

## Baromètre gaz renouvelables

Analyse indépendante des développements relatifs aux gaz renouvelables en Suisse

Édition 7  
Avril 2025

Édité par

 gaz energie

# Avant-propos



«En Suisse, le principe de subsidiarité s'applique. L'approvisionnement énergétique relève en premier lieu de la branche énergétique. La tâche de la Confédération consiste à créer les conditions générales nécessaires. Par conséquent, les objectifs de la Confédération en matière de politique énergétique et climatique ne comprennent pas de valeurs cibles dans le domaine de l'hydrogène et des dérivés PtX. »

Conseil fédéral, stratégie hydrogène pour la Suisse, 13 décembre 2024

«[Selon sa nouvelle stratégie pour les énergies renouvelables] le canton de Lucerne veut doubler la production de biogaz. [...] La société Swiss Farmer Power à Inwil (SFPI), le plus grand producteur de biogaz du canton, considère cet objectif un peu trop ambitieux [...]. Selon Philip Gassner, directeur de SFPI, la plupart des matières premières disponibles sont déjà exploitées. [...] Un développement est certes possible techniquement, mais cela rendrait le biogaz plus cher.»

[zentralplus](#), 8 février 2025

Le développement des gaz renouvelables est un élément indispensable à la défossilisation de l'approvisionnement énergétique. Mais le chemin pour y arriver reste compliqué. La septième édition du baromètre gaz renouvelables le montre clairement: l'accélération internationale de l'hydrogène est moins rapide que prévu. Les coûts, les incertitudes réglementaires et l'absence de prescriptions cibles freinent les investissements et le développement du marché.

En Suisse, la nouvelle stratégie hydrogène crée certes des impulsions, mais elle ne répond pas à des questions essentielles. Il manque encore des conditions générales concrètes, qui encourageraient une accélération ici en Suisse. Parallèlement, de nouveaux outils réglementaires comme l'Union Database et le registre national des GO modifient les conditions-cadres pour les garanties d'origine et la reconnaissance transfrontalière des gaz renouvelables.

La branche est prête à apporter sa contribution. Mais pour y arriver, elle a besoin de repères politiques stables, de sécurité de planification et de marchés opérationnels. Le but de ce baromètre est de donner une orientation et de questionner les évolutions de manière critique. Nous remercions toutes les personnes qui ont contribué à la rédaction de cette édition en apportant leur expertise.

Nous espérons que ce baromètre vous permettra d'apprendre des choses passionnantes. La huitième édition devrait être publiée à l'automne 2025.

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

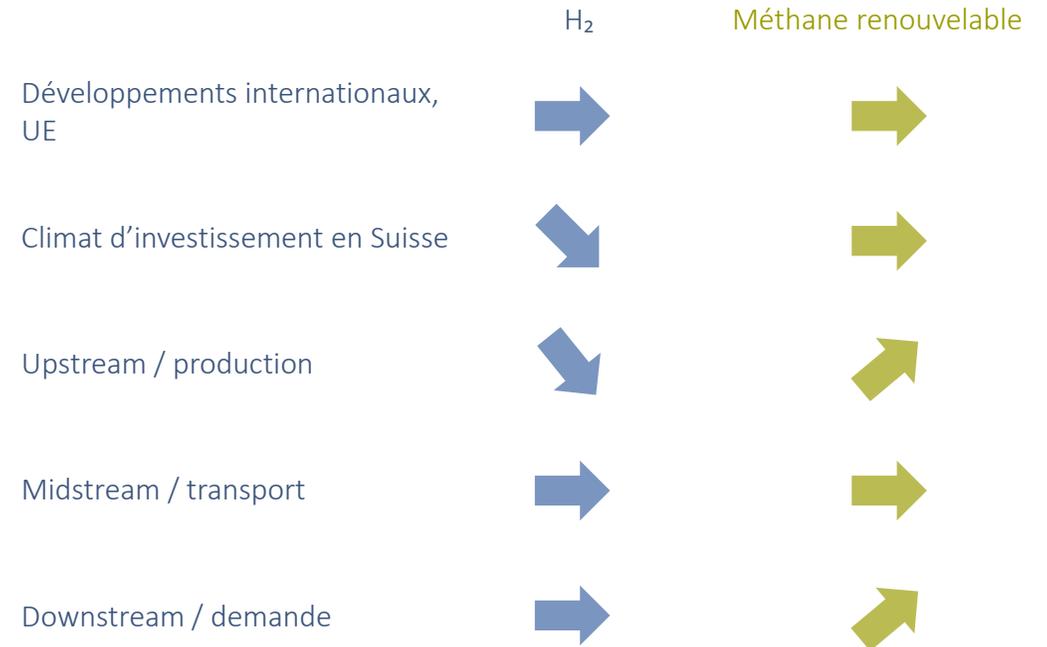


# Thèses et tableau général

## Sept messages clés du baromètre gaz renouvelables

1. L'ajustement des paramètres HySuix montre que les coûts de production d'hydrogène dépendent largement des conditions du marché et des amendements réglementaires. Les coûts du capital notamment et les coûts CCS supplémentaires entraînent une hausse considérable, ce qui pose des défis encore plus élevés à la rentabilité et à la compétitivité du H<sub>2</sub>, toutes technologies confondues.
2. La stratégie hydrogène suisse mise sur des hubs H<sub>2</sub> régionaux avec une production nationale. Elle implique les cantons et ne contient pas d'objectifs cibles. Les outils d'encouragement se concentrent sur la production et sont en partie limités jusqu'en 2030 seulement, ce qui est un horizon trop court pour des cycles d'investissement à long terme.
3. La stratégie H<sub>2</sub> de la Confédération crée des impulsions importantes, mais reste trop vague sur des points essentiels selon les parties prenantes, qui exigent des perspectives d'investissement claires, à plus long terme, une accélération des procédés d'autorisation, un encouragement différencié des projets et une plus forte interconnexion internationale pour autoriser l'accélération du marché.
4. Malgré des efforts généraux, l'accélération de l'économie de l'hydrogène reste en-deçà des attentes. Il faut des efforts renforcés, des conditions cadres politiques claires et des investissements importants pour atteindre les objectifs ambitieux fixés et soutenir le passage vers une économie climatiquement neutre.
5. Le changement d'affectation limité des réseaux de distribution de gaz en Allemagne montre que les gaz renouvelables (et principalement le biométhane et l'hydrogène) vont jouer un rôle à long terme, mais que la transformation implique des défis infrastructurels d'envergure. En Suisse, les gestionnaires de réseau de gaz misent sur les gaz renouvelables mais il reste des incertitudes concernant le changement d'affectation à l'hydrogène et la stratégie réseau à long terme.
6. Le lancement de l'Union Database (UDB) en Union européenne, avec les preuves de durabilité «PoS» obligatoires pour le marché, vont changer le marché des GO à l'avenir. Sur le principe, le nouveau registre national des GO de la Suisse peut se connecter à l'UDB, mais l'accès par les États tiers n'est pas encore réglé.
7. La France s'est fixé des objectifs de développement ambitieux pour le biométhane, avec une tendance encore à la hausse. L'Allemagne en revanche ne s'est pas dotée d'objectifs de développement du biométhane et préfère miser sur l'hydrogène à long terme.

## Analyse de l'ambiance dans le domaine des gaz renouvelables en Suisse



L'accélération de l'économie de l'hydrogène est toujours freinée par des coûts de production et de capital élevés, le manque de perspectives d'investissement à long terme, des objectifs pas clairement définis ainsi que des périodes de subventionnement limitées. Malgré des approches régionales, comme des hubs H<sub>2</sub> en Suisse, des nouveautés réglementaires pour le système de garanties d'origine et des efforts internationaux, il reste des fortes incertitudes d'ordre infrastructurel et stratégique qui plombent cette accélération.

# Adaptation des paramètres de l'index des coûts marginaux HySuiX et coût total avec exploitation optimisée de la production de H<sub>2</sub>

En raison de l'environnement de marché en mutation dans l'économie de l'hydrogène, les paramètres fondamentaux de l'index HySuiX sont ajustés comme suit à compter d'avril 2025:

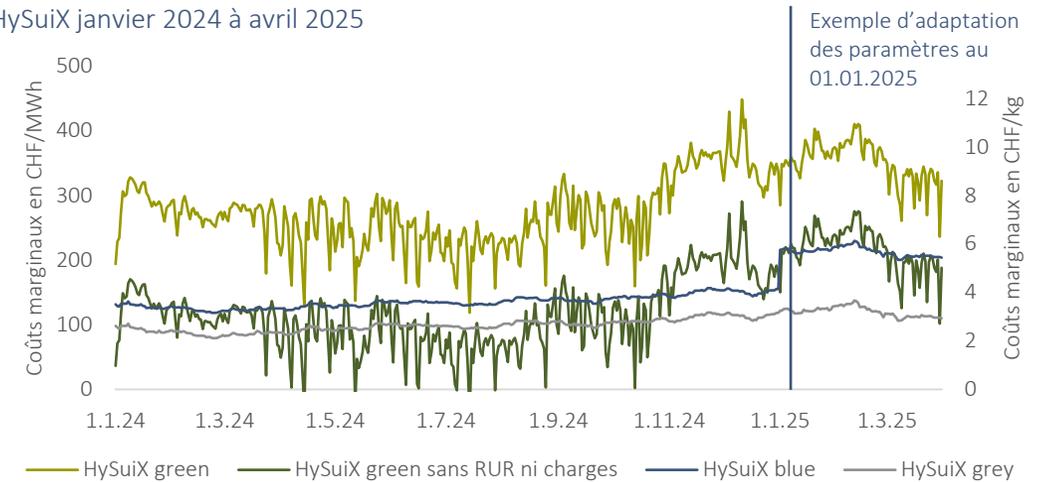
- Les coûts d'investissement pour les électrolyseurs dans le HySuiX augmentent à 3200 CHF/kW. Ils se basent sur les valeurs de l'[European Hydrogen Observatory](#) avec une majoration de 33 % spécifique à la Suisse pour les petits projets ([ISE Fraunhofer](#)).
- Les frais d'exploitation et les coûts d'entretien augmentent à 3,2 %.
- Les coûts de réseau électrique et gazier passent sous la barre des 100 CHF/MWh. En Suisse, les rétributions d'utilisation du réseau électrique baissent à 88.50 CHF/MWh à cause de la diminution des services-système et des réserves hivernales et ce, malgré l'ajout d'une rétribution pour l'achat d'électricité en bourse.
- Les coûts de transport et de stockage du CO<sub>2</sub> augmentent à 400 CHF/t (base: projet de STEP Werdhölzi).

## Résultats de l'ajustement des paramètres du HySuiX au 01.04.2025

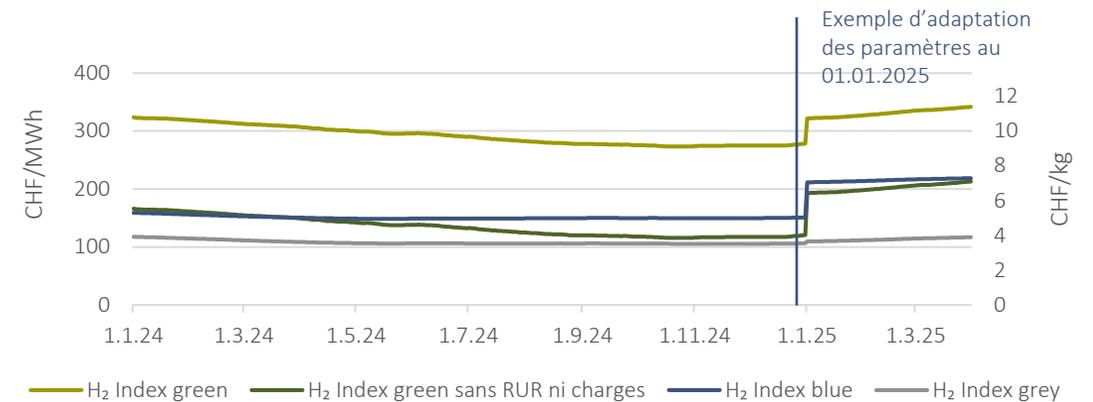
	Unité	Paramètres jusqu'au 31.03.2025			Paramètres à compter du 01.04.2025		
		Green	Blue	Grey	Green	Blue	Grey
Coût d'investissement spécifique	CHF/kW	1 200	1 450	800	3 200	1 600	900
Exploitation et réparation (O&M)	% de l'invest.	2.2	3.0	4.7	3.2	3.0	4.7
Coût et charges réseau électrique et gazier	CHF/MWh	107.2	22.0	22.0	88.5	23.0	23.0
Transport du CO <sub>2</sub> et coût de stockage	CHF/t	-	180	-	-	400	-

L'ajustement des paramètres HySuiX montre que les coûts de production d'hydrogène dépendent largement des conditions du marché et des amendements réglementaires. Les coûts du capital notamment et les coûts CCS supplémentaires entraînent une hausse considérable, ce qui pose des défis encore plus élevés à la rentabilité et à la compétitivité du H<sub>2</sub>, toutes technologies confondues.

HySuiX janvier 2024 à avril 2025



Coût total optimisé: calcul glissant au jour près jusqu'à avril 2025



\*Au niveau du coût total, les coûts d'investissement augmentent à cause des projets de petit envergure réalisés en Suisse. Leur montant total est fixé à 3200 EUR/kW

# Stratégie hydrogène suisse – Mesures et demande jusqu’en 2050

Le 13 décembre 2024, le Conseil fédéral a présenté la «[stratégie hydrogène pour la Suisse](#)». En plus de l’utilisation directe de H<sub>2</sub> fabriqué sans CO<sub>2</sub>, cette stratégie intègre les dérivés Power-to-X. Ces derniers sont notamment le méthane synthétique et les hydrocarbures à chaîne longue, comme le kérosène synthétique. Le H<sub>2</sub> et ses dérivés doivent être utilisés là où c’est le plus «judicieux sur les plans économique et écologique». D’ici 2035, la stratégie considère que les principaux éléments seront les hubs d’hydrogène régionaux ou les hubs multi-énergies avec production, stockage et utilisation du H<sub>2</sub> dans les zones industrielles. À long terme, le raccordement à l’infrastructure européenne («European Hydrogen Backbone») devra faciliter l’importation et ainsi garantir un approvisionnement économique et fiable de l’hydrogène, au-delà des clusters.

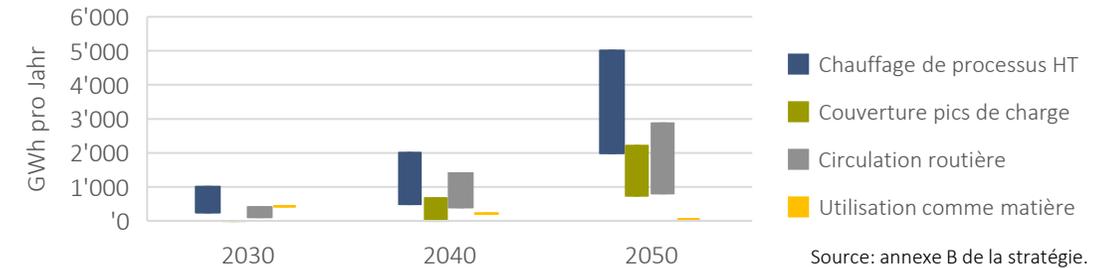
## Mesures dans le cadre de la stratégie

- **Production et stockage:** la production nationale se base sur le «développement accéléré» de la production d’électricité renouvelable. Par ailleurs, un encouragement selon l’art. 6 LCI (dans un premier temps limité à 2030) ainsi qu’une exonération de la rétribution d’utilisation du réseau pour certaines installations à partir de 2026 conformément à l’art. 14A, al. 4, LApEI) sont prévus.
- **Demande:** les besoins doivent être en permanence enregistrés et publiés. Le développement du marché doit en premier lieu être soutenu par des projets de recherche et pilotes, mais aussi indirectement par des mesures ou prescriptions de limitation du CO<sub>2</sub>. La seule mesure concrète citée est l’aménagement de stations-service à hydrogène le long des routes nationales.
- **Raccordement international:** la Confédération examine la possibilité d’octroyer une garantie pour les investissements portant sur le raccordement à l’infrastructure hydrogène européenne ainsi de conclure des partenariats stratégiques.
- **Implication des cantons:** la Confédération recommande aux cantons d’élaborer leurs propres stratégies en matière d’énergie et de climat, de réexaminer leurs plans directeurs pour la planification de réseaux de conduites suprarégionaux et d’harmoniser leurs procédures d’autorisation.

## Comparaison avec l’Europe de la stratégie hydrogène suisse

L’UE mise sur une utilisation à grande échelle de l’hydrogène dans l’industrie et les transports, alors que la Suisse donne la priorité aux hubs d’hydrogène régionaux avec production nationale. En Suisse, l’utilisation industrielle (comme matière première) n’est pas un moteur de la demande d’hydrogène. Aujourd’hui, elle se limite surtout à la production dans la raffinerie de Cressier et à part une faible demande de la part de l’industrie horlogère, elle devrait en grande partie disparaître d’ici 2050. En Allemagne, le rapport entre utilisation comme matière première et utilisation comme source énergétique est d’environ 1 pour 10, l’utilisation directe comme matière première représentant toujours une part importante. En Suisse, ce rapport devrait plutôt se situer aux alentours de 1 pour 200 d’ici 2050. [stratégie hydrogène pour la Suisse](#)

## Fourchettes d’utilisation du H<sub>2</sub> en Suisse selon la stratégie hydrogène



La stratégie ne fixe pas d’objectifs concernant l’utilisation de H<sub>2</sub>. L’estimation future de la demande d’hydrogène est donc représentée sous forme de fourchette, ce qui révèle de grandes incertitudes concernant les prévisions. Pour ses calculs, l’OFEN se base sur les perspectives énergétiques 2050+, l’EBP (2024) et ses propres calculs. D’autres études comme celle de l’AES (2022) et celle de Polynomics & E-Bridge (2023) sont citées, sans toutefois être prises en compte.

Le degré d’incertitude des prévisions est également visible sur l’exemple de l’utilisation d’hydrogène pour la production d’électricité. Dans l’Avenir énergétique 2050 de l’AES (2022, tab. 22), des besoins compris entre 10 et 20 TWh ont été déterminés pour 2050. Dans la mise à jour publiée récemment de l’étude (AES, 2025), il n’y a plus de besoin de H<sub>2</sub> pour l’électricité (scénario avec la loi sur l’électricité intégrée).

Cette mise à jour se base sur un modèle qui détermine la production d’électricité avec l’accent sur les coûts optimisés. Si on partait d’une hypothèse d’un H<sub>2</sub> moins cher qu’actuellement et disponible en quantité suffisante, la demande en H<sub>2</sub> pourrait subitement remonter, même au-dessus du niveau de la stratégie. La demande des autres secteurs est tout aussi sensible.

La stratégie hydrogène suisse mise sur des hubs H<sub>2</sub> régionaux avec une production nationale. Elle implique les cantons et ne contient pas d’objectifs cibles. Les outils d’encouragement se concentrent sur la production et sont en partie limités jusqu’en 2030 seulement, ce qui est un horizon trop court pour des cycles d’investissement à long terme.

# Stratégie hydrogène suisse – Image globale

Il y a un an, la 5<sup>e</sup> édition de ce baromètre expliquait les contenus et priorités que la **stratégie hydrogène** devait aborder du **point de vue des parties prenantes**, dans le contexte de l'état des lieux pour l'hydrogène de la Confédération publié en décembre 2023.

Dans quelle mesure ces demandes et préoccupations ont-elles été prises en compte dans la stratégie hydrogène de la Confédération de décembre 2024?

On semble soulagé qu'il y ait désormais une stratégie en Suisse et les impressions sont plutôt positives de prime abord. Mais il y a cinq champs thématiques que la Confédération et les cantons devraient préciser ou pour lesquels il faudrait une observation minutieuse de l'évolution.



La stratégie hydrogène de la Confédération crée des impulsions importantes, mais reste encore trop vague sur des aspects essentiels pour les parties prenantes, qui exigent des perspectives d'investissement claires et à plus long terme, une accélération des procédures d'autorisation, un encouragement efficace de projets et une intégration internationale plus forte pour autoriser l'accélération du marché.



Raccordement international et intégration dans le système d'énergie

Le raccordement au réseau d'hydrogène européen est considéré comme essentiel. L'ASIG salue le fait que la Confédération examine la possibilité d'un raccordement de la ligne de gaz de transit à la Dorsale hydrogène européenne. Dans le même temps, les entreprises exigent que les infrastructures pour l'hydrogène évoluent de manière coordonnée avec d'autres secteurs, comme le transport de CO<sub>2</sub>, pour une exploitation efficace des investissements.



Remboursement de la RUR et définition des installations P&D

Selon l'**art. 14a al. 4 LApEI**, les installations pilotes et de démonstration (inst. P&D) peuvent demander le remboursement des rétributions d'utilisation du réseau électrique (RUR) jusqu'à une puissance cumulée de 200 MW. Une question ouverte pour la branche était jusqu'à présent la définition de ces installations P&D. En effet, les installations de recherche novatrices sont généralement de petite dimension. Le **2e paquet de l'OApEI**, adopté en février 2025, exige à l'**art. 18h, al. 2**, que les inst. P&D reconnues par l'OFEN présentent des caractéristiques techniques ou opérationnelles novatrices. Le rapport explicatif laisse espérer une interprétation favorable pour la branche : « Le critère des caractéristiques techniques ou opérationnelles novatrices doit être interprété de manière large, afin que le plus grand nombre possible d'installations en phase d'autorisation de mise sur le marché, d'introduction sur le marché ou de diffusion sur le marché puissent bénéficier du remboursement. ».



Sécurité d'investissement et développement du marché

La branche demande une sécurité d'investissement à long terme. L'encouragement d'installations de production et de stockage de H<sub>2</sub> et de dérivés PtX qui doit être mis en place dans le cadre de la LCI est limité à 2030. Sans oublier qu'il y a des doutes quant aux objets pouvant prétendre à cet encouragement. La poursuite du dispositif doit être réexaminée, même pour les projets déjà en cours, et en fonction de l'évolution de la demande. Ceci crée de l'incertitude de planification, en particulier pour les investissements avec des durées d'amortissement longues.



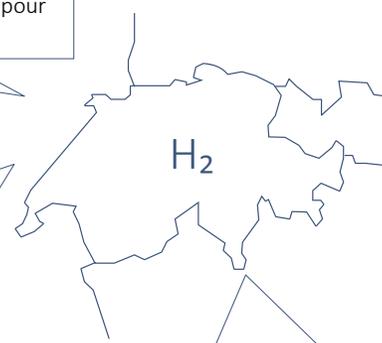
Procédures d'autorisation efficaces et responsabilités clairement définies

L'AES et les (potentiels) consommateurs critiquent le fait que la stratégie n'est pas assez concrète sur ce point. L'optimisation annoncée des procédures reste vague. Il n'y a pas de mesures concrètes pour l'accélération même si la Confédération reconnaît qu'il faut impliquer les cantons et les communes. Leur rôle manque cependant de clarté quand il s'agit de projets en lien avec l'hydrogène. Étant donné que le H<sub>2</sub> exige une infrastructure nationale et internationale, il faut clairement régler les compétences au-delà des limites locales et régionales.



Ouverture technologique et compétitivité économique

L'hydrogène doit largement contribuer à atteindre l'objectif zéro émissions nettes, sans pour autant qu'il soit clairement défini comment et où il doit y arriver. Une chose est sûre: le H<sub>2</sub> doit être utilisé là où son emploi est à la fois écologiquement pertinent et économiquement viable. L'importance de solutions concertées sur le plan international pour les importations et certificats de H<sub>2</sub> est également mise en avant, pour éviter les inconvénients économiques pour l'industrie suisse. Mais l'ouverture technologique ne fonctionne que pour les technologies qui offrent de la clarté au niveau des conditions-cadres en rapport avec la réalisabilité, le financement, etc.



# Accélération internationale du H<sub>2</sub>: écart significatif entre annonces et réalisation

## Accélération mondiale du H<sub>2</sub>: stratégies présentes, problèmes dans la réalisation

Plus de 60 pays misent sur l'hydrogène vert, en particulier pour décarbonater l'industrie. L'objectif est de remplacer les énergies fossiles et d'encourager des processus de production neutres pour le climat. Mais des coûts de production trop élevés, l'absence de compétitivité et des conditions-cadres incertaines freinent ce développement. La demande variable et une politique d'encouragement manquant de clarté notamment posent les plus grands défis à l'échelle mondiale. Pour atteindre les objectifs climatiques, il faut des incitations plus fortes pour le marché et des conditions-cadres politiques fiables.

## Stratégie hydrogène européenne: objectifs ambitieux définis

La Commission européenne prévoit de produire 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable par an d'ici 2030 et d'importer 10 millions de tonnes supplémentaires. Ceci doit permettre de faire avancer la neutralité climatique et de réduire la dépendance aux énergies fossiles.

La Cour des comptes européenne considère toutefois ces objectifs comme «trop ambitieux» et critique le fait qu'ils se basent sur des analyses lacunaires. Elle pense que la demande réelle sera inférieure aux 20 millions de tonnes prévues. Actuellement, en Europe, il y a 0,1 GW en électrolyse, 1,4 GW en construction et 12,5 GW en études de faisabilité. L'atteinte des objectifs de 40 GW de capacité d'électrolyse en Europe et de 10 GW en Allemagne à l'horizon 2030 semble donc compromise. Pour appliquer la stratégie avec succès, la Cour des comptes demande un état des lieux ainsi que des incitations de marché plus précises et une priorité claire donnée à l'utilisation des moyens pour garantir la compétitivité des industries clés et éviter de nouvelles dépendances.

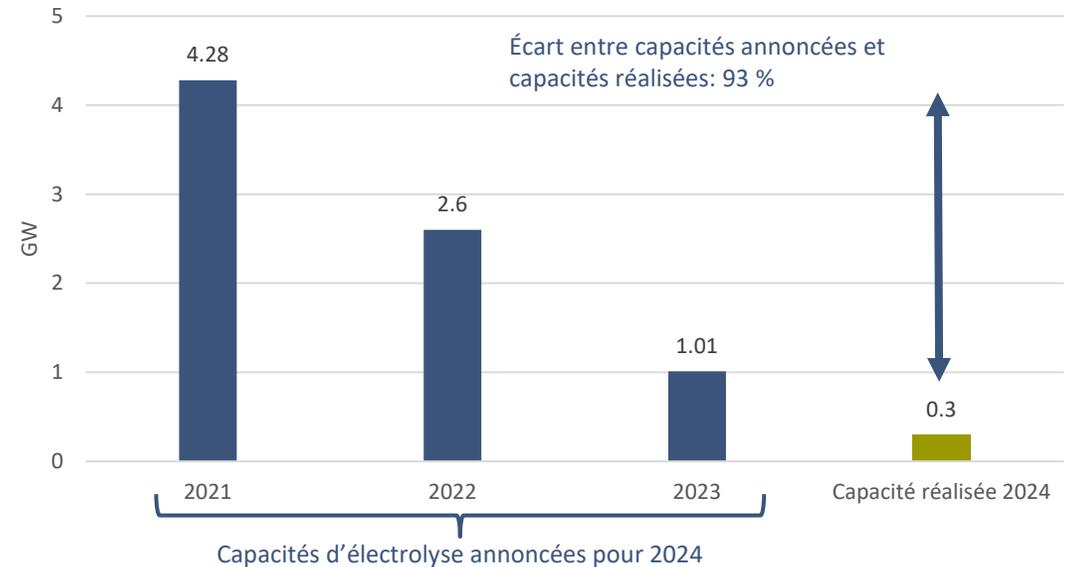
## PIK: grand écart mondial entre capacité annoncée et capacité réalisée

L'institut de recherche de Potsdam sur les effets du changement climatique (PIK) identifie un «écart significatif de réalisation» concernant le développement d'hydrogène vert à l'échelle mondiale. Jusqu'en 2024, seules 7 % des capacités prévues ont réellement été réalisées. Les principales causes sont des coûts de production élevés et le manque de compétitivité par rapport aux sources d'énergie fossiles. Pour atteindre l'objectif de 1,5 degré d'ici 2030, il faut une capacité d'électrolyse d'environ 600 GW. Actuellement, les projets n'en ont annoncé que 400 GW, sur lesquels le PIK considère que seuls 160 GW sont réalistes malgré l'encouragement. L'écart de réalisation est donc de 240 GW, avec un écart de 440 GW par rapport aux véritables besoins.

L'écart entre capacité d'électrolyse annoncée et capacité réalisée est de 93 %

En 2021, on annonçait une capacité d'électrolyse de 4,28 GW à l'échelle mondiale pour 2024. En 2022 et 2023, les prévisions ont été revues à la baisse, avec une capacité prévue de 1,01 GW. En réalité en 2024, ce ne sont que 0,3 GW qui ont été réalisés. La différence entre les annonces mondiales et la réalisation effective s'élève donc à 93 %.

## Capacités d'électrolyse dans le monde



Malgré des efforts généraux, l'accélération de l'économie de l'hydrogène reste en-deçà des attentes. Il faut des efforts renforcés, des conditions cadres politiques claires et des investissements importants pour atteindre les objectifs ambitieux fixés et soutenir le passage vers une économie climatiquement neutre.

# Gaz renouvelables dans les réseaux de distribution

## Possibilités pour les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) gaziers par la planification communale du chauffage en Allemagne

La « planification communale du chauffage » est un outil stratégique permettant aux villes et communes en Allemagne de planifier et réaliser un approvisionnement en chauffage neutre sur le plan climatique grâce aux énergies renouvelables et à l'hydrogène. Les métropoles doivent présenter leurs plans d'ici 2026, alors que les petites communes ont un délai supplémentaire jusqu'en 2028.

1. **Changement d'affectation comme zone d'aménagement du réseau d'hydrogène:** feuille de route contraignante nécessaire pour le changement d'affectation, pas de taux de gaz vert obligatoire et réseaux de H<sub>2</sub> prévus jusqu'en 2045\*.
2. **Transformation en réseau de distribution de gaz vert:** nécessité de concertation des plans avec les gestionnaires de réseau en amont et de preuve d'offre de gaz vert. Taux échelonné de gaz vert pendant la phase de transition vers une décarbonation complète.
3. **Vérification d'alternatives, production de chauffage urbain avec de l'hydrogène:** mise à disposition de chauffage vert grâce à l'hydrogène et utilisation des réseaux de distribution gaziers avec un niveau de pression supérieur au pic de charge.

## La stratégie et la loi confrontent les GRD gaziers à des défis importants

Autorité réglementaire:  
changement d'affectation  
limité seulement

- Neutralité climatique 2045: réseaux classiques largement indispensables
- Conservation partielle pour certains clients, incertitude quant au changement d'affectation en H<sub>2</sub>

Ministère de l'Économie:  
à l'avenir dépendant de la  
situation locale

- Plans régionaux de réseaux H<sub>2</sub> et arrêt de réseaux de gaz naturel
- Examen des refus et résiliation de raccordement

UE: refus de raccordement  
autorisé pour objectifs  
climatiques

- Les gestionnaires de réseau H<sub>2</sub> doivent présenter des plans de développement tous les 4 ans
- Lorsque la demande de gaz baisse, des refus de raccordement et des plans d'arrêt sont possibles

## H2vorOrt voit le futur des réseaux gaziers dans le changement d'affectation en hydrogène

H2vorOrt est une initiative des GRD de gaz en Allemagne pour faire avancer rapidement la transformation des réseaux de distribution dans le cadre de la transition énergétique. Des GRD devraient lancer l'injection d'hydrogène partout en Allemagne d'ici 2030. D'ici 2035, des réseaux partiels devraient fonctionner à 100 % à l'hydrogène dans la plupart des régions. La transformation complète sera terminée d'ici 2045. En parallèle, le biométhane et le méthane produit de manière neutre pour le climat sont toujours utilisés. Ceci pourrait exiger des efforts accrus en termes d'infrastructure, étant donné qu'il faudra exploiter deux infrastructures en parallèle. Sur le plan technique, la plupart des conduites (97 %) sont adaptées à la circulation de H<sub>2</sub>. Le seul besoin d'adaptation accru identifié réside dans les installations techniques gazières.

70 % des entreprises industrielles partent du principe qu'elles utiliseront de l'hydrogène dans leurs processus à l'avenir. La grande majorité des communes prévoit l'utilisation de gaz climatiquement neutres, sans que ce soit obligatoirement de l'hydrogène. Le biométhane peut faire partie des exigences.

## Initiative «Plan de transformation du réseau pour les gaz renouvelables» en Suisse

Avec le soutien de l'Association Suisse de l'Industrie Gazière (ASIG) et de la SSIGE, les gestionnaires suisses de réseau gazier ont lancé l'initiative «Plan de transformation du réseau pour les gaz renouvelables» en avril 2024. Le but de l'initiative est l'élaboration d'une vision pour les réseaux de transport et de distribution des gaz renouvelables. Pour débiter, les gestionnaires de réseau gazier locaux, régionaux et nationaux participants réalisent actuellement un état des lieux de la situation et des évolutions potentielles des besoins. L'initiative s'appuie sur l'initiative allemande H2vorOrt. En Suisse, elle tient toutefois compte de tous les gaz renouvelables, et pas uniquement de l'hydrogène.

Le changement d'affectation limité des réseaux de distribution de gaz en Allemagne montre que les gaz renouvelables (et principalement le biométhane et l'hydrogène) vont jouer un rôle à long terme, mais que la transformation implique des défis infrastructurels d'envergure. En Suisse, les gestionnaires de réseau de gaz misent sur les gaz renouvelables mais il reste des incertitudes concernant le changement d'affectation à l'hydrogène et la stratégie réseau à long terme.

# Gaz renouvelables et bas carbone en UE et en CH

## Union Database (UDB) de l'UE et prescriptions RED

Pour créer de la transparence et de la traçabilité dans le commerce de carburants et combustibles gazeux et liquides, l'UE a mis en place l'[Union Database \(UDB\)](#) sur la base de la [directive RED II](#). Le lien entre les bases de données nationales des États membres et l'UDB doit harmoniser les flux de données et faciliter le commerce transfrontalier. L'UDB contient les preuves de durabilité, appelées PoS (Proof of Sustainability), qui reprennent les critères de durabilité de l'UE. En UE, les PoS servent à mesurer l'atteinte des objectifs en matière d'énergies renouvelables (ER) et des réductions de gaz à effet de serre, tels que définis dans la directive [RED III](#). Si une source d'énergie dispose d'une GO (garantie d'origine) et d'un PoS, ces deux attestations vont être regroupées à l'avenir. L'introduction et le développement de l'UDB devrait fortement impacter le marché des GO à l'avenir, car seules les PoS sont reconnues sur le marché obligatoire en UE. L'accès des États tiers à l'UDB n'est pas encore réglé pour l'instant. Le tableau précise les différences entre GO et PoS.

	Garantie d'origine «GO» GO, art. 19 RED II	Preuve de durabilité «PoS» PoS, art. 25-30 RED II
Champ d'application	Pour toutes les sources d'énergie renouvelables	Uniquement pour sources d'énergie liquides ou gazeuses (molécules) à caractère renouvelable ou bas carbone.
But	Preuve d'origine par rapport au consommateur final. La GO contient notamment des informations sur la source d'énergie, le site, la capacité, les subventions.	Preuve du respect des critères de durabilité RED II ainsi que des exigences posées aux économies de gaz à effet de serre. Le PoS est la preuve demandée dans le cadre de la législation de l'UE.
Principe	Book and Claim: La preuve fait foi peu importe la route commerciale. Pas de lien physique entre production et consommation nécessaire.	Bilan massique: Lien physique entre site de production et consommateur nécessaire, p. ex. via un réseau gazier.
Émission	Les bureaux d'émission sont les registres nationaux de GO. Les producteurs doivent s'y inscrire et sont certifiés.	Les systèmes et organes de certification de la durabilité doivent être approuvés par la Commission européenne.

## Statuts privilégiés pour l'UE des gaz renouvelables et bas carbone

L'UE privilégie les gaz renouvelables et bas carbone, par exemple en facilitant l'accès à l'utilisation du réseau. Selon l'[art. 18 de la directive](#), des réductions de 75 % sur les rétributions de réseau peuvent s'appliquer aux gaz bas carbone et de 100 % aux gaz renouvelables. Ces gaz peuvent actuellement être certifiés par 15 [systèmes de certification](#) indépendants et nationaux reconnus. Les gaz bas carbone doivent entraîner une [réduction des gaz à effet de serre d'au moins 70 %](#) par rapport aux alternatives fossiles. Les économies de gaz à effet de serre sont déterminées par une analyse du cycle de vie (ACV), qui contient les émissions indirectes en plus des émissions directes. Même si l'UE mise principalement sur l'hydrogène renouvelable à long terme, des carburants et combustibles bas carbone comme l'hydrogène bas carbone peuvent, à court et moyen termes, jouer un rôle (préambule (13) de la [directive](#)).

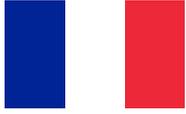
## Suisse – Nouvelle plateforme GO et OMCC

Depuis 2025, il y a un [nouveau registre national de GO](#) pour les carburants et combustibles renouvelables, qui soutient le commerce transfrontalier de GO (connexion avec ERGaR et AIB). Ce registre permet aussi d'inscrire l'hydrogène et sur le principe, il peut être relié à l'UDB. Les exigences écologiques sont définies dans l'[OMCC](#) sur le modèle de la réglementation de l'UE, les carburants/combustibles bas carbone devant entraîner une réduction des gaz à effet de serre d'au moins 40 % (art 3, let. a OMCC). L'[OFEN](#) a déterminé quels systèmes de certification sont adaptés à l'importation de certificats de gaz renouvelables étrangers. Un bilan massique lié aux conduites n'est toutefois toujours pas possible. D'un point de vue juridique, le réseau gazier suisse ne fait pas partie du réseau gazier de l'UE dans cette affaire. Pour que la Confédération puisse reconnaître le biométhane virtuellement importé sur la base de l'art. 15, al. 3 ou de l'art. 31, al. 5 de la loi sur le CO<sub>2</sub>, il faut des accords bilatéraux. Des discussions sont en cours à ce sujet. En revanche, les subventions fédérales pour l'injection de biométhane, fondées sur la loi révisée sur le CO<sub>2</sub>, sont remises en question à moyen terme par le projet de consultation du [programme d'économies de la Confédération](#).

Le lancement de l'Union Database (UDB) en Union européenne, avec les preuves de durabilité «PoS» obligatoires pour le marché, vont changer le marché des GO à l'avenir. Sur le principe, le nouveau registre national des GO de la Suisse peut se connecter à l'UDB, mais l'accès par les États tiers n'est pas encore réglé.



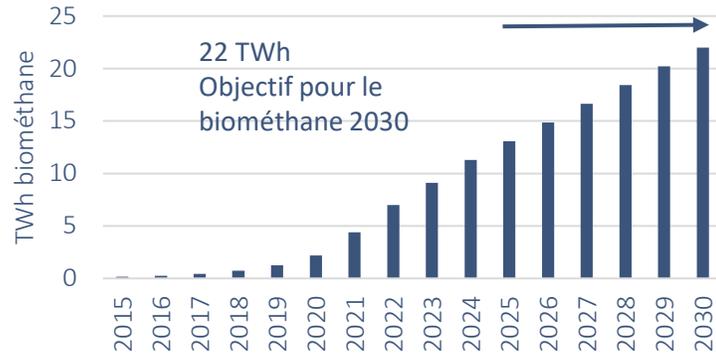
# Importance du biométhane et de l'hydrogène chez les voisins



La France s'est fixé un objectif de développement de 14 à 22 TWh pour le biométhane à l'horizon 2030, ainsi qu'un objectif de capacité de production d'hydrogène renouvelable de 6,5 GW (NECP).

## Biogaz et biométhane

Actuellement, on produit 14 TWh de biogaz, avec 674 installations injectant environ 11 TWh de biométhane dans le réseau gazier. La production annuelle des capacités signées (installations prévues comprises) s'élève à 19,6 TWh et on réfléchit à augmenter l'objectif de production de biométhane élevé pour 2030 d'actuellement 22 TWh à 44 TWh (NECP et Ministère).



Le biométhane doit se développer grâce à des cultures dérobées utilisées à des fins énergétiques, comme avec des pois de senteur, de l'avoine, du trèfle, de la moutarde, etc. et la mobilisation de fumier. À l'avenir éventuellement aussi par la pyrogazéification ou la gazéification hydrothermale.

La promotion de la méthanisation est surtout portée par des ressources budgétaires pour l'instant et elle devrait être complétée par un système d'obligation d'incorporation à l'avenir. Pour les [installations subventionnées par l'État](#), celui-ci exige tout ou partie des recettes issues des GO de biométhane. L'EEX se charge du registre national des GO, qui ne facilite toutefois pas le commerce transfrontalier par une connexion à l'AIB ou l'ERGAz (S&P Global).

## Hydrogène

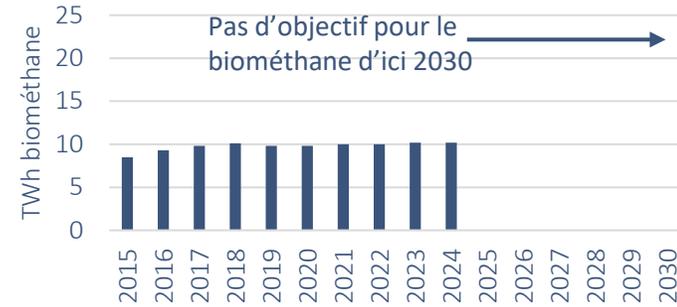
Les besoins en hydrogène sont actuellement de l'ordre de 30 TWh. L'objectif est de disposer de plus de 6,5 GW de capacités de production de H<sub>2</sub> d'ici 2030, ce qui permettrait de produire environ 14 TWh d'hydrogène renouvelable (NECP).



Pour l'horizon 2030, l'Allemagne ne s'est pas dotée d'un objectif pour le biométhane, mais elle a décidé d'un objectif de capacité de production d'hydrogène renouvelable de 10 GW (NECP).

## Biogaz et biométhane

Actuellement, on produit 75 TWh de biogaz, dont 65 TWh environ sont injectés directement dans le réseau électrique par environ 9500 installations de biogaz. Près de 233 installations de biométhane injectent 10 TWh dans le réseau gazier, soit environ 1,3 % des besoins totaux allemands en méthane (Monitoringbericht 2024).



Environ les trois quarts du biométhane sont fabriqués à partir de maïs ou d'autres matières premières renouvelables (dena). La transformation des installations de biogaz existantes pour une utilisation plus importante de lisier est toutefois encouragée (NECP).

Les exigences d'imputation du biométhane dépendent de l'utilisation sectorielle (production d'électricité, chauffage, trafic, industrie). À l'exception de la production d'électricité, les importations virtuelles de biométhane peuvent être reconnues sur la base du [registre Dena](#) ou [Nabisy](#).

## Hydrogène

Actuellement, les besoins en hydrogène sont de l'ordre de 55 TWh et sont estimés à 40 à 75 TWh pour 2030, avec une hausse forte ensuite ([stratégie hydrogène](#)). L'objectif est de disposer de plus de 10 GW de capacités de production d'ici 2030.

La France s'est fixé des objectifs de développement ambitieux pour le biométhane, avec une tendance encore à la hausse. L'Allemagne en revanche ne s'est pas dotée d'objectifs de développement du biométhane et préfère miser sur l'hydrogène à long terme.

# Glossaire

## Hydrogène bleu (Blue Hydrogen)

Hydrogène produit par vaporéformage de combustibles fossiles (gaz naturel p. ex.). Le CO<sub>2</sub> obtenu est extrait et stocké par Carbon Capture and Storage (CCS) pour réduire les émissions.

## Électrolyse

Un procédé de fabrication d'hydrogène par décomposition de l'eau (H<sub>2</sub>O) en oxygène (O<sub>2</sub>) et en hydrogène (H<sub>2</sub>) 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.

## Hydrogène gris (Grey Hydrogen)

Hydrogène fabriqué à partir de combustibles fossiles sans séparation du CO<sub>2</sub>. Les émissions sont dégagées dans l'atmosphère sans réduction.

## Hydrogène vert (Green Hydrogen)

Hydrogène produit 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.

## Index HySuiX

Un index du coût 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.

## Hubs multi-énergies

Sites régionaux qui intègrent plusieurs sources d'énergie, comme l'hydrogène, l'électricité et les énergies renouvelables. Leur objectif est d'associer production, stockage et utilisation efficaces de l'hydrogène.

## Power-to-Gas (PtG)

Technologie de transformation de l'excédent d'électricité en hydrogène ou méthane synthétique par électrolyse, suivie d'une méthanisation.

## Power-to-X (PtX)

Terme général pour désigner les technologies qui transforment l'énergie électrique en diverses sources d'énergie chimiques (p. ex. hydrogène, méthanol, carburants synthétiques).

## Dérivés PtX

Produits fabriqués à partir d'hydrogène, comme le méthane synthétique, l'ammoniac ou les carburants synthétiques (p. ex. kérosène synthétique pour l'aéronautique).

## Carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO)

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 CO<sub>2</sub> (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](http://www.polynomics.ch)  
Tél. +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)  
Tél. +49 228 90 90 65 0



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



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



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



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