hydrogène entre pays et ainsi garantir un approvisionnement européen en hydrogène.

H₂ géologique (H₂ blanc)

H₂ produit naturellement dans le sol par des phénomènes géologiques. Il peut s'accumuler sur des sites naturels et éventuellement être transporté. L'extraction rentable n'est pas prouvée pour l'instant.

H₂ gris (Grey Hydrogen)

Hydrogène fabriqué à partir de combustibles fossiles sans séparation du CO₂. Les émissions sont dégagées dans l'atmosphère sans réduction.

H₂ vert (Green Hydrogen)

H₂ produit par électrolyse à partir d'eau en utilisant des sources d'énergie renouvelables comme l'électricité éolienne ou solaire. Ce procédé ne dégage pratiquement pas d'émissions.

Réseau principal de H₂

Réseau de transport d'hydrogène approuvé par l'Agence fédérale allemande des réseaux, qui doit relier les sites de production, d'importation, de stockage et de consommation. Il forme la base d'un futur marché allemand et européen de l'hydrogène.

Indice HySuiX

Un indice du coûts de l'hydrogène qui tient compte de divers facteurs de coûts, notamment les coûts d'investissement, les frais d'exploitation et les rétributions de réseau, pour calculer les coûts marginaux des productions d'hydrogène.

Carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBOs)

Carburants gazeux ou liquides fabriqués à partir de sources d'énergie renouvelables, mais pas de biomasse. L'hydrogène issu de l'électrolyse en fait notamment partie.

Méthane synthétique (Synthetic Methane)

Méthane fabriqué par une réaction chimique entre l'hydrogène et le CO₂ (méthanisation). Il peut servir à remplacer le gaz naturel fossile dans les infrastructures gazières existantes.

Mentions légales

Polynomics AG
Baslerstrasse 44
CH-4600 Olten
www.polynomics.ch
Tél. +41 62 205 15 70



Dr Heike Worm
heike.worm@polynomics.ch

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



Dr Philipp Heuser
pheuser@e-bridge.com



Éditeur
Association Suisse de l'Industrie Gazière
Daniela Decurtins
Grütlistrasse 44 | 8002 Zurich
<https://gazenergie.ch/de/>
Tél. +41 44 288 31 31



Dr Janick Mollet
janick.mollet@polynomics.ch



Philipp Steffens
psteffens@e-bridge.com



Dr Florian Kuhlmei
florian.kuhlmei@polynomics.ch



Lorenz Valk
lvalk@e-bridge.com