

Novembre 2021



Hubs hydrogène avec stockage en région Auvergne-Rhône-Alpes : dynamiques en cours, potentiels et bénéfices de court et moyen termes

Ony Rabetsimamanga

Storengy

Chargée d'affaire Stratégie - Hydrogène

+33 (0) 6 07 29 84 60

ony.rabetsimamanga@storengy.com

Charlotte de LORGERIL

Sia Partners

Partner

+33 (0) 6 24 73 18 34

charlotte.delorgeril@sia-partners.com

Yann LESESTRE

Sia Partners

Consultant sénior

+33 (0) 6 62 75 95 67

yann.lesestre@sia-partners.com

Sommaire

Hubs hydrogène avec stockage en région Auvergne-Rhône-Alpes : dynamiques en cours, potentiels et bénéfices de court termes

Page

1. Résumé exécutif 3
2. Hubs hydrogène avec stockage : enjeux et perspectives 8
3. Scénarios de déploiement 21

Annexe 1 – Glossaire 32

Annexe 2 – Principales hypothèses techniques retenues pour la modélisation des scénarios 35

Annexe 3 – Contributeurs 42



1. Résumé exécutif

Résumé exécutif – 1/3



Déployer au cours de cette décennie à grande échelle un hub territorial hydrogène renouvelable et bas carbone avec stockage massif en région AuRA : une perspective ambitieuse, mais crédible

- La région Auvergne-Rhône-Alpes (AuRA) possède de **nombreux atouts pour devenir un territoire moteur de l'hydrogène bas carbone et renouvelable en Europe** : implantation d'un grand nombre d'acteurs de la filière (industriels, start-up, laboratoires, centres de formation, ...), forte production d'électricité renouvelable, présence d'industries consommatrices d'hydrogène, importants flux routiers, producteurs d'hydrogène fatal, ...
- Conscient de son potentiel, **la Région appuie activement le déploiement d'une filière hydrogène renouvelable sur le territoire, à travers principalement des initiatives dans le domaine de la mobilité décarbonée**, initiées dès 2014. La stratégie HUB hydrogène Auvergne-Rhône-Alpes dont s'est dotée la Région en juillet 2020 ambitionne ainsi la création de 5 000 emplois. D'ici 2023, 20 stations hydrogène seront installées et 1200 véhicules seront déployés dans le cadre du projet Zero Emission Valley.
- **Les évolutions récentes du contexte de la filière hydrogène sont cependant propices à un renforcement des ambitions régionales dans le domaine du développement de nouveaux usages de l'hydrogène** : enveloppe de 7 Mds€ annoncée en septembre 2020 dans le cadre du plan France relance, révision à 55% de l'objectif européen de diminution des émissions de gaz à effet de serre à horizon 2030, multiplication des projets de déploiement des nouvelles technologies hydrogène par les acteurs européens de la filière, ...
- En nous basant sur la littérature technique (AIE, IRENA, FCH JU, ...), les annonces d'acteurs privés et les ambitions portées par le gouvernement français et les acteurs publics régionaux, **nous estimons réaliste de projeter à horizon 2030 une consommation régionale d'hydrogène décarboné comprise entre 24 000 et 59 000 tonnes d'hydrogène. Plus de 90% de cette demande pourrait être satisfaite par une production d'hydrogène par électrolyse de l'eau valorisant de l'électricité renouvelable régionale.**

Résumé exécutif – 2/3



Des hubs territoriaux hydrogène pour développer l'industrialisation

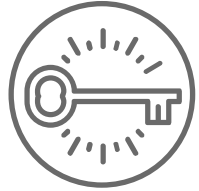
- L'appui au déploiement de hubs hydrogène se matérialisera par l'**émergence de nouvelles chaînes de valeur territoriales** formées par des producteurs, consommateurs d'hydrogène et des opérateurs d'infrastructures. Les dynamiques ainsi mises en œuvre renforceront l'attractivité des territoires et attireront de nouveaux acteurs, notamment des fabricants d'équipements destinés à la filière hydrogène (électrolyseurs, piles à combustibles, véhicules, stations d'avitaillement, ...). D'ores et déjà, de nombreux exemples de projets industriels voient le jour : McPhy, HRS, Ataway et Symbio en région AuRA, ...
- Une production massive d'hydrogène renouvelable et bas carbone sur un territoire favorisera par ailleurs le maintien des emplois industriels et renforcera son attractivité à long terme, grâce à la présence de solutions de décarbonation.
- **Sur le plan économique, les externalités à attendre dès l'année 2030 sont notamment les suivantes :**
 - Constitution d'un tissu industriel régional : selon nos scénarios, de **85 à 93% des dépenses de la chaîne de valeur hydrogène bénéficieront à des acteurs localisés dans la région**
 - Création de **3 800 à 10 800 emplois directs et indirects locaux**, sur toutes les étapes de la chaîne de valeur de l'hydrogène renouvelable et bas carbone
 - Conclusion de nouveaux **partenariats** et **renforcement des synergies** entre acteurs publics, entreprises, acteurs régionaux de la formation et organisations du monde de la recherche



Une autonomie énergétique renforcée et des bénéfices environnementaux sensibles dès 2030

- **Plus de 90% de l'hydrogène consommé par la région pourra être produit avec 7% du volume d'électricité renouvelable régional qui sera produit en 2030 selon le SRADDET de la Région.**
- **Les investissements réalisés sur la période 2022-2030 permettront d'après nos scénarios d'éviter dès 2030 entre 248 et 570 kt.eq.CO₂/an**, soit l'équivalent de l'empreinte carbone de 23 000 à 52 000 français sur l'année 2019.
- Nos différents scénarios aboutissent également à une **réduction des besoins d'importation d'énergies carbonées de 1,0 à 2,2 TWh chaque année.**
- **A mesure du déploiement de ses nouveaux usages, le rôle de l'hydrogène renouvelable et bas carbone gagnera en importance comme levier de décarbonation dans différents secteurs, industrie et mobilité particulièrement.**

Résumé exécutif – 3/3



Les infrastructures de stockage massif d'hydrogène : un appui précieux au développement d'une filière hydrogène régionale robuste

- Les études menées mettent en évidence les aspects bénéfiques du développement précoce d'infrastructures de stockage. **L'aménagement de cavités salines pour un stockage d'hydrogène permettra aux acteurs d'optimiser les coûts de production d'hydrogène.** Elle donnera en effet la **possibilité de réaliser des arbitrages sur les périodes de fonctionnement des électrolyseurs**, afin de bénéficier des meilleures opportunités liées à la disponibilité des sources de production d'électricité renouvelable. La présence d'infrastructures de stockage offrira également aux consommateurs des assurances contre les aléas susceptibles d'entraîner des épisodes de sous-production ponctuelles et donc des ruptures d'approvisionnement : conditions météorologiques défavorables pour la production d'électricité renouvelable, maintenance des électrolyseurs, saisonnalité de certains usages (ex : secteur de la logistique), ...
- **Notre Scénario C dit « Ambitions renforcées avec capacités de stockage massives » met en évidence un besoin estimé de capacités de stockage d'hydrogène de l'ordre de 2 500 tonnes en 2030. L'aménagement dans la région de cavités salines à cette fin apparaît réalisable pour l'horizon de temps considéré.**
- **Storengy investit d'ores et déjà les pistes de développement de capacités de stockage souterrain d'hydrogène dans les cavités salines d'Étrez.** Dans le cadre du projet HyPSTER, de premières expérimentations seront menées dès 2023 sur une cavité saline d'une capacité de stockage totale de 44 tonnes d'hydrogène. La région possède un important potentiel de développement de capacités de stockage supplémentaire près d'Étrez, très largement suffisant pour couvrir les besoins évalués par nos travaux pour l'horizon 2030. Le groupe ENGIE, dont Storengy est l'une des filiales, intègre pleinement dans sa stratégie les enjeux de stockage d'hydrogène et prévoit à ce titre d'aménager des capacités totales de 1 TWh à l'échelle européenne.



2.

Hubs hydrogène avec stockage : enjeux et perspectives

Vue d'ensemble de notre scénario 2030 avec stockage massif



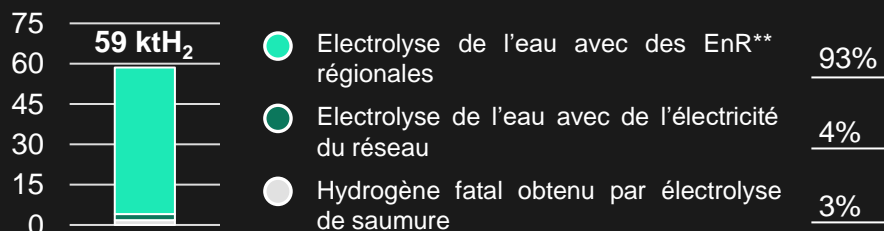
Région Auvergne-Rhône-Alpes

Présentation du Scénario C*

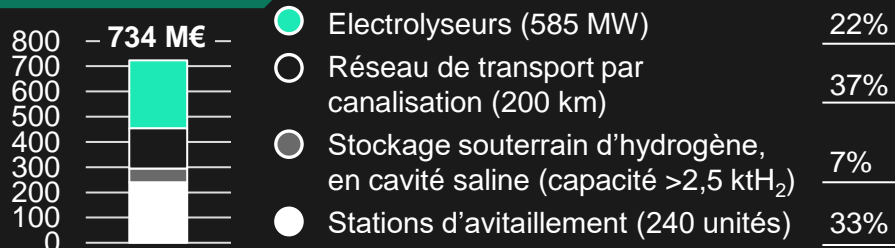
Demande en hydrogène décarboné**



Production d'hydrogène décarboné



Investissements



En tant que première région productrice d'énergie renouvelable de France, la région AuRA pourra **assurer la quasi-intégralité de ses besoins en hydrogène par la valorisation de ses ressources locales, hydraulique, PV et éolien**, au service d'une **stratégie tournée principalement vers le secteur de la mobilité**. Le **potentiel de création d'emploi a été estimé le plus élevé dans cette région, en raison de l'implantation d'un grand nombre d'industriels, dont des fabricants d'équipements (Symbio, McPhy, HRS, ...)**.

Retombées économiques



Chaîne de valeur territorialisée

93% des dépenses liées à la filière hydrogène (CAPEX, OPEX, achat d'électricité) bénéficiant à des acteurs régionaux



Contribution au dynamisme des territoires

10 780 emplois directs et indirects régionaux créés sur toute la chaîne de valeur



Versements aux budgets des collectivités et EPCI

2,1 M€ annuels de recettes fiscales pour les collectivités et EPCI de la région

Contribution à la transition énergétique



Réduction des émissions de gaz à effet de serre

570 kt.eq.CO₂ évitées par an grâce à la substitution d'hydrogène bas carbone et renouvelable à des énergies carbonées (dont hydrogène gris)



Volume soutenable d'électricité renouvelable prélevée

7% de la puissance installée prévue en 2030 par le SRADDET de la région dédiée à la production d'hydrogène



Indépendance énergétique des territoires renforcée

2,2 TWh/an d'importations de combustibles fossiles évitées (pétrole et produits pétroliers, gaz naturel, charbon)

* Scénario C : Ambitions renforcées avec capacités de stockage massives

** Demande en hydrogène pour la mobilité et résidentiel-tertiaire : recours à des piles à combustible. Production de chaleur pour l'industrie : recours à des chaudières hydrogène. *** EnR : Energie renouvelable

Les hubs hydrogène avec stockage : des leviers pour ancrer les territoires dans la transition énergétique et l'économie du XXIème siècle

Un hub hydrogène se caractérise par la présence sur un territoire donné d'un ensemble cohérent d'activités de production, consommation, transport, distribution et stockage d'hydrogène renouvelable et bas carbone, dans le contexte d'un développement d'apparition de nouveaux usages de l'hydrogène.



Des filières industrielles territoriales, créatrices d'emplois

- **Présence dans ces territoires de compétences et d'expertises** sur lesquelles capitaliser pour faire émerger des projets de grande ampleur
- **Opportunités de mutation du tissu industriel des régions**, avec à la clé la perspective de nombreuses **créations d'emplois**



Une autonomie énergétique des régions renforcée

- **Capacité de valorisation des ressources locales : électricité renouvelable, biomasse, déchets**
- **Opportunités d'exportation d'hydrogène vers d'autres régions ou pays, pour dessiner une nouvelle géopolitique de l'énergie plus favorable aux territoires**



Une contribution majeure aux objectifs climatiques des territoires

- Une nécessaire **décarbonation de l'hydrogène industriel** dont la production représente aujourd'hui 9 Mt CO₂/an, soit près de 3% des émissions nationales de CO₂
- **Substitution de l'hydrogène renouvelable et décarboné à des énergies d'origine fossile grâce au développement de ses nouveaux usages dans la mobilité, l'industrie et à plus long terme le résidentiel-tertiaire**

Focus : les avantages du stockage souterrain en cavité saline

Des entretiens conduits par Sia Partners en juin et juillet 2021 avec des parties prenantes de la filière hydrogène (collectivités, consommateurs d'hydrogène, ADEME, acteurs de la recherche et de la formation) ont permis de révéler les attentes suivantes quant à la présence de stockage souterrain d'hydrogène :



Garantir la sécurité d'approvisionnement

- **Assurance contre les aléas susceptibles d'entraîner des épisodes de sous-production ponctuelles et donc des ruptures d'approvisionnement** : conditions météorologiques défavorables pour la production d'électricité renouvelable, maintenance des électrolyseurs, saisonnalité de certains usages (ex : secteur de la logistique), ...



Optimiser les coûts de production d'hydrogène

- **Baisse des coûts moyens d'approvisionnement en électricité** sur une année grâce à un arbitrage rendu possible sur les périodes de mise en fonctionnement des électrolyseurs, permettant ainsi aux producteurs de produire durant les périodes de l'année où les coûts d'achat d'électricité sont les plus faibles (poste représentant 60 à 80% des coûts totaux de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau)



Offrir une flexibilité au système électrique (à long terme)

- **Stockage d'une partie de la production d'électricité renouvelable ne pouvant être injectée sur le réseau**
- **Mise à disposition d'hydrogène pour des moyens pilotables de production d'électricité** (ex : centrales à gaz à cycle combiné (CCGT) reconverties)

Le stockage d'hydrogène en cavité saline en Europe : une technique qui a démontré sa pertinence et sa sûreté et amenée à se développer pour accompagner l'essor des filières hydrogène renouvelable et bas carbone



Trois sites de stockage d'hydrogène en cavité saline exploités au Texas, dont le terminal Chevron Phillips Clemens au Texas en opération depuis les années 1980 et d'une capacité d'environ 2,5 ktH₂



Exploitation de sites de stockage en cavité saline dans la région du Teesside depuis les années 1970, représentant un volume total de 210 000 m³



Aménagement de capacités de stockage souterrain d'hydrogène disséminées dans toute l'Europe proposé par des opérateurs de réseaux gaziers actifs dans 21 pays, dans le cadre de la construction d'une « dorsale européenne hydrogène ».

Dans cette perspective, capacités de stockage nécessaires estimées à 70 TWh à horizon 2030 et à 450 TWh à l'horizon 2050 par le GIE (Gas Infrastructure Europe). 8 et 43 TWh évalués comme nécessaires pour ce qui concerne la France aux horizons 2030 et 2050.

Portrait d'un hub territorial hydrogène : principales parties prenantes

Acteurs formant les hubs hydrogène territoriaux

Producteurs d'hydrogène

- Electrolyse de l'eau
- Gazéification de la biomasse / déchets
- Electrolyse de saumure (hydrogène fatal)



Consommateurs d'hydrogène

- Industriels consommateurs (matière première, en tant que nouveau vecteur énergétique)
- Entreprises assurant des activités logistiques
- Collectivités et EPCI (transport de voyageurs)



Opérateurs d'infrastructures

- Opérateurs des réseaux de transport et de distribution d'électricité
- Opérateurs des réseaux de transport et de distribution de gaz
- Opérateurs d'infrastructures de stockage d'hydrogène
- Opérateurs de stations d'avitaillement



Parties prenantes gravitant autour des hubs hydrogène territoriaux

Fabricants d'équipements

- Fabricants d'électrolyseurs
- Fabricants de stations d'avitaillement
- Fabricants de piles à combustible, de véhicules hydrogène ou d'autres équipements liés à l'utilisation d'hydrogène (chaudières, ...)



Entreprises de services

- Installation, exploitation et maintenance des équipements (électrolyseurs, chaudières, ...)
- Logistique de l'hydrogène (compression, liquéfaction, transport routier)



Acteurs de la recherche et centres techniques

- Laboratoires et centres de R&D
- Centres de tests et de certification



Acteurs de la formation

- Ecoles et universités
- Campus des Métiers et Qualifications
- Industriels



Appui à la filière

- Collectivités et EPCI
- Pôles de compétitivité
- Organisations professionnelles



Légende

- Enjeux concurrentiels**
- Intérêts stratégiques**
- Activités délocalisables / relocalisables
- Activités non délocalisables, ou difficilement délocalisables
- CAPEX importants à prévoir, impliquant un soutien public et/ou des garanties sur le déploiement des technologies hydrogène à terme
- Enjeux de rayonnement hors de la région d'implantation
- Attentes fortes vis-à-vis des externalités positives de la filière hydrogène (environnement, emplois, attractivité des territoires, flexibilité des systèmes énergétiques et sécurité d'approvisionnement, ...)

Cartographie d'acteurs – Producteurs hydrogène

(aperçu non exhaustif)



Typologie d'acteurs



Principaux acteurs



Technologies de production



Exemples de projets

Producteurs hydrogène gris ou obtenu comme coproduit

Producteur d'hydrogène commercial

- Air Liquide

Raffineur

- TotalEnergies

Industriels producteurs d'hydrogène fatal

• **Producteurs d'hydrogène commercial** – Vaporeformage du méthane

• **Raffineur** – Opération de reformage catalytique et de vapocraquage

• **Producteurs d'hydrogène fatal** – Electrolyse de saumure, autres techniques

- **Air Liquide** - Production d'hydrogène gris (site de Feyzin)
- **Solvay Energy** - Valorisation d'hydrogène fatal de la plateforme du Pont-de-Claix pour alimenter en chaleur le réseau de chauffage urbain de Grenoble Métropole (projet Solcia) : 53 GWh exportés sur un an (2018/2019)

Porteurs de projets de production d'hydrogène renouvelable

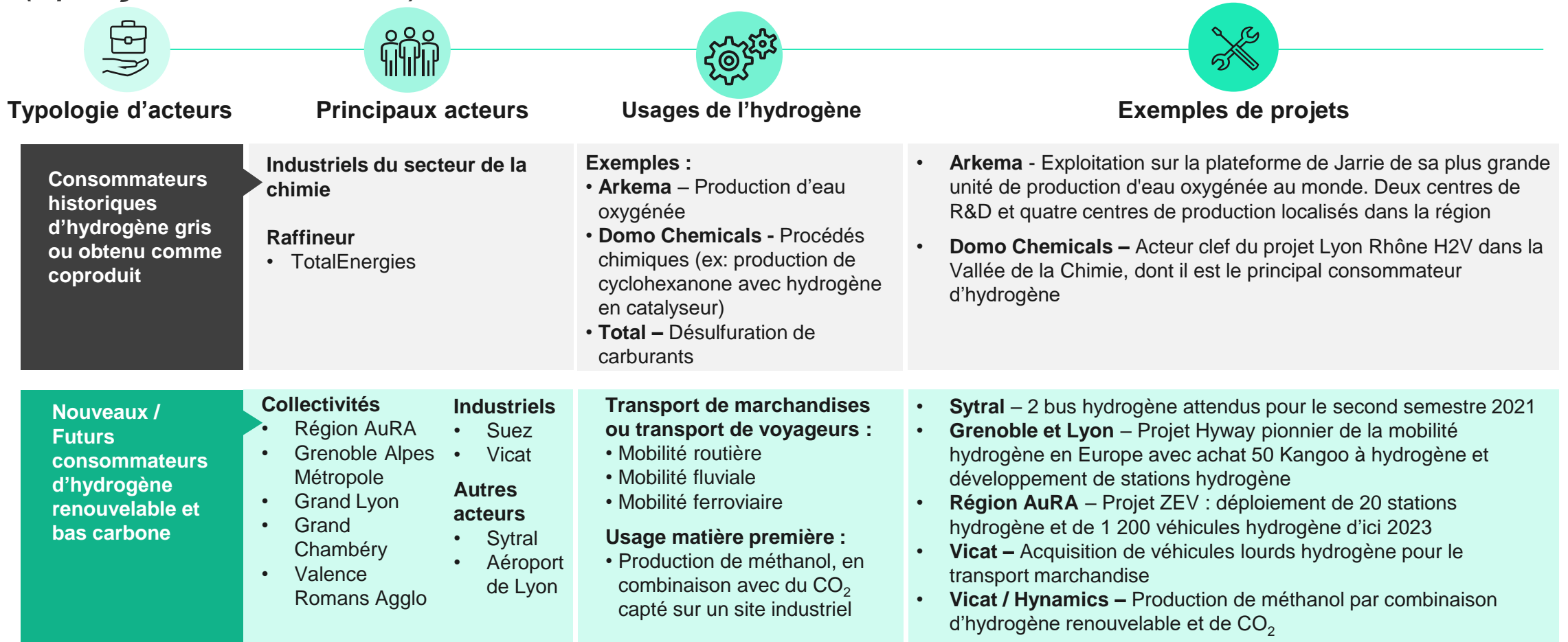
- Air Liquide
- CNR
- Engie Solutions
- Haffner Energy
- Storengy
- Vicat

• Electrolyse de l'eau

- **Air Liquide** -
 - Soutien au projet Lyon Rhône H2V dans la Vallée de la chimie
 - Partenaire projet ZEV
- **CNR** - Projet de production d'hydrogène par électrolyse avec de l'électricité provenant d'une centrale hydroélectrique à Pierre-Bénite. Jusqu'à 20 MW de capacités projetées à terme.
- **Haffner Energy** – Production prévue pour 2023 d'hydrogène vert par thermolyse de la biomasse, avec une unité d'une capacité de 720 kgH₂/jour
- **Vicat** – Installation d'électrolyseurs basses et hautes températures sur le site de Saint-Egrève fin 2021

Cartographie d'acteurs – Consommateurs d'hydrogène

(aperçu non exhaustif)



Cartographie d'acteurs – Autres acteurs hydrogène

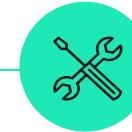
(aperçu non exhaustif)



Typologie d'acteurs



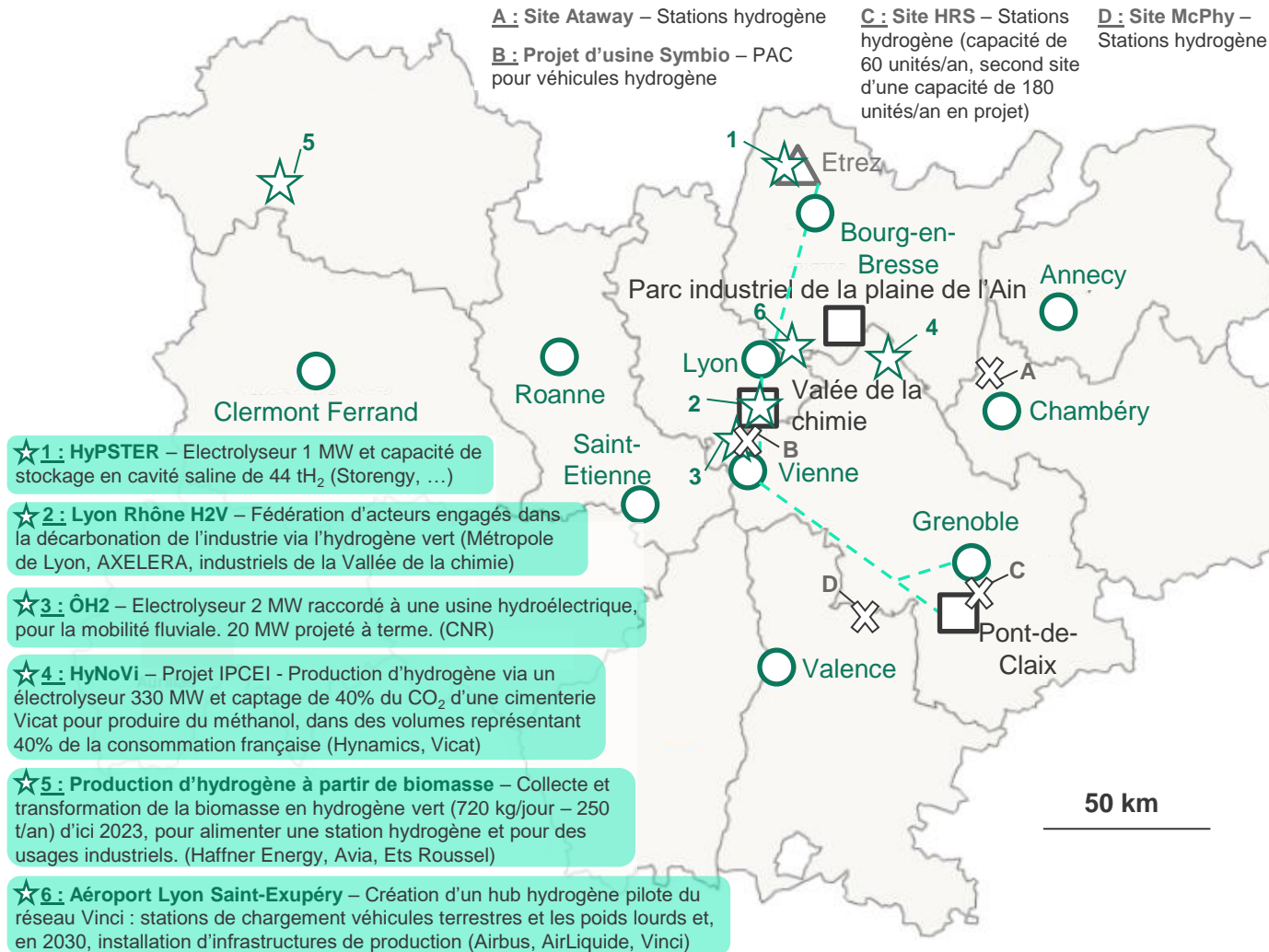
Principaux acteurs



Exemples de projets

<p>Équipementiers et installateurs et exploitants de stations hydrogène</p>	<p>Fabricants d'électrolyseurs</p> <ul style="list-style-type: none"> Ergosup Genvia McPhy <p>Fabricants d'équipements pour des stations d'avitaillement</p> <ul style="list-style-type: none"> Ataway HRS McPhy 	<p>Fabricants de piles à combustibles</p> <ul style="list-style-type: none"> Symbio <p>Installation et exploitation de stations d'avitaillement</p> <ul style="list-style-type: none"> CNR Engie Solutions Hympulsion 	<ul style="list-style-type: none"> Symbio – Construction à Saint-Fons d'une usine de production de Stackpack (système intégrant notamment une pile à combustible et destiné à l'industrie automobile), pour une mise en service prévue en 2023 HRS – Site Champ-sur-Drac, d'une capacité d'assemblage de 60 stations d'avitaillement par an. Projet d'ouverture d'un seconde site à Champagnier. McPhy – Présence dans la région d'un siège social et d'un site de production et d'assemblage de stations Hympulsion – Structure porteuse du projet Zero Emission Valley
<p>Appui à la filière</p>	<p>Collectivités et EPCI</p> <ul style="list-style-type: none"> Région AuRA Grand Chambéry Grand Lyon Grenoble Alpes Métropole Valence Romans Agglo 	<p>CCI AuRA</p> <p>Pôles de compétitivité</p> <ul style="list-style-type: none"> AXELERA CARA Tenerdis 	<ul style="list-style-type: none"> Tenerdis - 83 membres de la filière d'excellence Hydrogène Energie + Soutiens de projets ou pilotage (ex : HyWay) + Animation délégation régionale France Hydrogène + Participation travaux Mobilité H2 France Club hydrogène Mont-Blanc Industries - 50 adhérents industriels ou universitaires pour développer et financer la filière hydrogène sur le territoire Auvergne Rhône Alpes
<p>Recherche et formation</p>	<p>Centres de recherche et organismes de formation</p> <ul style="list-style-type: none"> CEA et CEA Liten Mines Saint-Etienne Grenoble Ecole de Management IRCELYON 	<p>Campus des Métiers et des Qualifications (CMQ)</p> <ul style="list-style-type: none"> CMQ Auto'Mobilités CMQ Smart Energy Systems Campus <p>Entreprise</p> <ul style="list-style-type: none"> Symbio 	<ul style="list-style-type: none"> CEA Liten – R&D sur des technologies d'électrolyse haute température et de piles à combustible (Pile à membrane échangeuse de protons) ayant conduit à des transferts technologiques vers notamment PSA, Symbio et Faurecia IFPEN, CNRS, ENS Lyon – Projet MoSHy pour le développement d'un electrocatalyseur pour produire de l'hydrogène vert IRCELYON – Participation au projet européen BioROBUR : production d'hydrogène à partir de reformage de biogaz Symbio – Lancement de la Symbio Hydrogen Academy en 2021 (voir focus 2)

Zones clés pour le déploiement d'une filière hydrogène décarbonée régionale



○ Principales aires urbaines

- Potentielles zones de consommation d'hydrogène :
 - Mobilité (routière, fluviale, ferroviaire)
 - Production d'énergie pour le résidentiel-tertiaire
- Potentielles zones de production décentralisée d'hydrogène par électrolyse de l'eau

□ Principales zones industrielles

- Potentielles zones de consommation d'hydrogène :
 - Usages matière première (usages historiques de l'hydrogène gris)
 - Mobilité
 - Production de chaleur haute température
- Potentielles zones de production d'hydrogène :
 - Electrolyse de l'eau
 - Electrolyse de saumure (hydrogène fatal)

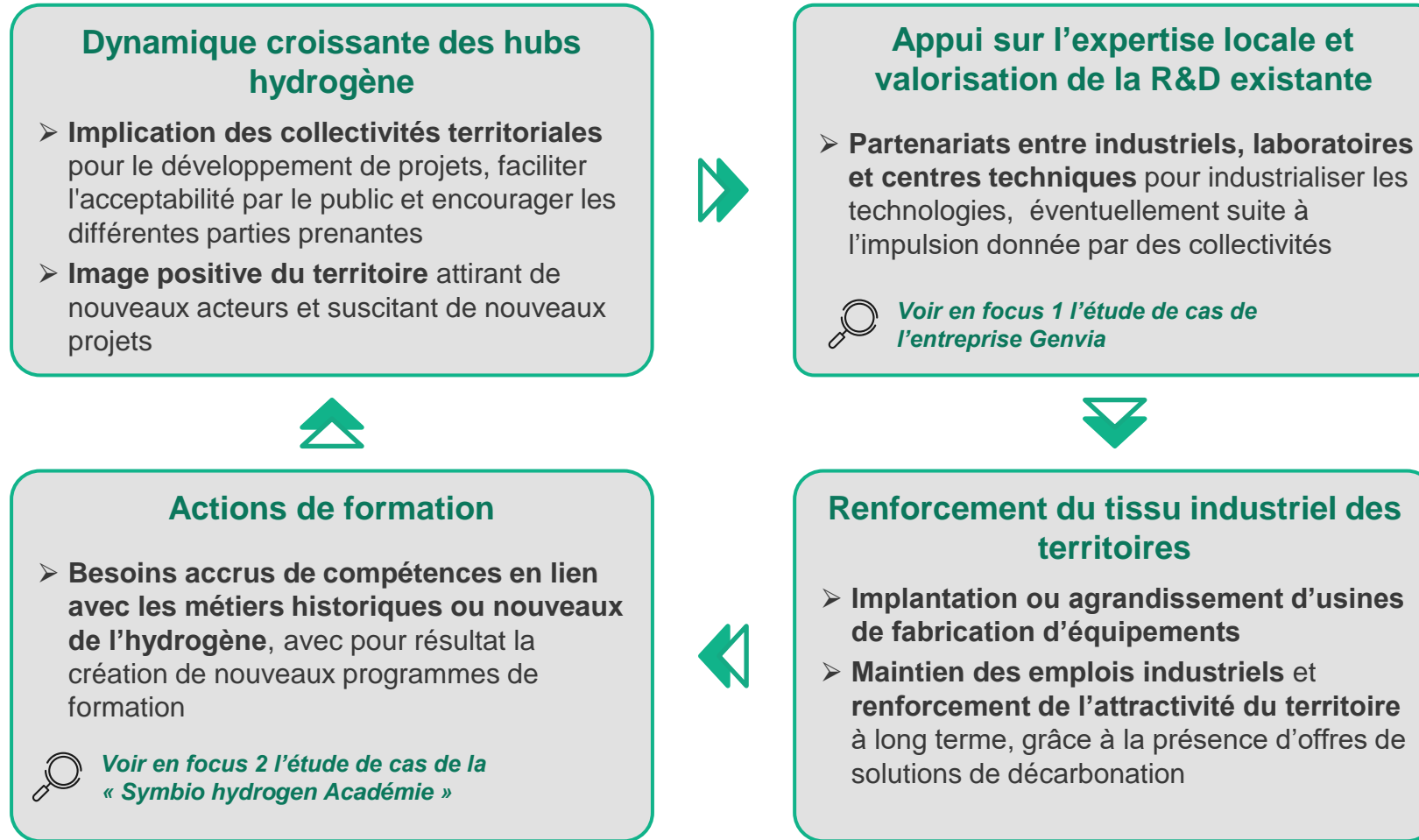
△ Principale zone considérée pour un stockage souterrain d'hydrogène en cavité saline

x Principales usines de fabrication d'équipements

☆ Principaux projets à date (non exhaustif)

- - - Tracés de réseaux de transport d'hydrogène à considérer à horizon 2030

Hubs hydrogène et dynamisme des territoires : un cercle vertueux



🔍 Focus 1 – Etude de cas : Genvia, un exemple de coopération multi-acteurs visant à l'industrialisation d'une technologie innovante

Objet de l'initiative

La société Genvia a été créée en mars 2021 avec l'objectif de développer et de déployer à échelle industrielle une technologie d'électrolyseur haute température à oxyde solide réversible en pile à combustible, conçue par le CEA, présent notamment à Grenoble. Outre son caractère réversible, les actionnaires de la société mettent en valeur son potentiel en terme d'efficacité énergétique (caractérisée par le volume d'électricité nécessaire pour produire une quantité d'hydrogène donnée).



Partenaires

- Acteur du monde de la recherche



- Fournisseur de technologies dans le secteur de l'énergie



- Autres industriels, potentiels utilisateurs futurs d'hydrogène



- Société publique d'investissement



SIAPARTNERS



Conditions d'émergence du projet

- Plans de soutiens à la filière hydrogène laissant entrevoir une forte croissance de la demande en électrolyseurs et en piles à combustible aux niveaux français et européens
- Partenariats entre acteurs du monde de la recherche (CEA) et industriels disposant des moyens d'industrialisation des technologies en développement (Schlumberger)
- Soutien de la Région Occitanie, via l'AREC, sa société d'investissement



Calendrier prévisionnel

- 2021** Centre technologique installé sur le site du CEA à Grenoble, copiloté par Genvia et le CEA
- 2021** Démarrage d'une ligne pilote de fabrication sur un site Schlumberger à Béziers
- 2023** Projet de démonstration avec des systèmes de 300 kW
- 2024** Projet de démonstration avec des systèmes de plusieurs MW
- 2025** Construction d'une « Giga Factory » pour la production d'électrolyseurs haute température à oxyde solide et de piles à combustible



Bénéfices de moyen et long termes pour les partenaires

- Emergence d'un nouvel écosystème hydrogène en région Occitanie, avec la perspective de voir émerger de nouveaux projets
- Rayonnement du CEA et de Schlumberger
- Démonstration de la faisabilité de l'industrialisation de la technologie développée par le CEA, avec la perspective de futurs investissements pour le développement de sites de fabrication d'électrolyseurs

🔍 Focus 2 – Etude de cas : la Symbio Hydrogen Academy, un programme de formation étroitement lié à l’implantation d’un projet industriel

Objet de l’initiative

La Symbio Hydrogen Academy vise à former des étudiants, enseignants ingénieurs et techniciens de la filière hydrogène dans la région AuRA. Elle a été initiée en 2021 par Symbio, fabricant français de Stackpack, un système intégrant des piles à combustible et destiné au secteur de la mobilité. Symbio est détenu à parts égales par Faurecia et Michelin.



Partenaires

▪ Industriel



▪ Société d’ingénierie



▪ Ecoles



▪ Camus des métiers et qualifications (CMQ)

- CMQ Auto’Mobilités
- CMQ Smart Energy Systems Campus

▪ Pôle de compétitivité



▪ Etablissement public



Conditions d’émergence du projet

- **Besoins de compétence identifiés par Symbio** dans le cadre de son projet de mise en service dans la Vallée de la chimie d’une usine de fabrication d’équipements à destination de l’industrie automobile de l’hydrogène
- **Soutien de la Région**
- Capitalisation sur les formations internes à l’entreprise Symbio à destination des nouveaux arrivants pour élaborer les formations
- Appui sur le Livre blanc de France Hydrogène sur les compétences et métiers de la filière hydrogène



Calendrier prévisionnel





- 2021** Lancement de la Symbio Hydrogen Academy
- 2021** Reconnaissance de l’Académie comme un organisme de formation
- 2021** Démarrage de la construction de l’usine Symbio de production de Stackpack dans la Vallée de la Chimie, pour une mise en service prévue en 2023
- 2023** 500 à 600 collaborateurs au sein de Symbio (50 en 2018)
- 2030** Objectif de production annuelle de 200 000 Stackpack par Symbio








Bénéfices de moyen et long termes pour les partenaires

- Formation prévue de 300 personnes par an aux métiers de la filière hydrogène
- Rayonnement des programmes de formation régionaux
- Renforcement de la présence des compétences autour de la filière hydrogène dans la région et meilleure attractivité du territoire pour les acteurs industriels de la filière hydrogène
- Embauches par Symbio de jeunes diplômés issus des écoles partenaires

Feuille de route hydrogène de la Région AuRa : ambitions de court termes et marges pour leur renforcement (1/2)

Sélection de thématiques	Principaux objectifs (<i>non exhaustif</i>)		Principaux partenaires identifiés	Niveau de précision des objectifs	Marges de renforcement des ambitions d'ici 2030
 <p>Initier des écosystèmes et un marché de l'hydrogène</p>	<ul style="list-style-type: none"> Développer une multitude de nouveaux usages : industrie, mobilité, usages stationnaires sur bâtiments, services aux réseaux d'énergie Soutenir le développement de 15 à 20 écosystèmes territoriaux 	<ul style="list-style-type: none"> Développer les infrastructures de stockage et transport de l'hydrogène Simuler une place de marché de l'hydrogène Construire un écosystème de formation Initier un écosystème aéroportuaire hydrogène 	<ul style="list-style-type: none"> Consommateurs d'hydrogène Producteurs d'hydrogène Opérateurs d'infrastructures (GRTgaz, Storengy, RTE) Pôles de compétitivité (CARA, Tenerrdis) Campus Métiers et formations Symbio Hydrogen Academy ... 		<p>Fortes</p> <p>Mise en œuvre dans les prochaines années d'actions qui permettront un retour d'expérience et créeront un cadre de marché propice au passage à l'échelle de l'économie régionale de l'hydrogène</p>
 <p>Développer la mobilité hydrogène</p>	<ul style="list-style-type: none"> Déployer 20 stations hydrogène (2023) Déployer 1 200 véhicules hydrogène (2023) Déployer 10 stations et 100 vélos hydrogène Expérimenter 3 rames de trains TER à hydrogène (2025) 	<ul style="list-style-type: none"> Mise en service de 11 bus hydrogène (2025) Déploiement de 50 autocars (2026) Démonstrateur d'un pousseur hydrogène, pour la mobilité fluviale (2021) Déploiement de véhicules routiers lourds à hydrogène 	<ul style="list-style-type: none"> Collectivités et autorités organisatrices des transports Constructeurs de véhicules et équipementiers (IVECO, Symbio, ...) Installateurs de stations (ex : Himpulsion) Entreprises de logistique (ex : CFT pour le transport fluvial) Organismes de recherche (ex : CEA) Producteurs d'hydrogène (ex : CNR) 		<p>Incertaines</p> <p>Des politiques très volontaristes à horizon de 5 ans dans de nombreux usages de la mobilité, mais dont la poursuite dépendra des résultats des premières expérimentations</p>

Feuille de route hydrogène de la Région AuRa : ambitions de court termes et marges pour leur renforcement (2/2)

	Sélection de thématiques	Principaux objectifs (<i>non exhaustif</i>)	Principaux partenaires identifiés	Niveau de précision des objectifs	Marges de renforcement des ambitions d'ici 2030
	Usages industriels	<ul style="list-style-type: none"> Consommation de 2 000 tonnes d'hydrogène décarboné d'ici 2023* 	<ul style="list-style-type: none"> Industriels Pôles de compétitivité (Axelera et Tenerrdis) 	● ● ○	Fortes Perspectives d'une utilisation accrue, selon gains de compétitivité
	Production / valorisation d'hydrogène décarboné	<ul style="list-style-type: none"> Installation de 20 MW de capacités d'électrolyse de l'eau d'ici 2023 Récupération d'hydrogène industriel co-produit, dans une logique d'économie circulaire 	<ul style="list-style-type: none"> Industriels Pôles de compétitivité (Axelera et Tenerrdis) Producteurs d'hydrogène 	● ● ○	Fortes Haut potentiel de production dans la région, selon les mécanismes de soutien mise en place
	Recherche, développement, innovation et formation	<ul style="list-style-type: none"> Cartographie des compétences Mise en relation les acteurs académiques et les industriels Soutien de la Région aux projets de R&D Identification des verrous technologiques et des besoins Accompagnement des mutations nécessaires par la formation 	<ul style="list-style-type: none"> Acteurs régionaux de la recherche Plateformes de tests Pôles de compétitivité Campus métiers et formation ... 	● ● ●	Limitées Mobilisation déjà prévue des parties prenantes pertinentes
	Promotion de la filière	<ul style="list-style-type: none"> Informier le grand public Déploiement d'une communication sur l'hydrogène 	<ul style="list-style-type: none"> Professionnels de la médiation scientifique Région 	● ○ ○	A déterminer Stratégie de la Région à préciser
	Coopérations extrarégionales	<ul style="list-style-type: none"> Intensification des coopérations européennes (S3 Hydrogen Valleys, SUERA, ...) Connection de la filière régionale à la filière nationale 		● ● ●	A déterminer selon l'évolution du cadre d'organisation de la filière hydrogène



3.

Présentation des scénarios de déploiement

Nos trois scénarios de progression de l'hydrogène renouvelable et bas carbone en Auvergne-Rhône-Alpes



Principes généraux

Scénario A :
Flux tendu avec ambitions actuelles (capacités de stockage limitées)

- Trajectoire de déploiement de l'hydrogène cohérente par rapport aux annonces à date (collectivités, EPCI, Etat, entreprises, ...)
- Valorisation d'hydrogène bas carbone, renouvelable ou fatal

Scénario B :
Flux tendu avec ambitions renforcées (capacités de stockage limitées)

- Accélération du déploiement de la filière hydrogène régionale, avec le **développement de nouveaux usages**
- Valorisation d'hydrogène bas carbone, renouvelable ou fatal

Scénario C :
Ambitions renforcées avec capacités de stockage massives

- Accélération du déploiement de la filière hydrogène régionale, avec le **développement de nouveaux usages**
- Préférence à la valorisation d'**hydrogène renouvelable ou fatal**



Nature de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau

- Electrolyse de l'eau avec des **moyens de production d'électricité renouvelables dédiés**
- Electrolyse de l'eau avec de l'**électricité achetée sur le réseau**, avec un contenu carbone de 68 gCO₂/kWh*

- Electrolyse de l'eau avec des **moyens de production d'électricité renouvelables dédiés**
- Electrolyse de l'eau avec de l'**électricité achetée sur le réseau**, avec un contenu carbone de 68 gCO₂/kWh*

- Electrolyse de l'eau avec des **moyens de production d'électricité renouvelables dédiés**
- Electrolyse de l'eau avec de l'**électricité renouvelable achetée sur le réseau** (PPA ou achat de garanties d'origine), avec un contenu carbone de 18 gCO₂/kWh**



Moyens de stockage

- Capacité de stockage souterrain en cavité saline limitée à 44 tH₂ (projet HypSTER porté par Storengy à Etrez)

- Capacité de stockage souterrain en cavité saline limitée à 44 tH₂ (projet HypSTER porté par Storengy à Etrez)

- **Disponibilité d'une capacité de stockage souterrain suffisante** pour garantir un arbitrage intersaisonnier sur la production d'hydrogène, en fonction des opportunités de marché et des conditions météorologiques. **Besoins de capacités évalués à 2 530 tH₂.**

* Estimation du bilan carbone moyen de l'électricité du réseau réalisé sur la base du mix de production d'électricité prévu pour 2030 par le scénario B de la PPE (voir Annexe 2)

** Estimation du bilan carbone de la production d'électricité renouvelable sur la base du mix de production d'électricité renouvelable prévu pour 2030 par le scénario B de la PPE (voir Annexe 2)

🔍 Focus méthodologique : construction des scénarios

1 Détermination de trajectoires d'adoption de nouveaux usages de l'hydrogène

- Construction du Scénario A sur la base des objectifs nationaux de déploiement de l'hydrogène (moyenne des objectifs chiffrés lorsqu'une fourchette est exprimée), des stratégies régionales et métropolitaines, des ambitions communiquées par des acteurs privés et du scénario « Baseline » du rapport *Hydrogen in North-Western Europe - A vision towards 2030 de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE)*, publié en 2021
- Construction du Scénario B et du Scénario C en reprenant les valeurs hautes des fourchettes des objectifs nationaux, en rapprochant les parts d'adoption de certains usages du scénario « Accelerated » du rapport de l'AIE mentionné plus haut et en reprenant certaines hypothèses de rapports du FCH JU
- Voir page suivante des précisions sur l'adoption de nouveaux usages de l'hydrogène renouvelable et bas carbone

2 Evaluation des besoins en hydrogène associés à chacune de ces trajectoires pour l'année 2030

- Estimation à partir des données disponibles dans la littérature de référence de la consommation d'hydrogène nécessaire pour satisfaire différents usages (voir tableau ci-contre)

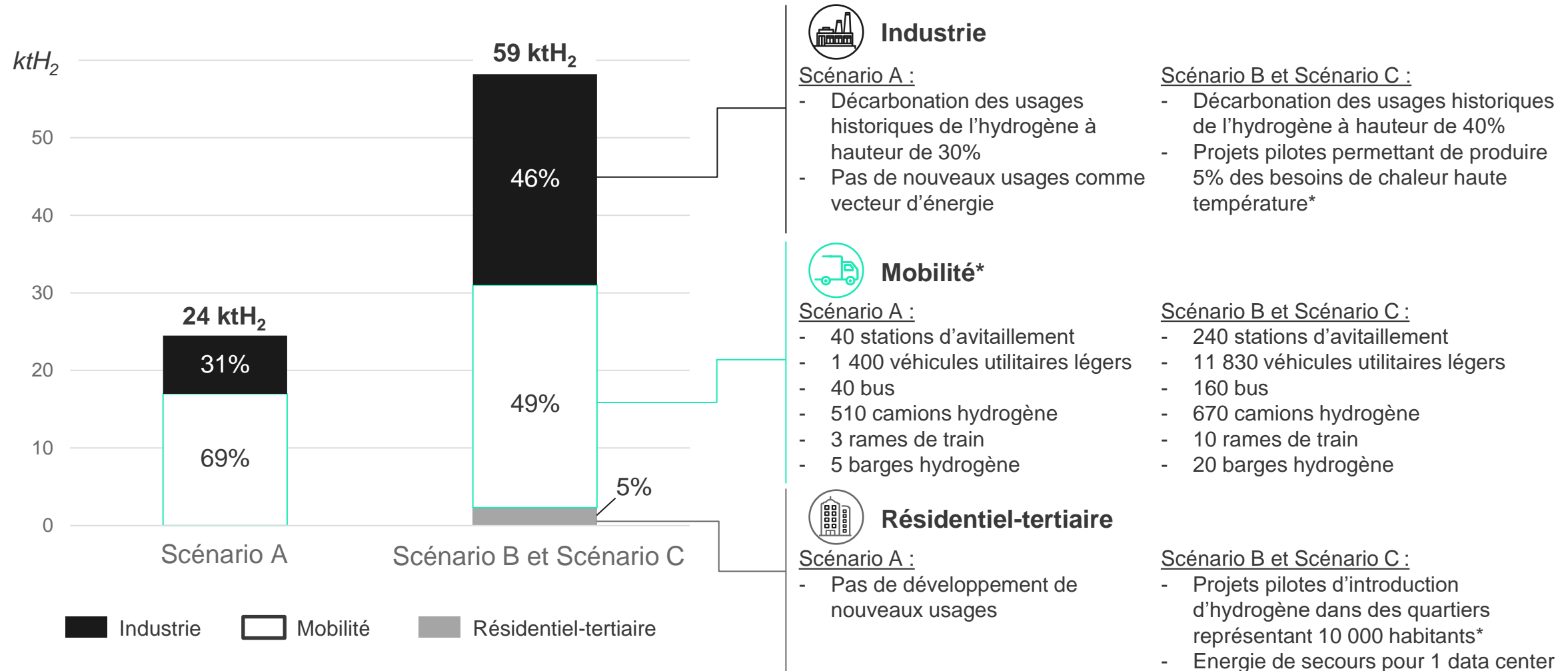
3 Estimation du volume d'hydrogène pouvant être produit via des énergies renouvelables et besoins complémentaires

- Attribution d'une part raisonnable de la production régionale d'électricité renouvelable à l'alimentation des électrolyseurs de la région (part de 7%)
- Estimation du volume régional de production d'hydrogène fatal, presque intégralement valorisé
- Production complémentaire d'hydrogène par électrolyse de l'eau avec de l'électricité importée d'autres régions, pour équilibrer offre et demande régionale mensuelle (Scénario A et Scénario B) ou annuelle (Scénario C). Capacité installée d'électrolyse de l'eau de 585 MW, suffisante pour satisfaire la demande régionale mensuelle hors aléas.
- Electricité importée supposée bas carbone dans le Scénario A et le Scénario B et de source renouvelable dans le Scénario C, car choix des producteurs des périodes de production

Typologie de données d'entrée	Hypothèses techniques retenues et sources
Evolutions de la demande en énergie finale par secteur d'activité	Evolutions cohérentes avec les objectifs du SRADDET de la Région
Parts des différentes typologies de véhicules dans les consommations totales d'énergie du secteur de la mobilité	Estimées d'après croisements de données nationales ADEME, MTE, VNF, CETMEF et de données régionales de l'ORCEA AuRA et de la Région
Consommation d'hydrogène industriel comme matière première	Estimée par rapport aux consommations nationales d'hydrogène par secteur (<i>Les marchés de l'hydrogène industriel français</i> , Alain Le Duigou et Marianne Miguët, 2010), rapporté aux poids des consommations d'énergies de différentes industries dans la région par rapport aux consommations nationales (données ADEME)
Part de la production de chaleur haute température dans le total des consommations d'énergie de l'industrie	Estimée pour les industries de la sidérurgie, de la chimie et des matériaux non métalliques d'après croisements de données de la littérature technique, de l'Hydrogen Council, de l'INSEE et de l'ADEME
Rendement des piles à combustibles (pour usages dans la mobilité et usages résidentiel-tertiaire)	Valeur de 16 kWe/kgH ₂ , sur la base de l'étude ADEME <i>Rendement de la chaîne hydrogène (2020)</i>
Rendement des chaudières hydrogène	Supposée équivalent aux chaudières gaz, soit de l'ordre de 90%
Saisonnalité des besoins de consommation pour le transport de voyageurs	Demande supposée constante sur l'année, avec l'hypothèse d'une utilisation prioritaire des véhicules décarboné
Saisonnalité des besoins de consommation pour le transport de marchandises	Volumes d'activité mensuels estimés sur la base des valeurs 2018 et 2019 pour le transport par voies routières et fluviales. Cf : Bulletin trimestriel statistique des transports de mai 2020 du CGDD
Saisonnalité des usages industriels de l'hydrogène comme matière première	Demande supposée constante dans l'année, sur la base de résultats d'entretiens avec des consommateurs d'hydrogène
Saisonnalité des usages industriels de l'hydrogène pour la production de chaleur haute température	Estimée d'après les consommations mensuelles de gaz des clients GRTgaz. Cf : Opendata Réseaux Energies
Saisonnalité de la production d'énergie renouvelable	Facteurs de charges mensuels estimés d'après la moyenne des facteurs de charge sur les années 2015-2021. Cf : Opendata Réseaux Energies)
Production régionale d'hydrogène fatal	Estimée par rapport aux capacités de production des unités d'électrolyse de saumure dans la région et du volume d'hydrogène obtenu par tonne de chlore produite (<i>BAT Reference Document for the Production of Chlor-alkali</i> , JRC, 2010)

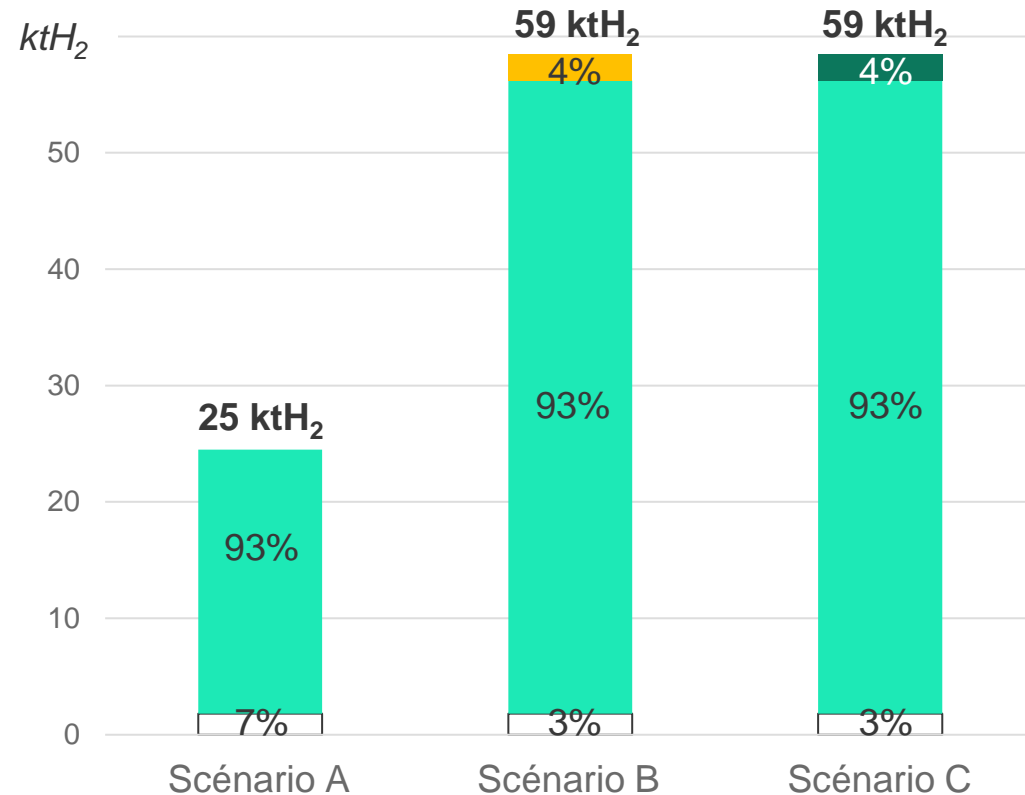
La filière hydrogène en AuRA : photographies 2030

– Demande en hydrogène vert et bas carbone



La filière hydrogène en AuRA : photographies 2030

– Origine de l'hydrogène renouvelable et bas carbone



- **Capacité d'électrolyse de l'eau installée : 585 MW**
 - Cohérence avec l'objectif national d'installation de capacité de 6 500 MW à horizon 2030
- **Capacité régionale de production d'électricité renouvelable dédiée à la filière hydrogène : jusqu'à 1 475 MW**
 - Environ 7% des moyens de production attendus d'ici 2030 (objectifs SRADDET AuRA) :
 - 450 MW de PV
 - 175 MW d'énergie éolienne
 - 850 MW d'énergie hydraulique
- **Scénario B : production complémentaire avec de l'électricité achetée sur le marché français**
*Peu de possibilité d'arbitrage sur les périodes d'achat d'électricité, faute de capacité de stockage : coût moyen de 80 €/MWh**
- **Scénario C : production complémentaire avec de l'électricité principalement renouvelable et fournie via le réseau (PPA, GO ou production concomitante avec l'injection massive d'électricité renouvelable sur le réseau)**
*Possibilité d'arbitrage sur les périodes d'achat d'électricité, grâce à la disponibilité des capacités de stockage : coût moyen de 60 €/MWh**

□ H₂ fatal (électrolyse de saumure)

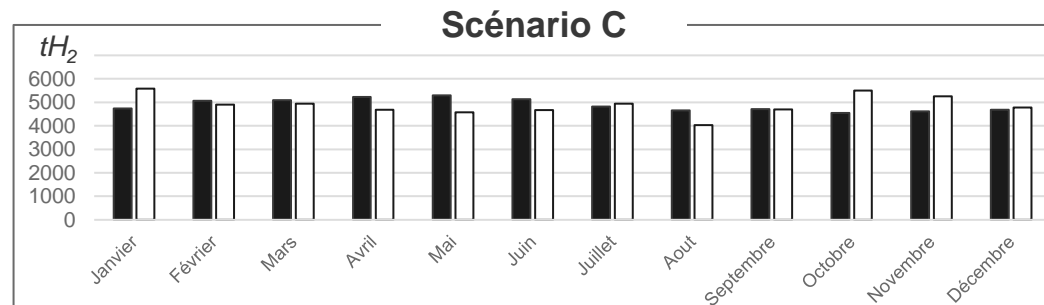
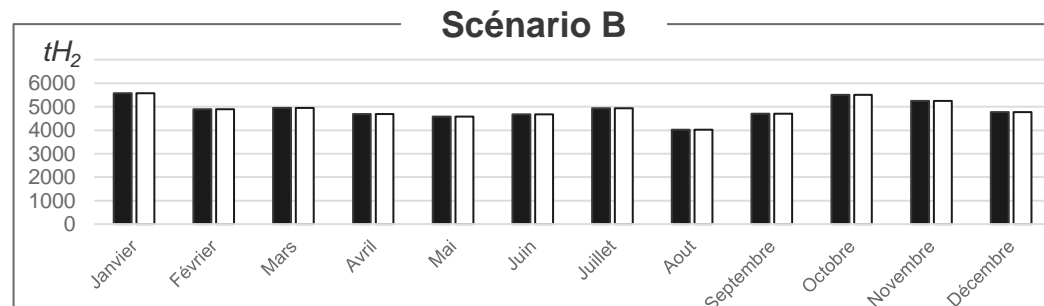
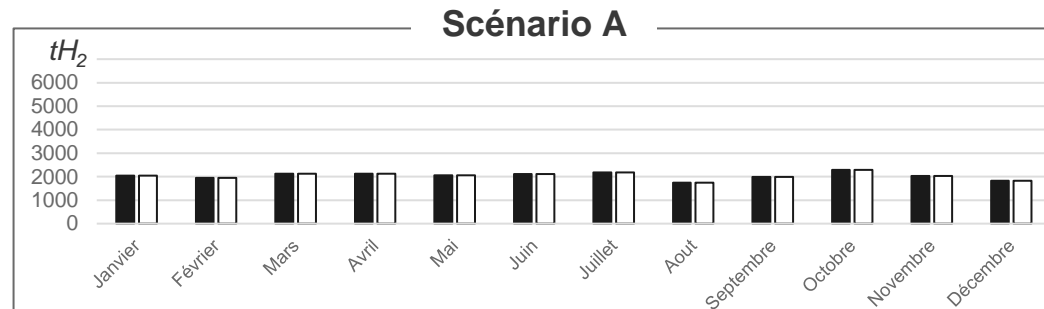
■ Electrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable régionale

■ Electrolyse de l'eau avec de l'électricité du réseau

■ Electrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable importée d'autres régions françaises

La filière hydrogène en AuRA : photographies 2030

– Saisonnalité de la demande et de l'offre en hydrogène vert et bas carbone



■ Production □ Consommation

- Une saisonnalité significative de l'offre et de la demande régionale en hydrogène

- Production régionale : variabilité due à la disponibilité des capacités de production d'électricité renouvelable dédiées à la production d'hydrogène.

Ecarts entre les mois connaissant la production la plus faible et la plus forte :

- Scénario A : 0,7 ktH₂, entre août (1,7 ktH₂) et octobre (2,3 ktH₂)
- Scénario B : 1,6 ktH₂, entre août (4,0 ktH₂) et janvier (5,6 ktH₂)
- Scénarios C : 0,8 ktH₂, entre octobre (4,5 ktH₂) et mai (5,3 ktH₂)

- Demande régionale : Ecarts entre les mois connaissant les besoins les plus faibles et les plus forts :

- Scénario A : 0,7 ktH₂, entre août (1,7 ktH₂) et octobre (2,3 ktH₂)
- Scénarios B et C : 1,6 ktH₂, entre août (4,0 ktH₂) et janvier (5,6 ktH₂)

- Une production en « flux tendu » néanmoins peu optimale et créant des risques d'approvisionnement locaux

- Impossibilité de stocker de l'hydrogène en grande quantité, contraignant les producteurs à produire au jour le jour pour leurs clients, avec des risques sur la sécurité d'approvisionnement en cas de défaillance ou de besoins de maintenance d'électrolyseurs

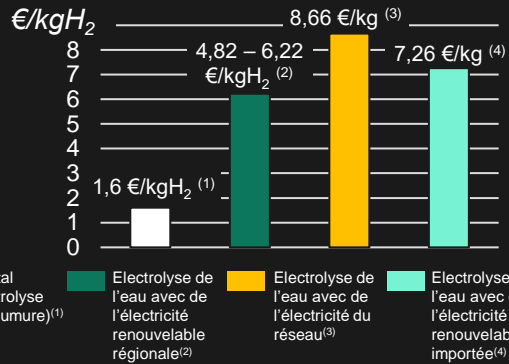
- Scénario C : stockage possible de grandes quantités d'hydrogène, permettant d'optimiser les coûts de production

- Adaptation des volumes de production mensuels aux opportunités offertes sur les marchés de l'électricité et non à l'état instantané de la demande

Focus méthodologique : Evaluation des bénéfices économiques

1 Estimation des différentes briques de coûts liées à la réalisation des scénarios

- Voir tableau ci-contre pour les briques de coûts hors production d'hydrogène
- Voir ci-dessous les coûts de production d'hydrogène par source



- Répartition des coûts de production entre chlore et hydrogène en fonction des chiffres d'affaires générés par ces 2 débouchés des opérations d'électrolyse de saumure
- Coûts estimés sur la base de résultats d'études Storengy, en retenant les LCOE des différents moyens de production d'électricité renouvelable pour 2030, sur la base du rapport ADEME *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* publié en 2019
- Coûts estimés sur la base de résultats d'études Storengy, pour un coût d'achat d'électricité de 80 €/MWh (pas d'optimisation possible faute de capacités de stockage massif)
- Coûts estimés sur la base de résultats d'études Storengy, pour un coût d'achat d'électricité de 60 €/MWh (optimisations possibles grâce à la présence de capacités de stockage massif)

2 Formulation d'hypothèses sur le cadre de marché et les attentes des acteurs privés à horizon 2030

- Hypothèse d'une recherche de marge commerciale de 10% par les acteurs privés
- Prise en charge par la puissance publique (Union Européenne, Etat, agences publiques, Collectivités) de 33% de l'ensemble des coûts de la filière hydrogène
- Vente d'un hydrogène à un prix de 2,3 €/kg pour l'hydrogène à usage industriel et à 6 €/kg pour les usages dans le domaine de la mobilité et du résidentiel-tertiaire

3 Calculs des indicateurs clés, sur la base des résultats des étapes 1 et 2

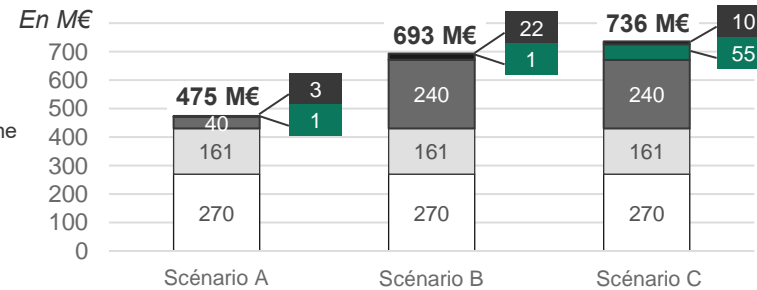
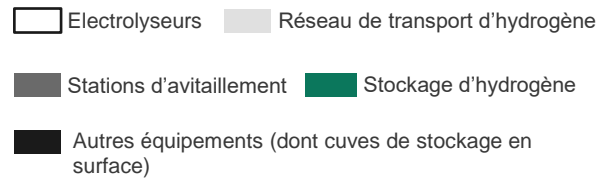
- Estimation de la part des dépenses versées à des acteurs locaux en tenant compte des projets d'implantation d'usines à date, de la facilité de délocalisation des briques de la chaînes de valeur et de la part de l'électricité produite localement dans le total des consommations d'électricité des électrolyseurs
- Estimation du chiffre d'affaires généré et impact sur le volume d'emploi créé (voir ci-contre)
- Estimation de la valeur ajoutée et en conséquence du niveau des recettes fiscales à attendre (voir ci-contre)

Typologies de données d'entrée	Valeurs retenues	Source ayant permis d'estimer ces valeurs
Coûts de production d'hydrogène	Voir graphique ci-contre	
CAPEX et OPEX infrastructures de réseau de transport d'hydrogène	Voir Annexe	<i>European Hydrogen Backbone</i> , publié par 11 opérateurs de réseaux de transport en 2020
Part des canalisations reconverties dans le total des canalisations de transport d'hydrogène mise en service	100%	<i>European Hydrogen Backbone</i> , publié par 11 opérateurs de réseaux de transport en 2020
CAPEX et OPEX stations d'avitaillement	Voir Annexe	<i>The Future of Hydrogen</i> , AIE, 2019
Coûts de compression et de transport d'hydrogène par camion	2,63 €/kgH ₂	Calculés d'après données <i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019
Part de l'hydrogène distribué en stations d'avitaillement et livré par camion	66%	Estimé sur la base d'observations des modèles économiques liés aux premières stations d'avitaillement installées
CAPEX et OPEX des infrastructures de stockage souterrain	Voir Annexe	<i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019
CAPEX des électrolyseurs	461 000 €/MW	Energy Technology Perspectives, AIE, 2020
Part des CAPEX des systèmes d'électrolyse de l'eau et des stations d'avitaillement liés à des travaux sur site	16%	Extrapolée d'après données fournies par <i>Early Business case</i> , FCH JU, 2017
Emplois directs et indirects liés aux activités de la filière hydrogène, hors usines de production d'équipements	13 emplois pour 1 M€ de CA	<i>Hydrogen Roadmap Europe</i> , FCH JU, 2019
Part du PIB d'un territoire métropolitain reversé aux collectivités et EPCI de la région via la fiscalité	1,27%	Analyse des budgets des collectivités et EPCI en 2019 et informations gouvernementales sur les règles de calcul de la CVAE et CFE (situation pré-2020)

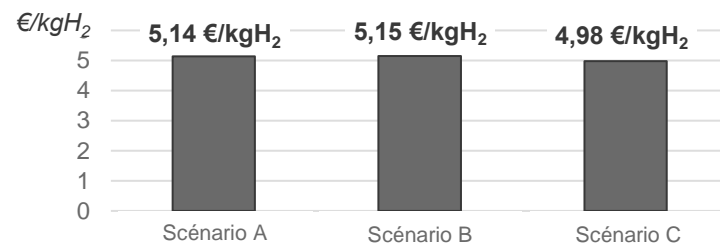
Conditions économiques de mise en œuvre des différents scénarios



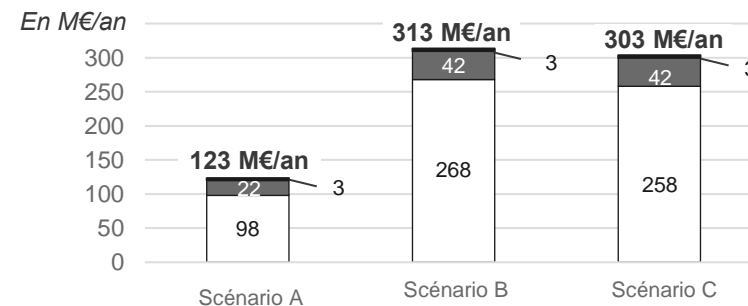
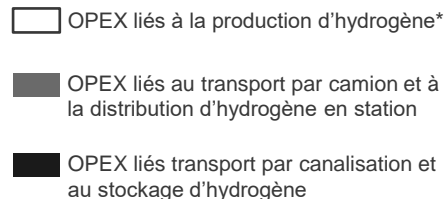
CAPEX à prévoir sur la période 2022-2030



Coûts moyens de production d'hydrogène



OPEX à prévoir sur l'année 2030*



- Des besoins de CAPEX additionnels de 43 M€ dans le Scénario C par rapport au Scénario B (+6%), compensé par des OPEX plus faibles et une plus grande fiabilité d'approvisionnement
 - Hypothèse retenue d'une baisse des coûts moyens d'achat d'électricité dans le Scénario C, à 60 €/MWh contre 80 €/MWh dans le Scénario A et le Scénario B. Différence justifiée par la possibilité de produire de l'hydrogène lors des périodes durant lesquelles le marché de l'électricité présente des conditions avantageuses, indépendamment des besoins journaliers ou hebdomadaires de consommation
 - En conséquence, baisse du coût moyen de production d'hydrogène de 5,15 à 4,98 €/kg, se traduisant par des OPEX économisés de 10 M€/an
 - Confiance renforcée des consommateurs d'hydrogène renouvelable et bas carbone, se traduisant par une meilleure acceptabilité de l'adoption de ses usages (valeur pour la filière hydrogène non chiffrée dans nos modélisations)

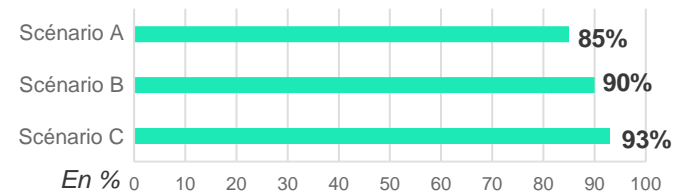
* OPEX liés à la production d'hydrogène : valeurs indiquées après soustraction des OPEX évités liés à la production d'hydrogène gris pour ses usages industriels historiques

Retombées économiques des investissements sur la période 2022-2030 – Chiffres clés

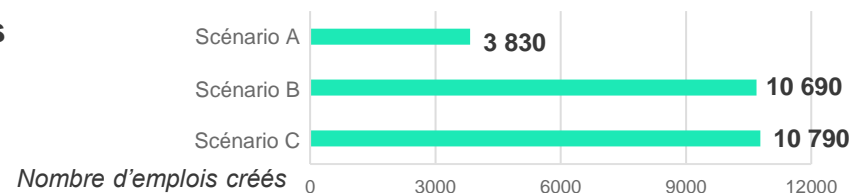


Part des dépenses versées à des acteurs régionaux (CAPEX et OPEX sur 20 ans)

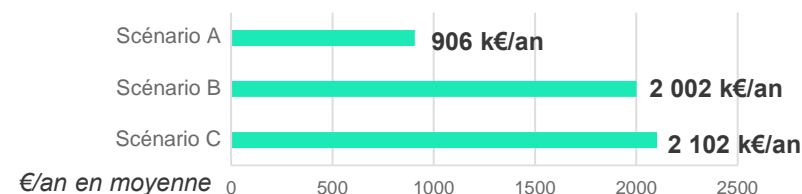
Comprenant l'installation des équipements/infrastructures et leur exploitation et maintenance



Emplois directs et indirects créés



Recettes fiscales directes pour les collectivités et EPCI de la région Auvergne-Rhône-Alpes sur la période 2022-2050*



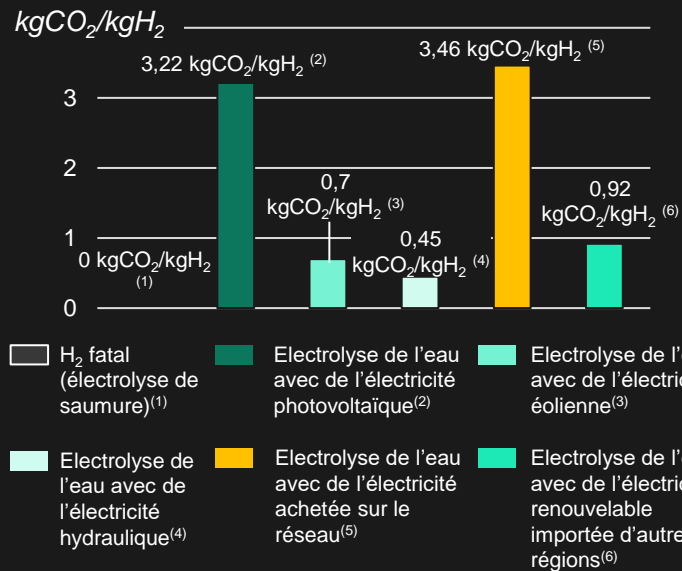
- **Des retombées économiques positives pour les territoires, plus avantageuses dans le Scénario C**
 - *93% de la valeur générée par la filière hydrogène localisée dans la région AuRA. Part légèrement plus élevée par rapport aux autres scénarios en raison d'une part des investissements supplémentaires réalisés dans les infrastructures de stockage et d'autre part par un moindre coût de l'électricité achetée à d'autres régions*
 - *Plus de 10 000 emplois directs et indirects (à titre de comparaison : objectif de la stratégie nationale hydrogène de création de 50 000 à 150 000 emplois).*
En termes de créations d'emplois, un léger avantage du Scénario C est observable par rapport au Scénario B et justifiables par des bénéfices supérieurs engrangés par les acteurs privés, se traduisant par de plus grandes marges de manœuvre pour l'embauche de salariés destinés à assurer le SAV et la fiabilité des opérations (impact sur l'attractivité des solutions hydrogène non évalué)
 - *Des recettes fiscales pour les territoires de l'ordre de 2,1 M€/an. Valeur plus importante dans le Scénario C et justifiable par une valeur ajoutée générée par les producteurs d'hydrogène supérieure*

* Pour une VA estimée en considérant des marges commerciales de 10% et une prise en charge de 67% des coûts de production d'hydrogène par les acteurs privés

Focus méthodologique : Evaluation des émissions de CO₂ évitées

1 Calcul du bilan carbone de la production d'hydrogène renouvelable et bas carbone

- Voir valeurs retenues ci-dessous



- Emissions de CO₂ dues aux procédés de production supposées entièrement comptabilisées sur le bilan carbone du produit principal obtenu (chlore)
- Base carbone de l'ADEME
- Base carbone de l'ADEME
- Base carbone de l'ADEME
- Estimé en supposant un mix électrique français correspondant au scénario B de la PPE pour 2028, et en supposant un rendement des électrolyseurs de 19,6 kgH₂/MWe consommé (sur le base de l'étude ADEME *Rendement de la chaîne hydrogène*, 2020)
- Estimé en retenant le mix des sources d'électricité renouvelable injectées sur le réseau français en 2028 d'après le scénario B de la PPE, et en supposant un rendement des électrolyseurs de 19,6 kgH₂/MWe consommé (sur le base de l'étude ADEME *Rendement de la chaîne hydrogène*, 2020)

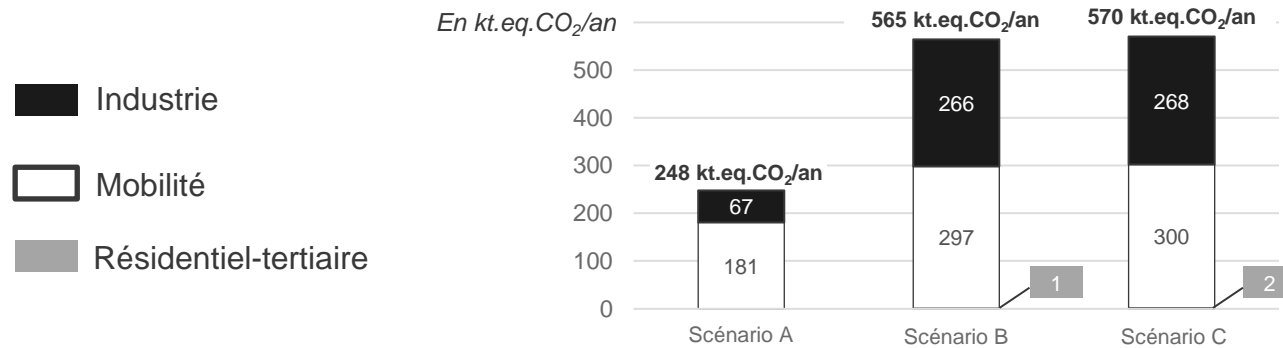
2 Evaluation des émissions de CO₂ évitées par rapport à une situation de référence sans usage de l'hydrogène

- Estimation de la quantité d'énergie carbonée remplacée par l'hydrogène dans les secteurs de la mobilité, de l'industrie et du résidentiel-tertiaire
- Prise en compte du facteur d'émission de ces énergies pour obtenir le volume total d'émissions directes de CO₂ évitées, auquel doivent être retranchées les émissions liées à la production d'hydrogène renouvelable et bas carbone

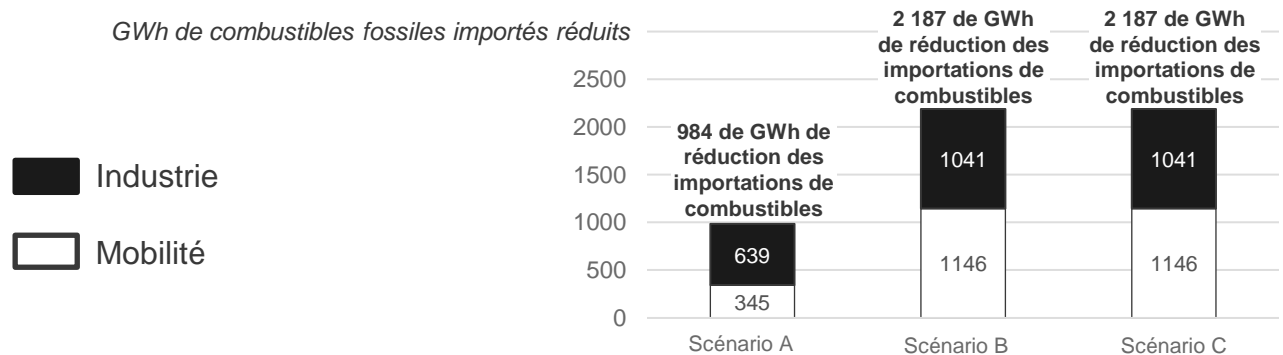
Typologies de données d'entrée	Valeurs retenues	Source ayant permis d'estimer ces valeurs
Bilan carbone de la production d'hydrogène	Voir graphique ci-contre	
Emissions directes évitées par la conversion des véhicules utilitaires légers	733 333,3 kg.eqCO ₂ /GWh d'énergie finale de diesel remplacé	Calculées d'après données de la base carbone ADEME, en supposant un rendement des moteurs diesel de 42% hypothèse rendement moteur à 42%
Emissions directes évitées par la conversion des transports collectifs		
Emissions directes évitées par la conversion des transports routiers de marchandises		
Emissions directes évitées par la conversion de la mobilité ferroviaire régionale	1 046 995,2 kg.eqCO ₂ /an/ train diesel remplacé	Hypothèse d'un fonctionnement des trains 6h par jour en moyenne, 6 jours sur 7, à une vitesse moyenne de 83 km/h (cf : article Le Monde paru le 18/11/17) et avec une consommation de 200 litres pour 100 km (cf : article Franceinfo paru le 10/08/20), pour un bilan carbone de 2,88 kgCO ₂ /l (cf : base de donnée ADEME)
Emissions directes évitées par la conversion du transport fluvial	355 320 kg.eqCO ₂ .an/ péniche diesel remplacée	Calculées d'après des données de la base carbone ADEME en retenant l'hypothèse de péniches de 300t, chargées à 80%, fonctionnant 250j/ans avec une vitesse moyenne de 7.5km/h (cf : rapport TL & Associés de 2011)
Emissions directes évitées par la décarbonation de l'hydrogène industriel	10,0 kg.eqCO ₂ /kgH ₂ gris remplacé	Rapport CEA remis au MTES en 2018
Emissions directes évitées par la conversion des procédés de production de chaleur haute température	318 486,1 kg.eqCO ₂ /GWh d'énergie finale de gaz naturel remplacé	Calculées d'après données de la base carbone ADEME, avec l'hypothèse d'un rendement total des systèmes de 91% (cf : données constructeurs de chaudières)
Emissions directes évitées par la conversion du résidentiel-tertiaire	79 000 kg.eqCO ₂ /GWh d'énergie finale remplacée	Calculées d'après données du rapport PPE pour ce qui concerne le chauffage électrique

Autonomie énergétique des territoires et émissions de CO₂ évitées sur l'année 2030

Emissions de gaz à effet de serre évitées



Réduction de la dépendance à l'importation de combustibles fossiles



- Une contribution aux objectifs climatiques et d'autonomie énergétique de la Région, amenée à progressivement s'accroître
 - Scénario C : Emissions de CO₂ évitées équivalentes à 3,5% des réductions d'émissions annuelles nécessaires entre 2015 et 2030 pour atteindre les objectifs du SRADDET de la Région
 - Scénario B et Scénario C : Importations évitées de GWh de combustibles fossiles équivalentes à 8,5% des réductions de consommation d'énergies non renouvelables à prévoir pour atteindre d'ici 2030 l'objectif du SRADDET de porter à 38% la part des énergies renouvelables dans le mix des consommations d'énergie régionales

- Des indicateurs nettement plus avantageux dans les scénarios B et C
 - Par rapport au Scénario A, augmentation de 127 à 130% des émissions de CO₂ évitées et de 122% de la quantité d'importation de combustibles réduite
 - Bénéfices cités ci-dessus obtenus avec une hausse des CAPEX de 46% à 55% par rapport au Scénario A (voir précédemment)

Annexe 1 – Glossaire



Glossaire (1/2)

Cavité saline : Ensemble de cavités creusées dans de profondes et épaisses couches de sel gemme. Elles sont obtenues en injectant de l'eau qui dissout progressivement une partie du sel. Celui-ci est ensuite extrait sous forme de saumure. La place est alors libre pour le stockage d'un fluide (exemple : gaz naturel ou hydrogène) injecté sous forme gazeuse à une pression élevée. Imperméables et non poreuses, ces cavités présentent une remarquable étanchéité. (cf : Storengy)

CCGT : *Combined Cycle Gas Turbine* : centrale co-produisant de la chaleur et de l'électricité à partir de gaz, par la combinaison de deux cycles thermodynamiques. Son rendement global peut atteindre 70%.

Electrolyse de l'eau : Procédé de production d'hydrogène à partir d'un électrolyseur valorisant de l'eau et de l'électricité. Cette technique se base sur l'application d'un courant électrique entre deux électrodes. Sur l'anode, les molécules d'eau se décomposent de la manière suivante : $H_2O \Rightarrow 2H^+ + 2e^- + \frac{1}{2} O_2$. Sur la cathode, les protons se réduisent ainsi : $H^+ + 1e^- \Rightarrow \frac{1}{2} H_2$. Les ions H^+ formés en excès à l'anode migrent vers la cathode à travers le séparateur où ils sont réduits en hydrogène.

Electrolyse de saumure : Opération industrielle visant à obtenir différents produits chimiques (chlore, hydrogène, hydroxyde de potassium et hydroxyde de sodium) via un procédé d'électrolyse permettant la décomposition d'une solution de sel dans de l'eau. L'hydrogène ainsi obtenu est assimilé à de l'hydrogène fatal (voir définition « Hydrogène fatal »).

Facteur de charge : Sur un temps donné, rapport entre l'énergie produite par un équipement de production d'énergie et l'énergie qui pourrait être produite si cet équipement était mis en fonctionnement à puissance nominale.

Gazéification de la biomasse ou de déchets : Transformation thermochimique de la biomasse ou de certaines typologies de déchets solides, visant à obtenir de l'hydrogène à la suite d'une série d'opérations (pyrolyse ou thermolyse, gazéification, oxydation, réduction, purification, ...)

Hydrogène bas carbone : Hydrogène produit à partir de sources d'énergies non renouvelables et dont la production engendre un niveau d'émissions de CO_2 inférieur à un seuil défini. Exemple : hydrogène produit avec de l'électricité bas carbone.

Hydrogène fatal : Hydrogène obtenu de manière involontaire par un procédé industriel visant à fabriquer un autre produit principal, par exemple l'électrolyse de la saumure ou, dans l'industrie pétrolière, les opérations de vapocraquage et de reformage catalytique.

Glossaire (2/2)

Hydrogène gris : Hydrogène obtenu de manière courante dans certaines industries par des procédés impliquant la valorisation d'énergie fossiles (gaz naturel, charbon et produits pétroliers). Ces procédés sont responsables d'émissions de CO₂. En France, la méthode la plus répandue pour produire de l'hydrogène gris « commercial » (c'est-à-dire non obtenu comme coproduit d'une opération industrielle) est la technique de vaporeformage du méthane. Celle-ci consiste à faire réagir de la vapeur d'eau avec du gaz naturel pour obtenir un syngaz, mélange d'hydrogène et de CO. Des opérations successives permettent ensuite d'obtenir de manière séparée de l'hydrogène et du CO₂ (émissions d'environ 10 kgCO₂/kgH₂ produit).

Hydrogène renouvelable : Hydrogène produit à partir de sources d'énergie renouvelable (exemple : électrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable). L'ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène dispose que pour être qualifié de « renouvelable », l'hydrogène doit être produit via un procédé qui engendre un niveau d'émissions de CO₂ inférieur à un seuil défini. L'énergie renouvelable utilisée ne doit par ailleurs pas entrer en conflit avec d'autres usages permettant sa valorisation directe.

Pile à combustible : Equipement permettant de produire de l'électricité et de la chaleur à partir d'hydrogène, par oxydation de l'hydrogène et réduction de l'oxygène au sein d'un élément de pile conduisant à la réaction chimique globale : $H_2 + \frac{1}{2} O_2 \Rightarrow H_2O + We + \Delta Q$ (We : électricité, ΔQ : chaleur) (cf : France Hydrogène).

Station d'avitaillement : Infrastructure permettant la distribution d'hydrogène à un véhicule hydrogène

SRADDET : Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires : document régional fixant les objectifs de moyen et long termes en lien avec plusieurs thématiques : équilibre et égalité des territoires, implantation des différentes infrastructures d'intérêt régional, désenclavement des territoires ruraux, habitat, gestion économe de l'espace, intermodalité et développement des transports, maîtrise et valorisation de l'énergie, lutte contre le changement climatique, pollution de l'air, protection et restauration de la biodiversité, prévention et gestion des déchets

Vaporeformage du méthane avec capture du CO₂ : Technique de production d'hydrogène dit « bleu » consistant à réaliser une opération de vaporeformage du méthane (voir définition « Hydrogène gris ») et à capturer les rejets de CO₂ issus de processus, à des fins de stockage ou de réutilisation.

Annexe 2 – Principales hypothèses techniques retenues pour la modélisation des scénarios



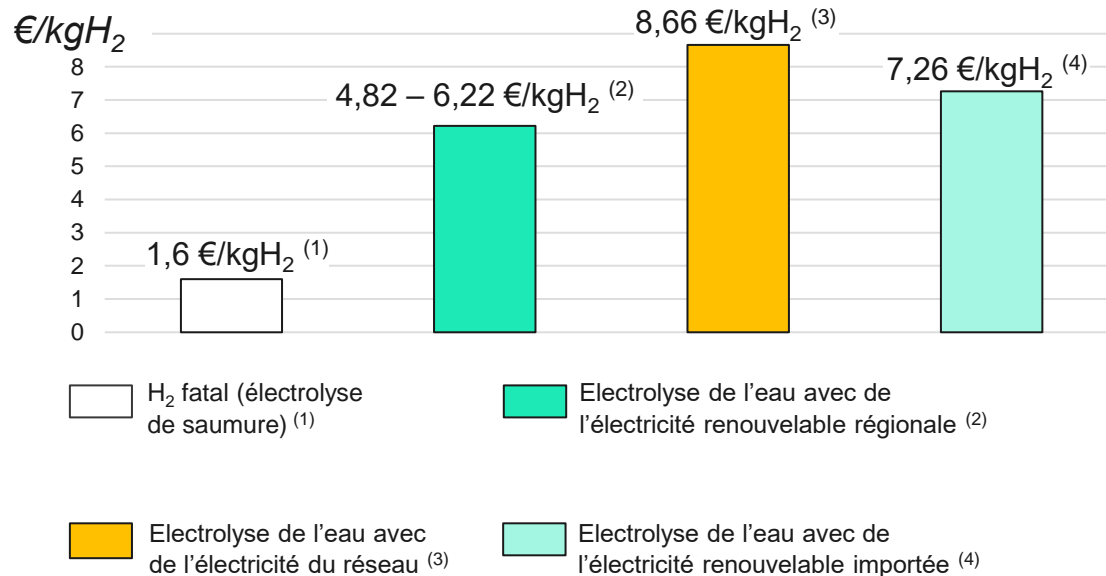
Hypothèses techniques retenues pour la construction des scénarios

Typologie de données d'entrée	Hypothèses techniques retenues et sources
Evolutions de la demande en énergie finale par secteur d'activité	Evolutions cohérentes avec les objectifs du SRADDET de la Région
Parts des différentes typologies de véhicules dans les consommations totales d'énergie du secteur de la mobilité	Estimées d'après croisements de données nationales ADEME, MTE, VNF, CETMEF et de données régionales de l'ORCEA AuRA et de la Région
Consommation d'hydrogène industriel comme matière première	Estimée par rapport aux consommations nationales d'hydrogène par secteur (<i>Les marchés de l'hydrogène industriel français</i> , Alain Le Duigou et Marianne Miguet, 2010), rapporté aux poids des consommations d'énergies de différentes industries dans la région par rapport aux consommations nationales (données ADEME)
Part de la production de chaleur haute température dans le total des consommations d'énergie de l'industrie	Estimée pour les industries de la sidérurgie, de la chimie et des matériaux non métalliques d'après croisements de données de la littérature technique, de l'Hydrogen Council, de l'INSEE et de l'ADEME
Rendement des piles à combustibles (pour usages dans la mobilité et usages résidentiel-tertiaire)	Valeur de 16 kWh/kgH ₂ , sur la base de l'étude ADEME <i>Rendement de la chaîne hydrogène</i> (2020)
Rendement des chaudières hydrogène	Supposée équivalent aux chaudières gaz, soit de l'ordre de 90%
Saisonnalité des besoins de consommation pour le transport de voyageurs	Demande supposée constante sur l'année, avec l'hypothèse d'une utilisation prioritaire des véhicules décarboné
Saisonnalité des besoins de consommation pour le transport de marchandises	Volumes d'activité mensuels estimés sur la base des valeurs 2018 et 2019 pour le transport par voies routières et fluviales. Cf : Bulletin trimestriel statistique des transports de mai 2020 du CGDD
Saisonnalité des usages industriels de l'hydrogène comme matière première	Demande supposée constante dans l'année, sur la base de résultats d'entretiens avec des consommateurs d'hydrogène
Saisonnalité des usages industriels de l'hydrogène pour la production de chaleur haute température	Estimée d'après les données des consommations mensuelles de gaz des clients GRTgaz. Cf : Opendata Réseaux Energies
Saisonnalité de la production d'énergie renouvelable	Facteurs de charges mensuels estimés d'après la moyenne des facteurs de charge sur les années 2015-2021. Cf : Opendata Réseaux Energies)
Production régionale d'hydrogène fatal	Estimée par rapport aux capacités de production des unités d'électrolyse de saumure dans la région et du volume d'hydrogène obtenu par tonne de chlore produite (<i>BAT Reference Document for the Production of Chlor-alkali</i> , JRC, 2010)

Hypothèses techniques retenues pour l'évaluation des coûts et l'analyse des retombées économiques

Typologies de données d'entrée	Valeurs retenues	Source ayant permis d'estimer ces valeurs
CAPEX canalisations de transport de gaz reconverties en canalisations de transport d'hydrogène	500 000 €/km	<i>European Hydrogen Backbone</i> , publié par 11 opérateurs de réseaux de transport en 2020
CAPEX stations de compression reconverties	37% du total des CAPEX liés à la mise en service d'un réseau de transport d'hydrogène	Calculés d'après données <i>European Hydrogen Backbone</i> , publié par 11 opérateurs de réseaux de transport en 2020
Part des canalisations reconverties dans le total des canalisations de transport d'hydrogène mise en service dans la région AuRA	100%	<i>European Hydrogen Backbone</i> , publié par 11 opérateurs de réseaux de transport en 2020
OPEX du réseau de transport d'hydrogène par canalisation	5,25% du total des CAPEX	Calculés d'après données <i>European Hydrogen Backbone</i> , publié par 11 opérateurs de réseaux de transport en 2020
CAPEX des stations d'avitaillement	1 000 000 € par station	Calculés d'après données <i>The Future of Hydrogen</i> , AIE, 2019. Hypothèses de CAPEX retenues pour des stations d'une capacité de 200 kgH ₂ /j
OPEX des stations d'avitaillement	5% des CAPEX des stations	<i>The Future of Hydrogen</i> , AIE, 2019
Coûts de compression et de transport d'hydrogène par camion	2,63 €/kgH ₂	Calculés d'après données <i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019
Part de l'hydrogène distribué en stations d'avitaillement et livré par camion	66%	Sur la base d'observations des modèles économiques liés aux premières stations d'avitaillement installées
CAPEX des infrastructures de stockage souterrain	180 €/GJ de capacité	Calculés d'après données <i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019
OPEX des infrastructures de stockage souterrain	0,11 €/GJ/an	Calculés d'après données <i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019
CAPEX des équipements de stockage en surface	7 400 €/GJ de capacité	Calculés d'après données <i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019
OPEX des équipements de stockage en surface	Aucun	Calculés d'après données <i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019
CAPEX des électrolyseurs	461 000 €/MW	<i>Energy Technology Perspectives</i> , AIE, 2020
Part des CAPEX des systèmes d'électrolyse de l'eau et des stations d'avitaillement liés à des travaux sur site	16%	Extrapolé d'après données fournies par <i>Early Business case</i> , FCH JU, 2017
Emplois directs et indirects créés par le projet d'usine de Symbio	1 000	Communiqués de l'entreprise Symbio
Emplois directs et indirects créés en lien avec les autres activités de la filière hydrogène	13 emplois pour 1 M€ de CA	<i>Hydrogen Roadmap Europe</i> , FCH JU, 2019
Part du PIB d'un territoire métropolitain reversé aux collectivités et EPCI de la région via la fiscalité	1,27%	Analyse des budgets des collectivités et EPCI en 2019 et informations gouvernementales sur les règles de calcul de la CVAE et CFE (situation pré-2020)

Coûts de production d'hydrogène retenus par source*



* Hors coûts de compression, transport et distribution, sauf pour l'hydrogène importé

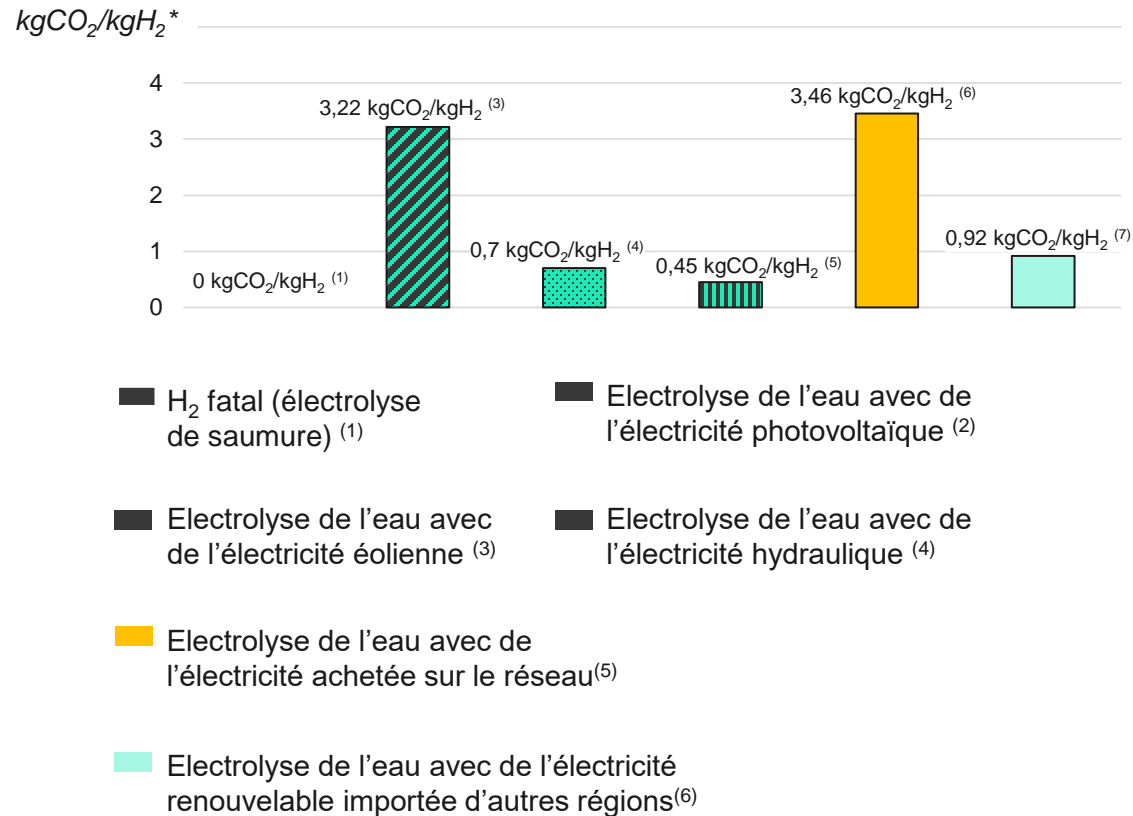
Précisions sur les hypothèses de travail retenues pour les coûts par sources d'approvisionnement en hydrogène

- (1) Répartition des coûts de production entre chlore et hydrogène en fonction des chiffres d'affaires générés par ces 2 débouchés des opérations d'électrolyse de saumure
- (2) Coûts estimés sur la base de résultats d'études Storengy, en retenant les LCOE des différents moyens de production d'électricité renouvelable pour 2030, sur la base du rapport ADEME *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* publié en 2019
- (3) Coûts estimés sur la base de résultats d'études Storengy, pour un coût d'achat d'électricité de 80 €/MWh (pas d'optimisation possible faute de capacités de stockage massif)
- (4) Coûts estimés sur la base de résultats d'études Storengy, pour un coût d'achat d'électricité de 60 €/MWh (optimisations possibles grâce à la présence de capacités de stockage massif)

Hypothèses techniques retenues pour l'estimation des émissions de CO₂ évitées

Typologies de données d'entrée	Valeurs retenues	Source ayant permis d'estimer ces valeurs
Bilan carbone de la production d'hydrogène	Voir graphique ci-après	
Emissions directes évitées par la conversion des véhicules utilitaires légers	733 333,3 kg.eqCO ₂ /GWh d'énergie finale de diesel remplacé	Calculées d'après données de la base carbone ADEME, en supposant un rendement des moteurs diesel de 42% hypothèse rendement moteur à 42%
Emissions directes évitées par la conversion des transports collectifs		
Emissions directes évitées par la conversion des transports routiers de marchandises		
Emissions directes évitées par la conversion de la mobilité ferroviaire régionale	1 046 995,2 kg.eqCO ₂ /an/ train diesel remplacé	Hypothèse d'un fonctionnement des trains 6h par jour en moyenne, 6 jours sur 7, à une vitesse moyenne de 83 km/h (cf : article Le Monde paru le 18/11/17) et avec une consommation de 200 litres pour 100 km (cf : article Franceinfo paru le 10/08/20), pour un bilan carbone de 2,88 kgCO ₂ /l (cf : base de donnée ADEME)
Emissions directes évitées par la conversion du transport fluvial	355 320 kg.eqCO ₂ .an/ péniche diesel remplacée	Calculées d'après base carbone ADEME en retenant l'hypothèse de péniches de 300t, chargées à 80%, fonctionnant 250j/an avec une vitesse moyenne de 7.5km/h (cf : rapport TL & Associés de 2011)
Emissions directes évitées par la décarbonation de l'hydrogène industriel	10,0 kg.eqCO ₂ /kgH ₂ gris remplacé	Rapport CEA remis au MTES en 2018
Emissions directes évitées par la conversion des procédés de production de chaleur haute température	318 486,1 kg.eqCO ₂ /GWh d'énergie finale de gaz naturel remplacé	Calculées d'après données de la base carbone ADEME, avec l'hypothèse d'un rendement total des systèmes de 91% (cf : données constructeurs de chaudières)
Emissions directes évitées par la conversion du résidentiel-tertiaire	79 000 kg.eqCO ₂ /GWh d'énergie finale remplacée	Calculées d'après données du rapport PPE pour ce qui concerne le chauffage électrique

Empreinte carbone de l'hydrogène par source de production*



Précisions sur les hypothèses de travail retenues pour les coûts par sources d'approvisionnement en hydrogène

- (1) Emissions de CO₂ dues aux procédés de production supposées entièrement comptabilisées sur le bilan carbone du produit principal obtenu (chlore)
- (2) Base carbone de l'ADEME
- (3) Base carbone de l'ADEME
- (4) Base carbone de l'ADEME
- (5) Calculée en supposant un mix électrique française correspondant au scénario B de la PPE pour 2028, et en supposant un rendement des électrolyseurs de 19,6 kgH₂/MWe consommé (sur le base de l'étude ADEME *Rendement de la chaîne hydrogène*, 2020). Voir précisions ci-après concernant le mix électrique pris en considération.
- (6) Calculée en retenant le mix des sources d'électricité renouvelable injectées sur le réseau français en 2028 d'après le scénario B de la PPE, et en supposant un rendement des électrolyseurs de 19,6 kgH₂/MWe consommé (sur le base de l'étude ADEME *Rendement de la chaîne hydrogène*, 2020). Voir précisions ci-après concernant le mix électrique pris en considération.

* Hors émissions liées à la compression, au transport et à la distribution, sauf pour l'hydrogène importé

Mix et empreinte carbone de l'électricité consommée sur le réseau à horizon 2030

Scénario A et Scénario B : électricité achetée sur le réseau français sans égard pour son origine

Source d'énergie	Volume de production attendu pour 2028 d'après le scénario B de la PPE	Part dans le mix électrique français	Bilan carbone (cf : données ADEME)	Bilan carbone moyen de la production d'électricité
Nucléaire	371 TWh	59%	371 gCO ₂ /kWh	68 gCO₂/kWh
Fioul et Gaz naturel	32 TWh	5%	443 gCO ₂ /kWh**	
Hydraulique	62 TWh	10%	13 gCO ₂ /kWh	
Eolien terrestre	81 TWh	13%	12,7 gCO ₂ /kWh	
Photovoltaïque	53 TWh	8%	32 gCO ₂ /kWh	
Bioénergie	10 TWh	2%	28 gCO ₂ /kWh***	
Eolien offshore et énergies marines renouvelables	21 TWh	3%	Supposé équivalent à éolien terrestre	

Scénario C : électricité de sources renouvelables achetée sur le réseau français

Recours à des PPA, à des offres de marché avec garanties d'origine et/ou consommation d'électricité aux heures où la production d'électricité renouvelable occupe une place prépondérante dans le mix français

Source d'énergie	Volume de production attendu pour 2028 d'après le scénario B de la PPE	Part dans le mix électrique renouvelable français	Bilan carbone (cf : données ADEME)	Bilan carbone moyen de la production d'électricité
Hydraulique	62 TWh	27%	13 gCO ₂ /kWh	18 gCO₂/kWh
Eolien terrestre	81 TWh	35%	12,7 gCO ₂ /kWh	
Photovoltaïque	53 TWh	23%	32 gCO ₂ /kWh	
Bioénergie	10 TWh	4%	28 gCO ₂ /kWh***	
Eolien offshore et énergies marines renouvelables	21 TWh	9%	Supposé équivalent à éolien terrestre	

* PPA : *Power Purchase Agreement*. Contrat d'approvisionnement d'énergie long-terme signé entre une entreprise et un producteur d'électricité renouvelable.

** Cas retenu : recours à du gaz naturel. *** Cas retenu : valorisation de bois de forêt

Annexe 3 – Contributeurs



Pour leurs précieuses contributions à la réalisation de cette étude, nos remerciements à...



Une société de 

Storengy France :

- Mariem El Aakid, Pilote de l'étude
- Elsa Decrette
- Xavier Mandle
- Ony Rabetsimamanga
- Damien Ravaud
- Florence Sulmont

Storengy SAS :

- Rostand Ngameni
- Mailis Benazet, Anil Kalyanpur, Mickaël Rouvière



Acteurs régionaux consultés via des entretiens

- Un industriel du secteur de la chimie consommateur d'hydrogène
- Un industriel du secteur du raffinage, consommateur et producteur d'hydrogène
- Une administration régionale
- Un représentant de l'ADEME
- Un acteur de la formation



Bureau de Paris :

- Yann LESESTRE, Consultant Senior, Energy, Utilities & Environment
- Mathieu DEMOULIN, Consultant Energy, Utilities & Environment

Bureau de Lyon :

- Alice MOREUIL, Manager Energy, Utilities & Environment
- Yasmina BENBRAHIM, Consultante Energy, Utilities & Environment

SIAPARTNERS

Pionnier du *Consulting 4.0*, Sia Partners réinvente le métier du conseil et apporte un regard innovant et des résultats concrets à ses clients. Nous avons développé des solutions basées sur l'Intelligence Artificielle et le design pour augmenter l'impact de nos missions de conseil. Notre présence globale et notre expertise dans plus de 30 secteurs et services nous permettent d'accompagner nos clients dans le monde entier.

À travers notre démarche "*Consulting for Good*", nous mettons notre expertise au service des objectifs RSE de nos clients et faisons du développement durable un levier de performance pour nos clients.

Suivez-nous sur **LinkedIn** et **Twitter @SiaPartners**

Pour plus d'informations :

sia-partners.com

*Sia Partners Panama, une société membre du groupe Sia Partners

Abou Dabi
Amsterdam
Baltimore
Bruxelles
Casablanca
Charlotte
Chicago
Denver
Doha
Dubai
Dublin
Édimbourg
Francfort
Hambourg
Hong Kong
Houston
Londres
Luxembourg
Lyon
Milan
Montréal
New York
Panama*
Paris
Riyad
Rome
San Francisco
Seattle
Singapour
Tokyo
Toronto

