

Hydrogène

Document thématique

08 décembre 2022, état du contenu au 14 septembre 2022

Message

- Les agents énergétiques basés sur l'électricité, dont l'hydrogène, jouent un rôle incontournable pour atteindre la neutralité climatique.
- L'hydrogène peut apporter à la Suisse une quantité substantielle d'énergie au moment opportun.
- Pour l'AES, l'hydrogène constitue une opportunité (complément) et non un concurrent à l'électricité (substitution).
- L'AES se prononce en faveur de la neutralité en CO₂, y compris pour l'hydrogène.
- En termes d'efficacité énergétique, l'électrification directe (si elle est facilement réalisable) est la plupart du temps supérieure à l'utilisation de l'hydrogène.
- À l'instar de l'électrification directe, la production d'hydrogène basée sur l'électricité accroît les besoins en électricité.
- Une exploitation rentable des électrolyseurs exige actuellement une sollicitation supérieure à celle induite par le courant excédentaire et implique en plus d'éviter l'exploitation en *stop and go*.
- Les prix de l'énergie et du CO₂ ainsi que les coûts du réseau remettent en question la rentabilité des modèles d'affaires de l'hydrogène et, partant, la compétitivité de la production d'hydrogène indigène.
- À moyen terme, il n'est pas réaliste que l'hydrogène parvienne à compenser l'approvisionnement d'électricité au niveau saisonnier. À long terme, l'hydrogène peut apporter une contribution à la compensation saisonnière.
- La Suisse doit être raccordée aux infrastructures d'importation d'hydrogène. Un raccordement physique précoce et compatible au niveau réglementaire au réseau européen d'hydrogène est important.
- L'hydrogène issu de sources renouvelables doit être exempté des taxes sur le CO₂, également lorsqu'il s'agit d'importations.
- La Suisse doit développer une production indigène d'hydrogène à des fins de savoir-faire, en raison des difficultés de transport et afin de prévenir une dépendance trop forte envers l'énergie provenant de l'étranger.
- Des garanties d'origine sont nécessaires pour le commerce de l'hydrogène de qualités différentes et pour des raisons de transparence.
- Des principes directeurs fiables plutôt que l'incertitude sur le plan réglementaire favorisent les investissements privés.
- Comme c'est souvent le cas pour les nouvelles approches, l'hydrogène en Suisse nécessite un financement initial.

Explications

1. Contexte

La Suisse entend ramener à zéro net ses émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050. Ainsi, elle honorera son engagement défini dans le cadre de l'Accord de Paris et tiendra compte des conclusions scientifiques du GIEC (Groupe d'experts sur l'évolution du climat).¹ À l'heure actuelle, la transition à grande échelle des sources d'énergie fossiles vers des sources renouvelables semble nécessaire. Dans le cadre de cette décarbonation, l'hydrogène extrait sans CO₂ peut jouer un rôle, notamment dans les cas où l'électrification se révèle difficile. D'autres avantages² plaident également en faveur de cette ressource.

Le Japon a été le premier pays au monde à mettre en place une stratégie nationale dans le domaine de l'hydrogène en 2017. L'UE applique elle aussi une stratégie en la matière³ dans le cadre du «pacte vert pour l'Europe». L'offensive russe contre l'Ukraine a accéléré les efforts européens dans ce contexte, comme le montrent les mesures présentées le 18 mai 2022 dans le «plan REPowerEU». En tant que membre du Forum pentalatéral de l'énergie, la Suisse recherche activement la collaboration internationale.⁴ Par l'intermédiaire d'ERGAr, elle s'engage également en faveur de la reconnaissance internationale et du négoce de garanties d'origine pour les gaz renouvelables.

En Suisse, les Perspectives énergétiques 2050+⁵ ainsi que l'étude de l'AES Avenir énergétique 2050 tablent sur l'hydrogène. L'OFEN élabore une feuille de route pour l'hydrogène, qui doit présenter l'état des lieux et les options pour la Suisse d'ici à mars 2023, et répondre au postulat 20.4709. La CEATE-N a par ailleurs demandé, le 11 octobre 2022, qu'une stratégie en matière d'hydrogène soit élaborée pour la Suisse. L'AES participe au Sounding Board relatif à la feuille de route de l'OFEN. Elle y apporte son point de vue avec le concours du GT Hydrogène, qui a élaboré le présent document thématique.⁶

2. Évaluation

Le présent document thématique expose ci-après des thèses ainsi que leurs conclusions relatives à la branche de l'électricité.

2.1 Perspective: l'hydrogène vient compléter l'électrification en vue d'atteindre zéro émission nette

Aux fins de l'efficacité énergétique globale, l'électrification directe doit prévaloir sur la production et l'utilisation d'hydrogène. L'hydrogène peut jouer un rôle important dans le cadre de la décarbonation en Suisse, en particulier dans les cas où les possibilités d'électrification directe sont inexistantes ou limitées. En tant que support de stockage, l'hydrogène peut compenser le décalage entre production et demande. La

¹ À partir d'une hausse moyenne des températures de 1,5 °C seulement, il faut s'attendre à des conséquences graves pour l'homme et la biodiversité.

² Voir Linde (2013): L'hydrogène est un élément répandu, il peut être stocké, il n'émet pas d'émissions localement lorsqu'il est utilisé, peut être employé dans l'infrastructure gazière, etc.

³ Hydrogène issu d'électricité renouvelable (lors de l'essor du marché, recours temporaire à d'autres sources de fabrication) à des fins de décarbonation (combustible et support de stockage).

⁴ Récemment en ce qui concerne l'utilisation transfrontalière de dispositifs de stockage de gaz et dès 2020 à propos du rôle de l'hydrogène dans la décarbonation en Europe.

⁵ Pour atteindre l'objectif de zéro émission nette, toutes les variantes du scénario des Perspectives énergétiques 2050+ nécessitent des agents énergétiques basés sur l'électricité.

⁶ Frontier (2021) propose une perspective comparable et approfondie pour l'Autriche mettant l'accent sur la perspective à long terme sans essor du marché.

flexibilisation via le couplage des secteurs accroît la sécurité d'approvisionnement, une diversification parmi les sources d'énergie réduit par ailleurs le risque de défaillances majeures, de dépendance vis-à-vis de l'étranger ainsi que la dépendance envers certains prestataires. En Suisse, toutefois, la taille du marché et l'infrastructure font pour l'heure défaut à l'hydrogène. La méthanation d'hydrogène, ou du moins le processus d'adjonction d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel permettraient de maintenir les structures existantes, et partant, d'économiser du temps et de l'argent. La question de savoir si l'hydrogène lui-même ou des combustibles et carburants de synthèse fabriqués à base d'hydrogène (comme l'ammoniac, le méthane ou le méthanol) s'imposeront dans la consommation finale dépend en revanche de l'efficacité énergétique globale et des coûts. Si la production de combustibles et de carburants de synthèse dans des processus industriels requiert une forte consommation d'énergie, le transport et le stockage sont beaucoup plus simples que pour l'hydrogène.

Outre les possibilités d'utilisation incontestées de l'hydrogène dans l'industrie, le transport lourd constitue le domaine d'application le plus immédiat. L'alimentation par batterie et, partant, l'électrification directe dans le secteur du transport⁷ présentent des avantages en termes d'efficacité ainsi que de possibilités de charge; en revanche, leur densité énergétique⁸ et les durées de charge sont moins performantes. Actuellement, l'évolution du secteur des voitures⁹ et les coûts de fonctionnement vont dans le sens de l'électrification. Dans l'hypothèse de prix compétitifs pour l'hydrogène, les camions utilisant des piles à combustible pourraient s'imposer dans des domaines nécessitant beaucoup d'énergie (longues distances, fortes charges ou topographie difficile) ou en cas de cycles de recharge courts. Les prix compétitifs dépendent, entre autres, de la taxation des huiles minérales. Aujourd'hui, les carburants biogènes peuvent bénéficier d'un allègement fiscal sous certaines conditions. Les carburants produits dans des installations pilotes et de démonstration à partir de la biomasse et d'autres agents énergétiques renouvelables sont totalement exonérés de l'impôt sur les huiles minérales. Une extension à l'hydrogène produit par des installations commerciales, même temporaire, constituerait un effet incitatif en faveur d'une mobilité neutre en gaz à effet de serre. L'exonération de la RPLP pour les camions à batterie et à hydrogène aurait d'autres effets positifs. Citons comme autres domaines d'utilisation de l'hydrogène, par exemple, les installations de couplage chaleur-force (CCF), les centrales à gaz à cycle combiné (CCC) et l'utilisation des pics et de la réserve pour le chauffage à distance. Les principes directeurs politiques doivent générer une pesée des intérêts compréhensible entre électricité et hydrogène.

Outre les facteurs d'efficacité énergétique globale et de coûts, les principes directeurs politiques¹⁰ sont déterminants pour le développement de l'hydrogène. Le rythme instauré par l'UE¹¹ sera décisif pour la Suisse, qui ne peut faire cavalier seul en raison de sa taille et de la géographie. Parmi les dix plus grands projets de production d'hydrogène prévus, quatre sont européens. Ils figurent à la deuxième et à la troisième place, avec une puissance d'électrolyse de 10 GW issue de l'énergie éolienne et une production annuelle d'environ 1 million de tonnes (la première place est occupée par l'Australie, avec une puissance d'électrolyse prévue de 14 GW). L'hydrogène deviendra rentable dans un futur proche, en particulier grâce à la régulation (et notamment des mesures d'encouragement).¹² À moyen et à long terme, le développement

⁷ Pile à combustible, moteur à combustion à hydrogène (renouvelable) ou carburants de synthèse fabriqués à base d'hydrogène.

⁸ Poids et volume et donc surtout autonomie.

⁹ Disponibilité et succès des véhicules, développement et augmentation de l'efficacité de l'infrastructure de charge.

¹⁰ Zéro émission nette, interdépendances, rôle de précurseur dans un secteur porteur potentiel.

¹¹ Stratégie de l'hydrogène adoptée par l'UE (et par certains pays) ainsi que disponibilité et prix des équipements, des véhicules, des pipelines et de l'hydrogène.

¹² RPLP, taxes Limppin et sur l'énergie, subventions, interdiction des émissions de CO₂.

de cette énergie sera le fruit du progrès technique ainsi que des écarts de prix entre l'électricité et le gaz naturel.

Branche de l'électricité

Si l'hydrogène joue un rôle significatif dans la décarbonation de la mobilité et/ou de la chaleur industrielle, sa production accroît les besoins en électricité en Suisse. L'hydrogène peut cependant aussi apporter une quantité substantielle d'énergie au secteur de l'électricité par le biais d'importations ou du stockage saisonnier avec reconversion ultérieure en électricité. La disponibilité de l'énergie au moment précis peut ainsi être améliorée dès lors que la production et les dispositifs de stockage sont en place ou qu'il existe des possibilités d'importation. À l'instar du boom des voitures électriques et des pompes à chaleur, l'électrification reste le principal levier pour la décarbonation. L'hydrogène doit compléter le système énergétique dans les domaines pertinents. Si l'hydrogène est produit au moyen du photovoltaïque et que l'évolution des prix de ce dernier se poursuit comme jusqu'à présent, l'efficacité modeste de l'ensemble du processus de production d'électricité et de l'électrolyse jouera un rôle moindre à long terme.¹³ Toutefois, les faibles heures de pleine charge du photovoltaïque se répercutent négativement sur l'amortissement des installations d'électrolyse et, partant, sur les coûts de revient de l'hydrogène. Il est possible d'importer des quantités d'énergie supplémentaires sous forme de gaz, même si cela crée de nouvelles dépendances.¹⁴

L'infrastructure et la régulation à venir devraient permettre au secteur de l'hydrogène d'être à même de transformer une quantité importante de courant excédentaire. À l'heure actuelle, les projets dans le domaine de l'hydrogène peuvent être mis en œuvre à court terme, pour autant qu'aucune opposition ne soit formulée et que leur rentabilité permette le recours à des électrolyseurs. Quant aux volumes produits, ils restent encore toutefois limités. Les projets nationaux réalisés ou prévus pour la production d'hydrogène vert ont généralement une capacité d'électrolyse de quelques MW.

Le Tableau 1 liste les installations de production d'hydrogène en Suisse. La production a déjà démarré; elle va être étendue et fait en même temps face à des obstacles. Les objectifs de politique énergétique et environnementale définis par leurs propriétaires (cantons, communes) sont notamment déterminants pour l'engagement des EAE.

EAE	Lieu	Source d'énergie	MW	Statut
<u>Hydrospider</u>	Gösgen	Hydraulique	2	<u>en fonction</u>
<u>SAK, Osterwalder</u>	Kubel	Hydraulique	2	<u>Mise en service 2022</u>
<u>GEKAL, HZI</u>	Buchs	UIOM	2	<u>Mise en service 2023</u>
<u>Groupe E</u>	Schiffenen	Hydraulique	2	<u>Mise en service 2023</u>
<u>H2Uri (EWA et Schätzle)</u>	Bürglen	Hydraulique	2	<u>Mise en service 2024</u>
<u>Axpo</u>	Wildeggen-Brugg	Hydraulique	15	<u>Demande de permis de construire déposée</u>
<u>Corbat, Planair</u>	Glovelier	Bois	2	<u>Demande de permis de construire déposée</u>
<u>ebs, Käppeli, IWB</u>	Seewen	–	5–6	<u>Demande de permis de construire déposée</u>
<u>Hydrospider, Energiedienst</u>	Laufenburg	Hydraulique	10	<u>Demande de permis de construire déposée</u>

¹³ Malgré les pertes au cours de la transformation, un processus peut s'avérer économiquement pertinent, car l'efficacité énergétique n'est pas forcément synonyme d'efficacité des coûts.

¹⁴ Atténuée toutefois par la bonne conservation des gaz, même si la Suisse ne dispose à ce jour d'aucun réservoir important.

Hydros spider	Gös gen (2)	Hydraulique	10	Demande de permis de construire en traitement
SEFA et Avia	Aubonne	–	2	Demande de permis de construire en traitement
AEW, IWB, Fritz Meyer	Augst	Hydraulique	2,5	Projet
Alpiq, EW Höfe, SOCAR	Freienbach	–	10	Projet
IWB, Fritz Meyer	Birsfelden	Hydraulique	2,5	Stoppé
Axpo	Eglisau	Hydraulique	5	Stoppé

Tableau 1: Installations de production d'hydrogène en Suisse.

Le couplage des secteurs participe à l'intégration des énergies renouvelables, telles que l'éolien ou le photovoltaïque, sur le réseau électrique, car il permet rapidement d'absorber, de transformer et éventuellement de réinjecter ultérieurement l'énergie excédentaire. Une reconversion en électricité n'est pas forcément nécessaire pour le couplage des secteurs. Dans le secteur de la chaleur, l'hydrogène peut aussi être directement utilisé pour couvrir les pics de charge et faire ainsi baisser les besoins en électricité pendant les périodes de pointe (froides journées d'hiver). Lors de la reconversion en électricité, il est fréquent que des pertes surviennent au cours de la transformation; les variations de prix entre le moment de la production/du stockage et celui de la réinjection dans le réseau doivent alors être élevées pour que la transformation et la reconversion en électricité puissent être rentables. Les producteurs d'électricité fournissant du courant transformé en hydrogène évalueront dans quels cas l'utilisation de ce dernier est judicieuse. C'est en premier lieu le marché – et non la sphère politique – qui doit définir au préalable le mix ou les domaines d'application. Des principes directeurs émanant des pouvoirs publics devraient au moins permettre un arbitrage clair entre électricité et hydrogène. Une organisation optimale des conditions-cadre réglementaires doit permettre de faciliter la mise en œuvre des projets¹⁵ et de placer sur un pied d'égalité le *power-to-gas* (PtG) et toutes les autres technologies de stockage¹⁶. Dans le contexte d'une possible croissance du secteur de l'hydrogène, des conditions-cadre garantissant la sécurité des investissements, renforçant la rentabilité des projets et assurant la disponibilité de personnel qualifié sont nécessaires pour les futures centrales à gaz – exploitées de manière neutre en CO₂ avec du méthane ou de l'hydrogène renouvelable.

2.2 Couleurs¹⁷: la Suisse mise à long terme sur l'hydrogène neutre en CO₂¹⁸

L'hydrogène vert ou renouvelable utilise comme source d'électricité des énergies renouvelables comme la biomasse, le photovoltaïque, l'éolien ou l'hydraulique. Il n'existe actuellement aucune définition claire de l'électricité «verte» pour l'hydrogène «vert», ni au niveau européen, ni au niveau national. L'UE aimerait aller encore plus loin dans ce contexte et envisage d'introduire le principe de l'additionnalité, selon lequel l'hydrogène ne serait considéré comme renouvelable que s'il est produit au moyen d'électricité issue de centrales renouvelables nouvellement construites (qui sont raccordées au réseau en même temps que l'électrolyseur). Cette réglementation repose sur le fait que la demande en hydrogène vert doit aussi générer des incitations pour la construction supplémentaire d'installations de production d'électricité renouvelable. Selon ce principe, l'hydrogène issu d'énergie renouvelable venant d'installations existantes n'est en

¹⁵ Catégorie pour les installations à hydrogène dans l'aménagement du territoire comme base pour les demandes de permis de construire, etc.

¹⁶ Pompes-turbinage, batteries uniquement basées sur le réseau, méthodes futures encore inconnues

¹⁷ Voir Exemple d'aperçu du codage couleur de l'hydrogène

¹⁸ Toutes les méthodes (également pour la production d'électricité telles que le photovoltaïque et l'hydraulique) sont, dans le meilleur des cas, pauvres en CO₂ et non neutres en CO₂: le présent document thématique reprend cette imprécision du langage courant.

revanche pas considéré comme renouvelable par l'UE – des exceptions devant toutefois pouvoir s'appliquer, par exemple pour une phase transitoire ou si la production renouvelable dépasse 90% dans la zone-bilan.¹⁹

En particulier lors du soutirage de courant du réseau public, la question de la classification de l'hydrogène vert se pose inévitablement.²⁰ L'hydrogène vert bon marché nécessite une électricité verte bon marché. Il deviendra également plus avantageux grâce aux avancées technologiques (p. ex. efficacité accrue, nouveaux modes de production). Pour l'instant, l'OFEN ne parle que d'hydrogène vert.²¹ Il peut toutefois être judicieux de s'appuyer sur davantage de couleurs, car cela accélère la phase de transition (offre plus étendue et moins chère, économies d'échelle éventuelles).²²

L'hydrogène rouge utilise comme source d'électricité l'énergie nucléaire. Elle est par conséquent neutre en CO₂, mais non renouvelable, ce qui peut constituer une solution transitoire. La construction de nouvelles centrales nucléaires est difficilement réalisable en Suisse. L'hydrogène bleu ou turquoise est produit à partir d'une énergie fossile (gaz naturel) et se distingue par son procédé (vaporeformage ou pyrolyse du méthane). Ces procédés peuvent être exploités de manière neutre en CO₂ par le biais du captage et du stockage du carbone (*Carbon Capture and Storage*, CCS). La production nationale d'hydrogène bleu/turquoise ne semble guère réaliste en raison du manque d'acceptation et de coûts élevés, alors que la recherche internationale et les projets pilotes pourraient être soutenus. Le captage et le stockage du CO₂ restent caractérisés par des coûts très élevés et des problèmes d'acceptation, même après des décennies de recherche et de développement.²³

Également obtenu à partir d'énergies fossiles, l'hydrogène gris n'est toutefois pas neutre en CO₂. L'hydrogène issu du vaporeformage existe depuis longtemps sur le marché et ne s'est pas largement imposé dans le domaine de l'énergie, notamment de l'électricité, et ce pour des raisons d'efficacité. Une production supplémentaire d'hydrogène avec émissions de CO₂ ne se concrétisera pas en Suisse, mais il n'en est pas de même en Europe.²⁴

Le Tableau 2 montre les différentes couleurs de l'hydrogène ainsi que leurs opportunités et risques.

Couleur	Agents énergétiques primaires	Opportunités	Risques
Vert	Énergies renouvelables	Neutralité CO ₂ Acceptation	Vitesse de développement
Rouge	Nucléaire	Neutralité CO ₂ Solution transitoire	Acceptation, coûts
Bleu / turquoise	Fossile avec CCS	Neutralité CO ₂	Acceptation, coûts, sécurité
Gris	Fossile sans CCS	Solution transitoire	CO ₂ , acceptation, géopolitique

Tableau 2: Couleurs de l'hydrogène, opportunités et risques

¹⁹ Le principe de l'additionnalité dans l'*Amendment to the Renewable Energy Directive* prévoit que les RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) renouvelables procèdent au prélèvement de l'électricité à partir d'une nouvelle installation, ce qui assure ainsi la concordance locale et temporelle. Cela ralentit le développement du marché européen de l'hydrogène et affaiblit l'hydraulique suisse. Il n'est pas non plus certain que les différentes couleurs puissent utiliser la même infrastructure, qu'elles soient certifiées de manière analogue à l'électricité et que l'électrolyse transmette les GO correspondantes du courant à l'hydrogène.

²⁰ Le projet d'acte délégué du 20 mai 2022 propose des conditions à cet effet.

²¹ Éventuellement avec limitation à l'hydrogène neutre en CO₂.

²² Par une meilleure utilisation des infrastructures et une concurrence accrue au niveau de la production.

²³ Pour des raisons politiques (résistance attendue comme pour l'élimination des déchets radioactifs), aucun stockage final de CO₂ n'est pour l'instant prévu en Suisse.

²⁴ Ainsi, les camions de Hyundai Hydrogen Mobility ne doivent pas s'arrêter uniquement parce que la quantité d'hydrogène neutre en CO₂ n'est pas (encore) suffisante.

Dans la mesure où l'hydrogène peut être produit avec différents agents énergétiques, y compris fossiles, un système de certificats est nécessaire. Cette approche assure la transparence²⁵ et autorise le négoce d'une matière première de diverses qualités au sein d'une même infrastructure, comme c'est le cas pour l'électricité. Elle se distingue en outre par sa neutralité CO₂. Les garanties d'origine (GO) peuvent combiner les différentes qualités d'électricité et d'hydrogène et attribuer des certificats de la couleur d'origine pour la reconversion en électricité. Contrairement à l'électricité renouvelable, le gaz renouvelable, tant qu'il est mélangé à du gaz fossile, n'est actuellement pas reconnu comme tel lors de ses importations à des fins d'exonération d'impôts et de taxes.

L'OFEN souhaite instaurer à l'avenir, dans le prolongement de la stratégie de l'UE, un système uniforme de garanties d'origine pour tous les agents énergétiques²⁶ afin d'éviter les doublons des GO et de permettre la certification de la qualité de l'hydrogène vis-à-vis des clientes et clients finaux et des autorités. Dans le cadre d'une collaboration internationale, Pronovo établit à cet effet un registre de tous les agents énergétiques qui est compatible avec la réglementation européenne.²⁷ Le système GO sera déterminant, surtout pour les importations. La reconnaissance des GO suisses au sein de l'UE dépend de la sphère politique (absence d'accord-cadre). Enfin, la question des couleurs ne se pose pas uniquement pour l'agent énergétique, mais pour la mise à disposition dans son ensemble. Au-delà des GO, il faut par exemple clarifier si la production durable d'hydrogène est suffisante pour une classification en tant que «décarboné» ou si celui-ci doit aussi atteindre la station-service en étant exempt de CO₂.

Branche de l'électricité

La Suisse entend parvenir à la neutralité CO₂ d'ici à 2050. L'AES reconnaît et soutient l'objectif de neutralité climatique de la Suisse. L'hydrogène doit donc lui aussi être neutre en CO₂, indépendamment toutefois des du mode de production, à savoir qu'il soit produit au moyen d'énergies renouvelables, à partir d'électricité neutre en CO₂ ou avec captage du CO₂. À long terme, c'est l'hydrogène vert qui s'imposera. En principe, l'hydrogène provenant de l'électricité issue des centrales nucléaires (suisses), mais aussi d'énergies renouvelables issues d'installations existantes telles que les centrales au fil de l'eau doit également être autorisé en Suisse. Il est important, précisément pour l'accélération de l'hydrogène sur le marché, que la qualité ne soit pas encore inutilement restreinte. L'AES rejette donc aussi le principe d'additionnalité, qui ne déclare comme renouvelable que l'hydrogène issu d'installations nouvellement construites.

Même l'hydrogène contenant du CO₂ peut s'avérer judicieux à court ou à moyen terme pour garantir une disponibilité suffisante de l'hydrogène et favoriser ainsi l'essor du marché. La régulation doit se concentrer sur les sources d'énergie primaire (p. ex. certificats de CO₂) et n'interdire aucune technologie.

La Confédération doit travailler à la compatibilité entre la réglementation de l'électricité et celle de l'hydrogène²⁸, quelle que soit la qualité. Ainsi, pour assurer l'efficacité du transport et du négoce, différentes qualités d'hydrogène doivent pouvoir utiliser la même infrastructure, et les GO doivent rester compatibles dans les deux sens de transformation. Même sans accord sur l'électricité, la Suisse doit œuvrer avec l'UE en vue d'un accord sur les GO rejetant autant que possible le principe de l'additionnalité et considérant l'hydrogène vert comme renouvelable de manière générale, indépendamment du fait que l'électricité nécessaire à cet effet provienne d'installations nouvelles ou existantes.

²⁵ Elle permet aussi d'assurer la traçabilité et de lutter contre les fausses idées selon lesquelles «tout ce qui utilise de l'hydrogène est vert».

²⁶ Donc pas seulement pour l'électricité, mais aussi pour les combustibles et les carburants renouvelables, y compris des gaz comme l'hydrogène.

²⁷ Les adaptations nécessaires de l'ordonnance doivent avoir lieu en Suisse en 2022, et la mise en œuvre des directives se poursuivra en 2023. La date de mise en œuvre la plus proche possible est 2024.

²⁸ Cette règle s'applique également à tous les autres gaz utilisés comme agents énergétiques.

2.3 Marché local: la Suisse produit elle-même une partie de l'hydrogène nécessaire

L'hydrogène peut, à long terme, contribuer de manière déterminante à la sécurité d'approvisionnement en énergie de la Suisse. En fonction de l'offre et de la demande d'électricité, la Stratégie énergétique conduira peut-être à des écarts tellement importants entre l'été et l'hiver que le recours à cet agent sera également rentable dans le secteur de l'électricité. L'étude «Analyse Stromzusammenarbeit Schweiz-EU» (Analyse de la coopération en matière d'électricité entre la Suisse et l'UE, en allemand) ²⁹ a mis en évidence le besoin d'un niveau élevé d'auto-approvisionnement en électricité. La guerre en Ukraine a dans le même temps attiré l'attention sur les risques d'une forte dépendance vis-à-vis de l'étranger dans le secteur du gaz.³⁰ Une hausse du degré d'auto-approvisionnement semble indiquée dans le secteur de l'énergie. En Suisse, le potentiel bon marché de production d'hydrogène vert existe avant tout pendant le semestre estival et à midi, lorsque l'on dispose d'un excédent d'électricité issue d'énergies renouvelables, notamment du photovoltaïque; en cela, la production d'hydrogène, par sa flexibilité, soulage déjà en partie aujourd'hui le système électrique. Selon toute probabilité, il sera nécessaire d'importer de l'électricité et, éventuellement, de l'hydrogène au moins en hiver, indépendamment de la production d'hydrogène indigène.³¹

La production d'hydrogène en Suisse s'annonce incertaine à l'avenir: dans de nombreux cas, dans la situation actuelle, la rentabilité³² n'est guère garantie, le potentiel de production au niveau local est limité³³ et il faudra assurément compter sur les importations futures. Il existe un conflit d'objectifs entre l'hydrogène au prix le plus bas possible, compte tenu des coûts de transport, et la garantie d'une capacité d'auto-approvisionnement suffisante. Une réduction de la dépendance vis-à-vis de l'étranger est possible à moyen ou long terme et pertinente pour des raisons géopolitiques³⁴, même en cas de coûts plus élevés, voire aussi en cas d'intégration efficace au réseau européen d'hydrogène. En outre, dans certaines régions, la production locale peut également s'avérer rentable pour limiter au maximum les coûts de transport. Or la garantie de la neutralité en CO₂ et de l'origine renouvelable repose sur l'existence d'un système GO fiable et compatible avec l'Europe. Une éventuelle production indigène d'hydrogène en hiver utilisant de l'électricité importée provenant de sources non renouvelables ne permettrait plus de respecter ces deux conditions. Au final, la Suisse doit importer selon ses besoins et ne produire que de l'hydrogène économiquement pertinent.

Les Perspectives énergétiques 2050+ tablent aussi bien sur la production nationale que sur l'importation d'hydrogène.³⁵ L'hydrogène issu de l'électrolyse compte trois facteurs de coûts: les coûts d'amortissement (CAPEX), les coûts d'exploitation (OPEX) et les coûts énergétiques. De nombreux projets sont actuellement envisagés sur tout le territoire suisse dans le domaine de la production d'hydrogène vert, généralement au niveau de centrales au fil de l'eau.³⁶ L'UE entend augmenter sa production et ses importations pour atteindre 20 mégatonnes d'ici à 2030³⁷, un chiffre quatre fois plus élevé que ce que vise l'«Ajustement à l'objectif 55» («Fit for 55»), remplaçant ainsi une grande partie du gaz russe.³⁸ La révision de la Directive sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs prévoit en outre l'installation de points de ravitaillement en hydrogène ouverts au public au moins tous les 150 km et dans toutes les agglomérations.

²⁹ Ici, c'est l'absence d'accord sur l'électricité et l'intégration de Swissgrid dans le réseau interconnecté européen qui préoccupent le plus.

³⁰ L'hydrogène intéresse à cet égard dans l'optique de la décarbonation et non pour couvrir la demande actuelle (quasi inexistante).

³¹ Depuis la guerre en Ukraine, des partenaires fiables, sur la même longueur d'onde, ont de nouveau le vent en poupe, y compris au sein de l'UE.

³² Le principal facteur de coûts est le prix de l'électricité, et celui déterminant pour la rentabilité réside au final dans le prix de vente de l'hydrogène.

³³ En raison de la pénurie d'électricité, de coûts généralement élevés, de l'absence de soleil/vent et d'une disposition limitée à payer les GO suisses

³⁴ Comme pour le secteur de l'électricité, qui bénéficie justement d'une production accrue d'hydrogène propre.

³⁵ Accroissement de la capacité de production d'hydrogène vert de 3 MW actuellement à 300 MW d'ici à 2030, puis importations pour couvrir les besoins supplémentaires.

³⁶ Cf. section 2.1

³⁷ UE (2022), chapitre II

³⁸ UE (2022), factsheet, p. 2, voir aussi CME (2021a) sur les opportunités et obstacles à l'importation d'hydrogène en Europe.

De plus grandes capacités d'importation par pipeline ne devraient être disponibles qu'à partir de 2045: l'acheminement en Suisse devra auparavant être assuré par bateau, par rail ou par route, les limites de la capacité étant principalement déterminées par le prix³⁹, ou l'hydrogène devrait être adjoint dans le réseau gazier existant.

Les principaux obstacles à la production d'hydrogène vert sont le manque de rentabilité actuelle et l'absence d'économies d'échelle permettant un plus large développement. Dans l'idéal, il faudrait également disposer d'un excédent suffisant d'électricité d'origine renouvelable. Aujourd'hui, en raison des coûts d'amortissement, les électrolyseurs⁴⁰ ne peuvent être rentables que si la charge est élevée⁴¹. Les efforts déployés afin de limiter autant que possible les coûts de revient selon la structure de prix horaire actuelle excluent une utilisation ciblée rentable de l'excédent d'électricité pendant quelques heures seulement. À court terme⁴², en raison de coûts de transport élevés, la Suisse devra produire elle-même la majeure partie de l'hydrogène; à long terme, les possibilités d'importation augmenteront.⁴³ Cette approche pourrait permettre de remplacer les agents énergétiques fossiles: la question est de savoir quand un pipeline sera disponible en Suisse et quand les installations de production d'hydrogène seront mises en service. L'évolutivité est essentielle. L'évolution des prix de l'hydrogène⁴⁴ est soumise à de très fortes incertitudes en raison des grandes difficultés à établir des prévisions et de la volatilité des prix de l'électricité. Toutefois, l'hydrogène vert devrait être moins cher que l'hydrogène gris à compter de 2030. Les fournisseurs d'énergie et les acteurs privés poursuivent le développement de l'hydrogène vert à tous les maillons de la chaîne de création de valeur: *upstream* avec adjonction, *midstream* avec intégration au réseau européen et *downstream* avec la mobilité.

Branche de l'électricité

Grâce à l'avance qu'ils possèdent en matière de savoir-faire, les producteurs d'électricité peuvent jouer un rôle dans les domaines de l'hydrogène et du gaz renouvelable (de toutes sortes et de toutes couleurs). Il faut créer un marché économique suisse, doté notamment de capacités de production, afin de pouvoir couvrir l'ensemble de la chaîne de création de valeur, ne fût-ce que pour une partie de la consommation totale. L'encouragement peut s'avérer ici nécessaire. Une électricité avec des coûts marginaux bas est une condition préalable à la production rentable d'hydrogène. Si le réseau gazier européen devient compatible avec l'hydrogène, le volume de stockage abordable disponible pour la compensation de fluctuations (saisonnnières) augmentera et contribuera indirectement à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Il est important que l'encouragement éventuel de l'hydrogène s'effectue de manière transparente et directe et que les réseaux électriques ne soient pas grevés de taxes supplémentaires, car ils sont cruciaux pour le développement de cette ressource. La Suisse doit harmoniser sa réglementation avec les directives européennes.⁴⁵

³⁹ Alpiq (2018) estime les limites de capacité pour l'importation d'hydrogène en Suisse à 7 TWh en 2030, 11 TWh en 2040 et 53 TWh en 2050.

⁴⁰ Le développement mondial prévu des technologies de *power-to-gas/power-to-liquid* devrait entraîner une forte diminution des coûts dans les décennies à venir, ce qui accroîtra la compétitivité des agents énergétiques basés sur l'électricité.

⁴¹ Étude de cas au Japon 2018: 2500 heures par an.

⁴² Les besoins d'importation de toutes parts lors de la phase d'essor du marché sans moyens de transport pertinents sur le plan énergétique ne permettent pas de réaliser des importations substantielles à des prix compétitifs.

⁴³ Produit dans des régions à forte production d'énergie renouvelable (mer du Nord, Europe du Sud, Afrique du Nord), transporté par une infrastructure d'hydrogène européenne.

⁴⁴ Hydrex, indice des prix de l'hydrogène (vert/bleu/gris) pour l'Allemagne: Alpiq (2018) table sur une fourchette de CHF 6–8/kg en 2020, de CHF 5–6/kg en 2030, de CHF 3–4 en 2040 et de CHF 2–3 en 2050.

⁴⁵ Dans le sens de la prise de position conjointe du Forum pentalatéral de l'énergie de septembre 2021.

2.4 Réserves-tampons: l'hydrogène valorise les excédents d'électricité et comble une partie des lacunes hivernales

Il est difficile de stocker l'électricité à grande échelle au fil des saisons. Sachant que la Suisse a mis l'accent sur le développement des installations photovoltaïques, on peut s'attendre à une production excédentaire en été et à des déficits hivernaux. Aujourd'hui déjà, il existe en Suisse d'importantes disparités en matière de production et de consommation d'électricité entre l'été et l'hiver. Cet excédent⁴⁶ devrait augmenter avec le développement de sources d'électricité renouvelables fluctuantes⁴⁷ et pourrait être utilisé pour fabriquer des agents énergétiques liquides ou gazeux basés sur l'électricité, tels que l'hydrogène. Cette valorisation n'est toutefois pas rentable à l'heure actuelle.⁴⁸ S'il est peu probable qu'à l'avenir, l'hydrogène soit à lui seul capable de venir à bout du report, il peut y contribuer. La production d'hydrogène peut en outre aider à stabiliser le réseau électrique en valorisant le courant excédentaire. Indépendamment de l'électricité, le secteur en croissance de l'hydrogène en Europe augmentera sa part dans le négoce international du gaz. La Suisse peut en profiter en tant que pays de transit du gaz.

En tant que système de stockage d'énergie chimique, le gaz peut stocker de grandes quantités d'énergie sur une longue période et avec de faibles pertes. Les dispositifs de stockage (d'hydrogène)⁴⁹ se prêtent donc au report, même durant des mois et des années⁵⁰, et peuvent contribuer au report saisonnier. Les cavernes de stockage de gaz peuvent être rentables sur de longs cycles⁵¹, et l'hydrogène rend possible la répartition de l'énergie non seulement dans le temps, mais aussi dans l'espace. Les conduites de gaz peuvent d'ores et déjà transporter ⁵² nettement plus d'énergie que les câbles électriques⁵³, ce qui permet de faire parvenir en Suisse de l'électricité neutre sur le plan climatique – convertie en hydrogène – sans coûts disproportionnés, même à partir de régions du monde non reliées aux lignes électriques.⁵⁴ L'AES est néanmoins convaincue que le couplage des secteurs – et, parmi ceux-ci, les agents énergétiques basés sur l'électricité, y compris l'hydrogène – ne contribuera dans un futur proche que de façon limitée à la compensation des lacunes hivernales ou à la réduction de la dépendance vis-à-vis des autres pays. Cela s'explique par la rentabilité actuellement insuffisante du *power-to-X* et par le manque de possibilités de stockage saisonnier du gaz en Suisse.⁵⁵

De nombreuses technologies clés du couplage des secteurs ne sont pas encore rentables à l'heure actuelle, notamment le *power-to-gas* et le couplage chaleur-force.⁵⁶ La rentabilité nécessiterait de plus grands écarts de prix et/ou des électrolyseurs ou des installations de reconversion en électricité meilleur marché. Le profil de la demande d'hydrogène constitue un autre facteur déterminant.⁵⁷ Si les projets étaient axés sur la valorisation de l'excédent d'électricité, ils ne pourraient répondre qu'en été à la demande, qui est aujourd'hui répartie uniformément sur l'année. Les possibilités de stockage pourraient certes résoudre la question, mais les capacités actuelles de stockage du gaz en Suisse, avec environ 90 GWh dans le réseau gazier et un dispositif de stockage proche, dans le Jura français, garanti par un accord international⁵⁸, sont faibles. Les

⁴⁶ La quantité d'électricité produite dépasse momentanément la consommation (y compris pertes et charge de l'accumulateur) et n'est pas utilisée.

⁴⁷ En Suisse, photovoltaïque en particulier.

⁴⁸ À l'avenir aussi, la Suisse pourrait être moins chère grâce à des centrales à gaz ou à une intégration plus poussée en Europe.

⁴⁹ De préférence des cavités salines, car elles sont rentables et ont peu d'impact sur le paysage ou la nature.

⁵⁰ Capacités de stockage et durées de décharge des dispositifs de stockage d'énergie réalisés.

⁵¹ Le principal problème lié à la part élevée des nouvelles énergies renouvelables dans le système électrique.

⁵² Carte des flux de gaz en Europe.

⁵³ La Suisse dispose elle aussi de capacités considérables d'importation de gaz, plus que l'électricité sur le plan énergétique.

⁵⁴ Augmentation des capacités de regazification du gaz liquide en Europe de plus de 100 milliards de mètres cubes par an d'ici au milieu des années 2020.

⁵⁵ AES (2019), Message 4

⁵⁶ AES et ASIG (2021), page 7

⁵⁷ La demande se répartit de façon régulière sur l'année en ce qui concerne la mobilité; on observe des effets similaires avec les dispositifs de stockage de chaleur saisonniers ainsi que l'utilisation de l'hydrogène au lieu du gaz naturel en été dans le but de réduire les émissions de CO₂.

⁵⁸ Plus forages exploratoires pour un dispositif de stockage LRC d'une capacité liée au méthane de 1,2 TWh.

pays voisins de la Suisse disposent des plus grandes installations de stockage de gaz d'Europe⁵⁹, et le potentiel à l'échelle de l'Europe s'élève à plus de 80 PWh.

Le développement du parc de centrales en Suisse et en Europe, ainsi que leur couplage énergétique avec les marchés de l'électricité et du gaz jouent un rôle moteur. L'hydrogène vert, en tant que combustible exempt de CO₂ pour les centrales *back-up*, peut contribuer à atténuer les risques liés à l'approvisionnement en électricité engendrés par une électrification croissante. Étant donné que le recours à des centrales *back-up* se ferait probablement au semestre d'hiver, ces centrales ont besoin de dispositifs de stockage d'hydrogène saisonniers. Il est envisageable, pour une période de transition, d'exploiter les centrales *back-up* au gaz naturel et de compenser les émissions de CO₂ au cours du semestre estival en produisant de l'hydrogène vert et en l'injectant – dans la mesure où cela est techniquement possible – dans le réseau gazier. À compter de 2040, si la Suisse produit et stocke potentiellement des quantités significatives d'hydrogène, elle n'en fera peut-être pas usage, car les réflexions portant sur la rentabilité des énergies renouvelables ne concluent pas à un tel besoin excédentaire d'électricité. L'éventuel raccordement de la Suisse à l'UE via un gazoduc performant devrait atténuer la saisonnalité de la production et de la demande d'électricité.⁶⁰

Branche de l'électricité

L'hydrogène est un agent énergétique pouvant naturellement servir au stockage saisonnier de la future offre excédentaire en électricité en été et permettre de réduire les déficits hivernaux. La large fourchette prévisionnelle relative aux flexibilités nécessaires et l'évolution des prix de l'électricité représentent toutefois un obstacle au développement des projets correspondants. La production d'hydrogène peut en outre aggraver la pénurie d'électricité. Le DETEC élabore des dispositions pour les centrales de réserve à alimentation bicarburant et climatiquement neutres. EUTurbines classifie déjà les turbines à gaz selon leur capacité à traiter des parts substantielles d'hydrogène dans le combustible, ainsi que selon la charge de travail nécessaire pour accomplir cela.⁶¹ À la place ou en complément, les moteurs à gaz CCF pourraient être alimentés à l'hydrogène. L'hydrogène peut par ailleurs soulager le réseau électrique⁶² lorsque les électrolyseurs sont placés et exploités dans l'intérêt du réseau.⁶³ Le choix optimal des niveaux de réseau et des sites⁶⁴ nécessite une planification du système électrique qui offre aussi un avenir à l'hydrogène.

De nombreux membres de l'AES s'engagent dans ce secteur d'activité, qui sert également à la stabilisation de l'approvisionnement en électricité et à la sécurité d'approvisionnement. La perspective de l'électricité suggère de considérer la rentabilité.⁶⁵ Le fait de valoriser l'excédent d'électricité avec le minimum de sollicitations possible du réseau sert la sécurité du réseau. L'hydrogène doit être produit de manière décentralisée et transporté via le réseau gazier, ou encore stocké de manière décentralisée. L'encouragement doit favoriser le report saisonnier⁶⁶ et faciliter le recours aux nouvelles techniques.

⁵⁹ Outre l'Ukraine et les Pays-Bas.

⁶⁰ E.ON a annoncé l'acheminement chaque année en Europe de 5 millions de tonnes d'hydrogène vert australien d'ici à 2030.

⁶¹ MARCOGAZ (2019) estime qu'une part d'hydrogène de 30% dans les turbines à gaz actuelles est possible sans adaptations majeures.

⁶² Les investissements annuels dans les secteurs de l'électricité et du gaz ont baissé d'un tiers, ce qui représente des économies atteignant des dizaines de milliards en Europe.

⁶³ Économie de 24% sur les coûts de réseau grâce à une production d'hydrogène proche de la production d'électricité (papier à ce sujet).

⁶⁴ En cas de suppression de l'encouragement ou de complications lors du retour de concessions (notamment en cas de droits partagés).

⁶⁵ Production d'hydrogène en fonction des signaux de prix, non pas dans une perspective de sécurité d'approvisionnement; seul le développement des énergies renouvelables crée les bases commerciales.

⁶⁶ P. ex. contributions d'investissement pour les électrolyseurs.

2.5 Réseau: l'hydrogène prend une part dans le réseau de gaz développé

L'hydrogène nécessite une infrastructure adéquate. La reconversion des réseaux de gaz naturel existants constitue une option permettant d'économiser les ressources, un remplacement intégral nécessitant pour sa part des investissements colossaux. Le processus d'adjonction semble toutefois fonctionner dans une large mesure, même si la compatibilité du réseau gazier actuel avec l'hydrogène n'est pas encore définitivement clarifiée. La qualité du gaz sur le réseau suisse a évolué au fil du temps. Il y a 100 ans déjà, l'hydrogène était l'une des principales composantes du gaz de ville de l'époque.⁶⁷ L'ASIG prévoit qu'à l'avenir, une part considérable d'hydrogène sera à nouveau présente dans les réseaux gaziers. L'adjonction d'hydrogène dans le réseau gazier existant nécessite l'étude de la compatibilité du réseau et des applications finales, ainsi que certaines adaptations en périphérie (p. ex. au niveau des appareils de mesure). Cela se fonde sur la directive G18 «Qualité du gaz» de la SSIGE, qui prévoit une part d'hydrogène pouvant aller jusqu'à 10% dans le réseau de gaz existant et l'exploitation de réseaux 100% hydrogène à compter de juin 2022. Une analyse du réseau H₂ réel doit recenser les tolérances sur les réseaux de distribution suisses. La décision relative à l'adjonction dépend alors de plusieurs aspects en matière d'utilisation, des fournisseurs et de l'exploitation.

Le type de gaz importé à l'avenir par la Suisse dépendra de la situation dans les autres pays européens, mais aussi du progrès technique en matière de méthanation et de captage du CO₂.⁶⁸ Il existe pour le moment de fortes incertitudes quant à la disponibilité de l'hydrogène et des appareils destinés à la production et à la consommation.

La question de la réduction des émissions de CO₂ issues de la production de chaleur conduit de nombreux gestionnaires de réseau de gaz en Suisse à s'interroger sur l'avenir de l'infrastructure. Des mises à l'arrêt sont même parfois prévues à moyen terme. Une telle évolution permettra d'éviter ou de rendre plus coûteuse l'utilisation des réseaux de gaz pour le couplage des secteurs.⁶⁹ La demande hâtive de mise à l'arrêt répond avant tout à des motivations politiques: elle empêche l'utilisation d'une infrastructure éprouvée pour le transport d'énergies renouvelables issues du biogaz et la mise en place d'une économie verte de l'hydrogène, et accroît la pression sur les réseaux électriques en renonçant ainsi à la chaleur issue du gaz. De nombreuses études⁷⁰ montrent qu'aussi bien les réseaux de transport que les réseaux de distribution peuvent en grande partie supporter l'hydrogène.⁷¹ Le réseau de gaz naturel est donc adapté à une adjonction d'hydrogène à vaste échelle, mais ce dernier arrive-t-il à temps pour une exploitation économique sans faille? En l'absence de réseau, l'hydrogène peut aussi être transporté par route⁷², par rail⁷³ ou par bateau.⁷⁴

Actuellement, c'est le secteur de la mobilité qui détermine la demande d'hydrogène vert en Suisse.⁷⁵ Une restructuration de l'infrastructure de gaz naturel existante est attendue par étapes à moyen et long termes⁷⁶. La politique de l'UE notamment en ce qui concerne la dorsale européenne de l'hydrogène (European

⁶⁷ Le gaz de ville se composait environ pour moitié d'hydrogène.

⁶⁸ La méthanation, onéreuse, contribuera à l'essor plus rapide de réseaux 100% hydrogène. Le CCUS (captage, utilisation et stockage du CO₂), bon marché, favorise le vaporeformage dans les dépôts de CO₂ ou la pyrolyse dans les sites d'exploitation du carbone.

⁶⁹ AES et ASIG (2021), page 8

⁷⁰ Le Conseil national de l'hydrogène allemand (2021) fournit une bonne vue d'ensemble de la question.

⁷¹ L'alliance Ready4H₂ coordonne la transformation des réseaux de gaz naturel en réseaux d'hydrogène vert et d'autres gaz verts.

⁷² Le transport dans des réservoirs est judicieux en cas d'approvisionnement ponctuel de petits consommateurs.

⁷³ À peu près équivalent à la route en termes de coûts, mais avec des émissions dues aux transports nettement plus faibles.

⁷⁴ Les coûts logistiques, les émissions et les pertes énergétiques jouent un rôle dans le choix du moyen de transport.

⁷⁵ 50 camions en service (1600 d'ici 2025), 10 GWh (300 t) d'hydrogène vert par an, approvisionnés par des points de ravitaillement en hydrogène (dont Freienbach par pipeline).

⁷⁶ Ajout accru dans un nombre croissant de réseaux partiels, y compris des gaz renouvelables autres que l'hydrogène.

Hydrogen Backbone), ouvre des perspectives. Celle-ci doit offrir un réseau commun d'hydrogène⁷⁷, tabler sur des primo adoptants n'ayant aucune ou que peu d'alternatives au gaz dans les centres industriels de la région du Rhin inférieur, reposer pour trois quarts sur des conduites de gaz naturel reconverties et traverser la Suisse.

Branche de l'électricité

Le couplage des secteurs contribue à œuvrer en faveur de la décarbonation en remplaçant les agents énergétiques fossiles mobilisés pour le chauffage des bâtiments (pétrole, gaz) et la mobilité (essence, diesel) par de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.⁷⁸ Inversement, les réseaux de gaz peuvent contribuer de manière significative à la sécurité d'approvisionnement (mot-clé: pénuries de courant hivernales) par le biais de l'hydrogène. Des questions d'ordre technique et économique demeurent toutefois en suspens en ce qui concerne l'interaction entre les réseaux de gaz naturel, d'hydrogène et d'électricité. Afin de permettre à tous les réseaux de s'adapter à temps et de façon rentable et viable, il est intéressant d'établir un calendrier intersectoriel contraignant pour les besoins en électricité et en gaz. Les lois différentes au niveau cantonal s'appliquent au gaz dans le domaine de la chaleur.⁷⁹ De nombreuses EAE opèrent dans les secteurs de l'électricité et du gaz, jouissent de compétences en matière de négoce d'agents énergétiques et seront appelées à jouer un rôle important dans l'importation et l'exportation d'hydrogène renouvelable.

Dans le but de promouvoir le couplage des secteurs, les gestionnaires de réseau doivent obtenir une plus grande marge de manœuvre tarifaire afin de favoriser un comportement des acteurs du marché axé sur les besoins du réseau.⁸⁰ Du point de vue des gestionnaires de réseau de gaz, le législateur doit traiter les différents réseaux de gaz sur un pied d'égalité, ce qui simplifie le financement. L'infrastructure électrique devrait également se concentrer sur le couplage des secteurs et viser une connexion de la Suisse le plus tôt possible à des réseaux européens d'hydrogène performants.⁸¹

2.6 Régulation: les investissements privés requièrent des conditions-cadre contraignantes dans un délai court

Il est important pour les investisseurs et investisseuses de disposer de conditions-cadre solides et fiables. D'éventuelles incertitudes sont prises en compte et renchérissent les coûts de certains projets, ce qui peut même entraîner l'abandon de certains d'entre eux. Même si les premiers projets dans le domaine de l'hydrogène sont déjà réalisés, des investissements de dimension pertinente sur le plan énergétique nécessitent un cadre réglementaire. Il est par ailleurs important que la Suisse documente sa volonté politique, à l'instar de la stratégie de l'hydrogène adoptée par l'UE. Le cadre réglementaire qui en résultera doit permettre le couplage des secteurs, ainsi que l'utilisation accrue de l'hydrogène et supprimer les obstacles existants.⁸² Il est toutefois encore trop tôt pour appliquer certaines normes, ce cadre devant évoluer en permanence, comme dans le secteur de l'électricité: le marché est souvent plus rapide que la sphère politique. Lors de

⁷⁷ Enagás et al. (2020), European Hydrogen Backbone, p. 5 et 8

⁷⁸ AES (2019), Message 1

⁷⁹ De l'interdiction de fait des chauffages au gaz / à l'huile (BS) à l'ouverture technologique à l'exception des agents énergétiques fossiles (GL) en passant par une part minimale de gaz renouvelable lors du remplacement des systèmes de chauffage dans plusieurs cantons.

⁸⁰ VSE (2019), Message 8

⁸¹ Dorsale européenne de l'hydrogène (European Hydrogen Backbone) (carte) ou avant son rattachement au corridor Delta.

⁸² AES et ASIG (2021), page 7:

- Compétences et législations (Confédération/cantons) différentes selon les secteurs (p. ex. bâtiments)
- Différences de taxation sur les agents énergétiques en général (gaz, diesel, essence, mazout, électricité)
- Différences d'internalisation des coûts du CO2 selon les agents énergétiques (p. ex. combustibles, carburants)
- Absence de concepts d'intégration intersectorielle des dispositifs de stockage
- Régulation restrictive entraînant un manque d'innovation

l'élaboration de la régulation, il conviendra alors de trouver un équilibre entre les exigences réglementaires et la liberté entrepreneuriale.

Les producteurs d'hydrogène sont en proie à l'incertitude à double titre. D'une part, les coûts variables dépendent des prix de l'énergie et du CO₂, difficilement prévisibles. D'autre part, une forte inconnue demeure du côté de la demande, qui est non seulement liée à l'évolution du marché, mais aussi de manière décisive à la régulation. Par exemple, la propension à payer des consommateurs/trices finaux est fonction des avantages en matière d'impôts et de taxes (notamment taxe sur le CO₂, RPLP, impôt sur les huiles minérales) que peut leur procurer l'utilisation de l'hydrogène. En outre, l'existence de l'infrastructure nécessaire (par exemple points de ravitaillement) et l'accessibilité de cette dernière sont deux autres facteurs cruciaux favorisant le passage à l'hydrogène. La régulation peut donc se révéler bénéfique pour l'évolution de la demande.

L'essor de l'hydrogène sur le marché peut également être favorisé par l'encouragement. L'amélioration de la rentabilité des projets axés sur l'hydrogène pourrait permettre d'accroître la disponibilité de cet agent dans le pays et de garantir une sécurité d'approvisionnement supplémentaire pour les consommateurs/trices finaux. L'encouragement de l'hydrogène peut s'orienter vers les mêmes principes que dans le secteur de l'électricité. Ce dernier pourrait être mis en œuvre après adaptation de la LEné ou de la future LApGaz. Des incitations tarifaires visant à stimuler la production nationale d'hydrogène et son utilisation en guise de soupape utile au réseau ou au système pourraient également être envisagées.⁸³ Cela est particulièrement pertinent pour les centrales au fil de l'eau ou les installations photovoltaïques qui, conformément aux Perspectives énergétiques 2050+, produisent pendant les périodes où les recettes sont faibles sur le marché de l'électricité.

La prise en compte de l'hydrogène sur le marché suisse du gaz et des infrastructures y afférentes nécessite également des signaux et des engagements politiques clairs. À cet égard, la Suisse peut s'aligner sur l'UE, où le projet du paquet sur le marché de l'hydrogène et du gaz décarboné a été publié fin 2021. Le paquet législatif complète la réglementation du marché du gaz en y ajoutant la question de l'hydrogène. Il régit par exemple l'adjonction d'hydrogène au réseau gazier existant, la certification de l'hydrogène renouvelable et les incitations tarifaires. Une infrastructure européenne pour l'hydrogène doit également voir le jour. La Suisse doit, à cet égard, réfléchir à la possibilité et à la pertinence de se coupler à cette infrastructure, et il conviendra aussi d'envisager l'accès aux dispositifs de stockage à l'étranger.⁸⁴

Branche de l'électricité

Dans le domaine de l'hydrogène, différents modèles d'affaires présentent un intérêt pour la branche de l'électricité, la viabilité commerciale de cet agent énergétique dépendant de la sécurité d'investissement ou des conditions-cadre réglementaires. À l'heure actuelle, les réglementations relatives à la construction des électrolyseurs varient d'un canton à l'autre, ce qui complique considérablement ce type de projets: un cadre uniforme⁸⁵ pour tous les cantons (sans pondérations propres comme dans le MoPEC) s'avérerait utile. De plus, la capacité à obtenir des autorisations doit être garantie pour les électrolyseurs (par exemple permettre

⁸³ À l'étranger, de nombreuses manières d'encourager sont appliquées, directement via le soutien aux installations de production (contributions aux investissements/CAPEX pour les électrolyseurs, coûts d'exploitation/OPEX revenus garantis via des contrats de différence) ou indirectement via un renforcement de la demande (contributions d'investissement/CAPEX pour les véhicules ou les stations-service, revenus supplémentaires/économies réalisées dans le cadre de l'exonération de RPLP, de l'impôt sur les huiles minérales ou de quotas pour les consommateurs finaux).

⁸⁴ La priorité actuelle est l'accès de la Suisse aux dispositifs de stockage de gaz étrangers afin de garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz. La déclaration d'intention sur la coordination du stockage du gaz naturel dans le cadre du Forum pentalatéral de l'énergie du 30 mars 2022 peut être considérée comme une première étape en la matière.

⁸⁵ Exigences claires et uniformes pour la conception de projet et la réalisation d'installations (autorisations, exigences de sécurité, contrôles de la compatibilité).

l'implantation imposée par la destination hors des zones à bâtir), et les procédures d'autorisation doivent être raccourcies. Il pourrait également être judicieux de passer à des taxes dynamiques tenant correctement compte de la valeur temporelle de l'efficacité énergétique.

L'AES salue le couplage des secteurs et lui accorde un rôle important. Les stratégies et scénarios relatifs à l'hydrogène devraient donc également tenir compte des domaines voisins⁸⁶. Pour réaliser les gains d'efficacité induits par le couplage des secteurs, il faut en outre disposer d'une vision d'ensemble en matière de régulation. L'électricité et le gaz doivent suivre des réglementations le plus équivalentes possible. Les conditions préalables pour les deux agents énergétiques ne sont toutefois pas les mêmes dans tous les domaines et peuvent justifier des prescriptions réglementaires spécifiques à chaque secteur. Il faut alors garantir que celles-ci n'entravent ou ne distordent pas la concurrence entre le gaz et l'électricité. Afin d'éviter les distorsions entre les secteurs, il serait judicieux de créer un système incitatif intersectoriel.

3. Résumé

L'hydrogène jouera un rôle dans le secteur énergétique européen, et partant, en Suisse. La production et notamment l'importation de l'hydrogène peuvent alimenter le secteur de l'électricité, et même permettre une conversion en électricité au moment précis grâce à d'éventuels dispositifs de stockage. L'hydrogène présente donc le potentiel de stockage temporaire axé sur les besoins du réseau et à des fins de sécurité d'approvisionnement en électricité. Il élargit le portefeuille des EAE et prolonge la chaîne de création de valeur de l'électricité. La transparence concernant l'origine de l'hydrogène sera assurée par les GO prévues pour tous les agents énergétiques. Si la Suisse mise à long terme sur l'hydrogène neutre en CO₂, elle doit pouvoir, pendant une période de transition, importer de l'hydrogène produit avec des émissions de CO₂ afin de faciliter autant que possible l'essor du marché.

Des incertitudes subsistent encore, qu'il s'agisse de la motivation à utiliser l'hydrogène, de l'évolution des prix et du rythme de mise en œuvre. Les prévisions en la matière ont tendance à devenir rapidement obsolètes, ce qui pose problème au vu des infrastructures spécifiques, qui sont, elles, conçues à long terme. La sécurité de planification et la sécurité d'investissement revêtent donc une importance accrue dans le cadre de la régulation.

Il est nécessaire d'agir en faveur d'un système incitatif intersectoriel en matière de CO₂ et des modèles de tarification réseau qui facturent les charges conformément au principe de causalité, encourageant ainsi une utilisation efficace de la flexibilité et garantissant la compétitivité internationale du secteur énergétique suisse. La LApGaz doit tenir compte de l'hydrogène et des gaz de synthèse, tandis que la LApEI doit faire de même avec les électrolyseurs. En outre, les réglementations relatives à la construction de ces derniers doivent être homogénéisées dans toute la Suisse.

Pour des raisons de robustesse, la feuille de route pour l'hydrogène élaborée par l'OFEN doit tenir compte de différents scénarios. Si elle rejoint les projets en cours en Suisse tout en leur laissant une certaine marge de manœuvre, elle enverra un signe positif en faveur du couplage des secteurs. Une parution rapide évitera le risque de manquer le train de l'évolution internationale.

⁸⁶ Photovoltaïque, approvisionnement en chaleur, centrales à hydrogène.

La compatibilité avec l'UE est cruciale. Les réseaux d'électricité et de gaz devraient adopter une stratégie commune et bénéficier de leur intégration conjointe au sein l'environnement européen. La disparité géographique des potentiels de demande et de production d'hydrogène génère un vaste négoce, notamment en ce qui concerne les garanties d'origine. La Suisse doit s'aligner sur la réglementation de l'UE pour les agents énergétiques comme les GO et être en mesure de participer à un maximum de marchés. En effet, l'émergence d'un marché de l'hydrogène à l'échelle européenne représente également des opportunités pour les EAE suisses.

Contexte légal

- LAPgaz (2019, pas de loi en vigueur). Projet issu de la procédure de consultation 2019/75 et site Internet de l'OFEN

Sources (également comme pistes de réflexion, toutes ne sont pas référencées ni utilisées)

- ADL (2020) The future of hydrogen and e-fuels (en anglais)
- Agence internationale de l'énergie (2019) The Future of Hydrogen. Rapport préparé par l'Agence internationale de l'énergie pour le G20, Japon
- Agora (2021) Making renewable hydrogen cost-competitive (Communiqué de presse) (en anglais)
- Alpiq (2018) Synthetic Fuels, The Big Picture (non public)
- ASIG, dossier Hydrogène
- Aurora (2021) La production d'hydrogène au Royaume-Uni nécessite de l'énergie nucléaire (en anglais)
- Axpo: Plans de développement (15.04.2021), Das kleine 1x1 des Wasserstoffs (Le petit b.a-ba de l'hydrogène, en allemand), produits
- Baromètre H₂: Allemagne 01/21, 02/21, 03/21 (en allemand); Suisse, édition 1, mars 2022
- BEE (2021) Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien (Nouvelle conception du marché de l'électricité pour l'intégration des énergies renouvelables variables, en allemand)
- BMWi (2020) Nationale Wasserstoffstrategie (Stratégie nationale de l'hydrogène, en allemand) (pour l'Allemagne, avec 38 mesures)
- Conseil mondial de l'énergie (2021a) Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities (en anglais)
- Conseil mondial de l'énergie (2021b) Hydrogen Demand and Cost Dynamics (site Internet, en anglais, commentaire d'Axpo, en allemand)
- Conseil national de l'hydrogène (2021) (Allemagne) Transport de l'hydrogène, en allemand
- Conseil national de l'hydrogène (Allemagne) sur les stockages/transport ainsi qu'une méta-étude (2021) (en allemand)
- Cryotechnique Linde – Liquéfacteurs d'hydrogène (en anglais)
- Dorsale européenne de l'hydrogène (European Hydrogen Backbone). Carte, étude Enagás et al. (2020), Vision 2022
- DVGW (2022) Umstieg auf eine resiliente Energieversorgung mit erneuerbaren Gasen (Passage à un approvisionnement en énergie résilient au moyen de gaz renouvelables, en allemand)
- E.ON radar tendance (2022) (en allemand) Das Wasserstoff-Wettrennen (La course à l'hydrogène, en allemand)

- [EBP \(2021\) Szenarien der Elektromobilität in der Schweiz – Update 2021 \(Hydrogène\)](#) (Les scénarios de la mobilité électrique en Suisse – mise à jour 2021, en allemand)
- [ENTSO-E \(2021\) The Role of Hydrogen – Facts about System Integration](#). ENTSO-E Key Messages
- [Eurogas \(2020\) European Carbon Neutrality: The Importance of Gas](#) (en anglais)
- [Forum économique mondial \(2022\) Which countries could become the world's hydrogen superpowers?](#) (en anglais)
- [Frontier \(2019\) The value of gas infrastructure in a climate-neutre Europe](#) (en anglais)
- [Frontier \(2021\) Grundlage für die Positionierung zu Wasserstoff](#). Bericht für OesterreichsEnergie (Base pour une prise de position sur l'hydrogène. Rapport pour OesterreichsEnergie, en allemand)
- [Gas for Climate consortium \(2020\) European Hydrogen Backbone](#) (d'entreprises de transport de gaz)
- [GoH! «La première filière hydrogène verte 100% de Suisse»](#) (à Genève)
- [GreenGT – systèmes électriques-hydrogène à forte densité](#)
- [GRZ Technologies – systèmes de stockage d'hydrogène à l'état solide](#)
- [H₂ & chaleur – Arguments pour](#) (Frontier 2021, communiqué de presse, en allemand/étude, en allemand) et arguments contre (Fraunhofer 2020, communiqué de presse, en allemand/étude, en allemand)
- [H2 Energy – Projets relatifs aux énergies renouvelables issues de l'hydrogène](#)
- [H₂ercules – Projet de pipelines d'hydrogène de RWE et d'Open Grid Europe](#)
- [Hydrogen Europe](#) (en anglais), association d'entreprises européennes collaborant pour la mise en œuvre d'une économie neutre en CO₂
- [Hydropole – point de contact pour l'hydrogène et les systèmes énergétiques alternatifs](#)
- [Hydrospider – hydrogène renouvelable pour la mobilité](#)
- [Hyundai Hydrogen Mobility – décarbonation du trafic des poids lourds grâce à la location de camions](#) (en allemand et en anglais)
- [IRENA \(2022\) Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor](#) (Étude, présentation)
- [IEPFZ \(2021\) Wasserstoff für Transport und Wärme ist der falsche Weg](#) (L'hydrogène pour le transport et la chaleur n'est pas une bonne solution, en allemand)
- [Linde \(2013\) Tableau de données sur l'hydrogène dans le domaine énergétique](#) (en allemand)
- [MARCOGAZ \(2019\) Overview of test results & regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure & end use](#)
- [McKinsey \(2021\) Hydrogen Insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness](#). Hydrogen Insights Report 2021 (en anglais), Hydrogen Council, McKinsey & Company
- [Mobilité H2 Suisse – Objectif = mise en place d'un réseau de stations-service à hydrogène couvrant l'intégralité du territoire suisse](#)
- [OFEN \(2022a\) Perspectives énergétiques 2050+ avec digression](#) (en allemand) «Exkurs Wasserstoff: Hintergrund zum Einsatz in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+»
- [OFEN \(2022b\) Thèses sur l'importance future de l'hydrogène dans l'approvisionnement énergétique de la Suisse](#)
- [OFEN \(2022c\) Feuille de route sur l'hydrogène](#) (uniquement annonce) – Documents relatifs au groupe d'accompagnement (interne)
- [OFEN Hydrogène avec la prise de position Wasserstoffmobilität in der Schweiz](#) (Mobilité de l'hydrogène en Suisse, en allemand) de 2016
- [OFEN/E4Tech \(2018\) Swiss Hydrogen Production and Demand](#) (en anglais)

- [OST \(2022\) Entretiens avec des experts Power-to-X du 24 mars 2022, exposés à télécharger](#) (en allemand)
- [Penta \(2021\) Joint position paper of the Pentalateral Energy Forum on the regulatory framework for hydrogen](#)
- [PSI \(2021\) Blauer Wasserstoff kann das Klima schützen](#) (L'hydrogène bleu peut protéger le climat, en allemand)
- [Ready4H2 \(2021\) – 96% des pipelines en Europe sont prêts pour la conversion à l'hydrogène pur](#) (en anglais)
- [Ready4H2 \(2022\) Part 02. The value of local hydrogen distribution networks in a decarbonised Europe](#) (La valeur des réseaux de distribution hydrogène locaux dans une Europe décarbonisée, en anglais)
- [SCCER \(2021\) Handbuch Energiespeicher](#) (Manuel Dispositifs de stockage d'énergie, en allemand)
- [SPIN – Swiss Power-to-X Collaborative Innovation Network](#) (en anglais)
- [SSIGE \(2020\) Die Rolle von Wasserstoff für die Gaswirtschaft](#) (Le rôle de l'hydrogène dans l'économie du gaz, en allemand)
- [SSIGE, dossier spécifique hydrogène](#)
- [Stern und Stadler \(2014\) Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration](#). (Dispositifs de stockage d'énergie – Besoins, technologies, intégration, en allemand)
- [SwissHydrogen – Piles à combustible \(5 kW à plusieurs mégawatts\) et électrolyseurs \(jusqu'à 10 kW\)](#)
- [Transport maritime et fluvial \(à petite échelle\) – Projet Helios](#) (2019), [Seabubbles](#), [Shiptec](#)
- [TÜV NORD – Wasserstoff-Pipelines und Wasserstoff-Netze](#) (Pipelines et réseaux d'hydrogène, en allemand)
- [UE \(2022\) REPowerEU: action européenne conjointe en faveur d'une énergie plus abordable, plus sûre et plus durable](#). [Communiqué de presse](#) et [fiche d'information](#) à ce sujet.
- [Vernconex – Transport d'hydrogène dans des conteneurs standard](#)
- [Züttel et al. \(2022\) Future Swiss Energy Economy: The Challenge of Storing Renewable Energy](#) (en anglais)

Documents de l'AES en lien avec le sujet

- [AES \(2019\) Document thématique Couplage des secteurs](#) (uniquement pour les membres de l'AES)
- [AES \(2021a\) Réponses à la feuille de route sur l'hydrogène de l'OFEN](#) (interne)
- [AES \(2021b\) Hydrogène – Vue d'ensemble et compilation de connaissances](#) (interne)
- [AES \(2021c\) L'hydrogène en Suisse: un sujet qui mérite des éclaircissements](#)
- [AES et ASIG \(2021\) Document de travail «Couplage des secteurs»](#) (interne)

Renseignements

Secrétariat technique Commission Économie énergétique

Téléphone +41 62 825 25 25

E-mail info@electricite.ch

[Association des entreprises électriques suisses](#)

[Hintere Bahnhofstrasse 10, 5000 Aarau, \[www.electricite.ch\]\(http://www.electricite.ch\)](#)