



POLYNOMICS



E-Bridge
Kompetenz in Energie

Baromètre H₂

Analyse indépendante de l'économie de
l'hydrogène en Suisse

Édition 4
Octobre 2023

Avant-propos



«La Suisse doit se doter d'une stratégie pour le marché du H₂ avec les infrastructures requises et une régulation du marché pouvant garantir les investissements nécessaires. Pour y arriver, elle doit se concerter avec l'UE et avoir le soutien des autorités suisses.»

Ennio Sinigaglia, CEO Transitgas AG, septembre 2023

«Nous constatons que le besoin en hydrogène de la Suisse pourra être couvert par la production nationale dans un premier temps. Mais à cause de la demande de l'industrie, nous serons relativement rapidement dépendants des importations. Se pose alors la question des lignes de transit par la Suisse, un domaine très important.»

Albert Rösti, président du DETEC lors de la session d'automne du Conseil des États, septembre 2023

Les gestionnaires de réseau, cantons et pouvoirs politiques se font du souci pour le développement du marché suisse de l'hydrogène. C'est ce que montre le dernier sondage réalisé par le baromètre H₂. Si on le compare à celui de l'année dernière, le climat d'investissement s'est notablement dégradé. Les questions réglementaires en suspens notamment assombrissent le climat. Des études récentes montrent toutefois que l'hydrogène aura un rôle important à jouer à long terme dans l'atteinte des objectifs climatiques dans l'industrie, la production d'électricité en hiver, le trafic lourd et pour couvrir les pics de charge des groupements thermiques.

La Suisse doit se réveiller si elle ne veut pas rater le train. L'Allemagne a pour sa part fait en sorte que dès 2030, des voies d'importation provenant du Sud et passant par l'Autriche arrivent dans son pays. Ces voies passent juste à côté de la Suisse. Ceci met la disponibilité de l'hydrogène en Suisse en danger. Même s'il reste beaucoup de questions à clarifier, comme la demande réelle de l'industrie ou la production d'électricité, la Suisse ne doit pas se fermer cette option. Sans garanties de l'État qui atténuent un minimum le risque d'investissement pour les gestionnaires de réseau, rien ne sera possible. Pour cela, il faut des concepts de financement comme ceux débattus en Allemagne en ce moment, la participation des pays voisins et un consensus politique de base avec les signaux correspondants à l'Europe.

Nous nous réjouissons de vos retours et de nos échanges. La cinquième édition devrait être publiée au printemps 2024.

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 H₂

1. La rentabilité peut être augmentée en concentrant l'électrolyse sur les journées avec des prix de l'électricité avantageux. En ce qui concerne la consommation d'électricité depuis le réseau, la rentabilité est significativement influencée par les rémunérations d'utilisation du réseau et les charges.
2. Le coût total moyen de la production de H₂, optimisé en termes d'exploitation, est un outil d'évaluation pour les investisseurs afin de déterminer la conception et le mode de fonctionnement optimaux des installations de production d'hydrogène.
3. En Allemagne et en Autriche, outre la réaffectation des gazoducs existants, de nouveaux gazoducs d'hydrogène sont prévus. Certains d'entre eux font partie de l'European Hydrogen Backbone.
4. La partie orientale planifiée pour 2030 du couloir SouthH₂ pour le transit de l'hydrogène fait concurrence à l'extension du corridor SouthH₂ à travers la Suisse, qui ne figure dans les plans de l'EHB que pour 2040. Être rapide pourrait améliorer la situation pour la Suisse.
5. La construction de nouvelles lignes de transport d'hydrogène implique un risque important pour les investissements. Le «compte d'amortissement» discuté en Allemagne est un outil qui permet de réduire le risque pour les investissements tout en limitant les subventions de l'État.
6. Sondage – image globale: près de 75 % des personnes interrogées ont un avis négatif sur le climat d'investissement dans l'économie du H₂ en Suisse, soit 15 % de plus que l'année précédente. Les conditions-cadres de l'État aussi sont évaluées comme moins bonnes.
7. Sondage – Upstream et Midstream: la majorité des acteurs Upstream et Midstream prévoit toujours le développement de leurs activités dans l'hydrogène, mais en s'engageant moins que l'année précédente. L'évaluation de toutes les personnes interrogées sur les développements Upstream et Midstream reste positive.
8. Sondage – Downstream: à moyen et long terme, une grande majorité des personnes interrogées envisagent une (très) forte hausse de l'utilisation du H₂, surtout dans l'industrie et le trafic lourd. Le nombre d'acteurs Downstream qui planifie concrètement l'utilisation du H₂ a baissé par rapport à 2022.

Analyse de la situation dans l'économie de l'hydrogène

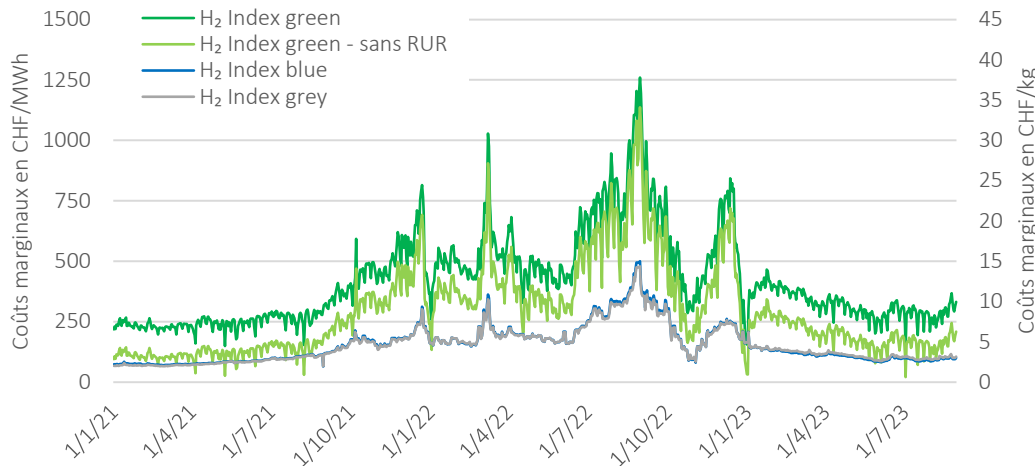


En Suisse, le climat général d'investissement s'est largement dégradé par rapport à l'UE. L'incertitude des acteurs de l'économie suisse de l'hydrogène a augmenté à cause du manque de conditions-cadres et de la situation sur le marché de l'électricité. L'estimation générale concernant les différents niveaux de création de valeur reste inchangée malgré cette dégradation générale du climat.

Index H₂ CH: coûts marginaux

L'index H₂ comprend les coûts marginaux pour la production de H₂. Il s'agit des coûts dus pour la production d'une unité de quantité supplémentaire. En font partie les prix des commodités à court terme (day ahead électricité, gaz et CO₂) ainsi que les rémunérations de réseau d'électricité et de gaz, c'est-à-dire uniquement les frais d'exploitation et pas les coûts de capital. L'index H₂ permet de visualiser les coûts et la compétitivité à court terme de différentes qualités d'hydrogène.

Index H₂ 2021 - 2023



En 2022, les coûts marginaux pour la production du H₂ et leur volatilité ont nettement augmenté par rapport à l'année passée, toutes technologies de production confondues. Ceci s'explique par la hausse et la forte variation des prix de l'électricité, du gaz et du CO₂ en input. Comme les prix des commodités ont baissé en 2023, les coûts marginaux du H₂ baissent également.

La rentabilité peut être augmentée en concentrant l'électrolyse sur les journées avec des prix de l'électricité avantageux. En ce qui concerne la consommation d'électricité depuis le réseau, la rentabilité est significativement influencée par les rémunérations d'utilisation du réseau et les charges.

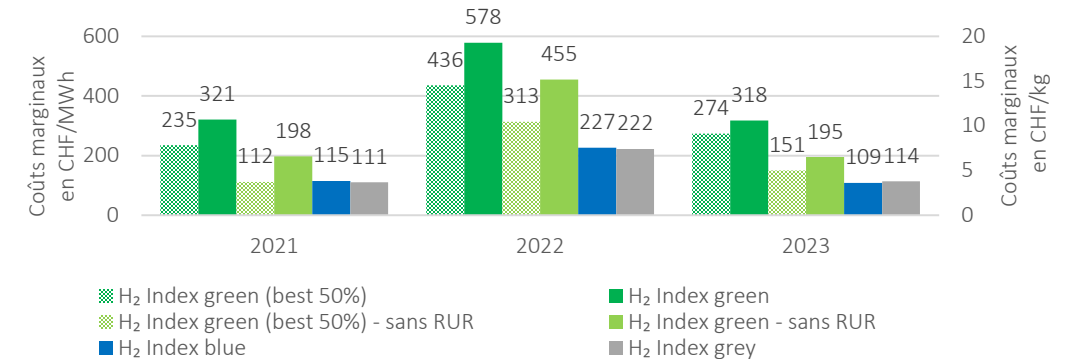
Valeurs annuelles moyennes

Année	Green		Green – ohne NNE		Blue		Grey	
	CHF/MWh	CHF/kg	CHF/MWh	CHF/kg	CHF/MWh	CHF/kg	CHF/MWh	CHF/kg
2021	321	10.71	198	6.61	115	3.82	111	3.70
2022	578	19.26	455	15.61	227	7.56	222	7.41
2023	318	10.61	195	6.51	109	3.64	114	3.81

Influence des rémunérations d'utilisation du réseau et des heures à pleine charge sur l'index H₂

Rémunérations d'utilisation du réseau électricité (RUR): si l'électrolyseur est raccordé au réseau public d'électricité, la rentabilité du H₂ vert est largement améliorée par l'exonération de la rémunération de réseau. Dans la figure, on part d'un montant de principe de 123 CHF/MWh ou 4.10 CHF/kg pour les rémunérations de réseau, soumises à majoration réseau et PSS (8 ct/kWh par kWh d'électricité avec un rendement de 65 %).

Exploitation de l'électrolyseur : si l'on utilise l'électrolyseur uniquement pendant les 50 % de jours d'achat d'électricité les moins chers (best 50%), les coûts variables de la production de H₂ vert sont de 9.10 CHF/kg en 2023 contre 10.60 CHF/kg en usage permanent.



Coût total du H₂ avec exploitation optimisée

Optimisation pour l'exploitation: coût total optimal et heures à pleine charge à coût optimal

Lorsque les heures à pleine charge de la production de H₂ augmentent, l'influence des frais fixes investis par rapport au coût total diminue. Mais plus d'heures à pleine charge signifient aussi que l'hydrogène est produit sur plus de journées avec des coûts variables plus élevés pour les commodités. Avec une optimisation de l'exploitation de la production de H₂, on peut réduire le coût total moyen.

Dans le cas d'une variation au jour précis des paramètres, on obtient donc un point d'exploitation à coût optimal et/ou un nombre d'heures à pleine charge avec un coût total réduit au minimum.

Coûts moyens et coûts marginaux

Le coût total se compose des frais d'exploitation de la production de H₂ (coûts marginaux dans l'index H₂) et des coûts de capital (sans transport ni frais de stockage) et est indiqué ici sous forme de coûts moyens, c'est-à-dire divisé par la quantité. Pour les décisions d'investissement, ce ne sont pas les coûts marginaux qui comptent, mais le coût moyen sur la base du coût total.

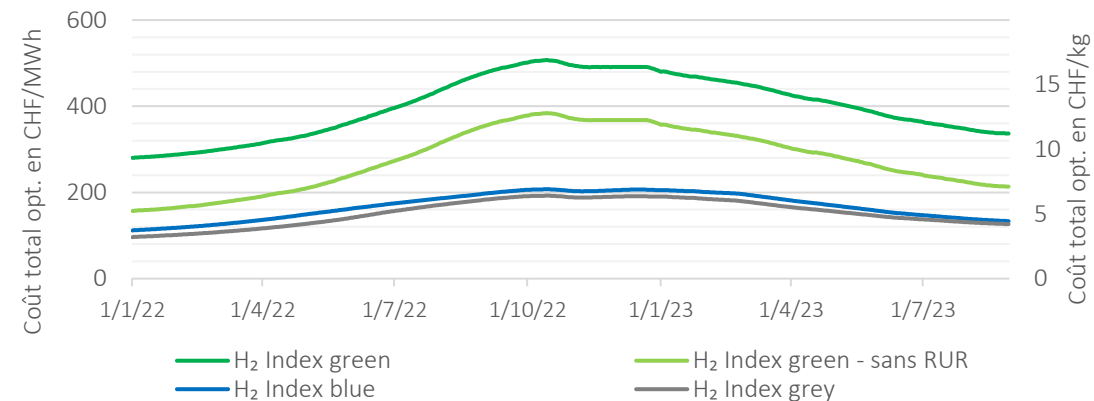
Le coût total est beaucoup moins volatil que les coûts marginaux.

À cause des tensions sur les marchés de l'énergie, le coût total a augmenté en 2022 pour toutes les technologies et dépasse les 16 CHF/kg pour le H₂ vert. Depuis début 2023, les coûts diminuent suite à la baisse des coûts des commodités (électricité et gaz), alors que les heures optimales à pleine charge augmentent légèrement.

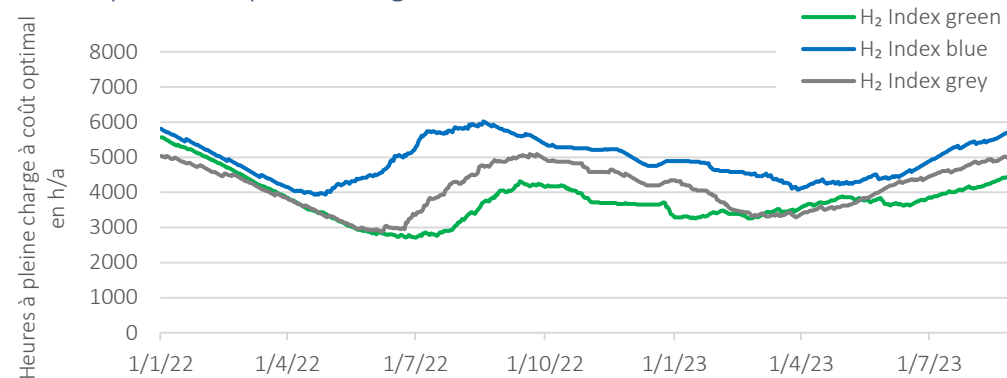
Le coût total optimisé est à un niveau sensiblement identique à celui des coûts marginaux (cf. page 4). En choisissant au mieux les jours de consommation d'électricité, il est possible de compenser les coûts de capital.

Le coût total reflète aussi l'influence des rémunérations d'utilisation du réseau et des charges d'environ 123 CHF/MWh ou 4.10 CHF/kg. Étant donné qu'elle a été estimée de manière constante sur le temps, l'exonération n'agit que sur le coût total, et pas sur les heures à pleine charge à coût optimal.

Coût total optimisé : calcul roulant au jour précis sur une base annuelle



Heures optimales à pleine charge



Le coût total moyen de la production de H₂, optimisé en termes d'exploitation, est un outil d'évaluation pour les investisseurs afin de déterminer la conception et le mode de fonctionnement optimaux des installations de production d'hydrogène.

Netzplanungsaktivitäten in Nachbarländern

Allemagne: réseau central d'hydrogène



- La loi allemande relative aux économies d'énergie (EnWG) a attribué aux gestionnaires des réseaux de transport la tâche de développer un réseau central d'hydrogène constituant le fondement de l'infrastructure allemande de l'hydrogène.
- Les réseaux sont par principe développés du Nord (avec les alimentations principales) vers le Sud (avec ses grands bassins industriels). En plus du réseau de transport, ils comprennent les infrastructures d'importation, les équipements de stockage et les grands consommateurs industriels.
- L'accent est mis sur une topologie maillée du réseau avec des gazoducs de gaz naturel dont la destination a été changée, complétées par de nouveaux gazoducs d'hydrogène.
- En juillet 2023, les plans prévoient que le réseau central englobe 11 200 km. L'avancement actuel de la planification ne correspond toutefois pas encore au concept définitif de réseau central d'hydrogène.

Intégration dans l'infrastructure européenne de l'hydrogène

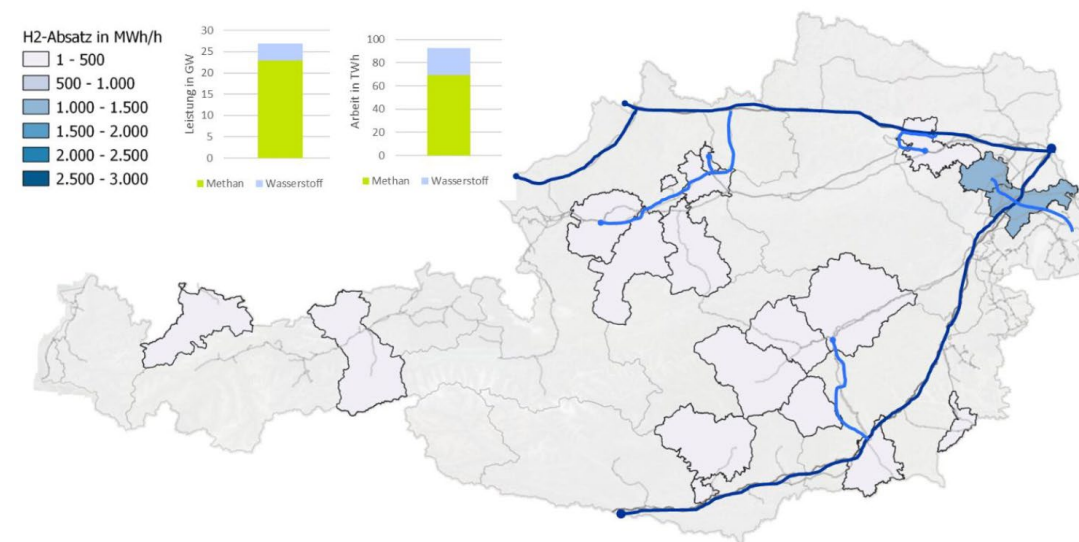
- Les planifications se basent notamment sur les projets existants en rapport avec l'hydrogène. Il s'agit par exemple des projets IPCEI (Projets Importants d'Intérêt Européen Commun) et PCI (Projets d'Intérêt Commun) ainsi que de l'intégration dans un réseau européen d'hydrogène.
- Au total, les planifications tiennent compte de plus de 309 projets impliquant l'hydrogène. Elles comprennent une capacité de soutirage maximale de 87 GW et une capacité d'injection de 101 GW.
- Les besoins existants au niveau des réseaux de distribution sont en partie déjà pris en compte aujourd'hui, en termes de capacité, dans la planification technique du réseau central.

Source: FNB GAS [Link](#)


Autriche: réseaux de transport et couloir de transit



- Il est prévu de créer un réseau d'hydrogène dédié pour les transports suprarégionaux et pour un approvisionnement stable des grands consommateurs. Pour y arriver, des gazoducs existants changeront de destination et/ou d'autres gazoducs seront construits.
- L'Autriche fera partie de deux couloirs européens d'hydrogène qui relieront l'Est et le Sud-Est de l'Europe ainsi que l'Afrique du Nord et permettront des transports d'hydrogène vers l'Europe centrale et l'Allemagne.



Source: AGGM H₂ Roadmap 2030, [Link](#)

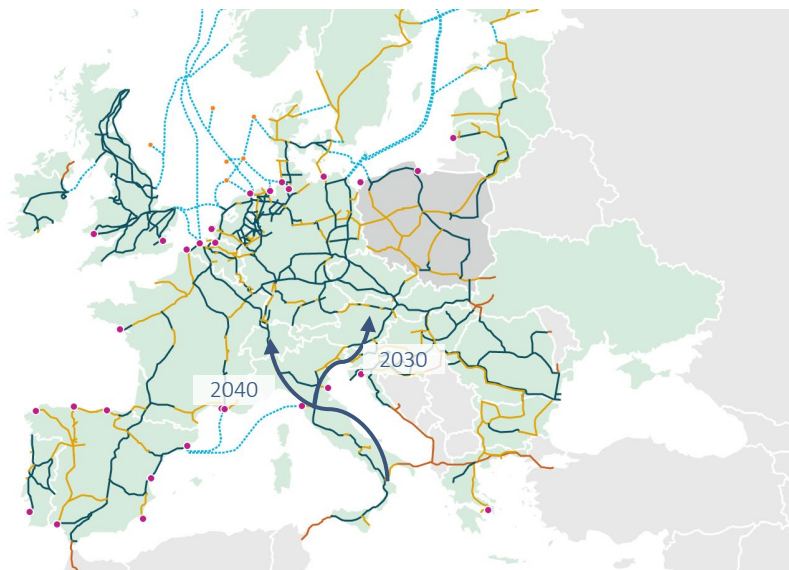
En Allemagne et en Autriche, outre la réaffectation des gazoducs existants, de nouveaux gazoducs d'hydrogène sont prévus. Certains d'entre eux font partie de l'European Hydrogen Backbone. 

European Hydrogen Backbone (EHB): statut couloir SouthH₂

L'UE a pour but d'importer 10 millions de tonnes de H₂ vert chaque année jusqu'en 2030. Sur cette quantité, 4 millions de tonnes doivent être acheminées depuis l'Afrique du Nord via SouthH₂. Plus de 70 % des pipelines concernés seraient des gazoducs réutilisés.

Le couloir SouthH₂ devrait être terminé d'ici 2040 et le tronçon de transport par l'Autriche (partie orientale) dès 2030. Les quatre gestionnaires de réseau de gaz concernés par le projet oriental SouthH₂ (Snam, Bayernets, Trans Austria, Gas Connect Austria) ont demandé à ce que la pipeline soit classée comme Projet d'Intérêt Commun (PCI) afin d'obtenir un financement de l'UE et accélérer les autorisations.

Couloir SouthH₂ (flèches bleu foncé)



Même si le projet n'est actuellement qu'au stade de candidat à la subvention PCI, la Commission européenne a souligné sa volonté de soutenir l'initiative EHB sur les plans réglementaire et financier. L'initiative EHB va publier une autre étude sur la quantification du défi financier à l'automne 2023.

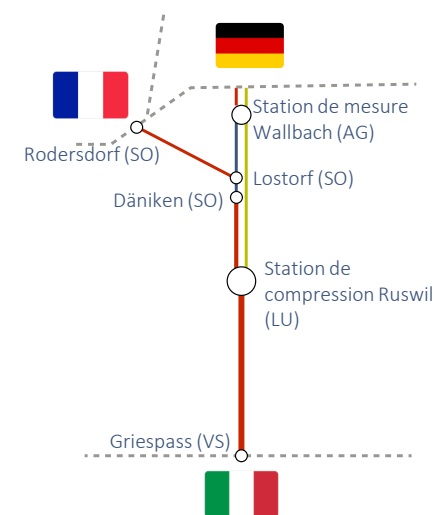
Agrandissement du couloir SouthH₂ par la Suisse?

L'avenir de l'économie suisse de l'hydrogène dépend de la disponibilité future de l'hydrogène. Même s'il n'existe pas encore de stratégie suisse pour l'hydrogène, on peut s'imaginer que la Suisse aura tout intérêt à pouvoir compter sur des importations d'hydrogène.

Contrairement à l'Autriche (cf. page 6), la ligne suisse d'importation et de transit n'est pas équipée de deux tuyaux au moins sur toute sa longueur (figure à droite).

En plus du changement de destination, le gestionnaire Transitgas AG cherche donc des options afin de construire une ligne de H₂ parallèle à la ligne de méthane. La faisabilité technique a déjà été étudiée. Les analyses financières sont en cours.

Transitgas AG est membre de l'EHB depuis le 1er septembre 2023. En plus des activités du secteur privé et d'analyses sur les sociétés exploitantes potentielles, il faut également une évaluation politique pour la participation à une économie européenne de l'hydrogène.



Source: Transitgas-Transportsystem, Leitungssystem, [Link](#)

La partie orientale planifiée pour 2030 du couloir SouthH₂ pour le transit de l'hydrogène fait concurrence à l'extension du corridor SouthH₂ à travers la Suisse, qui ne figure dans les plans de l'EHB que pour 2040. Être rapide pourrait améliorer la situation pour la Suisse.

Proposition de Dena pour des investissements dans le développement du réseau central H₂ en Allemagne

Risques d'investissement et frais de transport élevés en phase d'accélération

Pendant la phase d'accélération du marché de l'hydrogène, l'infrastructure de transport joue un rôle important pour tous les niveaux de création de valeur en amont et en aval. En raison des incertitudes toujours existantes sur l'accélération du marché, les risques liés aux investissements sont élevés. C'est un élément particulièrement important pour les investissements à long terme dans le réseau, de sorte que les investisseurs restent dans la retenue.

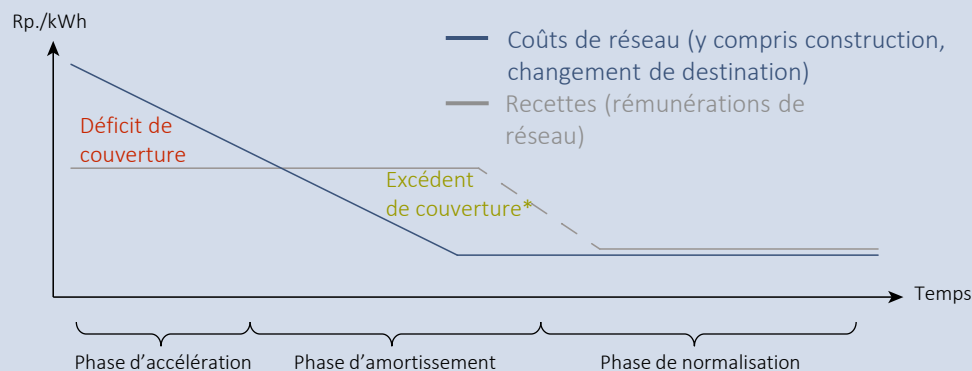
Même si les investisseurs prennent le risque, les coûts et donc aussi les rémunérations d'utilisation du réseau (réglementés en Allemagne) restent élevés pendant la phase de mise en place. Ceci rend le transport plus cher et pourrait entraîner des coûts prohibitifs pour les utilisateurs dans un premier temps.

Source: dena [Link](#)

Proposition de l'Agence allemande de l'énergie (dena)

Principe de base: plafonnement des rémunérations d'utilisation du réseau et gestion d'un compte d'amortissement avec compensation des déficits de la phase d'accélération par les excédents de la phase d'amortissement.

Garanties de l'État: prise en charge du risque par l'État si l'amortissement n'est pas garanti ou est retardé.



Phase d'accélération

Rendre les rémunérations de réseau intéressantes sur le plan économique pour les utilisateurs: les rémunérations d'utilisation du réseau sont plafonnées pendant la phase d'accélération pour les quelques (rares) premiers clients.

Imputation du manque de financement (déficit) sur un «compte d'amortissement»: le gestionnaire de réseau avance ses investissements. Pendant la phase d'accélération, les frais dépassent les recettes à cause du plafonnement des rémunérations de réseau. Les déficits sont imputés sur un «compte d'amortissement».

Phase d'amortissement

Compensation des pertes du début à l'aide du «compte d'amortissement»: lorsque le marché est bien lancé, les recettes augmentent (plus de clients et/ou quantités supérieures) et les coûts baissent (moins de frais liés au changement de destination ou à la construction, valeur résiduelle en baisse). Dès que les recettes par unité d'énergie dépassent les frais (excédent), le gestionnaire de réseau a le droit de compenser les déficits du début.

Garantie de l'État avec incitation pour l'investisseur et l'État: l'État sécurise la compensation des déficits et donc l'amortissement de l'investissement si l'accélération du marché prend du retard. Ceci réduit les risques pour les investisseurs et ils peuvent investir malgré un environnement de marché incertain. L'intérêt de l'État est de ne pas retarder l'accélération du marché pour que les investisseurs ne réclament pas les garanties de l'État.

Phase de normalisation

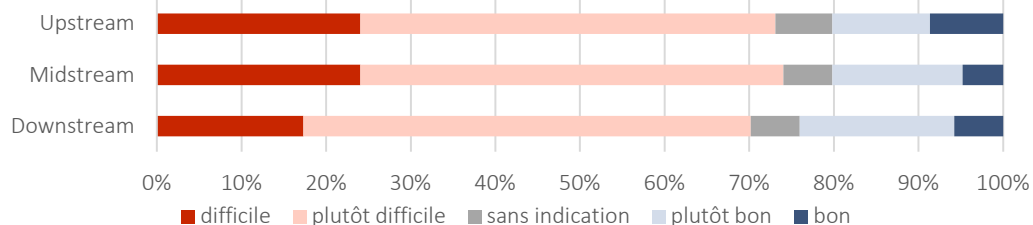
Après l'amortissement, les rémunérations et coûts sont de nouveau alignés à la réglementation prévue.

La construction de nouvelles lignes de transport d'hydrogène implique un risque important pour les investissements. Le «compte d'amortissement» discuté en Allemagne est un outil qui permet de réduire le risque pour les investissements tout en limitant les subventions de l'État.

Sondage – État d'esprit général dans l'économie suisse du H₂

Climat d'investissement actuel

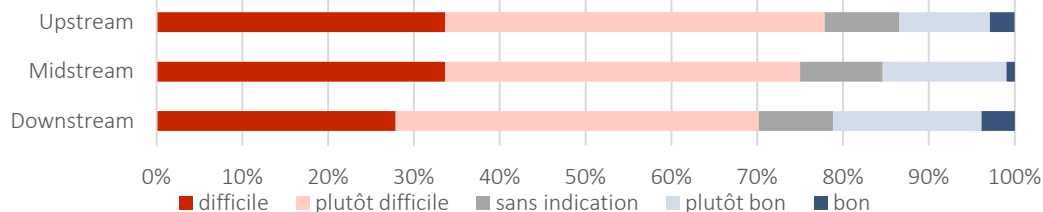
L'estimation du climat d'investissement s'est dégradée à tous les niveaux de création de valeur par rapport à l'année passée. Ainsi, la part de ceux qui l'ont jugé "plutôt bon" ou "bon" a baissé de plus de 10 points de pourcentage chacune. Dans le secteur Downstream, cette part est passée de quasiment 40 % à moins de 25 %. Le climat a aussi plus souvent été qualifié comme «difficile», en particulier au niveau Midstream où cette part a pratiquement doublé en passant de 13 à 24 %.



Appréciation des conditions-cadres mises en place par l'État

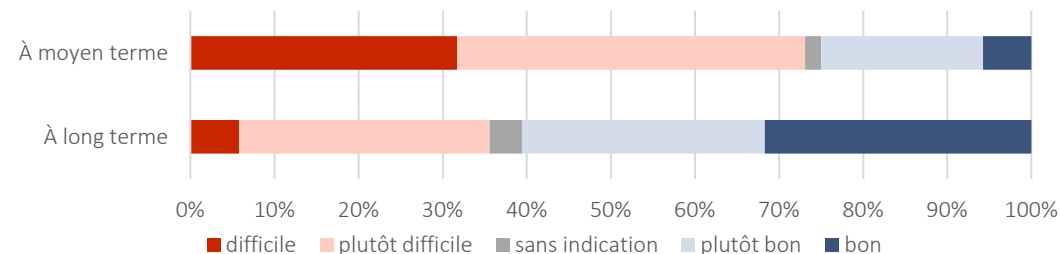
Pour expliquer la dégradation du climat d'investissement, on peut citer les conditions-cadres nationales considérées comme moins avantageuses. Le retard pris par la Confédération pour mettre en place une stratégie H₂, attendue pour le deuxième semestre 2024 seulement, peut jouer un rôle.

La dégradation a le plus impacté le secteur Upstream, ce qui s'explique aussi par des prix toujours élevés de l'électricité. Alors qu'en 2022; 2/3 des personnes interrogées jugeaient les conditions-cadres comme négatives, ce chiffre est passé aux trois quarts des personnes interrogées. Dans le secteur Midstream, près de 15 % des personnes interrogées considèrent les conditions-cadres comme «plutôt bonnes» ou «bonnes». En 2023, le nombre de personnes interrogées «sans indication» à tous les niveaux de la chaîne de création de valeur est moins important qu'en 2022



Un regard vers le futur: contribution de l'économie du H₂ à l'approvisionnement énergétique

Aujourd'hui, trois personnes interrogées sur quatre sont convaincues que la contribution de l'économie du H₂ restera modérée à moyen terme, c'est-à-dire dans les 10 prochaines années. Il s'agit de 5 points de pourcentage de plus que l'année passée. À long terme aussi, seulement 2 personnes interrogées sur 6 partent du principe d'une contribution «forte», contre 3 sur 6 en 2022.



Détails concernant le sondage

Le sondage en ligne a été réalisé aux mois d'août et de septembre 2023. Il s'agissait d'un sondage anonyme auprès des membres de l'ASIG, de l'AES, d'entreprises industrielles et de producteurs. L'analyse tient compte de 104 formulaires complets. Près de 91 % proviennent d'entreprises de distribution d'énergie. Plus de la moitié des participants a indiqué occuper un poste dans la direction ou la production (y compris dans la partie technique). Un cinquième des personnes interrogées a répondu en français et tous les autres en allemand.

Près de 75 % des personnes interrogées ont un avis négatif sur le climat d'investissement dans l'économie du H₂ en Suisse, soit 15 % de plus que l'année précédente. Les conditions-cadres de l'État aussi sont évaluées comme moins bonnes.

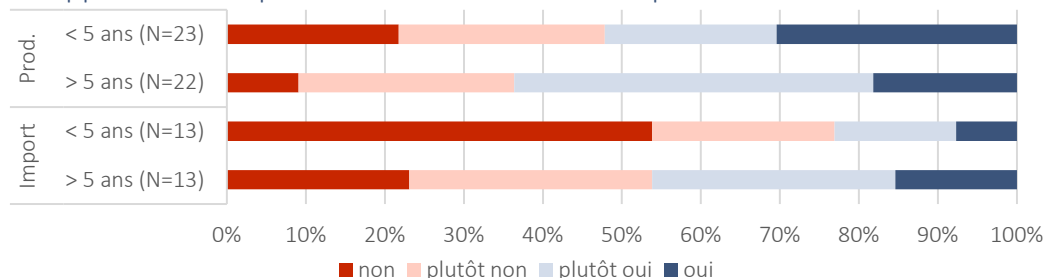
Sondage – Upstream et Midstream

Focus sur les acteurs dans le secteur Upstream

28 personnes interrogées ont indiqué que leur entreprise faisait partie du secteur Upstream. Une majorité des entreprises participant à la production de H₂ continuent de prévoir un développement des capacités en 2023. Mais par rapport à l'année passée, cette part a baissé: à un horizon > 5 ans, de 85 % «plutôt oui» ou «oui» à 65 %, alors que pour la période < 5 ans, le chiffre est passé de 78 à 52 %.

En revanche, les entreprises qui participent à l'importation sont devenues nettement plus prudentes: alors que l'année dernière 70 % partaient du principe d'un développement à un horizon > 5 ans, elles ne sont même plus la moitié à le croire cette année

Développement de la production du H₂ ou de son importation?



Estimation générale Upstream: focus de la production CH sur les importations

La dégradation des perspectives du point de vue des acteurs de l'importation s'oppose aux estimations du développement des importations auprès de toutes les personnes interrogées. En 2023, 69 % des 104 personnes interrogées partent du principe d'une hausse «forte» à «très forte» à long terme des importations, soit 7 points de pourcentage de plus qu'en 2022.

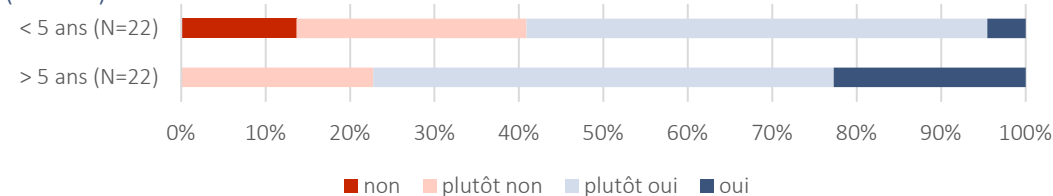
Concernant la production nationale, l'ambiance générale est (aussi) plus retenue. À long terme, 85 % de toutes les personnes interrogées pensent certes que les quantités produites vont augmenter, mais une personne sur deux pense que cette augmentation restera faible. En 2022, encore trois quarts des personnes interrogées s'attendaient à une forte hausse. Quand on leur demande quel est leur principal moteur de développement, la moitié des personnes interrogées répondent les conditions-cadres, un quart la disponibilité d'électricité excédentaire.

Focus sur les acteurs dans le secteur Midstream

34 personnes interrogées ont considéré que leur entreprise faisait partie du niveau Midstream, mais seulement la moitié d'entre elles s'est réellement attribué un ou plusieurs secteurs Midstream. 13 d'entre elles œuvrent dans le transport en réseau et 8 (aussi) dans le secteur du transport exclusif de réseau H₂.

La grande majorité prévoit des investissements dans les cinq prochaines années, mais aussi au-delà, dans le domaine du transport du H₂ et/ou de son stockage. Comparée à l'année dernière, la part de ceux qui ne prévoient pas (ou plutôt pas) un développement à court et à moyen terme a augmenté de 5 points de pourcentage. Mais ce qui est le plus important, c'est que la part de ceux qui veulent investir à coup sûr a baissé: dans les cinq prochaines années, ce nombre est passé d'un sur quatre à un sur 20 et au-delà de cet horizon, d'un sur trois à moins d'un sur quatre.

(Autres) investissements chez les acteurs Midstream?



Estimation générale Midstream: toujours optimiste

Sur la totalité des personnes interrogées, près de 95 % continuent de penser qu'il y aura un développement au moins faible à long terme. Concernant le réseau et le stockage, 60 % environ s'attendent à un développement important à très important. À moyen terme, ce chiffre n'est que de 20 %. En revanche, les attentes en ce qui concerne le transport par conteneur sont moins dispersées sur l'axe du temps: 36 % s'attendent à un développement fort à moyen terme et 49 % à long terme.

La majorité des acteurs Upstream et Midstream prévoit toujours le développement de leurs activités dans l'hydrogène, mais en s'engageant moins que l'année précédente. L'évaluation de toutes les personnes interrogées sur les développements Upstream et Midstream reste positive.

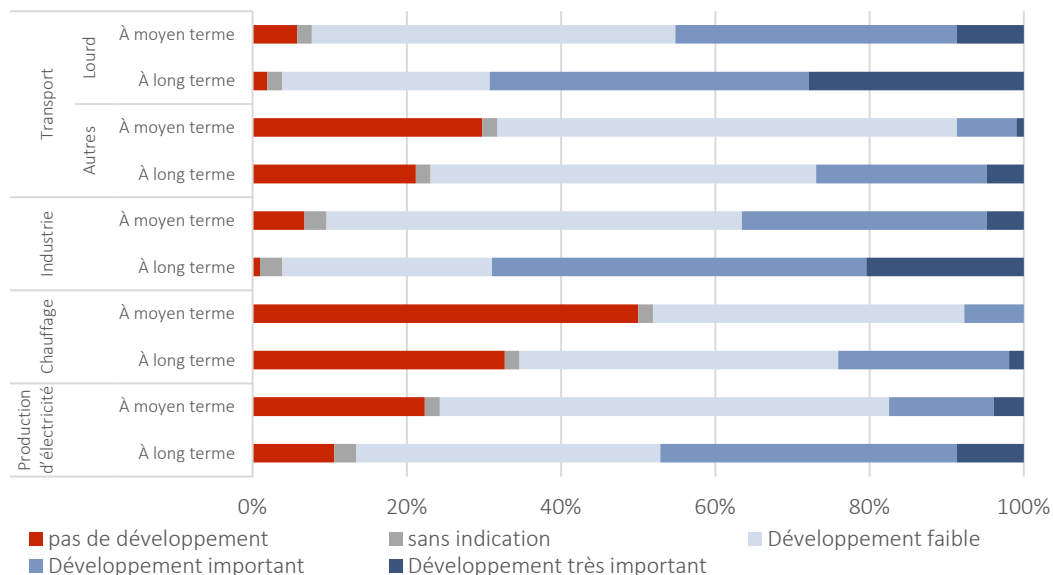
Sondage – Downstream

Appréciation générale de l'utilisation du H₂

Comme l'année dernière, les 104 personnes qui ont répondu posent des attentes différentes en fonction de l'usage du H₂. Les estimations sont les mêmes sur le principe par rapport à l'année passée. Mais des décalages intéressants sont visibles dans certains secteurs.

Dans les domaines de la mobilité lourde (trafic lourd, longue distance et aérien) et de l'industrie, une grande majorité des personnes interrogées s'attendent à une (très) forte hausse à long terme. Dans la mobilité surtout, cette part a toutefois baissé de 80 à moins de 70 %. Dans la production d'électricité, la part de ceux qui avaient exclu l'utilisation du H₂, du moins à moyen terme, a baissé. Concernant le chauffage, beaucoup de personnes interrogées restent critiques.

À la question des facteurs dont dépend le développement des besoins en H₂, les personnes interrogées citent des signaux politiques clairs, en plus de la disponibilité fiable et du prix. Ces facteurs créent la base à des modèles commerciaux et au développement d'offres. La viabilité commerciale de technologies basées sur le H₂ dépend des conditions techniques concernant leur utilisation, de la rentabilité (prix relatifs) et de leur acceptation.

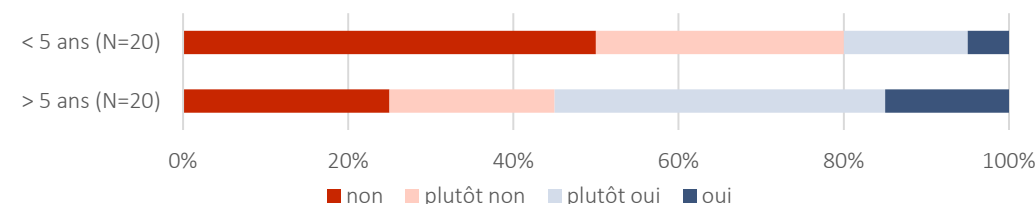


Focus sur les acteurs dans le secteur Downstream

Parmi les 30 personnes interrogées qui ont attribué leur entreprise au secteur Downstream, seulement 11 entreprises utilisent déjà le H₂ ou prévoient concrètement son utilisation. L'utilisation de H₂ est principalement prévue dans le domaine de la mobilité (citée 7 fois), la production d'électricité (6) ou pour les processus industriels (4).

L'an dernier, quatre cinquièmes des personnes interrogées étaient persuadés élargir l'utilisation du H₂ dans plus de 5 ans. Aujourd'hui, ce prorata s'est réduit à une personne sur deux. À court terme aussi, c'est-à-dire dans les 5 années à venir, la part des acteurs Downstream interrogés qui veulent davantage utiliser l'hydrogène a baissé. Alors qu'ils étaient 50 % en 2022, ils ne sont plus que 20 % en 2023.

(Autre) élargissement de l'utilisation du H₂?



Cette attitude hésitante se reflète aussi dans la part prévue de H₂ vert pour de nouvelles activités. Cette année, 59 % des personnes interrogées sont convaincues ne pas utiliser de H₂ vert pour de nouvelles activités contre 17 % l'année dernière, en citant des raisons comme la disponibilité ou le prix. Les perspectives à long terme pour le H₂ vert aussi se sont dégradées: cette année, ce ne sont plus que quelque 40 % qui misent sur une part > 50 % pour les nouvelles activités contre 60 % l'année dernière.

À moyen et long terme, une grande majorité des personnes interrogées envisagent une (très) forte hausse de l'utilisation du H₂, surtout dans l'industrie et le trafic lourd. Le nombre d'acteurs Downstream qui planifie concrètement l'utilisation du H₂ a baissé par rapport à 2022.

Glossar

Électrolyse

L'électrolyse est une réaction chimique au cours de laquelle l'électricité (flux d'électrons) scinde un composé chimique, par exemple l'eau en hydrogène et en oxygène. L'électricité est amenée dans un liquide conducteur (électrolyte) par le biais de deux électrodes (anode et cathode). Les produits de la réaction dépendent des substances contenues dans l'électrolyte et se forment sur les électrodes.

Pile à combustible

Les piles à combustible sont des convertisseurs d'énergie. L'énergie chimique d'un combustible, comme l'hydrogène par exemple, est transformée en électricité. Cette réaction est exactement le contraire de ce qu'il se passe dans l'électrolyse. Mais la pile à combustible aussi est composée de deux électrodes qui laissent passer le gaz ainsi que d'une couche d'électrolyte qui sépare les gaz.

Vaporéformage

Le vaporéformage est un procédé industriel de production d'hydrogène dans lequel un combustible contenant du carbone, généralement du gaz naturel, réagit avec la vapeur d'eau. Actuellement, encore près de 96 % de l'hydrogène produit dans le monde l'est de cette manière.

Power-to-X

Dans le cas du Power-to-X (P2X), l'électricité est utilisée pour transformer l'énergie en une forme plus utile pour certaines applications, comme par exemple pour produire des gaz (Power-to-Gas), de la chaleur (Power-to-Heat) ou des agents énergétiques liquides (Power-to-Liquid).

H₂ gris

Hydrogène produit à partir de combustibles fossiles (principalement le gaz naturel). Généralement, on chauffe du gaz naturel pour le transformer en hydrogène et CO₂ (vaporéformage).

H₂ bleu

L'hydrogène bleu est de l'hydrogène gris pour lequel la plus grande partie du CO₂ produit est extrait et stocké (Carbon Capture and Storage, CCS en anglais).

H₂ turquoise

L'hydrogène turquoise est de l'hydrogène qui a été fabriqué par scission thermique du méthane (pyrolyse du méthane). À la place du CO₂, c'est du carbone solide qui est produit. Les conditions à la neutralité en CO₂ de ce procédé sont l'alimentation thermique du réacteur haute température avec des sources d'énergies renouvelables, ainsi que le liage durable du carbone.

H₂ vert

L'hydrogène vert est fabriqué par électrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable. Indépendamment de la technologie d'électrolyse choisie, la production de l'hydrogène émet peu de CO₂ étant donné que l'électricité utilisée provient à 100 % d'énergies renouvelables. Le procédé est aussi appelé «power to gas» et est l'une des technologies P2X.

Pouvoir calorifique inférieur

Le pouvoir calorifique inférieur Hi (autrefois Hu) correspond à l'énergie thermique maximale utilisable lors d'une combustion sans générer de condensation de la vapeur d'eau contenue dans les gaz d'échappement, par rapport à la quantité de combustible utilisé. Le pouvoir calorifique inférieur de l'hydrogène est de l'ordre de 33,3 kWh/kg, soit 120 MJ/kg.

Pouvoir calorifique supérieur

Le pouvoir calorifique supérieur Hs désigne l'énergie thermique produite par la combustion et la condensation de la vapeur d'eau pour un kilogramme de combustible. Il s'agit de l'énergie contenue dans le combustible liquide, gazeux ou solide. Le pouvoir calorifique supérieur de l'hydrogène est de l'ordre de 39,4 kWh/kg, soit 142 MJ/kg.

Mentions légales

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



Dr. Heike Worm
heike.worm@polynomics.ch



Dr. Janick Mollet
janick.mollet@polynomics.ch



Dr. Florian Kuhlmeier
florian.kuhlmeier@polynomics.ch

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



Dr. Philipp Heuser
pheuser@e-bridge.com



Leona Jovy
ljovy@e-bridge.com



Lorenz Valk
lvalk@e-bridge.com



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