

# Quel potentiel pour l'hydrogène bas-carbone en Suisse romande ?

Analyse prospective du marché et  
des opportunités de décarbonation  
offertes par le développement de  
l'hydrogène



# Executive summary

L'hydrogène bas-carbone est un élément central de la transition énergétique, que ce soit pour la décarbonation du système énergétique, de plusieurs secteurs industriels ou de la mobilité lourde. Au-delà des possibilités de réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'hydrogène peut également apporter un ensemble de co-bénéfices, par exemple vis-à-vis de l'équilibrage, de la sécurité d'approvisionnement et de l'indépendance du système énergétique, de création d'emplois, ou encore de réduction de la pollution atmosphérique.

La consommation d'hydrogène fossile en Suisse est structurellement basse en raison du faible nombre de raffineries, d'industries lourdes (chimie ou métallurgie) et s'établit à 13 milliers de tonnes par an environ, dont 85% provient uniquement de la raffinerie de pétrole, située à Cressier, en Suisse Romande. Au-delà de cette raffinerie, l'hydrogène est utilisé plus particulièrement dans 3 industries, plutôt en faible quantité : l'industrie pharmaceutique, l'horlogerie, et le traitement des métaux. L'ensemble de ces secteurs déjà consommateurs représente un potentiel de basculement vers de l'hydrogène bas-carbone.

Hormis les secteurs conventionnels, de nouvelles applications pour l'hydrogène apparaissent, que ce soit pour un usage énergétique (ex : production de chaleur haute température), ou en tant que réactif (ex : réduction du minerai de fer dans la production d'acier bas-carbone). La décarbonation du secteur des transports représente un relais de croissance. En 2022, 47 camions et plus de 200 voitures à hydrogène étaient immatriculées en Suisse. Au-delà de son utilisation en propre, l'hydrogène est également un élément de base dans la fabrication de molécules chimiques à haute valeur ajoutée ou de carburants de synthèse (ex : e-kérosène). En outre, sa transformation en méthane de synthèse permettrait d'utiliser les infrastructures de gaz naturel existantes. Néanmoins, malgré son caractère versatile, l'utilisation de l'hydrogène doit être réfléchi au regard de ses performances énergétiques, environnementales et économiques, notamment en comparaison des solutions à base d'électricité bas-carbone, dotées en général d'une plus grande efficacité énergétique.

Ainsi, il est estimé dans le cadre de cette étude que la demande en hydrogène bas-carbone devrait se structurer autour des usages existants et de 3 nouvelles applications à horizon 10 ans :

transport lourd terrestre longue distance de marchandises ou de passagers, raffinage-chimie incluant la production de biocarburants, et chaleur haute température. Cette évaluation tient compte du niveau de développement des projets annoncés et de l'absence d'information sur d'éventuels plans de développement d'infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène.

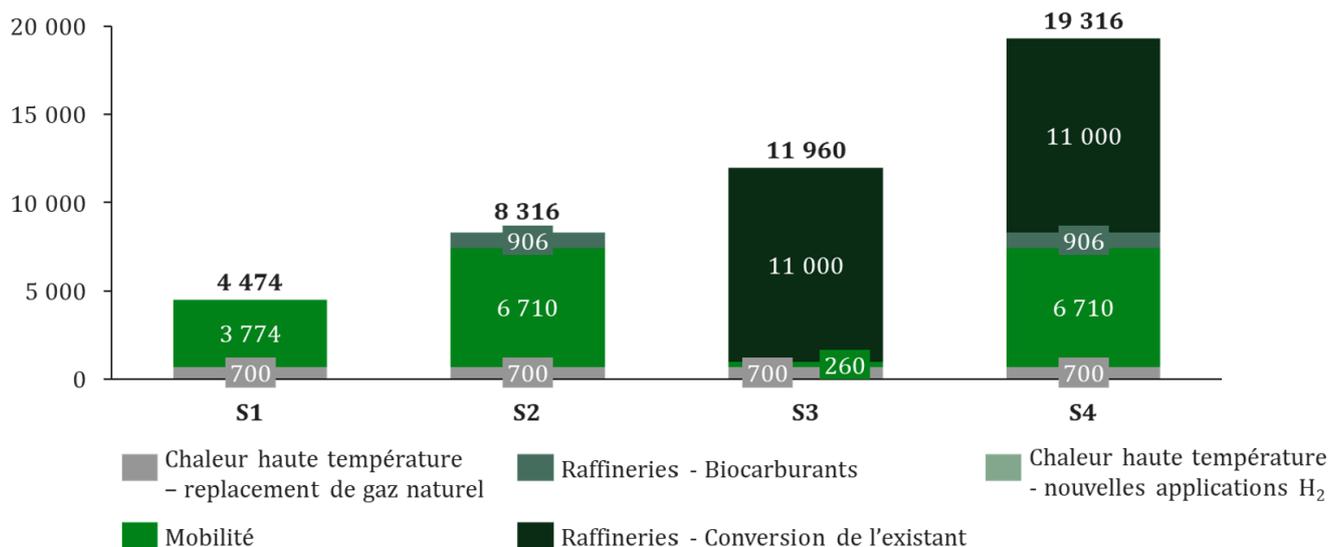
Le potentiel maximal de production d'hydrogène bas-carbone en Suisse Romande est évalué à 26 milliers de tonnes par an en 2035. Ce potentiel de production, si matérialisé, pourrait dès lors être plus de 2 fois supérieur à la consommation actuelle d'hydrogène dans toute la Suisse, mais dépendra de la disponibilité de l'électricité pour l'électrolyse et de la biomasse pour les technologies de gazéification.

En fonction de 3 paramètres structurants (niveau de soutien économique, potentiel de production, niveau de demande), quatre scénarios intégrant les contraintes économiques (prix d'acceptabilité des usages, coût de production) et croisant la demande et la capacité de production ont été définis. Ainsi, le marché de l'hydrogène bas-carbone est estimé entre 4,5 et 19,3 milliers de tonnes par an à horizon 2035, comme illustré par le tableau ci-après.

Il est à comparer aux estimations de marché de l'AES et de l'OFEN pour toute la Suisse, respectivement de 26 à 33 milliers de tonnes par an à horizon 2030 et 2035 <sup>(1)</sup>. Le développement de ce marché pourrait générer entre 2000 et 5500 emplois en Suisse Romande en fonction des scénarios.

L'hydrogène bas-carbone propose un abattement d'au moins 85% des émissions de gaz à effet de serre (GES) en comparaison de l'hydrogène fossile, soit 40 à 210 milliers de tonnes de CO<sub>2</sub> évitées par an, suivant les scénarios et les technologies de production sélectionnées pour chacun d'entre eux.

## Marché de l'hydrogène bas-carbone à horizon 2035 (tH<sub>2</sub>/an)



<b>S1 :</b>	Support économique (4 CHF/kgH <sub>2</sub> ) ✓	Potentiel de production minimal ↓	Demande maximale ↑
<b>S2 :</b>	Support économique (4 CHF/kgH <sub>2</sub> ) ✗	Potentiel de production maximal ↑	Demande maximale ↑
<b>S3 :</b>	Support économique (4 CHF/kgH <sub>2</sub> ) ✓	Potentiel de production maximal ↑	Demande minimale ↓
<b>S4 :</b>	Support économique (4 CHF/kgH <sub>2</sub> ) ✓	Potentiel de production maximal ↑	Demande maximale ↑

L'hydrogène bas-carbone devrait rester 2 à 6 fois plus cher que l'hydrogène fossile dans les 10 prochaines années et son développement dépendra du soutien politique mis en œuvre pour subventionner ou orienter ce marché. En l'absence d'un fort soutien économique, le marché devrait rester restreint (entre 4'000 et 8'000 tH<sub>2</sub>/an) aux applications les moins sensibles aux coûts: mobilité lourde, consommateurs actuels d'H<sub>2</sub> décentralisés, biocarburants. Dans cette vision restreinte du marché, la mobilité lourde capte plus de 80% de ce potentiel mais reste incertaine à long terme, car soumise à la concurrence avec le véhicule à batterie électrique. Le secteur pourrait ainsi ne se concentrer que sur quelques applications de transport longue distance et péri-urbain.

Dans une logique purement économique, il est estimé que la conversion à l'hydrogène vert de la raffinerie de Varo demanderait un soutien économique d'au moins 4 CHF/kg en l'absence d'autres mesures coercitives (ex : quotas, alignement sur la directive européenne RED III). Enfin, l'utilisation d'hydrogène en chaleur haute température pour de grands consommateurs (ex : ciment, aluminium), qui utilisent aujourd'hui du gaz naturel, est peu probable pour des raisons économiques, de volume et de conversion des actifs existants, à moins que des mécanismes (ex : Carbon Contract for Difference ou CCFDs) viennent supporter tout ou partie des coûts de conversion.

(1) 27,6 ktH<sub>2</sub> par an à horizon 2030 indiqué dans le rapport "Avenir énergétique 2050" de l'association des entreprises électriques suisses (AES) ; Une production domestique de près de 33 ktH<sub>2</sub> par an à horizon 2035 élaborée dans la vision "Perspectives énergétiques 2050+" publiée par l'OFEN.



Dans un souci de décarboner les secteurs de l'économie qui peuvent l'être grâce à l'hydrogène, les cantons peuvent mettre en œuvre un ensemble de politiques de soutien à même de stimuler l'innovation sur leur territoire, favoriser les conditions de développement d'écosystèmes locaux et orienter l'adoption des solutions bas-carbone. C'est le cas dans la mobilité, mais aussi de l'accompagnement des utilisateurs finaux dans leur décarbonation. Ci-dessous sont listées quelques-unes des mesures envisageables :

**1. Renforcement des aides à l'innovation ou aux projets de démonstration**, dans une perspective de favoriser l'émergence de nouvelles solutions hydrogène et de développer un tissu d'entreprises du secteur au niveau cantonal ;

**2. Apport financier direct ou fiscalité incitative** aux entreprises adoptant l'hydrogène comme outil de décarbonation ;

**3. Elimination des aides** pour des solutions basées sur des énergies fossiles ;

**4. Utilisation des achats publics** pour verdir les flottes publiques de véhicules et faire émerger de nouvelles stations-service ;

**5. Stimuler l'adoption de mobilité bas-carbone** par la mise en place de zone à faibles émissions en ville ;

**6. Stimuler la logistique bas-carbone** (poids-lourds) avec la mise en place de règles plus favorables pour la desserte de lieux de livraison (ex : autorisation de livrer un supermarché en journée pour un poids-lourd à batterie, à hydrogène, ou à bioGNV) ;

**7. Pour les grands complexes immobiliers** avec de la production d'électricité photovoltaïque installée, favoriser le développement de solutions d'équilibrage locales, en incluant les solutions à base d'hydrogène dans ce soutien.

**En conclusion, la Suisse romande dispose d'un potentiel de consommation d'hydrogène bas-carbone dans plusieurs secteurs différents, mais qui nécessitera néanmoins un soutien et une ambition certaine des pouvoirs publics pour se matérialiser.**

**Pour rappel, le soutien économique dans les premières phases de développement de la production d'énergie solaire photovoltaïque ou de biométhane a permis de créer des effets d'échelle qui portent leurs fruits aujourd'hui. Il pourrait en être de même dans le secteur de l'hydrogène.**



# Table des matières

<b>1. Description du marché actuel de l'hydrogène en Suisse et Suisse romande</b>	<b>07</b>
1.1 Marché de l'hydrogène fossile	08
1.2 Marché de l'hydrogène bas-carbone	09
<b>2. Méthodologie de l'étude</b>	<b>12</b>
<b>3. Estimation de la demande en Hydrogène bas-carbone à l'horizon 2035 en Suisse Romande</b>	<b>13</b>
3.1 Principaux résultats	13
3.2 Détails sur la méthodologie utilisée	14
3.2.1 Approche générale	14
3.2.2 Demande pour de l'hydrogène bas-carbone parmi les usages industriels existants	16
3.2.3 Demande pour l'hydrogène bas-carbone parmi les nouvelles applications de l'hydrogène	16
<b>4. Potentiel de production d'hydrogène bas-carbone à horizon 2035</b>	<b>24</b>
4.1 Principaux résultats	24
4.2 Détails de la méthodologie utilisée	26
4.2.1 Production d'hydrogène électrolytique	26
4.2.2 Production d'hydrogène par des technologies de production innovantes	28
4.3 Potentiel et coûts de production	32
<b>5. Evaluation de la taille du marché potentiel à horizon 2035</b>	<b>33</b>
5.1 Définition de scénarios	33
5.2 Résultats	34
5.3 Effet d'un support financier public à la production sur la marche	35
<b>6. Mécanismes de support pour stimuler le marché de l'H2 bas-carbone</b>	<b>36</b>
6.1 Identification des mesures prioritaires au niveau cantonal pour stimuler le marché de l'hydrogène bas-carbone	38
<b>7. Estimation des émissions de Co2 évitées pour les scénarios de volumes de marché</b>	<b>40</b>
7.1 Résultats	40
7.2 Méthodologie	41
<b>8. Estimation des emplois créés</b>	<b>42</b>
8.1 Résultats	42
8.2 Méthodologie	43
8.3 Impacts sur les compétences	43
<b>Appendix 1 : méthodologie pour l'estimation de la taille de marché</b>	<b>44</b>

# 01

## Description du marché actuel de l'hydrogène en Suisse et Suisse romande

La consommation actuelle en hydrogène en Suisse est d'environ 13 ktH<sub>2</sub> par an<sup>(2)</sup>. L'hydrogène est principalement utilisé à des fins non énergétiques, en tant que matière première dans l'industrie. Comparativement à d'autres pays, les besoins de la Suisse sont structurellement bas en raison du faible nombre de raffineries et d'industries lourdes consommatrices d'hydrogène (ex : fabrication d'engrais) dans le pays. La principale consommatrice d'hydrogène est la raffinerie de pétrole située à Cressier (11 ktH<sub>2</sub> par an soit environ 88 % du volume total). Depuis 2020, l'utilisation de l'hydrogène dans le secteur de la mobilité connaît une croissance significative, pour une consommation annuelle de 0,3 ktH<sub>2</sub>.

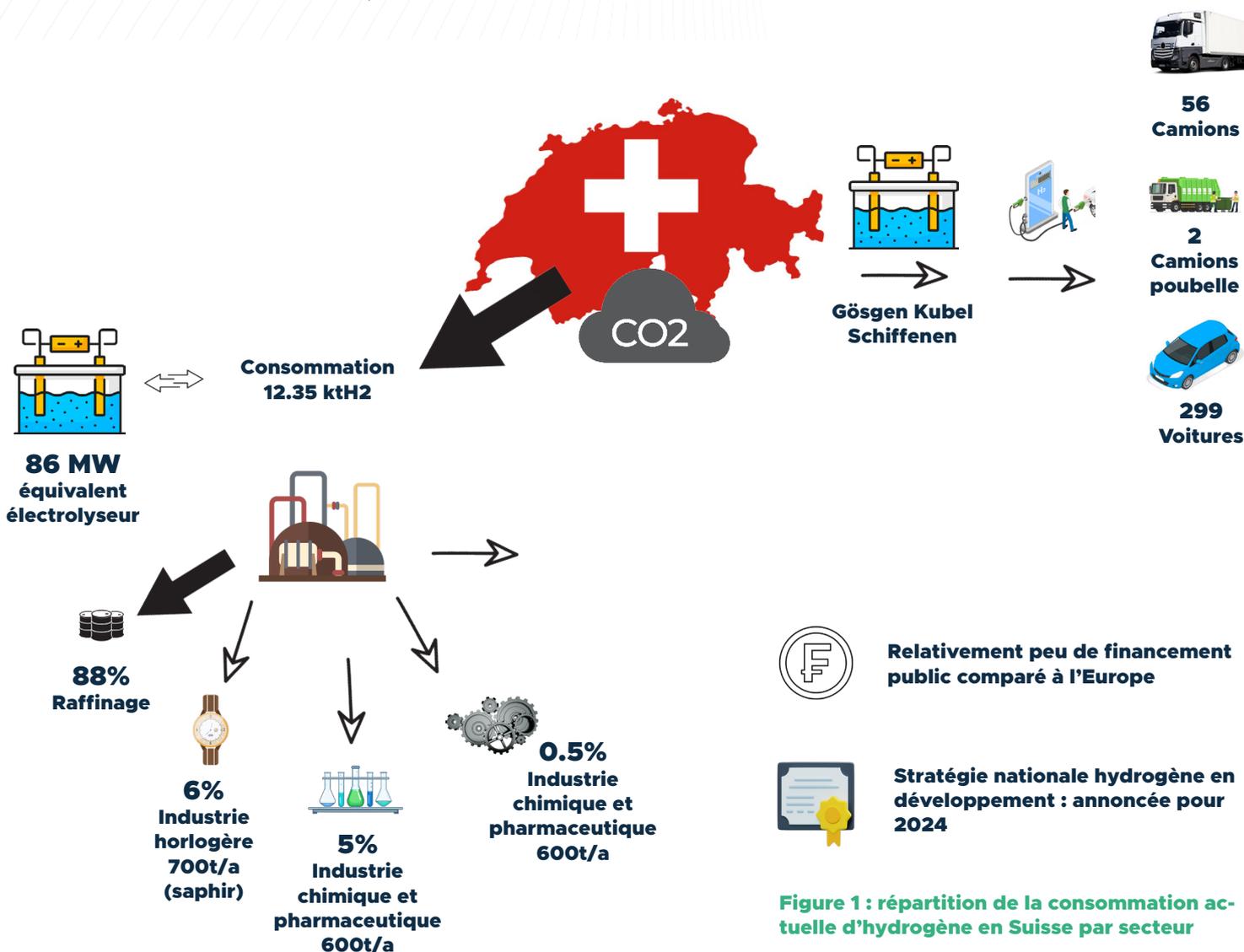


Figure 1 : répartition de la consommation actuelle d'hydrogène en Suisse par secteur

(2) Swiss Hydrogen Production and Demand – An overview (E4Tech, 2018)

# 1.1 Marché de l'hydrogène fossile

L'hydrogène d'origine fossile par vaporeformage de méthane fossile représente la majeure partie de la production d'hydrogène en Suisse. Il répond à une consommation annuelle d'environ 12.35 kt, qui a décliné de 30 % ces dernières années en raison de la fermeture de plusieurs sites consommateurs (ex : à Visp, Monthey). Les principaux secteurs utilisant l'hydrogène fossile sont le raffinage, l'industrie pharmaceutique, l'horlogerie, et le traitement des métaux. Le tableau suivant présente les principaux secteurs industriels consommateurs d'hydrogène en Suisse :

**Tableau 1 : Consommation d'hydrogène fossile en Suisse par secteur**

Sous-secteur	Consommation d'hydrogène (t/an)	Type d'usage d'hydrogène
Opérations de raffinage	11 000	Réactif
Production d'engrais	0 <sup>3</sup>	Réactif
Industrie chimique et pharmaceutique	600	Réactif
Production de pierres synthétiques	0 <sup>4</sup>	Source de chaleur
Industrie de transformation des métaux	50	Source de chaleur Réactif : Usage d'hydrogène dans des processus de soudage
Industrie horlogère	700	Source de chaleur
<b>Industrie (Total)</b>	<b>12 350</b>	

La raffinerie Varo à Cressier est actuellement le principal producteur et consommateur d'hydrogène en Suisse. Elle produit annuellement environ 11 ktH<sub>2</sub> d'hydrogène à travers le processus de vaporeformage du méthane et du naphte, utilisé comme réactif dans la fabrication d'hydrocarbures. Lors d'entretiens réalisés pour cette étude, Varo a indiqué que l'entreprise envisageait d'augmenter sa consommation d'hydrogène pour la production de biocarburants. L'entreprise entend également progressivement augmenter sa consommation d'hydrogène bas-carbone en remplaçant du gaz naturel par du biométhane dans le processus de vaporeformage.

(3) L'arrêt de la production d'engrais à Visp au printemps 2018 a entraîné une baisse significative de la demande d'hydrogène, de 6 kt par an

(4) A Monthey, Djeva Production, société spécialisée dans la fabrication de pierres de synthèse destinées à l'industrie et à la bijouterie, a fermé ses portes en août 2021

## 1.2 Marché de l'hydrogène bas-carbone

### Unités d'électrolyse existantes et projets en cours de déploiement

La Suisse comptait en 2023 trois électrolyseurs de 2 MW officiellement opérationnels sur les sites de Gösgen, Kubel <sup>(5)</sup> et Schiffenen <sup>(6)</sup> :

- **La société Hydrospider** a implanté un électrolyseur d'une capacité de 2 MW dans la centrale hydroélectrique de Gösgen, générant environ 300 tonnes d'hydrogène vert par an.

- **2 MW de production qui génère 250 tonnes d'hydrogène** par an ont également été développés en 2022 sur l'usine de Kubel, dans le canton de Saint-Gall. Cette mise en route a été permise grâce à la coopération entre les SAK (St.Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG), le Groupe Osterwalder et SN Erneuerbare Energie AG (SNEE).

- **Enfin, 2 MW d'électrolyse** ont été déployés par Groupe E à proximité du barrage de Schiffenen, et produisent depuis 2023 environ 300 tonnes d'hydrogène électrolytique par an.

Ces électrolyseurs alimentent 21 stations-services réparties à travers toute la Suisse. Le secteur des transports a constitué le principal axe de développement de l'hydrogène bas-carbone ces derniers mois. Concernant les transports lourds, 57 camions Hyundai et plusieurs camions de collecte des déchets étaient opérationnels en 2023. Le transport individuel motorisé dénombre aujourd'hui environ 300 véhicules alimentées à l'hydrogène <sup>(7)</sup>.

Un petit nombre de projets pilotes en Gas-to-power, avec l'utilisation de groupes électrogènes à hydrogène ont pu également être observés lors de la tenue de festivals ou autres événements.

Des capacités d'électrolyse équivalentes à environ 66 MW sont en phase de planification ou de mise en œuvre en 2023. Un recensement a été réalisé pour anticiper la courbe de croissance des capacités de production indigènes. Ces données ont été consolidées à la fois dans le cadre d'échanges bilatéraux avec les porteurs de projets et grâce à des sources de données en ligne.



(5) Hydrogen Central (2022): Opening of The Hydrogen Production Plant in The Kubel Power Plant - Hydrogen Central ([hydrogen-central.com](https://hydrogen-central.com))

(6) Groupe E (2023): Mise en service centrale hydrogène vert Schiffenen | Groupe E ([groupe-e.ch](https://groupe-e.ch))

(7) Switzerland | European Alternative Fuels Observatory ([europa.eu](https://europa.eu))

**Tableau 2 : Liste et caractéristiques des projets de production d'hydrogène électrolytiques en Suisse, opérationnels ou en cours de développement**

	Projet	Capacité (MW)	Capacité (tH2/an)	Stade	Usage	Date de mise en service cible
1	Freienbach	10	1 200	Inconnu	Mobilité (200 camions) + injection d'H2 dans le réseau de gaz	Inconnue
2	Gösgen	2	300	Opérationnel	Mobilité	Opérationnel
3	Kubel	2	250	Opérationnel	Mobilité	Opérationnel
4	Schiffenen	2	300	Opérationnel	Mobilité	Opérationnel
5	EBS Schwyz	6	900	Inconnu	n/a	Inconnue
6	H2 URI (Burglen)	2	260	FID <sup>(8)</sup>	Mobilité (bateau de passagers à hydrogène)	2025
7	Basel green H2 IWB	15	1 500	Inconnu	n/a	Inconnue
8	Wildegg-Brugg hydropower plant	15	2 000	MoU signé	Mobilité (300 camions) + autres usages	2024
9	Gruyère Hydrogène Power	2	300	FID	Mobilité (moteur à combustion)	2024
10	AXPO Reichenau	2.5	350	FID	Mobilité	2024
11	KVA Buchs	2.75	400	FID	n/a	2024
12	SATOM Monthey	5	550	Inconnu	n/a	2026
13	Projet PRHYSM (Aigle)	n/a	20	Inconnu	Métallurgie	2025
<b>Total</b>		<b>66.25</b>	<b>6 730</b>			

 Projets en Suisse Romande (Avril 2024)

Sur les 6,7 kt/an d'électrolyse en cours de déploiement, 55 % des projets n'ont pas passé la décision finale d'investissement (FID). Ce chiffre est à comparer aux 79 % des projets de production prévue entre 2023 et 2030 en Europe qui étaient au même stade de développement en 2022 <sup>(8)</sup>. Les projets en Suisse sont en moyenne de plus petite taille par rapport aux projets européens (plusieurs dizaines de mégawatts). Ces derniers sont plus coûteux et peuvent rendre la prise de décision finale (FID) plus complexe.

### Un projet de gazéification

Le groupe Corbat, spécialisé dans la transformation du bois, dans le canton très forestier du Jura, a créé la société H2 bois en juin 2021, afin de réaliser la première installation en Suisse de production d'hydrogène renouvelable à partir de thermolyse. La production sera située à Glovelier sur le site du Groupe Corbat. Un pipeline permettra d'alimenter les industriels situés dans les environs. A partir de 2024, H2 bois ambitionne de produire 450 t/an d'hydrogène renouvelable. Soit, l'équivalent de la consommation annuelle de 80 poids lourds ou 3 000 véhicules légers.

### Innovation dans le domaine de l'hydrogène

La Suisse a historiquement été un pionnier dans le domaine de l'hydrogène. C'est en effet l'inventeur franco-suisse François Isaac de Rivaz qui a conçu le premier véhicule à hydrogène équipée d'un moteur à combustion interne – testé pour la première fois en 1813 à Vevey, dans le canton de Vaud. En 1838, le chimiste et physicien suisse Christian Friedrich Schönbein a publié le principe de la pile à combustible. Plus récemment, le pays a fait parler de lui, avec la création du projet Hydrospider, une co-entreprise entre H2 Energy, Alpiq et Linde/PanGas, qui vise à déployer et exploiter des camions à pile à combustible. Le pays compte des entreprises pionnières, à l'image de GreenGT, mais aussi de Stadler qui a mis en service un premier train à hydrogène aux Etats-Unis.

L'écosystème universitaire de premier plan induit de fortes activités de R&D, que ce soit la modélisation des solutions à base d'hydrogène et leur intégration dans le système énergétique, ou bien la création de start-ups. A titre d'exemple, le système appelé Arb a été breveté par SoHHytec, une start-up de l'EPFL. Elle développe un réacteur solaire unique en son genre. Des projets innovants voient également, comme PRHYSM ("PRoduction of green HYdrogen for clean Steel and Metallurgy"). Développé par Romande Energie, SolydEra et Zwahlen & Mayr, ce projet entend mettre un service une technologie innovante d'électrolyse à oxyde solide d'ici 2025, afin de décarboner une partie de la consommation en hydrogène de l'industriel Zwahlen & Mayr SA à Aigle, active dans le domaine de la métallurgie fine.

### Support politique et financier actuellement en place

La Suisse ne possède pas à l'heure actuelle de stratégie hydrogène nationale. Celle-ci est attendue en fin d'année 2024 avec les grande directives et positionnement du pays sur ce vecteur énergétique.

Dans l'attente de la publication de la stratégie nationale et des possibles mécanismes de soutien au développement du secteur, le support cible les projets d'innovation ou s'organise au niveau cantonal. Par exemple, un crédit d'investissement de 10 millions de francs en faveur du développement d'un plan hydrogène cantonal a été adopté par Grand Conseil genevois <sup>(10)</sup>. D'autre part, le canton de Vaud au travers de son service de la promotion de l'économie et de l'innovation (SPEI) ou la confédération (OFEN) supportent des projets tel que PRHYSM mentionné plutôt. Les écosystèmes suisses de l'hydrogène ont émergé jusqu'ici grâce à des démarches entrepreneuriales du secteur privé tel que H2 Mobilité <sup>(11)</sup>, H2 Produzenten <sup>(12)</sup> ou encore d'un partenariat public privé comme le Réseau H2 Suisse romande.

### De manière moins directe, les soutiens suivants existent également pour le développement de la production d'hydrogène bas-carbone :

- À la suite de la modification par le Parlement du 29 septembre 2023 de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité, les installations produisant de l'hydrogène peuvent bénéficier d'un remboursement des coûts d'acheminement, dans la limite des 200 premiers MW déployés <sup>(13)</sup>.

- La loi sur le climat et l'innovation alloue aux entreprises développant des solutions de décarbonation 200 millions de CHF par an jusqu'en 2030, auquel des installations de production d'hydrogène peuvent être éligibles <sup>(14)</sup>.

- Dans le domaine de la mobilité, plusieurs cantons réduisent ou exonèrent la taxe de circulation en fonction de l'empreinte carbone des véhicules (CO<sub>2</sub>/km) <sup>(15)</sup>.

- La Confédération encourage la production d'électricité par des installations photovoltaïques au moyen de la rétribution unique (RU). Le montant du remboursement se monte à 30% au plus des coûts d'investissement et peut ainsi contribuer à abaisser le cout de production d'hydrogène électrolytique.

(8) FID = Final Investment Decision, décision finale d'investissement prise

(9) <https://hydrogeneurope.eu/clean-hydrogen-monitor-2022>

(10) PL 12936A - ouvrant un crédit d'investissement de 10 000 000 francs pour la constitution d'un fonds d'impulsion en faveur du développement d'un plan hydrogène cantonal (ge.ch)

(11) <https://h2mobilitaet.ch/>

(12) <https://www.h2produzenten.ch/>

(13) Strom.ch - Exemption de la rémunération du réseau pour les accumulateurs d'énergie

(14) Loi sur le climat et l'innovation - DETEC (admin.ch)

(15) Switzerland | European Alternative Fuels Observatory (europa.eu)

# 02

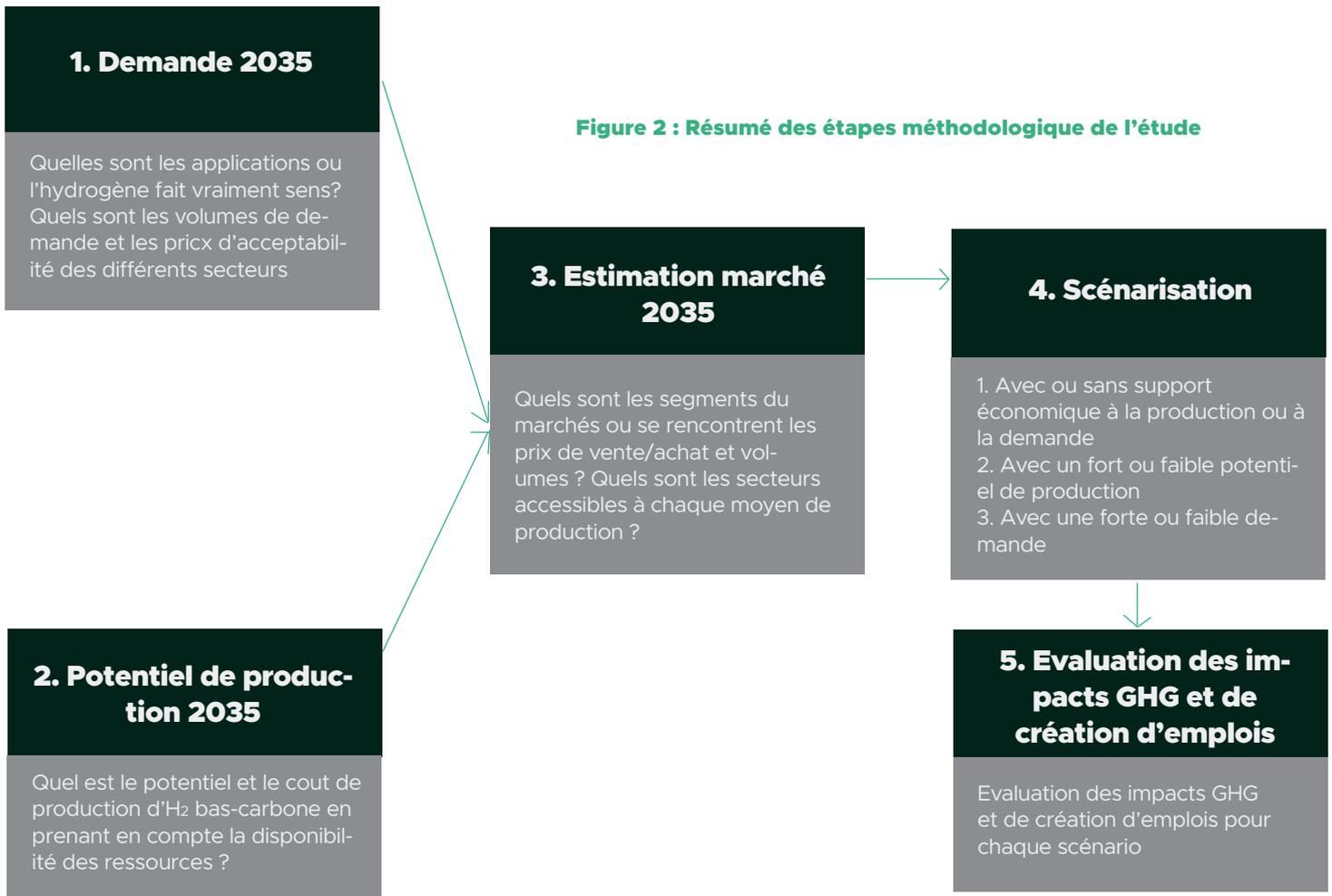
## METHODOLOGIE DE L'ETUDE

**1) et 2) :** L'analyse en premier lieu de la **demande potentielle** en 2035 et du **potentiel de production d'hydrogène bas-carbone** à cette même date. Les deux éléments ont été caractérisés physiquement et économiquement, et scénarisé pour refléter les bornes minimum et maximum qui découlent des estimations ;

**3) :** Le **marché est ensuite estimé** à partir d'une méthode d'allocation prioritaires des volumes produits aux secteurs avec la capacité à payer le meilleur prix ;

**4) :** Différents scénarios permettent ensuite de réaliser une **analyse de sensibilité** sur les principaux paramètres structurants du marché : niveau de soutien financier public, disponibilité de l'hydrogène, niveau de demande ;

**5) :** Enfin, la **réduction des émissions de CO2 ainsi que le potentiel de création d'emplois** sont estimés sur la base de ces scénarios.



# 03

## ESTIMATION DE LA DEMANDE EN HYDROGENE BAS-CARBONE A L'HORIZON 2035 EN SUISSE ROMANDE

### 3.1 Principaux résultats

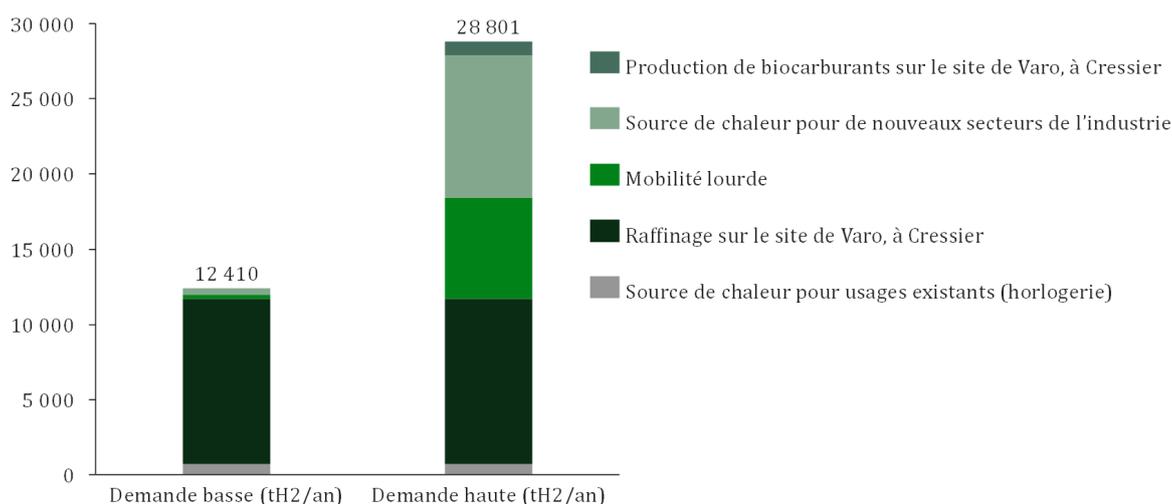
**En Suisse romande, la demande en hydrogène bas-carbone à horizon 2035 est estimée entre 12,4 et 28,8 milliers de tonnes d'hydrogène par an, c'est-à-dire entre une à deux fois la consommation actuelle d'hydrogène fossile du pays.**

Cette variabilité s'exprime dans l'incertitude sur la demande future en véhicules à hydrogène face à la compétition des véhicules à batteries, ainsi que sur la capacité des industries consommatrices de chaleur haute température à utiliser de l'hydrogène en remplacement de gaz naturel (ex : contrainte sur le remplacement des brûleurs, accès à une infrastructure de distribution ou de stockage d'hydrogène) <sup>(16)</sup>.

En excluant la raffinerie de Cressier, la demande en borne basse est estimée à 1,4 milliers de tonnes d'hydrogène par an et reflète une progression marginale vis-à-vis des 3 projets déjà existants en Suisse Romande (0,8 millier de tonnes d'hydrogène par an). La demande potentielle en borne haute exprime le développement possible de la mobilité lourde et l'utilisation d'hydrogène pour de la chaleur haute température.

**Figure 3 : Estimation de la demande en hydrogène bas-carbone à l'horizon 2035 en Suisse romande**

#### Demande en hydrogène bas carbone 2035 (tH2/an)



(16) Rappel sur la méthodologie décrite au paragraphe 2 : l'estimation de la "demande" n'est pas celle du marché, qui sera présentée dans le paragraphe 5. Le marché est estimé à partir de la demande, mais en intégrant notamment les contraintes liées à la disponibilité de l'hydrogène bas-carbone (paragraphe 4), ainsi qu'à son coût, corrélé aux "coûts d'acceptance" des différents segments de la demande.

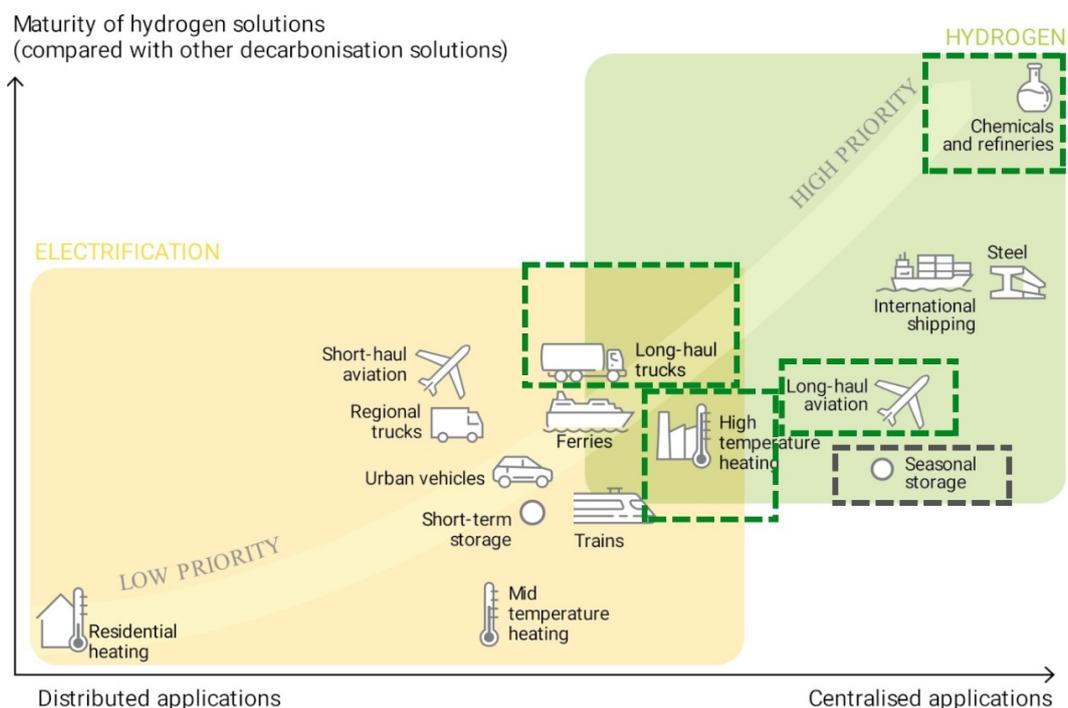


## 3.2 Détails sur la méthodologie utilisée

### 3.2.1 Approche générale

L'hydrogène peut être utilisé dans divers domaines d'applications, qu'ils soient actuels (utilisation dans les raffineries en tant que réactifs) ou nouveaux (mobilité lourde, production de biocarburants, etc.) Son utilisation est en compétition avec d'autres solutions de décarbonation, et sa pertinence dépend du secteur visé. La figure suivante présente notamment les applications actuelles et futures de l'hydrogène ainsi que leur pertinence par rapport à d'autres solutions de décarbonation :

**Figure 4 : Pertinence des solutions hydrogène par rapport au domaine d'application <sup>(17)</sup>**



 Usages de l'hydrogène bas-carbone en Suisse Romande 2035

 Usages potentiels > 2035

(17) Hydrogen: A renewable energy perspective (irena.org)



Dans l'estimation de la demande en hydrogène bas-carbone à horizon 2035 en Suisse romande, les choix et hypothèses suivantes ont ainsi été formulés :

#### - Raffineries

Demande considérée à la vue du potentiel de substitution de l'hydrogène fossile par de l'hydrogène bas-carbone consommé par la raffinerie de Varo, à Cressier.

#### - Mobilité lourde

Demande considérée au regard de la pertinence de l'hydrogène pour le transport long courrier et des développements actuels de ce marché.

#### - Chaleur haute température

Demande considérée du fait des sites industriels présents en Suisse romande, et de leur potentiel utilisation de l'hydrogène comme substitut au gaz naturel pour les procédés industriels à haute température.

#### - Production de biocarburants et d'e-carburants

Demande considérée pour une production de biocarburants avancés, en raison des plans de production annoncés par la raffinerie de Varo. Demande non-considérée pour les e-carburants, en raison de l'absence de projets en développement annoncés en Suisse romande actuellement.

#### - Utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage

Demande non considérée à horizon 10 ans pour du stockage massif, en l'absence de projet à l'échelle commerciale ou de développement de stockage souterrain d'hydrogène <sup>(18)</sup> à l'heure actuelle, et en raison du taux de pénétration d'énergie intermittente <sup>(19)</sup> dans le réseau électrique attendu en 2035.

#### - Production d'acier et transport maritime

Demande non considérée en raison de l'absence de ces secteurs en Suisse romande.

Un argumentaire plus détaillé autour de la sélection ou non de chacun des types d'usages dans l'estimation de la demande à horizon 2035 est proposé dans les sections suivantes de ce rapport.

A titre de comparaison, à l'échelle mondiale, pas loin de la moitié de la demande en hydrogène (45 %) provient des raffineries, où pas loin de 40 millions de tonnes furent consommées en 2020. L'hydrogène y est utilisé pour deux applications différentes :

- **Hydrocraquage** : Procédé de craquage catalytique dans lequel la présence d'hydrogène permet de casser les molécules d'hydrocarbures à longue chaîne en molécules plus petites, pour aboutir à la production de carburants tels que le diesel ou l'essence.

- **Hydrotraitement** : Procédé de mélange de l'hydrogène avec des produits pétroliers raffinés (par exemple, essence, carburéacteur, diesel) pour éliminer le soufre et d'autres contaminants.

Le deuxième secteur majeur qui stimule la demande en hydrogène est son utilisation dans la fabrication d'ammoniac (36 % de la demande en 2020 <sup>(20)</sup>), qui est ensuite employé pour la production d'engrais largement utilisés dans l'agriculture.

D'autres secteurs complètent l'utilisation actuelle d'hydrogène, à savoir :

- **La production de méthanol** : 14 % de la demande actuelle en hydrogène provenait de ce secteur en 2020. Le méthanol est ensuite principalement utilisé dans diverses applications dans les secteurs de la chimie (représentant 60 % de la consommation de méthanol en 2019) et de la mobilité.

- **La production d'acier** : Il existe différentes méthodes de production d'acier, l'une d'entre elles étant l'utilisation de l'hydrogène comme agent réducteur (procédé de réduction directe du fer, ou DRI). Ce processus représente 5 % de la production mondiale d'acier et a contribué à près de 5 % de la demande en hydrogène en 2020.

- **Autres secteurs minoritaires** : L'hydrogène est également utilisé de manière plus marginale pour différentes applications dans les secteurs de la chimie, de l'industrie horlogère et de transformation des métaux, présentes en Suisse Romande.

(18) Malgré le développement d'un projet de stockage de méthane, la transformation en e-méthane demande une disponibilité de technologies de méthanation et d'infrastructures de captage et de distribution de CO<sub>2</sub>, encore non développées.

(19) Le power-to-hydrogène ou power-to-e-méthane ne trouve de pertinence économique qu'à partir d'un taux de pénétration d'électricité intermittente supérieure à 70%. Les scénarios-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau électrique de l'OFEN estiment un taux de pénétration situé entre 33% et 57% en 2040 (scénarios Sc2 et Sc3, disponibles à ce lien).

(20) Green hydrogen for industry: A guide to policy making (irena.org)

## 3.2.2 Demande pour de l'hydrogène bas-carbone parmi les usages industriels existants

### Raffinerie VARO à Cressier

En Suisse romande, la majorité de la demande actuelle en hydrogène est portée par son utilisation dans la raffinerie de Varo.

Il est attendu que les volumes actuels d'hydrogène consommés (11 à 12 ktH<sub>2</sub>/an) pour les activités de raffinage restent constants d'ici à 2035. La raffinerie a confirmé lors d'un entretien sa volonté de verdir son approvisionnement, ce qui justifie la demande en hydrogène bas-carbone.

### Autres usages : horlogerie, pierres synthétiques, chimie, industrie pharmaceutique

En dehors de ce cas, les autres usages actuels de l'hydrogène se retrouvent en quantités largement plus faibles dans les industries chimiques, horlogères et de transformation des métaux. Ces consommateurs existants d'hydrogène fossile sont considérés comme demandeurs potentiels d'hydrogène bas-carbone, en l'absence de contrainte opérationnelle forte identifiée sur le basculement. La potentielle demande en hydrogène bas-carbone pour ces secteurs a donc été estimée comme équivalente à la consommation actuelle d'hydrogène fossile (0,7 ktH<sub>2</sub>/an).



## 3.2.3 Demande pour de l'hydrogène bas-carbone parmi les nouvelles applications de l'hydrogène

### 3.2.3.1 Usage de l'hydrogène pour de la chaleur à haute température

Un domaine prometteur pour l'utilisation de l'hydrogène concerne son intégration dans des procédés industriels à haute température (High Temperature Heat, ou HTH), en remplacement du gaz naturel. La chaleur utilisée dans les processus énergétiques est généralement classée en trois catégories :

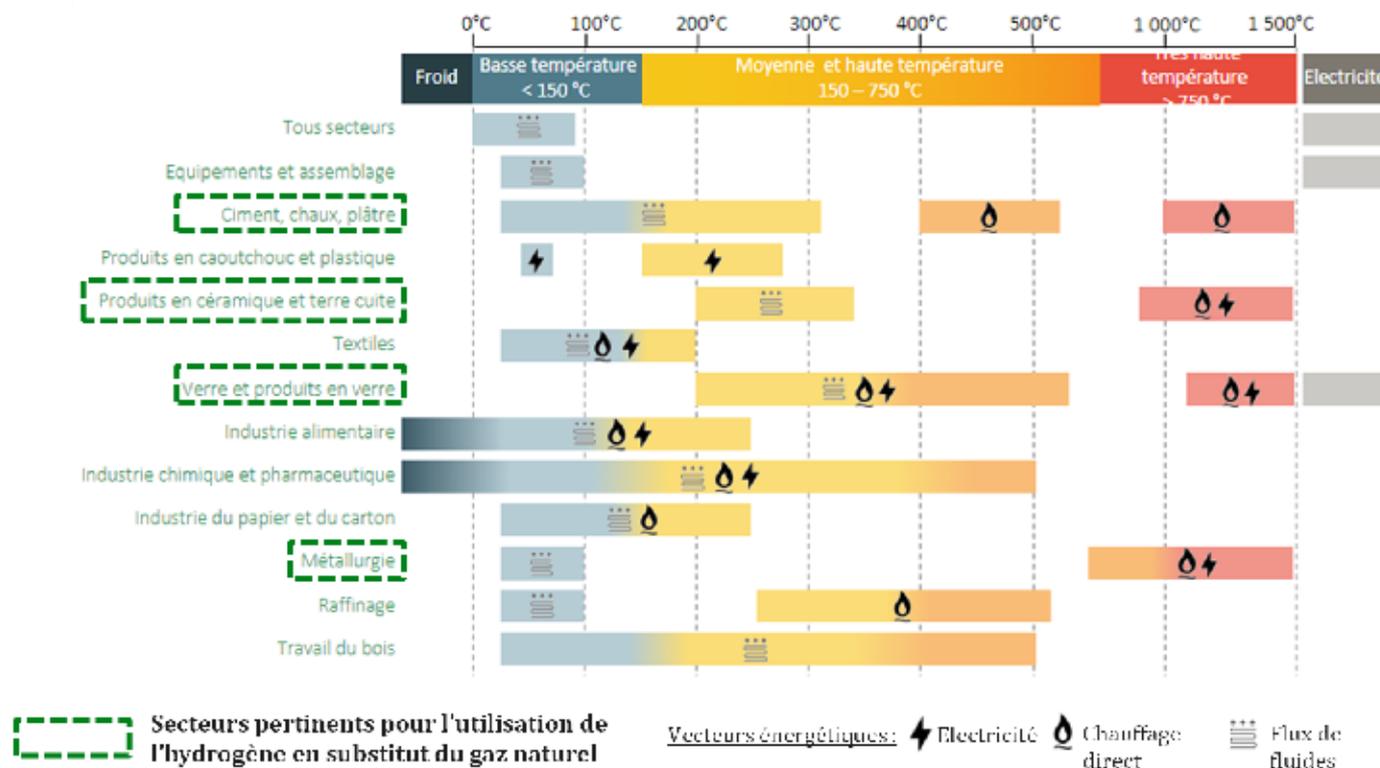
- **Les procédés à basse température (0 – 60°C)** comme les réseaux de chauffage urbain collectif.
- **Les procédés à température moyenne (60°C – 400°C)** : incluant le séchage du bois, l'application de teinture sur les matériaux textiles, certains procédés de distillation dans l'industrie chimique, etc.
- **Les procédés à haute température (> 400°C)** : Ils représentent environ 50 % de la demande mondiale en chaleur industrielle, et sont présents dans la production d'acier, de ciment, ainsi que dans la fabrication de verre et de céramique, notamment.

Pour les deux premières catégories, en raison de ses propriétés thermodynamiques, l'hydrogène n'est pas la solution la plus viable de décarbonation, à laquelle on préférera des solutions directes d'électrification, justifiant ainsi la position de la solution hydrogène comme "low-priority" dans le graphique proposé par l'IRENA plus haut.

Pour l'utilisation d'hydrogène en substitut du gaz naturel dans des procédés à haute température en revanche, l'utilisation de l'hydrogène est l'une des rares alternatives pertinentes. En effet, l'hydrogène brûle à une température élevée (2 100°C ce qui en fait une source fiable pour répondre aux besoins industriels en HTH (généralement définis comme supérieurs à 400°C).

La figure 5 présente les secteurs industriels ayant des besoins de hautes températures, susceptibles d'utiliser de l'hydrogène.

**Figure 5 : Secteurs pertinents pour l'utilisation de l'hydrogène en tant que source de chaleur dans les procédés industriels**



Liste des sites industriels en Suisse romande potentiellement concernés par une consommation d'hydrogène d'ici à 2035 pour une utilisation en HTH

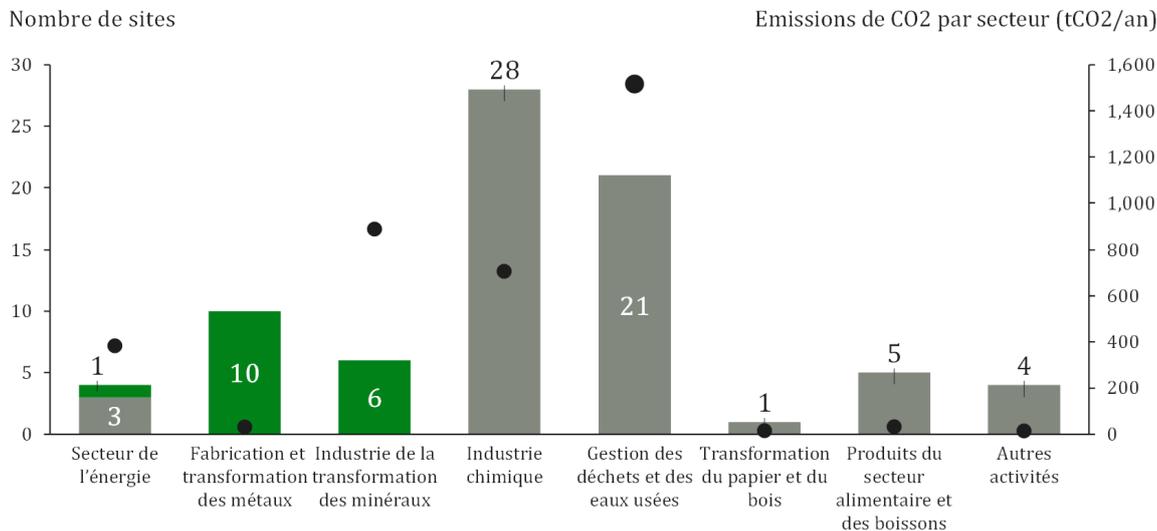
Plus de 50 % de l'énergie consommée pour de la chaleur l'est pour une chaleur supérieure à 400°C en Suisse (15 TWhth par an sur 29 TWhth).

La combinaison des secteurs pertinents, avec la base de données SwissPRTR (21), répertoriant les émissions de CO2 des différents sites présents en Suisse, a ainsi permis d'identifier 17 sites industriels pertinents pour l'hydrogène, regroupés en 8 secteurs.

La figure suivante présente le nombre et le secteur associés des sites industriels présents en Suisse romande, ainsi que leur potentiel d'utilisation ou non d'hydrogène :

**Figure 6 : Caractérisation du tissu industriel en Suisse romande (22)**

- Sites concernés par une consommation actuelle ou potentiellement future d'hydrogène
- Autres sites
- Emissions de CO2 associées (kt/an)



(21) Cette base de données a été utilisée pour déterminer les émissions de CO2 des sites concernés pour une consommation actuelle ou future d'hydrogène. Ces émissions de CO2 ont ensuite été utilisées afin de déterminer leur consommation en gaz naturel comme source de chaleur, afin de pouvoir estimer, site par site, la potentielle substitution par de l'hydrogène bas-carbone.

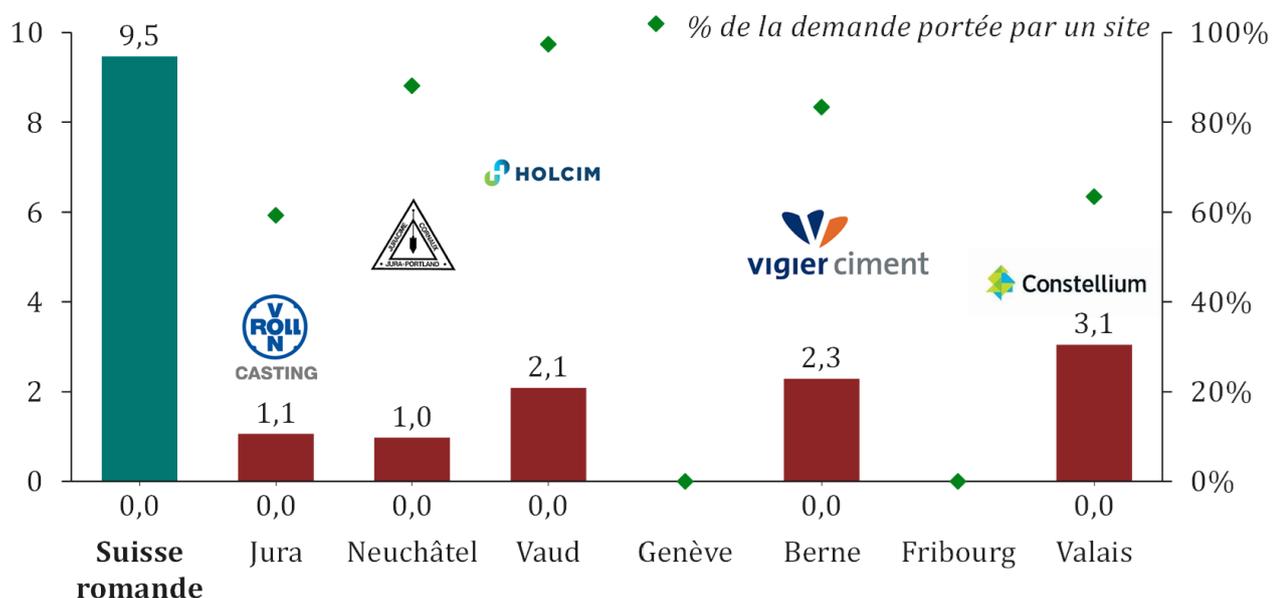
(22) Les émissions de CO2 des sites sont mentionnées car cette donnée a été utilisée pour reconstituer la consommation de gaz naturel de chacun d'entre eux et in fine le potentiel de remplacement à l'hydrogène.

Sur les 79 sites industriels présents en Suisse romande, répartis autour de 8 secteurs, 17 sont actuellement concernés ou pourraient l'être dans le futur par une consommation d'hydrogène, en tant que réactif ou source de chaleur.

**Parmi ces 17 sites, la demande s'établit à 9,5 ktH<sub>2</sub>/an.** La figure suivante présente la répartition de cette demande au sein des différents cantons de la Suisse romande :

**Figure 7 : Demande potentielle par canton en hydrogène bas-carbone pour les procédés HTM**

Demande en hydrogène potentielle (ktH<sub>2</sub>/an)



**Les conclusions suivantes peuvent être établies :**

- En suisse romande, la demande en hydrogène bas-carbone pour les procédés haute température pourrait atteindre **plus de 70 % de la consommation actuelle totale d'hydrogène en Suisse** (9,5 ktH<sub>2</sub> contre 13 ktH<sub>2</sub> annuelles).

- Près de 50 % de cette demande en hydrogène est **concentrée dans 3 sites majeurs**, localisés dans les cantons de Vaud (Holcim), de Berne (Vigier Ciment) et du Valais (Constellium).

- Les cantons de Fribourg et de Genève ne présentent pas de potentiels significatifs de consommation d'hydrogène pour les procédés haute température.

- Pour les autres cantons, au moins 60 % de la demande potentielle d'hydrogène est capturée par un seul site industriel.

- Le canton du Valais présente ainsi le plus haut potentiel, grâce à la présence en son sein de l'entreprise Constellium, productrice de produits semi-finis en aluminium.

Il faut cependant noter que les chiffres proposés ci-dessus constituent la borne haute de la demande en hydrogène, schéma dans lequel tous les sites identifiés comme étant pertinent pourraient substituer effectivement le gaz naturel pour de l'hydrogène bas-carbone d'ici à 2035. **Il est cependant envisageable que pour des raisons techniques et économiques, ce nouveau marché ne se développe pas.** C'est pourquoi la borne minimale pour chaque site est considérée comme nulle. Parmi ces raisons figurent :

- **Le coût de l'hydrogène** (production et acheminement) en comparaison aux énergies fossiles (principalement le gaz naturel)

- **L'existence de co-produits** pouvant être valorisés en chaleur (gaz dans le raffinage) ou de schémas d'approvisionnement bien établis (les cimentiers servent d'exutoires à de nombreux produits, type Combustibles Solides de Récupération, ou CSR)

- **Le manque d'infrastructure** pour acheminer et stocker l'hydrogène, ainsi que l'existence d'infrastructures de gaz naturel qui deviendraient obsolètes ou difficilement rentables en cas de basculement.

- **Le manque de place ou la difficulté à modifier l'architecture** de sites industriels complexes pour introduire un nouveau type d'énergie (production, stockage, pipelines, brûleurs).

- **Le coût de modification d'équipements** encore non amortis. Les utilisateurs ont tendance à ne pas remplacer d'équipements avant leur fin de vie.

- **Le manque de standards pour reconnaître l'amélioration de l'empreinte environnementale** du produit final et justifier une commercialisation à un prix plus élevé, à même d'absorber en partie le coût du basculement à l'hydrogène.

- **La compétition internationale sur des produits de commodité** qui empêche l'entreprise de passer le coût de la transition bas-carbone aux consommateurs, sans mécanismes protectionnistes (type CBAM <sup>(23)</sup>).

### 3.2.3.2 Utilisation de l'hydrogène pour la production de biocarburants

En réponse aux évolutions actuelles et futures du marché de la mobilité fossile, le groupe Varo a annoncé en 2023 son intention de diversifier son portfolio en se lançant dans la production de biocarburants. Varo a notamment conclu un accord avec Lufthansa pour produire et fournir du carburant d'aviation durable <sup>(24)</sup>.

Le groupe a fixé un objectif de production de biocarburants de plus de 260 000 tonnes par an d'ici 2026 sur l'ensemble de ses sites, avec un objectif à long terme de plus de 500 000 tonnes par an. Cette initiative ouvre de nouvelles opportunités pour le marché de l'hydrogène. Il est estimé que ces objectifs de production pourraient entraîner une demande annuelle de près de **900 tonnes d'hydrogène bas-carbone pour le site de Cressier d'ici 2035, afin de soutenir la production de biocarburants.**



### 3.2.3.3 Le cas du stockage d'hydrogène en Suisse romande

Bien que les nombreux barrages à accumulation (4 GW) permettent d'assurer l'équilibrage du système électrique à court-terme, il existe en Suisse un problème d'équilibrage du système énergétique saisonnier, pour lequel l'hydrogène ou du méthane de synthèse pourraient jouer un rôle. L'eau accumulé dans les barrages en été (9 TWh<sub>e</sub>) ne permet pas de couvrir l'entièreté du besoin hivernal et le pays importe 4 TWh<sub>e</sub> en moyenne en hiver <sup>(25)</sup>. La production hydroélectrique est en outre supérieure à la demande électrique d'avril à septembre en raison de la fonte des glaciers et le pays exporte une électricité qui pourrait être convertie en hydrogène ou méthane de synthèse, pour être stockée et utilisée en période hivernal. En outre, le développement du PV apportera une nouvelle opportunité de conversion de l'électricité en été aux heures de fort ensoleillement.

#### Une infrastructure de stockage d'hydrogène peut remplir plusieurs fonctions :

- Assurer l'équilibrage du système hydrogène entre la demande (généralement continue pour les industriels) et la production (qui peut être intermittente si synchronisée avec les sources d'électricité renouvelable intermittente, comme c'est le cas pour la production de RFNBO <sup>(26)</sup>), ou bien encore permettre de saturer les unités de production et améliorer leur performance économique ;
- Assurer l'équilibrage du système énergétique à long terme avec un stockage inter-saisonnier d'énergie pour assurer le pic de demande hivernal.

(23) Le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) est une législation européenne, de droit de douane environnemental. Elle concerne les importations d'acier, de ciment, d'engrais, d'aluminium, d'électricité et d'hydrogène, puis certains produits transformés comme les voitures. Elle entrera en vigueur en 2026 ou 2027.

(24) VARO and Lufthansa Group deepen partnership with a Memorandum of Understanding for production and supply of Sustainable Aviation Fuel (1) (1) | Accelerating the energy transition | VARO Energy

(25) Urgence énergie et climat – Investir pour une transition rapide et juste, Roger Nordmann

(26) RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) est une terminologie signifiant carburant renouvelable d'origine non biologique. Cette définition est incluse dans la directive européenne sur les énergies renouvelables, qui fixe notamment les critères de définition de l'hydrogène renouvelable en Europe

**Bien que cette perspective soit théoriquement intéressante, le stockage d'hydrogène saisonnier n'a pas été retenu en Suisse Romande à horizon 10 ans :**

**En l'absence de projet** pilote ou de développement de stockage souterrain d'hydrogène à l'heure actuelle, et en l'absence de projet de pipelines d'hydrogène, comme c'est le cas par exemple dans la région lyonnaise voisine, avec le projet Hypster qui planifie d'être connecté au pipeline HY-FEN, lui-même partie intégrante de la future dorsale allant du Portugal à Allemagne.

En 2022, l'OFEN a publié un rapport à l'intention du Conseil fédéral étudiant les capacités de stockage de gaz naturel en Suisse. 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 méthane dans une caverne-réservoir dans la région du Grimsel.

La transformation en e-méthane offrirait le moyen d'utiliser ce dernier type de stockage ainsi que les infrastructures de gaz naturel existantes mais reste aujourd'hui très peu déployé commercialement et demande à la fois des unités de méthanation et de captage de CO<sub>2</sub> aujourd'hui inexistantes en Suisse Romande. Cela reste néanmoins un débouché prometteur à plus long terme.

Du point de vue de l'équilibrage du système énergétique le power-to-hydrogène ou power-to-e-méthane ne trouve de **pertinence économique qu'à partir d'un taux de pénétration d'électricité intermittente supérieure à 70%**. Plusieurs études internationales <sup>(27-28)</sup>, et nos échanges avec l'EPFL <sup>(29)</sup> confirment cette hypothèse. Or, les scénarios-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau électrique de l'OFEN estiment un taux de pénétration situé entre 33% et 57% en 2040 (scénarios Sc2 et Sc3). Dans un pays très interconnecté comme la Suisse, le renforcement des interconnexions offre une solution plus économique. En d'autres termes, d'un point de vue purement économique, mieux vaut en premier lieu importer de l'électricité ou du gaz naturel, ou bien renforcer les interconnexions pour le faire, que de développer des capacités de power-to-gaz.

Le développement de capacité de stockage reste néanmoins un élément central de la sécurité énergétique du pays. Un stockage saisonnier d'hydrogène fonctionnant avec les excédents de production renouvelables, notamment de PV en été, permettrait d'éviter une dépendance massive d'imports de l'étranger en hiver. Un tel stockage pourrait être supporté par un investissement public au regard des services d'équilibrage et d'accroissement de la sécurité énergétique qu'il apporte.

### 3.2.3.4 Caractérisation de la place de l'hydrogène dans le secteur de la mobilité

Grâce à ses avantages en tant que vecteur énergétique propre, l'hydrogène est considéré comme une alternative dans le secteur de la mobilité, principalement pour les véhicules lourds tels que les camions, les bus, l'aviation et les transports maritimes.

Aussi bien pour le secteur maritime qu'aérien, les défis associés à la production de carburants durables questionnent la capacité en Suisse Romande de contribuer significativement à leur production future.

En effet, les besoins en hydrogène pour une production significative par exemple de SAF (Sustainable Aviation Fuel) nécessiteraient des quantités d'électricité importantes, dans un contexte de raréfaction de l'électricité avec le plan de sortie du nucléaire. De plus, l'utilisation de la biomasse pour produire du SAF soulève des questions sur la disponibilité des terres arables et l'impact sur la production alimentaire<sup>(30)</sup>.

Cette étude examine ainsi la taille du marché potentiel pour les véhicules à hydrogène à l'horizon 2035 en considérant les cas d'utilisation où l'hydrogène apporte le plus de valeur.

En effet, les véhicules électriques à batterie (VEB) ont des temps de ravitaillement plus long, une capacité de charge utile réduite qui entraînent des pertes de productivité en comparaison des véhicules électriques à hydrogène. Le Conseil fédéral favorise de manière équitable les véhicules à batterie électrique et à hydrogène. En effet, depuis les modifications de la RPLP en février 2024, les deux technologies sont classées dans la catégorie de redevance la moins élevée <sup>(31)</sup>.

(27) RTE | Futurs énergétiques 2050 (rte-futursenergetiques2050.com)

(28) Optimal sizing of renewable energy storage: A techno-economic analysis of hydrogen, battery and hybrid systems considering degradation and seasonal storage - ScienceDirect

(29) Entretien avec Francois Maréchal, Professeur, EPFL

(30) Aeesuisse (2024)

(31) Le Conseil fédéral (2024): <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiques.msg-id-100014.html>

### 3.2.3.5 Estimation du volume potentiel dans les principaux usages de la mobilité

#### Mobilité légère

L'hydrogène a jusqu'à présent peu d'applications dans la mobilité légère principalement en raison des **coûts élevés** des voitures à hydrogène. De plus, la **baisse des coûts des batteries** rend les véhicules électriques plus compétitifs en termes de coûts d'investissement et d'exploitation pour le transport individuel. En conséquence, les ventes de voitures à hydrogène restent faibles avec un nombre limité de modèles disponibles, ce qui contribue à la **prédominance technologique des voitures électriques à batterie**. Plus de 52 000 voitures électriques à batterie ont été vendues en 2023 en Suisse, contre seulement quelques dizaines de voitures à hydrogène <sup>(32)</sup>. De plus, avec le développement rapide des batteries, les véhicules électriques peuvent désormais atteindre des **autonomies similaires**, voire supérieures. La voiture électrique à hydrogène trouve néanmoins une voie auprès des **flottes de taxi**, déployées depuis plus de 5 ans dans des villes comme Paris et Bruxelles. La solution offre un temps de rechargement inférieur au véhicule à batterie et permet aux chauffeurs de servir plus de clients en une journée. Le véhicule électrique léger à hydrogène peut ainsi trouver un marché auprès de professionnels contraints par le temps (ex : livraison avec des véhicules utilitaires légers).

#### Poids lourds (véhicules de transport de marchandises)

Un des atouts essentiels des poids lourds électriques à hydrogène est qu'ils présentent des caractéristiques opérationnelles proches de celles du diesel. Les premiers modèles peuvent parcourir de 400 à 800 km entre deux recharges, et les modèles proposés dans la deuxième moitié de la décennie devraient dépasser les 1000 km d'autonomie, permettant la même fréquence de ravitaillement que les modèles thermiques classiques. De plus, le temps nécessaire pour une recharge est comparable à celui des véhicules thermiques, avec typiquement des temps de recharge aujourd'hui estimés inférieurs à 30 minutes, et potentiellement de l'ordre de 10 minutes dans les prochaines années. Par ailleurs, l'utilisation d'un moteur électrique supprime les émissions de gaz à effet de serre (GES) à l'échappement, mais présente également le potentiel de réduire considérablement les nuisances sonores (jusqu'à un facteur 10 par rapport au moteur thermique). Le bilan carbone global sur le cycle de vie "du puits à la roue" de la solution électrique à hydrogène est fortement favorable par rapport au diesel, même s'il est variable selon le mode de production de l'hydrogène.

Les poids lourds électriques à batterie proposent un coût total de possession aujourd'hui inférieur au poids lourd hydrogène. Néanmoins, leur autonomie est limitée par la densité énergétique des batteries, qui impose pour les constructeurs de trouver un équilibre entre quantité d'énergie embarquée, poids des batteries, volume occupé dans le véhicule, et donc entre autonomie et masse de marchandises transportées.

Les deux technologies devraient ainsi se répartir sur des usages différents. On distingue 3 principaux types d'usage :

- **Les livraisons urbaines** sont facilement couvertes par les véhicules électriques à batterie, qui se rechargent la nuit dans les dépôts et accomplissent leurs opérations quotidiennes sur une seule charge. Ces véhicules parcourent de faibles distances quotidiennes.

- **Les cycles de travail "longue distance"** sont un cas d'usage très pertinent pour le véhicule hydrogène en raison de sa forte autonomie mais peut également être couverts par des véhicules à batteries (VEB) avec une recharge supplémentaire. En effet, bien que ces véhicules parcourent des distances quotidiennes plus élevées (jusqu'à 800 km par jour), une charge complète peut être effectuée pendant la pause obligatoire du conducteur.

- Une proportion des opérations de poids lourds sont des **opérations longue distance effectuées par deux conducteurs**. Ces véhicules peuvent rouler pendant 18 heures sans arrêt. Par conséquent, avec un VEB en 2025, un temps d'arrêt d'environ 45 minutes est à prévoir tous les ~400 km contre environ 15 minutes tous les 1 000 km pour les véhicules à hydrogène. De plus, une perte de charge utile entraîne un coût supplémentaire pour les VEB. Par conséquent, les camions longue distance à deux conducteurs sont un cas d'utilisation très pertinent pour les véhicules à hydrogène.

**Il existe de grandes disparités dans les estimations du marché des poids lourds** à hydrogène en Europe. Par exemple, le rapport TNO <sup>(33)</sup> estime que le nombre de camion à hydrogène serait égale à la part des camions qui ne peuvent pas être remplacés par des véhicules électriques à batterie (BEV). Le rapport estime environ 0,4 % des poids lourds en 2030 utiliseront de l'hydrogène. Cette proportion pourrait diminuer à 0,2 % en 2035 et à 0,1 % en 2040 avec l'augmentation de la performance des véhicules électriques.

Cependant, le nombre de poids lourds en Suisse devrait être plus élevé. Parmi les raisons figurent le développement d'ores et déjà de plus de 6 kt/an de capacité d'électrolyse pour le secteur de la mobilité en Suisse, les limites du réseau électrique pour charger tous les véhicules électriques au même moment, gérer l'appel de puissance, et les conséquences sur le prix de marché de l'électricité en cas de développement d'une vision tout-électrique.

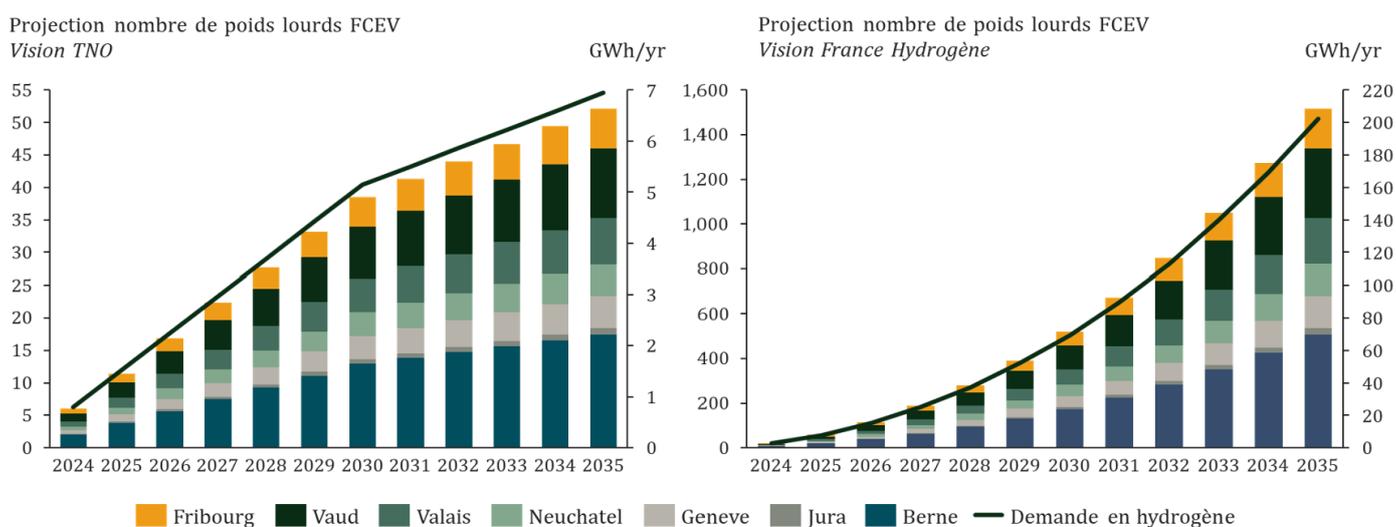
**Ces raisons devraient amener les pouvoirs publics à privilégier une diversification des technologies** et inciter le développement du poids lourd à hydrogène, pour limiter l'impact sur le système électrique.

(32) OFEN: [https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/MO\\_Kennzahlen\\_Fahrzeuge/Personenwagen\\_AlternativeAntriebe/?lang=fr](https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/MO_Kennzahlen_Fahrzeuge/Personenwagen_AlternativeAntriebe/?lang=fr)

(33) TNO (2022): [TNO\\_2022\\_R11862\\_Techno-economic\\_uptake\\_potential\\_of\\_zero-emission\\_trucks\\_in\\_Europe.pdf](https://www.tno.nl/~/media/Files/2022/02/2022_R11862_Techno-economic_uptake_potential_of_zero-emission_trucks_in_Europe.pdf) (agora-verkehrswende.de)

Si la Suisse adopte des mécanismes de support pour stimuler le marché de poids lourds à hydrogène, la vitesse de déploiement des FCEV <sup>(34)</sup> pourrait se rapprocher de la vision promue par France Hydrogène à moyen terme. L'association suggère que le déploiement des poids lourds à hydrogène devrait atteindre au moins **11 % des poids lourds vendus d'ici 2030, 21 % d'ici 2035** <sup>(35)</sup> Ainsi, projetée à la Suisse romande, la demande en hydrogène des poids lourds atteindrait en 2035 environ 200 GWh/an (figure 8), pour environ 1,500 poids lourds.

**Figure 8: Poids lourds électriques à hydrogène en Suisse Romande – projections basées sur la vitesse de déploiement publié par TNO (2022) à gauche, et par France Hydrogène (2023) à droite**



Les hypothèses formulées incluent le maintien du nombre de poids lourds vendus en Suisse entre 2023 et 2035, englobant les camions et les véhicules articulés de plus de 3,5 tonnes (véhicules N2 et N3 selon la classification de l'UE) <sup>(36)</sup>. Un kilométrage annuel moyen de 50 000 km est envisagé, avec une consommation d'hydrogène estimée à 8 kg pour 100 km, similaire à celle des camions Hyundai Xcient Fuel Cell <sup>(37)</sup> actuellement en fonction dans le cadre du projet Hydrospider. De plus, la répartition des poids lourds à hydrogène entre les cantons est prévue selon la même distribution que celle des poids lourds déjà en service <sup>(38)</sup>.



(34) Fuel Cell Electric Vehicles (FCEV)

(35) Plan-Mobilite\_France-Hydrogene.pdf

(36) OFS: Nouvelles mises en circulation de véhicules de transport de choses selon Canton, Genre de véhicule, Carrosserie, Catégorie de véhicule selon l'UE, Poids total autorisé, Carburant, Classe d'émission selon l'UE et Année. PX-Web (admin.ch)

(37) Transport & Logistique (2024): Camion hydrogène : retour d'expérience sur le Hyundai Xcient de GW - FranceRoutes (actu-transport-logistique.fr)

(38) Transport & Logistique (2024) : Camion hydrogène, Retour d'expérience sur le Hyundai Xcient de GW – FranceRoute (actu-transport-logistique.fr)

## Transport de passagers

Les bus peuvent être répartis en quatre types d'usages :

- Les **bus urbains** peuvent facilement passer aux VEB pour des raisons d'autonomie et la capacité à recharger les bus pendant les périodes d'inactivité. Cette catégorie est donc fortement concurrentielle pour les véhicules à hydrogène.

- Les **bus ruraux et suburbains** sont également faciles à convertir en VEB parce que les distances quotidiennes parcourues et les fréquences des trajets sont faibles, ce qui signifie que les opérations quotidiennes peuvent être effectuées sur une seule charge avec une recharge nocturne.

- Les **services interurbains** sont plus difficiles à passer aux VEB en raison de contraintes telles que la disponibilité des stations de recharge et d'autres coûts induits, ce qui peut, dans certaines conditions, permettre aux véhicules à hydrogène de devenir compétitifs.

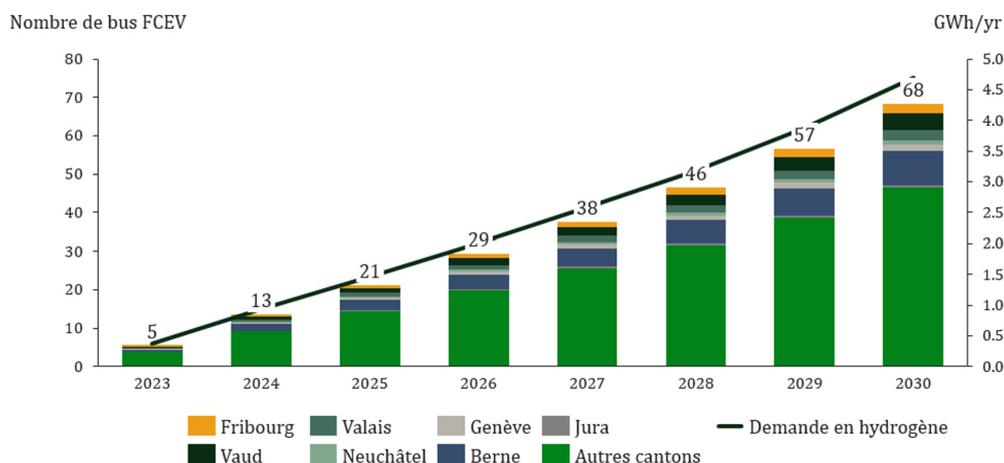
- Les **services de longue distance** sont difficiles voire incompatibles avec les performances des VEB car les trajets longs ne peuvent pas être effectués sur une seule charge et l'ajout de plusieurs points de recharge entraîne des coûts ou une complexité opérationnelle. Ils représentent **un marché intéressant pour les bus à hydrogène**.

**Par conséquent, les bus et autocars à FCEV sont susceptibles d'offrir des avantages par rapport aux BEV dans les cas où la technologie BEV ne serait pas en mesure de répondre aux exigences de trajet, comme les trajets longs, imprévisibles et/ou éloignés.**

La demande en borne haute a été estimée en se basant sur les données de production européennes prévues pour les véhicules à hydrogène. Les hypothèses émises incluent un kilométrage annuel moyen de 60 000 km pour des trajets interurbains et de longue distance, et une consommation d'hydrogène de 1,3 kWh/km. Il est supposé que la répartition des bus à hydrogène entre les cantons suive la même distribution que celle des bus déjà en service. En extrapolant la simulation de la figure 9, le nombre de bus et d'autocars à H<sub>2</sub> en Suisse romande est estimé à une cinquantaine de véhicules en 2035.



**Figure 9: Bus à hydrogène en Suisse – projections alignées sur les données de production européennes prévues pour les véhicules**



# 04

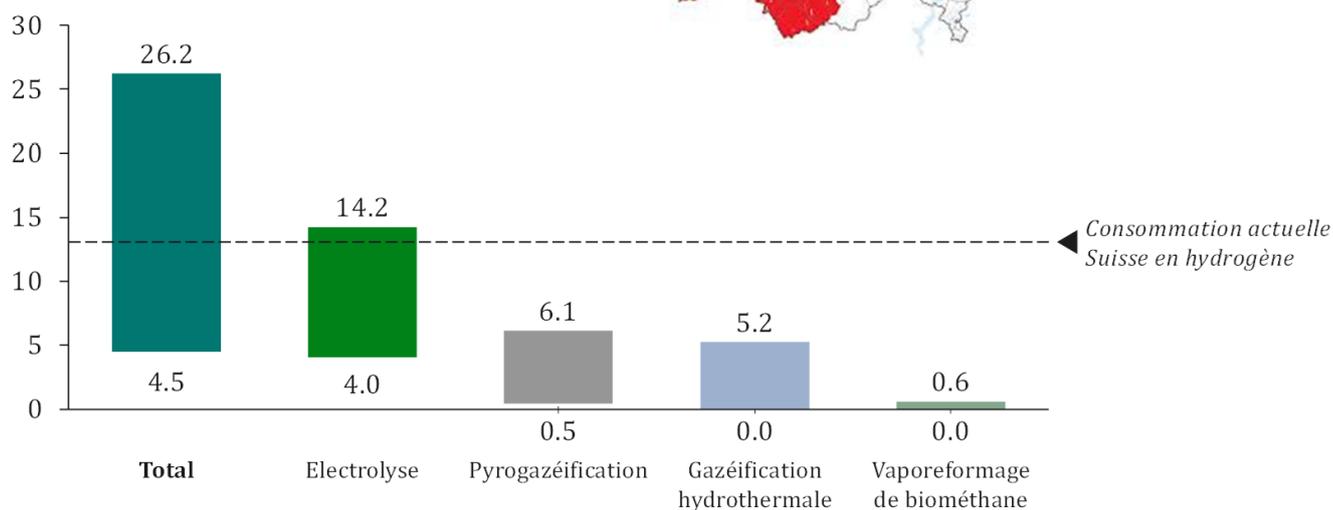
## POTENTIEL DE PRODUCTION D'HYDROGENE BAS-CARBONE A HORIZON 2035

### 4.1 Principaux résultats

**A horizon 2035, Le potentiel théorique de production d'hydrogène en Suisse romande se situe entre 4,5 et 26,2 milliers de tonnes d'hydrogène par an <sup>(39)</sup>.**

La figure ci-dessous présente la manière dont ce potentiel de production est réparti entre les différentes technologies :

Production d'hydrogène (ktH<sub>2</sub>/an)



**Figure 10 : Potentiel de production d'hydrogène en Suisse romande - Horizon 2035**

La variabilité dans le niveau de production s'exprime dans la disponibilité de l'électricité pour de l'électrolyse, ainsi que celle de la biomasse pour les technologies de gazéification, ou encore la progression de la maturité technologique de ces dernières. Il s'agit d'un potentiel théorique, mais relativement conservateur au vu des hypothèses explicitées par la suite.

**Le potentiel de production d'hydrogène bas-carbone en Suisse romande pourrait dès lors être plus de 2 fois supérieur au marché actuel d'hydrogène** (pour rappel, principalement d'origine fossile) **en Suisse** : la production d'hydrogène par électrolyse représente plus de 50 % du potentiel total, les technologies de **gazéification** plus de 40 %.

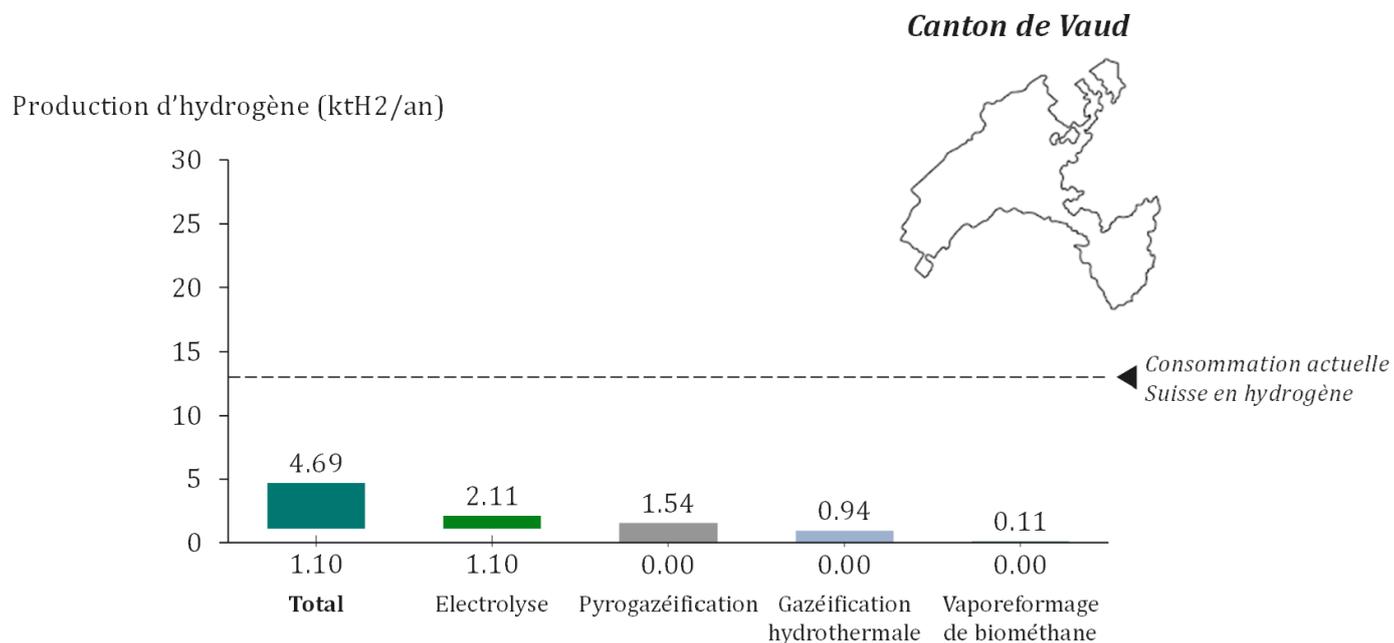
Il est à noter que les vecteurs d'entrée des différentes technologies considérées, que ce soit l'électricité ou la biomasse, sont en compétition avec d'autres applications finales, ce qui donne lieu à des écarts significatifs entre les valeurs minimales et maximales évaluées.

Les parties suivantes présentent en détail les typologies de technologies considérées pour obtenir ce potentiel de production, ainsi que les différents paramètres structurant les bornes de production minimum et maximum.

Ce potentiel de production a notamment pu être déterminé également au niveau cantonal. La figure suivante présente ainsi les valeurs obtenues par exemple pour le canton de Vaud :

(39) Ce niveau de production ne permettrait pas de couvrir entièrement la demande, estimée entre 12,4 et 28,8 milliers de tonnes d'hydrogène par an :  
- Avec une production en borne basse de 4,5 kt/an contre une demande minimum de 12,4 kt/an ;  
- Avec une production de 26,2 kt/an en borne haute légèrement inférieure à la demande haute de 28,8 kt/an.  
Une partie du marché pourrait être ainsi non satisfaite par manque de moyen de production. L'estimation du marché dans la section suivante montre néanmoins que les volumes à fournir sont plus faibles une fois considérés les conditions économiques.

**Figure 11 : Potentiel de production d'hydrogène dans le canton de Vaud - Horizon 2035**



Le canton de Vaud porte ainsi près d'un cinquième du potentiel de production total de la Suisse romande. Ce potentiel est notamment porté par des technologies de production innovantes et utilisant comme matières premières de la biomasse sèche, type résidus de bois (en pyrogazéification), ou de la biomasse humide, type boues d'épuration (en gazéification hydrothermale).



## 4.2 Détails de la méthodologie utilisée

### 4.2.1 Production d'hydrogène électrolytique

#### 4.2.1.1 Détermination du potentiel à l'échelle suisse

Le potentiel de production d'hydrogène électrolytique à horizon 2035 est constitué de trois éléments :

- Une part de ce potentiel concerne la quantité d'électricité du réseau qui pourrait être dédiée à horizon 2030-2035 à la production d'hydrogène. Les rapports Avenirs Energétiques 2050+ et les scénarios cadres de l'Office fédérale de l'énergie ont été utilisés pour estimer le potentiel électrolytique à l'échelle de la suisse, puis extrapolé au niveau de la Suisse romande. Ce potentiel est déterminé en prenant en compte les contraintes d'approvisionnement du réseau électrique et les projections sur la disponibilité de l'électricité en Suisse.

- La deuxième partie concerne les projets annoncés et en cours de développement de production d'hydrogène électrolytique, pour des unités de production non-connectées au réseau électrique suisse.

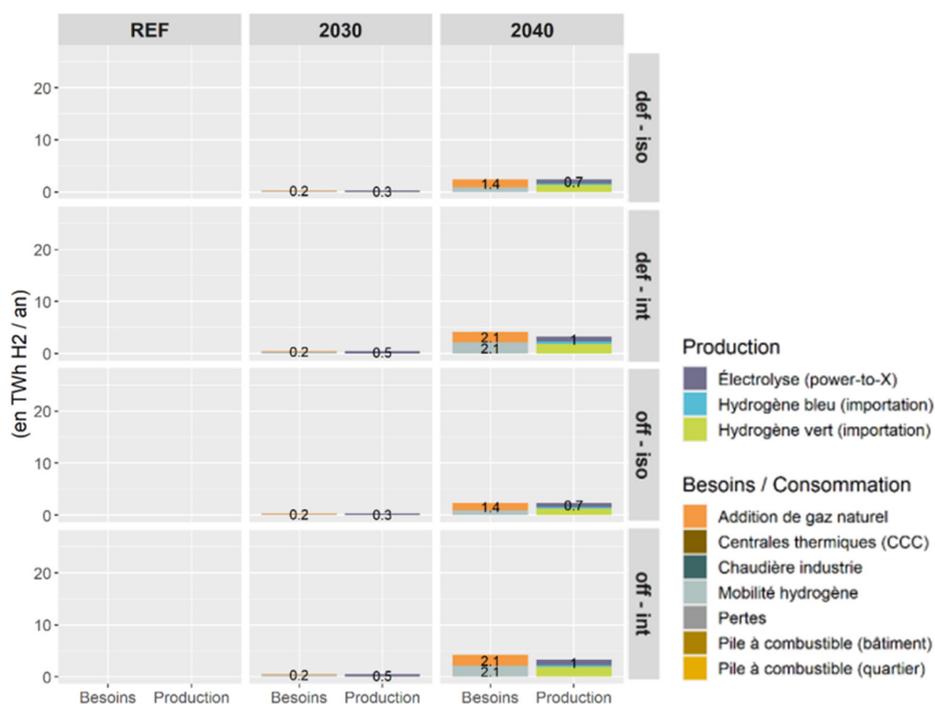
- Enfin, la troisième partie suppose que les sites industriels présents en Suisse romande, et pour lesquels la demande en hydrogène bas-carbone a été évaluée dans la partie précédente, développent des électrolyseurs sur leurs sites de production, alimentés par leur propre production d'énergie renouvelable.

Les projections du rapport Avenirs énergétiques 2050+ indiquent une réduction anticipée de 12 TWh dans la capacité des centrales nucléaires d'ici à 2040. En réponse, la Suisse prévoit d'augmenter sa production photovoltaïque pour répondre à la demande croissante. Néanmoins, cette expansion ne pourra pas totalement compenser le déficit, obligeant la Suisse à augmenter encore son importation d'électricité à d'ici à 2040.

Dans cette configuration, l'électricité renouvelable excédentaire ne serait disponible qu'au cours du semestre estival. Cette contrainte pourrait conduire à devoir investir dans des capacités d'électrolyse disproportionnées (correspondant à un nombre restreint d'heures de pleine charge) par rapport aux quantités d'hydrogène produites.

Les contraintes probables sur la disponibilité d'électricité nous amènent donc à considérer qu'un déploiement massif de l'électrolyse n'est pas envisagé initialement. Néanmoins, la figure suivante présente les quantités d'hydrogène produites anticipées par le rapport Avenirs énergétiques 2050+ :

Figure 12 : Bilans de l'hydrogène dans les quatre scénarios pour les trois années de référence sélectionnées



Les projections à gauche, montrent que, selon tous les scénarios envisagés, la Suisse pourrait anticiper une production d'électrolyse connectée au réseau comprise entre 0,3 et 0,5 TWh/an d'ici à 2030.

L'Office fédérale de l'énergie Suisse a également publié en 2022 (40) des scénarios-cadre pour la planification du réseau électrique, dans lesquels des volumes d'électricité sont dédiés à la production d'hydrogène électrolytique. Selon les scénarios envisagés, ces volumes d'électricité se situent autour de 0,80 TWh/an d'ici à 2035. Ce sont donc ces chiffres qui ont été utilisés afin d'estimer les bornes minimales et maximales de production d'hydrogène électrolytique à horizon 2035.

(40) Scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau électrique

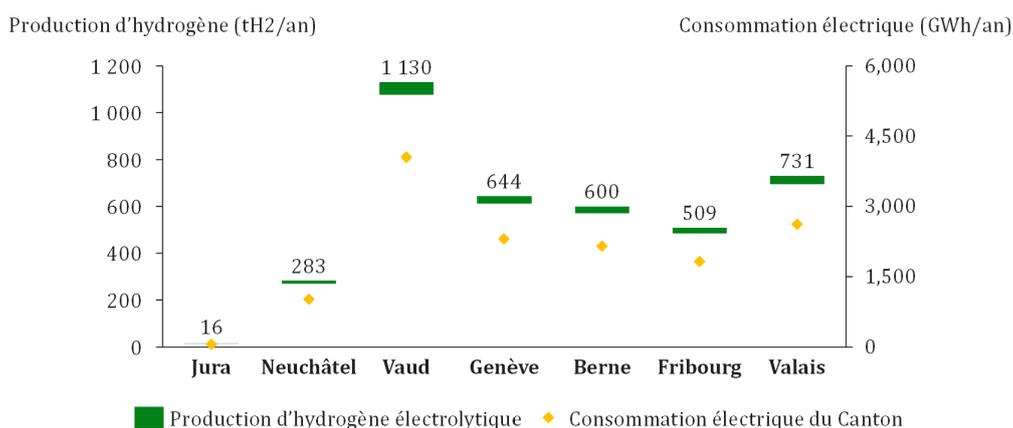
## 4.2.1.2 Extrapolation à l'échelle cantonale

### Production d'électrolyse avec connexion au réseau

La consommation d'électricité au niveau cantonal a été utilisée afin de pouvoir ensuite estimer au prorata de la consommation nationale, la quantité d'électricité disponible dans chacun des cantons de la Suisse romande pour produire de l'hydrogène.

Le Canton pour lequel le potentiel de production d'hydrogène électrolytique est le plus important est ainsi le canton de Vaud. Il représente à lui seul près de 8 % du potentiel total Suisse.

**Figure 13 : Consommation électrique en Suisse romande et potentiel de production d'hydrogène électrolytique associé**



### Production d'électrolyse à travers les projets en développement

La figure ci-dessous projette les quantités d'hydrogène attendues sur la base des projets annoncés ou en cours de développement en Suisse romande.

Ces projets sont au nombre de trois, dans les cantons de Vaud, de Fribourg et du Valais :

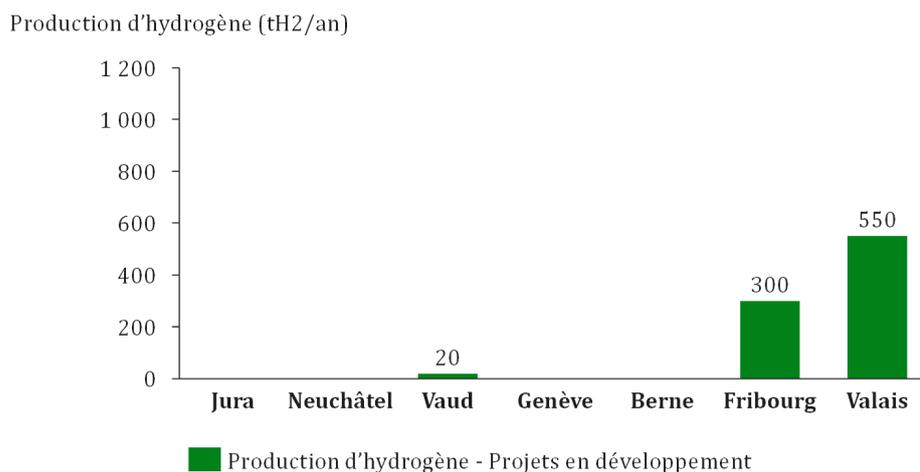
- Romande Energie, SolydEra et Zwahlen & Mayr vont développer le projet PRHYSM ("PRoduction of green HYdrogen for clean Steel and Metallurgy"), dans lequel un électrolyseur à oxyde solide produira annuellement 20 tonnes d'hydrogène pour le secteur de la métallurgie.

- SATOM, Alpiq et CIMO à Monthey projettent de déployer un électrolyseur de 5 MW d'ici à 2026 dans le canton du Valais ;

- GHP Gruyère est en train de mettre en route un électrolyseur de 2 MW dans le canton de Fribourg, pour des usages dédiés à l'industrie.

Il est fortement possible que d'autres projets rentrent en opération dans les cantons de la Suisse romande dans les prochaines années, mais aucune capacité additionnelle n'a été considérée dans ce segment, car non annoncée.

**Figure 14 : Potentiel de production d'hydrogène – Projets en développement**



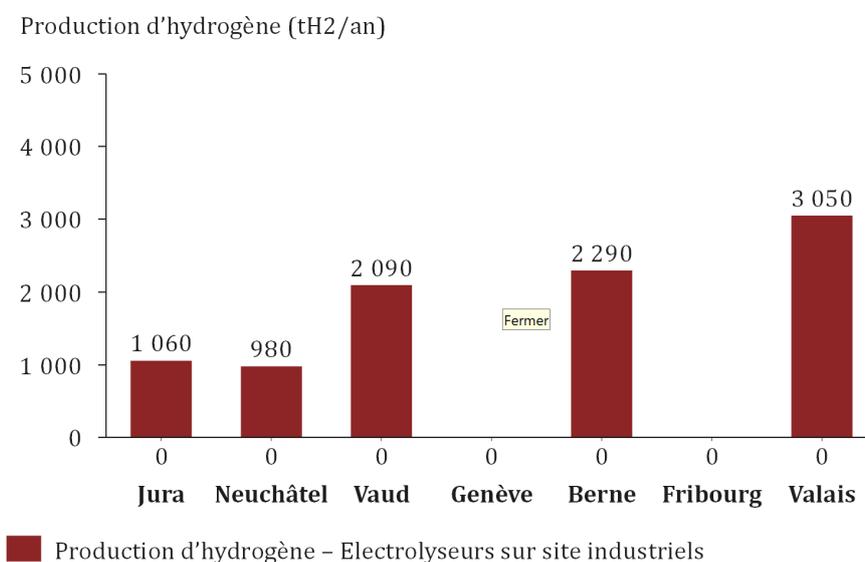
## 4.2.1.2 Extrapolation à l'échelle cantonale

### Production d'électrolyse à travers le déploiement d'électrolyseurs sur les sites industriels

Ce potentiel de production équivaut à la demande en hydrogène bas-carbone des sites industriels présents en Suisse romande, pour usage dans les procédés haute température. Il est ainsi considéré que chaque site mettrait en œuvre des capacités d'électrolyse, alimentées par sa propre production d'énergie renouvelable, pour répondre à ses besoins de chaleur.

Ce potentiel est indiqué dans la figure suivante :

Figure 15: Production d'électrolyse à travers le déploiement d'électrolyseurs sur les sites industriels



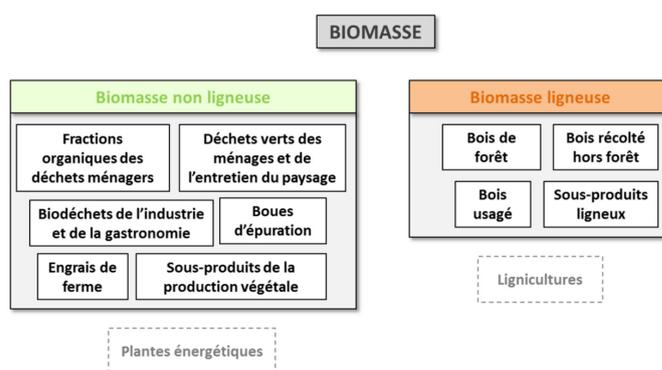
## 4.2.2 Production d'hydrogène par des technologies de production innovantes

### 4.2.2.1 Ressources en biomasse disponibles

Outre l'électrolyse, produire de l'hydrogène bas-carbone peut se faire de plusieurs manières, notamment en utilisant comme matière première de la biomasse, et en explorant des techniques innovantes, qui sont au stade de démonstrateurs, et vue comme commercialisables pour l'horizon 2035.

L'Institut fédéral de recherches WSL <sup>(41)</sup> a mené une étude afin d'estimer le potentiel de biomasse disponible à l'échelle de la Suisse et à un niveau de détail cantonal, afin de quantifier et de localiser le potentiel des principales ressources en biomasse de la Suisse. L'étude a porté autant sur la biomasse ligneuse (de type bois) que non ligneuse, en appliquant la même approche méthodologique. Dix catégories de biomasse ont été définies, présentées dans la figure à droite :

Figure 16 : Les 10 types de biomasse définis dans l'étude WSL



(41) Potentials of domestic biomass resources for the energy transition in Switzerland

Pour chaque type de biomasse, l'étude a employé une méthodologie similaire afin de déterminer les potentiels de biomasse suivants :

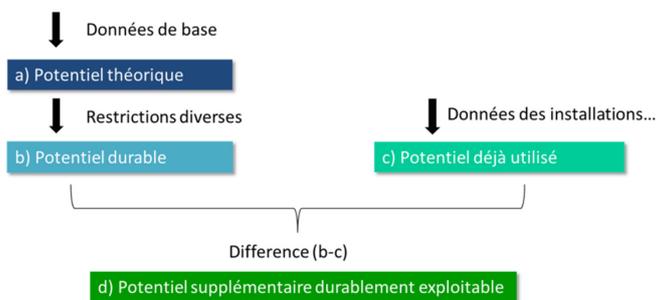
- **Le potentiel théorique** : Il comprend l'exploitation maximale possible de la biomasse produite dans le pays.

- **Le potentiel durable** : Il part du potentiel théorique, auquel on retranche une partie de la biomasse, en raison de restrictions écologiques, économiques, légales et politiques.

- **Le potentiel supplémentaire durablement exploitable** : Il s'obtient en soustrayant le potentiel énergétique de la biomasse déjà exploitée du potentiel durable. C'est ce dernier potentiel qui a été considéré dans ce rapport pour déterminer le potentiel de production d'hydrogène utilisant de la biomasse comme matière première.

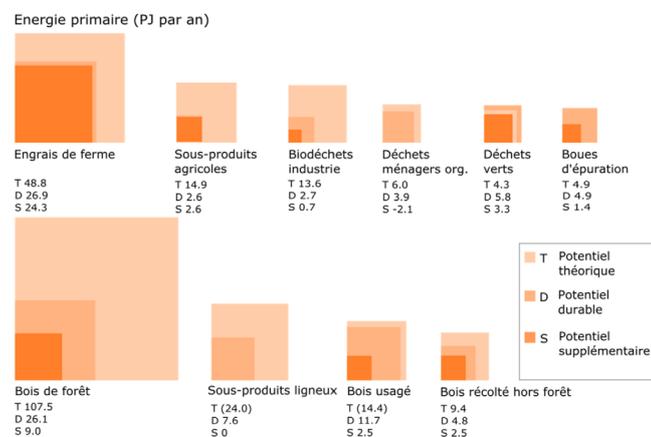
La figure ci-dessous illustre l'articulation entre ces trois catégories :

**Figure 17 : Les différents potentiels de biomasse**



La représentation graphique ci-dessous synthétise les différents potentiels de biomasse produite chaque année en Suisse, convertis en contenu d'énergie primaire (PJ). Les carrés colorés illustrent les potentiels théoriques, durables et supplémentaires des divers types de biomasse :

**Figure 18 : Potentiels d'énergie primaire des 10 catégories de biomasse**



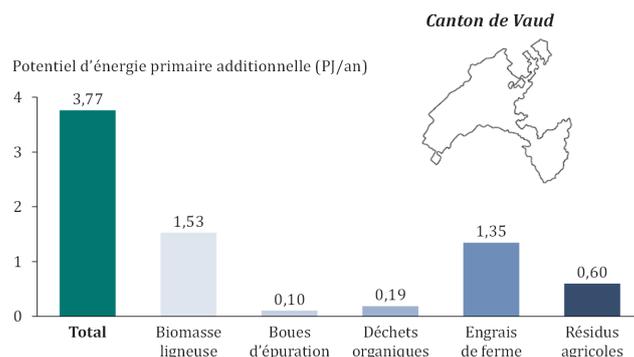
En Suisse, le potentiel théorique de la biomasse s'élève à 209 PJ d'énergie primaire par an au total. Environ la moitié de cette quantité provient du bois de forêt, soit 108 PJ, tandis qu'un quart est issu des engrais de ferme, soit 49 PJ. Ce potentiel représente environ 19 % de la consommation brute d'énergie totale de la Suisse, évaluée à 1 108 PJ.

La biomasse déjà exploitée pour sa valeur énergétique atteint 53 PJ par an. Selon les calculs effectués, environ 44 PJ supplémentaires de biomasse peuvent être utilisés chaque année à des fins énergétiques, soit 4 % de la consommation brute d'énergie en Suisse.

Les résultats mentionnés Figure 18, sont également disponibles pour chaque canton.

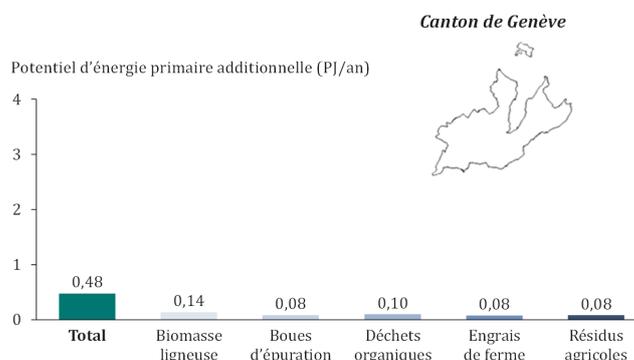
Le potentiel d'énergie primaire additionnelle disponible pour le canton de Vaud grâce à la biomasse est par exemple proposé dans la figure suivante :

**Figure 19: Potentiel d'énergie primaire additionnelle - Canton de Vaud**



Le canton de Genève présente quant à lui un potentiel bien inférieur, en raison d'une taille inférieure et d'un tissu économique aux caractéristiques différentes.

**Figure 20 : Potentiel d'énergie primaire additionnelle - Canton de Genève**



Il existe ainsi d'importantes ressources en biomasse inexploitées, notamment pour la production d'hydrogène. Il existe plusieurs technologies à différents stades de développement, capables d'utiliser divers types de biomasse. La section suivante détaille ces technologies existantes, leur niveau de développement, leur pertinence pour la Suisse et les types de biomasse qu'elles peuvent convertir.

## 4.2.2.2 Technologies de production innovantes disponibles

Afin de prendre en compte tous les types de biomasse définis dans l'étude WSL et en raison du déploiement déjà en cours de nombreux projets en Suisse et en Europe autour de ces technologies, trois principales technologies ont été examinées pour évaluer le potentiel de production d'hydrogène à partir de la biomasse.

Ces technologies ainsi que leurs spécificités sont répertoriées dans le tableau suivant :

**Tableau 1 : Maturité technologique et potentiel de déploiement des technologies de conversion de biomasse en hydrogène**

Technologie	TRL actuel <sup>(42, 43)</sup>	Type de biomasse adéquat	Possibilité de déploiement en Suisse
<b>Pyrogazéification</b>	7	- Biomasse ligneuse (bois) - Sous-produits de la production végétale	Facilement déployable dans les prochaines années
<b>Gazéification hydrothermale</b>	5	- Déchets verts et organiques, biodéchets - Boues d'épuration - Engrais de ferme	Déploiement à partir de 2030
<b>Vaporeformage de biométhane</b>	9	- Sous-produits de la production végétale - Déchets verts et organiques, biodéchets - Boues d'épuration - Engrais de ferme	Dans le cas d'un besoin d'hydrogène décentralisé ou unité de SMR existante

Des détails techniques sur les caractéristiques de ces procédés sont fournis dans les paragraphes suivants.

### Pyrogazéification

La pyrogazéification est un procédé qui fusionne la pyrolyse et la gazéification. Ce dernier désigne une transformation thermochimique consistant à décomposer par la chaleur et en absence d'hydrogène un solide combustible carboné (telle que la biomasse ligneuse) dans le but d'obtenir un mélange gazeux combustible. L'absence d'oxygène durant la pyrolyse évite la création de monoxyde de carbone. Le produit résultant est donc simplement de l'hydrogène, ainsi que du carbone solide, appelé "biochar" et également valorisable.

Quelques projets récents ont émergé en Europe, tels que "Wood-Hy/Hy-boy", qui transforme du bois en hydrogène.

Le site, basé à Losse, en France, a pour objectif de produire 1 000 tonnes d'hydrogène par an. Avec ses ressources disponibles telles que les déchets organiques secs (bois, pneus) ou des déchets issus de l'agriculture, la Suisse présente un potentiel de développement de cette technologie sur son territoire.

C'est d'ailleurs ce type de technologies qui est à l'œuvre dans le projet H2 Bois, évoqué dans la section 1.2 du document.

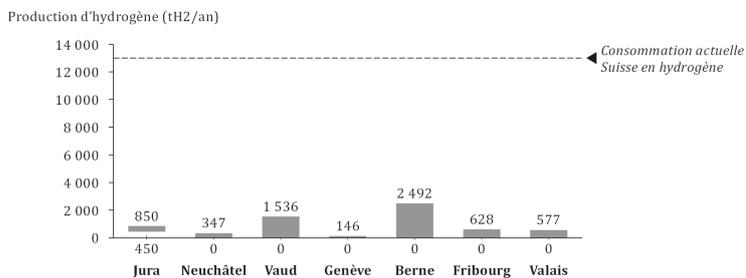
(42) RHC Renewable Hydrogen paper (rhc-platform.org)

(43) IEA- Hydrogen patents for a clean energy future



La figure suivante présente le potentiel de production d'hydrogène à travers cette technologie, au sein des différents cantons de la Suisse romande :

**Figure 21 : Potentiel de production d'hydrogène par pyrogazéification en Suisse romande**



Les cantons de Vaud et de Berne sont ceux présentant le potentiel de production le plus conséquent, en raison des quantités importantes de biomasse ligneuse (type résidus de bois) présentes sur le territoire. Il est cependant important d'avoir en tête que d'après l'étude WSL, près de 70 % des ressources en bois disponibles pour la production d'énergie sont d'ores et déjà utilisées. L'approche suivante a été utilisée pour estimer le potentiel de production d'hydrogène qui utiliserait les 30 % restants :

- Il a été considéré que 70 % des ressources additionnelles et non utilisées seront dirigés vers les usages existants, qui sont d'ores et déjà maîtrisés et pour lesquels un marché existe déjà. Ainsi, seuls 30 % des ressources additionnelles sont potentiellement disponibles pour la production d'hydrogène.

- Ensuite, il a été considéré que 70 % des ressources additionnelles potentiellement disponibles pourront effectivement être utilisées pour la production d'hydrogène. Le pourcentage d'utilisation actuelle de chaque type de biomasse a ainsi été utilisé pour caractériser l'accessibilité de la ressource. **Cette valeur représente ainsi, pour chaque type de biomasse, le potentiel maximum biomasse dirigé vers la production d'hydrogène.**

- Le potentiel minimal, sauf existence de projet en développement (comme c'est le cas pour H2 Bois, qui entend utiliser du bois et la technologie de pyrogazéification pour produire de l'hydrogène), a lui été considéré à 0.

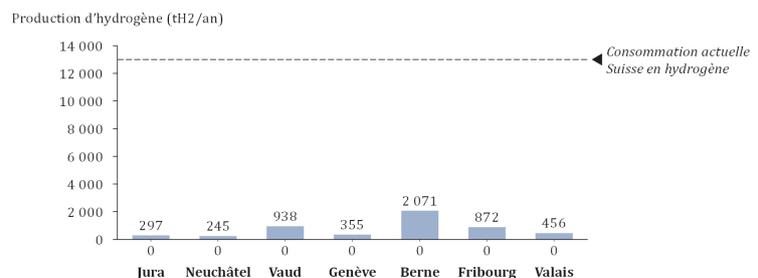
### Gazéification hydrothermale

La gazéification hydrothermale est une seconde sous-catégorie du procédé plus général de gazéification. Elle émerge comme une technologie de conversion des biomasses humides, permettant le traitement efficace des résidus et des déchets organiques. Cette méthode utilise l'eau contenue dans la biomasse à son état super-critique en tant que milieu réactionnel pour générer de l'hydrogène après une phase de purification.

En Suisse, la disponibilité abondante de la "matière première" pour ce type de technologie suggère un potentiel intéressant pour cette technologie. Parmi ces gisements, on compte les boues des stations d'épuration, les déchets organiques, les effluents d'élevage, ainsi que d'autres résidus d'activité agricole. Ces catégories de biomasse "humide" sont actuellement sous-exploitées en Suisse, d'après l'étude WSL, et présentent donc un potentiel de production d'hydrogène significatif.

La figure suivante présente le potentiel de production d'hydrogène à travers cette technologie, au sein des différents cantons de la Suisse romande :

**Figure 22 : Potentiel de production d'hydrogène par gazéification hydrothermale en Suisse romande**



La même méthodologie que celle employée pour la pyrogazéification a été utilisée pour estimer les bornes minimales et maximales de chaque canton pour la production d'hydrogène.

## Vaporeformage de biométhane

Le vaporeformage de méthane demeure la technologie prédominante pour la production mondiale d'hydrogène. Bien que le vaporeformage à partir d'énergie fossile soit une méthode éprouvée, son adaptation aux unités de biométhane nécessite des ajustements technologiques, notamment souvent une adaptation à des échelles réduites.

Le vaporeformage du biométhane offre un intérêt considérable pour réduire significativement l'empreinte carbone de l'hydrogène produit, tout en renforçant la souveraineté énergétique, surtout lorsqu'il est produit localement. Complétés avec des technologies de captation de gaz carbonique, ces processus pourraient même fournir de l'hydrogène avec des bilans carbone négatifs.

Ce moyen de production rentre cependant directement en compétition avec l'injection simple et direct du biométhane dans le réseau gazier, qui présente l'avantage d'être plus compétitif d'un point de vue énergétique, et d'accéder à un marché comparativement énorme, le biométhane étant la même molécule que le méthane (ou gaz naturel), d'ores et déjà utilisé de manière massive en Suisse. La Suisse consommait en effet près de 102 PJ (44) de gaz naturel en 2022 au total, soit près de 13 % de sa consommation finale totale d'énergie. C'est pourquoi les quantités d'hydrogène produites au travers de ces processus ont été considérées comme faibles.

## 4.2.2.3 L'hydrogène naturel

L'hydrogène naturel présente l'avantage d'être une ressource pratiquement inépuisable. Les processus de formation de l'hydrogène sont significativement plus rapides, s'étalant sur quelques dizaines à quelques centaines d'années, par rapport à la transformation de la matière organique en pétrole, qui prend des millions d'années.

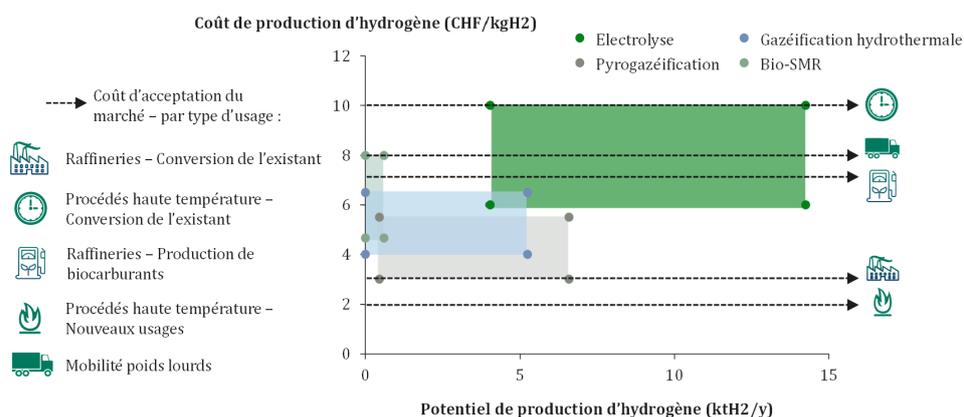
Cette caractéristique suggère que les gisements d'hydrogène pourraient se régénérer à un rythme permettant une exploitation continue.

Actuellement, un seul site dans le monde, localisé au Mali, exploite de l'hydrogène naturel dans des quantités anecdotiques. Toutefois, des forages sont en cours en Australie et aux États-Unis. En Suisse, le processus est actuellement au stade d'exploration de gisements sur le territoire. Cette source d'hydrogène n'est pas considérée dans l'étude faute d'éléments de quantification.

## 4.3 Potentiel et coûts de production

La figure 23 retranscrit les résultats du potentiel de production en hydrogène à l'échelle de la Suisse romande, en y ajoutant la dimension du coût de production d'ici à 2035 et de prix d'acceptation des usages sélectionnés. Les données ont été fournies par des porteurs de projet, disponibles publiquement (ex : résultats des appels à projets de la Hydrogen European Bank), et proviennent de bases de données internes d'ERM.

**Figure 23 : Potentiel et coût de production associés aux différentes technologies**



Les technologies innovantes telles que la pyrogazéification ou la gazéification hydrothermale sont, en termes de coût, les plus prometteuses pour la production d'hydrogène. Elles restent néanmoins peu matures comparées à l'électrolyse et ont fait face ces dernières années à de nombreux défis opérationnels dans la mise en œuvre des pilotes.

Le procédé de vaporeformage de biométhane, qui consiste à utiliser la méthode classique de production d'hydrogène, en remplaçant du méthane fossile par du biométhane. Elle présente des coûts de production d'hydrogène plus élevés que ceux de la gazéification, car cette production s'établit en deux temps, premièrement à travers l'obtention du biométhane, puis de son vaporeformage.

Enfin, l'hydrogène électrolytique présente un potentiel très variable. En effet, peu d'électricité sur le réseau devrait être disponible à horizon 2035 pour produire cette molécule.

Cependant, l'émergence d'une demande en hydrogène dans de nouveaux secteurs de l'industrie et la mobilité, pourrait permettre de stimuler la capacité de production d'électrolyse hors réseau.

(44) Énergie | Office fédéral de la statistique (admin.ch)

# 05

## EVALUATION DE LA TAILLE DU MARCHÉ POTENTIEL A HORIZON 2035

Le marché représente la rencontre entre l'offre et la demande, soit la capacité de la production d'hydrogène bas-carbone à répondre en quantité et en prix à la demande potentielle.

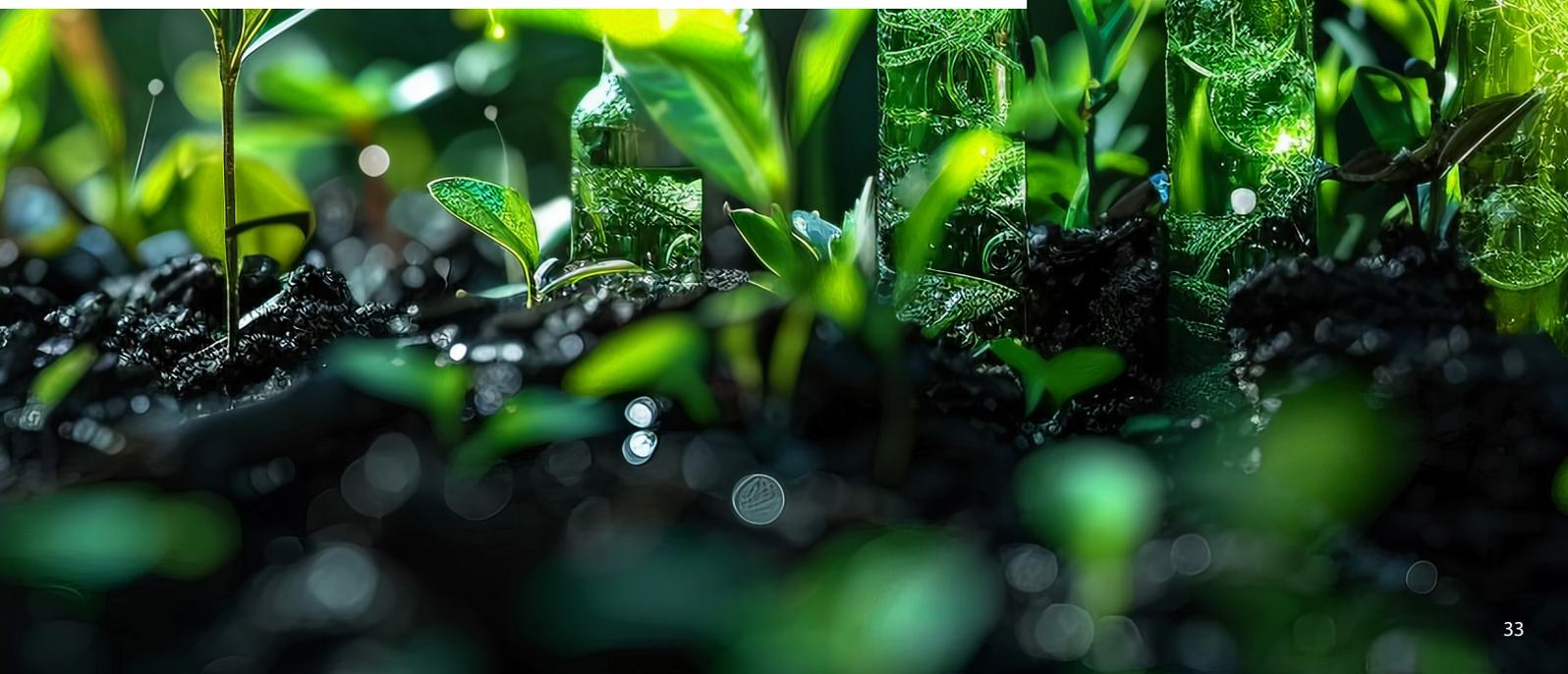
Ainsi, après avoir caractérisé dans les chapitres précédents les bornes minimales et maximales du potentiel de production et de demande, nous simulons ici des scénarios de développement du marché à partir d'une méthode d'allocation des volumes selon le principe "merit order" décrit en appendix.

### 5.1 Définitions de scénarios

- **Support public à la production** : Si cette option est activée, l'Etat finance à hauteur de 4 CHF/kgH<sub>2</sub> les technologies de production d'hydrogène bas-carbone, quel que soit le type de technologie. Ce niveau de support a été établi sur la base de ce qui a été observé en Europe, où des mécanismes tels que celui conduit par la banque Européenne de l'hydrogène permettent de supporter jusqu'à 4,50 € le kilogramme d'hydrogène bas-carbone produit, ou encore aux Etats-Unis avec un support allant jusqu'à 3 dollars du kilogramme d'hydrogène vert dans le cadre du programme de support à la transition énergétique "IRA".

- **Potentiel de production** : S'il est indiqué comme maximale, la capacité de production d'hydrogène bas-carbone en Suisse romande est celle associée à la borne haute du potentiel déterminé dans la section 3, et s'évalue à 26,2 kt d'hydrogène bas-carbone par an. Sinon, le potentiel de production s'élève à 4,5 ktH<sub>2</sub>/an, en borne minimale.

- **Potentiel de demande** : Si elle est indiquée comme maximale, la demande en hydrogène bas-carbone en Suisse romande est celle associée à la borne haute du potentiel déterminé dans la section 2, et s'évalue à 28,8 kt d'hydrogène bas-carbone. Sinon, la demande s'élève à 12,4 kt.



La figure suivante illustre la structure des 4 scénarios évalués :

**Figure 24 : Structure des scénarios**

<b>S1 :</b>	€ Support financier public ✓	⊕ Potentiel de production minimal ↓	📊 Potentiel de demande maximale ↑
<b>S2 :</b>	€ Support financier public ✗	⊕ Potentiel de production maximal ↑	📊 Potentiel de demande maximale ↑
<b>S3 :</b>	€ Support financier public ✓	⊕ Potentiel de production maximal ↑	📊 Potentiel de demande minimale ↓
<b>S4 :</b>	€ Support financier public ✓	⊕ Potentiel de production maximal ↑	📊 Potentiel de demande maximale ↑

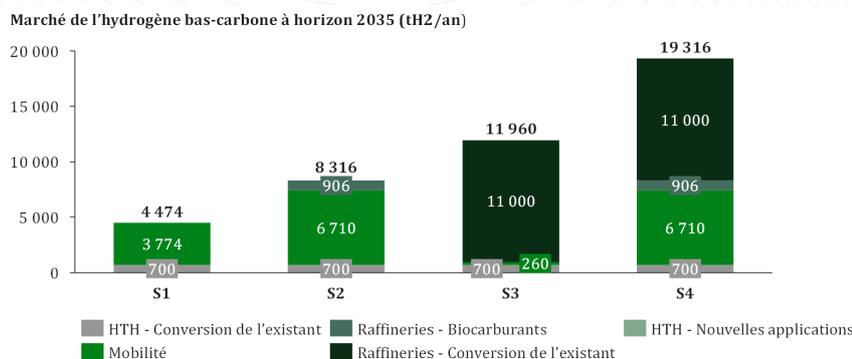
Ces scénarios permettent de répondre à des questions distinctes :

- **S1** : Quels sont les secteurs qui bénéficieraient en priorité d'un hydrogène bas-carbone à un prix compétitif ?
- **S2** : Quel est le marché potentiel sans intervention des pouvoirs publics ?
- **S3** : L'ensemble de la demande est-elle servie avec un abaissement du coût de production de l'ordre de 4 CHF/kgH2 ?
- **S4** : Quel est le marché potentiel avec intervention des pouvoirs publics dans les cas les plus favorables de demande et de disponibilité de l'hydrogène ?

## 5.2 Résultats

Le graphique ci-dessous présente l'estimation du marché pour chaque scénario :

**Figure 25 : Marché de l'hydrogène bas-carbone selon les scénarios considérés**



- La demande devrait se structurer autour de **3 principales applications** pour l'hydrogène bas-carbone en suisse romande : transport lourd terrestre longue distance de marchandises ou passagers, raffinage-chimie, chaleur haute température.

- En l'absence d'un fort soutien économique, le marché devrait rester restreint (entre 4 et 8 ktH2/an) aux applications avec la plus forte capacité à payer: mobilité lourde, fabrication de biocarburants, consommateurs d'H2 existants décentralisés.

- Ce niveau de marché en Suisse Romande correspond à **20-25 % du marché suisse établi dans les scénarios AES et de l'OFEN** et à mettre en comparaison de la production suisse actuelle d'hydrogène électrolytique de 0,75 ktH2/an et des 6 ktH2/an de projet en cours de développement.

- **Le marché pour la mobilité lourde capte plus de 80% de ce potentiel mais reste incertain**, car soumis à la concurrence avec le véhicule à batterie électrique et pourrait ne se concentrer que sur quelques applications de niche.

- La conversion à l'hydrogène vert de la **raffinerie** Varo de Cressier (80% de la consommation suisse actuelle) demanderait, en l'absence d'autres mesures coercitives (par exemple : quotas, alignement sur RED III), un soutien économique d'au moins 4 CHF/kg.

- L'utilisation d'hydrogène en **chaleur haute température** pour de grands consommateurs est peu probable pour des raisons économiques, de volumes et de conversion des actifs existants

- **Dans le cas le plus favorable (scénario n° 4) le marché se situerait à 19 ktH2/an** d'hydrogène bas-carbone. Ce scénario demande à la fois un soutien financier public, doublé de conditions favorables de production et de demande. Cette borne haute de l'estimation du marché pour la Suisse Romande représente environ 2/3 de l'estimation du marché pour toute la Suisse dans les scénarios d'AES et de l'OFEN.

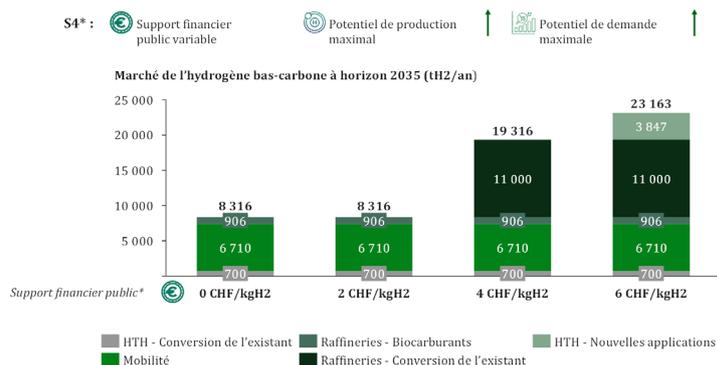
Il est intéressant de constater que le prix d'acceptabilité de 2 CHF/kg (présenté dans la Figure 23) pour le secteur de la chaleur haute température n'est pas atteint, même avec un soutien financier de l'Etat à 4 CHF/kg.

Les secteurs avec les prix d'acceptabilité les plus hauts (mobilité et utilisation de l'hydrogène dans les secteurs industriels de niche tels que l'horlogerie ou le traitement des métaux) sont ainsi ceux pour lesquels un marché est toujours présent quel que soit le scénario. Même sans soutien financier, les coûts de production de l'hydrogène permettraient de répondre à l'entièreté de la demande.

## 5.3 Effet d'un support financier public à la production sur le marché

La figure suivante (26) illustre l'influence d'un abaissement du coût de production sur la taille du marché de l'hydrogène bas-carbone.

**Figure 26 : Taille du marché de l'hydrogène bas-carbone selon le support public apporté**



Cette figure souligne que la capacité à décarboner les besoins en chaleur de l'industrie lourde est très dépendante d'un soutien financier significatif. Un marché pour la substitution du gaz naturel par de l'hydrogène pour un usage en chaleur haute température dans l'industrie ne se développe qu'à partir d'un soutien équivalent à 6 CHF/kg.



# 06

## MECANISMES DE SUPPORT POUR STIMULER LE MARCHÉ DE L'H2 BAS-CARBONE

Bien qu'il soit largement reconnu que l'hydrogène joue un rôle important pour l'atteinte de scénarios net-zéro, les faits montrent que jusqu'à présent le développement de l'utilisation d'hydrogène bas-carbone n'est pas aligné sur les feuilles de route établies. Dans son scénario Net-Zéro, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que l'utilisation d'hydrogène décarboné devrait augmenter de 6 % par an jusqu'à la fin de la décennie, pour atteindre 150 millions de tonnes d'ici 2030, dont 40 % proviendrait de nouvelles applications. Bien que l'on s'attende à ce que la demande d'hydrogène augmente, le rythme de la croissance actuelle ne sera pas suffisant pour atteindre les objectifs de l'AIE<sup>(45)</sup>.

Il existe donc un écart entre les objectifs "net-zero" des gouvernements et la mise en œuvre de projets "hydrogène" nécessaires pour décarboner des secteurs difficilement électrifiables.

L'adoption de l'hydrogène à grande échelle se heurte à un dilemme. Sans une demande suffisante de la part des consommateurs, le déploiement de projets et d'infrastructures liés à l'hydrogène reste limité. À son tour, le manque de disponibilité d'hydrogène vert à bas coût freine la demande.

**La stimulation du marché passe donc par une politique énergétique générale, comprenant à la fois des incitations du côté de la demande et du côté de l'offre.**

Cela favorise l'augmentation des capacités de production et réduit le coût des solutions d'hydrogène décarboné. Cela rendra l'hydrogène plus attrayant pour les utilisateurs finaux et stimulera en fin de compte une demande plus importante.

Il est urgent d'agir et les pouvoirs publics disposent d'un éventail d'outils pour répondre aux principales barrières du développement de l'hydrogène bas-carbone.

Au niveau de la demande	Au niveau de la production	Au niveau du marché
<ul style="list-style-type: none"><li>- Prix/coûts supérieurs de l'H2 bas-carbone</li><li>- Incertitude sur l'évolution des prix/coûts</li><li>- Manque de demande pour des produits finaux verts (ex: acier vert)</li><li>- Gestion de la compétitivité de produits de commodité vendus sur des marchés mondiaux</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Capacité des acheteurs à absorber le premium</li><li>- Incertitude sur l'évolution des prix de l'électricité ou des matières premières</li><li>- Fort risque sur l'investissement</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Manque de reconnaissance et de capacité de valorisation de produits bas-carbone</li><li>- Politiques incertaines</li></ul>

**Tableau 3 : Exemples de barrières auxquelles les acteurs du marché et les politiques publics doivent répondre**

(45) En 2022, les projections mondiales de production d'hydrogène bas-carbone sont largement inférieures à 1 million de tonne par an

**Un ensemble de mécanismes de soutien sont actuellement déployés à l'étranger pour favoriser le développement du marché.** Ces soutiens basculent progressivement d'un soutien à l'investissement à un soutien au coût total de production ou d'utilisation de technologies à base d'hydrogène, mais aussi visent de plus en plus la stimulation de la demande. Le risque principal reste en effet le manque d'acheteurs faute de politiques pour réduire totalement l'écart de coût, dé-risquer les investissements et apporter une visibilité à long-terme. Les évolutions des stratégies nationales H2 depuis l'été 2023 tentent de répondre à ce constat avec un rééquilibrage du soutien pour dé-risquer la demande (ex: Allemagne, Japon, Chine, Corée, Australie, Nouvelle Zélande).

Aux États-Unis, la loi sur la transition énergétique (IRA) introduit un cadre attrayant pour les investissements dans l'hydrogène et les piles à combustible, avec quatre "niveaux" de crédit d'impôt pour la production d'hydrogène (appelé 45V) allant de 3,0 \$/kg pour les intensités de carbone inférieures à 0,45 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> à 0,6 \$/kg pour les intensités de carbone comprises entre 2,5 et 4,0 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>. En particulier, l'hydrogène électrolytique est éligible au crédit d'impôt le plus élevé si de l'électricité produite à partir de sources renouvelables ou d'énergie nucléaire est utilisée. Après application du crédit d'impôt le plus élevé, qui représente jusqu'à 3 \$ par kg d'hydrogène, le coût de production de l'hydrogène vert diminuera considérablement.

Au niveau européen, les tableaux ci-après, résument les principales réglementations ainsi que les principaux fonds en faveur du développement de l'hydrogène bas-carbone.

**Tableau 4 : Politiques européennes pour l'hydrogène**

Chaîne de valeur	Politiques européennes (directives, réglementations, actes délégués)
Offre	EU Hydrogen Strategy, RED II Delegated Acts, Hydrogen and Decarbonised Gas Market package, EU Taxonomy, Net Zero Industry Act, REPowerEU Plan, RefuelEU Aviation, Critical Raw Materials Act
Demande	EU Hydrogen Strategy, recast Renewable Energy Directive (RED III), REPowerEU Plan, Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), FuelEU Maritime, RefuelEU Aviation, EU ETS
Infrastructures	EU Hydrogen Strategy, Hydrogen and Decarbonised Gas Market package, Net-Zero Industry Act, Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR), Trans-European Transport Network (TEN-T), Trans-European Networks for Energy (TEN-E), Critical Raw Materials Act

**Tableau 5 : Principaux fonds pour le développement de l'hydrogène sur la période 2021-2027**

Fonds	Type de support
Innovations Fund Hydrogen Bank	Grants Fixed Premium
Development and Cohesion (ERDF, REACT-EU, CF)	Grants
Connecting Europe Facility – Transport	Grants Guarantees – bonds
Horizon Europe Clean Hydrogen Partnership	Grants
Just Transition Fund	Grants
Connecting Europe Facility – Energy	Grants Guarantees – bonds
Invest-EU	Guarantees
LIFE Infrastructures	EU Hydr
LIFE	Grants

## 6.1 Identification des mesures prioritaires au niveau cantonal pour stimuler le marché de l'hydrogène bas-carbone

Un exercice de classification des principaux instruments à disposition des pouvoirs publics et une concertation avec certains membres du réseau H2 ont permis de classer les types de mesures qui pourraient être mises en œuvre.

**Tableau 5 : Principaux fonds pour le développement de l'hydrogène sur la période 2021-2027**

Catégories	Instruments	Plutôt fédéral/cantonal	Impact économique	Facilité de mise en oeuvre	Temporalité	Coûts pour la collectivité
<b>Support financier direct</b>	Subventions (CapEx) à la production	Les deux	Faible	Facile	2025	Moyen
	Subventions (CapEx) à la distribution	Les deux	Faible	Facile	2025	Moyen
	Subventions (CapEx) à l'achat	Les deux	Faible	Facile	2025	Moyen
	Réduction cout d'exploitation (OpEx)	Fédéral	Moyen	Moyen	2025	Haut
	Réduction totale du cout (TotEx)	Fédéral	Fort	Moyen	2027	Haut
	Réduction TotEx dynamique (ex: CfDs)	Fédéral	Fort	Complicqué	2027	Haut
<b>Fiscalité</b>	Réduction fiscale entreprise	Les deux	Moyen	Moyen	2025	Haut
	Réduction fiscale sur vente produits bas-carbone	Fédéral	Moyen	Moyen	2025	Haut
	Augmentation taxe carbone	Fédéral	Fort	Moyen	2025	Gain
<b>Garanties</b>	Revenues minimum garantis (ex: FiT)	Fédéral	Fort	Moyen	2027	Très Haut
	Garantis sur OpEx long-terme (ex : prix élec)	Fédéral	Fort	Complicqué	2027	Moyen
	Prêts garantis / diminution taux d'intérêt	Fédéral	Moyen	Moyen	2027	Faible
<b>Régulation marché</b>	Green public procurement	Cantonal		Facile	2025	Moyen
	Quotas et mandats	Les deux		Facile	2025	Faible
	Niveaux d'émissions obligatoires	Cantonal		Facile	2025	Faible
	Anti-leakage mechanisms (ex: CBAM)	Fédéral		Complicqué	2030	Faible

Les cantons peuvent mettre un ensemble de politiques de soutien à même de stimuler l'innovation sur leur territoire, favoriser les conditions de développement du marché local et orienter l'adoption des solutions bas-carbone, notamment dans le cas de la mobilité, ainsi qu'accompagner les utilisateurs finaux dans leur décarbonation, ou l'hydrogène est partie intégrante de leurs projets. Ci-dessous sont listées quelques-unes de mesures envisageables :

- Renforcement des aides à l'innovation ou aux projets de démonstration, dans une perspective de favoriser l'émergence de nouvelles solutions hydrogène et de développer un tissu d'entreprises du secteur au niveau cantonal ;
- Apport financier direct ou fiscalité incitative aux entreprises adoptant l'hydrogène comme outil de décarbonation ;
- Utilisation des achats publics pour verdir les flottes publiques de véhicules et faire émerger de nouvelles stations-services ;
- Stimuler l'adoption de mobilité bas-carbone par la mise en place de zones à faibles émissions en ville ;
- Stimuler la logistique bas-carbone (poids lourds) avec la mise en place de règles plus favorables pour la desserte de lieux de livraison (ex : autorisation de livrer un supermarché en journée pour un poids-lourd électrique à batterie, à hydrogène ou à bioGNV)
- Pour les grands complexes immobiliers avec du PV installé, favoriser le développement de solutions d'équilibrage locales, en incluant l'électrolyse dans ce soutien.



# 07

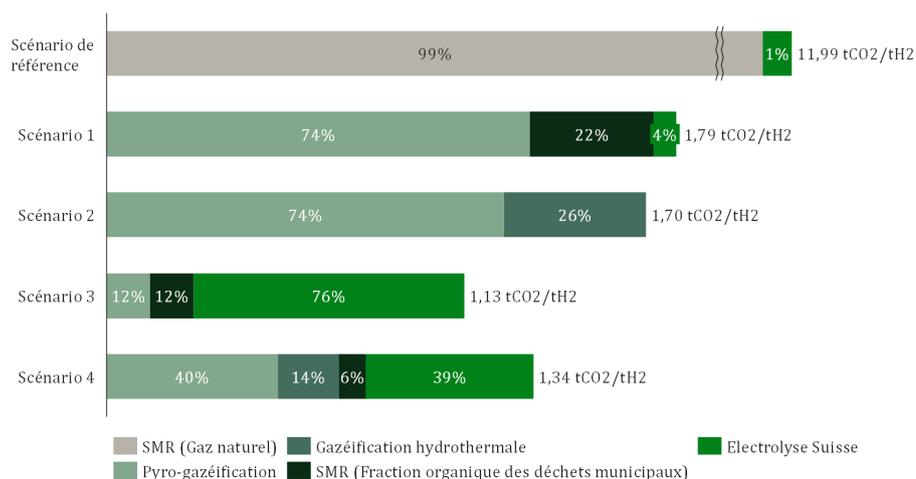
## ESTIMATION DES EMISSIONS DE CO2 EVITEES POUR LES SCENARIOS DE VOLUMES DE MARCHE

### 7.1 Résultats

La transition vers des technologies de production d'hydrogène propre peut réduire significativement les émissions de CO2. En effet, cette transition induirait une **réduction d'au moins 85 % des émissions de CO2** par rapport au scénario de référence, qui repose à 90 % sur du vaporeformage de gaz naturel et 10 % d'électrolyse.

Les quatre scénarios, précédemment décrits dans la section 5.1, ont été comparés en fonction de leurs proportions variables de production d'hydrogène par électrolyse, pyrogazéification, Bio-SMR et gazéification hydrothermale. Les résultats montrent que le scénario 3, avec la plus grande proportion d'électrolyse, serait le moins émetteur de CO2, tandis que le scénario 2, avec une plus forte proportion de pyrogazéification et de gazéification hydrothermale, entraînerait des émissions de carbone légèrement plus élevées. Cela s'explique par le fait que la gazéification, bien que permettant de valoriser des déchets et matières organiques, reste plus émettrice de CO2 par rapport à l'électrolyse, dans le cas où celle-ci utilise de l'électricité d'origine renouvelable. La réduction totale par rapport à l'utilisation d'hydrogène fossile reste néanmoins du même ordre (85-90%), quel que soit la voie de production bas-carbone utilisées.

**Figure 27: Comparaison des facteurs d'émissions de CO2 par production d'H2 selon les scénarios (tCO2/tH2)**



Les valeurs utilisées pour déterminer les facteurs d'émission selon les scénarios sont précisées dans la section "Méthodologie" ci-dessous. Il convient de noter que pour les technologies de conversion de biomasse, ces valeurs peuvent être assez variables, car dépendantes du type de biomasse utilisé.

**Tableau 7 : Réduction des émissions de CO2 associées aux différents scénarios**

Scénarios	Consommation d'hydrogène en 2035 (ktH2/an)	Total des émissions CO2 en 2035 (ktCO2)	Scénario de référence- Total des émissions CO2 en 2035 (ktCO2)	Réduction des émissions par rapport au scénario de référence (ktCO2)
<b>Scénario 1</b>	4.2	7.5	50.4	42
<b>Scénario 2</b>	8.3	14.1	99.7	86
<b>Scénario 3</b>	12.0	13.5	143.4	130
<b>Scénario 4</b>	19.3	25.8	231.6	206

En plus de réduire les émissions, certaines technologies peuvent même retirer du CO2 de l'atmosphère. Elles sont connues sous le nom de technologies à émissions négatives. Un exemple est la pyrogazéification discutée au chapitre 4.2, qui implique de convertir la biomasse en un matériau riche en carbone stable qui peut être utilisé pour améliorer la fertilité du sol et la croissance des plantes.

D'autres technologies à émissions négatives incluent la capture et le stockage du carbone couplée à la gazéification biomasse ou à la production de biométhane (également mentionné au chapitre 4.2). Par exemple, les procédés avec captage et stockage de dioxyde de carbone (BECCS), dans lesquels la production d'hydrogène, via la gazéification de bois, est couplée avec du CCS (capture et stockage du carbone), peuvent présenter des facteurs d'émission d'environ -16 à -21 kgCO2/kgH2<sup>(47)</sup>. Le CO2 peut alors être stocké dans des formations géologiques ou utilisé dans des produits tels que des matériaux de construction. Ces technologies pourraient jouer un rôle crucial dans l'atteinte des objectifs "net-zero". <sup>(48)</sup>

## 7.2 Méthodologie

Pour déterminer les émissions de CO2 associées à la production d'hydrogène en 2035, nous avons multiplié la quantité d'hydrogène produite par chaque technologie dans chaque scénario par le facteur d'émissions correspondant.

Les coefficients d'émissions (EF) pour chaque type de production, à l'exception de la gazéification hydrothermale et de la pyrogazéification <sup>(49)</sup>, proviennent du rapport JEC WTT publié par la Commission européenne.

- Pour la technologie de SMR (Gaz naturel), le facteur d'émission est de 13,1 kgCO2/kgH2. Cela inclut l'approvisionnement en gaz naturel acheminé par pipeline vers l'UE sur une distance de 1900 km, le transport à l'intérieur de l'UE sur 500 km, la distribution par des conduites de transport à haute pression et un réseau de distribution à basse pression, le reformage sur site de vente, et la compression de l'hydrogène à 88 MPa.

- Pour la technologie de l'électrolyse, le facteur d'émission est de 1,0 kgCO2/kgH2. La production d'électricité en Suisse provient d'environ 40 % d'énergie nucléaire et de 60 % d'énergies renouvelables<sup>(50)</sup>.

Le facteur d'émission de l'électrolyse utilisant des énergies renouvelables a été estimé équivalent à celui de l'électrolyse utilisant de l'électricité éolienne, soit 1,1 kgCO2/kgH2. Le facteur d'émission de l'électrolyse utilisant de l'énergie nucléaire est de 0,7 kgCO2/kgH2. Dans ces deux cas, on suppose que l'hydrogène est comprimé à 88 MPa.

- Pour la technologie Bio-SMR, le facteur d'émission est de 2,7 kgCO2/kgH2. Cette méthode utilise du biométhane produit à partir de la fraction organique des déchets municipaux envoyés dans un reformeur de méthane (SMR), avec stockage fermé pour le digestat.

- Pour la pyrogazéification, le facteur d'émission est de 1,7 kgCO2/kgH2. Les hypothèses pour ce facteur d'émission incluent l'utilisation de bois comme matière première.

- La gazéification hydrothermale n'étant pas encore mature, son facteur d'émission n'est pas proposé dans les différents rapports utilisés. Celui-ci a donc été approximé à celui de la pyrogazéification et égal à 1,7 kgCO2/kgH2.

(47) IEA (2023): <https://www.iea.org/reports/towards-hydrogen-definitions-based-on-their-emissions-intensity/executive-summary>

(48) IEA (2020): <https://www.iea.org/commentaries/going-carbon-negative-what-are-the-technology-options>

(49) Hydrogen-Council-Report\_Decarbonization-Pathways\_Part-1-Lifecycle-Assessment.pdf (hydrogencouncil.com)

(50) IEA (2022): <https://www.iea.org/countries/switzerland/electricity>

# 08

## ESTIMATION DES EMPLOIS CREEES

### 8.1 Résultats

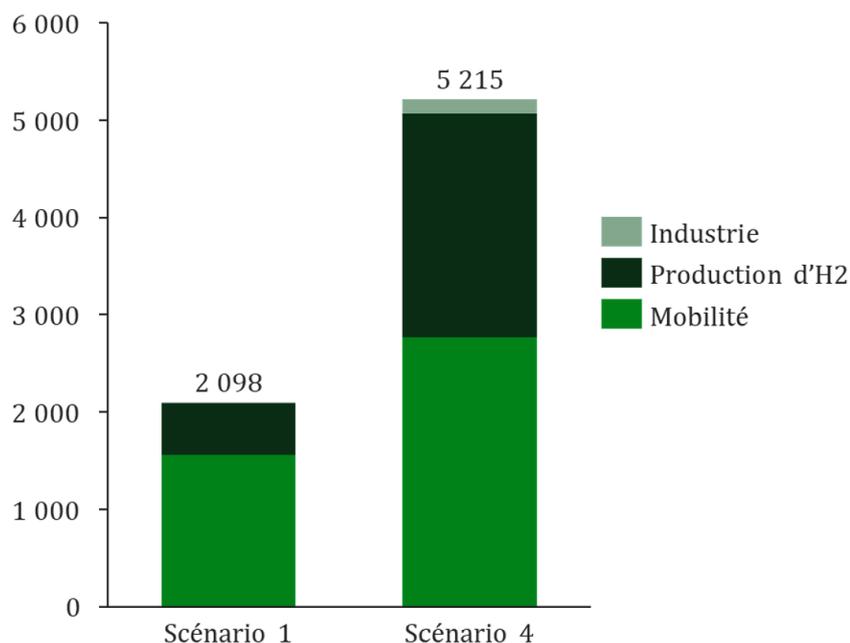
En 2035, l'industrie de l'hydrogène en Suisse Romande pourrait générer entre 2 100 et 5 200 emplois avec une demande d'hydrogène variant de 4,4 ktH2/an (scénario 1) à 19,3 ktH2/an (scénario 4).

Pour la Suisse, cela représente non seulement une avancée vers la réduction des émissions, mais également une opportunité significative de création d'emplois qualifiés. Les secteurs bénéficiaires incluent l'installation et la maintenance d'électrolyseurs, l'intégration de l'hydrogène dans l'industrie et le secteur de la mobilité.

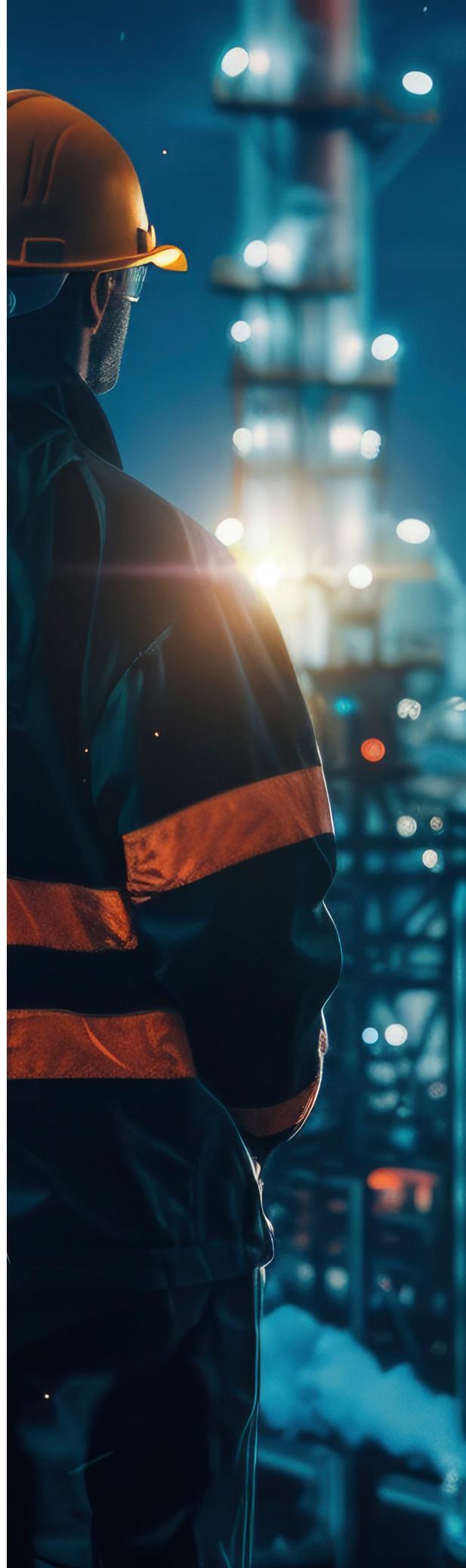
Comme illustré dans la figure 28, la majorité de ces emplois seraient créés dans les secteurs de la mobilité et de la production par électrolyse, avec une proportion plus faible dans l'industrie et la distribution. Cela s'explique par le fait que le secteur industriel a un potentiel de création d'emplois plus faible <sup>(51)</sup>, et que la distribution de l'hydrogène devrait avoir un impact limité puisque les emplois des gestionnaires de réseau de gaz sont substituables entre gaz naturel et hydrogène. <sup>(52)</sup>

**Figure 28: Nombre d'emplois par secteur en 2035 pour les scénarios 1 et 4**

**Le nombre d'emplois par secteur en 2035**



(51) Scottish hydrogen: assessment report (220): <https://www.gov.scot/publications/scottish-hydrogen-assessment-report/pages/10/>  
(52) Jobs from investment in green hydrogen (2021): <https://cedelft.eu/publications/jobs-from-investment-in-green-hydrogen/>



## 8.2 Méthodologie

Pour déterminer le nombre d'emplois créés, une approche ascendante a été utilisée. Cette méthode consiste à estimer le nombre d'emplois par GWh d'hydrogène produit ou consommé à chaque étape de la chaîne de valeur. Par exemple, chaque GWh d'hydrogène produit est associé à environ 4 emplois.

Cette approche permet d'estimer le nombre d'emplois en fonction de la capacité de production et de la demande projetée en hydrogène dans les secteurs de la mobilité et de l'industrie. Pour déterminer les bornes maximales et minimales du nombre d'emplois créés, la capacité de production a été évaluée selon les scénarios de marché d'hydrogène faible (scénario 1) et élevé (scénario 4), correspondant à des quantités comprise entre 4,4 kWh/an et 19,3 kWh/an.

Les emplois dans la chaîne de valeur de l'hydrogène seront répartis dans les secteurs suivants :

- **Electrolyseurs** : installation et maintenance d'électrolyseurs ;
- **Distribution** : modification et expansion du réseau de transport d'hydrogène ;
- **Mobilité** : Maintenance de véhicules à hydrogène, station d'hydrogène ;
- **Industrie** : installation et maintenance de fours et de chaudières utilisant de l'hydrogène, et demande en hydrogène pour de la chaleur ou en tant que réactif.

## 8.3 Impacts sur les compétences

Pour accompagner la phase de conception (2 à 3 ans), les besoins des industriels se concentrent dans un premier temps sur les métiers de la conception, l'ingénierie, la recherche & développement industriel avec des besoins en niveaux de qualifications élevés (bac + 5) et des profils d'ingénieurs et développeurs d'affaires. 20 % de techniciens interviennent dans cette phase (exemple : techniciens d'essais, instrumentistes, etc.)

Durant la phase d'industrialisation (3 ans en moyenne), il y a une montée en puissance des besoins de techniciens pour supporter le démarrage des projets, à hauteur de 40 % au travers des métiers de techniciens d'installation / d'exploitation, ainsi que des profils de techniciens de test / d'essais, techniciens de laboratoire et techniciens de contrôle / QSE. Les métiers d'ingénieurs conception restent nécessaires durant cette période à hauteur de 60 %.

Enfin, lors de la période d'exploitation, ce sont les profils d'opérateurs / conducteurs de lignes et techniciens de maintenance / d'exploitation qui constituent la majorité des besoins (80 %), alors que les besoins d'ingénieurs diminuent (20 %).

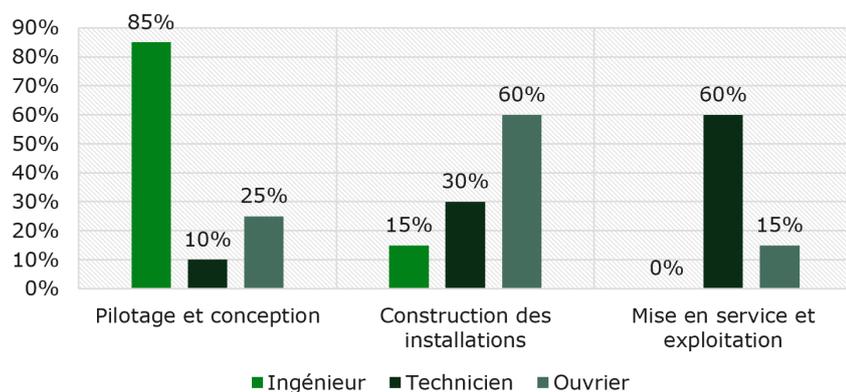


Figure 29: Types de profils demandés sur les différentes phases d'un projet de production d'hydrogène par électrolyse

# Appendix 1

## Méthodologie pour l'estimation de la taille du marché

Afin d'estimer la taille du marché pour l'hydrogène bas-carbone à horizon 2035, le potentiel de production est croisé avec la demande par secteur, en tenant compte d'hypothèses de coûts de production, de prix d'acceptabilité, et de compatibilité des technologies de production avec les secteurs. Les volumes d'hydrogène produits par chacune des technologies de production sont ensuite alloués dans les différents secteurs pour lesquels une demande existe, en utilisant une approche de "Merit order" décrite dans les paragraphes suivants.



### Approche "Merit order"

Afin de déterminer la taille du marché pour l'hydrogène bas-carbone, l'approche suivante est utilisée :

- Les technologies de production sont classées de la moins coûteuse à la plus coûteuse, et les secteurs du marché sont classés du prix d'acceptabilité le plus haut au prix d'acceptabilité le plus bas.

- Le potentiel de production de la technologie la moins coûteuse est utilisé pour répondre à la demande du secteur ayant le prix d'acceptabilité le plus haut :

- Si la demande est entièrement satisfaite, la technologie de production passe au secteur suivant, qui présente le deuxième coût d'acceptabilité le plus haut.

- Si la demande n'est pas entièrement répondue, la technologie de production présentant le deuxième coût de production le plus bas est utilisé.

- L'algorithme continue ainsi, jusqu'à atteindre une technologie de production qui présente un coût supérieur à tous les prix d'acceptabilité des secteurs restants. Un exemple de ce calcul du marché est donné dans la figure suivante, qui détaille le fonctionnement de l'algorithme pour le scénario S1 présenté en Figure 24 :

Figure 30 : Scénario S1 - Assignment des technologies de production aux différents secteurs de la demande

	Demande/production entièrement consommée	Demande/production partiellement consommée	Demande/production non consommée
	→ Production d'hydrogène bas carbone dirigée vers un secteur du marché		
Technologie de production	Coût de production moyen (CHF/kgH2)	Prix d'acceptabilité (CHF/kgH2)	Secteur ayant une demande en hydrogène bas carbone
Pyrogazéification	4.3	10	Procédés haute température - Conversion de l'existant
Gazéification hydrothermale	5.3	8	Mobilité poids lourds
Bio - SMR	6.3	7	Raffineries - Production de biocarburants
Electrolyse	7	3	Raffineries - Conversion de l'existant
		2	Procédés haute température - Nouveaux usages

### Les itérations suivantes sont réalisées :

- La technologie de pyrogazéification, qui a le coût de production le plus bas, est utilisée en premier pour répondre à la demande du secteur "Procédés haute température – conversion de l'existant", qui propose le prix d'acceptabilité le plus haut, c'est-à-dire le segment de marché avec la plus forte propension à acheter de l'hydrogène bas-carbone. Cette demande est entièrement satisfaite, et la pyrogazéification passe donc au secteur suivant, celui de la mobilité poids lourds.

- Cette demande ne peut être entièrement satisfaite par la capacité de production de la technologie de pyrogazéification. La technologie de gazéification hydrothermale, qui possède le deuxième coût de production le plus bas, est ensuite utilisée pour satisfaire l'entièreté de la demande du secteur.

- La gazéification hydrothermale passe ensuite au secteur de la production de biocarburants, et répond à l'entièreté de la demande du secteur.

- Comme indiqué dans la figure 30, cette technologie n'a pas fourni l'entièreté de sa capacité de production, mais elle ne peut répondre aux besoins des deux secteurs restants, car leurs prix d'acceptabilité est trop bas.

### Sélection des technologies – Priorité au coût de production

Les figures suivantes permettent de discuter de l'allocation économique optimale des moyens de productions aux usages. Il est important de considérer que dans ces scénarios, le choix de la technologie se fait sur un critère purement économique :

- Dans le cas où la production par pyrogazéification serait mature techniquement et disponible (notamment disponibilité de la biomasse sèche), celle-ci viendrait capter en priorité le marché du fait d'un coût de production qui pourrait être plus favorable que les autres voies de production. Ce constat est particulièrement vrai dans le cas où l'unité peut se faire payer pour le traitement de certain type d'intrants (ex : bois traité chimiquement, par exemple bois de classe B)

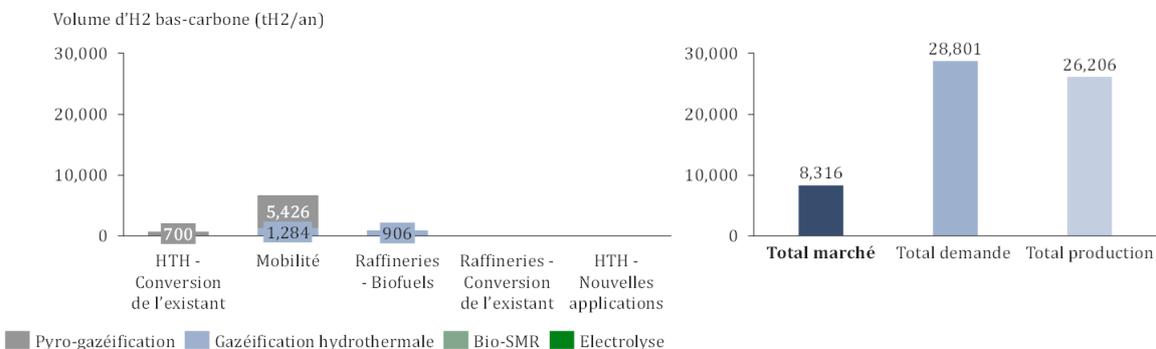
- L'électrolyse serait plus à même de convertir l'hydrogène fossile de la raffinerie de Cressier que du Bio-SMR (vaporeformage de biométhane), compte-tenu des volumes en jeu, en raison de la disponibilité limitée de la biomasse méthanisable pour cette technologie, face aux volumes demandés (11-12 ktH2/an).

Figure 31 : Scénario S2 - Technologies de production par secteur - Sélection des technologies par coût

#### Définition du scénario

S2 :  Support financier public   Potentiel de production maximal   Potentiel de demande maximale 

#### Résultats



Dans ce scénario, la demande des secteurs de la mobilité et de la chaleur haute température pour l'horlogerie est adressée par la pyrogazéification, qui propose le coût de production le plus bas des technologies disponibles (53). Près de 70 % de la demande ne peut être adressée, l'absence de support financier ne permettant pas de produire de l'hydrogène à un coût acceptable pour une substitution dans les raffineries ou dans les procédés à haute température.

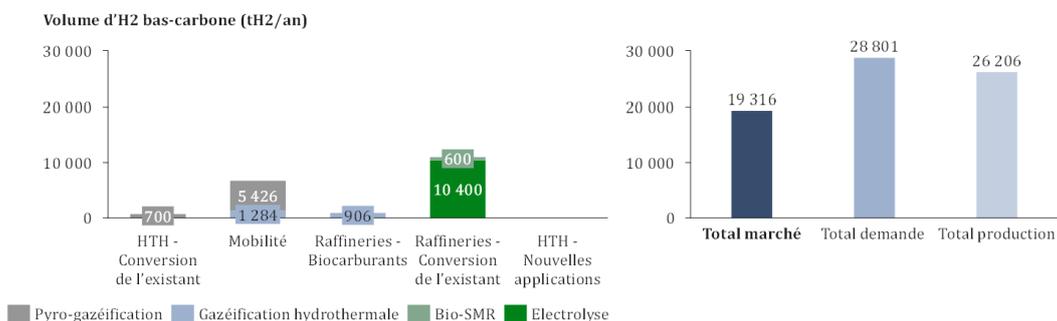
Même sans support financier, le coût de production de la technologie de Bio-SMR permet de répondre à une partie de la demande en hydrogène pour la production de biocarburants, tandis que l'électrolyse complète cette demande.

**Figure 32 : Scénario S4 - Technologies de production par secteur - Sélection des technologies par coût**

**Définition du scénario**

S4 : Support financier de l'Etat Potentiel de production maximal Potentiel de demande maximale

**Résultats**



A nouveau, la technologie de pyrogazéification permet d’adresser la demande en hydrogène des secteurs de la mobilité et de la chaleur haute température pour l’horlogerie. La présence d’un support financier permet quant à elle à la technologie d’électrolyse de produire de l’hydrogène à un coût acceptable pour les raffineries, en substitution de l’hydrogène fossile. Dans ce scénario-là, près de 67 % de la demande en hydrogène bas-carbone peut être adressée. Les 33 % restant correspondent à la demande pour de l’hydrogène dans les procédés hautes températures, pour lesquels le prix d’acceptabilité de la fourniture d’hydrogène est trop bas.

**Sélection des technologies- Priorité à la maturité technologique (TRL) actuelle <sup>(54)</sup>**

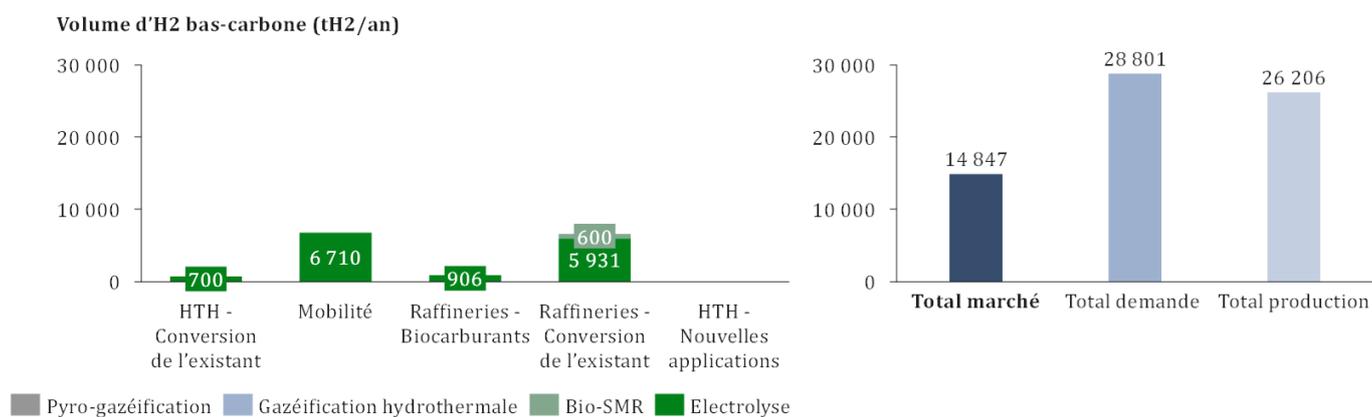
La figure suivante présente l’allocation des technologies de production aux usages, dans le cas où critère retenu pour le choix de ces technologies est la maturité technologique actuelle, plutôt que le coût de production attendu à horizon 2035 :

**Figure 33 : Scénario S4\* - Technologies de production par secteur - Sélection des technologies par TRL**

**Définition du scénario**

S4\* : Support financier de l'Etat Potentiel de production maximal Potentiel de demande maximale

**Résultats**



Dans ce scénario, la technologie de production par électrolyse est privilégiée, et permet de répondre à la demande du secteur actuel de la chaleur haute température, et des nouveaux secteurs de la mobilité et de la production de biocarburants.

(53) La méthodologie de sélection des technologies employée est décrite dans la partie suivante

(54) Les niveaux de TRL pour chacune des technologies de production sont indiqués dans le Tableau 1 de ce rapport



