

Novembre 2021



# Hubs hydrogène avec stockage en région Sud-PACA: 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 Sud-PACA : dynamiques en cours, potentiels et bénéfices de court termes

	Page
1. Résumé exécutif	3
2. Hubs hydrogène avec stockage : enjeux et perspectives	7
3. Scénarios de déploiement	21
<b>Annexe 1 – Glossaire</b>	<b>33</b>
<b>Annexe 2 – Principales hypothèses techniques retenues pour la modélisation des scénarios</b>	<b>36</b>
<b>Annexe 3 – Contributeurs</b>	<b>41</b>



# 1. Résumé exécutif

# Résumé exécutif – 1/3



De fortes ambitions portées par la stratégie régionale hydrogène, avec toutefois des marges de progression persistantes

- La stratégie hydrogène de la Région Sud envisage pour 2032 une consommation de **70 000 tonnes d'hydrogène décarboné pour des usages industriels** (usages historiques, nouveaux procédés et injection dans les réseaux gaziers) et de **12 000 tonnes pour des usages dans le domaine de la mobilité** (routière, maritime et fluviale). 3 900 GWh d'électricité, renouvelable à 40%, seront valorisées à cette fin pour la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. 10% de l'hydrogène décarboné consommé dans la région devra par ailleurs provenir de la valorisation de biomasse et déchets CSR.
- La région possède de **nombreux atouts** pour faire émerger de nouvelles filières industrielles liées à l'hydrogène décarboné :
  - Un potentiel de production d'énergie renouvelable important
  - Des zones industrielles déjà fortement consommatrices d'hydrogène « gris »
  - La présence d'acteurs moteurs dans les territoires, à l'origine de projets pionniers et de grande ampleur (Hygreen Provence, Masshyla, Jupiter 1000, ...)
  - Des ports ouverts sur l'espace méditerranéen et au-delà, susceptibles de faire de la région Sud un futur hub hydrogène européen
- Compte tenu de ces forces, plusieurs trajectoires de développement de la filière hydrogène peuvent être envisagées à l'échelle d'une décennie, impliquant pour certaines des ambitions renforcées au bénéfice des territoires et de leurs acteurs économiques. Nous proposons ainsi trois scénarios de déploiements de l'hydrogène à horizon 2032 :
  - Un Scénario A reprenant les objectifs de la trajectoire régionale hydrogène
  - Un Scénario B, sans stockage massif d'hydrogène, envisageant une consommation supplémentaire de 19 000 tonnes d'hydrogène par an pour des usages industriels et le recours à des importations pour approvisionner une partie de la demande régionale
  - Un Scénario C, avec stockage massif d'hydrogène, reprenant les mêmes cibles de consommation, mais prévoyant un recours exclusif à des capacités régionales de production. Les excédents de production d'hydrogène sur certaines parties de l'année pourront être stockés pour être valorisés lors des périodes connaissant les niveaux de consommation les plus importants.

# 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 d'opérateurs de réseaux d'énergie. 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, ...). 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 2032 sont notamment les suivantes :**
  - Constitution d'un tissu industriel régional : selon nos scénarios, de **76 à 88% des dépenses de la chaîne de valeur hydrogène bénéficieront à des acteurs localisés dans la région**
  - Création de **6 000 à 7 200 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 2032

- **Plus de la moitié de l'hydrogène consommé par la région pourra être produit avec des ressources régionales**, biomasse, déchets ou électricité renouvelable, avec pour cette dernière source un volume consommé représentant 5% de l'électricité renouvelable régionale produite en 2030 selon le SRADDET de la Région.
- **La stratégie régionale hydrogène estime que la filière hydrogène permettra d'éviter l'émission de 2 MtCO<sub>2</sub> par an d'ici 2032**, soit l'équivalent de l'empreinte carbone de 182 000 français sur l'année 2019. En reprenant cette hypothèse et en considérant un prix de vente de l'hydrogène de 2,92 €/kg par les acteurs privés, **le reste à charge du coût de l'action pour le climat par la puissance publique est évalué à 93 €/t.eq.CO<sub>2</sub> dans notre Scénario C avec stockage massif**. Ce coût apparaît modeste au regard de la valeur de l'action pour le climat à atteindre à l'horizon 2030 pour atteindre les objectifs de l'Accord de Paris.\*
- Nos différents scénarios aboutissent également à une **réduction des besoins d'importation d'énergies carbonées de 3,5 à 4,2 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



La nécessité d'encourager le développement d'infrastructures de réseaux pour permettre à l'hydrogène de révéler son plein potentiel

- Les études menées mettent en évidence les aspects bénéfiques du développement précoce d'infrastructures. **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.
  - **Notre Scénario C dit « Ambitions renforcées avec capacités de stockage massives » avec un stockage massif met en évidence un besoin estimé de capacités de stockage d'hydrogène de l'ordre de 4 100 tonnes en 2032. L'aménagement dans la région de cavités salines à cette fin apparaît réalisable pour l'horizon de temps considéré.**
  - **Storengy investigue d'ores et déjà les pistes de développement de capacités de stockage souterrain d'hydrogène à Manosque, dans le cadre du projet Hygreen Provence.** 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

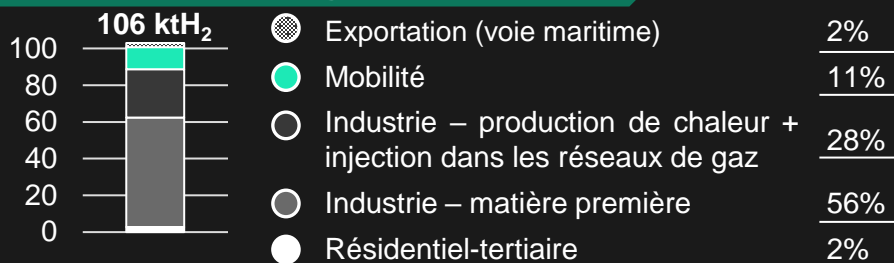
# Vue d'ensemble de notre scénario 2032 avec stockage massif



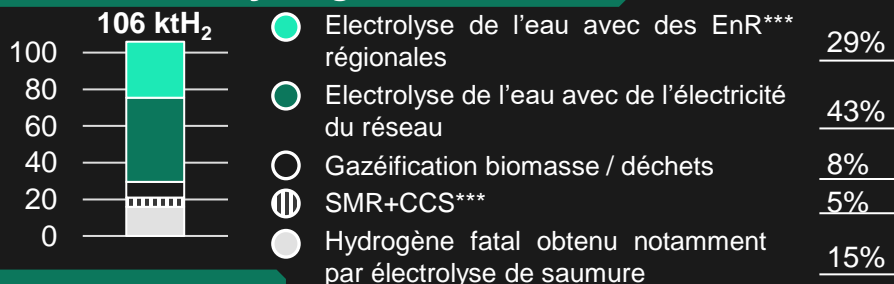
## Région Provence-Alpes-Côte d'Azur

### Présentation du Scénario C\*

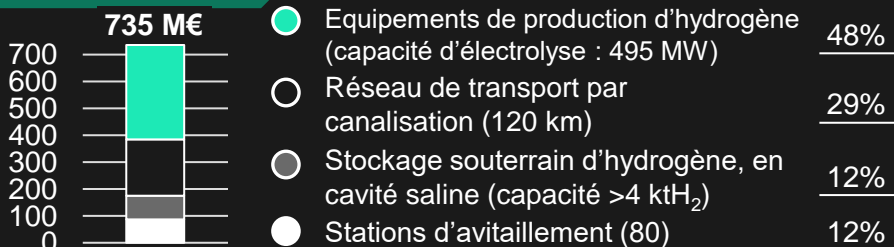
#### Demande en hydrogène décarboné\*\*



#### Production d'hydrogène décarboné



#### Investissements



A horizon 2030, le secteur industriel pourrait représenter près de 84% de la demande en hydrogène renouvelable et bas carbone, en raison des fortes problématiques de décarbonation de l'hydrogène gris. Tous secteurs confondus, la stratégie hydrogène de la Région anticipe d'ici 2032 la réduction de 2 MtCO<sub>2</sub>/an. Pour cela, la région pourra compter en grande partie sur la valorisation de ses ressources : production d'électricité renouvelable, biomasse et déchets (objectifs volontaristes de la Région) et hydrogène fatal.

### Retombées économiques



#### Chaîne de valeur territorialisée

89% des dépenses liées à la filière hydrogène (CAPEX, OPEX, achat d'électricité) bénéficiant à des acteurs régionaux



#### Contribution au dynamisme des territoires

7 200 emplois directs et indirects régionaux créés sur toute la chaîne de valeur



#### Versements aux budgets des collectivités et EPCI

2,2 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

Selon le plan Régional Hydrogène, 2 000 ktCO<sub>2</sub> évitées par an



#### Volume soutenable d'électricité renouvelable prélevée

5% de la production d'électricité prévue en 2030 par le SRADDET de la région dédiée à la production d'hydrogène



#### Indépendance énergétique des territoires renforcée

4,2 TWh/an d'importations de combustibles fossiles évitées (pétrole et produits pétroliers, gaz naturel, charbon)

\* Scénario C : Ambitions renforcées avec capacités de stockage massives

\*\*\* EnR : Energie renouvelable

\*\* 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.

\*\*\*\* SMR+CCS : vaporeformage du méthane avec capture du CO<sub>2</sub>



# 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 CO<sub>2</sub>/an, soit près de 3% des émissions nationales de CO<sub>2</sub>
- 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 amené 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 ktH<sub>2</sub>



Exploitation de sites de stockage en cavité saline dans la région du Teesside depuis les années 1970, représentant un volume total de 210 000 m<sup>3</sup>



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 mobilisés – Consommateurs d'hydrogène

(aperçu non exhaustif)



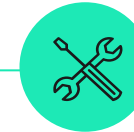
## Typologie d'acteurs



## Principaux acteurs



## Usages de l'hydrogène



## Exemples de projets dans le domaine de la mobilité

<p><b>Nouveaux / Futurs consommateurs d'hydrogène renouvelable et bas carbone</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Collectivités et autorités organisatrices des transports</b></li> <li>▪ <b>Exploitants de flottes hydrogène privées</b></li> <li>▪ Industriels envisageant le développement de <b>nouveaux usages de l'hydrogène comme matière première</b></li> <li>▪ <b>Consommateurs de gaz</b>, après injection d'hydrogène dans les réseaux</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Transport de marchandises ou transport de voyageurs :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Mobilité routière</li> <li>○ Mobilité fluviale</li> <li>○ Mobilité ferroviaire</li> </ul> </li> <li>▪ <b>Nouveaux usages industriels en réflexion :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Utilisation pour une bioraffinerie</li> <li>○ Production de (bio)méthanol</li> </ul> </li> <li>▪ <b>Injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz investigué</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Cannes Lérins H2</b> – Projet porté par la Communauté d'agglomération Cannes Pays de Lérins en partenariat avec Hynamics et visant à déployer un réseau de production et de distribution d'hydrogène, pour alimenter une future flotte de bus et des bennes à ordures ménagères.</li> <li>• <b>H2 Gardanne</b> – Projet d'installation d'une station de production d'hydrogène renouvelable de 1 MW pour approvisionner une station d'avitaillement. Approvisionnement de l'électrolyseur par de l'électricité renouvelable et de récupération, provenant notamment d'un parc PV de 2,7 MWc. Projet porté par Hynamics et soutenu par la ville de Gardanne avec une mise en service prévue pour 2023.</li> <li>• <b>HyAMMED</b> – Projet Capenergies et Air Liquide visant à déployer des camions hydrogène pour des entreprises de la région et à construire à Fos-sur-Mer une station pouvant avitailler jusqu'à 20 camions par jour.</li> <li>• <b>SAS Hynomed</b> – Société créée en 2020 avec pour actionnaires Engie Solutions, la CCI du Var et la Banque des Territoires et visant à mettre en service 2 stations d'avitaillement dans le Var pour alimenter des bus, des véhicules utilitaires et une navette maritime (voir Focus Hynovar plus loin)</li> <li>• <b>MonaNhyssa</b> – Production d'hydrogène renouvelable par un électrolyseur de 2 MW pour l'avitaillement de bus hydrogène de la métropole niçoise. Projet porté par Hynamics, avec une mise en service prévue pour 2024.</li> </ul>
<p><b>Consommateurs industriels historiques d'hydrogène comme matière première</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Industriels du secteur du raffinage, de la chimie et de la pétrochimie</b> (usages centralisés)</li> <li>▪ <b>Autres industriels</b> (métallurgie, verrerie, fabrication d'huiles essentielles, ...) (usages décentralisés)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Exemples d'usages centralisés dans le secteur du raffinage et de la pétrochimie :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Désulfuration des essences</li> <li>○ Hydrogénation</li> </ul> </li> <li>▪ <b>Exemples d'usages décentralisés :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Création d'une atmosphère protectrice</li> <li>○ Hydrogénation d'huiles</li> </ul> </li> </ul>	

# Cartographie d'acteurs mobilisés – Producteurs hydrogène

(aperçu non exhaustif)



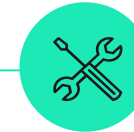
## Typologie d'acteurs



## Principaux acteurs



## Technologies de production



## Exemples de projets

<p><b>Porteurs de projets de production d'hydrogène vert</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Porteurs de projets avec valorisation d'électricité renouvelable</b> (notamment ENGIE, Hynamics)</li> <li>▪ <b>Porteurs de projets avec valorisation de biomasse</b> (ECO'R)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Valorisation d'électricité renouvelable</b> : Electrolyse de l'eau</li> <li>▪ <b>Valorisation de biomasse</b> : pyrogazéification de bois</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Green Gas Provence</b> – Traitement par pyrogazéification à Istres de 16 000 tonnes/an de déchets d'activités bois pour la production d'hydrogène, de méthane de synthèse (par méthanation d'hydrogène et de CO<sub>2</sub>) et de biocarburants. Production de 70 GWh/an de méthane de synthèse visé. Projet porté par ECO'R.</li> <li>• <b>Hygreen Provence</b> – Création d'un écosystème hydrogène renouvelable sur le territoire de Durance Luberon Verdon Agglomération (DLVA), avec le développement d'une production massive, un stockage en cavité saline à Manosque et le développement de nouveaux usages. Production envisagée pour 2027 de 10 440 tonnes d'hydrogène. Participation de Storengy au projet.</li> <li>• <b>Hynovera</b> – Projet porté par GazelEnergie et Hy2gen et visant à reconverter le site de la centrale thermique de Meyreuil-Gardanne : transformation de la centrale en centrale biomasse et production d'hydrogène vert via un électrolyseur de 100 MW (objectif de production annuel : 20 ktH<sub>2</sub>), destiné à partir de 2030 à une production de méthanol</li> <li>• <b>MassHylia</b> – Production d'hydrogène renouvelable par un électrolyseur d'une puissance de 36 MW raccordé à un parc photovoltaïque de 115 MW, afin d'alimenter dans un premier temps la bioraffinerie de TotalEnergies à la Mède. D'autres usages pourront être visés à terme (industrie, mobilité, ...). Projet porté par ENGIE et TotalEnergies, avec une première usine de production d'hydrogène prévue pour 2023.</li> </ul>
<p><b>Producteurs d'hydrogène gris ou obtenu comme coproduit</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Producteur d'hydrogène commercial</b> (Air Liquide)</li> <li>▪ <b>Industriels produisant involontairement de l'hydrogène</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Producteurs d'hydrogène commercial</b> : Vaporeformage du méthane</li> <li>▪ <b>Producteurs d'hydrogène non commercial</b> : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Opérations de vapocraquage et de reformage catalytique dans des raffineries</li> <li>○ Electrolyse de saumure pour la production de chlore et de soude</li> </ul> </li> </ul>	

# Cartographie d'acteurs mobilisés – Autres acteurs hydrogène

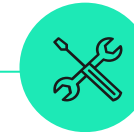
(aperçu non exhaustif)



## Typologie d'acteurs



## Principaux acteurs



## Exemples de projets

<p><b>Opérateurs d'infrastructures énergétiques</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Opérateur de réseau de transport de gaz</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ GRTgaz</li> </ul> </li> <li>▪ <b>Opérateur d'infrastructures de stockage de gaz</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Storengy</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Jupiter 1000</b> – Projet basé à Fos-sur-mer, coordonné par GRTgaz et prévoyant notamment d'expérimenter l'injection d'hydrogène dans un réseau gazier desservant des industriels, à des volumes pouvant atteindre jusqu'à 200 Nm<sup>3</sup>/h. Expérimentation également de différentes briques technologiques développées ou fournies par KHIMOOD Alcen, le CEA (méthanation catalytique), McPhy (électrolyseurs PEM et alcalin) et Leroux &amp; Lotz (capture et stockage du CO<sub>2</sub>).</li> </ul>
<p><b>Installateurs et exploitants de stations hydrogène</b></p>	<p><b>Installateurs de stations hydrogène</b> (exemples : ENGIE Green, Hynamics)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Voir précédemment</b></li> </ul>
<p><b>Appui à la filière</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Collectivités et EPCI</b></li> <li>▪ <b>CCI de la Région et de ses territoires</b></li> <li>▪ <b>Plateforme industrielle Piicto</b></li> <li>▪ <b>Pôle de compétitivité Capénergie</b></li> <li>▪ <b>Agence de développement économique RisingSud</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Plan Régional Hydrogène de la Région Sud-PACA</b> – Voir précisions dans la partie dédiée de ce document</li> <li>• <b>Mise en relation des acteurs, identification des synergies, promotion et animation de la filière par les acteurs listés ci-contre</b></li> </ul>
<p><b>Recherche et formation</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Centres de recherche et acteurs de la formation</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Aix-Marseille Université-CNRS</li> <li>○ Arts et Métiers</li> <li>○ CEA-Cadarache</li> <li>○ ENSOSP</li> <li>○ Mines ParisTech</li> </ul> </li> <li>▪ <b>Entreprises de développement de technologies et d'ingénierie</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Plateforme de formation aux risques hydrogène pour les applications stationnaire et d'électromobilité</b> – Plateforme exploitée par l'ENSOSP (Ecole Nationale Supérieure des Officiers Sapeurs-Pompiers) basé à Aix en Provence</li> <li>• <b>CATHyOPÉ</b> – Conception et expérimentation d'un camion 44 tonnes à propulsion électrique-hydrogène par GreenGT, les Transport Chabas et Carrefour sur une ligne Cavailon - Aix-en-Provence - Antibes</li> </ul>

# Zones clés pour le déploiement pour le déploiement d'une filière hydrogène décarbonée régionale (1/2)

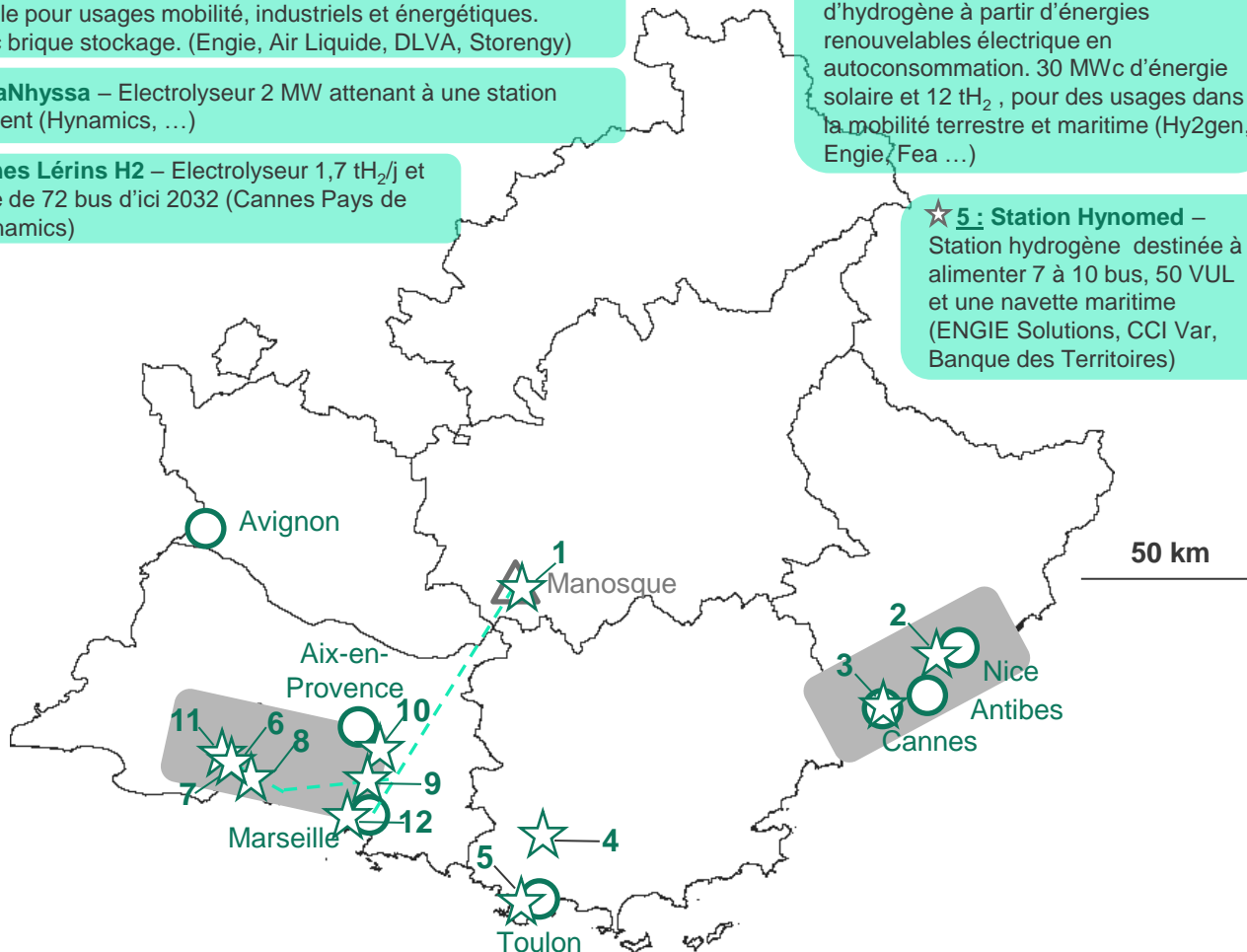
★ **1: Hygreen Provence** – Production massive d'hydrogène renouvelable pour usages mobilité, industriels et énergétiques. Projet avec brique stockage. (Engie, Air Liquide, DLVA, Storengy)

★ **2: MonaNhyssa** – Electrolyseur 2 MW attendant à une station d'avitaillement (Hynamics, ...)

★ **3: Cannes Lérins H2** – Electrolyseur 1,7 tH<sub>2</sub>/j et commande de 72 bus d'ici 2032 (Cannes Pays de Lérins, Hynamics)

★ **4: Sunrhyse** – Production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables électrique en autoconsommation. 30 MWc d'énergie solaire et 12 tH<sub>2</sub>, pour des usages dans la mobilité terrestre et maritime (Hy2gen, Engie, Fea ...)

★ **5: Station Hynomed** – Station hydrogène destinée à alimenter 7 à 10 bus, 50 VUL et une navette maritime (ENGIE Solutions, CCI Var, Banque des Territoires)



★ Principaux projets (non exhaustif)

- Principales aires urbaines
- Potentielles zones de consommation d'hydrogène :
    - Mobilité
    - Production d'énergie pour le résidentiel-tertiaire
  - Potentielles zones de production d'hydrogène décentralisé par électrolyse de l'eau

- Principales zones industrielles d'intérêt pour la filière hydrogène
- Potentielles zones de consommation d'hydrogène :
    - Usages matière première
    - Mobilité
    - Production de chaleur haute température (secteurs chimie, métallurgie, matériaux non métalliques)
  - 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

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

# Zones clés pour le déploiement pour le déploiement d'une filière hydrogène décarbonée régionale (2/2)

★ **6 : Jupiter 1000** – Electrolyseur 1 MW, capacité de production de méthane de synthèse de 25 Nm<sup>3</sup>/h et injection de 200m<sup>3</sup>H<sub>2</sub>/h (GRTgaz, ...)

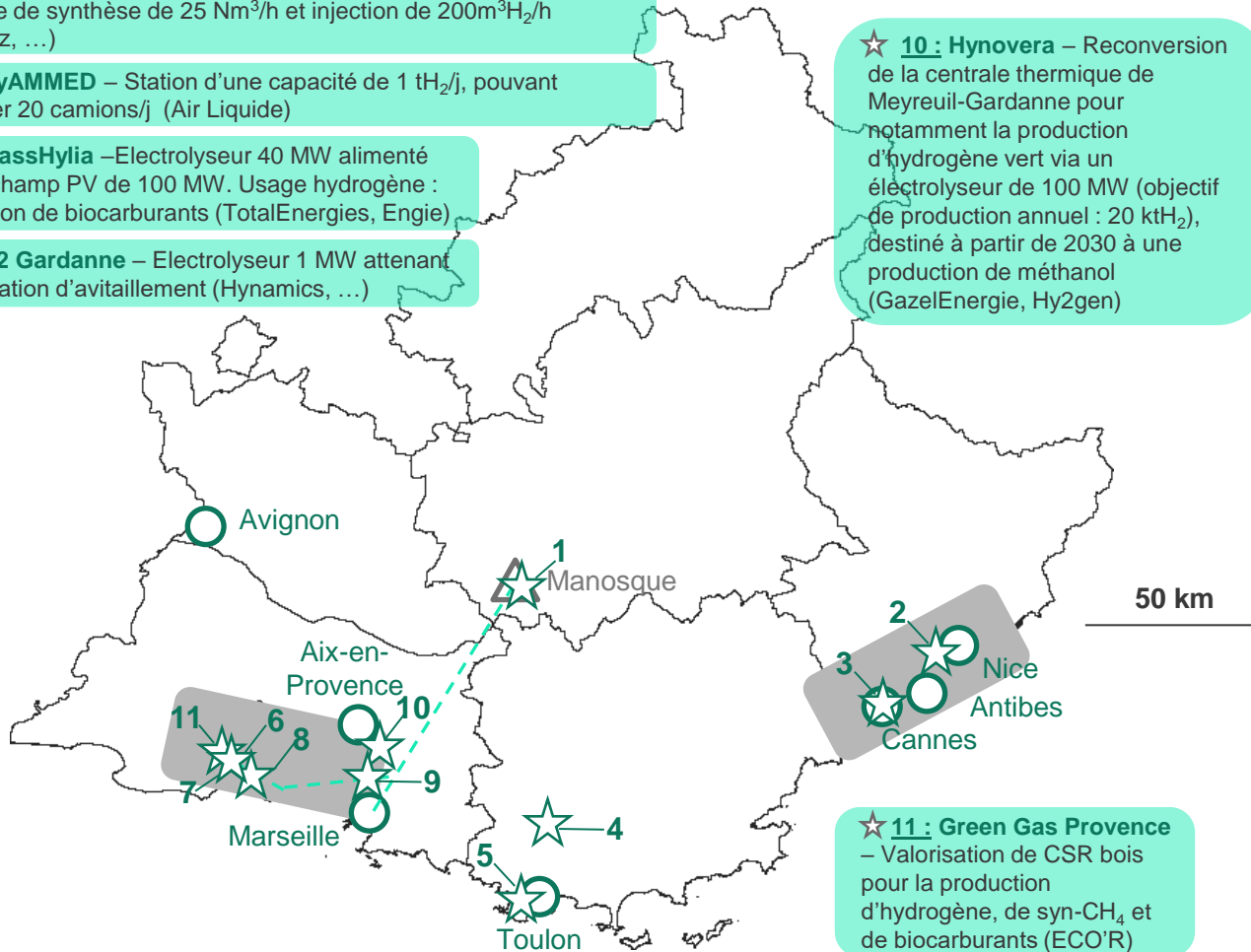
★ **7 : HyAMMED** – Station d'une capacité de 1 tH<sub>2</sub>/j, pouvant alimenter 20 camions/j (Air Liquide)

★ **8 : MassHylia** – Electrolyseur 40 MW alimenté par un champ PV de 100 MW. Usage hydrogène : production de biocarburants (TotalEnergies, Engie)

★ **9 : H2 Gardanne** – Electrolyseur 1 MW attendant à une station d'avitaillement (Hynamics, ...)

★ **10 : Hynovera** – Reconversion de la centrale thermique de Meyreuil-Gardanne pour notamment la production d'hydrogène vert via un électrolyseur de 100 MW (objectif de production annuel : 20 ktH<sub>2</sub>), destiné à partir de 2030 à une production de méthanol (GazelEnergie, Hy2gen)

★ **11 : Green Gas Provence** – Valorisation de CSR bois pour la production d'hydrogène, de syn-CH<sub>4</sub> et de biocarburants (ECO'R)



★ Principaux projets (non exhaustif)

○ Principales aires urbaines

- Potentielles zones de consommation d'hydrogène :
  - Mobilité
  - Production d'énergie pour le résidentiel-tertiaire
- Potentielles zones de production d'hydrogène décentralisé par électrolyse de l'eau

■ Principales zones industrielles d'intérêt pour la filière hydrogène

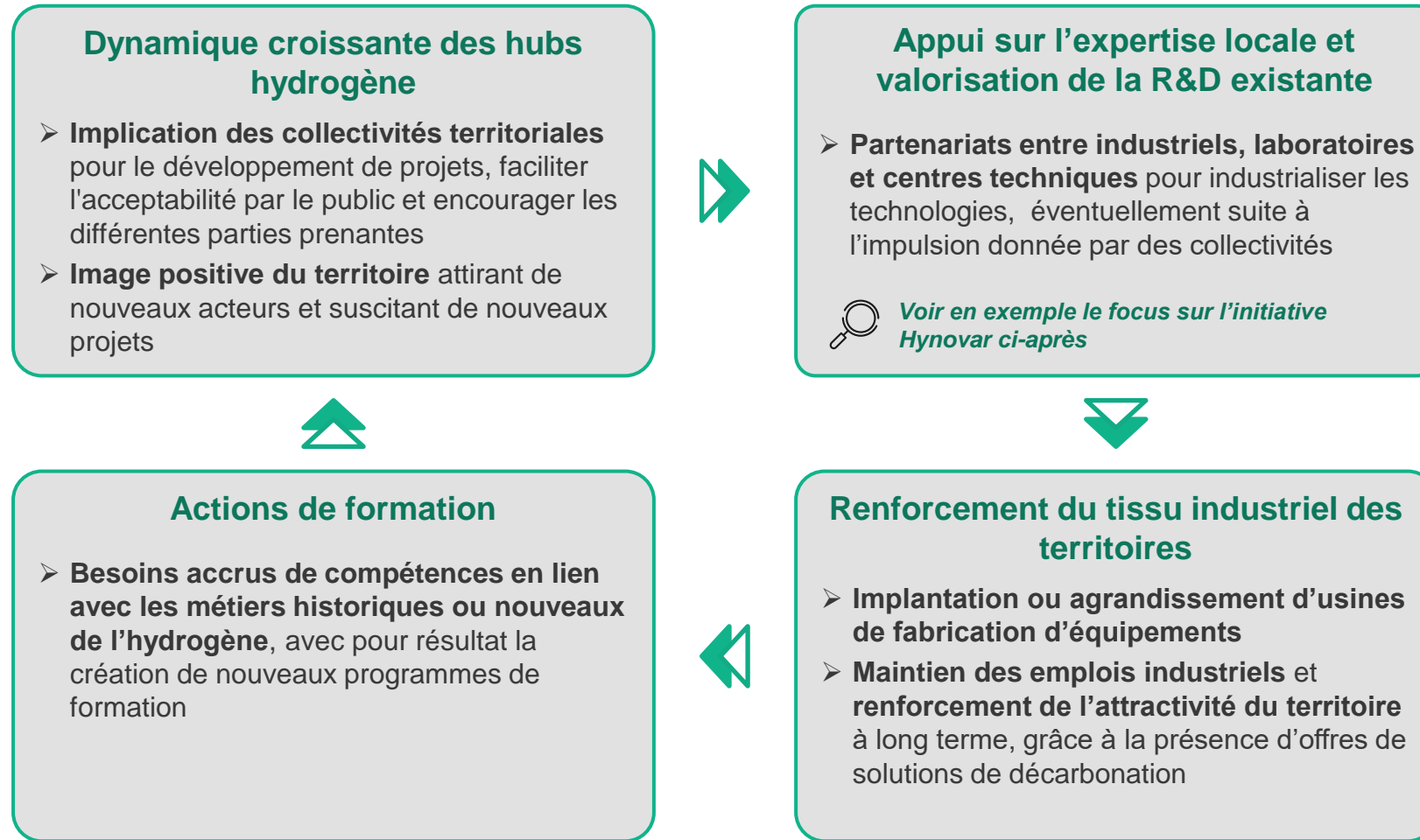
- Potentielles zones de consommation d'hydrogène :
  - Usages matière première
  - Mobilité
  - Production de chaleur haute température (secteurs chimie, métallurgie, matériaux non métalliques)
- Potentielles zones de production d'hydrogène :
  - Electrolyse de l'eau
  - Electrolyse de saumure (hydrogène fatal)

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

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



# Hubs hydrogène et dynamisme des territoires : un cercle vertueux



# 🔍 Focus – Hynovar : Un consortium d'acteurs pour développer un écosystème innovant autour de la mobilité hydrogène en région PACA



## Objet de l'initiative

Le projet HYNOSVAR, labélisé et accompagné par le pôle de compétitivité Capenergies, vise à développer les différentes briques technologiques de la filière hydrogène, de la production aux usages. Initié en 2016, son consortium a pour objectif **la mutualisation des infrastructures hydrogène pour les mobilités terrestre et maritime**. Innovant, le projet prévoit plusieurs applications multi secteurs sur les territoires industriel, agricole et portuaire de la région Sud-PACA.








Partenaires	Conditions d'émergence du projet	Principaux jalons	Bénéfices de l'initiative
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Pôle de compétitivité</b> </li> <li>▪ <b>Organisme de recherche</b> </li> <li>▪ <b>Grands groupes</b>  </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>PME</b>  </li> <li>▪ <b>HYSEAS ENERGY</b> </li> <li>▪ <b>GreenGT Bateliers</b> </li> <li>▪ <b>Financiers</b>   </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>2016</b> Lancement de Hynovar</li> <li>▪ <b>2018</b> Inauguration du premier démonstrateur de station d'avitaillement hydrogène au circuit Paul Ricard</li> <li>▪ <b>2020</b> Création de la société Hynomed. Détenu majoritairement par Engie Solutions, Hynomed a pour objectif de développer les 2 premières stations de production/distribution du projet.</li> <li>▪ <b>2022</b> 2 stations hydrogène (400kg/j et 20kg/j) pour alimenter :             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Navette maritime (250 passagers)</li> <li>• Bateau bus</li> <li>• Flotte du circuit Paul Ricard</li> <li>• 7 à 10 bus hydrogène</li> <li>• 50 véhicules utilitaires légers</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Ambition commune</b> des différents acteurs du consortium autour de la <b> pérennisation de la filière hydrogène en Sud-PACA </b> (ex : institut de formation à la conduite/maintenance de véhicule hydrogène au circuit Paul Ricard)</li> <li>▪ Démonstration de <b>l'industrialisation de la pile à combustible maritime</b> développée par le CEA Liten et commercialisée par HYSEAS.</li> <li>▪ <b>1 675 t.eq.CO<sub>2</sub>/an économisées</b> par le développement des deux stations prévues pour 2022.</li> <li>▪ <b>Emergence d'un écosystème hydrogène</b> en région Sud-PACA avec possibilité de voir se <b>développer de nouveaux projets</b> (desserte ferroviaire hydrogène à long terme)</li> </ul>

# Plan Régional Hydrogène de la Région Sud-PACA : ambitions de court termes et marges pour leur renforcement (1/2)

Sélection de thématiques	Principaux objectifs ( <i>non exhaustif</i> )		Marges de renforcement des ambitions d'ici 2030
 <p><b>Initier des écosystèmes et un marché de l'hydrogène</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Soutenir les démonstrateurs tournés vers la sécurisation de l'approvisionnement en hydrogène (par vecteur liquide, stockage géologique ou hydrogénoducs dédiés)</li> <li>Fédérer les acteurs autour d'un projet de cluster 100 % hydrogène sur Fos-sur-mer</li> <li>Soutenir les études d'opportunité pour identifier et agglomérer les usages hydrogène</li> </ul>		<p><b>A déterminer</b></p> <p>Bilan des études d'opportunités autour d'écosystèmes hydrogène et retour d'expérience des premiers démonstrateurs nécessaires pour confirmer le potentiel et l'appétence des acteurs vis-à-vis des filières hydrogène décarboné</p>
 <p><b>Développer la mobilité hydrogène</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>D'ici 2027 :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Déployer 100 poids lourds, 500 véhicules utilitaires, 80 bus, 6 autocars, 40 bennes à ordures ménagères et 450 chariots élévateurs hydrogène</li> <li>Installer 20 stations de distribution d'hydrogène</li> <li>Déployer 9 bateaux hydrogène (maritimes et fluviaux) et 9 groupes électrogènes pour l'alimentation des bateaux à quai</li> <li>Porter les consommations d'hydrogène pour la mobilité à 3 000 tonnes par an</li> </ul> </li> <li><b>D'ici 2032 :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Déployer 630 poids lourds, 2 000 véhicules utilitaires, 200 bus, 60 autocars, 60 bennes à ordures ménagères et 1 500 chariots élévateurs hydrogène</li> <li>Installer 80 stations de distribution d'hydrogène</li> <li>Déployer 35 bateaux hydrogène (maritimes et fluviaux) et 15 groupes électrogènes pour l'alimentation des bateaux à quai</li> <li>Porter les consommations d'hydrogène pour la mobilité à 12 000 tonnes par an</li> </ul> </li> </ul>		<p><b>Limités</b></p> <p>Objectifs d'ores et déjà ambitieux et précis. Perspectives de renforcement des ambitions liées aux évolutions des coûts d'acquisition de véhicules, du prix de l'hydrogène vendu en station d'avitaillement et de l'évolution du coût du CO<sub>2</sub></p>

# Plan Régional Hydrogène de la Région Sud-PACA : ambitions de court termes et marges pour leur renforcement (2/2)

	Sélection de thématiques	Principaux objectifs ( <i>non exhaustif</i> )		Marges de renforcement des ambitions d'ici 2030
	<b>Usages industriels</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>D'ici 2027, consommation de 25 000 tonnes d'hydrogène décarboné par an : 6 kt par la substitution à l'hydrogène gris, 16 kt par l'usage dans de nouveaux procédés et 3 kt par l'injection dans les réseaux gaziers</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>D'ici 2032, consommation de 70 000 tonnes par an pour trois usages : substitution à l'hydrogène gris, usages dans de nouveaux procédés et injection dans des réseaux gaziers</li> </ul>	<b>Limitées</b> Objectifs d'ores et déjà ambitieux et précis. Perspectives de renforcement liés à l'évolution des coûts de production d'hydrogène décarboné et du coût du CO <sub>2</sub>
	<b>Production/valorisation d'hydrogène décarboné</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>D'ici 2027, construire 3 sites de production d'hydrogène renouvelable et bas carbone consommant 1 350 GWh d'électricité (dont 40% de renouvelable)</li> <li>Produire 3 000 tonnes d'hydrogène par biomasse et déchets CSR</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>D'ici 2032, construire 10 sites de production d'hydrogène renouvelable et bas carbone consommant 3 900 GWh d'électricité (dont 40% de renouvelable)</li> <li>Promouvoir la production d'hydrogène par vaporeformage du biogaz</li> </ul>	<b>A envisager</b> Objectifs d'ores et déjà ambitieux, mais risquant d'être insuffisants pour satisfaire la demande prévue à moyen terme (cf : résultat de nos scénarios présentés en partie 3)
	<b>Recherche, le développement, innovation et formation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Elaborer une feuille de route « R&amp;D Innovation hydrogène régionale » et renforcer les partenariats</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Construire des offres de formation pour l'hydrogène répondant aux besoins en compétence</li> </ul>	<b>A déterminer</b> , en fonction des besoins identifiés
	<b>Promotion de la filière</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Amplifier le rayonnement et l'attractivité régionale par un label H2SUD (2027)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Recenser et informer sur les métiers de l'hydrogène</li> </ul>	<b>Forte</b> Stratégie régionale à préciser et/ou à faire monter en ambition
	<b>Echanges internationaux</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nourrir la vision d'un HUB méditerranéen et donner de la visibilité aux acteurs susceptibles d'exporter de l'hydrogène</li> </ul>		<b>A déterminer</b> , en fonction du contexte international



3.

## Présentation des scénarios de déploiement

# Trois scénarios de progression de l'hydrogène renouvelable et bas carbone dans la région Sud-PACA



## Principes généraux

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

- Trajectoire de déploiement de l'hydrogène bas carbone et renouvelable conforme avec la stratégie hydrogène régionale dans tous les secteurs
- Exportation des surplus de production

**Scénario B –**  
Flux tendus avec  
ambitions renforcées  
(capacités de  
stockage limitées)

- **Déploiement de l'hydrogène bas carbone et renouvelable dans le secteur de la mobilité conforme à la stratégie hydrogène régionale**
- **Déploiement accéléré** dans les secteurs de l'**industrie et du résidentiel-tertiaire**
- **Exportation** des surplus de production

**Scénario C –**  
Ambitions  
renforcées avec  
capacités de  
stockage massives

- **Déploiement de l'hydrogène bas carbone et renouvelable dans le secteur de la mobilité conforme à la stratégie hydrogène régionale**
- **Déploiement accéléré** dans les secteurs de l'**industrie et du résidentiel-tertiaire**
- **Exportation** des surplus de production



## Approvisionnement en hydrogène

- Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau et par gazéification de biomasse et de déchets dans des volumes cohérents avec les objectifs de la stratégie régionale
- Valorisation d'**hydrogène fatal**
- **Importations** d'hydrogène en cas de déséquilibre demande/offre régionale sur une partie de l'année

- Production d'hydrogène par **électrolyse de l'eau** et par **gazéification de biomasse et de déchets** dans des volumes cohérents avec les objectifs de la stratégie régionale
- Valorisation d'**hydrogène fatal**
- Production complémentaire d'**hydrogène bleu**
- **Importations** d'hydrogène en cas de déséquilibre demande/offre régionale sur une partie de l'année

- Production d'hydrogène par **électrolyse de l'eau** et par **gazéification de biomasse et de déchets** dans des volumes cohérents avec les objectifs de la stratégie régionale
- Valorisation d'**hydrogène fatal**
- Production complémentaire d'**hydrogène bleu**



## Moyens de stockage

- **Faibles capacités de stockage souterrain**, insuffisantes pour assurer un stockage intersaisonnier

- **Faibles capacités de stockage souterrain**, insuffisantes pour assurer un stockage intersaisonnier

- **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 évalués à 4,1 ktH<sub>2</sub>**

# 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 avec stockage massif 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)

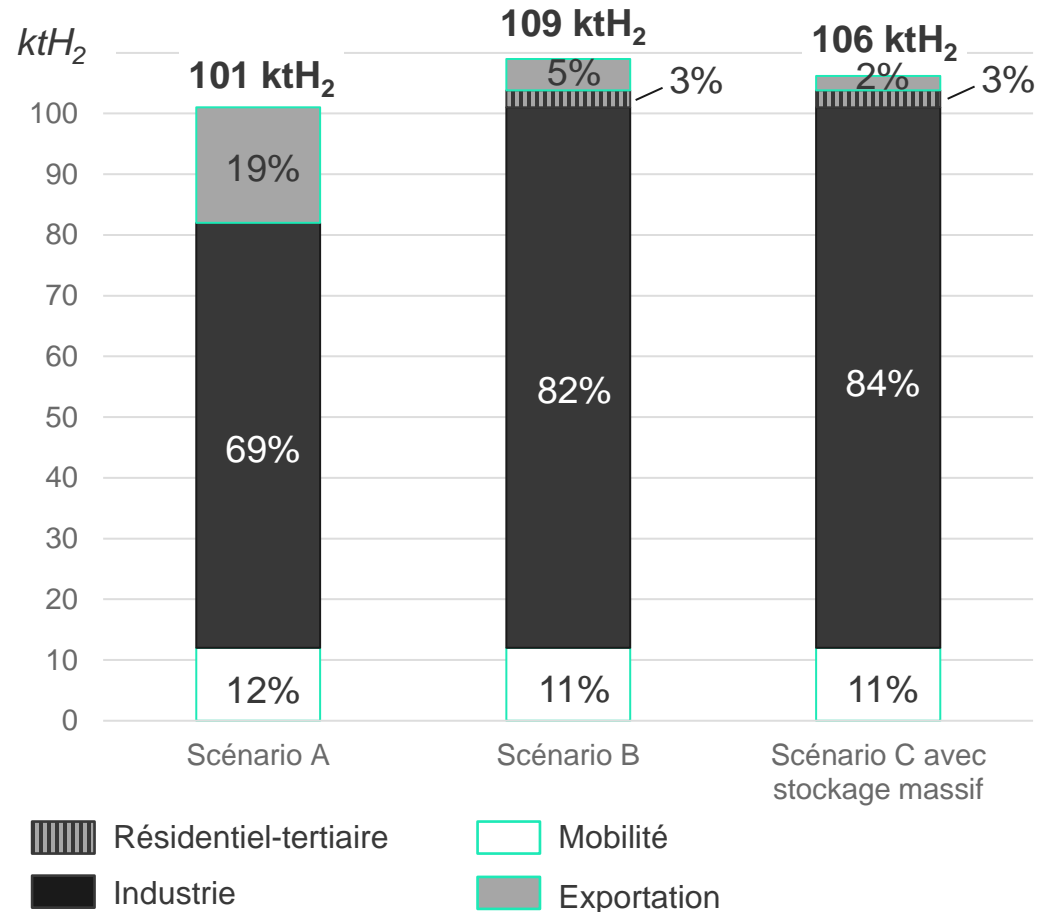
## 3 Estimation du volume d'hydrogène pouvant être produit grâce à des énergies renouvelables et des besoins complémentaires

- 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, supposée presque intégralement valorisé
- Production complémentaire d'hydrogène par électrolyse de l'eau avec de l'électricité importée d'autres régions, de manière à équilibrer l'offre et la demande régionale mensuelle (Scénario A et Scénario B) ou annuelle (Scénario C avec stockage massif). 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 avec stockage massif, en raison de la faculté donnée aux producteurs de choisir les 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 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 <sub>2</sub> , 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 décarbonés
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 statistiques 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 région Sud-PACA : photographies 2032

## – Demande en hydrogène vert et bas carbone



### Industrie

#### Scénario A :

- Décarbonation des usages historiques de l'hydrogène à hauteur de 30%
- Projets pilotes permettant de produire 4% des besoins de chaleur haute température\*
- Injection de 3 000 tH<sub>2</sub> dans les réseaux gaziers

#### Scénarios B et C :

- Décarbonation des usages historiques de l'hydrogène à hauteur de 40%
- Projets pilotes permettant de produire 5% des besoins de chaleur haute température\*
- Injection de 3 000 tH<sub>2</sub> dans les réseaux gaziers



### Mobilité\*

#### Ensemble des scénarios :

- 80 stations d'avitaillement
- 630 poids lourds
- 200 bus
- 60 autocars
- 280 bennes à ordures ménagères

- 1 500 chariots élévateurs
- 2 000 véhicules utilitaires PTAC >3,5t
- 35 bateaux maritimes et fluviaux
- 15 groupes électrogènes pour l'alimentation à quai des navires



### Résidentiel-tertiaire

#### Scénario A :

- Pas de développement de nouveaux usages

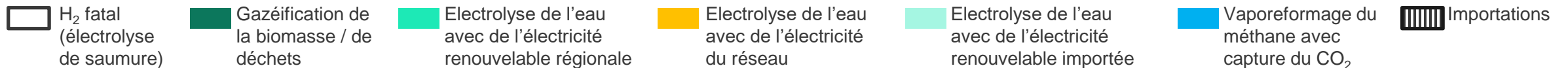
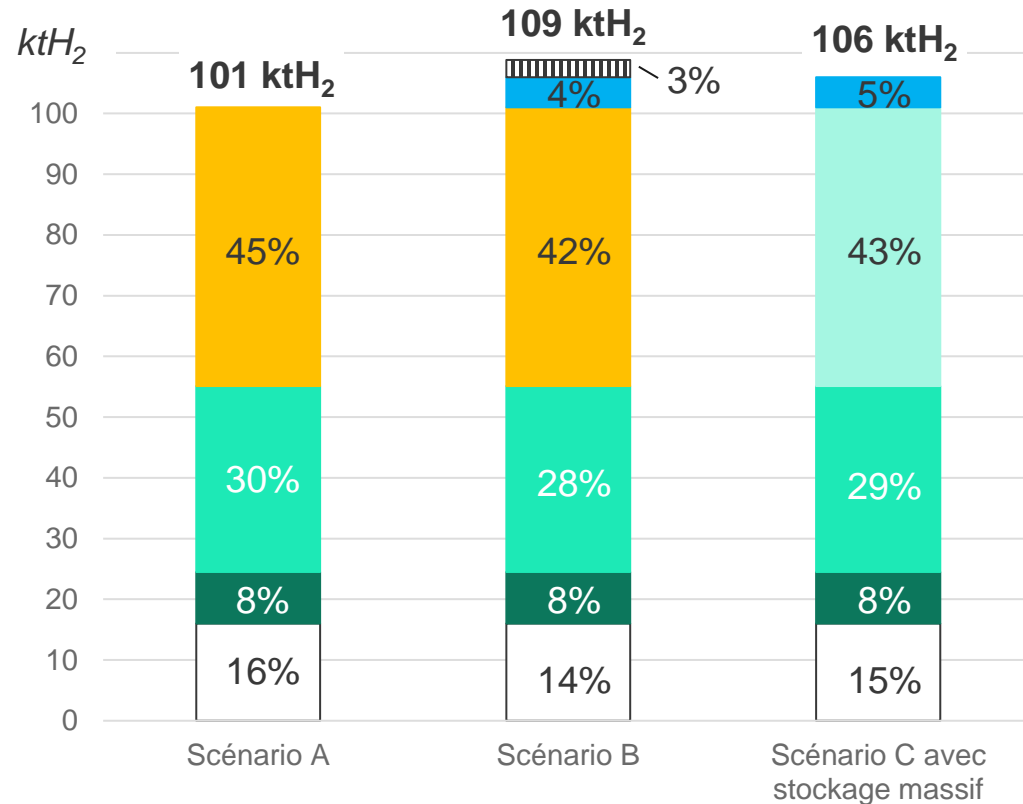
#### Scénarios B et C :

- Projets pilotes d'introduction d'hydrogène dans des quartiers représentant 5 000 habitants\*



# La filière hydrogène en région Sud-PACA : photographies 2032

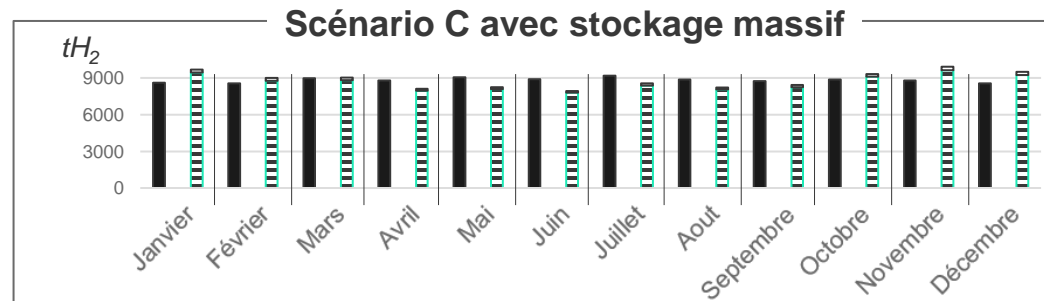
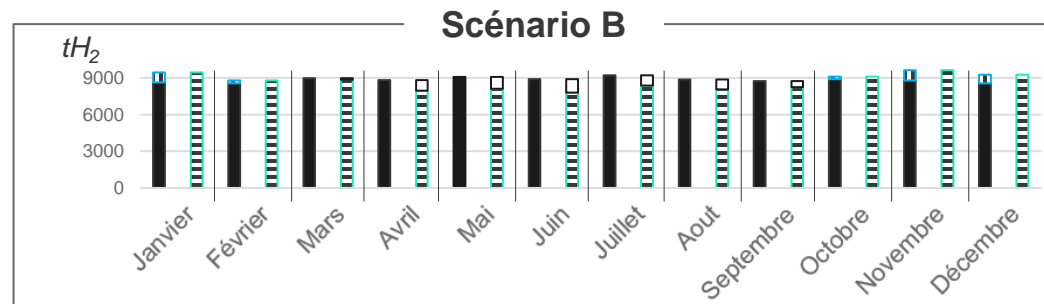
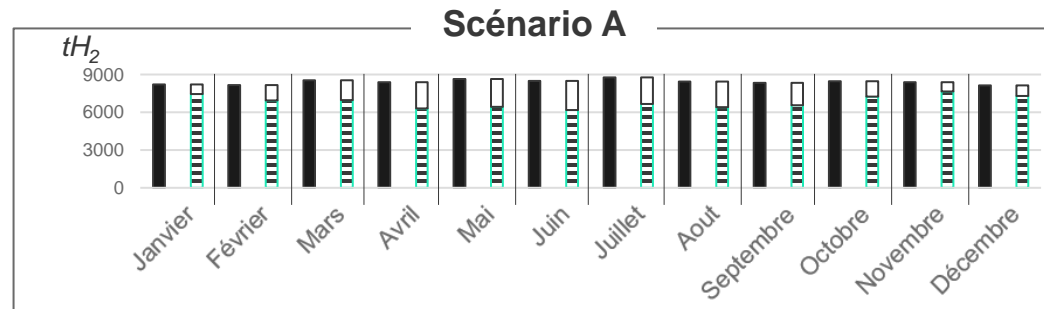
## – Origine de l'hydrogène renouvelable et bas carbone



- Valorisation de l'ensemble de l'hydrogène fatal produit
- Part significative de l'hydrogène produit par gazéification de la biomasse, en cohérence avec les objectifs de la stratégie régionale hydrogène
- Production d'électricité renouvelable régionale dédiée à la filière hydrogène : **1 560 GWh**  
*Objectif de la stratégie régionale hydrogène, déclinée de la manière suivante (hypothèses de travail Sia Partners sur la base de la répartition des moyens de production d'électricité renouvelable prévu à horizon 2030 par le SRADDET de la Région) :*
  - PV : 822 GWh
  - Eolien : 242 GWh
  - Hydraulique : 496 GWh
- **Scénario B : production complémentaire avec de l'électricité achetée sur le marché français**  
*Peu de possibilités d'arbitrage sur les périodes d'achat d'électricité, faute de capacité de stockage : coût moyen de 80 €/MWh\**
- **Scénario C avec stockage massif : production complémentaire avec d'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\**
- **Ajout d'une brique de capture à une ou plusieurs unités de vaporeformage du méthane dans le Scénarios B et le Scénario C avec stockage massif**

# La filière hydrogène en région Sud-PACA : photographies 2032

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



Production régionale
  Importations
  Consommation régionale
  Exportations

- 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. Ecart entre les mois connaissant la production la plus faible et la plus forte :
    - Scénario A : 0,6 ktH<sub>2</sub>, entre février (8,2 ktH<sub>2</sub>) et juillet (8,8 ktH<sub>2</sub>)
    - Scénario B : 0,6 ktH<sub>2</sub>, entre février (8,6 ktH<sub>2</sub>) et juillet (9,2 ktH<sub>2</sub>)
    - Scénario C avec stockage massif : 0,6 ktH<sub>2</sub>, entre février (8,6 ktH<sub>2</sub>) et juillet (9,2 ktH<sub>2</sub>)
  - Demande régionale : Ecart entre les mois connaissant les besoins les plus faibles et les plus forts :
    - Scénario A : 1,4 ktH<sub>2</sub>, entre juin (6,2 ktH<sub>2</sub>) et novembre (7,6 ktH<sub>2</sub>)
    - Scénarios B : 1,9 ktH<sub>2</sub>, entre juin (7,8 ktH<sub>2</sub>) et novembre (9,6 ktH<sub>2</sub>)
- Un nécessaire équilibre offre/demande mensuel dans le Scénario A et le Scénario B, passant par un recours à des importations ou des exportations
- Possibilité de stocker les surplus ponctuels de production d'hydrogène dans le Scénario C avec stockage massif, pour une valorisation lors des mois connaissant une sous-production par rapport à la demande régionale. En conséquence, aucune dépendance aux importations.

# Focus méthodologique : Evaluation des bénéfices économiques

## 1 Estimation des différentes briques de coûts liés à la réalisation des scénarios

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

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

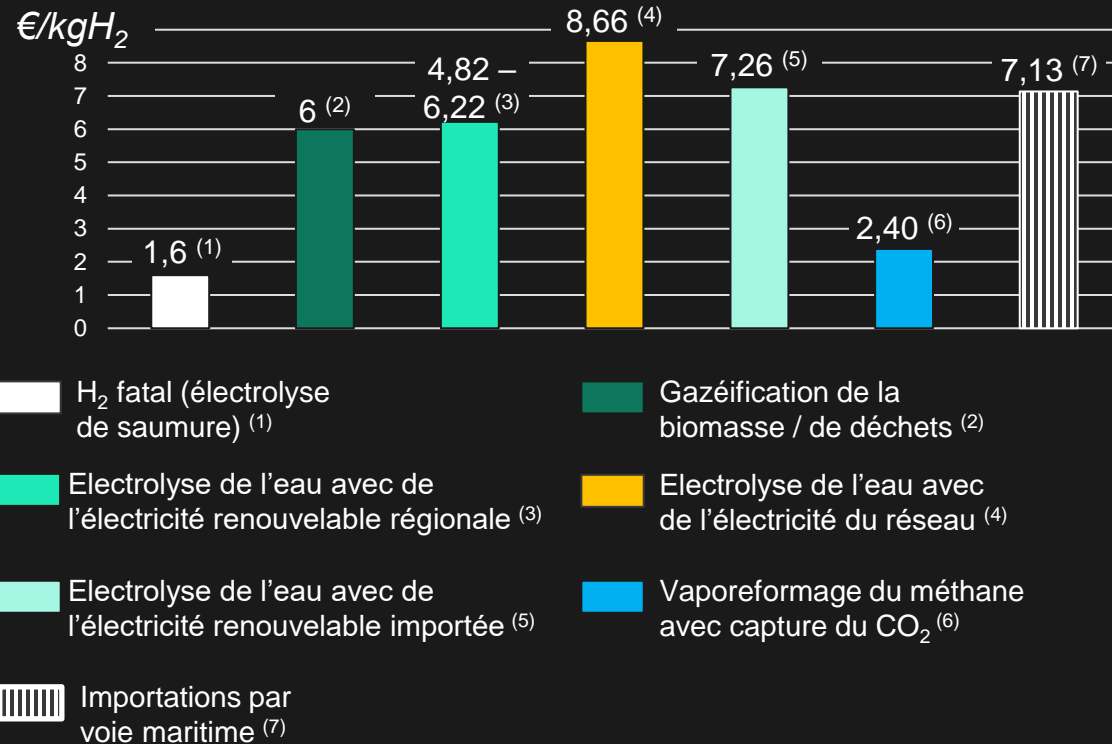
- Hypothèse d'une recherche de marge commerciale de 10% par les acteurs privés
- Prise en charge par la puissance publique (Union Européenne, Etat, agences publiques, Collectivités) de 33% de l'ensemble des coûts de la filière hydrogène
- Vente d'un hydrogène à un prix de 2,3 €/kg pour l'hydrogène à 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 versée 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-après	
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 <sub>2</sub>	Estimé 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)

## Focus méthodologique : Coûts de production d'hydrogène retenus par source\*



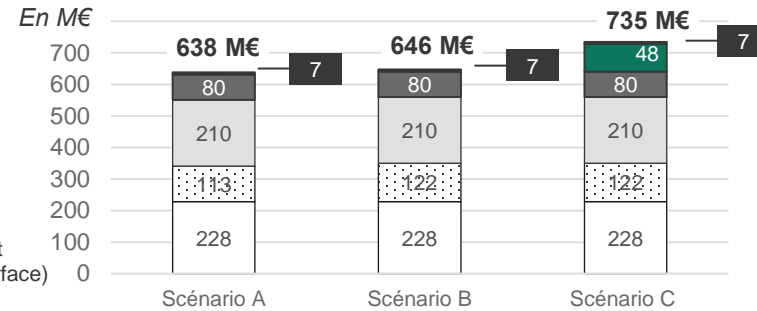
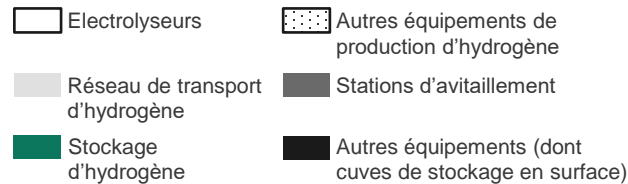
\* Hors coûts de compression, transport et distribution, sauf pour l'hydrogène importé

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

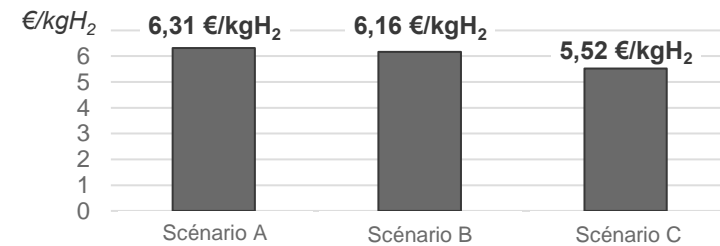
- (1) Répartition des coûts de production entre chlore et hydrogène en fonction des chiffres d'affaires générés par ces 2 débouchés des opérations d'électrolyse de saumure
- (2) Médiane des coûts de production des projets recensés par le Club pyrogazéification de l'ATEE
- (3) Coûts calculés sur la base 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
- (4) Coûts calculés 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)
- (5) Coûts calculés 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)
- (6) Surcoûts liés à la capture du CO<sub>2</sub> calculés sur la base de données AIE (2019) et de données Sia Partners (surcoûts liés à la capture du CO<sub>2</sub> uniquement pris en compte car hypothèse que l'hydrogène bleu produit alimentera des usages industriels historiques aujourd'hui satisfaits par de l'hydrogène gris)
- (7) Coûts de production de l'hydrogène importé supposés de 4,2 €/kg, auquel s'ajoute des coûts logistiques estimés grâce au *position paper Hydrogen in the electricity value chain* publié en 2019 par le DNV GL. Marge commerciale de 15% retenue pour les acteurs de la chaîne de valeur

# Conditions économiques de mise en œuvre des différents scénarios

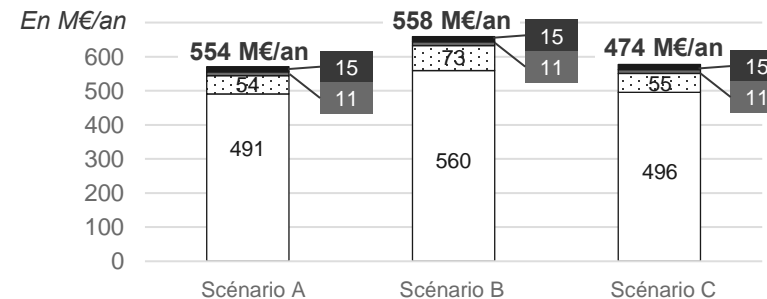
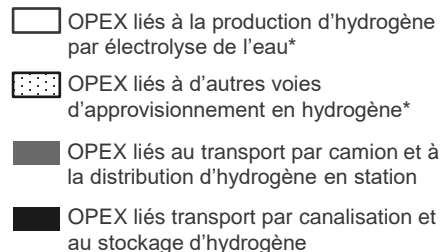
## CAPEX à prévoir sur la période 2022-2032



## Coûts moyens de production d'hydrogène



## OPEX à prévoir sur l'année 2032\*



- Des besoins de CAPEX additionnels de 89 M€ dans le Scénario C avec stockage massif par rapport au Scénario B (+14%), 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 avec stockage massif, 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
- Grâce à un mix d'origine de l'hydrogène différent et aux économies réalisées sur le coût d'achat de l'électricité, baisse du coût moyen de production d'hydrogène de 6,16 à 5,52 €/kg, se traduisant par des OPEX économisés de 84 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)

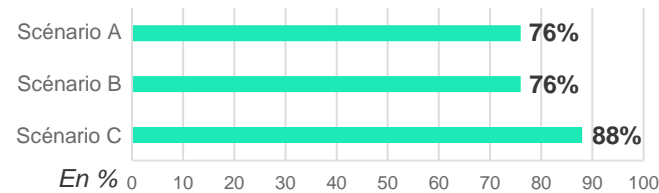
\* OPEX liés à la production d'hydrogène : valeurs indiquées après soustraction des OPEX évités liés à la production d'hydrogène gris pour ses usages industriels historiques

# Retombées économiques des investissements sur la période 2022-2032 – Chiffres clés



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

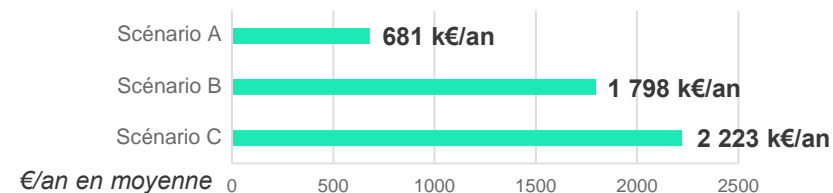
Comprenant l'installation des équipements/infrastructures et leur exploitation et maintenance



## Emplois directs et indirects créés



## Recettes fiscales directes pour les collectivités et EPCI de la région Sud-PACA sur la période 2022-2052\*



- Des retombées économiques positives pour les territoires, plus avantageuses dans le Scénario C avec stockage massif
    - 88% de la valeur générée par la filière hydrogène localisée dans la région Grand Est. Part plus élevée par rapport aux autres scénarios en raison d'une part d'un moindre coût de l'électricité achetée à d'autres régions et d'autre part par des investissements supplémentaires réalisés dans les infrastructures de stockage
    - Près de 7 200 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 avantage du Scénario C avec stockage massif est observable par rapport au Scénario B en raison de 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 2,2 M€/an. Valeur plus importante dans le Scénario C avec stockage massif 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 réductions des besoins d'importation de combustibles fossiles

**1** Estimation de la quantité d'énergie finale consommée par le recours à l'hydrogène pour les différents usages pris en considération

**2** Estimation de la quantité de combustible fossile nécessaire pour produire une énergie finale équivalente

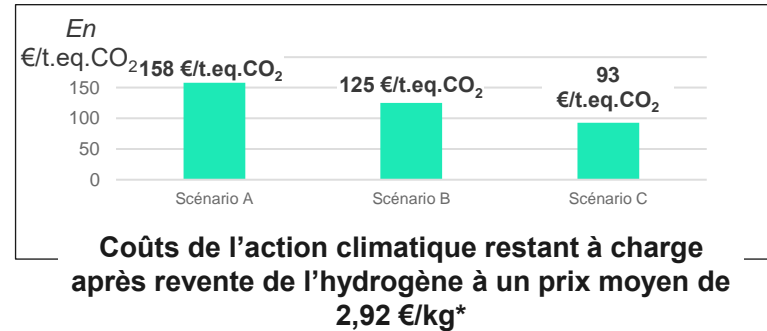
Typologies de données d'entrée	Valeurs retenues	Sources ayant permis d'estimer ces valeurs
Consommations de diesel évitées du fait du recours à l'hydrogène dans la mobilité routière	0,038 GWh/tonne d'hydrogène	Calculées d'après les pouvoirs énergétiques du diesel et de l'hydrogène, avec une hypothèse de rendement des piles à combustible de 16 kWh <sub>e</sub> /kgH <sub>2</sub> ( <i>Rendement de la chaîne hydrogène</i> , ADEME, 2020) et une hypothèse de rendement des moteurs diesel de 42% (extrapolé d'après données IFPEN)
Consommations de diesel évitées du fait du recours à l'hydrogène dans la mobilité ferroviaire	3,64 GWh/train d'hydrogène	Hypothèse d'un fonctionnement des trains 6h par jour en moyenne, 6 jours sur 7, à une vitesse moyenne de 83 km/h (cf : <a href="#">article Le Monde paru le 18/11/17</a> ) et avec une consommation de 200 litres pour 100 km (cf : <a href="#">article Franceinfo paru le 10/08/20</a> ). Hydrogène de rendement des piles à combustible de 16 kWh <sub>e</sub> /kgH <sub>2</sub> ( <i>Rendement de la chaîne hydrogène</i> , ADEME, 2020)
Consommations de gaz naturel évitées du fait d'une substitution de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone à un hydrogène produit par vaporeformage du méthane	0,046 GWh/tonne d'hydrogène	Calculées sur la base de données France hydrogène ( <i>Production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles</i> , 2019)
Consommations de gaz naturel évitées du fait du recours à l'hydrogène pour la production de chaleur haute température	0,046 GWh/tonne d'hydrogène	Calculées en supposant un rendement global des équipements de production de chaleur de 90%
Consommations de gaz naturel évitées du fait d'une injection d'hydrogène dans les réseaux gaziers	0,039 GWh/tonne d'hydrogène	Calculées par rapport aux PCS respectifs du gaz naturel et de l'hydrogène
Consommations d'énergie fossile évitées dans la région Sud-PACA du fait d'une progression de l'hydrogène dans le résidentiel-tertiaire	0 GWh/tonne d'hydrogène	Hydrogène supposé se substituer à de l'électricité non produite localement régionalement à partir de ressources fossiles

# Autonomie énergétique des territoires et émissions de CO<sub>2</sub> évitées sur l'année 2030

## Emissions de gaz à effet de serre évitées

2  
MtCO<sub>2</sub>/  
an

Selon la stratégie régionale hydrogène, pour un volume de consommation d'hydrogène correspondant au Scénario A

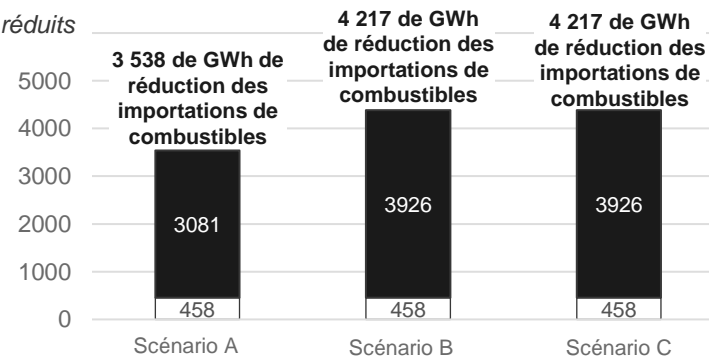


\* Prix déterminé avec l'hypothèse d'une revente de l'hydrogène pour des usages industriels à 2,35 €/kg et à 6,03 €/kg pour des usages dans le domaine de la mobilité et du résidentiel-tertiaire, en reprenant les parts respectives de ces usages dans le Scénario C avec stockage massif. Résultats actualisés pour des projets d'une durée de vie de 20 ans, en considérant un taux d'actualisation de 4,5%.

## Réduction de la dépendance à l'importation de combustibles fossiles

GWh de combustibles fossiles importés réduits

■ Industrie  
□ Mobilité



- Un coût de l'action pour le climat largement acceptable au vu de la période considérée, particulièrement dans le Scénario C avec stockage massif

- En supposant un prix de vente moyen d'hydrogène à 2,92 €/kg, nécessité pour la puissance publique de soutenir la filière par la prise en charge d'une partie de ses coûts et/ou par le versement de compléments de rémunération aux producteurs. Valeur des émissions évitées dans le Scénario C avec stockage massif alors équivalente à 93 €/t.eq.CO<sub>2</sub>.
- A titre de comparaison : Préconisation par le rapport de la Commission Quinet rendu au Premier ministre en 2019 d'une valeur tutélaire de l'action pour le climat de 250 €/tCO<sub>2</sub> en 2030

- Une autonomie énergétique des territoires renforcée, particulièrement dans le Scénario B et le Scénario C avec stockage massif

- Par rapport au Scénario A, augmentation de 19% de la quantité d'importation de combustibles réduite
- Bénéfice obtenu avec une hausse des CAPEX de 14% à 15% 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 CO<sub>2</sub>. 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 CO<sub>2</sub> (émissions d'environ 10 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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,  $\Delta Q$  : 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 CO<sub>2</sub> :** 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 CO<sub>2</sub> issus de processus, à des fins de stockage ou de réutilisation.

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



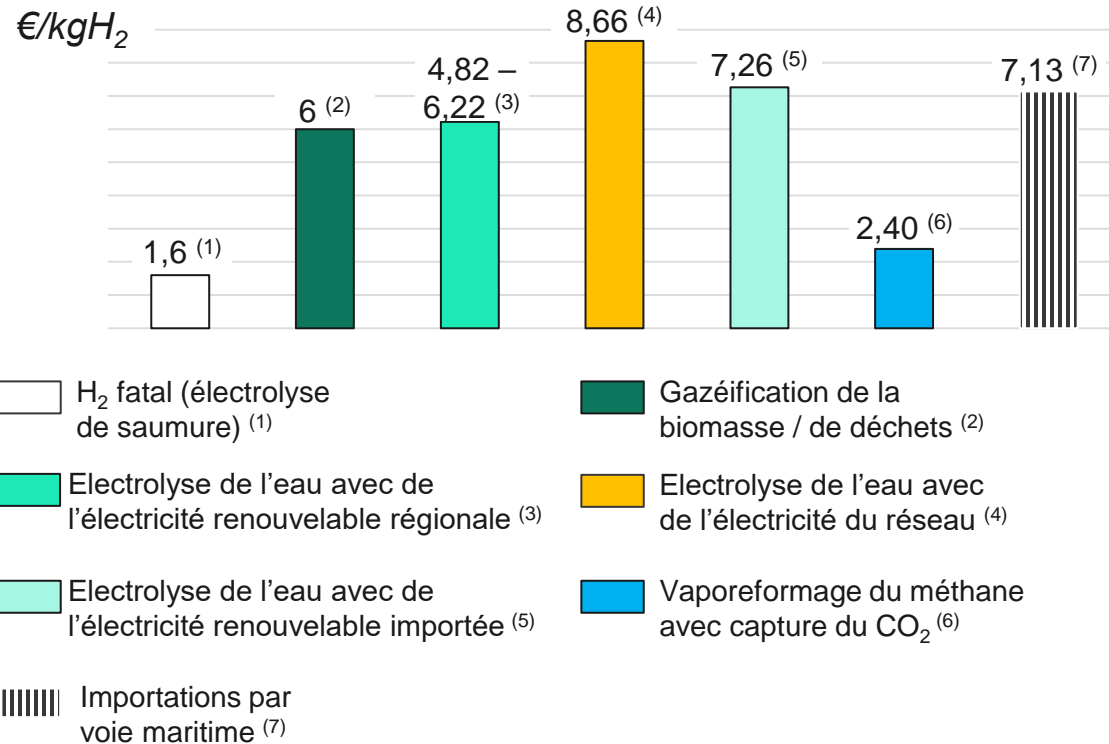
## Hypothèses techniques retenues pour la construction des scénarios

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 kWe/kgH <sub>2</sub> , 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 canalisations de transport d'hydrogène construites	2,5 M€/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 Grand Est	70%	Hypothèse de travail proposée par Storengy, sur la base de la part des anciennes canalisations gaz reconverties qui pourront composer une future dorsale européenne de l'hydrogène selon des opérateurs de réseaux de transport de gaz
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 <sub>2</sub> /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 <sub>2</sub>	Calculés d'après données <i>Hydrogen in the electricity value chain</i> , DNV GL, 2019
Part de l'hydrogène distribuée en stations d'avitaillement et livrée 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	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 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) Médiane des coûts de production des projets recensés par le Club pyrogazéification de l'ATEE
- (3) Coûts calculés 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
- (4) Coûts calculés 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)
- (5) Coûts calculés 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)
- (6) Surcoûts liés à la capture du CO<sub>2</sub> calculés sur la base de données AIE (2019) et de données Sia Partners (surcoûts liés à la capture du CO<sub>2</sub> uniquement pris en compte car hypothèse que l'hydrogène bleu produit alimentera des usages industriels historiques aujourd'hui satisfaits par de l'hydrogène gris)
- (7) Coûts de production de l'hydrogène importé supposé de 4,2 €/kg, auxquels s'ajoute des coûts logistiques estimés grâce au *position paper Hydrogen in the electricity value chain* publié en 2019 par le DNV GL. Marge commerciale de 15% retenue pour les acteurs de la chaîne de valeur

## Hypothèses techniques retenues pour l'estimation des consommations de combustibles fossiles évitées

Typologies de données d'entrée	Valeurs retenues	Source ayant permis d'estimer ces valeurs
Consommations de diesel évitées du fait du recours à l'hydrogène dans la mobilité routière	0,038 GWh/tonne hydrogène	Calculées d'après les pouvoirs énergétiques du diesel et de l'hydrogène, avec une hypothèse de rendement des piles à combustible de 16 kWhé/kgH <sub>2</sub> ( <i>Rendement de la chaîne hydrogène</i> , ADEME, 2020) et une hypothèse de rendement des moteurs diesel de 42% (extrapolé d'après données IFPEN)
Consommations de diesel évitées du fait du recours à l'hydrogène dans la mobilité ferroviaire	3,64 GWh/train hydrogène	Hypothèse d'un fonctionnement des trains 6h par jour en moyenne, 6 jours sur 7, à une vitesse moyenne de 83 km/h (cf : <a href="#">article Le Monde paru le 18/11/17</a> ) et avec une consommation de 200 litres pour 100 km (cf : <a href="#">article Franceinfo paru le 10/08/20</a> ). Hydrogène de rendement des piles à combustible de 16 kWhé/kgH <sub>2</sub> ( <i>Rendement de la chaîne hydrogène</i> , ADEME, 2020)
Consommations de gaz naturel évitées du fait d'une substitution de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone à un hydrogène produit par vaporeformage du méthane	0,046 GWh/tonne d'hydrogène	Calculées sur la base de données France hydrogène ( <i>Production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles</i> , 2019)
Consommations de gaz naturel évitées du fait du recours à l'hydrogène pour la production de chaleur haute température	0,046 GWh/tonne d'hydrogène	Calculées en supposant un rendement global des équipements de production de chaleur de 90%
Consommations de gaz naturel évitées du fait d'une injection d'hydrogène dans les réseaux gaziers	0,039 GWh/tonne d'hydrogène	Calculées par rapport aux PCS respectifs du gaz naturel et de l'hydrogène
Consommations d'énergie fossile évitées dans la région Sud-PACA du fait d'une progression de l'hydrogène dans le résidentiel-tertiaire	0 GWh/tonne d'hydrogène	Hydrogène supposé se substituer à de l'électricité non produite localement régionalement à partir de ressources fossiles



## 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](https://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

