



Berne, 15 novembre 2023

---

# Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

Rapport du Conseil fédéral  
en réponse au postulat 20.4709 Candinas,  
18 décembre 2020

---

## Table des matières

<b>Condensé</b> .....	<b>3</b>
<b>Axe temporel pour l'établissement d'une économie de l'hydrogène en Suisse</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Le postulat 20.4709</b> .....	<b>7</b>
<b>2 Contexte et buts</b> .....	<b>8</b>
<b>3 Champs d'application de l'hydrogène</b> .....	<b>8</b>
<b>4 Besoins en hydrogène et production en Suisse</b> .....	<b>10</b>
4.1 Futur besoin en hydrogène de la Suisse .....	11
4.2 Développements récents .....	14
4.3 Production d'hydrogène en Suisse .....	17
4.4 Bilan et options .....	19
<b>5 Transport et importation d'hydrogène</b> .....	<b>21</b>
5.1 Transport .....	21
5.2 Importation d'hydrogène .....	22
5.3 Bilan et options .....	23
<b>6 Stockage de l'hydrogène</b> .....	<b>25</b>
6.1 Bilan et options .....	26
<b>7 Coûts de la production et de l'importation d'hydrogène</b> .....	<b>27</b>
<b>8 Coûts de la reconversion de l'hydrogène en électricité</b> .....	<b>28</b>
<b>9 Conclusions</b> .....	<b>28</b>
<b>10 Bibliographie</b> .....	<b>30</b>
<b>11 Annexes</b> .....	<b>32</b>
11.1 Schémas des différentes filières PtX .....	32
11.2 Interventions parlementaires en cours liées à l'hydrogène et au Power-to-X (état: août 2023) .....	33

### Condensé

En Suisse, l'hydrogène a jusqu'ici principalement été utilisé comme matière première dans l'industrie, principalement obtenue par vaporeformage à partir de gaz naturel. Depuis quelques années, certains fournisseurs d'énergie produisent également des quantités réduites d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables pour des utilisations dans le domaine de la mobilité.

En vue d'atteindre l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre à l'horizon 2050, l'hydrogène devrait voir son importance augmenter dans le système énergétique au cours des années à venir. La flexibilité de cet agent énergétique peut en effet permettre l'utilisation d'énergies renouvelables dans tous les secteurs et participer ainsi efficacement à un approvisionnement énergétique sans énergie fossile. À l'avenir, l'hydrogène et les agents énergétiques à base d'électricité (*power-to-X*, PtX) seront utilisés pour l'approvisionnement énergétique dans les domaines où cela s'avère le plus pertinent des points de vue économique et écologique, notamment dans l'industrie et dans le trafic aérien, la navigation et dans une certaine mesure le secteur du trafic des poids lourds, où l'électricité ne peut pas être utilisée directement (ou avec autant d'efficacité du moins). Selon les Perspectives énergétiques 2050+, l'hydrogène ne devrait toutefois représenter que 3% environ de la consommation totale d'énergie<sup>1</sup> en 2050.

La production d'hydrogène vert est gourmande en énergie et nécessite une augmentation importante de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables. Jusqu'à ce qu'un réseau européen d'hydrogène soit mis en place et que la production augmente à travers le monde, la demande d'hydrogène en Suisse devra être couverte principalement grâce à la production indigène, ce qui favorisera l'établissement d'un marché intérieur de l'hydrogène. La production sera assurée principalement au sein d'installations de production d'électricité ou directement chez de gros acheteurs. On estime d'ailleurs que des «plaques tournantes» de l'hydrogène vont aussi se développer dans les zones industrielles, où les fournisseurs d'énergie et les entreprises industrielles produiront de l'hydrogène et des dérivés PtX, les utiliseront directement sur place pour la production ou les transporteront sur d'autres sites<sup>2</sup>. L'hydrogène sera alors transporté soit par des conduites de gaz réaménagées ou neuves, soit par la route. Selon les prévisions, les importations devraient augmenter à partir de 2035. D'ici là, l'infrastructure nécessaire au transport et à la distribution devrait être développée en Europe. Parallèlement, les importations devraient devenir plus avantageuses pour notre pays que sa production propre. Si la Suisse a besoin de quantités d'hydrogène plus importantes, il faudra d'ici là adapter le gazoduc Transitgas pour le transport de l'hydrogène. C'est la branche concernée qui est responsable de la construction de conduites d'hydrogène ou de l'adaptation de l'infrastructure du réseau de gaz. La tâche des cantons, des communes et de la Confédération consiste à fixer les conditions-cadres de manière à permettre le lancement du marché, tout en continuant de garantir la sécurité de la population et la protection de l'environnement.

En principe, l'hydrogène peut être utilisé pour pouvoir consommer en hiver l'électricité produite en été à partir d'énergies renouvelables. Cependant, la reconversion de l'hydrogène en électricité a un niveau

---

<sup>1</sup> Le besoin effectif en hydrogène à l'avenir n'est pas clairement défini et il se peut donc que ce pourcentage soit inférieur ou supérieur.

<sup>2</sup> Les dérivés PtX sont des agents énergétiques liquides ou gazeux à base d'hydrogène vert, comme le méthane synthétique, le méthanol, l'ammoniac, la benzine, le diesel ou le kérosène.

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

de rendement très faible<sup>3</sup> et s'avère à la fois inefficace et chère, raison pour laquelle ce procédé ne sera une option judicieuse qu'à titre de réserve pour les situations où la pénurie menace. Jusqu'à présent, il n'a pas été possible de construire de grandes installations de stockage de gaz en Suisse. Il faudra par conséquent probablement convertir l'hydrogène en agents énergétiques de synthèse liquides – ce qui en diminue encore le rendement – ou acquérir des capacités de stockage dans les pays voisins.

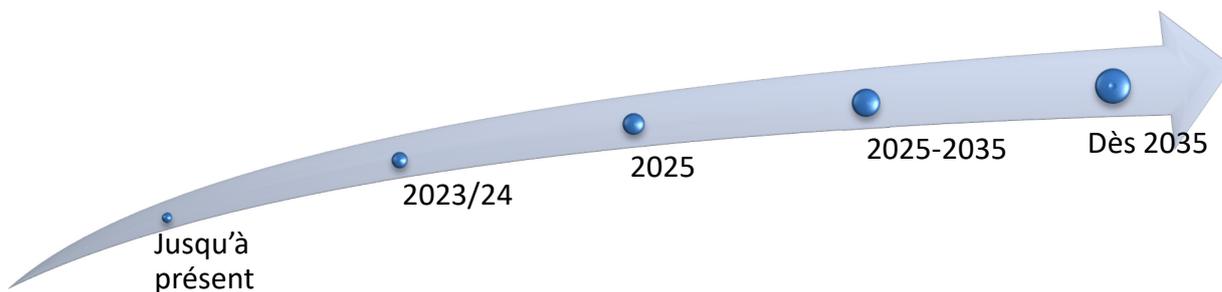
L'accélération de l'utilisation de l'hydrogène en Suisse nécessite le concours étroit des milieux économiques, de la Confédération, des cantons, des villes et des communes. La politique énergétique et climatique comprend d'ores et déjà des mesures favorisant cette accélération: la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, la loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique (LCI), la révision de la loi sur le CO<sub>2</sub> ainsi que le projet d'accélération des procédures pour les énergies renouvelables sont autant d'incitations qui soutiennent la constitution d'un marché intérieur.

Dans le cadre de la stratégie concernant l'hydrogène à l'horizon 2050 (Stratégie Hydrogène 2050), l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) étudiera d'autres options qui permettraient de soutenir la création d'un marché de l'hydrogène en Suisse. Examiner la possibilité du raccordement de la Suisse au futur réseau européen d'hydrogène en fait partie. La Stratégie Hydrogène 2050 s'appuiera sur le présent rapport et sera publiée d'ici la fin 2024 (cf. 20.4406 Mo. Suter Gabriela «Production d'hydrogène vert. Stratégie pour la Suisse» et 22.3376 Mo. CEATE-E «Hydrogène. Stratégie pour la Suisse»).

---

<sup>3</sup> Il en résulte environ 25 à 30% de l'électricité produite initialement.

## Axe temporel pour l'établissement d'une économie de l'hydrogène en Suisse



Période	Confédération, cantons, communes/villes	Économie, branche
Jusqu'à présent	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stratégie Chaleur 2050 de l'OFEN</li> <li>• Exonération de l'impôt sur les huiles minérales et de la RPLP</li> <li>• Financement de la recherche et de projets P+D</li> <li>• Développement et test d'une installation de mesure destinée à la vérification des stations de remplissage d'hydrogène (Institut fédéral de métrologie METAS)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Création d'un réseau de stations de remplissage d'hydrogène</li> <li>• Construction de différentes installations de production</li> <li>• Financement de projets par des projets de compensation</li> </ul>
2023/24	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Intégration de l'hydrogène dans la législation sur le transport par conduites</li> <li>• Élaboration d'une stratégie concernant l'hydrogène, y compris stratégie d'importation et conditions-cadres</li> <li>• Déclarations d'intention conjointes avec l'Allemagne, l'Italie et la France pour l'établissement d'un réseau d'hydrogène commun</li> <li>• Examen de la participation à l'initiative allemande H2Global</li> <li>• Participation active à des projets de recherche européens concernant la métrologie de l'hydrogène, entre autres perfectionnement des possibilités de mesure pour l'examen et la vérification des stations de remplissage d'hydrogène</li> <li>• Message visant à accélérer le déploiement des énergies renouvelables</li> <li>• R&amp;D: partenariat entre le domaine des EPF et l'économie privée dans le domaine du stockage de l'hydrogène à hauteur de 100 millions de francs</li> <li>• Analyse du potentiel de stockage à long terme de la Suisse (Mo. 23.3023 et Mo. 20.4063)</li> <li>• Décision SWEET sur les carburants et combustibles durables et les produits chimiques de plateforme (appel d'offres «Sustainable Fuels and Platform Chemicals»)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Annonce du besoin en hydrogène</li> <li>• Développement de la production d'hydrogène</li> </ul>
2025	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Début de la mise en œuvre de la Stratégie Hydrogène 2050</li> <li>• Révision de l'OITC et de l'OSITC pour inclure des dispositions de sécurité applicables à l'hydrogène</li> <li>• Registre des carburants et combustibles liquides et gazeux renouvelables (révision de l'OEnER et de l'OGOM)</li> <li>• Entrée en vigueur de la LCI, avec des moyens d'encouragement annuels pouvant atteindre 200 millions de francs pour les technologies et processus d'un nouveau genre (disposition valable jusqu'en 2030)</li> <li>• Entrée en vigueur de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (révision de la LApEI et de la LEnE): possibilité de remboursement des redevances réseau de certains électrolyseurs; nouveaux objectifs dans la consolidation des énergies renouvelables grâce à des outils d'encouragement supplémentaires destinés au développement des nouvelles énergies renouvelables et de la grande hydraulique</li> <li>• Mise en vigueur prévue de la révision de la loi sur le CO<sub>2</sub> selon la proposition du Conseil fédéral, y compris taux de mélange pour les carburants d'aviation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Éventuelles décisions d'investissement pour adapter le gazoduc Transitgas à l'hydrogène</li> </ul>

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Détermination par les cantons du futur besoin en hydrogène et en dérivés PtX sur leur territoire</li> <li>• Participation active à des projets de recherche européens sur la métrologie de l'hydrogène             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Définition du besoin d'infrastructure compte tenu des technologies d'émissions négatives (NET)/captage et stockage du CO<sub>2</sub> (CSC) et de l'objectif climatique de zéro émission nette; financement et compétences</li> </ul> </li> </ul>	
<b>2025-2035</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Poursuite de la mise en œuvre de la Stratégie Hydrogène 2050</li> <li>• Entrée en vigueur de la loi sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz)</li> <li>• Introduction d'une réglementation pour les réseaux d'hydrogène</li> <li>• Intégration de l'hydrogène dans le monitoring Stratégie énergétique 2050</li> <li>• Examen et mise en route de nouvelles mesures réglementaires pour la création et l'établissement du marché intérieur</li> <li>• Création des conditions-cadres pour le captage et le transport de CO<sub>2</sub><sup>4</sup></li> <li>• Nouvelles perspectives énergétiques</li> <li>• Conclusion d'un accord bilatéral sur l'électricité avec l'UE</li> <li>• Lancement de projets relatifs à l'hydrogène dans le cadre de la compensation des émissions de CO<sub>2</sub> à l'étranger</li> <li>• Programme en cours de planification pour succéder à SWEET, dont la réalisation et le financement ne sont pas encore définis</li> <li>• Élaboration par les cantons de plans directeurs concernant les électrolyseurs et les réseaux d'hydrogène et mise au point des stratégies cantonales</li> <li>• Création, par les communes appartenant à des agglomérations, des conditions-cadres requises pour la construction et le développement de systèmes multi-énergies et réalisation des réseaux de chauffage à distance urbains</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Développement de la production d'hydrogène</li> <li>• Développement de la flotte de camions à pile à combustible</li> <li>• Adaptation des processus industriels pour la gestion de l'hydrogène</li> <li>• Adaptation de certains réseaux de gaz pour le transport de l'hydrogène</li> <li>• Constitution de petits clusters d'hydrogène et de plateformes énergétiques dans des centres industriels, avec la participation de l'industrie et des fournisseurs d'énergie</li> <li>• Premières installations de captage du CO<sub>2</sub> chez les émetteurs (p. ex. UIOM), où le CO<sub>2</sub> pourrait éventuellement être utilisé pour la production de carburants de synthèse, dans le respect de l'objectif de zéro émission nette</li> </ul>
<b>Dès 2035</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Raccordement prévu au réseau d'hydrogène européen</li> <li>• Importation d'hydrogène</li> </ul>	

<sup>4</sup> Voir également Conseil fédéral, 2022.

# 1 Le postulat 20.4709

Le postulat 20.4709 intitulé «Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse» a été déposé par le conseiller national Martin Candinas le 18 décembre 2020 et adopté par le Conseil national le 19 mars 2021.

## **Texte déposé**

En vue d'atteindre l'objectif de zéro émission nette à l'horizon 2050, le Conseil fédéral est chargé de montrer dans un rapport l'importance de l'hydrogène vert pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la consommation d'énergie et pour assurer à long terme l'approvisionnement de la Suisse en énergie, et d'en tirer des conclusions quant aux options possibles. Ce rapport indiquera notamment dans quels secteurs l'utilisation de l'hydrogène vert est judicieuse (mobilité, industrie, bâtiment) et quel cadre réglementaire est nécessaire pour garantir le développement graduel d'une économie de l'hydrogène propre dans notre pays. Il indiquera également si la reconversion en électricité de l'hydrogène vert peut contribuer à la sécurité de l'approvisionnement en électricité durant le semestre d'hiver – et, si oui, dans quelle mesure et à quels coûts – et quel serait le potentiel de stockage en Suisse. Il présentera par ailleurs les exigences auxquelles devra satisfaire une stratégie pour les réseaux de CO<sub>2</sub>, d'hydrogène et de gaz (planification globale de l'infrastructure du réseau), mais aussi sur quels sites et à quels coûts un réseau de distribution d'hydrogène sera nécessaire (infrastructure du réseau existante / nouvelle infrastructure du réseau). Il clarifiera en outre dans quelle mesure le réseau actuel de distribution du gaz peut faire partie d'un futur réseau d'hydrogène. Ces clarifications nécessitent une analyse des futurs sites de production d'hydrogène et d'autres technologies Power-to-X ainsi que des sites pour l'extraction et le transport du CO<sub>2</sub>. Enfin, le rapport montrera comment le futur marché suisse de l'hydrogène pourra être relié à celui de l'Union européenne. Cet examen approfondi de la situation sera effectué en collaboration avec la branche et les acteurs concernés.

## **Réponse du Conseil fédéral**

Le Conseil fédéral propose d'accepter le postulat.

## **Traitement au Parlement**

Le Conseil national a adopté le postulat le 19 mars 2021.

## 2 Contexte et buts

Compte tenu de l'objectif de zéro émission nette, la politique énergétique et climatique de la Suisse est fortement sollicitée: elle doit assurer, à court comme à long terme, que les conditions sont réunies pour garantir un approvisionnement en électricité sûr, à un tarif raisonnable et qui ménage le climat. Lorsqu'il faut passer d'un approvisionnement en électricité reposant principalement sur les énergies fossiles à un système fondé sur les énergies renouvelables et largement décarboné, le couplage sectoriel, qui permet de remplacer les agents énergétiques fossiles par de l'électricité renouvelable dans les secteurs du chauffage et de la mobilité, est d'une importance majeure. L'hydrogène peut jouer un rôle considérable dans ce processus. La flexibilité de cet agent énergétique peut en effet permettre l'utilisation d'énergies renouvelables dans tous les secteurs et contribuer ainsi à faire du couplage sectoriel un pilier de l'économie énergétique décarbonée. Dans les domaines où le courant issu d'énergies renouvelables ne peut pas être utilisé directement, l'hydrogène vert et ses dérivés (PtX) peuvent constituer un soutien à la décarbonation. En outre, l'hydrogène peut servir à stocker de l'énergie dans le but d'intégrer les énergies renouvelables fluctuantes dans le système énergétique.

Le présent rapport montre le rôle que l'hydrogène pourra jouer dans le système énergétique suisse à l'avenir, d'où l'hydrogène nécessaire proviendra probablement, comment il sera transporté et quelles seront les conditions-cadres à mettre en place pour favoriser l'émergence de ce marché. Si l'accent est mis sur l'hydrogène lui-même en tant qu'agent énergétique, le rapport traite également des dérivés PtX produits à partir de l'hydrogène<sup>5</sup>. Le rapport en réponse au postulat sert de base à la stratégie nationale concernant l'hydrogène demandée par la motion 20.4406 «Production d'hydrogène vert. Stratégie pour la Suisse» déposée par la conseillère nationale Gabriela Suter et la motion 22.3376 «Hydrogène. Stratégie pour la Suisse» de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil des États (CEATE-E)<sup>6</sup>. Tandis que la motion de la conseillère nationale Suter s'intéresse à la stratégie d'importation, la motion de la CEATE-E se concentre sur les mécanismes d'encouragement qui permettront le développement du marché national de l'hydrogène. Outre l'hydrogène, il convient de prendre également en considération le méthane synthétique et le méthanol. La stratégie concernant l'hydrogène est élaborée sous l'égide de l'OFEN et devrait être publiée à la fin 2024.

## 3 Champs d'application de l'hydrogène

L'hydrogène (H) est l'élément le plus volatil qui soit, avec la masse atomique la plus faible et la densité la plus basse. En conditions normales, on ne trouve pas d'hydrogène élémentaire mais moléculaire, sous forme d'hydrogène gazeux (H<sub>2</sub>). Pour pouvoir stocker des quantités d'énergie importantes dans des volumes raisonnables, l'hydrogène doit être fortement comprimé. Par ailleurs, l'infrastructure doit être aménagée pour garantir que l'hydrogène ne puisse pas s'échapper dans l'atmosphère. Il s'agit d'un gaz à effet de serre indirect<sup>7</sup>. La conversion d'hydrogène en électricité dans une pile à combustible ne

<sup>5</sup> Une illustration des différentes filières de production de dérivés PtX est disponible en annexe ou dans SCCER (2019).

<sup>6</sup> Une liste des interventions parlementaires en cours liées à l'hydrogène et au *power-to-X* est fournie en annexe.

<sup>7</sup> Dans l'atmosphère par exemple, l'hydrogène se mélange avec de la vapeur d'eau et forme des radicaux qui, normalement, détruisent le méthane dans l'atmosphère; il possède ainsi un potentiel de réchauffement de la planète bien supérieur à celui du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>).

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

produit pas de CO<sub>2</sub>, mais uniquement de l'eau (H<sub>2</sub>O). La combustion d'hydrogène dans des moteurs conventionnels, par contre, produit aussi des oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) en raison des températures élevées<sup>8</sup>.

L'hydrogène est très inflammable, ce qui nécessite de prendre des mesures de sécurité lorsqu'on le manipule. L'hydrogène s'obtient de diverses manières et à partir de plusieurs substances. Les différents processus de production sont souvent désignés par des couleurs<sup>9</sup>. À l'heure actuelle, l'hydrogène est principalement produit à partir d'énergies fossiles, ce qui provoque des émissions de CO<sub>2</sub> élevées. Pour atteindre les objectifs climatiques, il est important de passer à une production d'hydrogène ayant un bilan carbone neutre voire négatif pour ne pas augmenter dans l'atmosphère la quantité de gaz nocifs pour le climat. Or, la production d'hydrogène et des dérivés PtX est très énergivore. Lorsque l'on produit de l'hydrogène dans un électrolyseur à partir d'électricité et d'eau, 30 à 40% de l'énergie utilisée environ se perd dans la nature sous forme de chaleur<sup>10</sup>.

Tableau 1: les différentes couleurs de l'hydrogène

Hydrogène «vert»	produit soit à partir de la <b>biomasse</b> , soit par électrolyse au moyen d' <b>électricité renouvelable</b>
Hydrogène «bleu»	produit au moyen d' <b>énergies fossiles</b> , mais avec capture et <b>stockage</b> d'une grande partie du CO <sub>2</sub> qui en résulte <sup>11</sup>
Hydrogène «turquoise»	produit par <b>pyrolyse du méthane</b> Une grande partie du CO <sub>2</sub> est transformé en <b>carbone solide</b> .
Hydrogène «gris»	produit à partir d' <b>énergies fossiles</b> (en général gaz naturel ou charbon)
Hydrogène «rose»	produit à partir d' <b>énergie nucléaire</b>
Hydrogène «blanc»	hydrogène natif, naturellement présent dans le sous-sol

L'hydrogène est utilisé depuis de nombreuses décennies déjà comme matière première dans des procédés industriels et chimiques<sup>12</sup>. Dans tous les domaines, l'hydrogène peut remplacer les agents énergétiques fossiles aux fins de production d'énergie, qu'il s'agisse de chaleur, de propulsion pour les moyens de transport (route, aviation et navigation) ou pour la production d'électricité. Le grand avantage de l'hydrogène sur l'électricité réside dans la possibilité de le stocker. Tandis que l'électricité ne peut être conservée sans trop de pertes qu'à court terme, les molécules d'hydrogène peuvent être stockées durant de longues périodes avec des pertes minimales. En principe, on peut donc se servir de l'hydrogène pour stocker l'électricité produite en été par les installations photovoltaïques ou éoliennes et la réinjecter en hiver. Il faut cependant composer avec des pertes élevées dues à la conversion tout le long de la

<sup>8</sup> Umweltbundesamt, 2006.

<sup>9</sup> Au lieu des différentes couleurs attribuées à l'hydrogène, l'UE fait aujourd'hui de plus en plus souvent la distinction en qualifiant l'hydrogène de renouvelable, de pauvre en CO<sub>2</sub> ou de fossile. Une description détaillée des processus de production est proposée dans l'étude «Electricity Storage and Hydrogen» de l'Institut Paul Scherrer (PSI, 2022).

<sup>10</sup> Une partie de cette chaleur peut être utilisée, faisant ainsi augmenter le rendement.

<sup>11</sup> L'OFEN a publié, en collaboration avec l'OFEV, une prise de position concernant l'hydrogène «bleu», dans laquelle sont présentées les conséquences de la production d'hydrogène bleu pour l'environnement. OFEN et OFEV, 16 juin 2022. Cf. [www.ofen.admin.ch](http://www.ofen.admin.ch) > Recherche et cleantech > Programmes de recherche > Hydrogène > Rapports > Gemeinsame Position Blauer Wasserstoff 2022.

<sup>12</sup> Le besoin actuel en hydrogène dans le monde s'élève à environ 100 millions de tonnes par année. Seule une fraction de ce volume est produite de façon renouvelable, alors que plus de 95% sont produits à partir d'énergies fossiles. Si l'on voulait remplacer cet hydrogène par de l'hydrogène issu d'une production renouvelable, il faudrait une augmentation de la production d'électricité renouvelable de quelque 5200 TWh, ce qui représente environ 65% de la production d'électricité renouvelable actuelle à travers le monde.

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

chaîne de création de valeur; la disponibilité de capacités de stockage suffisantes pose également problème<sup>13</sup>.

Tant que l'hydrogène ne peut pas être produit à moindre coût ou qu'il n'est pas possible de trouver de sources naturelles d'hydrogène, cette solution ne sera probablement utilisée qu'en l'absence d'alternatives renouvelables pour la décarbonation. Comme le montre le diagramme de l'illustration 1, l'hydrogène devrait être utilisé en priorité dans les raffineries, dans la production d'acier, dans le trafic international (navigation et aviation long-courrier, sous forme de kérosène de synthèse), dans le trafic des poids lourds, comme moyen saisonnier de stockage d'énergie et pour la production de chaleur industrielle à haute température. Dans tous les autres domaines, une électrification directe est plus judicieuse.

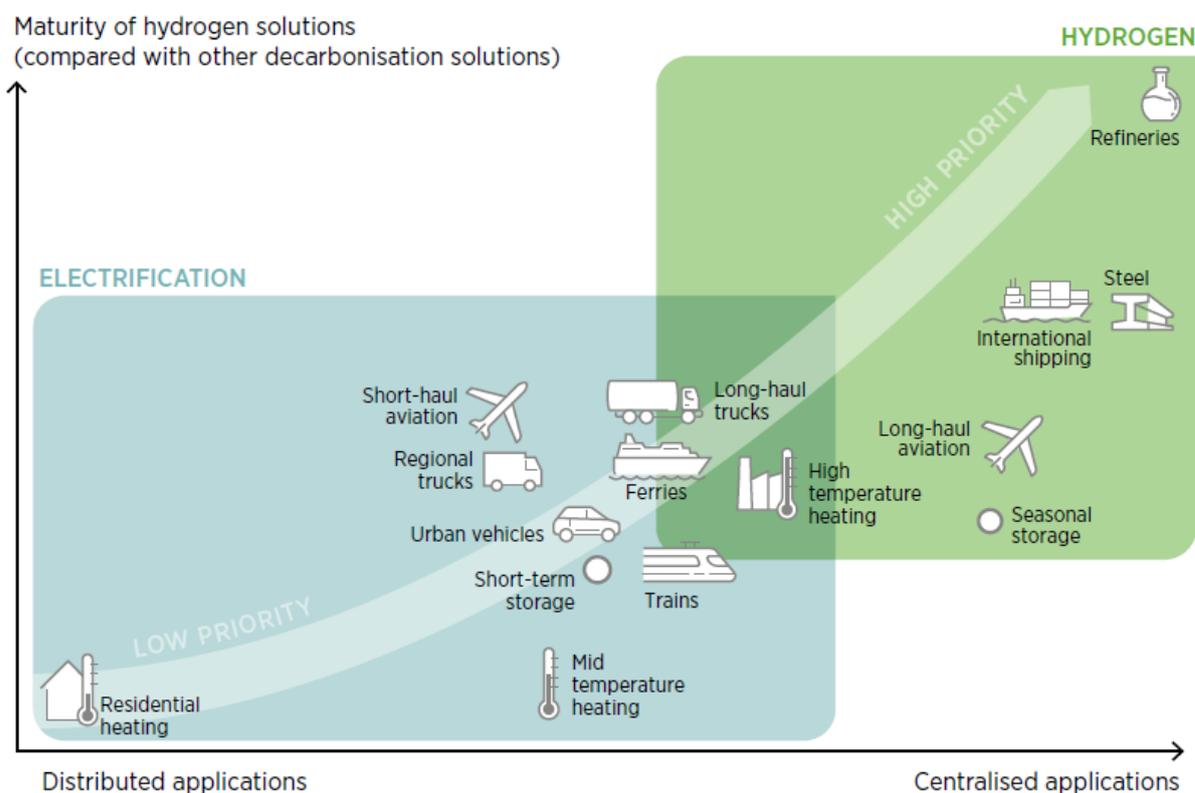


Illustration 1: Priorités de l'hydrogène décarboné selon IRENA (2022).<sup>14</sup>

## 4 Besoins en hydrogène et production en Suisse

Selon l'étude e4tech de 2018, le besoin en hydrogène de la Suisse s'élève actuellement à environ 13 250 tonnes par an<sup>15</sup>. L'hydrogène est principalement utilisé sans but énergétique, comme matière première dans l'industrie. Son utilisation énergétique est en revanche négligeable. En comparaison avec d'autres pays, les besoins de la Suisse sont faibles, car notre pays ne compte que peu de raffineries et d'industrie lourde. C'est la dernière raffinerie de pétrole de Suisse à Cressier qui représente le

<sup>13</sup> Lorsqu'on produit de l'hydrogène à partir d'électricité et qu'on le reconvertit ensuite en électricité, il ne reste que 25 à 30% de l'énergie initiale (IEA, 2015). Pour connaître les estimations des coûts absolus, cf. ch. 8.

<sup>14</sup> Pour les vols long-courrier (*long-haul aviation*), la technologie n'est pas encore au point dans le domaine de l'hydrogène. On envisage plutôt ici l'utilisation de carburants d'aviation durables (*sustainable aviation fuels, SAF*). Il en va de même pour les vols court-courrier (*short-haul aviation*).

<sup>15</sup> E4tech, 2018

plus gros consommateur d'hydrogène<sup>16</sup>. Depuis 2020, l'hydrogène est aussi de plus en plus utilisé dans le domaine de la mobilité. En 2022, ce sont ainsi 47 camions<sup>17</sup> et plus de 200 voitures de tourisme<sup>18</sup> à pile à combustible qui ont été immatriculés et qui ont consommé quelque 300 tonnes d'hydrogène sur l'année<sup>19</sup>.

### 4.1 Futur besoin en hydrogène de la Suisse

Les Perspectives énergétiques 2050+ publiées par l'OFEN en 2020 servent de base à l'évaluation du futur besoin en hydrogène de la Suisse<sup>20</sup>. En 2023, l'OFEN a en outre établi des analyses de sensibilité et effectué un sondage de l'industrie pour estimer ce besoin. L'étude «Avenir énergétique 2050» de l'Association des entreprises électriques suisses (AES) et du Laboratoire fédéral d'essai des matériaux et de recherches (Empa) a aussi été prise en considération<sup>21</sup>.

Les Perspectives énergétiques 2050+ ont examiné quatre variantes du scénario ZÉRO, avec différents axes technologiques. Actuellement, la variante «ZÉRO base» est la plus avantageuse, que ce soit du point de vue de l'efficacité des coûts, de l'acceptation de la société compte tenu des aspects de sécurité de l'approvisionnement en énergie ou de la capacité à atteindre les objectifs fixés.

Dans le scénario «ZÉRO base», la quantité d'agents énergétiques à base d'électricité (PtX)<sup>22</sup> dans la consommation d'énergie finale sera de 1,1 TWh (4 PJ) jusqu'en 2035 (hors trafic aérien international) et augmentera à 16,69 TWh (56 PJ) d'ici 2050, dont la majeure partie devra probablement être importée. Dans les autres variantes du scénario ZÉRO, le besoin en PtX fluctue énormément d'une variante à l'autre (Illustration 2). Il faut toutefois noter que dans toutes les variantes, la part de PtX dans la consommation finale (hors trafic aérien international) est encore inférieure à 5% en 2040 et dépasse les 10% en 2050. C'est dans le scénario «ZÉRO B», qui s'appuie fortement sur les agents énergétiques gazeux, que le besoin est le plus élevé, et de loin: en 2050, il représente environ 22% de la consommation finale d'énergie.

---

<sup>16</sup> Il ne faut pas oublier que la majeure partie de ces besoins en hydrogène sont couverts par des processus intégrés au sein même de la raffinerie, ce qui signifie que la raffinerie ne génère pas de demande externe d'hydrogène. Dans les raffineries, l'hydrogène est généralement requis pour l'hydrodésulfuration et l'hydrocraquage. Le premier procédé sert à respecter les normes en matière de protection de l'environnement concernant la teneur en soufre, le second découle de la nécessité de transformer des pétroles bruts lourds (hydrocarbures à longues chaînes) en hydrocarbures plus courts.

<sup>17</sup> Par rapport à l'ensemble du parc de camions, qui comptait plus de 54 400 véhicules en 2022, la part de camions à pile à combustible est encore très réduite. À titre de comparaison, en 2022, 234 camions à batterie électrique étaient déjà immatriculés.

<sup>18</sup> En comparaison avec l'ensemble du parc automobile de 4,7 millions de véhicules et plus de 110 700 véhicules à batterie électrique en 2022, les immatriculations de véhicules à pile à combustible sont très limitées.

<sup>19</sup> Pour renforcer l'utilisation de l'hydrogène dans le domaine de la mobilité, il faut pouvoir analyser et vérifier les stations de remplissage d'hydrogène. Une installation de mesure destinée à l'examen et à la vérification des stations de remplissage d'hydrogène a été développée et testée par l'Institut fédéral de métrologie METAS.

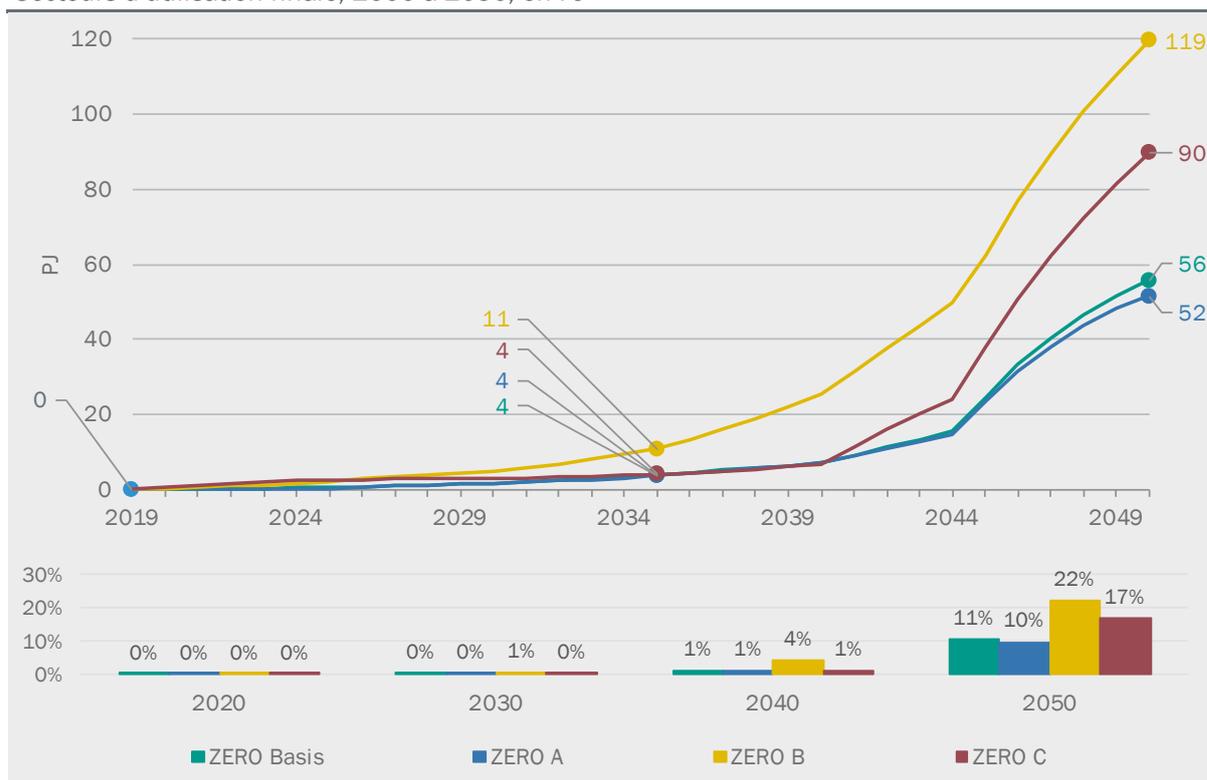
<sup>20</sup> Prognos et al., 2020.

<sup>21</sup> AES et Empa, 2022.

<sup>22</sup> Les agents énergétiques Power-to-X contiennent à la fois de l'hydrogène et d'autres agents énergétiques à base d'électricité comme le méthane synthétique ou le kérosène synthétique.

### Comparaison des scénarios: Consommation d'agents énergétiques à base d'électricité (PtX)

Secteurs d'utilisation finale, 2000 à 2050, en PJ



sans la consommation du trafic aérien international

Source: Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020; Présentation: OFEN

**Illustration 2: Évolution de la consommation finale d'agents énergétiques PtX par secteur et part de PtX dans la consommation d'énergie finale (hors consommation du trafic aérien international)<sup>23</sup>**

L'illustration 3 montre, pour chaque scénario, quelle sera la demande en 2050 pour quels agents énergétiques PtX et quelle sera leur part dans la consommation finale. Il apparaît qu'avec 3,9 à 5,6 TWh (14 à 20 PJ), l'hydrogène pur (PtH<sub>2</sub>) ne représentera qu'une petite partie de la consommation en 2050 en comparaison avec les autres agents énergétiques à base d'électricité. La demande de carburants de synthèse (PtDiesel et PtBenzin) sera nettement supérieure, car on présume que de nombreux véhicules à moteur à combustion seront encore immatriculés d'ici 2050. Pour atteindre l'objectif de zéro émission nette, il est impératif de remplacer le carburant fossile par un équivalent, qu'il s'agisse de biocarburant ou de carburant de synthèse. Il faut toutefois relever que l'UE a décidé dans l'intervalle d'introduire une valeur cible d'émissions au niveau du véhicule<sup>24</sup> de 0g de CO<sub>2</sub> par kilomètre à partir de 2035, ce qui rendra toute nouvelle immatriculation de véhicule à moteur à combustion peu économique à compter de cette date<sup>25</sup>. Une exception s'appliquera aux véhicules à moteur à combustion fonctionnant uniquement avec des e-carburants. Ce développement n'est pas pris en compte dans les Perspectives

<sup>23</sup> Les différentes variantes et l'objectif de zéro émission nette (ZÉRO) sont décrits en détail dans le rapport de Prognos et al., 2020. En bref: ZÉRO base: variante principale, grande efficacité énergétique et forte électrification; ZÉRO A: électrification plus importante que dans la variante ZÉRO base; ZÉRO B: plus de gaz (biogaz et méthane synthétique) que dans la variante ZÉRO base; ZÉRO C: électrification moins importante, en revanche plus de recours aux réseaux thermiques et aux dérivés PtX que dans la variante ZÉRO base.

<sup>24</sup> Les émissions de CO<sub>2</sub> des processus en amont ne sont pas prises en compte.

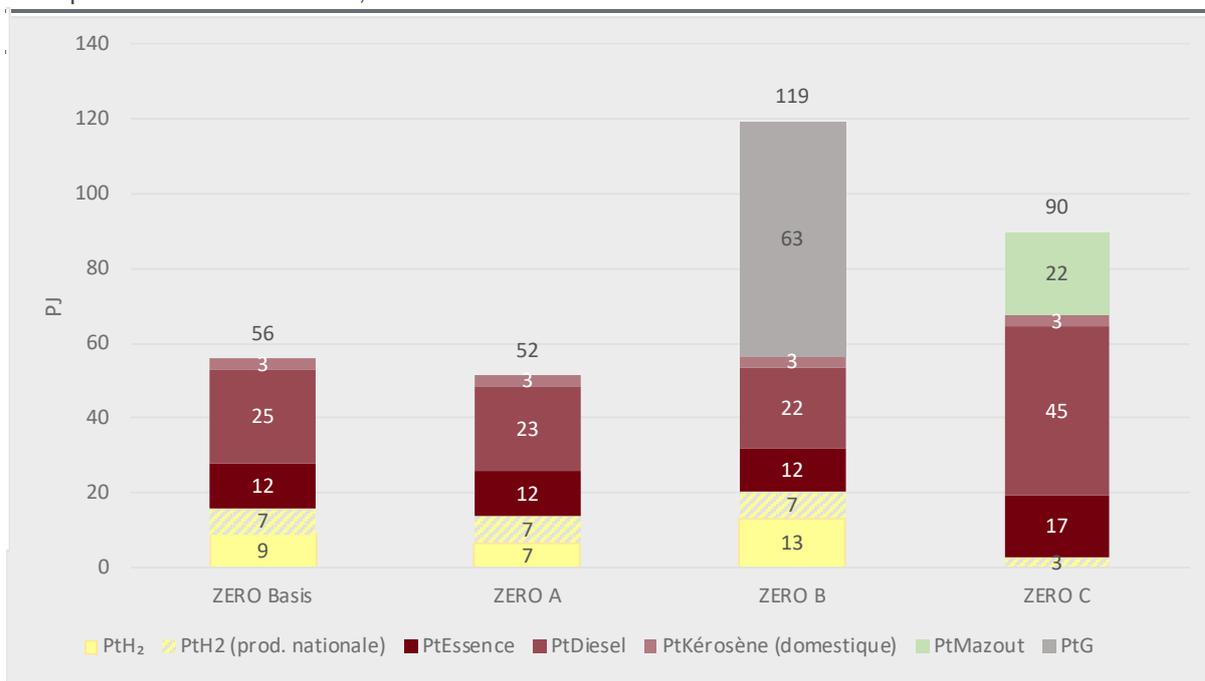
<sup>25</sup> Comme plus de 99% des véhicules vendus et roulant en Suisse sont produits pour le marché européen et sont homologués selon le droit de l'UE, la nouvelle prescription concernera aussi la Suisse.

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

énergétiques 2050+. Par ailleurs, le graphique montre que la quantité de la production indigène d'hydrogène est limitée à environ 1,9 TWh (7 PJ).

### Consommation d'agents énergétiques à base d'électricité (PtX)

Comparaison des scénarios, en PJ



Source: Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020; Présentation: OFEN

Illustration 3: Répartition des agents énergétiques PtX par scénario en 2050

Les Perspectives énergétiques 2050+ partent du principe que l'hydrogène est avant tout utilisé dans le secteur des transports. Dans les variantes B et C, il sera toutefois aussi utilisé en 2050 pour la conversion en électricité dans les installations de couplage chaleur-force (CCF) à hauteur de 2,5 à 10 TWh (9 à 36 PJ). Dans les autres secteurs, l'utilisation de technologies alternatives est plus rentable: dans l'industrie, la biomasse et le biogaz sont plus adéquats pour compléter l'électrification; pour le chauffage des bâtiments (ménages privés et services), ce sont les pompes à chaleur et les réseaux de chauffage à distance qui sont plus intéressants. Cependant, dans les ménages et dans le secteur des services, il n'est pas toujours possible de remplacer les systèmes de chauffage fossiles par un chauffage à distance ou des pompes à chaleur. Dans certains cas – notamment dans les vieux centres-villes à forte densité de construction –, il se peut que le réseau de gaz existant doive être maintenu et que les bâtiments soient approvisionnés en biogaz, méthane synthétique ou éventuellement hydrogène. Dans les régions à forte densité industrielle et ayant un besoin en énergie accru pour la chaleur industrielle à haute température, il peut être judicieux d'exploiter un réseau d'hydrogène et de l'utiliser pour approvisionner les ménages voisins.

L'étude «Avenir énergétique 2050» publiée par l'AES et l'Empa en 2022 estime qu'en 2050, les quantités d'hydrogène seront nettement supérieures et représenteront entre 14,6 et 27 TWh (53 à 97 PJ), car l'hydrogène sera aussi fréquemment utilisé pour la production d'électricité.

## 4.2 Développements récents

Depuis la publication des Perspectives énergétiques 2050+ en 2020, les prix de l'énergie ont connu des bouleversements importants, en raison de l'augmentation de la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité puis de la guerre en Ukraine. La crise énergétique qui s'en est suivie a fortement accéléré le développement de la production d'électricité renouvelable et le démarrage du marché de l'hydrogène en Europe. En outre, la sécurité de l'approvisionnement en énergie est redevenue une préoccupation publique majeure.

### Reconversion de l'hydrogène en électricité

L'électricité produite en été par les installations photovoltaïques, au moment où l'ensoleillement est favorable, peut être stockée sous forme d'hydrogène puis reconvertie en hiver, lorsque la Suisse connaît un déficit en électricité. Toutefois, compte tenu des pertes dues à la conversion, la production, le stockage et la reconversion de l'hydrogène constituent un processus à la fois très cher et peu efficace. Par ailleurs, la quantité d'hydrogène qui peut être stockée en Suisse n'est pas clairement définie. Si les conditions géologiques le permettent, il faudrait commencer par construire l'infrastructure requise, ce qui engendre aussi des frais et prend du temps. Stocké dans les centrales de réserve thermiques prévues ou dans des installations CCF renouvelables, l'hydrogène vert pourrait néanmoins constituer une alternative exempte de CO<sub>2</sub> intéressante pour garantir un approvisionnement suffisant en électricité.

### Autarcie énergétique à des fins militaires et de sécurité

La guerre en Ukraine et l'importante diminution des livraisons de gaz de la Russie vers l'Europe qui en a découlé ont montré la vulnérabilité du système énergétique actuel. L'Armée suisse et le Réseau national de sécurité réfléchissent à la manière d'instaurer une plus grande autonomie énergétique pour leurs services. Il s'agit de garantir non seulement la disponibilité d'énergie pour les groupes électrogènes de secours sur le territoire (de façon décentralisée), mais aussi la possibilité de ravitaillement des Forces aériennes et la mobilité des Forces terrestres<sup>26</sup>. Pour simplifier, si l'on se base sur un besoin en énergie des Forces aériennes et des Forces terrestres en temps de paix de 50 à 60 millions de litres qui devront, à l'avenir, être couverts à 50% par des carburants de synthèse, il faudrait augmenter la production d'électricité renouvelable annuelle d'environ 1 TWh<sup>27</sup>.

---

<sup>26</sup> L'Armée effectue déjà des premiers tests dans ce domaine; leurs résultats révéleront le potentiel utile.

<sup>27</sup> Pour mettre à disposition l'énergie nécessaire, il faudrait soit la puissance d'une centrale électrique en continu, soit des capacités de production équivalentes associées à des possibilités de stockage.

### Circulation routière

Dans le domaine de la circulation routière, les voitures de tourisme électriques surtout se sont imposées plus rapidement et de manière plus marquée qu'escompté<sup>28</sup>. La part de véhicules à pile à combustible et la demande d'hydrogène correspondante pourraient donc être moins importantes que prévu dans les Perspectives énergétiques 2050+, principalement à cause de l'efficacité plus élevée et des prix par conséquent plus bas des véhicules électriques. Selon l'étude d'EBP de 2023, il y aura environ 200 000 véhicules roulant à l'hydrogène sur environ 4,7 millions de voitures de tourisme en circulation en Suisse en 2050, ce qui correspond à peu près à la moitié du nombre d'immatriculations attendu selon les Perspectives énergétiques 2050+. Avec l'augmentation du nombre de véhicules électriques et le but de l'UE de réduire à zéro les émissions de CO<sub>2</sub> (au niveau du véhicule) des voitures de tourisme et de livraison neuves d'ici 2035, on devrait trouver sur les routes beaucoup moins de vieux véhicules à moteur à combustion d'ici 2050. Le besoin en benzine et diesel de synthèse devrait donc diminuer significativement<sup>29</sup>.

S'agissant des véhicules lourds, les données relatives aux immatriculations des trois dernières années montrent aussi une pénétration plus forte et plus rapide des moteurs à batterie électrique qu'escompté. D'après la branche de la logistique, le nombre réduit d'immatriculations de camions à pile à combustible est imputable à la disponibilité limitée et au coût élevé de l'hydrogène vert en Suisse. Certains logisticiens suisses pensent que la composition de la flotte va se diversifier du point de vue de la technologie de propulsion dans le futur, et qu'elle dépendra entre autres du besoin des utilisateurs, des possibilités de ravitaillement ou de charge et de la taille du parc automobile sur les différents sites. Diverses études internationales présument que les véhicules électriques s'imposeront aussi dans le trafic lourd de marchandises plus rapidement et plus fortement que supposé. L'exploitation des poids lourds électriques peut en effet s'avérer plus économique, sans compter que les capacités des batteries, les vitesses de charge et les coûts vont encore s'améliorer<sup>30</sup>.

### Aviation

Les Perspectives énergétiques 2050+ partent de l'hypothèse que le kérosène synthétique ne jouera un rôle qu'après 2045 et constituera la majeure partie du besoin en kérosène d'ici 2050. L'UE comme le projet de révision de la loi sur le CO<sub>2</sub> prévoient des taux de mélange pour des carburants d'aviation renouvelables à partir de 2025. Ceux-ci se composent d'une part de biocarburant et, à partir de 2030, d'une part de kérosène synthétique. Si ces taux de mélange sont introduits, le besoin en kérosène synthétique et éventuellement le besoin en hydrogène pourraient déjà augmenter plus tôt et être, en 2050, à un niveau supérieur à celui prévu dans les Perspectives énergétiques 2050+. Or, l'énergie nécessaire pour produire ces agents énergétiques de synthèse et le manque d'heures de pleine charge auquel sont confrontées les installations photovoltaïques et éoliennes en Suisse sont des facteurs

---

<sup>28</sup> Une étude récente d'EBP (2023) réalisée sur mandat de l'OFEN révèle qu'au vu de l'évolution actuelle des nouvelles immatriculations de véhicules électriques, leur nombre augmentera à 2,1 millions de véhicules d'ici 2035, ce qui équivaudra à environ 45% du parc automobile. D'ici 2050, le nombre de véhicules électriques devrait ensuite augmenter jusqu'à atteindre environ 4 millions de véhicules.

<sup>29</sup> Dans le rapport rédigé en réponse au postulat 20.4627 «Transports sans énergie fossile à l'horizon 2050», le Conseil fédéral recommande de renoncer à des mesures prématurées incompatibles avec la politique européenne qui entraîneraient l'arrêt des ventes ou des immatriculations, pour privilégier un passage à un secteur des transports sans énergie fossile d'ici 2050 concomitant avec celui de l'UE et en procédant par analogie avec les mesures européennes.

<sup>30</sup> TNO et Agora, 2022; ITF, 2022.

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

importants: dans l'ensemble, il est probable que, pour des raisons financières, la production de ces agents énergétiques ne se fera pas en premier lieu en Suisse et que ces derniers seront importés. Une certaine quantité pourrait toutefois être produite en Suisse afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement pour le Réseau national de sécurité et l'Armée.

En 2022, l'Office fédéral de l'aviation civile (OFAC) a publié un rapport concernant la promotion du développement et de l'utilisation de carburants d'aviation durables et il élabore en ce moment un rapport en réponse au postulat 21.3973 de la CEATE-N «Trafic aérien neutre en termes de CO<sub>2</sub> d'ici 2050»<sup>31</sup>. Les résultats de ce rapport seront intégrés à la stratégie concernant l'hydrogène.

### Navigation

Dans le secteur des transports, la navigation joue un rôle essentiel dans l'optique de réduire les émissions de gaz à effet de serre. À l'échelle mondiale, l'Organisation maritime internationale (OMI) s'est fixé pour objectif de réduire les émissions, à l'horizon 2050, d'au moins 50% par rapport à l'année 2008. Outre la navigation en haute mer, ce thème concerne surtout la Suisse pour ce qui a trait à la navigation intérieure, sur les lacs et le Rhin. La navigation à titre de transport public représente par exemple le deuxième mode de transport en commun qui produit le plus d'émissions de CO<sub>2</sub>, avec 15%. Dans son rapport en réponse au postulat 19.3485 «Épuiser les potentiels de protection du climat que recèle la navigation» du 1<sup>er</sup> novembre 2023, le Conseil fédéral a montré le potentiel que recèle la navigation du point de vue de la protection du climat. Concernant la navigation intérieure, les systèmes à batterie électrique, l'hydrogène, le méthanol ou les carburants synthétiques sont considérés comme des alternatives prometteuses.

Le Comité européen pour l'élaboration de standards dans le domaine de la navigation intérieure (CESNI) élabore actuellement des standards pour l'utilisation et l'avitaillement d'hydrogène sur les bateaux de navigation intérieure. La navigation du Rhin voit germer différents projets de bateaux dotés de systèmes de propulsion à l'hydrogène. La Commission centrale pour la navigation du Rhin émet des recommandations aux autorités compétentes pour l'admission de ces projets pilotes. Jusqu'ici, aucun projet concernant des bateaux naviguant sous pavillon suisse n'a été déposé.

En Suisse, un projet de bateaux propulsés à l'hydrogène sur le lac des Quatre-Cantons devrait aboutir en 2026.

### Industrie

Les prix en hausse du gaz, l'insécurité accrue qui règne en matière d'acquisition de gaz naturel et de biogaz et l'objectif de zéro émission nette pourraient bien être favorables à l'hydrogène, susceptible de remplacer à l'avenir le gaz naturel pour assurer la disponibilité de la chaleur industrielle dans les entreprises de ce secteur. Par ailleurs, selon la nouvelle loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique (LCI), toutes les entreprises doivent avoir ramené leurs émissions nettes à zéro d'ici à 2050 au plus tard. Elles peuvent d'ores et déjà élaborer des feuilles de route à cet effet, ce qui nécessite d'examiner les différentes options. Reste à définir quel sera le besoin effectif en hydrogène à des fins énergétiques. Pour la production de chaleur

---

<sup>31</sup> OFAC, 2022.

industrielle jusqu'à 200 degrés Celsius environ, l'électrification est possible avec les pompes à chaleur industrielles. L'exploitation d'une pompe à chaleur nécessitant environ six fois moins d'électricité renouvelable que l'utilisation d'hydrogène, elle est évidemment à privilégier pour des raisons d'efficacité des coûts. Pour les besoins de chaleur industrielle intermédiaires, des procédés électriques directs comme les chaudières à électrodes représentent des alternatives efficaces. Pour la chaleur industrielle à haute température, l'utilisation de la biomasse, de biogaz, d'hydrogène ou de méthane synthétique peut s'avérer judicieuse. Ce sont principalement la disponibilité et le prix qui détermineront quels seront les agents énergétiques utilisés. Un sondage mené en 2023 par l'OFEN a révélé que de nombreuses entreprises suisses n'avaient encore adopté aucune stratégie en vue de l'objectif de zéro émission nette et n'ont donc pas défini quels agents énergétiques elles comptent utiliser dans le futur. Bon nombre d'entreprises indiquent même qu'elles donneront la priorité à l'électrification, alors que peu précisent qu'elles utiliseront de l'hydrogène. Le sondage ne révèle toutefois pas clairement de tendance concernant le futur besoin en hydrogène de l'industrie suisse. Par conséquent, l'OFEN effectuera de nouvelles analyses avec des représentants des associations professionnelles et de l'industrie pour mieux l'estimer.

### 4.3 Production d'hydrogène en Suisse

Selon l'étude e4tech de 2018, environ 21 500 tonnes d'hydrogène sont actuellement produites chaque année en Suisse pour être utilisées comme matière première<sup>32</sup>. Presque 90% de cette production provient de sources fossiles. Depuis 2020, outre différents projets pilotes et de démonstration, l'hydrogène est aussi produit à des fins commerciales pour le secteur de la mobilité. La société Hydrospider a installé dans la centrale au fil de l'eau de Gösgen un électrolyseur d'une puissance de deux mégawatts, qui produit quelque 300 tonnes d'hydrogène vert par an. Depuis, de nombreux autres projets destinés à produire de l'hydrogène ont été lancés à titre privé<sup>33</sup>. Selon l'association des producteurs de H<sub>2</sub>, des capacités d'électrolyse correspondant à environ 100 mégawatts sont actuellement en cours de planification ou de réalisation<sup>34</sup>. L'association des producteurs de H<sub>2</sub> attribue provisoirement un rôle essentiel à la production indigène d'hydrogène étant donné que l'infrastructure nécessaire à l'importation n'est pas encore disponible. Un développement de la production indigène d'électricité nécessite toutefois un développement simultané des énergies renouvelables pour que la sécurité de l'approvisionnement en énergie reste garantie. À long terme, la production nationale d'hydrogène à partir de l'électricité renouvelable excédentaire contribuera à la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse, parallèlement à l'importation.

On prévoit que jusqu'en 2035, la production indigène, notamment issue des centrales au fil de l'eau, permettra de répondre à la majeure partie de la demande d'hydrogène de la Suisse. Lorsque cela est possible, un certain volume sera produit en clusters sur les sites industriels de grande taille et utilisé directement sur place. À long terme, les importations en provenance de l'UE et d'autres États devraient

---

<sup>32</sup> La différence entre la demande estimée (13 000 tonnes par an) et l'offre (env. 21 500 tonnes par an) est liée au fait que l'usine de Viège n'a plus besoin d'hydrogène pour la production d'engrais. Elle provient aussi en partie d'une surestimation de la production en Suisse basée sur les capacités de production disponibles. Lorsque la demande diminue, on produit par exemple moins d'hydrogène (e4tech, 2018).

<sup>33</sup> Comme dans d'autres projets d'infrastructures destinées à la production d'énergie, les autorisations d'électrolyseurs représentent souvent un grand défi.

<sup>34</sup> L'association des producteurs de H<sub>2</sub> publie sur son site Internet une carte des sites de production construits ou planifiés: [www.h2produzenten.ch](http://www.h2produzenten.ch) (consulté le 19 juillet 2023).

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

être plus avantageuses. Des études récentes montrent que la baisse des coûts des électrolyseurs, l'évolution de la stabilité de la demande et la baisse des prix du courant renouvelable sont primordiales pour qu'à l'avenir, l'hydrogène vert soit compétitif<sup>35</sup>. On présume en effet que vers 2030, seul un hydrogène vert très bon marché (avec des prix du CO<sub>2</sub> à env. 100 euros par tonne) sera commercialisable. L'OFEN part du principe qu'à partir de 2035 au plus tard, l'hydrogène nécessaire devra être importé pour couvrir les besoins croissants (Illustration 4)<sup>36</sup>.

D'après les modèles des Perspectives énergétiques 2050+, les quantités d'hydrogène produites en Suisse s'élèveront à environ 1,1 TWh (3,8 PJ) en 2035 et à 1,9 TWh (6,8 PJ) en 2050<sup>37</sup>. Une capacité d'électrolyse de 1,5 gigawatt serait alors nécessaire en 2050.

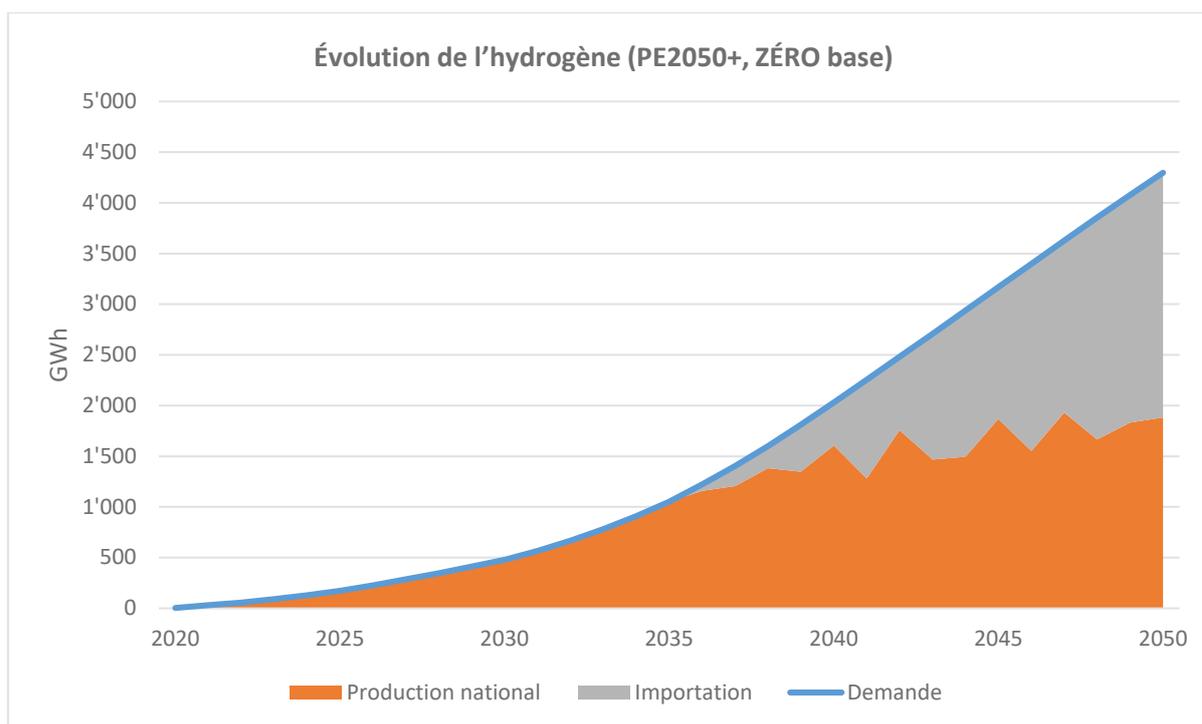


Illustration 4: Évolution de la production d'hydrogène et de son utilisation en Suisse d'ici 2050 selon le scénario ZÉRO base des PE2050+ (source: Prognos et al., 2020, illustration originale).

L'hydrogène est souvent considéré comme un moyen adéquat de conserver l'électricité produite en été pour l'utiliser en hiver. Les heures auxquelles le prix de l'électricité est réduit sont toutefois limitées et varient en fonction des heures d'ensoleillement et de vent. Or, tous les électrolyseurs ne sont pas conçus pour être allumés et éteints dans de brefs délais. En outre, les coûts d'investissement d'un électrolyseur sont tels qu'il faut qu'il fonctionne au moins 3000 heures par an pour que les coûts d'amortissement par kilo d'hydrogène produit ne soient pas trop élevés. Le stockage saisonnier d'hydrogène en Suisse est particulièrement onéreux en raison des conditions géologiques défavorables. Le taux d'efficacité de la reconversion de l'hydrogène en électricité n'est que de 25 à 30%, ce qui signifie qu'il faut

<sup>35</sup> Agora, 2021.

<sup>36</sup> D'après les PE2050+, la production se fait directement dans les centrales au fil de l'eau: comme le courant requis n'a pas besoin d'être transporté par réseau, on évite les coûts de réseau qui, sinon, rendraient la production d'hydrogène plus coûteuse. À partir de 2035, selon les hypothèses de modélisation, la production indigène n'aura lieu qu'aux heures où le prix du marché est inférieur à 4 centimes par kilowattheure, c'est-à-dire au-dessous du prix de revient de la centrale.

<sup>37</sup> Une étude de Polynomics et al. (2023) estime que les quantités produites en Suisse seront bien supérieures. Le potentiel et l'importance de la transformation, en particulier, des excédents d'électricité en agents énergétiques synthétiques seront examinés de plus près dans le postulat 23.3023 «Agents énergétiques synthétiques et stockage d'énergie saisonnier pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement, notamment en électricité, en hiver. État des lieux et élaboration d'une base contenant des possibilités d'action en particulier pour la Suisse».

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

produire quatre à cinq kilowattheures d'électricité en été pour obtenir un kilowattheure d'électricité en hiver. Ces différents éléments amènent à la conclusion que si la possibilité de se servir de l'hydrogène pour conserver jusqu'à l'hiver l'électricité produite en été existe, il s'agit d'un processus qui engendre des coûts énormes.

### 4.4 Bilan et options

Pour parvenir à atteindre l'objectif de zéro émission nette à l'horizon 2050, l'hydrogène et les dérivés PtX joueront aussi un rôle dans l'approvisionnement énergétique de la Suisse:

- Dans sa Stratégie Chaleur 2050, l'OFEN présente les mesures qui permettront d'arriver à la neutralité climatique dans le domaine de la chaleur d'ici 2050. L'hydrogène, les gaz renouvelables et les combustibles synthétiques ne doivent être utilisés que lorsqu'ils constituent la meilleure solution pour la sécurité de l'approvisionnement et la protection climatique du point de vue économique et qu'il n'existe pas d'alternative renouvelable. Cela s'applique à la production de chaleur industrielle à haute température, à la couverture des charges de pointe dans les réseaux de chaleur et aux installations CCF thermiques. La révision planifiée de la loi sur l'approvisionnement en électricité visant à assurer la réserve d'électricité en hiver prévoit l'encouragement d'installations CCF renouvelables ou climatiquement neutres qui peuvent aussi être exploitées avec de l'hydrogène vert à moyen ou long terme. En cas de menace de pénurie, ces installations produiront de l'électricité supplémentaire pour l'hiver et fourniront aussi de la chaleur renouvelable ou climatiquement neutre.
- Dans le domaine des transports, l'hydrogène et les agents énergétiques de synthèse dérivés seront à l'avenir surtout utilisés dans l'aviation, la navigation et dans une moindre mesure dans le trafic des poids lourds.
- L'emplacement des sites de production en Suisse dépendront des conditions-cadres. Pour économiser des redevances réseau, la majeure partie de la production d'hydrogène se fera probablement directement dans les installations de production d'électricité comme les centrales au fil de l'eau ou les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM). Ces installations produisent de l'hydrogène lorsque l'on profite d'une forte injection provenant d'autres sources d'énergie renouvelables et que les prix de l'électricité sont donc bas. La production d'hydrogène indigène aura certainement lieu à proximité des éventuels acheteurs pour réduire les coûts de transport et augmenter sa compétitivité par rapport à l'hydrogène importé. En outre, la disponibilité du CO<sub>2</sub> joue un rôle dans la production d'agents énergétiques de synthèse carbonés, raison pour laquelle les sites permettant le captage de CO<sub>2</sub> comme les UIOM ou les centrales de biomasse se prêtent en principe bien à ce processus<sup>38</sup>. La stratégie climatique de la Suisse ne prévoit toutefois pas cette solution pour les *synfuels*.

#### Conditions nécessaires au démarrage du marché intérieur

Si l'on veut soutenir le développement progressif d'une économie de l'hydrogène indigène décarbonée, il est impératif que la Confédération et les cantons créent la réglementation *ad hoc* ainsi que les bases relatives à l'aménagement du territoire. Il est notamment indispensable pour la production d'hydrogène

---

<sup>38</sup> Le captage de CO<sub>2</sub> dans l'air (*direct air capture*) est aussi une option, toutefois encore plus chère.

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

que la production d'électricité renouvelable se développe rapidement. Le Parlement a justement fixé des objectifs en la matière à l'horizon 2035 et 2050 lors des délibérations sur la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Ceux-ci sont plus élevés et devront être mis en œuvre plus rapidement que ce que proposait le Conseil fédéral dans son message en se fondant sur les Perspectives énergétiques 2050+. Les objectifs laissent une certaine marge de manœuvre concernant la production indigène d'hydrogène issu d'énergies renouvelables.

Actuellement, différents instruments servent d'encouragement à la production d'hydrogène et d'agents énergétiques de synthèse.

- L'exonération de l'impôt sur les huiles minérales pour les biocarburants et les carburants de synthèse et de la redevance sur le trafic des poids lourds liée aux prestations (RPLP) pour les véhicules électriques garantit, à l'heure actuelle déjà, une certaine compétitivité de l'hydrogène par rapport aux agents énergétiques traditionnels. Avec le projet «Avenir de la RPLP», ces véhicules seront intégrés à la RPLP et appartiendront, a priori à partir de 2030, à la catégorie de redevances la plus avantageuse, catégorie à laquelle seront aussi attribués les véhicules utilitaires lourds à batterie électrique.
- Les fonds affectés à la recherche ainsi que le financement de projets pilotes et de démonstration assurent que les applications de l'hydrogène parviennent à leur maturité commerciale<sup>39</sup>. Les firmes novatrices dont les produits contribuent à réduire les émissions de gaz à effet de serre peuvent en outre bénéficier de cautionnements par le fonds de technologie ancré dans la loi sur le CO<sub>2</sub>.
- De son côté, la Fondation KLIK encourage l'utilisation de l'hydrogène dans les véhicules utilitaires lourds. En outre, SuisseEnergie poursuit un programme qui soutient la décarbonation de la chaleur dans l'industrie, dont les projets relatifs à l'hydrogène peuvent aussi profiter.
- Certains cantons planifient aussi des programmes individuels pour encourager l'utilisation de l'hydrogène. Le canton de Zurich, par exemple, prévoit un appel d'offres pour des installations pilotes destinées au ravitaillement en hydrogène à des emplacements clés du transport de marchandises. En mai 2023, le canton de Bâle-Campagne a été chargé par le Grand Conseil d'élaborer une stratégie régionale concernant l'hydrogène, en collaboration avec la Confédération et les cantons voisins.

Par ailleurs, lors des délibérations concernant les projets de politique énergétique et climatique comme la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le Parlement a prévu d'autres éléments pour favoriser la création du marché intérieur de l'hydrogène:

- Un remboursement partiel des redevances réseau est par exemple prévu lors de la production d'hydrogène et de ses dérivés dans le respect des prescriptions fixées.
- Grâce à la LCI adoptée par le peuple suisse, des technologies et processus d'un nouveau genre seront à l'avenir promus au moyen d'une somme de 200 millions de francs par an durant six ans.

---

<sup>39</sup> L'hydrogène et les piles à combustible représentent un important domaine de recherche pour la Confédération depuis longtemps déjà: il existe à l'OFEN un programme de recherche depuis plus de 15 ans. Le programme d'encouragement «SWiss Energy research for the Energy Transition» (SWEET), coordonné par l'OFEN, a effectué un appel d'offres en 2022 sur les carburants et combustibles durables et les produits chimiques de plateforme, en association avec le Financement spécial du trafic aérien (FSTA) de l'OFAC. En 2023/24, un consortium commencera ses travaux et sera soutenu par un financement de 15 millions de francs sur une période de six à huit ans.

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

Cette subvention concerne aussi les technologies relevant de la chaîne de création de valeur du marché intérieur de l'hydrogène.

- Le projet de loi sur le CO<sub>2</sub> prévoit des taux de mélange pour des carburants d'aviation renouvelables et, en vertu de l'art. 103b de la loi fédérale sur l'aviation, la Confédération encourage la production de carburants d'aviations renouvelables.
- Afin d'estimer le futur besoin en hydrogène de l'industrie, il sera utile que cette dernière montre, dans le cadre des feuilles de route prévues dans la LCI, quels agents énergétiques elle prévoit d'utiliser à long terme pour la production.

Il est essentiel de trouver un bon équilibre entre les différents instruments à disposition pour poursuivre le développement du cadre d'encouragement de l'hydrogène climatiquement neutre. Doivent être considérés prioritaires les domaines dans lesquels l'utilisation d'hydrogène est proche de la rentabilité à moyen et long termes et où il n'existe quasiment pas d'autres options de décarbonation<sup>40</sup>.

Lors de l'élaboration de la stratégie concernant l'hydrogène, l'OFEN examinera le besoin éventuel de mesures incitatives, sachant que les mesures d'encouragement de la Confédération ne sont possibles que dans le cadre des compétences fédérales existantes. Il vérifiera par exemple quelles conditions-cadres permettent de soutenir la constitution de clusters d'hydrogène dans des zones industrielles.

## 5 Transport et importation d'hydrogène

### 5.1 Transport

L'hydrogène peut être transporté de diverses manières. Le mode de transport va dépendre à la fois du volume à transporter et de la distance à parcourir. Si le besoin en hydrogène se limite principalement au secteur de la mobilité et à l'utilisation comme matière première et que les quantités demandées restent relativement faibles, un transport par camion sous forme gazeuse sera suffisant<sup>41</sup>. Par contre, si le besoin est plus important, par exemple pour des processus industriels ou pour renforcer la sécurité d'approvisionnement en électricité (reconversion), le transport par conduites sera plus économique. Dans ce cas, l'hydrogène est mélangé au gaz naturel et transporté par les conduites existantes ou par des conduites dédiées uniquement à l'hydrogène<sup>42</sup>. Le mélange permet de réduire la teneur en carbone lors de la consommation de gaz. Il peut toutefois aussi inciter les gestionnaires de réseaux à exploiter leurs réseaux avec du gaz naturel plus longtemps que ce que prévoyait l'objectif de zéro émission nette. Lors de la réaffectation de conduites de gaz pour le transport d'hydrogène, il est impératif de connaître précisément et de vérifier les matériaux utilisés dans l'ensemble du réseau de conduites, car les propriétés de l'hydrogène ne sont pas les mêmes que celles du gaz naturel<sup>43</sup>. Si l'hydrogène est converti

---

<sup>40</sup> Pour en savoir plus sur les systèmes d'incitation et les mesures d'encouragement possibles, se référer à l'étude de Compass Lexecon et de l'ETH Zurich de 2023.

<sup>41</sup> Le transport par camion n'est adapté que pour de courtes distances, car les quantités qui peuvent être transportées sont extrêmement limitées par rapport au transport par gazoduc. En comparaison, le transport par camion s'avère également onéreux. Prognos et al., 2022.

<sup>42</sup> En Suisse, la construction de conduites dédiées uniquement à l'hydrogène est planifiée dans le cadre de projets menés par différents fournisseurs d'énergie comme Axpo, Alpiq Gruyère Energie ou Gaznat.

<sup>43</sup> Cf. à ce sujet la recommandation H1000 relative à la planification, la construction et l'exploitation d'installations de transport d'hydrogène par conduites de l'Association pour l'eau, le gaz et la chaleur (SSIGE) de 2023 (en allemand uniquement). SSIGE, 2023.

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

en agent énergétique de synthèse, ce qui implique des pertes dues à la conversion, l'infrastructure qui existe déjà peut être utilisée pour son transport.

Pour le transit international, il convient d'examiner la possibilité d'aménager le gazoduc Transitgas pour le transport de l'hydrogène. Par la suite, en fonction de la demande, on pourrait construire des conduites à haute pression à travers tout le pays allant du gazoduc Transitgas à des clusters régionaux ainsi que des conduites de raccordement. Comme il existe des alternatives plus efficaces, un réseau de distribution de l'hydrogène pour fournir de la chaleur à basse température n'est requis que dans de rares cas<sup>44</sup>.

C'est la branche concernée qui est responsable de la construction de conduites d'hydrogène ou de l'adaptation de l'infrastructure de réseau de gaz. La tâche des cantons, des communes et de la Confédération consiste à fixer les conditions-cadres de manière à permettre le lancement du marché, tout en continuant de garantir la sécurité de la population et la protection de l'environnement. Dans un premier temps, le Conseil fédéral a révisé l'ordonnance sur les installations de transport par conduites au 1<sup>er</sup> juillet 2023 afin d'étendre son domaine d'application à l'hydrogène. Il a, ce faisant, établi le cadre légal régissant la responsabilité de la surveillance et la répartition des compétences entre la Confédération et les cantons pour tout ce qui a trait au transport et aux conduites qui concernent exclusivement l'hydrogène. La surveillance des conduites d'hydrogène exploitées avec une pression supérieure à 5 bar et un diamètre extérieur supérieur à 6 cm relève de la responsabilité de la Confédération<sup>45</sup>. Le fait de définir le cadre légal relatif au transport de l'hydrogène vise, d'une part, à harmoniser les règles applicables au niveau fédéral et, d'autre part, à atteindre le niveau de sécurité élevé des autres installations de transport par conduites. L'harmonisation des procédures et la surveillance des conduites par un seul et même organe garantiront une meilleure sécurité juridique et technique. Il faut aussi prendre en compte dans la planification de l'infrastructure réseau des aspects d'aménagement du territoire, comme la coordination avec d'autres réseaux (chauffage à distance, CO<sub>2</sub>, électricité). La coordination territoriale entre Confédération et cantons doit aussi être accrue en raison de la répartition des compétences.

## 5.2 Importation d'hydrogène

Selon les Perspectives énergétiques 2050+, l'importation d'hydrogène en Suisse ne devrait se faire en grandes quantités qu'à compter de 2035. Il sera alors primordial d'avoir accès à l'infrastructure de réseau européenne de l'hydrogène. Les gestionnaires de réseaux de transport européens – parmi lesquels également Fluxswiss, qui gère la partie suisse du gazoduc Transitgas – ont lancé un projet de «colonne vertébrale européenne de l'hydrogène» (*European Hydrogen Backbone* – EHB), avec l'intention de créer d'ici 2050 un réseau de transport de l'hydrogène à grande échelle à travers l'Europe<sup>46</sup>. Dans cette optique, le gazoduc Transitgas, qui relie l'Italie à la France et à l'Allemagne en traversant la

---

<sup>44</sup> Les Perspectives énergétiques 2050+ (Prognos et al., 2020) et la Stratégie Chaleur 2050 de l'OFEN (OFEN, 2023) montrent que la manière la plus efficace d'obtenir la chaleur à basse température requise est l'utilisation des pompes à chaleur et des réseaux thermiques, centrales CCF comprises. Les températures plus élevées peuvent quant à elles être obtenues au moyen de la biomasse, du biogaz et des installations CCF. Ces dernières peuvent aussi être exploitées avec de l'hydrogène pour couvrir les charges de pointe.

<sup>45</sup> En ce moment, les nouveaux projets de conduites courtes destinées au transport d'hydrogène pur fleurissent en Suisse. Une grande partie de ces conduites ne remplissent pas les deux conditions (5 bar et 6 cm) et sont donc de la responsabilité des cantons.

<sup>46</sup> EHB, 2022.

Suisse, doit être développé et adapté entre 2030 et 2040 pour permettre le transport de l'hydrogène<sup>47</sup>. Pour la Suisse, il est essentiel qu'outre le gazoduc Transitgas, les conduites de raccordement dans les États voisins soient aussi adaptées à temps à l'hydrogène.

### 5.3 Bilan et options

C'est la branche concernée qui est responsable de la construction éventuelle de conduites d'hydrogène ou de l'adaptation de l'infrastructure de réseau de gaz. Les communes, les cantons et la Confédération fixent les conditions-cadres de manière à permettre le lancement du marché, tout en continuant de garantir la sécurité de la population et la protection de l'environnement.

- Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2023, les conduites d'hydrogène exploitées avec une pression supérieure à 5 bar et un diamètre extérieur supérieur à 6 cm tombent sous la responsabilité de la Confédération. Cette dernière est en train de remanier l'ordonnance sur les installations de transport par conduites et l'ordonnance sur la sécurité des installations de transport par conduites (OITC et OSITC), dans le but de garantir que les conduites sont adéquates pour le transport d'hydrogène. La révision doit entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2025<sup>48</sup>.
- Lors de la planification de l'infrastructure de réseau destinée au transport de l'hydrogène, l'approvisionnement en énergie doit être considéré dans un contexte global. Certains aspects relatifs à l'aménagement doivent être pris en compte (corridors, place nécessaire pour les réseaux de chauffage à distance, d'hydrogène, de CO<sub>2</sub> et de gaz). Il convient d'identifier le futur besoin des différents réseaux et de définir les conditions-cadres requises pour leur aménagement de manière à éviter toute erreur de planification ou toute disproportion dans les réseaux. Avec le concours de la branche, l'OFEN a mis sur pied des groupes de travail en collaboration avec l'Association suisse de l'industrie gazière (ASIG), les cantons pour traiter à un stade précoce les questions de dimensionnement et de mise en œuvre de l'infrastructure de réseau nécessaire. S'agissant du réseau de transport du CO<sub>2</sub> et de son stockage géologique, l'Office fédéral de l'environnement (OFEV) a constitué un groupe de travail national pour définir la répartition des compétences et les mécanismes de financement<sup>49</sup>. La régulation d'éventuelles conduites de CO<sub>2</sub> est toutefois de la compétence des cantons, étant donné qu'il n'existe actuellement aucune base constitutionnelle prévoyant une régulation globale par la Confédération (la même constatation vaut pour les réservoirs géologiques de CO<sub>2</sub> en Suisse).
- Les futurs réseaux d'hydrogène seront réglementés dans la stratégie concernant l'hydrogène. Outre les droits d'accès, c'est surtout le financement des réseaux qui devra être réglé. L'adaptation de l'infrastructure réseau existante et – dans une mesure encore plus importante – la construction de

---

<sup>47</sup> L'itinéraire qui figure dans l'étude «European Hydrogen Backbone. A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries» publiée en 2022 par l'initiative European Hydrogen Backbone (EHB) et qui relie l'Italie à l'Allemagne en passant par l'Autriche doit déjà être en place en 2030. Certains acteurs suisses (p. ex. ASIG, branche de l'industrie, Transitgas et EnDK) craignent un rapport de dépendance en raison du raccordement ultérieur de la Suisse et veulent adapter le gazoduc Transitgas plus tôt. L'OFEN est prêt à étudier avec les États voisins la possibilité d'un raccordement anticipé et de conclure des déclarations d'intention en ce sens. Cependant, on ignore d'une part si la quantité d'hydrogène produite en Italie et en Afrique du Nord et appelée à être transportée par ces conduites est déjà suffisante et, d'autre part, s'il y aura déjà en 2030 une demande d'hydrogène substantielle dans notre pays. Voir à ce sujet EHB, 2022, p. 5.

<sup>48</sup> En l'état actuel des choses, il semble que les réglementations en vigueur de l'OITC et de l'OSITC puissent s'appliquer au transport d'un mélange comportant une certaine part d'hydrogène. Pour le transport d'hydrogène pur par contre, des réglementations spécifiques seront probablement nécessaires.

<sup>49</sup> OFEV, 2023.

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

nouvelles conduites d'hydrogène nécessiteraient des investissements considérables, tandis que la demande d'hydrogène et donc les quantités à acheminer ne vont augmenter que peu à peu. Par conséquent, le nombre d'acheteurs qui devront au départ assumer les coûts élevés de l'investissement dans l'infrastructure réseau est réduit, ce qui peut avoir un effet dissuasif et entraîner un retard de la transition vers les énergies renouvelables. Il faut donc examiner les possibilités de réglementation pour que la répartition des coûts induits par les réseaux ne soit pas un frein aux investissements. L'OFEN a mandaté une étude visant à analyser différents scénarios envisageables pour la réglementation du réseau d'hydrogène.

- Sachant qu'à long terme, ce sont principalement les importations qui permettront de répondre à la demande d'hydrogène en Suisse, il est important d'examiner la possibilité d'une intégration dans le réseau d'hydrogène européen. Dans ce contexte, outre le raccordement à des conduites mineures comme déjà en cours dans la région bâloise sous l'impulsion de Industrielle Werke Basel (iwb), c'est surtout le raccordement au gazoduc Transitgas qui est essentiel. Dans cette perspective, l'OFEN est en contact avec les exploitants du gazoduc Transitgas et cherche à établir le dialogue avec les États voisins (Allemagne, Italie et France) pour mettre en évidence les intérêts communs d'une conduite d'hydrogène passant par la Suisse et pour coordonner son aménagement dans les différents pays.
- Outre l'importation d'hydrogène, l'importation de dérivés d'hydrogène tels que l'ammoniac ou le méthane synthétique et le méthanol doit être prise en considération pour répondre à la motion 20.4406 Suter «Production d'hydrogène vert. Stratégie pour la Suisse» et à la demande d'une stratégie d'importation qui y est formulée. Il ne faut pas non plus négliger les critères sociaux et écologiques dans ce domaine. L'OFEN a mandaté une étude dans le but d'analyser les potentiels pays exportateurs et évaluer les risques géopolitiques afférents.
- Sur le plan international, des normes de durabilité clairement définies ont été établies pour la chaîne de création de valeur de l'hydrogène et de ses dérivés de synthèse, auxquelles la Suisse devra aussi se conformer. L'OFEN suit de près les développements en la matière en siégeant dans les commissions internationales correspondantes. Lorsque cela est nécessaire, ils sont intégrés dans les projets de politique énergétique.
- L'exploitation du registre des carburants et combustibles gazeux et liquides renouvelables doit démarrer en 2025. Ce registre englobera tant la production indigène que les importations d'hydrogène. Les certificats d'origine et les certificats de production écologique requis à cette fin sont élaborés en se référant aux plans de l'UE.
- Pour que la Suisse puisse être rattachée au marché intérieur de l'UE, il est indispensable d'établir une relation contractuelle. Du point de vue juridique, le futur marché européen de l'hydrogène se construira sur la base du marché européen actuel du gaz. Dans le cadre du paquet de négociation prévu par le Conseil fédéral, la Suisse aspire à conclure un accord bilatéral avec l'UE sur l'électricité. Le 21 juin 2023, le Conseil fédéral a approuvé les paramètres d'un mandat de négociation. Si les discussions continuent d'avancer de manière satisfaisante, il se préparera à l'adoption d'un mandat de négociation d'ici fin 2023. Cependant, le paquet de négociation du Conseil fédéral et l'accord bilatéral sur l'électricité n'englobent ni le gaz ni l'hydrogène. Un raccordement de la Suisse au

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

réseau d'hydrogène de l'UE serait néanmoins envisageable même sans accès au marché du gaz ou de l'hydrogène.

La Suisse sera aussi tributaire de pays tiers extérieurs à l'UE pour l'importation d'hydrogène<sup>50</sup>. Elle pourra à cet égard recourir aux instruments à disposition de la Confédération dans le domaine de la coopération internationale, par exemple à la compensation à l'étranger des émissions de CO<sub>2</sub> dans le contexte de la politique climatique. La Suisse a d'ores et déjà une convention avec onze États pour la compensation des émissions de CO<sub>2</sub>, dans le cadre de laquelle des projets relatifs à l'hydrogène pourraient être réalisés dans les États parties avec la participation de la Suisse en vue d'importer de l'hydrogène dans notre pays<sup>51</sup>.

Lors du lancement du marché, on part du principe que des contrats de gré à gré seront conclus entre fournisseurs (producteurs) et demandeurs. Cela permettra d'assurer d'une part que l'hydrogène produit trouve preneur et d'autre part que les besoins soient couverts du côté des demandeurs. Au début, la production et la demande se régleront dans un espace géographique restreint, dans ce que l'on appelle des clusters, avec des transports limités. Ce n'est qu'avec le temps que les clusters pourraient être reliés par des voies de transport plus étendues comme l'European Hydrogen Backbone et que pourrait naître un marché liquide mondial, avec des lieux de négoce physiques.

Pour la Suisse, cela signifie qu'elle doit envisager de prendre part à des projets comme l'initiative allemande H2Global dans l'hypothèse où la demande d'hydrogène et de dérivés PtX augmente précocement. Il est donc demandé à la Confédération et à la branche d'examiner, chacune de son côté, la pertinence de telles participations.

## 6 Stockage de l'hydrogène

L'hydrogène présente un avantage de taille par rapport à l'électricité: on peut le stocker sur une longue période sans perte majeure, pour autant que les infrastructures nécessaires existent. Il est donc possible de l'envisager à l'avenir comme un moyen de stockage saisonnier qui contribuerait à la sécurité de l'approvisionnement en énergie, puisqu'il permet d'utiliser en hiver l'électricité renouvelable produite en été, à condition de pouvoir assumer les coûts inhérents à ce procédé. Le stockage de l'hydrogène offre aussi une plus grande flexibilité dans les acquisitions: on pourra importer de l'hydrogène aux périodes où son prix est bas.

Techniquement, il existe différentes possibilités de stocker l'hydrogène, en plus petites ou en plus grandes quantités, que ce soit sous forme de gaz comprimé ou de liquide<sup>52</sup>. Des couches géologiques poreuses telles que des réservoirs de pétrole ou de gaz épuisés, des nappes aquifères ou des cavités salines et rocheuses sont des sites d'accumulation souterraine offrant des volumes de moyenne et grande importance qui se prêtent bien à un stockage saisonnier. En 2022, l'OFEN a publié un rapport à l'intention du Conseil fédéral étudiant les capacités de stockage de gaz naturel en Suisse et d'autres

---

<sup>50</sup> L'OFEN a mandaté le Swiss Institute for Global Affairs (SIGA) pour évaluer différents pays exportateurs d'hydrogène potentiels sous l'angle des risques géopolitiques et selon des critères sociaux et écologiques. Les résultats seront pris en compte dans la stratégie concernant l'hydrogène.

<sup>51</sup> Des conventions existent avec le Pérou, le Ghana, le Sénégal, l'Ukraine, la Géorgie, l'Uruguay, le Maroc, le Malawi, le Vanuatu, la Dominique et la Thaïlande. Des accords sont aussi en cours de négociation avec le Chili et le Kenya.

<sup>52</sup> PSI, 2022.

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

options d'approvisionnement intérieur en gaz. Celui-ci constate entre autres qu'il n'existe actuellement pas d'installations souterraines de stockage du gaz adéquates qui pourraient à l'avenir être utilisées pour stocker de l'hydrogène<sup>53</sup>. Gaznat, gestionnaire de réseau de gaz en Suisse romande, mène actuellement un projet qui permettrait dans le futur de stocker du gaz naturel dans une caverne-réservoir dans la région du Grimsel<sup>54</sup>. Jusqu'ici, il n'était pas possible de construire des installations de stockage du gaz (p. ex. cavernes-réservoirs) en Suisse en raison du manque de connaissance du sous-sol et pour des motifs économiques. L'exploration actuelle du sous-sol suisse découlant de la motion 20.4063 «Faire la lumière sur la protection du climat, la sécurité énergétique et l'exploitation des infrastructures grâce à l'exploration du sous-sol» du groupe libéral-radical doit permettre de déterminer quelles solutions existent en Suisse pour le stockage en sous-sol (chaleur, CO<sub>2</sub>, mais aussi hydrogène et gaz naturel). Des décisions relevant de l'aménagement du territoire pourraient aussi s'avérer nécessaires pour mettre en œuvre d'importantes possibilités de stockage du gaz (p. ex. inscription dans le plan directeur). En Suisse, on ne trouve pour l'instant que des installations de stockage pour l'usage quotidien, sous forme de réservoirs sphériques et de tubes souterrains. En 2020, ces réservoirs disposaient de capacités de stockage de 3 à 4 millions de Nm<sup>3</sup> (auxquelles il faut encore ajouter le stock disponible dans les conduites). Ces capacités correspondent à une demi-journée de consommation brute moyenne de gaz.

### 6.1 Bilan et options

Dans le cadre de la stratégie concernant l'hydrogène, le Conseil fédéral va se pencher de plus près sur le thème du stockage du gaz ainsi que sur le besoin d'installations de stockage aux fins de garantie de l'approvisionnement.

En Suisse, le stockage saisonnier est l'un des axes principaux de la recherche sur l'énergie, que ce soit dans le domaine des EPF, dans les universités ou dans les hautes écoles<sup>55</sup>. Des initiatives privées soutiennent également la recherche appliquée dans le domaine du stockage de l'énergie. En 2023, l'entrepreneur Hansjörg Wyss a par exemple lancé un projet en collaboration avec l'ETH Zurich et l'EPFL à hauteur de 100 millions de francs, dont le but est d'étudier comment stocker l'électricité produite en été pour pouvoir l'utiliser en hiver<sup>56</sup>.

Dans le cas où il ne serait pas possible de stocker de l'hydrogène à titre saisonnier en Suisse, il serait possible d'envisager des accords avec les États voisins pour pouvoir recourir à certaines parties de leurs réservoirs afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement<sup>57</sup>. Dans le réseau européen d'hydrogène, il est possible de décharger le réseau par des cavernes-réservoirs. Ces réservoirs sont actuellement utilisés pour stocker du gaz naturel, mais en principe, ils conviennent aussi au stockage de l'hydrogène.

---

<sup>53</sup> OFEN, 2022.

<sup>54</sup> Selon les indications de Gaznat, il serait possible de construire jusqu'à quatre cavernes, pour une capacité totale de 1,48 TWh, ce qui correspond à un peu plus de 4% de la consommation nationale en 2020. En comparaison, Gaznat et Gasverbund Mitelland (GVM) peuvent stocker jusqu'à 3 TWh en France, sans que leur accès soit discriminatoire par rapport aux clients français. Cf. également OFEN (2022).

<sup>55</sup> Bon nombre de ces projets de recherche sont décrits dans le rapport de l'OFEN 2022.

<sup>56</sup> D'autres projets initiés par des privés figurent également dans le rapport de l'OFEN 2022.

<sup>57</sup> Les sociétés régionales Gaznet SA et GVM se servent actuellement de capacités de stockage françaises en vertu d'un accord conclu avec la France. Cet accord garantit l'égalité de traitement des clients suisses et français pour ce qui est de l'utilisation des réservoirs en cas de pénurie.

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

Outre le stockage d'hydrogène, il est possible de convertir l'hydrogène en agent énergétique de synthèse liquide ou gazeux en y ajoutant du carbone. L'agent énergétique ainsi obtenu ayant une densité d'énergie volumique plus élevée, il nécessite moins de place et peut être transporté et stocké dans des infrastructures existantes. On pourrait, le cas échéant, recourir à l'infrastructure de stockage disponible (réserves obligatoires) en Suisse pour stocker des agents énergétiques de synthèse, ou continuer à la développer<sup>58</sup>. Lors de la session de printemps 2023, le Conseil national a transmis au Conseil fédéral le postulat 23.3023 de la CEATE-N «Agents énergétiques synthétiques et stockage d'énergie saisonnier pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement, notamment en électricité, en hiver. État des lieux et élaboration d'une base contenant des possibilités d'action en particulier pour la Suisse». Le Conseil fédéral est chargé d'établir un rapport dans lequel il montrera le potentiel et l'importance de la transformation, en particulier, des excédents d'électricité en agents énergétiques synthétiques (dérivés PtX), leur importance et l'importance du stockage d'énergie saisonnier nécessaire à cet effet dans le futur système énergétique de la Suisse.

## 7 Coûts de la production et de l'importation d'hydrogène

Avec l'objectif de zéro émission nette dans la ligne de mire, il y a plusieurs cas d'application où il n'existe pas vraiment d'alternatives renouvelables à l'hydrogène et à ses dérivés PtX. Des études internationales présument que la multiplication des électrolyseurs et des piles à combustible ainsi que la production sur des sites bon marché feront baisser les coûts et qu'à long terme, l'hydrogène vert deviendra concurrentiel<sup>59</sup>. Les coûts de production de l'hydrogène vert dépendent de divers facteurs, comme le mode de production (électrolyse alcaline, PEM, etc.), la durée d'utilisation et le degré d'efficacité de l'électrolyseur, ou encore les coûts de l'électricité et du réseau. L'Institut Paul Scherrer (PSI) a, sur mandat de l'OFEN, examiné l'évolution des coûts de la production d'hydrogène par électrolyse alcaline, PEM et à oxyde solide (SOEC)<sup>60</sup>. Les prix de l'hydrogène vert tournent actuellement autour de 10,5 à 36 centimes par kilowattheure (3,5 à 12 francs/kg) et on estime qu'ils seront dans une fourchette de 9 à 28,5 centimes par kilowattheure (3 à 9,5 francs/kg) à l'horizon 2050, contre des prix allant de 5 à 15 centimes par kilowattheure pour l'électricité. Parmi les facteurs d'incertitude, on compte les futurs prix du gaz naturel et du CO<sub>2</sub> d'un côté, et en particulier ceux de l'électricité et des électrolyseurs de l'autre.

Lors de l'importation d'hydrogène, il n'y a pas que les coûts de production qui se répercutent sur le prix, mais aussi les coûts de transport, ainsi que l'éventuelle conversion en un autre agent énergétique comme l'ammoniac ou le méthanol. C'est pourquoi outre le choix de sites de production à bas coûts, leur proximité avec la Suisse constitue aussi un facteur de coût lors de l'importation. Plusieurs études montrent qu'en Europe, ce sont surtout l'Espagne et le Portugal qui sont des pays intéressants à cet

---

<sup>58</sup> Il existe actuellement environ 60 installations de stockage en Suisse, dans lesquelles sont entreposés des produits pétroliers. Une partie des réservoirs de produits pétroliers se trouvent aux points d'importation, principalement à Bâle, à Genève et au Tessin, les autres sont répartis à travers le pays. Les installations les plus grandes, où l'activité de transbordement est intense, se trouvent près de la raffinerie de Cressier et à proximité des centres de consommation du Plateau, entre le lac de Constance et le lac Léman. Dans l'ensemble de la Suisse, plus de 7 millions de m<sup>3</sup> de stockage sont à disposition du commerce, tous produits confondus. C'est la zone des ports rhénans, dans la région de Bâle, qui connaît la plus grande concentration en réservoirs.

<sup>59</sup> IRENA, 2019.

<sup>60</sup> PSI, 2022.

égard, en raison de leur potentiel élevé de développement de l'énergie solaire et éolienne<sup>61</sup>. Certains pays du nord de l'Europe (Grande-Bretagne, Irlande, Pays-Bas, Norvège) pourraient aussi devenir de gros producteurs d'hydrogène grâce à leurs capacités en énergie éolienne offshore. Le Maroc et d'autres pays d'Afrique du Nord peuvent produire de l'hydrogène vert à bas coût de par leur potentiel en énergie solaire et éolienne et leur proximité géographique, qui permet un transport vers l'Europe relativement bon marché. D'autres pays au Moyen-Orient, en Amérique ou en Australie ont aussi le potentiel de produire de l'hydrogène vert à coûts réduits à l'avenir, mais les frais de transport et les coûts de la conversion en hydrogène liquide ou en ammoniac puis de la reconversion entraîneraient des prix bien plus élevés que les solutions de proximité<sup>62</sup>.

## 8 Coûts de la reconversion de l'hydrogène en électricité

La production d'hydrogène, sa compression, son stockage, son transport puis la reconversion en électricité sont des procédés très énergivores et qui, par rapport à d'autres options de la production électrique, sont onéreux. L'avantage majeur réside dans la possibilité qu'offre l'hydrogène d'utiliser en hiver l'électricité produite en été à moindre coût. Les calculs du PSI et d'autres établissements de recherche montrent qu'en 2019, les coûts de reconversion de l'hydrogène en électricité au moyen d'un réservoir d'hydrogène et d'un petit système d'un mégawatt électrique à pile à combustible PEM s'élevaient à 470 francs par mégawatt électrique<sup>63</sup>. Selon le PSI, le développement des piles à combustible et des électrolyseurs devrait permettre d'ici 2030 de réduire les coûts de la production d'électricité à partir d'hydrogène à 150 francs par mégawatt électrique. L'étude «Avenir énergétique 2050» de l'AES et de l'Empa prévoit une importante production d'électricité issue de l'hydrogène dans plusieurs de ses scénarios. Elle estime qu'en 2040, le prix de revient de l'électricité sera de 203 francs par mégawattheure, pour passer à 154 francs par mégawattheure en 2050<sup>64</sup>.

## 9 Conclusions

D'ici 2050, la demande d'hydrogène va augmenter en Suisse. Elle pourrait toutefois rester inférieure à celle d'autres pays d'Europe étant donné l'importance moindre de l'industrie lourde et des centrales thermiques. Le besoin en hydrogène comme matière première est aussi relativement réduit. Le besoin à moyen terme – jusqu'en 2035 selon les prévisions – sera principalement couvert par la production indigène. Il convient donc d'augmenter la production intérieure de l'hydrogène au cours des dix prochaines années. Dans ce domaine, c'est la branche qui est sollicitée en premier lieu, ainsi que les cantons, les communes et la Confédération aux fins de réglementation. L'hydrogène et les dérivés PtX pourraient apporter une contribution essentielle à la décarbonation de l'industrie.

---

<sup>61</sup> Aurora, 2022; Agora, 2022; IRENA, 2022.

<sup>62</sup> Aurora, 2022.

<sup>63</sup> SCCER, 2019.

<sup>64</sup> En 2050, l'électricité issue des centrales à hydrogène, à gaz et à vapeur serait ainsi meilleur marché que l'électricité produite par les usines d'incinération des ordures ménagères, à 211 francs par mégawattheure. Elle resterait toutefois plus chère que l'électricité produite par les installations photovoltaïques alpines, qui elle devrait coûter 126 francs par mégawattheure.

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

Mais pour qu'une production nationale d'hydrogène et de ses dérivés puisse voir le jour, il faut que la demande intérieure soit fiable. Il est donc indispensable de clarifier auprès de l'industrie, des associations et des fournisseurs d'énergie quelles quantités de ces agents énergétiques seront à l'avenir nécessaires dans quels domaines et comment se profilent les plans d'augmentation des capacités de production ainsi que la construction et l'exploitation d'électrolyseurs. Avoir un volume déterminé avec fiabilité permet d'estimer quelle est la dimension du marché intérieur nécessaire ainsi que les coûts de la mise sur pied et du développement de la chaîne de création de valeur (technologies, production, stockage, transport et distribution). Des mesures adéquates peuvent ainsi être prises pour garantir la stabilité des conditions-cadres. La Confédération soutient ce processus grâce aux instruments de politique énergétique et climatique qui existent déjà, ainsi que par l'élaboration d'une Stratégie nationale Hydrogène 2050, qui devrait être disponible en 2024.

En cas de demande plus importante à long terme, la Suisse recourra aux importations. L'adaptation et le développement des conduites nécessaires devraient être planifiés et initiés dès à présent. Il faudrait aussi s'assurer du raccordement de la Suisse au réseau européen d'hydrogène.

Une partie des étapes nécessaires au démarrage du marché suisse de l'hydrogène dans les dix prochaines années figure sur l'axe temporel aux pages 5 et 6.

## 10 Bibliographie

- Agora, 2021. Making renewable hydrogen cost-competitive – Policy instrument for supporting green H<sub>2</sub>. Agora Energiewende et Guidehouse, 2021.
- Agora Energiewende, Agora Industrie, 2022. 12 Thesen zu Wasserstoff. 2022.
- Aurora, 2022. The economics of hydrogen imports: Better to stay local? London, 7.12.2022.
- OFEV, 2023. Groupe de travail national sur l'extraction et le stockage du CO<sub>2</sub> (GT CSC/NET). Mandat et composition. Ittigen, 3.5.2023.
- Rapport de l'OFAC concernant la promotion du développement et de l'utilisation de carburants d'aviation durables. Berne, 15.12.2022.
- OFEN, 2022. Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz und alternative Optionen für eine inländische Gasversorgung – Bericht zuhanden des Bundesrats. Office fédéral de l'énergie, Ittigen 2022.
- OFEN, 2023. Stratégie Chaleur 2050. Ittigen, 2023.
- Conseil fédéral, 2022. Rapport du Conseil fédéral «Captage et stockage du CO<sub>2</sub> (CSC) et technologies d'émission négative (NET). Leur contribution possible, par étapes, à l'objectif climatique à long terme». Rapport du Conseil fédéral, 2022.
- Compass Lexecon et ETH Zurich, 2023. Ein Förderrahmen für grünen Wasserstoff in der Schweiz – Étude menée par Compass Lexecon et l'institut de recherche sur les réseaux d'énergie de l'ETH Zurich sur mandat de l'OFEN, 2023.
- E4tech (2018). Swiss Hydrogen Production and Demand – An Overview. Sur mandat de l'OFEN, 2018.
- EBP, 2023. Verständnis Ladeinfrastruktur 2050 – Wie lädt die Schweiz in Zukunft? Sur mandat de l'OFEN, 2023.
- EHB, 2022. European Hydrogen Backbone initiative - A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries. By Amber Grid, Bulgartransgaz, Conexus, CREOS, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, FluxSwiss, Fluxys Belgium, Gas Connect Austria, Gasgrid Finland, Gassco, Gasunie, Gas Networks Ireland, GAZ-SYSTEM, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinacro, Plinovodi, REN, Snam, TAG, Teréga, and Transgaz, supported by Guidehouse, 2022.
- IEA, 2015. Technology Roadmap – Hydrogen and Fuel Cells. International Energy Agency, Paris 2015.
- IEA, 2020. Energy Technology Perspectives 2020. International Energy Agency, Paris 2020.
- IRENA, 2019. Hydrogen: A Renewable Energy Perspective - Report prepared for the 2<sup>nd</sup> Hydrogen Energy Ministerial Meeting in Tokyo, Japan. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2022.
- IRENA, 2022. Geopolitics of the Energy Transformation – The Hydrogen Factor. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2022.
- ITF, 2022. Decarbonising Europe's Trucks – How to Minimise Cost Uncertainty. International Transport Forum, OECD, 2022.
- Polynomics, E-Bridge, EPFL, 2023. Rahmenbedingungen für Wasserstoff in der Schweiz. Sur mandat de l'ASIG et de l'AES, 2023.
- Prognos, TEP, Infras, Ecoplan, 2020. Perspectives énergétiques 2050+ – Rapport succinct. Sur mandat de l'OFEN, 2020.
- Prognos, TEP, Infras, Ecoplan, 2022. Energieperspektiven 2050+ – Exkurs Wasserstoff: Hintergrund zum Einsatz in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+. Sur mandat de l'OFEN, 2022.
- PSI, 2022. Electricity storage and hydrogen – technologies, costs and impacts on climate change – Including updates of costs and potentials of photovoltaics and wind power in Switzerland. Christian Bauer (ed.), Harshil Desai, Thomas Heck, Romain Sacchi, Simon Schneider, Tom Terlouw, Karin Treyer, Xiaojin Zhang. Sur mandat de l'OFEN, 2022.

## Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse

SSIGE, 2022. Réglementation SSIGE concernant le gaz – Directive G18, Qualité du gaz Société Suisse de l'Industrie du Gaz et des Eaux (SSIGE), 2022.

SSIGE, 2023. H1000 – Empfehlung zu Planung, Bau und Betrieb von Rohrleitungsanlagen für den Transport von Wasserstoff. Société Suisse de l'Industrie du Gaz et des Eaux (SSIGE), 2023.

SCCER, 2019. Perspectives des technologies «Power-to-X» en Suisse – Livre blanc. Swiss Competence Centers for Energy Research, Joint Activity, T. Kober, C. Bauer, C. Bach, M. Beuse, G. Georges, M. Held, S. Heselhaus, P. Korba, L. Küng, A. Malhotra, S. Moebus, D. Parra, J. Roth, M. Rüdisüli, T. Schildhauer, T.J. Schmidt, T.S. Schmidt, M. Schreiber, F.R. Segundo Sevilla, B. Steffen, S.L. Teske. 2019.

TNO et Agora Verkehrswende, 2022. Techno-Economic Uptake Potential of Zero-Emission Trucks in Europe. Transport & Environment et Agora Verkehrswende, 2022.

Umweltbundesamt, 2006. Emissionen von Wasserstofffahrzeugen – Abschätzung der Emissionen von wasserstoff- und brennstoffzellenbetriebenen Fahrzeugen. Étude réalisée sur mandat du ministère fédéral autrichien des transports, de l'innovation et de la technologie, Vienne 2006.

AES, Empa, 2022. L'approvisionnement énergétique de la Suisse jusqu'en 2050 – Synthèses des résultats et des bases. Avenir énergétique 2050. Décembre 2022.

# 11 Annexes

## 11.1 Schémas des différentes filières PtX

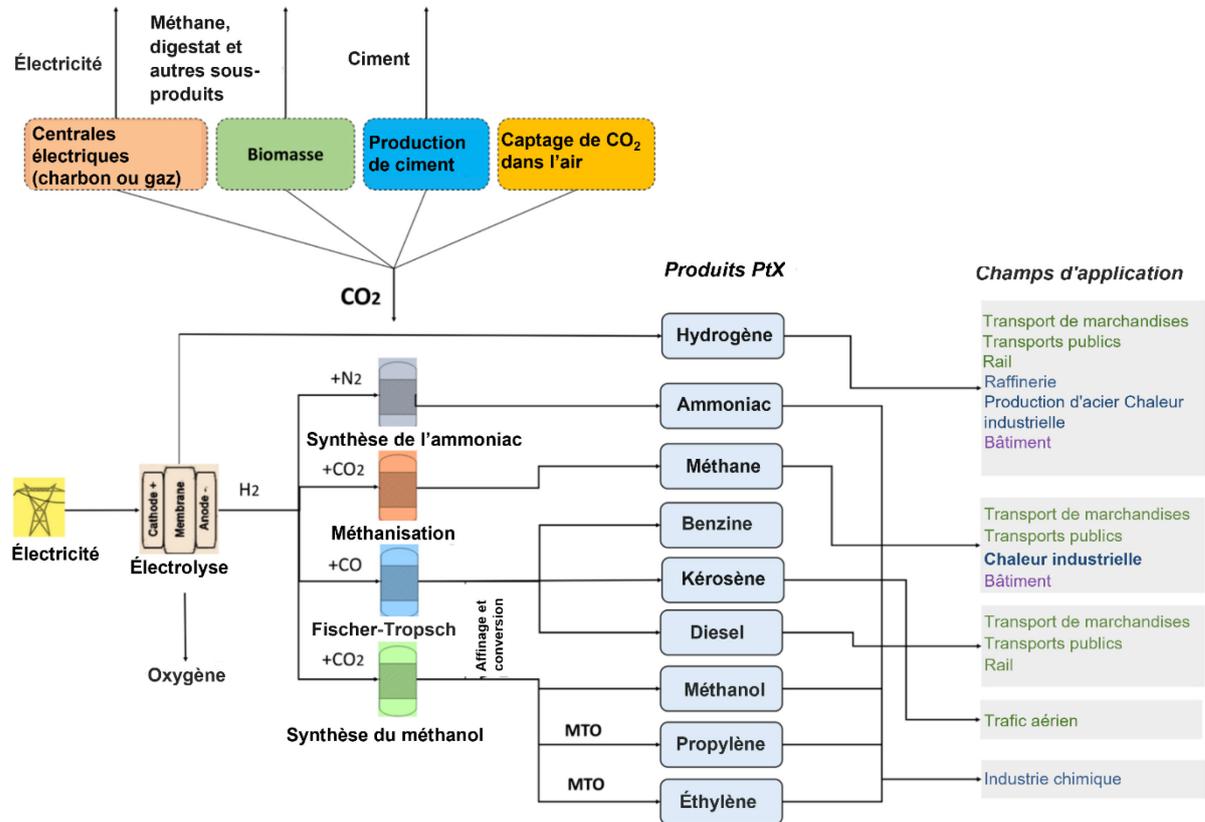


Illustration 5: Schéma des différentes filières PtX, avec les options technologiques; source: SCCER, 2019<sup>65</sup>

<sup>65</sup> Manque dans ce graphique la représentation du domaine de la navigation, qui pourra aussi recourir à l'hydrogène ou aux carburants synthétiques à l'avenir.

## 11.2 Interventions parlementaires en cours liées à l'hydrogène et au Power-to-X (état: octobre 2023)

N°	Titre
<b>Mo. 20.4406 Suter</b>	Production d'hydrogène vert. Stratégie pour la Suisse
<b>Mo. 22.3376 CEATE-E</b>	Hydrogène. Stratégie pour la Suisse
<b>Po. 19.3485 Flach</b>	Épuiser les potentiels de protection du climat que recèle la navigation
<b>Mo. 19.4381 CTT-E</b>	Conditions-cadres pour les véhicules utilitaires moins polluants
<b>Mo. 20.3286 Herzog</b>	Promotion du transport de marchandises sur le Rhin
<b>Po. 21.3973 CEATE-N</b>	Trafic aérien neutre en termes de CO <sub>2</sub> d'ici 2050
<b>Mo. 21.4606 Cattaneo</b>	Transformer l'énergie solaire en gaz de synthèse pour la stocker
<b>Mo. 22.3207 Portmann</b>	Sécurité de l'approvisionnement énergétique. Peut-on conclure un accord avec l'Allemagne et la Norvège?
<b>Po. 23.3023 CEATE-N</b>	Agents énergétiques synthétiques et stockage d'énergie saisonnier pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement, notamment en électricité, en hiver. État des lieux et élaboration d'une base contenant des possibilités d'action en particulier pour la Suisse
<b>Po. 23.3125 Schaffner</b>	Couplage sectoriel et convergence des réseaux. Garantir des sites appropriés du point de vue de l'aménagement du territoire!
<b>Mo. 23.3326 Amoos</b>	Promouvoir, dans le cadre de la loi sur le CO <sub>2</sub> , la mise en place d'une infrastructure de recharge et de ravitaillement en hydrogène pour les véhicules électriques lourds de transport de marchandises
<b>Ip. 23.3568 Schneider Schüttel</b>	Hydrogène vert. La Suisse parviendra-t-elle à rattraper son retard en Europe ?
<b>Mo. 23.4256 Grossen</b>	De l'hydrogène pour l'économie suisse. Assurer le raccordement au réseau européen de l'hydrogène
<b>Mo. 23.4285 Bäumle</b>	Renforcer la sécurité de l'approvisionnement en hiver en utilisant Mühleberg et Beznau comme sites pour des installations Power-to-X