

Baromètre H₂

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

Édition 3
Avril 2023

Avant-propos



«La Suisse a un déficit d'électricité en hiver, lorsque la production d'électricité est la plus faible et la consommation au plus haut. Le stockage d'hydrogène pourrait apporter une des solutions à cette problématique.»

Jacques Mauron, Groupe E, mars 2023

«Pour importer de l'hydrogène vert, la Suisse a besoin d'un accès direct au marché intérieur de l'UE et, éventuellement, d'un accord avec des États tiers. Il faut en outre un registre national sur l'origine des combustibles et carburants gazeux et liquides renouvelables.»

OFEN, Stratégie Chaleur, janvier 2023

Les études et stratégies mises en place jusqu'à présent par la Confédération ne tiennent pas suffisamment compte de l'importance de l'hydrogène. Pourtant, la crise de l'énergie montre bien que pour réussir, la transformation du système énergétique actuel doit se baser sur plusieurs sources d'énergie et infrastructures. L'Europe quant à elle a mis la priorité sur le thème de l'hydrogène depuis plusieurs années et définit avec empressement des corridors de transport pour amener l'hydrogène du Moyen Orient, de l'Afrique ou du continent américain vers l'Europe. Le maillon manquant pour la Suisse, le gaz de transit, n'apparaît pourtant pas encore sur les plans pour 2030.

Pour réussir sa transformation, la Suisse aura aussi besoin de molécules renouvelables. Pour l'industrie et les pics de charge en chauffage urbain, ce besoin ne pourra pas être seulement couvert par la production nationale. Il est donc essentiel d'intégrer au plus tôt les potentiels d'importation internationaux. Avec l'intégration de la Suisse dans l'infrastructure gazière européenne, l'objectif est de se raccorder au réseau européen d'hydrogène, l'European H₂-Backbone. Ceci permettrait à la Suisse de recevoir les premières importations depuis des ports d'importation européens de manière efficace en termes de coûts et d'énergie dès 2030. Les pouvoirs politiques, l'économie et la branche ont tous leur rôle à jouer.

Nous nous réjouissons de vos retours et de nos échanges. La quatrième édition devrait être publiée à l'automne 2023.

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

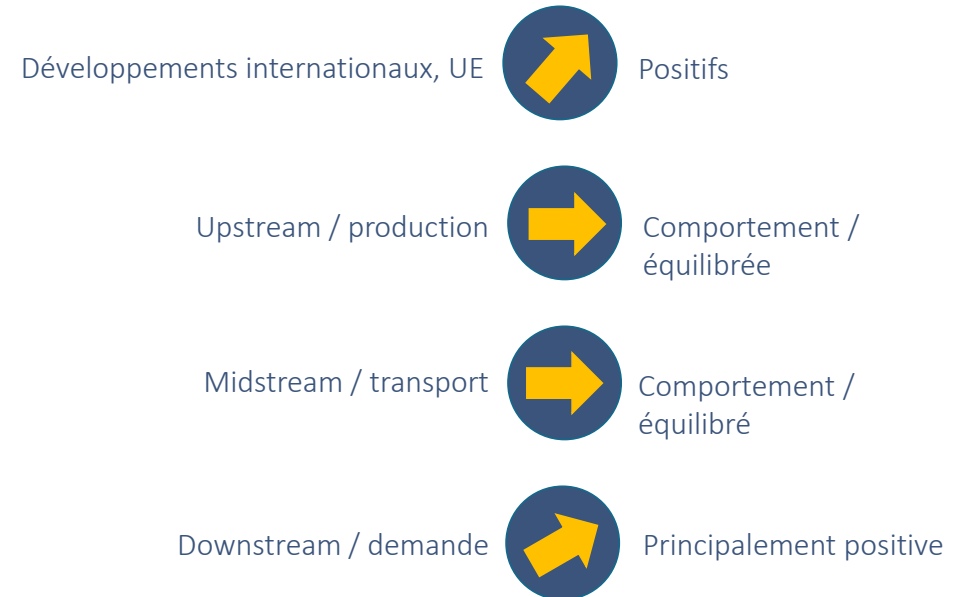


Thèses et tableau général

Cinq messages clés du baromètre H₂

1. Deux hypothèses sont essentielles pour l'estimation des besoins en H₂: les prix à l'importation et la reconversion en électricité pendant les mois d'hiver. Des études récentes de l'AES et de l'OFEN chiffrent le large éventail de scénarios possibles.
2. Pour profiter des potentiels d'importation, il faut que la Suisse se raccorde au plus tôt au réseau européen d'hydrogène. Les principaux corridors d'importation viennent des territoires américain et africain, ainsi que du Proche et Moyen-Orient.
3. Une exonération de la RUR pour le stockage devrait être facile à mettre en œuvre. Sa conception dépend de la priorité donnée par les pouvoirs politiques à l'incitation du stockage pour la transformation du système énergétique ou pour l'utilisation utile au réseau.
4. L'ajout des analyses du bas vers le haut aux analyses des perspectives énergétiques du haut vers le bas constitue le fondement même de la planification énergétique locale. Par ailleurs, la qualité des approches du haut vers le bas peut être améliorée en y intégrant les conclusions tirées du contexte local.
5. Des analyses du bas vers le haut réalisées de manière systématique en Allemagne montrent qu'il existe de multiples solutions pour l'approvisionnement en chaleur et que tout dépend de la situation sur place. En Suisse aussi, le potentiel d'utilisation du H₂ dépend du contexte local.

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



Les scénarios concernant l'utilisation de l'hydrogène sont très variés. Pour gérer les incertitudes et permettre des solutions efficaces, il est important que la politique garde toutes les options ouverte et tienne compte des particularités locales.

Interview avec Jacques Mauron, CEO Groupe E

Quel est le rôle de l'hydrogène dans la stratégie de Groupe E?

Nous souhaitons offrir aux générations futures un monde durable, dans lequel l'énergie est gage de progrès. Grâce à l'ensemble de nos produits et services, nous contribuons à la réduction des émissions de CO2 en proposant à notre clientèle des énergies renouvelables, durables et locales ainsi que des solutions efficaces. Notre site de production d'hydrogène s'inscrit dans cette démarche.

A terme, l'hydrogène peut contribuer à se passer d'énergies polluantes pour la mobilité. En tant que distributeur d'électricité, nous devons faire face à l'électrification dans les domaines du chauffage et de la mobilité, et garantir un approvisionnement en électricité fiable à plus long terme. La Suisse a un déficit d'électricité en hiver, lorsque la production d'électricité est la plus faible et la consommation au plus haut. Le stockage d'hydrogène pourrait apporter une des solutions à cette problématique.



Dans quels domaines voyez-vous les plus grands développements de l'économie de l'hydrogène en Suisse au cours des cinq prochaines années ?

L'un des axes essentiels concerne la mobilité lourde et les transports publics, qui trouvent ici l'occasion de réduire leur impact sur le climat, tout en restant performant. C'est la démarche qu'entreprennent les Transports publics fribourgeois (TPF), à qui nous livrerons de l'hydrogène dès 2024 dans le cadre d'un projet pilote pour tester des bus à hydrogène.

Un autre axe important concerne l'utilisation de l'hydrogène pour contribuer à la décarbonation de l'industrie, par exemple dans les processus industriels à haute température qui consomment beaucoup d'énergie. Il existe également d'autres domaines tels que l'injection d'une faible quantité d'hydrogène vert dans les réseaux de gaz naturel pour les rendre plus durables.

Quels sont les projets concrets de Groupe E dans le domaine de l'hydrogène?

Nous construisons actuellement une centrale de production d'hydrogène vert au pied du barrage de Schiffenen, dans le canton de Fribourg. Dès cet automne, cette installation, la 1^{ère} de Suisse occidentale, produira quelque 300 tonnes d'hydrogène vert par an, soit la consommation d'environ 50 camions.

Sur ce site, nous tirons profit du débit d'eau de la turbine de dotation, qui fonctionne en continu durant 8'000 heures par an. L'hydrogène sera comprimé, stocké sous pression dans des réservoirs puis livré aux clients de la région par la route, en profitant de la proximité avec les autoroutes A12 et A1.



Quel rôle l'hydrogène pourrait-il jouer à long terme dans l'approvisionnement en énergie de la Suisse? Quelles sont les mesures nécessaires pour y parvenir?

Un enjeu important de l'approvisionnement énergétique est l'équilibrage entre une production d'énergie renouvelable de plus en plus fluctuante et la consommation d'énergie. Grâce à l'hydrogène, les surplus d'électricité renouvelable produits en été peuvent être transformés et stockés sous forme de gaz ou sous forme liquide.

Pour y parvenir, la mise en place de mesures d'aides financières pourrait soutenir le développement des installations pilote de production et de stockage d'hydrogène qui sont encore très coûteuses. L'hydrogène vert pourrait ainsi contribuer à prévenir des situations de pénurie dans l'approvisionnement en électricité pendant le semestre d'hiver, tout en décarbonant notre consommation d'énergie.

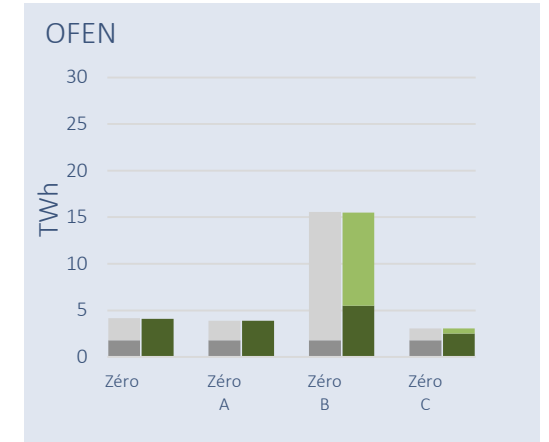
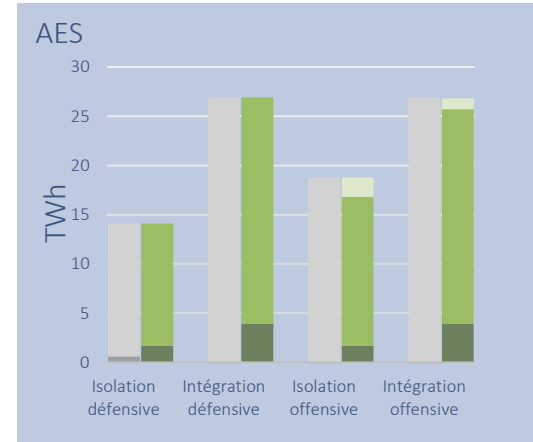
Scénarios d'offre et de demande de H₂ 2050 – Comparatif entre études de l'AES et de l'OFEN

	Avenir énergétique 2050 AES (2022)	Perspectives énergétiques 2050+ OFEN (2020) Digression hydrogène (2022)
Mise à disposition	<ul style="list-style-type: none"> À long terme peu ou pas de production nationale de H₂ (0,6 TWh) Quantités importées selon scénario entre 14 et 27 TWh 2050 	<ul style="list-style-type: none"> Production nationale de H₂ principalement en été avec des centrales au fil de l'eau
Demande	<ul style="list-style-type: none"> Secteurs difficiles à électrifier tels que transport et industrie Réinjection d'électricité en hiver (12-23 TWh par an) Selon scénario 14-27 TWh de H₂ par an 	<ul style="list-style-type: none"> Principalement dans le secteur du transport Scénario «Zéro B» avec 5,5 TWh dans le transport et en plus 10 TWh dans la production d'électricité et de chauffage urbain Selon scénario 3-15 TWh de H₂ par an
Coût	<ul style="list-style-type: none"> 2050: importations de H₂ plus abordables que la production nationale, mais hors coûts de distribution en Suisse 8 ct/kWh 2050 pour importation de H₂ 9 ct/kWh 2050 pour H₂ national avec un prix de l'électricité de 4 ct/kWh et 3'000 heures à pleine charge Prix retenus 2021/22 Prix de l'électricité Suisse: scénarios à 4, 6 et 8 ct/kWh 	<ul style="list-style-type: none"> 2050: importations de H₂ et production nationale à peu près au même prix 19 ct/kWh 2050 pour la mise à disposition chez le consommateur du H₂ importé 18 ct/kWh 2050 pour la mise à disposition chez le consommateur du H₂ national 2-5 ct/kWh de coûts de distribution en Suisse par remorque jusqu'au consommateur inclus Prix retenus 2018/19 2050: prix de l'électricité Suisse: 4 ct/kWh

Deux hypothèses sont essentielles pour l'estimation des besoins en H₂: les prix à l'importation et la reconversion en électricité pendant les mois d'hiver. Des études récentes de l'AES et de l'OFEN chiffrent le large éventail de scénarios possibles.

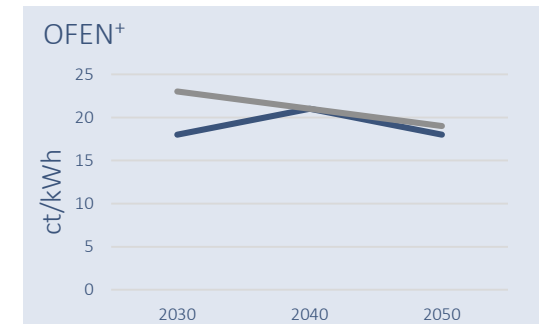
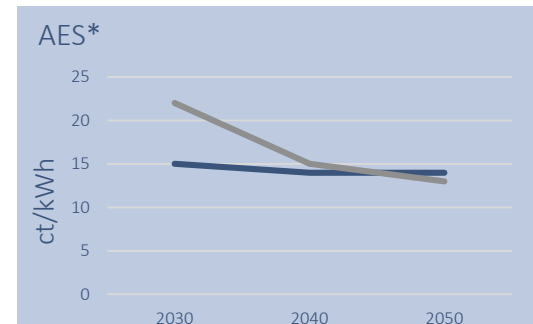


Production nationale/importation et demande 2050



■ Production de H₂ nationale ■ Importations ■ Transport ■ Électricité et chauffage urbain ■ Chaleur industrielle

Coûts de mise à disposition du H₂



* Variante de l'AES pour un d'électricité de 4 ct/kWh, plus 5 ct/kWh pour la distribution en Suisse (analogue au maximum de l'OFEN).

+ Prix de l'électricité: 4 ct/kWh. Les coûts de distribution en Suisse jusqu'au consommateur final de 2-5 ct/kWh sont compris.

■ Production de H₂ nationale ■ Importations

Voies d'importation potentielles et évolution prévisionnelle dans le temps des coûts d'importation

Situation en Europe

Selon les perspectives, le besoin normalement en forte hausse de H₂ en Europe pourrait aussi être couvert par des importations venant de l'espace nord-américain et latino-américain, l'espace (nord-) africain, l'espace Asie-Pacifique ainsi que le Proche et Moyen-Orient. Comme visible sur la figure à droite, les importations joueront probablement encore un rôle mineur dans la mise à disposition d'hydrogène en 2030. Aucune importation ne sera possible depuis les régions Asie-Pacifique et Afrique.

À partir de 2040, l'analyse montre toutefois un potentiel d'importation élevé de ces régions vers l'Europe, grâce aux possibilités de surface et de production renouvelable élevées dans ces régions privilégiées. Le corridor provenant de la région eurasienne n'a pas été pris en compte dans cette analyse en raison de la situation politique tendue en Russie et en Ukraine.

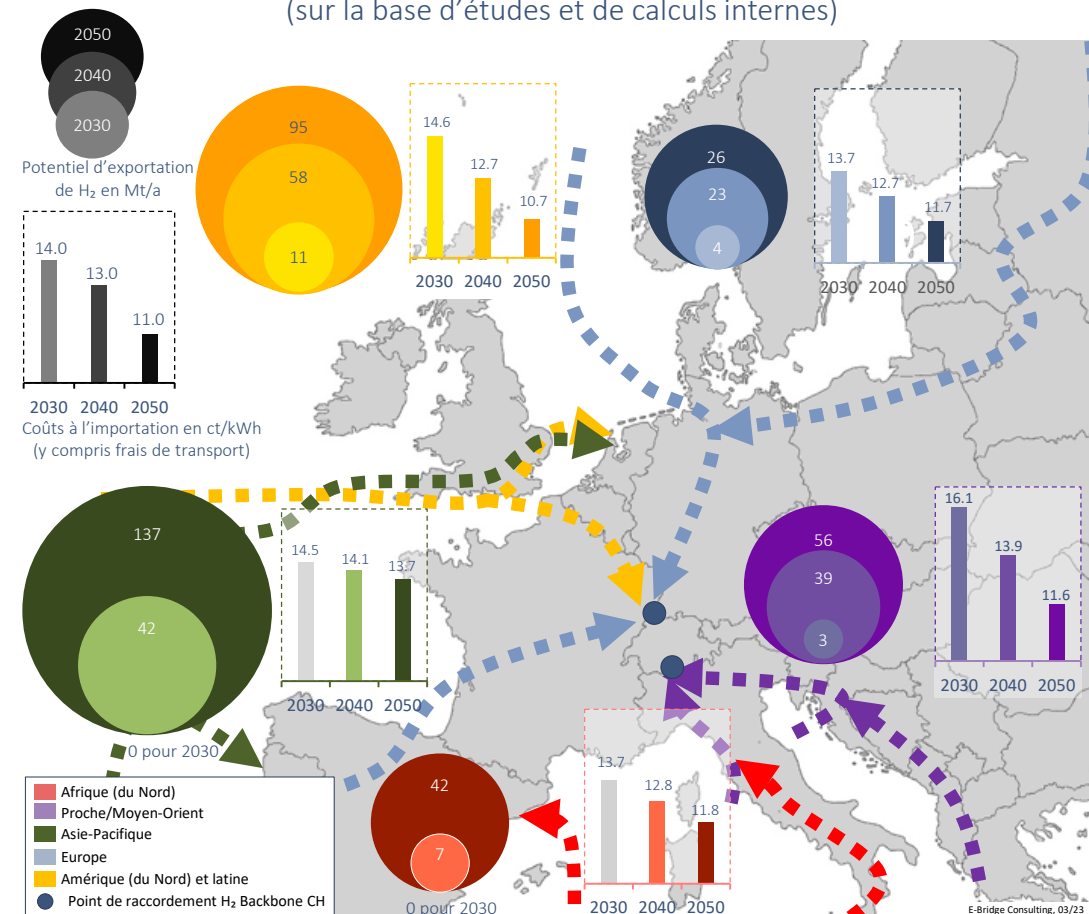
Situation en Suisse

À cause de la position centrale de la Suisse, les importations de H₂ nécessitent un transport terrestre depuis les hubs d'importation dans les régions côtières. Un raccordement anticipé de la Suisse au H₂-Backbone européen permettrait de relever ce défi.

À long terme, les frais d'importation pourraient s'élever à 12 ct/kWh, frais de transport vers l'Europe compris. Ces frais de transport correspondent à une mise à disposition à la frontière du pays. D'autres coûts sont ensuite générés pour le transport en Suisse. Ceux-ci se situent entre 2 et 5 ct./kWh en cas de transport par remorque (selon la source de l'OFEN : Bloomberg NEF, 2020).

Pour profiter des potentiels d'importation, il faut que la Suisse se raccorde au plus tôt au réseau européen d'hydrogène. Les principaux corridors d'importation viennent des territoires américain et africain, ainsi que du Proche et Moyen-Orient.

Corridors d'importation de H₂ et potentiel de développement (sur la base d'études et de calculs internes)



Répartition des régions mondiales selon l'International Energy Agency (IEA)

Sources: [1] «Word Energy Outlook 2022», IEA [2023], [lien](#); [2] «Hydrogen Council 2022», McKinsey [2023] [lien](#); [3] «Aurora Research», Aurora [2023], [lien](#); [4] «Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien», P. Heuser [2020], [lien](#). Nous sommes partis d'un taux de change de 1.00 EUR/CHF.

Rémunérations pour l'utilisation du réseau pour le stockage

Rémunérations pour l'utilisation du réseau dans le système électrique suisse actuel

Dans le système électrique suisse, ce sont les consommateurs finaux qui paient les rémunérations pour l'utilisation du réseau (RUR) (art. 14 LApEI). Les centrales de pompage sont complètement exonérées de RUR, car elles ne sont pas considérées comme consommateur final (art. 14 en lien avec art. 4 LApEI). Selon le «Manuel Dispositifs de stockage d'électricité de l'AES», la même règle s'applique aux dispositifs de stockage pur d'électricité sans consommateur final. Les formes mixtes de dispositifs de stockage combinés à des consommateurs finaux et des lignes de production quant à elles versent la RUR, car elles servent à optimiser l'acquisition ou la consommation propre. La décentralisation de la production d'électricité, ainsi que le couplage des secteurs soulèvent des questions sur le traitement légal futur des technologies de stockage de l'électricité.

Pertinence de la RUR sur les coûts de production de l'hydrogène

Pour produire de l'hydrogène vert, il faut de l'électricité venant de sources d'énergie renouvelables. Si cette électricité provient de centrales sur le même site, l'électricité est considérée comme consommation propre (art. 16 LEnE) et aucune RUR n'est due. Mais si l'électricité est soutirée du réseau, il faut aujourd'hui payer la RUR. Les rémunérations pour l'utilisation du réseau électrique représentent dans ce cas un facteur de coûts pour la production d'hydrogène vert. Pour l'investissement dans des lignes de production nationales de H₂ (hormis les centrales électriques), l'évolution de la réglementation RUR pour les dispositifs de stockage joue donc un rôle décisif.

Utilité pour le réseau vs. utilité pour l'approvisionnement en énergie

Par tradition, le réseau d'électricité suisse est axé sur un approvisionnement du haut vers le bas. La production décentralisée, les dispositifs de stockage décentralisés et les charges supplémentaires comme les bornes de recharge électrique et les pompes à chaleur peuvent entraîner des frais supplémentaires importants dans le réseau électrique à cause de la nécessité d'agrandir et de renforcer le réseau. Il convient donc de s'interroger sur l'effet d'une promotion du stockage par le biais d'une exonération des RUR sur les coûts du réseau électrique. Comme le stockage contribue à assurer un approvisionnement en énergie «24 heures sur 24», il constitue un maillon essentiel dans la transformation du système énergétique. Il aide à assurer l'approvisionnement de la Suisse en énergie à n'importe quel moment. Il faut mettre en regard cette utilité par rapport aux coûts supplémentaires éventuels dans les réseaux d'électricité. La question de l'incitation du stockage n'est donc pas obligatoirement liée à celle de la facturation de la RUR. Dans le débat politique, les discussions se concentrent néanmoins sur la RUR, en particulier à cause de l'exonération en vigueur des centrales de pompage. L'objectif est de trouver une solution pragmatique.

Perspectives: mouvement politique pour la RUR

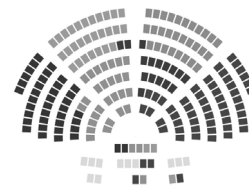
Le Conseil des États et le Conseil national ont déjà soumis différentes propositions d'amendement concernant l'exonération de la RUR pour les dispositifs de stockage d'électricité dans l'art. 14 LApEI, dans le cadre de son acte modificateur. Les centrales de pompage doivent rester exonérées de RUR.

Conseil des États



D'ici au 31/12/2030, une exonération de la RUR est prévue pour les dispositifs de stockage d'électricité sans consommateurs finaux et les installations de transformation d'électricité en hydrogène ou gaz synthétique. En revanche en 2031, cette exonération ne s'appliquera que pour une utilisation utile au réseau et à l'utilisation d'énergie de sources renouvelables.

Conseil national



Les exploitants d'installations de transformation d'électricité en hydrogène ou gaz synthétique seront autorisés à demander le remboursement de la RUR sur la quantité d'électricité retransformée en électricité et réinjectée dans le réseau. Ce remboursement doit aussi être possible pour les installations pilotes d'une capacité maximale de 200 MW pour l'électricité nécessaire pour la transformation, cette règle étant limitée dans le temps.

Alors que le Conseil des États met en avant l'utilité pour le réseau à partir de 2031, la proposition du Conseil national se concentre sur l'idée implicite que les dispositifs de stockage contribuent à la transformation du système énergétique. La proposition du Conseil national surtout est liée à beaucoup d'efforts pour sa mise en œuvre. S'il est envisagé d'inciter le stockage de manière conséquente pour leur contribution à la transformation du système énergétique, on pourrait envisager une exonération totale de la RUR, qui peut aussi être limitée dans le temps. Si en revanche, l'accent doit être mis sur leur impact sur les coûts de réseau, la situation locale du réseau pourrait par exemple prise en compte comme critère pour l'exonération de la RUR.

Une exonération de la RUR pour le stockage devrait être facile à mettre en œuvre. Sa conception dépend de la priorité donnée par les pouvoirs politiques à l'incitation du stockage pour la transformation du système énergétique ou pour l'utilisation utile au réseau.



Potentiel du H₂ dans le contexte communal: combinaison des analyses du haut vers le bas et du bas vers le haut

Planification énergétique locale dans la Suisse fédérale

La Confédération analyse des scénarios à l'échelle de la Suisse et prescrit des objectifs suivant une approche du haut vers le bas. Concrétiser ces prescriptions et les réaliser exige des approches ancrées localement, tenant compte du contexte régional. Ces analyses du bas vers le haut autorisent également un contrôle et un affinage des objectifs définis globalement. Puis il est de nouveau possible de réajuster les prescriptions et scénarios applicables à l'ensemble de la Suisse.

Les analyses du bas vers le haut aident à faire des estimations sur le rôle futur des gaz renouvelables comme le H₂ vert sur une base solide.

Besoin actuel de chaleur en Suisse

Avec 67 TWh, le besoin de chauffage du parc immobilier suisse est responsable de 59 % de la consommation d'énergie et cause 35 % des émissions de CO₂, étant donné qu'une grande partie des bâtiments suisses sont encore chauffés au mazout ou au gaz naturel. Le taux de rénovation actuel de l'immobilier suisse est d'environ 1 %.

Approche du haut vers le bas: stratégie Chaleur de l'OFEN (perspectives énergétiques 2050+)

Le besoin en chaleur sera entièrement couvert par des énergies renouvelables d'ici 2050. Grâce à une efficacité croissante des bâtiments et une mise à disposition plus efficace de la chaleur, le besoin de chauffage urbain devrait baisser à 45 TWh dans le scénario base zéro malgré une croissance démographique de 20 %.

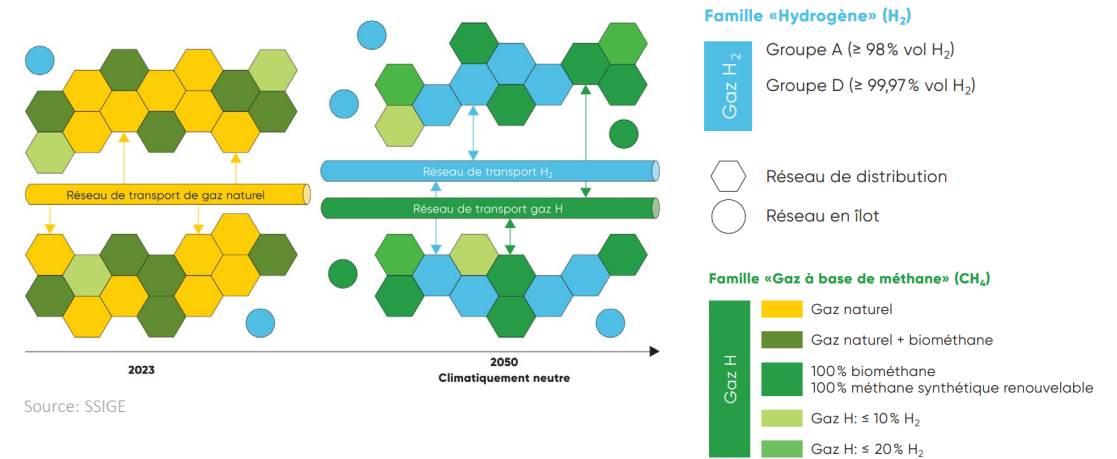
Au niveau des systèmes de chauffage, l'accent est mis sur les pompes à chaleur et les réseaux thermiques. L'électrification supplémentaire entraîne une forte sollicitation du réseau électrique. Il faudrait en plus multiplier le taux de rénovation par deux ou par trois pour atteindre ces objectifs.

Selon la stratégie de l'OFEN, les gaz renouvelables comme le H₂ vert doivent à long terme surtout être utilisés pour la chaleur industrielle. Dans le domaine de la chaleur de confort, cette source le sera uniquement où «elle s'avérera économiquement la plus judicieuse sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement et de la protection du climat et s'il n'y a pas d'alternative renouvelable.» En revanche, savoir où la réalisation (partielle) du marché de la chaleur serait judicieux pour le H₂ n'est pas précisé.

Analyses du bas vers le haut pour la planification énergétique locale

Pour pouvoir réaliser des solutions judicieuses sur le plan économique dans le sens de la stratégie Chaleur, il faut absolument procéder à l'analyse des possibilités disponibles localement pour l'approvisionnement en énergie et de la demande attendue localement. Il s'agit de la seule manière d'exploiter au mieux les ressources disponibles localement et d'estimer le potentiel d'utilisation de différentes sources d'énergie, dont l'hydrogène.

À Soleure et Thoun par exemple, des études ont été menées pour mettre en avant les possibilités pour un approvisionnement efficace en chaleur, adapté à la situation locale. En fonction de la situation, les perspectives pour le H₂ et le biogaz, et donc pour le développement de l'infrastructure gazière d'ici 2050, sont différentes.



Source: SSIGE

L'ajout des analyses du bas vers le haut aux analyses des perspectives énergétiques du haut vers le bas constitue le fondement même de la planification énergétique locale. Par ailleurs, la qualité des approches du haut vers le bas peut être améliorée en y intégrant les conclusions tirées du contexte local.

H₂ dans le secteur de la chaleur – Étude du bas vers le haut avec quatre territoires d’approvisionnement

Conclusions tirées de l’étude

En Allemagne, une étude menée du bas vers le haut par Fraunhofer ISE (2022) préconise l’utilisation du H₂ pour atteindre les objectifs climatiques à long terme. Elle fait la distinction entre quatre types de territoires (voir à droite) pour arriver à cette conclusion. Il n’existe pas de solution universelle, à cause du large éventail de possibilités de combinaisons. Toutes les technologies majeures doivent être prises en compte comme solution possible. Il est donc recommandé de ne pas fermer l’accès à certaines technologies.

Concernant l’utilisation de l’hydrogène, celui-ci doit être utilisé en Allemagne en cas de disponibilité suffisante à des prix pour les clients de chaleur de 7 ct/kWh ou de 9 ct/kWh pour les clients industriels à partir de 2035 dans tous les secteurs d’approvisionnement. Dans ce cas, entre 9 et 51 % des besoins en chauffage urbain seraient couverts et entre 8 et 96 % pour la chaleur industrielle.

Approches de solution pour le secteur allemand de la chaleur: large mix de technologies



Source: Fraunhofer ISE 2022 [Lien](#)

Territoire 1:

- urbain et pas industriel
- besoin important en chauffage urbain
- peu de besoin en chaleur industrielle

Territoire 2:

- rural et pas industriel
- uniquement besoin en chauffage urbain
- pas de besoin en chaleur industrielle
- grand potentiel pour le biogaz

Territoire 3:

- urbain et industrialisé
- besoins en chaleur industrielle et chauffage urbain identiques

Territoire 4:

- rural et industriel
- quelques grands consommateurs industriels
- grand besoin en chaleur industrielle

Différences par rapport à la Suisse

L’accélération de l’hydrogène en Suisse est plus exigeante qu’en Allemagne étant donné que nous n’avons pas d’infrastructure redondante du réseau gazier. Pour malgré cela utiliser du H₂, il est possible d’ajouter de l’hydrogène au gaz actuel, voire de modifier le réseau pour uniquement utiliser du H₂. Il ne faut pas partir du principe qu’un nouveau système de conduites sera installé à cause du prix élevé que cela représente. Seule la modification de lignes existantes pour le transport de H₂ pourrait ouvrir de nouvelles opportunités.

Des analyses du bas vers le haut réalisées de manière systématique en Allemagne montrent qu’il existe de multiples solutions pour l’approvisionnement en chaleur et que tout dépend de la situation sur place. En Suisse aussi, le potentiel d’utilisation du H₂ dépend du contexte local.

Glossaire

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 H_i (autrefois H₀) 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 H_s 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
Tél. +41 62 205 15 70



D^r Heike Worm
heike.worm@polynomics.ch



D^r Janick Mollet
janick.mollet@polynomics.ch



D^r Florian Kuhlmeier
florian.kuhlmeier@polynomics.ch

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



D^r Philipp Heuser
pheuser@e-bridge.com



Leona Jovy
ljovy@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