



ANALYSE TECHNIQUE ET PROSPECTIVE DE LA PRODUCTION
D'HYDROGÈNE VERT PAR ÉLECTROLYSE ET DE SES IMPACTS
SUR LA RESSOURCE EN EAU DANS LES BASSINS DE
RHÔNE-MÉDITERRANÉE

Rapport final – janvier 2024

Ecodecision
conseil en environnement

Le Vexin 1 - 8, place de la Fontaine - 95000 CERGY
Tél. : 01 30 32 33 30 – Fax : 09 72 11 68 95
ecodecision@ecodecision.fr

SOMMAIRE

SOMMAIRE	2
LISTE DES FIGURES	4
LISTE DES TABLEAUX	6
1. RESUME DE L'OBJET DE LA MISSION	7
2. METHODE MISE EN ŒUVRE	8
3. ELEMENTS DE CONTEXTE	9
3.1. <i>Connaissances de base sur l'hydrogène</i>	9
3.1.1. Principes de base et applications	9
3.1.2. Situation du marché au niveau mondial et national	9
3.2. <i>Présentation du contexte Européen et national</i>	11
3.2.1. Éléments de contexte généraux	12
3.2.2. Les éléments de la chaîne de production	14
3.2.3. Les usages	19
3.3. <i>Obstacles au développement de la filière</i>	22
3.4. <i>Synthèse des éléments de contexte</i>	25
4. ELEMENTS TECHNIQUES ET SOCIO-ECONOMIQUES	26
4.1. <i>Présentation des techniques de production d'hydrogène utilisant de l'eau</i>	26
4.2. <i>Besoins en infrastructures et conditions nécessaires au déploiement</i>	31
4.2.1. Infrastructures	31
4.2.2. Intrants	35
4.2.3. Sous-produits	38
4.3. <i>Dimensions socio-économiques</i>	39
4.3.1. Coûts de production	39
4.3.2. Coûts de transport	40
4.3.3. Création d'emplois	40
5. FOCUS SUR LE BASSIN RHONE-MEDITERRANEE	42
5.1. <i>Recensement des projets existants de la filière hydrogène</i>	42
5.1.1. Projets co-financés par l'ADEME	44
5.1.2. Projets approuvés par la Commission européenne dans le cadre du PIIEC « Hy2Tech »	45
5.1.3. Autres ressources consultées	46
5.1.4. Bilan des projets recensés	47
5.2. <i>Impacts sur la ressource en eau de la production</i>	49
5.2.1. Impacts liés aux besoins bruts en eau	49
5.2.2. Impacts liés aux rejets	54
5.2.3. Impacts nets sur la ressource en eau	56
5.3. <i>Impact indirect sur le foncier</i>	58
5.4. <i>Impact lié au stockage</i>	59
6. MATRICE AFOM	60
7. FICHES DESCRIPTIVES	63
8. EVALUATION DES RISQUES ACTUELS ET FUTURS A L'ECHELLE DE CHAQUE SOUS-BASSIN VERSANT	67
8.1. <i>Production d'hydrogène</i>	67
8.2. <i>Estimation des volumes d'eau</i>	69
8.3. <i>Analyse de la tension par territoire</i>	73
ANNEXE 1 : COMPTES-RENDUS DES ENTRETIENS REALISES LORS DE LA CARACTERISATION DES TECHNIQUES DE PRODUCTION D'HYDROGENE UTILISANT DE L'EAU	82
<i>Entretien avec QAir Energy</i>	82
<i>Entretien avec Engie</i>	84
<i>Entretien avec l'ADEME</i>	85
<i>Entretien avec la région SUD</i>	87
<i>Entretien avec l'Agence de l'eau Seine-Normandie</i>	87

ANNEXE 2 : COMPTES-RENDUS DES ENTRETIENS REALISES LORS DU RECENSEMENT DES POLES DE PRODUCTION D'HYDROGENE PREVUS OU PRESENTIS	88
<i>Entretien avec HY2GEN France.....</i>	<i>88</i>
<i>Entretien avec la région PACA</i>	<i>90</i>
<i>Entretien avec France hydrogène</i>	<i>92</i>
<i>Entretien avec l'Agences de développement économique Occitanie (AD'OCC).....</i>	<i>94</i>
<i>Entretien avec l'Agences de développement économique Bourgogne-Franche-Comté</i>	<i>96</i>
<i>Entretien avec l'Agences de développement économique Auvergne-Rhône-Alpes</i>	<i>98</i>
<i>Entretien avec l'Agence de l'eau.....</i>	<i>99</i>
ANNEXE 3 : LISTE DES SOUS-BASSINS VERSANTS ET DEPLOIEMENT DE LA FILIERE HYDROGENE.....	100
ANNEXE 4 : LISTE DES MASSES D'EAU SOUTERRAINE AFFLEURANTES ET DEPLOIEMENT DE LA FILIERE HYDROGENE.....	103
ANNEXE 5 : LISTE DES MASSES D'EAU SOUTERRAINE PROFONDES ET DEPLOIEMENT DE LA FILIERE HYDROGENE.....	106

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Projets et investissements dans le domaine de l'hydrogène propre à partir de novembre 2021 (source : IRENA op. cit.)	10
Figure 2 : Potentiel technique de la production d'hydrogène vert à moins de 1,5 USD/kg en 2050, en EJ (source : IRENA op. cit.)	11
Figure 3 : Évolution de la valeur commerciale de produits énergétiques, 2020 à 2050 (source : IRENA op. cit.)	11
Figure 4 : cartographie des projets français approuvés par la Commission européenne dans le cadre du PIIEC « Hy2Tech » (source : France Nation Verte (2023), Accélérer le déploiement de l'hydrogène, clé de voûte de la décarbonation de l'industrie. Dossier de presse)	16
Figure 5 : Rentabilité des options de transport en fonction du volume et de la distance (source : IRENA op. cit.)	17
Figure 6 : utilisations potentielles de l'hydrogène propre (source : IRENA, op.cit.)	19
Figure 7 : priorités de la politique en matière d'hydrogène propre (source : IRENA op. cit.)	21
Figure 8 : Principaux obstacles perçus à la mise en œuvre de politiques et de stratégies en faveur de l'hydrogène (source : IRENA op.cit.)	23
Figure 9 : analyse des risques d'une fuite d'hydrogène (source : CEA in rapport CGEDD sur la filière hydrogène-énergie)	24
Figure 10 : Emissions de CO ₂ par Tonne d'hydrogène produit (en tCO ₂ / tH ₂) (source : H2V – Le mémo n°1 (2022), Production d'hydrogène : quel impact en CO ₂ ?)	26
Figure 11 : Schéma du processus de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau à partir d'énergie renouvelable (source : www.terega.fr)	26
Figure 12 : Schéma du processus de production d'hydrogène par vaporeformage de biogaz (d'après un schéma de : VEOLIA. Source : Vaporeformage : production d'hydrogène vert par reformage de biogaz de station d'épuration pour l'alimentation d'un écosystème local de mobilité. Essais de la STEP de l'Almanarre – présentation aux journées techniques Eau et Déchets INSA TOULOUSE 2022)	27
Figure 13 : Etapes de la gazéification (source : BASSIL Georgio (2012). Gazéification de la biomasse : élimination des goudrons par lavage, étude expérimentale et modélisation. Thèse)	28
Figure 14 : Evolution des volumes d'hydrogène produits envisagés et ventilés par technologie (source : IRENA op. cit.)	28
Figure 15 : Exemple de remorque équipée des réservoirs contenus dans un conteneur (source : QAir (2022), Dossier de demande d'Autorisation Environnementale – Etude d'Impact sur l'Environnement et la Santé. Projet HYD'OCC et son raccordement au réseau public de transport)	32
Figure 16 : Station de Danjoutin (source : https://www.optymo.fr/bus/bus-a-hydrogene/)	33
Figure 17 : Schéma du cycle de l'eau dans l'usine de production d'hydrogène vert H2V Normandy (source : H2V (2020), Synthèse de l'étude d'impact : la gestion de l'eau)	35
Figure 18 : Coût du transport de l'hydrogène selon le volume transporté, la distance de transport et le moyen de transport (en \$/kg) (source : Bouacida, I., Berghmans, N., (2022). Hydrogène pour la neutralité climat : conditions de déploiement en France et en Europe. Étude N°02/22, Iddri, Paris, France, 30 p.)	40

Figure 19 : Ecosystèmes hydrogène soutenus par l'ADEME (source : ADEME (2023), Bilan des appels à projets de déploiement Écosystèmes hydrogène 2018 et 2020)	44
Figure 20 : cartographie des projets français approuvés par la Commission européenne dans le cadre du PIIEC « Hy2Tech » (source : France Nation Verte (2023), Accélérer le déploiement de l'hydrogène, clé de voûte de la décarbonation de l'industrie. Dossier de presse)	45
Figure 21 : Localisation des projets recensés de la filière hydrogène (sources : ADEME, France Hydrogène, CCI de France)	48
Figure 22 : Production d'hydrogène directe (vaporeformage) et indirecte (procédés fatals) (source : WWF (2023), Hydrogène : quel rôle dans la transition énergétique ?)	56
Figure 23 : Scénario de production d'hydrogène agrégée par commune (sources : ADEME, France Hydrogène, CCI de France, articles web)	68
Figure 24 : Besoins annuels bruts en eau pour la production directe d'hydrogène associés aux projets recensés	70
Figure 25 : Croisement de la localisation des projets avec un besoin en eau identifié, avec les sous-bassins en tension quantitative de la ressource superficielle	74
Figure 26 : Croisement des établissements pour lesquels l'utilisation de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone pourrait présenter un intérêt fort, avec la localisation des projets avec un besoin en eau identifié, et les sous-bassins en tension quantitative de la ressource superficielle	76
Figure 27 : Croisement de la localisation des projets avec un besoin en eau identifié, avec les masses d'eau souterraine affleurantes en tension quantitative de la ressource	78
Figure 28 : Croisement des établissements pour lesquels l'utilisation de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone pourrait présenter un intérêt fort, avec la localisation des projets avec un besoin en eau identifié, et les masses d'eau souterraine affleurantes en tension quantitative de la ressource	79
Figure 29 : Croisement de la localisation des projets avec un besoin en eau identifié, avec les masses d'eau souterraine profondes en tension quantitative de la ressource	80
Figure 30 : Croisement des établissements pour lesquels l'utilisation de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone pourrait présenter un intérêt fort, avec la localisation des projets avec un besoin en eau identifié, et les masses d'eau souterraine profondes en tension quantitative de la ressource	81

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : L’arc-en-ciel de l’hydrogène (source : www.lemondedelenergie.com).....	14
Tableau 2 : Programmation pluriannuelle de l’énergie 2019-2023 2024-2028	21
Tableau 3 : Liste des contacts pris dans le cadre des entretiens lors de la caractérisation des techniques de production d’hydrogène utilisant de l’eau	30
Tableau 4 : Niveau d’informations disponibles spécifiques à une technologie et stabilité de l’information.....	30
Tableau 5 : Comparaison des coûts de production d’hydrogène selon la technologie.....	39
Tableau 6 : Création d’emplois pour différents projets de production d’hydrogène sur le bassin Rhône-Méditerranée.....	41
Tableau 7 : Liste des contacts pris dans le cadre des entretiens lors du recensement des pôles de production d’hydrogène prévus ou pressentis	43
Tableau 8 : Liste des projets français approuvés par la Commission européenne dans le cadre du PIIEC « Hy2Tech » sur le bassin Rhône Méditerranée	45
Tableau 9 : Liste des projets de la filière hydrogène sur la région PACA (source : Région SUD Provence-Alpes-Côte d’Azur)	46
Tableau 10 : Exemples de puissances et production d’hydrogène de projets d’usine.....	50
Tableau 11 : Matrice AFOM du développement de la filière et ses impacts sur la ressource en eau sur le territoire du bassin Rhône-Méditerranée	61
Tableau 12 : Synthèse, à l’échelle des principaux sous-bassins concernés, des besoins bruts en eau estimés pour la production d’hydrogène et des besoins pour les autres usages actuels (volumes en m ³ /an – source : données BNPE 2012-2021, Ecodecision)	72

1. RESUME DE L'OBJET DE LA MISSION

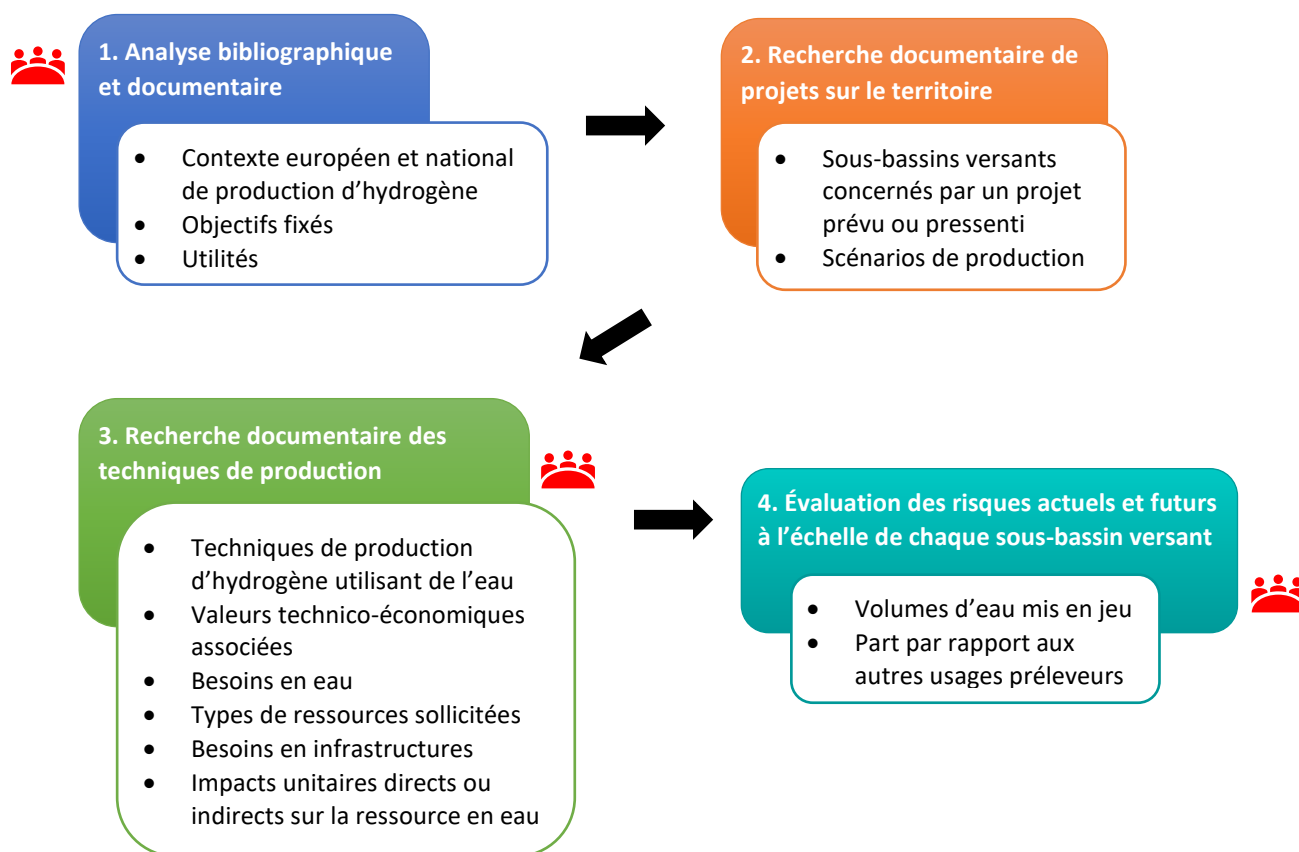
Au regard des ambitions nationales, mais également internationales, il apparaît clairement que la production d'hydrogène par électrolyse va occuper une place importante dans le mix énergétique dans les années à venir. Or, le processus nécessite l'exploitation de la ressource en eau. Il existe donc un enjeu lié au portage des ambitions concernant la production d'hydrogène compte tenu des défis actuels et futurs de préservation de la ressource en eau face au changement climatique.

Dans l'optique d'anticiper la possibilité que l'activité génère des situations de tensions sur la ressource en eau pour le fonctionnement des milieux aquatiques et pour les usages de l'eau, l'Agence de l'eau Rhône Méditerranée Corse (AERMC) a souhaité disposer d'éléments techniques et prospectifs sur la production d'hydrogène susceptible d'avoir un impact sur la ressource en eau, à l'échelle des sous-bassins versants.

L'objectif sera de détailler les techniques de production d'hydrogène prévues et pressenties et leurs utilisations de l'eau pour estimer les impacts sur les sous-bassins versants, avec une attention particulière sur ceux déjà en situation de stress hydrique.

2. METHODE MISE EN ŒUVRE

L'étude se déroule en 4 grandes phases, synthétisées dans la figure suivante. Chaque phase est accompagnée d'une analyse bibliographique et certaines sont ponctuées par des échanges avec des experts de l'hydrogène et des acteurs locaux. Le travail réalisé est validé lors de réunions et les résultats sont présentés lors d'un webinaire.



 Réunion avec le responsable de l'étude

Les résultats des trois premières étapes sont synthétisés, dans une analyse forces et faiblesses au regard de la ressource en eau. Il est ainsi possible de comparer les différentes techniques de production étudiées.

3. ELEMENTS DE CONTEXTE

3.1. Connaissances de base sur l'hydrogène

En s'appuyant sur le plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, et d'autres sources documentaires, il est possible de dresser un rapide état des lieux des connaissances sur l'hydrogène.

3.1.1. Principes de base et applications

L'hydrogène ou dihydrogène (H₂) est un gaz invisible et inodore. Sur Terre, il se retrouve essentiellement dans la composition de l'eau et des hydrocarbures, et est rarement présent à l'état pur.

Ce n'est pas une source d'énergie, mais un « vecteur énergétique ». Ce qui implique qu'il doit être produit puis stocké avant d'être utilisé.

L'énergie qu'il contient peut-être récupérée de 2 manières :

- En récupérant l'énergie libérée par sa combustion (trois fois supérieure à celle d'un kilo d'essence),
- Par une pile à combustible (PAC) permettant de produire de l'électricité.

Dans les deux cas, la réaction ne rejette que de l'eau.

Selon la manière dont il est produit, l'hydrogène peut être utilisé des façons suivantes :

- Dans le réseau de gaz mélangé au méthane pour faire de la chaleur ;
- Dans une voiture comme carburant d'un véhicule à motorisation électrique (l'électricité est produite par une pile à combustible directement dans le véhicule) ;
- Sur le réseau électrique, pour produire de l'électricité.

L'hydrogène peut aussi intervenir dans le domaine de la chimie :

- Dans les secteurs du raffinage d'hydrocarbures, de la production d'engrais, et certains usages de la chimie, on utilise l'hydrogène comme matière première ;
- L'hydrogène mélangé au CO₂ produit du méthane de synthèse, molécule identique au gaz naturel, qui peut être utilisé comme gaz.

3.1.2. Situation du marché au niveau mondial et national

3.1.2.1. Situation actuelle

L'hydrogène est aujourd'hui essentiellement exploité dans le domaine de l'industrie, utilisé dans les procédés des industries pétrolières et chimiques. Le marché mondial de l'hydrogène industriel est estimé aujourd'hui à 60 Mt et le marché français est lui estimé à près de 1 Mt.

En France, la production d'hydrogène industriel représente plus de 900 000 tonnes par an. Il est produit à 94% à partir d'énergies fossiles (gaz, charbon, hydrocarbures) et est responsable de l'émission de 11,5 Mt de CO₂, soit environ 3 % des émissions nationales.

Avec près de 85 % de l'hydrogène gazeux produit et consommé sur site, l'hydrogène reste pour l'heure une activité très localisée, la production vendue n'étant généralement pas transportée sur de grandes distances en raison des difficultés logistiques et des coûts engendrés (source : IRENA (2022), Géopolitique de la transformation énergétique : Le facteur hydrogène, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abou Dhabi).

Toutefois, avec notamment l'hydrogène vert qui offre des moyens de transporter les énergies renouvelables sur de grandes distances, il pourrait devenir une marchandise échangée à l'échelle internationale.

3.1.2.2. Perspectives

Au niveau mondial, de nombreuses annonces concernant des projets d'hydrogène ont été faites, avec la moitié des investissements mondiaux prévue pour la production d'hydrogène vert à partir de sources d'énergies renouvelables et d'électrolyse.

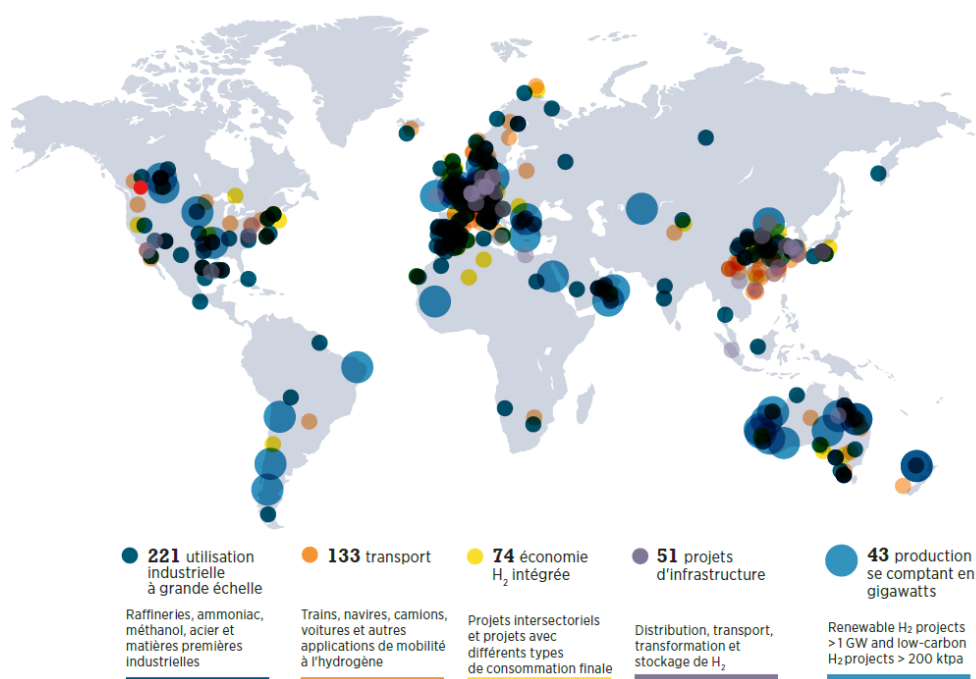


Figure 1 : Projets et investissements dans le domaine de l'hydrogène propre à partir de novembre 2021 (source : IRENA op. cit.)

En ce qui concerne l'Europe, ses capacités à produire des grands volumes d'hydrogène vert à faible coût restent très faibles en comparaison d'autres pays et régions, même si ce seul critère n'est pas suffisant pour déterminer ses chances de devenir un producteur important. D'autres facteurs sont à prendre en compte, comme les infrastructures existantes et les « facteurs intangibles » (le soutien des pouvoirs publics, un climat propice aux entreprises, la stabilité politique, etc.), ainsi que la situation actuelle du secteur et du bouquet énergétiques (comme les plans d'énergies renouvelables ou la demande potentielle en hydrogène).

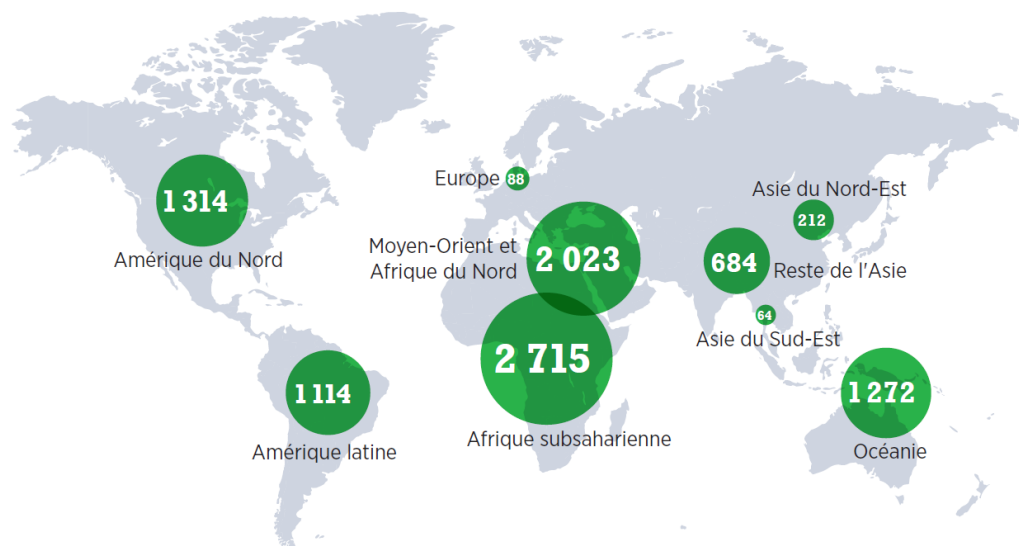


Figure 2 : Potentiel technique de la production d'hydrogène vert à moins de 1,5 USD/kg en 2050, en EJ (source : IRENA op. cit.)

Il est également attendu une transformation des échanges commerciaux des ressources énergétiques, vers un commerce des technologies énergétiques et des composants et matières premières liées (source : IRENA op. cit.). En conséquence, il est attendu :

- Une diminution de la valeur des échanges de combustibles fossiles,
- Une augmentation de la valeur de l'électricité, de l'hydrogène et des combustibles riches en hydrogène.

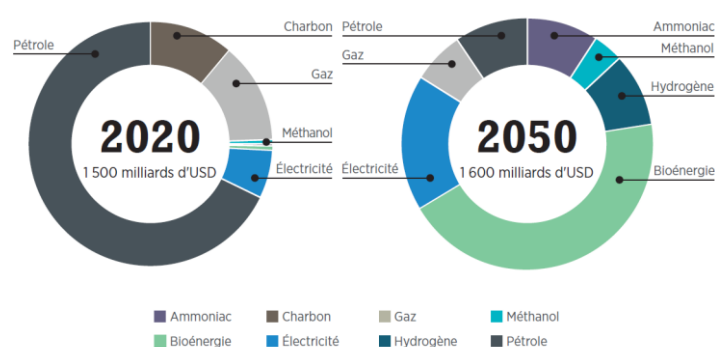


Figure 3 : Évolution de la valeur commerciale de produits énergétiques, 2020 à 2050 (source : IRENA op. cit.)

3.2. Présentation du contexte Européen et national

Cette partie vise à présenter le contexte européen et national de l'hydrogène. Pour ce faire nous avons mené une analyse bibliographique qui nous a permis de prendre connaissance des différentes politiques actuellement mises en œuvre pour promouvoir le développement de l'hydrogène, des objectifs fixés et des impacts attendus sur l'environnement.

La liste des documents consultés est disponible en annexe. Elle se compose de documents fournis par l'AERMC ainsi que de documents qu'il nous a été possible de récupérer par ailleurs.

3.2.1. Éléments de contexte généraux

3.2.1.1. *Stratégie hydrogène pour l'Union européenne*

La Commission européenne a publié le 8 juillet 2020 sa **stratégie hydrogène** pour l'Union européenne consacrant ainsi l'hydrogène comme une technologie clé pour atteindre ses objectifs climatiques et la création d'emplois industriels. Cette stratégie, axée sur l'hydrogène renouvelable, prévoit l'installation de 40 gigawatts d'électrolyseurs d'hydrogène renouvelable dans l'Union européenne d'ici 2030 (source : IRENA op. cit.). Une dynamique de développement de l'hydrogène est donc engagée au niveau européen, en particulier au travers des objectifs que l'on retrouve dans le Pacte Européen pour le Climat (Green Deal) et au travers du paquet « Fit for 55 ». Ce nom fait référence à l'objectif européen de réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55 % d'ici à 2030 par rapport à leur niveau de 1990. Le paquet proposé vise à aligner la législation de l'UE sur cet objectif intermédiaire, avant d'atteindre l'objectif du pacte de neutralité carbone en 2050.

3.2.1.2. *Plan hydrogène national*

La France a été l'une des premières nations à déployer un **plan hydrogène** en 2018.

Ce plan s'articule autour de 3 axes :

1. L'industrie : mettre en place des dispositifs de soutien public au déploiement de la filière électrolyse sur la production de l'hydrogène à usage industriel, en complément des soutiens déjà existants sur la R&D et l'innovation ;
2. La mobilité : valoriser l'hydrogène dans les usages de mobilité de manière complémentaire aux batteries ;
3. L'énergie : accélérer les expérimentations d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz et lancer les premières expérimentations et premiers déploiements de services au réseau électrique dans les zones stratégiques (appelées zones non interconnectées – ZNI).

Ces 3 axes se déclinent en une série de mesures, visant à accélérer le développement de la filière hydrogène. Ils sont repris dans la stratégie du Gouvernement en matière d'hydrogène qui aura vocation à se traduire en particulier dans la Programmation Pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour la période 2019-2028.

3.2.1.3. *Stratégie nationale hydrogène*

En France, la **stratégie nationale hydrogène à horizon 2030** vise à déployer 6,5 GW d'électrolyse et à éviter l'émission de 6 millions de tonnes de CO₂ par an. Les axes privilégiés de la stratégie sont de décarboner l'industrie en faisant émerger une filière française

compétitive de l'électrolyse, développer une mobilité professionnelle, lourde ou intensive, à l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone, soutenir la recherche et l'innovation ainsi que le développement des compétences.

La mise en œuvre du mécanisme de soutien était prévue au plus tard le 1er janvier 2023, théoriquement en même temps que la mise en service industrielle des installations de production d'hydrogène par électrolyse.

Le soutien apporté par l'Etat à la filière est déjà important :

- Le Programme d'investissements d'avenir (PIA) a mobilisé plus de 100 M€ en soutenant la mise en œuvre de démonstrateurs et la prise de participation dans des entreprises à fort potentiel ;
- L'Agence nationale de la recherche (ANR) a soutenu la recherche publique en mobilisant plus de 110 M€ sur les 10 dernières années ;
- Bpifrance a accompagné de nombreuses startup ou PME dans leurs projets d'innovation et de développement technologiques ;
- L'Ademe a soutenu le déploiement de la mobilité hydrogène en apportant 80 M€ ;
- La Banque des Territoires s'est également positionnée en soutenant des projets de déploiements portés par des collectivités.

Un « Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) » a également été engagée en 2020, permettant aux porteurs de projets (industries, territoires, centres de recherche) de faire connaître leurs projets et de recenser les verrous (techniques, réglementaires, financiers) à l'émergence d'une chaîne de valeur sur l'hydrogène. Cette stratégie a également impliqué le Conseil national de l'industrie et les représentations des filières, notamment les Comités stratégiques de filières « Automobile » et « Nouveaux Systèmes Energétiques ».

Au cours de cet AMI, plus de 160 dossiers ont été déposés, représentant 32,5 Md€ d'investissements et un besoin de soutien public d'environ 7 Md€.

3.2.2. Les éléments de la chaîne de production

3.2.2.1. La production

Plusieurs technologies et énergies permettent de produire de l'hydrogène. En fonction de ces dernières, une couleur est associée à l'hydrogène et permet à chacun de prendre connaissance rapidement de son origine. L'arc-en-ciel de l'hydrogène est ainsi évoqué car 8 couleurs sont proposées. Le tableau suivant présente les différentes technologies et énergies utilisées et la couleur associée à l'hydrogène.

Tableau 1 : L'arc-en-ciel de l'hydrogène (source : www.lemondedelenergie.com)

	Couleur	Technologie	Energie primaire ou source d'électricité	Empreinte carbone	Terminologie
Production via biomasse	Hydrogène vert	Thermolyse	Biomasse	Basse (< 3 kgCO ₂ eq/kgH ₂)	Hydrogène renouvelable
		Vaporeformage	Biométhane	Basse (< 3 kgCO ₂ eq/kgH ₂)	Hydrogène renouvelable
Production via l'électricité	Hydrogène rose	Electrolyse de l'eau	Solaire, éoliennes, hydroélectricité	Minimale (< 2 kgCO ₂ eq/kgH ₂)	Hydrogène renouvelable
			Nucléaire	Minimale (< 2 kgCO ₂ eq/kgH ₂)	Hydrogène bas-carbone
	Hydrogène jaune		Réseau électrique (FR)	Basse (< 3 kgCO ₂ eq/kgH ₂)	Hydrogène bas-carbone
Production via les énergies fossiles	Hydrogène bleu	Vaporeformage Gazéification	Gas naturel, charbon + CCUS	Basse (< 3 kgCO ₂ eq/kgH ₂)	Hydrogène bas-carbone
	Hydrogène turquoise	Pyrolyse	Gaz naturel	Basse (< 3 kgCO ₂ eq/kgH ₂) + noir de carbone (co-produit)	/
	Hydrogène gris	Vaporeformage		Elevée (> 11 kgCO ₂ eq/kgH ₂)	Hydrogène carboné
	Hydrogène marron	Gazéification	Lignite	Très élevée (> 20 kgCO ₂ eq/kgH ₂)	Hydrogène carboné
	Hydrogène noir		Charbon bitumineux	Très élevée (> 20 kgCO ₂ eq/kgH ₂)	Hydrogène carboné

Une autre forme d'hydrogène existe également, l'hydrogène blanc (« natif » ou « naturel »). Il s'agit d'hydrogène présent naturellement sous terre, sous forme pure¹. Certains gisements ont déjà été trouvés, notamment au Mali, ou encore en Espagne, en Chine, en Finlande, et aussi en France, dans les Pyrénées-Atlantiques. Le premier forage est en cours depuis quelques semaines dans le Nebraska et une trentaine de permis d'exploration ont été attribués en Australie.

La plupart de l'hydrogène disponible actuellement est de l'hydrogène « gris » (source : IRENA op. cit.), produit à l'aide de combustibles fossiles. Néanmoins, l'empreinte CO₂ de la production à base de combustibles fossiles, qui représente 95 % de l'offre actuelle d'hydrogène, n'est pas compatible avec l'objectif de zéro émission nette.

¹ www.francetvinfo.fr/replay-radio/le-billet-sciences-du-week-end/hydrogene-blanc-l-energie-que-personne-n-attendait)

Selon les résultats de l'étude conduite par France Hydrogène sur la répartition géographique des déploiements de la filière hydrogène sur le territoire national, le procédé d'électrolyse est largement privilégié (95 %) par les acteurs de la filière.

Toutefois, le commerce de l'hydrogène bleu pourrait se développer plus rapidement que celui de l'hydrogène vert (source : IRENA op. cit.), car il bénéficie actuellement de coûts de production moins élevés et de l'infrastructure gazière existante. Le commerce de l'hydrogène vert devrait augmenter à l'horizon 2030, grâce à l'amélioration des économies d'échelle et à l'adoption de politiques habilitantes, qui feront baisser les coûts de production.

La comparaison entre le potentiel de production nationale, la demande en hydrogène prévue d'ici 2050 et le coût de l'importation permet d'identifier trois groupes de pays :

1. Ceux dont la production d'hydrogène vert est peu coûteuse et qui pourraient devenir exportateurs. L'Australie, le Chili, l'Espagne et le Maroc font partie de ces exportateurs nets d'hydrogène.
2. Ceux qui peuvent devenir auto-suffisants en hydrogène vert, notamment la Chine et les États-Unis d'Amérique.
3. Ceux qui devront recourir aux importations pour satisfaire leur demande intérieure, notamment le Japon, la République de Corée et certaines parties de l'Europe et de l'Amérique latine.

Cette configuration peut évoluer significativement en fonction des investissements et de leurs distributions (e.g. si les investissements ne se font pas là où les potentiels sont abondants, mais là où ils font défaut).

Au niveau national, la PPE 2019-2028 se fixe un certain nombre d'ambitions en matière de production dont :

- Mettre en place un soutien au développement de l'hydrogène décarboné à hauteur de 50 M€ par an et lancer des appels à projet sur la mobilité et la production d'hydrogène à l'aide d'électrolyseurs ;
- Mettre en place en 2020 un système de traçabilité de l'hydrogène décarboné ;
- Poursuivre un soutien à l'innovation en particulier pour accompagner l'industrialisation et le passage à l'échelle des acteurs français.

La stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné a, quant à elle, l'ambition d'installer suffisamment d'électrolyseurs pour apporter une contribution significative à la décarbonation de l'économie, grâce à l'installation d'une capacité de production d'hydrogène décarboné de 6,5 GW par électrolyse.

Legend:

- Sites identifiés
- Sites en cours de définition

Locations and Associated Companies:

- Alstom** (identified): Saint-Ouen, Tarbes, Aix-en-Provence.
- Hyvia** (identified): Flins-sur-Seine, Villiers-Saint-Frédéric, Les Ulis, Gretz-Armainvilliers, Béziers.
- Hyvia** (under definition): Batilly.
- John Cockerill** (identified): Aspach-Michelbach.
- McPhy / Alstom** (identified): Belfort.
- Faurecia** (identified): Allenjoie, Bavans.
- Symbio** (identified): Saint-Fons.
- Genvia** (identified): Grenoble.
- Arkema** (identified): Béziers.
- Arkema** (under definition): Nouvelle-Aquitaine.
- Plastic Omnium** (under definition): Hauts-de-France.
- Elogen** (identified): Vendôme.

La France a inscrit le PIIEC au cœur de sa stratégie nationale hydrogène, et y consacrera plus de 3 Md€ de soutien public au travers du plan de relance et du plan d'investissement France 2030².

Il existe deux principaux modes de transport transfrontalier de l'hydrogène : les gazoducs d'hydrogène et les navires (source : IRENA op. cit.). La distance et le volume déterminent le mode le plus économique. Par exemple, les gazoducs constitueraient la solution la plus rentable pour les gros volumes et des distances allant jusqu'à 4 000 km (pour les gazoducs nouvellement construits), voire 8 000 km (pour les gazoducs réaffectés).

Ecodecision
conseil en environnement

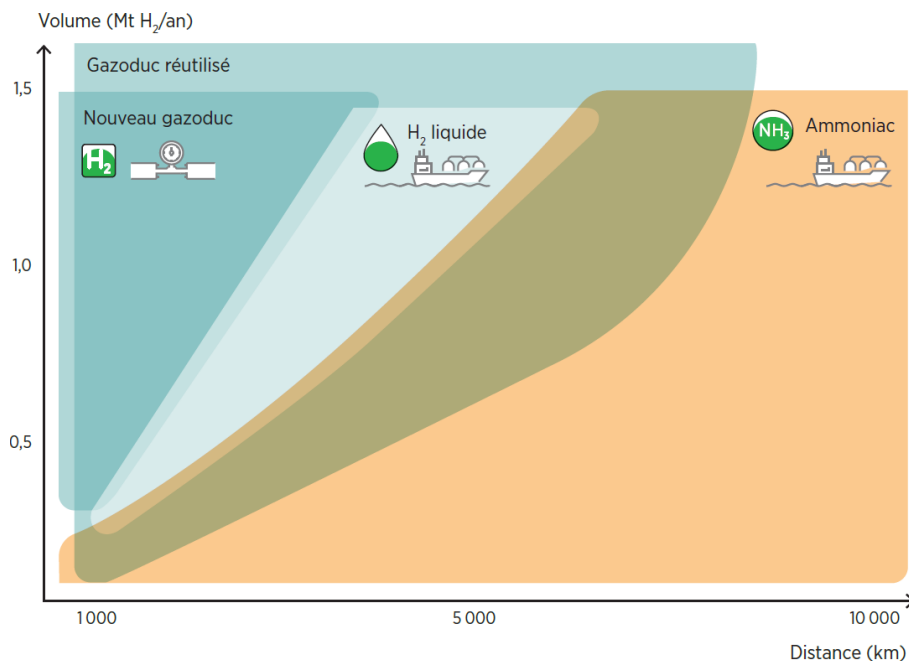


Figure 5 : Rentabilité des options de transport en fonction du volume et de la distance
(source : IRENA op. cit.)

Le transport de l'hydrogène par bateau est techniquement possible, lorsque les gazoducs ne sont pas envisageables et préférentiellement sous la forme d'un liquide plus dense en énergie. Il existe plusieurs vecteurs pour le transport de l'hydrogène par bateau (hydrogène liquide, liquides organiques porteurs d'hydrogène (LOHC)³, ammoniac), le plus prometteur étant l'ammoniac, déjà commercialisé à l'échelle internationale.

Une des orientations de la stratégie de développement de la mobilité propre de la PPE, notamment issues des Assises nationales de la mobilité, promeut le développement des véhicules à faible émissions (y compris fluviaux, maritimes et aériens) et l'amélioration de l'efficacité énergétique du parc en s'appuyant sur le marché des carburants alternatifs. Pour cela, les actions suivantes ont été définies :

- Accompagner ce développement par le déploiement d'infrastructures de distribution de carburants alternatifs : déploiement des bornes de recharge électriques (dont le droit à la prise) et des stations gaz (GNV) et hydrogène ;
- Promouvoir l'efficacité énergétique des transports fluviaux et maritimes domestiques et atteindre l'objectif de neutralité carbone en permettant le ravitaillement en carburants bas carbone dans tous les ports français et en facilitant la reconversion aux autres technologies bas carbone (batteries, biocarburants, hydrogène, voile etc.).

La loi d'orientation des mobilités adoptée le 19 novembre 2019 constitue le vecteur privilégié de mise en œuvre des actions de la stratégie de développement de la mobilité propre de la PPE.

³ Les LOCS ne sont pas indiqués sur la figure 5, mais sont bien transportés par bateau.

3.2.2.3. *Le stockage*

Rappelons que l'hydrogène n'est pas une source d'énergie, mais un « vecteur énergétique », et que l'énergie qu'il contient peut-être récupérée, soit en récupérant l'énergie libérée par sa combustion, soit par PAC.

L'enjeu du stockage de l'hydrogène reste majeur. Il est estimé que le stockage d'une énergie renouvelable variable sous forme d'hydrogène entraîne des pertes de conversion de 70 %⁴. Autrement dit, pour 100 unités d'électricité pour fabriquer de l'hydrogène, 30 unités d'électricité sont récupérées à la sortie d'une PAC.

Or, la PPE 2019-2028 identifie l'hydrogène et le « power-to-gas » comme des solutions de décarbonation à moyen/long terme. Le principe du power-to-gas se fonde sur la conversion d'une quantité d'électricité (d'origine renouvelable notamment) en hydrogène par le procédé d'électrolyse. Cette conversion est généralement évoquée dans des situations où la production d'électricité renouvelable serait excédentaire par rapport à la consommation, afin de permettre une valorisation du surplus d'électricité. Ces situations ne sont envisagées en France qu'à partir de 2035.

Afin de favoriser les infrastructures de recharge pour carburants alternatifs, la PPE affiche pour objectifs la construction de 100 stations de recharge d'ici 2023, et 400 à 1 000 stations d'ici 2028. Pour cela, elle a notamment pour ambition de :

- Faire réviser le cadre législatif et réglementaire concernant l'évolution de la technologie et de la maîtrise des risques des installations de ravitaillement à l'hydrogène de façon à en faciliter le déploiement et au pilotage des bornes de recharge électrique ;
- Encourager le développement des bornes électriques grâce à une baisse du coût du raccordement, au CITE (Crédit d'impôt pour la transition énergétique) et à une mobilisation des CEE (certificats d'économie d'énergie).

Elle fixe aussi comme mesure de soutenir le développement de systèmes compétitifs de production et de stockage d'hydrogène décarbonés et durables.

⁴ Véronique Lamblin, Hydrogène : une route encore longue. Futuribles n°444, septembre-octobre 2021.

3.2.3. Les usages

L'hydrogène peut être utilisé pour la fabrication de matières premières, mais surtout dans les processus énergétiques. Le schéma suivant présente les différents secteurs susceptibles d'utiliser de l'hydrogène.

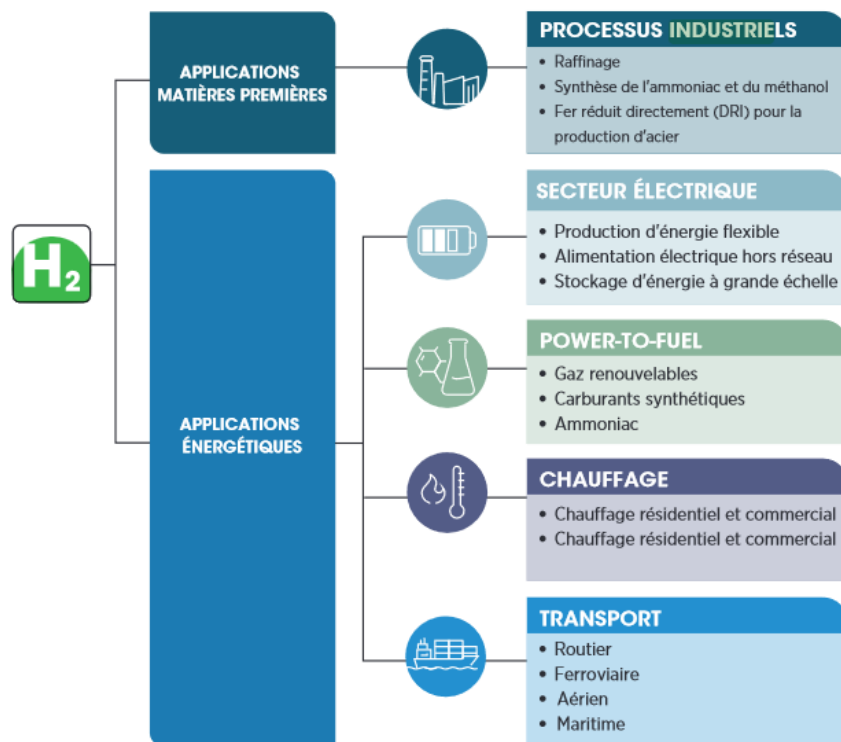


Figure 6 : utilisations potentielles de l'hydrogène propre (source : IRENA, op.cit.)

3.2.3.1. *La situation actuelle*

Dans l'industrie, l'hydrogène est très utilisé pour la production d'ammoniac pour engrais, la pétrochimie avec la désulfuration des carburants pétroliers, la production de méthanol, la sidérurgie.

L'hydrogène est utilisé dans le secteur des transports avec notamment des usages pour les véhicules utilitaires légers, les bus, les chariots élévateurs, les engins aéroportuaires, les avions et les navires.

- Pour les véhicules, l'hydrogène permettrait d'alimenter les véhicules lourds pour lesquels une batterie électrique n'est pas suffisante. L'hydrogène présente également l'avantage de pouvoir se recharger plus rapidement qu'un véhicule à batterie avec un plein pouvant être réalisé en 5 minutes. Les premiers véhicules fonctionnant à l'hydrogène sont apparus dans les années 1970, mais seuls trois constructeurs asiatiques (Honda, Toyota et Hyundai) proposent des voitures de ce type. Le parc mondial est actuellement estimé à 10 000 véhicules dont la majorité fonctionnent en mode hybride (voiture électrique avec un prolongateur d'autonomie par pile à combustible à hydrogène), permettant d'augmenter l'autonomie de la voiture de 80 kilomètres à 250-300 kilomètres.
- Pour les chariots élévateurs, l'avantage de l'hydrogène est qu'il permet de proposer un carburant non polluant dans des bâtiments qui sont essentiellement fermés.
- Pour le ferroviaire, l'Allemagne a inauguré en août 2022 la première ligne au monde fonctionnant entièrement à l'hydrogène avec 14 trains conçus par le groupe Alstom à Tarbes et assemblés en Allemagne⁵.
- Des avions électriques pourront être dotés de piles à combustible.

L'utilisation de l'hydrogène dans le secteur énergétique permettra de stocker l'électricité pendant les périodes de surproduction et d'alimenter en appoint le réseau avec des piles à combustible (PAC) de forte puissance.

3.2.3.2. *Les usages possibles*

Dans son rapport, l'IRENA précise, à juste titre, qu'il faut privilégier le développement de l'hydrogène dans les filières pour lesquelles il peut apporter la plus grande valeur et pour lesquelles il n'existe aucune alternative viable. La figure suivante présente les filières pour lesquelles l'utilisation de l'hydrogène reste une faible priorité et celles pour lesquelles la priorité de développement est élevée. La fabrication de produits chimiques et l'utilisation en raffineries sont considérées comme les deux filières les plus adaptées au regard de la maturité des solutions et de la possibilité de mettre en œuvre des applications centralisées.

⁵ <https://www.lefigaro.fr/voyages/premiere-mondiale-l-allemande-lance-une-flotte-de-trains-a-hydrogene-20220824>

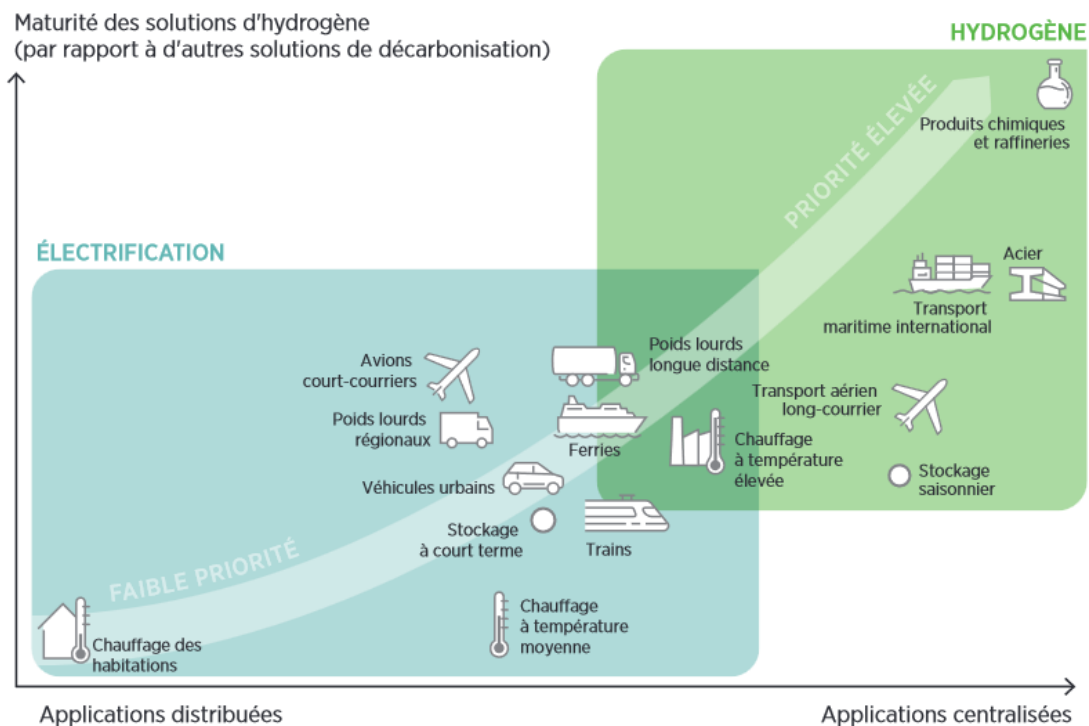


Figure 7 : priorités de la politique en matière d'hydrogène propre (source : IRENA op. cit.)

Au niveau national, la PPE 2019-2028 se fixe un certain nombre d'ambitions en matière de consommation dont :

- Mobiliser les institutions financières (financements privés et publics dont CDC, BPI) et standardiser les modèles de co-financement pour les projets de déploiements d'écosystèmes mutualisant, au niveau local, différents usages (mobilité, industrie, etc.) ;
- Mener avec tous les acteurs concernés une réflexion sur la simplification et l'harmonisation des procédures d'autorisation et d'homologation des bateaux et des solutions d'avitaillement en hydrogène associées.

Ces mesures devront permettre d'atteindre les objectifs d'augmentation de la consommation d'hydrogène suivants :

Tableau 2 : Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 2024-2028

	2023	2028
Démonstration de puissance <i>power-to-gas</i> (MW)	1 à 10	10 à 100
Taux d'incorporation d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel (%)	10%	20% à 40%
Véhicules utilitaires légers à hydrogène (nombre)	5 000	20 000 à 50 000
Véhicules lourds à hydrogène (nombre)	200	800 à 2 000

3.3. Obstacles au développement de la filière

Plusieurs obstacles sont d'ores et déjà mentionnés dans la littérature concernant le développement de la filière hydrogène. Le rapport de l'IRENA (op. cit.) mentionne les 7 obstacles suivants :

- Le coût : le coût global de l'hydrogène, notamment l'hydrogène vert, reste élevé par rapport aux énergies fossiles. En effet, outre le coût de production, les coûts de transport, de transformation et de stockage affichent des niveaux élevés. Ces coûts devraient cependant diminuer avec le développement de la filière et la réalisation d'économies d'échelle.
- La maturité technologique : certains éléments de la chaîne de valeur ne sont pas encore suffisamment développés pour permettre une production en grande série. Par exemple pour le commerce maritime, il n'existe qu'un seul prototype de navire capable de transporter de l'hydrogène liquide. Cependant, de grands projets ont été annoncés comme la construction de gigafactories (usines dotées d'une capacité de production de l'ordre du gigawatt) qui permettront la production à grande échelle d'électrolyseurs, notamment en Australie, Espagne, France, Inde, Italie, Norvège et Royaume-Uni.
- Le rendement : actuellement on observe de nombreuses pertes d'énergie tout au long du processus (production, transport, transformation et utilisation) qui ne permettent pas pour l'instant d'envisager une production à grande échelle.
- La quantité insuffisante d'électricité renouvelable : la production d'hydrogène à l'aide d'électrolyseurs pourrait consommer près de 21 000 TWh d'ici 2050, soit la production actuelle d'électricité dans le Monde (source : IRENA op. cit.). Cette production étant basée sur des énergies renouvelables, un goulot d'étranglement pour l'hydrogène vert pourrait survenir.
- L'incertitude politique et réglementaire : le déploiement de la filière hydrogène nécessitera un accompagnement politique et l'élaboration de réglementations.
- Les normes de certification : les normes actuelles ne sont pas adaptées à la filière hydrogène et il conviendra de mettre en place des systèmes institutionnalisés permettant de suivre la production et la consommation de toute forme d'hydrogène.
- Le manque d'infrastructures mises en place : les investissements peuvent sembler à l'heure actuelle trop risqués et seul l'accompagnement financier des états permettra à la filière de se développer.

Une enquête menée en 2021 auprès des membres de l'IRENA a permis d'évaluer les principaux obstacles à la mise en œuvre de politiques et de stratégies en faveur de l'hydrogène. Le schéma suivant présente les résultats de cette enquête et met en évidence l'importance du coût de production élevé pour l'hydrogène à faible teneur en carbone.

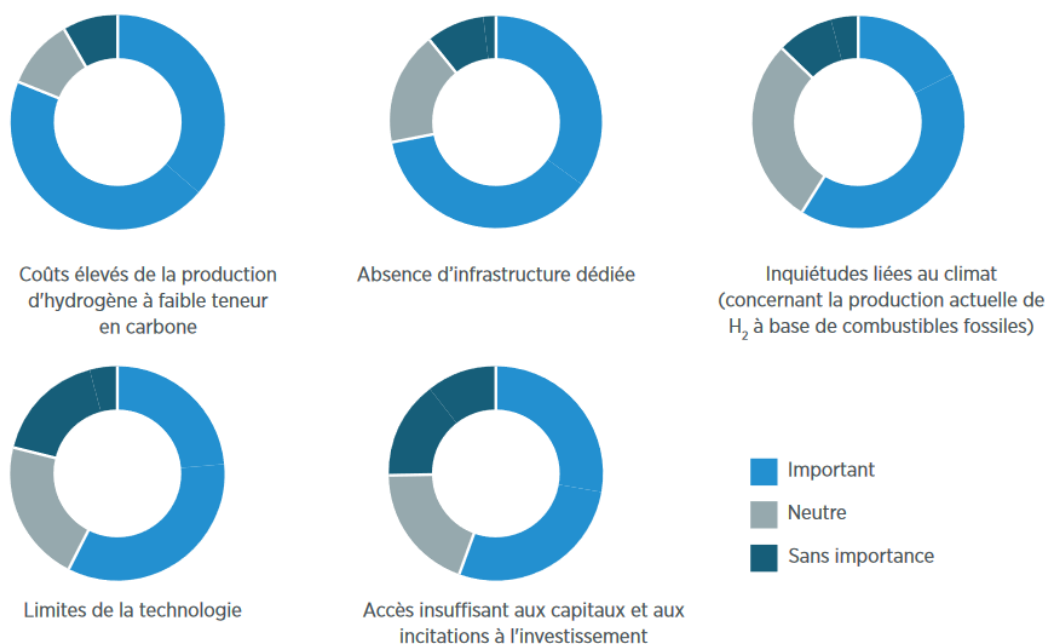


Figure 8 : Principaux obstacles perçus à la mise en œuvre de politiques et de stratégies en faveur de l'hydrogène (source : IRENA op.cit.)

Un obstacle qui est parfois évoqué est celui de la quantité de matière première nécessaire à la fabrication des électrolyseurs qui nécessite du nickel et du zirconium, tandis que les piles à combustible ont besoin de métaux appartenant au groupe du platine. La production d'hydrogène vert utilisera des technologies renouvelables telles que l'énergie solaire et éolienne dont la construction implique l'utilisation de minéraux.

Un dernier obstacle au développement de la filière hydrogène peut provenir de la sécurité liée à la production. En effet, l'hydrogène présente des propriétés spécifiques qui peuvent présenter des risques. Le rapport du CGEDD (op. cit.) énonce les risques suivants :

- gaz non toxique,
- gaz incolore et inodore, non facilement identifiable ;
- gaz très léger, donc se dispersant rapidement en milieu ouvert, mais s'accumulant dans les parties hautes des milieux fermés ;
- molécule H₂ de très petite taille, ce qui exige un soin particulier pour assurer l'étanchéité des canalisations ou réservoirs ;
- grande densité énergétique (dégagement de 120 MJ par kilogramme d'hydrogène brûlé), donc combustion vive dans l'air pouvant donner lieu à explosion ;
- combustion avec flamme très peu visible.

Ainsi, à chaque étape du processus de production, de transport, de stockage et de consommation, il conviendra de mettre en œuvre des normes de sécurité adaptées aux risques liés à l'inflammation et à l'explosion de l'hydrogène.

Un exemple d'analyse des risques dans le cas d'une fuite d'hydrogène est présenté ci-dessous :

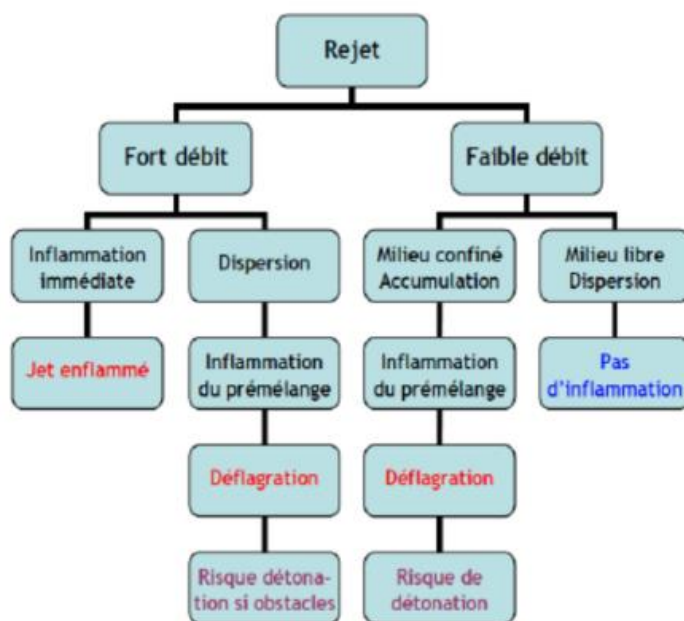


Figure 9 : analyse des risques d'une fuite d'hydrogène (source : CEA in rapport CGEDD sur la filière hydrogène-énergie)

3.4. Synthèse des éléments de contexte

Au regard de la situation du marché et des ambitions portées au niveau mondial, il apparaît clairement que la filière hydrogène va se développer à court/moyen terme, en particulier l'hydrogène vert, comme « vecteur énergétique » décarboné.

Au niveau européen et national, les politiques se sont dotées de stratégies (stratégie hydrogène pour l'Union européenne, stratégie nationale hydrogène à horizon 2030), de plan (plan hydrogène national de 2018), de programmation (Programmation Pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour la période 2019-2028) ayant pour objectif commun de promouvoir le développement de la filière hydrogène. La recherche et les porteurs de projets peuvent ainsi compter sur un panel d'outils d'accompagnement (Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI), Projet Important d'Intérêt Européen Commun (PIIEC) sur l'hydrogène « Hy2Tech ») et de soutien financier (Programme d'investissements d'avenir (PIA), Agence nationale de la recherche (ANR), Bpifrance, Ademe, Banque des Territoires, Crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE), certificats d'économie d'énergie (CEE)).

Les questions techniques liées à la production, au transport et au stockage de l'hydrogène, y compris l'hydrogène vert, ainsi que les questions de sécurité, peuvent être considérées comme pouvant être entièrement résolues à terme. En témoigne les nombreux projets en cours en France et l'utilisation déjà effective de l'hydrogène dans l'industrie, la pétrochimie, la production de méthanol, la sidérurgie, ou encore dans le secteur des transports.

Demain, l'hydrogène devrait occuper une place importante dans le secteur énergétique, permettant de stocker l'électricité pendant les périodes de surproduction notamment, et d'alimenter en appoint le réseau.

Toutefois, et malgré les politiques engagées et les moyens mis à disposition, des obstacles au déploiement de la filière existent toujours, notamment liés au coût qui reste élevé par rapport aux énergies fossiles, à la maturité technologique qui ne permet pas encore une production en grande série, aux pertes d'énergie, à la quantité insuffisante d'électricité renouvelable...

4. ELEMENTS TECHNIQUES ET SOCIO-ECONOMIQUES

4.1. Présentation des techniques de production d'hydrogène utilisant de l'eau

Cette partie de l'étude s'intéresse aux procédés de production d'hydrogène renouvelable et bas carbone, susceptible d'avoir un impact significatif sur la ressource en eau et/ou présentant un intérêt pour décarboner les secteurs particulièrement impactant en CO₂, comme l'industrie et la mobilité lourde.

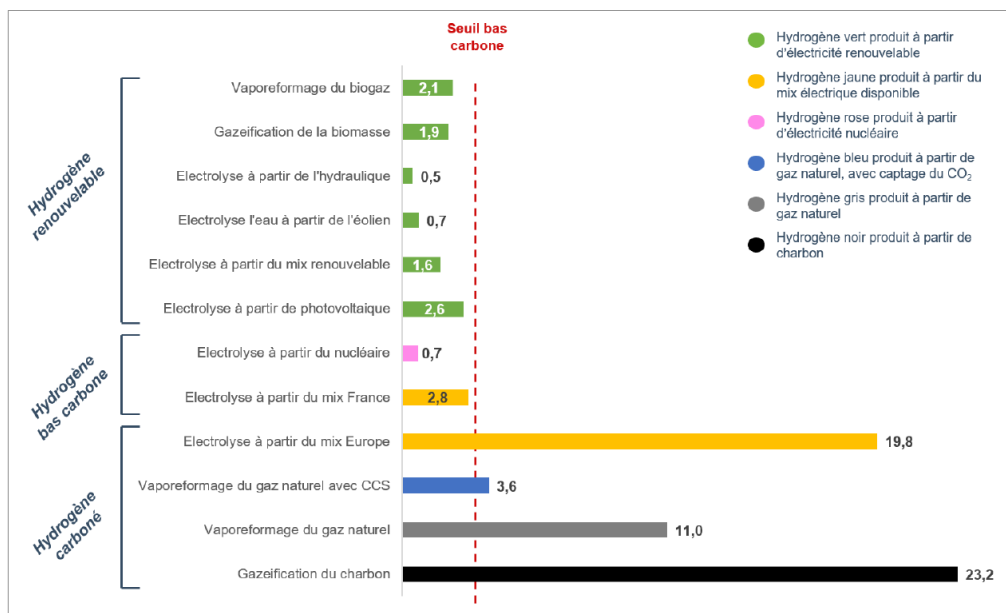


Figure 10 : Emissions de CO₂ par Tonne d'hydrogène produit (en tCO₂ / tH₂) (source : H2V – Le mémo n°1 (2022), Production d'hydrogène : quel impact en CO₂ ?)

Les trois techniques de production d'hydrogène ainsi étudiées sont :

- L'électrolyse de l'eau pouvant utiliser différentes sources d'énergie (énergie renouvelable, nucléaire, réseau électrique). Cette technique consiste à faire passer un courant électrique entre deux électrodes : l'électricité va dégager de l'oxygène au niveau de l'anode et de l'hydrogène au niveau de la cathode ;

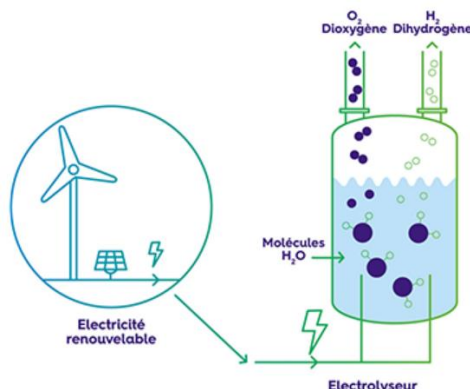


Figure 11 : Schéma du processus de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau à partir d'énergie renouvelable (source : www.terega.fr)

- Le vaporeformage alimenté par du biométhane (biogaz) avec valorisation possible du carbone. Cette technique consiste à exposer un biogaz à de la vapeur d'eau chauffée à haute température (700 – 1000 °C) à des pressions modérées (15 -30 bars), pour lui faire libérer l'hydrogène qu'il contient. Elle peut se présenter selon les grandes étapes suivantes (source : PHAN Thanh Son (2020). Élaboration, caractérisation et mise en œuvre d'un catalyseur dans le reformage du biogaz en vue de la production d'hydrogène vert. Thèse) :
 - Élimination du H_2S et des composés soufrés du biogaz afin d'éviter l'empoisonnement du catalyseur ;
 - Génération de la vapeur d'eau à partir d'eau déminéralisée, notamment en utilisant le biogaz comme combustible ;
 - Reformage catalytique à la vapeur d'eau (vaporeformage) : réaction du méthane avec la vapeur d'eau dans un réacteur chauffé à haute température (en partie en utilisant le biogaz comme combustible) permettant d'obtenir le syngas (mélange riche en CO et H_2) ;
 - Refroidissement du syngas et conversion en un mélange de gaz riche en H_2 et CO_2 par la vapeur d'eau ;
 - Purification du mélange pour obtenir en sortie de l'hydrogène pur et du gaz de purge. Selon le procédé, le CO_2 peut également être séparé, et le gaz de purge peut être utilisé comme combustible afin de fournir de la chaleur au reformage.

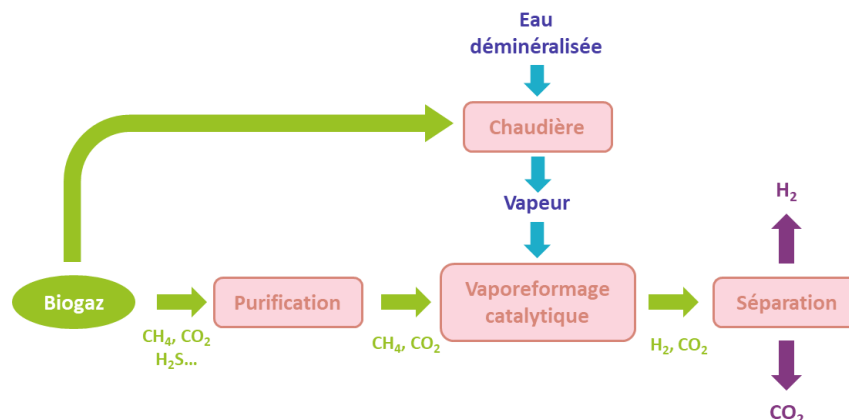


Figure 12 : Schéma du processus de production d'hydrogène par vaporeformage de biogaz (d'après un schéma de : VEOLIA. Source : Vaporeformage : production d'hydrogène vert par reformage de biogaz de station d'épuration pour l'alimentation d'un écosystème local de mobilité. Essais de la STEP de l'Almanarre – présentation aux journées techniques Eau et Déchets INSA TOULOUSE 2022)

- La gazéification alimentée par de la biomasse, chauffée à haute température, en présence de peu d'oxygène, pour qu'elle libère l'hydrogène présent. Elle permet la conversion de la biomasse solide en un mélange gazeux, appelé gaz de synthèse ou syngas, principalement constitué de CO , H_2 , CO_2 , H_2O et CH_4 et d'autres hydrocarbures légers (source : Irina Carlesi (2012), Thèse – Etude d'un procédé de gazéification de biomasse en ambiance plasma sur bain de verre). Une étape de purification du mélange permet ensuite d'obtenir en sortie de l'hydrogène pur. Selon le procédé, la

gazéification peut précéder une étape de pyrolyse (ou thermolyse⁶), qui consiste à chauffer la biomasse à des températures plus faibles, sans oxygène, permettant sa conversion en une phase liquide, gazeuse et solide (sous-produit).

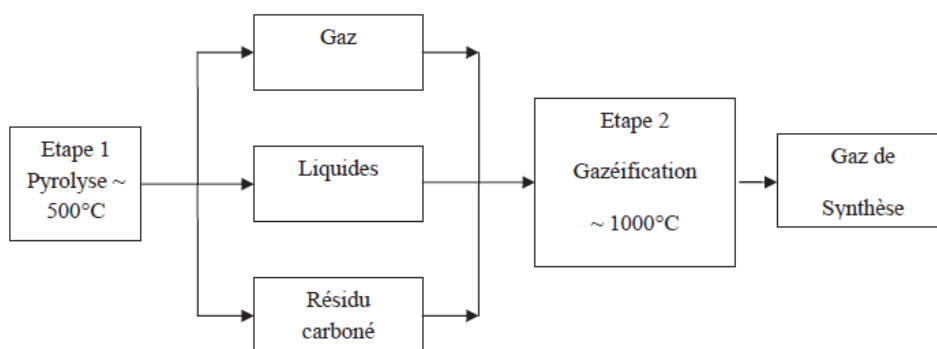


Figure 13 : Etapes de la gazéification (source : BASSIL Georgio (2012). Gazéification de la biomasse : élimination des goudrons par lavage, étude expérimentale et modélisation. Thèse)

Sachant que l'électrolyse de l'eau est identifiée comme technologie principale de production d'hydrogène à venir :



Figure 14 : Evolution des volumes d'hydrogène produits envisagés et ventilés par technologie (source : IRENA op. cit.)

L'objectif est de caractériser, pour chacune de ces trois techniques de production d'hydrogène :

- Les infrastructures et conditions nécessaires à la production et à la distribution de l'hydrogène :
 - Les infrastructures en amont de la production nécessaires pour l'approvisionnement ;
 - Celles nécessaires pour la production ;

⁶ Le terme de « thermolyse » est fréquemment utilisé. Il désigne une pyrolyse où la chaleur nécessaire aux réactions est apportée par une source extérieure à la charge à pyrolyser (source : <https://expertises.ademe.fr/economie-circulaire/dechets/passer-a-l'action/valorisation-energetique/dossier/pyrolyse-gazeification/principes-pyrolyse-gazeification>)

- Celles en aval intégrant le stockage, le transport et la mise à disposition des utilisateurs. Ces derniers devraient être identiques pour chaque procédé puisque la distribution est indépendante du processus de production ;
 - Le matériel nécessaire pour chaque procédé de fabrication et les coûts d'investissement associés ;
 - Les intrants nécessaires pour la production :
 - Bois, résidus de cultures, combustibles solides de récupération, boues des STEP séchées... pour la gazéification,
 - Matières organiques végétales et animales pour la biomasse,
 - Eau pour l'électrolyse.
 - La qualité de l'eau requise par chaque technologie et les éventuels traitements préalables ;
 - Les modalités pour le rejet des eaux utilisées ;
 - Les sous-produits résultant de chaque procédé, leur mode de gestion et leur valorisation économique éventuelle ;
 - L'origine de l'énergie utilisée pour l'électrolyse : énergie solaire, éolienne, hydroélectricité.
- Les coûts de production de l'hydrogène et les emplois directs, indirects (par les fournisseurs d'intrants, les filières de valorisation des sous-produits et les fournisseurs d'énergie), et induits (grâce aux dépenses des salariés de ces usines dans le tissu économique) pouvant être générés ;

Pour obtenir les données nécessaires à la réalisation de ces étapes, une analyse bibliographique a été menée. Les résultats ont également été étayés par une série d'entretiens réalisés auprès de différents interlocuteurs :

Tableau 3 : Liste des contacts pris dans le cadre des entretiens lors de la caractérisation des techniques de production d'hydrogène utilisant de l'eau

Structure	Contact	Fonction	Réponse
AESN	Théophile CLERC		Entretien réalisé
ADEME	Loïc ANTOINE	Hydrogène – Electrolyse – Power-to-X – Infrastructures – Prospective Direction Entreprises et Transitions Industrielles / Service Industrie	Entretien réalisé
BRGM	Yvan CABALLERO	Hydrogéologue	Pas compétent pour échanger sur ces questions
	Sandra LANINI	Hydrogéologue	Aucun retour
	Emilie LENOIR	Assistante d'Unité D3E	Aucun retour
	Jean-Christophe MARECHAL	Responsable de l'unité Nouvelles Ressources en Eau et Economie Direction de l'Eau, Environnement, Procédés et Analyses	Transfert vers : Francis CLARET
	Francis CLARET	Responsable d'unité	Aucun retour
IDDRI (Institut du développement durable et des relations internationales)	Ines BOUACIDA	Chercheuse, Climat et Énergie	Indisponible pour répondre aux questions. Cf. résultats des recherches dans les publications Iddri
	Nicolas BERGHMANS		Aucun retour
Qair Energy (projet HYD'OCC)	Stéphane ARNOUX	Directeur du Pôle Ingénierie & Process Hydrogène - Qair France / Directeur Général Hyd'Occ / Délégué Régional France Hydrogène Occitanie	Entretien réalisé
	Pierre-Brice VALERIO	Ingénieur	Entretien réalisé
	Julien MARQUETTE	Chef de projet - Usages Hydrogène	Entretien réalisé
Hynamics	Philippe FOLLET	Responsable Développement Territorial H2 Grand Est & BFC	Aucun retour
Lhyfe	Myriam Jendoubi		Transfert vers : Antoine DECOUT
	Antoine DECOUT	En charge du développement de l'hydrogène chez Lhyfe sur le quart Sud-Est	Aucun retour
Engie	Mathieu CHARBONNIER	Pôle de solutions et mobilité durable Grandes Infrastructures & Mobilités	Entretien réalisé
Région Sud	ROBART-MAUGIS Delphine	Chargée de l'OIR Energies de Demain Direction du Développement Economique Durable et de l'Innovation	Entretien réalisé

A noter que la grande majorité des éléments recueillis dans la bibliographie et lors des entretiens traitent de la production d'hydrogène par électrolyse, en cohérence avec les ambitions de développement de la filière. En parallèle, la filière hydrogène étant en phase d'industrialisation, les informations disponibles sont susceptibles d'évoluer et les projections restent donc difficiles à faire.

Tableau 4 : Niveau d'informations disponibles spécifiques à une technologie et stabilité de l'information

		Électrolyse de l'eau	Vaporeformage de biométhane	Gazéification de biomasse
Descriptif du processus de production	Matériel nécessaire			
	Intrants nécessaires pour la production			
	Impacts sur la ressource en eau			
	Sous-produits éventuels			
Autres besoins en infrastructures et conditions nécessaires au déploiement (stockage, transport, etc.)				
Impacts socio-économiques	Coûts de production			
	Emplois			
Calendrier des projets				

Niveau	Très faible	Faible	Moyen
--------	-------------	--------	-------

4.2. Besoins en infrastructures et conditions nécessaires au déploiement

Les documents (y compris les documents spécifiques à un projet – étude d'impact sur l'environnement et la santé par exemple) traitants des infrastructures et conditions nécessaires à la production et à la distribution de l'hydrogène traitent essentiellement de l'électrolyse de l'eau, lorsque les éléments ne sont pas présentés sans distinction de la technique de production. Il en est de même pour les retours des acteurs interrogés lors de cette phase. En l'absence d'indication contraire ou spécifique, nous pouvons considérer que les infrastructures et conditions sont de même nature que pour l'électrolyse et/ou qu'elles ne sont pas un enjeu majeur pour le vaporeformage ou la gazéification.

4.2.1. Infrastructures

4.2.1.1. Les électrolyseurs

Pour produire de l'hydrogène par électrolyse, trois technologies sont disponibles : l'électrolyseur alcalin, l'électrolyseur PEM et l'électrolyseur haut-température (source : France Nature Verte (2023), Accélérer le déploiement de l'hydrogène, clé de voûte de la décarbonation de l'industrie – Dossier de presse février 2023) :

- L'électrolyseur alcalin, le plus répandu des trois (technologie plus mature, déploiement à échelle industrielle possible, peu coûteux). Cependant, ce type d'électrolyse est moins adapté en cas d'intermittence de la production électrique à partir d'énergies renouvelables ;
- L'électrolyseur à membrane électrolyte polymère (PEM) utilise une membrane solide comme électrolyte et fonctionne de la même manière qu'une pile à combustible. Son coût est plus élevé, mais offre une solution adaptée aux sources d'énergie intermittentes ;
- L'électrolyseur à haute température qui permet d'obtenir des rendements bien supérieurs aux électrolyses PEM ou alcaline (de l'ordre de 90% contre 60 à 77%). Cette méthode permet de se passer de matériaux rares et de réduire la consommation d'énergie donc de diminuer les coûts.

La croissance rapide de l'hydrogène sous-tendra la demande croissante de nickel et de zirconium pour les électrolyseurs et de métaux du groupe du platine pour les piles à combustible (source : IRENA op. cit.). A noter également que les électrolyseurs alcalins reposent sur des matériaux généralement considérés comme non critiques, contrairement aux électrolyseurs PEM et aux électrolyseurs à oxyde solide. Le platine et l'iridium (non substituables), utilisés dans les électrolyseurs PEM, sont deux des métaux les plus rares et les plus générateurs d'émissions de gaz à effet de serre au monde. De plus, leur production est également très concentrée, l'Afrique du Sud fournissant plus de 70% du platine et plus de 85% de l'iridium du monde.

4.2.1.2. Les réservoirs de stockage

L'hydrogène est communément stocké dans des bouteilles en acier (sous forme liquide ou gazeuse), permettant notamment son transport routier ou ferroviaire (source : France Hydrogène (2021), Mémento de l'Hydrogène. FICHE 4.2). C'est ce type de réservoir qui peut équiper les véhicules automobiles. Dans le cas des stations de distributions d'hydrogène, de plus grandes capacités de stockage sont nécessaires. C'est pour répondre à ce besoin que le stockage souterrain est étudié.

Le stockage est nécessaire si l'usine prévoit des arrêts de production et leur capacité sera fonction des puissances de production (source : ADEME).

Dans le cadre du projet HYD'OCC par exemple, située à Port la Nouvelle (11), deux types de réservoirs de stockage tampon de l'hydrogène sont prévus (source : QAir (2022), Dossier de demande d'Autorisation Environnementale – Etude d'Impact sur l'Environnement et la Santé. Projet HYD'OCC et son raccordement au réseau public de transport) :

- Le gazomètre, réservoir utilisé comme capacité tampon positionnée en sortie de production d'électrolyse ;
- Les buffers, bouteilles cylindriques en acier assemblées à l'intérieur de cadres métalliques.

Ces réservoirs serviront à réguler le flux d'hydrogène avant transfert vers les conteneurs de stockage envisagés pour le transport de l'hydrogène.



Figure 15 : Exemple de remorque équipée des réservoirs contenus dans un conteneur (source : QAir (2022), Dossier de demande d'Autorisation Environnementale – Etude d'Impact sur l'Environnement et la Santé. Projet HYD'OCC et son raccordement au réseau public de transport)

Une autre voie possible est le stockage en cavités souterraines. Quatre procédés ont été identifiés ⁷ :

- En cavités salines (procédé le plus simple aujourd'hui), nécessitant un lessivage à l'eau douce ou d'eau à faible teneur en sel (envisagé dans le cadre du projet porté par Geomethane à Manosque (04)) ;
- A l'intérieur d'une roche poreuse, dans un gisement de pétrole ou de gaz épuisé, ou dans un aquifère, sous forme pure ou de mélange hydrogène-méthane ;

⁷ <https://www.geostockgroup.com/quatre-procedes-pour-stocker-de-grandes-quantites-hydrogene/>
EcoDecision conseil en environnement

- Sous terre en le convertissant en un vecteur liquide, tel que l'ammoniac, qui peut ensuite être stocké dans une cavité rocheuse avec revêtement ;
- Dans une cavité rocheuse avec revêtement, sous forme gazeuse ou liquide (envisagé dans le cadre du projet porté par GEOGAZ à Martigues (13)).

4.2.1.3. Les stations de distribution

En sortie d'usine de production, lorsque l'hydrogène n'est pas directement utilisé pour la fabrication de matières premières dans l'industrie (raffinage, production d'engrais à partir d'ammoniac, fabrication d'acier, etc.), des stations de distribution d'hydrogène pourront être présentes.

A l'image du projet « H2 NFC » de station hydrogène, situé à Danjoutin (90)⁸, qui permet dès à présent la production d'hydrogène renouvelable par électrolyse et l'alimentation d'une flotte de bus à hydrogène. Le projet a également vocation à distribuer l'hydrogène aux industriels et entreprises du territoire.

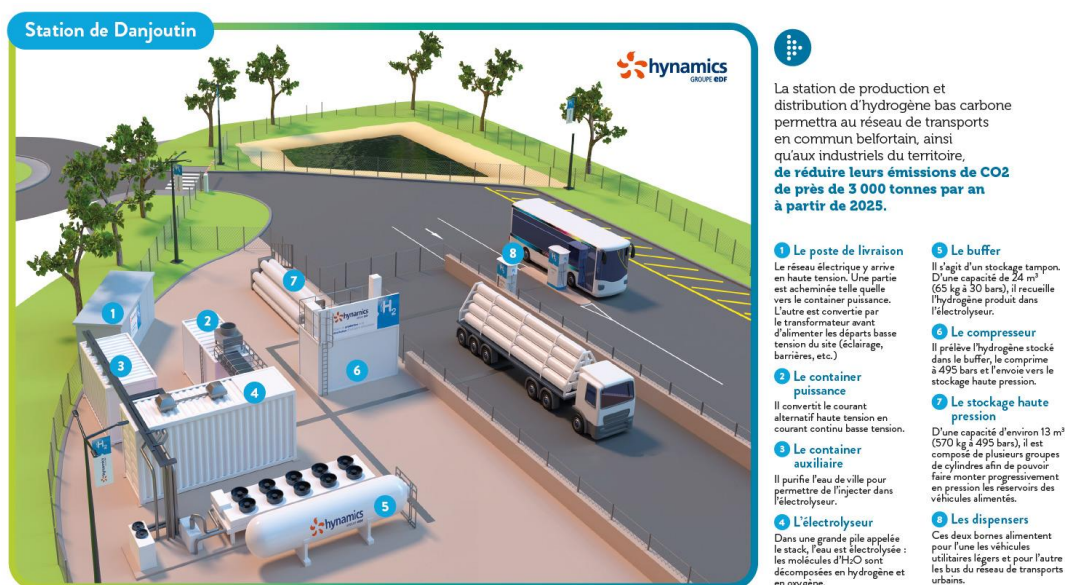


Figure 16 : Station de Danjoutin (source : <https://www.optymo.fr/bus/bus-a-hydrogene/>)

L'hydrogène pourra également être acheminé aux stations de distribution. Le développement des moyens de transport (d'abord par poids lourd, puis ferroviaire et/ou maritime) suivra l'augmentation de la demande en hydrogène, tendant vers des mobilités optimisées du point de vue des quantités transportées et des émissions de gaz à effet de serre générées par kg d'hydrogène transporté.

4.2.1.4. Les voies de transport

⁸ <https://www.territoire-de-belfort.gouv.fr/Actions-de-l-Etat/Economie-Entreprise-Emploi/Le-plan-d-investissement-France-2030-PIA/Developpement-de-la-filiere-hydrogene/CP-La-phase-2-du-projet-H2-NFC-validee-et-soutenue-par-l-Etat-a-hauteur-de-5-millions-d-euros>

Deux principaux modes de transport transfrontalier de l'hydrogène ont été précédemment identifiés : les gazoducs d'hydrogène et les navires (source : IRENA op. cit.), dont la distance et le volume déterminent le mode le plus économique. A l'image du stratégique projet de pipeline « BarMar »⁹ qui reliera Barcelone à Marseille, en passant sous la Méditerranée. Ce futur pipeline devrait transporter 10% de la consommation européenne d'hydrogène et pourra se prolonger vers les pays du Nord.

Au niveau national et européen, la distribution d'hydrogène est déjà pratiquée via un réseau de pipelines et par transport routier ou ferroviaire, le transport par voie maritime restant encore à l'étude (source : France Hydrogène (2021), Mémento de l'Hydrogène. FICHE 4.1. Le transport d'hydrogène).

A noter également que l'hydrogène pourra être injecté dans le réseau de transport du gaz naturel existant, mélangé au méthane (source : Bouacida, I. (2022). Le paquet gaz européen au regard des enjeux post-invasion de l'Ukraine. Iddri, Document de propositions N°07/22.).

4.2.1.5. Les autres équipements des usines

D'autres équipements seront à prévoir, notamment selon la nature et la qualité de l'eau qui approvisionnera les usines de production d'hydrogène, selon le système de refroidissement :

- Equipements de traitement de l'eau,
- Equipements de dessalement pour les projets qui s'approvisionneront en eau de mer,
- Equipements de traitement des effluents liquides avant rejets dans le milieu naturel ou dans le réseau de collecte des eaux usées,
- Système de refroidissement fonctionnant à sec ou à eau (en circuit ouvert ou fermé).

⁹ https://www.bfmtv.com/economie/replay-emissions/la-france-a-tout-pour-reussir/zoom-sur-bar-mar-le-mega-projet-de-pipeline-sous-marin-de-transport-d-hydrogene_VN-202302030522.html

LE CYCLE DE L'EAU DANS L'USINE DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE VERT

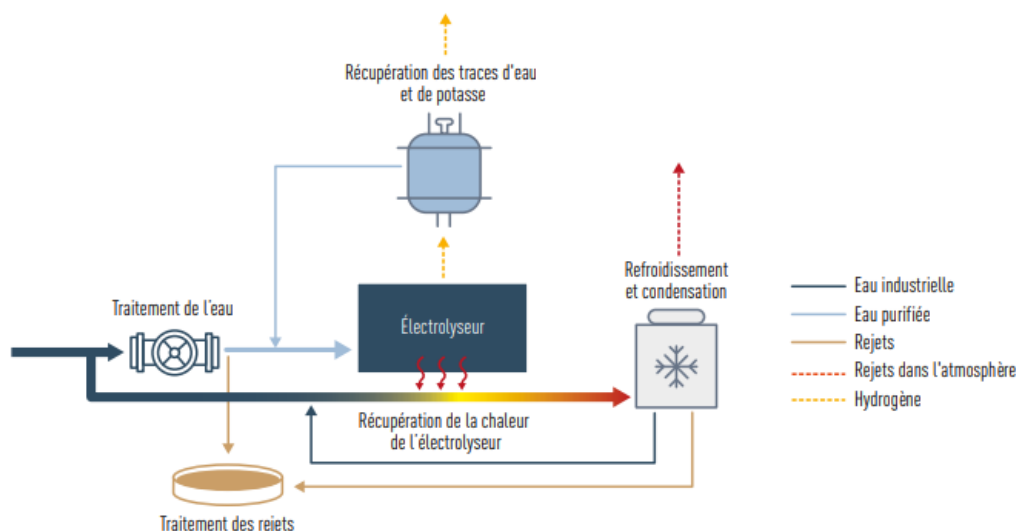


Figure 17 : Schéma du cycle de l'eau dans l'usine de production d'hydrogène vert H2V Normandy (source : H2V (2020), Synthèse de l'étude d'impact : la gestion de l'eau)

4.2.2. Intrants

4.2.2.1. L'eau

Plusieurs informations quantitatives et qualitatives ont pu être recueillies en concernant les besoins en eau associés à la production d'hydrogène :

- Pour l'électrolyse conventionnelle, une eau de qualité pure est nécessaire, sachant qu'il est estimé que pour 10L d'eau déminéralisée, permettant de produire environ 1kg d'hydrogène, il faut 20L d'eau. Néanmoins, une qualité standard, voire industrielle, est suffisante pour les autres technologies d'électrolyse ;
- La désalinisation d'eau de mer pour l'électrolyse est également un procédé étudié. La technique pourrait se développer pour les plus gros projets à prévoir avec l'avantage d'un accès au transport par voie maritime facilité. Néanmoins, les coûts de ce type d'installation sont encore élevés et l'impact de la saumure n'est pas encore connu à ce jour ;
- Suivant la technologie d'électrolyse considérée, un prélèvement maximum de l'ordre de 20L d'eau par kilogramme d'hydrogène produit est nécessaire, dont 9L de consommation nette (source : France Hydrogène (2023), Fact checking. Produire massivement de l'hydrogène par électrolyse va-t-il créer un stress hydrique ?), soit 45% du volume prélevé ;
- Selon l'ADEME, pour ce qui est du vaporeformage de biométhane, il faut entre 5 et 6L d'eau déminéralisée par kg d'hydrogène, et la production d'hydrogène par gazéification de biomasse ne demande pas d'eau en quantité importante ;
- Viennent également s'ajouter les volumes additionnels, notamment pour le refroidissement des usines/installations, variables selon le procédé de production et

la source d'énergie primaire. Ces volumes additionnels sont néanmoins restitués au milieu après traitement (resp. en dehors de l'eau des systèmes de refroidissement évaporée au niveau des cheminées de refroidissement) si l'installation est en circuit fermé (resp. en circuit ouvert).

Les besoins en eau pour la production d'hydrogène sont développés plus en détail dans la partie sur les impacts sur la ressource en eau.

4.2.2.2. *L'électricité pour l'électrolyse*

L'électricité en volume important est essentielle au processus d'électrolyse, pour permettre la dissociation de l'hydrogène et de l'oxygène de l'eau (processus appelé craquage de l'eau), composant la molécule d'eau H₂O.

Pour s'approvisionner en électricité, à défaut de source autonome d'électricité, les usines de production doivent se raccorder au réseau public, en souscrivant à des contrats d'achat d'électricité verte pour que l'hydrogène soit considéré comme renouvelable. Les usines pourront également s'équiper de leur propre parc de production d'énergie renouvelable.

A titre d'exemple, pour l'usine du projet HYD'OCC, d'une capacité de 46,5 MWe pour un débit d'hydrogène d'environ 650 kg/h, assurée par électrolyse de l'eau, un raccordement au réseau RTE, pour une puissance de 25 MW, puis de 60 MW, est prévu. La fourniture de l'électricité sera en totalité de sources renouvelables (source : QAir (2022), Dossier de demande d'Autorisation Environnementale – Etude d'Impact sur l'Environnement et la Santé. Projet HYD'OCC et son raccordement au réseau public de transport) :

- Par autoconsommation en raccordement direct à des parcs de production d'énergie renouvelable (panneaux photovoltaïques sur les bâtiments administratifs d'Hyd'OCC et au sol sur la commune de Port-La Nouvelle),
- Par acquisition de la production d'électricité de plusieurs projets de centrales photovoltaïques locales, au travers de contrat d'achat d'électricité à long terme (PPA – Power Purchase Agreement), assurant une fourniture d'électricité verte.

L'énergie électrique requise est typiquement de l'ordre de 50 kWh par kilogramme d'hydrogène produit par électrolyse (pour un rendement de 66%) à 70 kWh ou plus (source : Durville J-L. et al. (2015), Filière hydrogène-énergie). Selon France Hydrogène, la production d'hydrogène par électrolyse consomme 55 kWh/kg (source : France Hydrogène (2021), Mémento de l'Hydrogène. FICHE 3.5).

Si l'électrolyse requiert un dessalement de l'eau, une surconsommation d'électricité est à prévoir. La méthode par osmose inverse par exemple (procédé majoritaire aujourd'hui), consomme entre 2,5 et 3 kWh par m³ d'eau dessalée (source : Marc-Antoine Eyl-Mazzega et Élise Cassignol, « Géopolitique du dessalement d'eau de mer », Études de l'Ifri, Ifri, septembre 2022).

4.2.2.3. *Le biométhane pour le vaporeformage*

Le biogaz, dont le biométhane, est produit par la décomposition de matériaux organiques dans un milieu contenant peu ou pas d'oxygène (source : PHAN Thanh Son (2020). Élaboration, caractérisation et mise en œuvre d'un catalyseur dans le reformage du biogaz en vue de la production d'hydrogène vert. Thèse). Ce procédé naturel a lieu dans un bioréacteur qui peut être alimenté par différentes sources de biomasse et biorésidus (déchets agricoles, déchets solides de municipalités, eaux usées etc.). A l'échelle industrielle, le biogaz est principalement utilisé pour l'injection au réseau de gaz de ville et par combustion pour la production d'électricité et de chaleur.

La valorisation du biométhane est l'objectif principal du projet VABHYOGAZ, dans lequel s'inscrit le projet pilote de Veolia, situé à l'Almanarre (83)¹⁰. Le procédé permet de produire 10 kg par jour d'hydrogène à partir de 4 m³/h de biogaz issu de la valorisation des boues de traitement des eaux usées.

4.2.2.4. *La biomasse pour la gazéification*

La biomasse pour la gazéification peut être de différentes origines : résidus de bois et de cultures, fumiers de volailles, résidus de l'industrie agro-alimentaire, combustibles solides de récupération (CSR), pneus usagés, boues d'épuration¹¹...

A titre d'exemple, le projet HYNOVERA, porté par Hy2Gen, à la Gardanne (13)¹², qui prévoit de produire des carburants renouvelables à partir de biomasse forestière et d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau, estime la production d'hydrogène à : 12 000 T/an en phase 1, 18 000 T/an en phase 2. Cette production sera intégralement consommée par les procédés de synthèse de carburant. En plus de l'eau et l'électricité pour l'électrolyse, les besoins pour la gazéification sont de 500 T/jour en phase 1, 750 T/jour en phase 2 de biomasse forestière.

A titre de comparaison, la filière de gestion de la forêt et du bois en région PACA exporte chaque année 55 148 tonnes de bois¹³.

¹⁰ <https://www.metropoletpm.fr/actualites/de-l-hydrogene-vert-produit-a-station-d-epuration-de-l-almanarre>

¹¹ <https://www.terega.fr/nos-activites/hydrogene/la-production-dhydrogene-un-enjeu-pour-la-transition-energetique>

¹² <https://concertation.hynovera.fr/le-projet-hynovera/>

¹³ <https://refrance.fr/hydrogene-vert-meyreuil-hy2gen/>

4.2.3. Sous-produits

4.2.3.1. *L'oxygène issu de l'électrolyse*

Le sous-produit de la production d'hydrogène par électrolyse est l'oxygène qui peut être utilisé à petite échelle dans le secteur de la santé ou à plus grande échelle dans des procédés industriels (source : IEA (2019), The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities).

4.2.3.2. *Le CO₂ issu du vaporeformage*

Le sous-produit de la production d'hydrogène par vaporeformage est le CO₂.

A l'instar du projet pilote de Veolia à l'Almanarre (83), le CO₂ produit est valorisé par un pilote de production d'algues qui l'utilisent pour se développer. Ces algues pourront être valorisées et transformées, par exemple, en alimentation animale.

4.2.3.3. *Le biochar issu de la gazéification*

Selon le procédé, le sous-produit issu de la gazéification est un résidu carboné, le « biochar » (ou « coke », ou « char »), qui peut ensuite être valorisé sur les terres agricoles afin d'augmenter les rendements agricoles.

4.3. Dimensions socio-économiques

4.3.1. Coûts de production

Les techniques de production d'hydrogène étudiées étant relativement récentes, les coûts de production proposés dans la littérature varient.

Le coût de production d'hydrogène dépend de la technologie, de la capacité de production, de la durée de fonctionnement. Pour l'électrolyse, il dépend en grande partie du coût de l'électricité, qui peut représenter jusqu'à 70 % du coût total (source : France Hydrogène (2022), Parlons hydrogène ! Tout savoir (ou presque) sur l'hydrogène).

Le tableau ci-dessous synthétise les fourchettes de prix trouvées dans la documentation consultée et indiquées lors des entretiens.

Tableau 5 : Comparaison des coûts de production d'hydrogène selon la technologie

Technologie D'après :	Électrolyse de l'eau	Vaporeformage de biométhane (ou gaz naturel)	Gazéification de biomasse
France hydrogène ¹⁴	7 - 8 €/kgH ₂ 3 - 4 €/ kgH ₂ (en conditions favorables) Jusqu'à 14 €/kgH ₂	1,5 - 4 €/kgH ₂	-
QAIR Energy ¹⁵	4 - 6 €/kgH ₂	1,5 - 2 €/kgH ₂	-
MTES ¹⁶	4 - 5 €/kgH ₂ * 2,5 - 3,5 €/kgH ₂ à l'horizon 2030	-	-
ADEME	3 - 5 €/kgH ₂	1,5 - 3 €/kgH ₂	-
Assemblée Nationale ¹⁷	-	-	2 - 6 €/kgH ₂ < 5 €/kgH ₂ **

* Pour une durée d'utilisation de l'ordre de 4 000 à 5 000 heures/an et un coût de l'électricité autour de 50 €/MWh.

** Coût associé aux premières unités de production d'hydrogène par thermolyse de biomasse à Strasbourg, de l'entreprise Haffner Energy.

Selon l'ADEME, le prix est également fonction des taxes, sachant que plus l'usine est grosse, moins les taxes sont élevées.

En cas d'approvisionnement en eau à partir d'eau de mer, un surcoût important est à prévoir pour le dessalement, lié à la quantité importante d'électricité nécessaire.

Quel que soit le procédé, le coût de production de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone est prévu à la baisse.

¹⁴ France Hydrogène (2022), Parlons hydrogène ! Tout savoir (ou presque) sur l'hydrogène

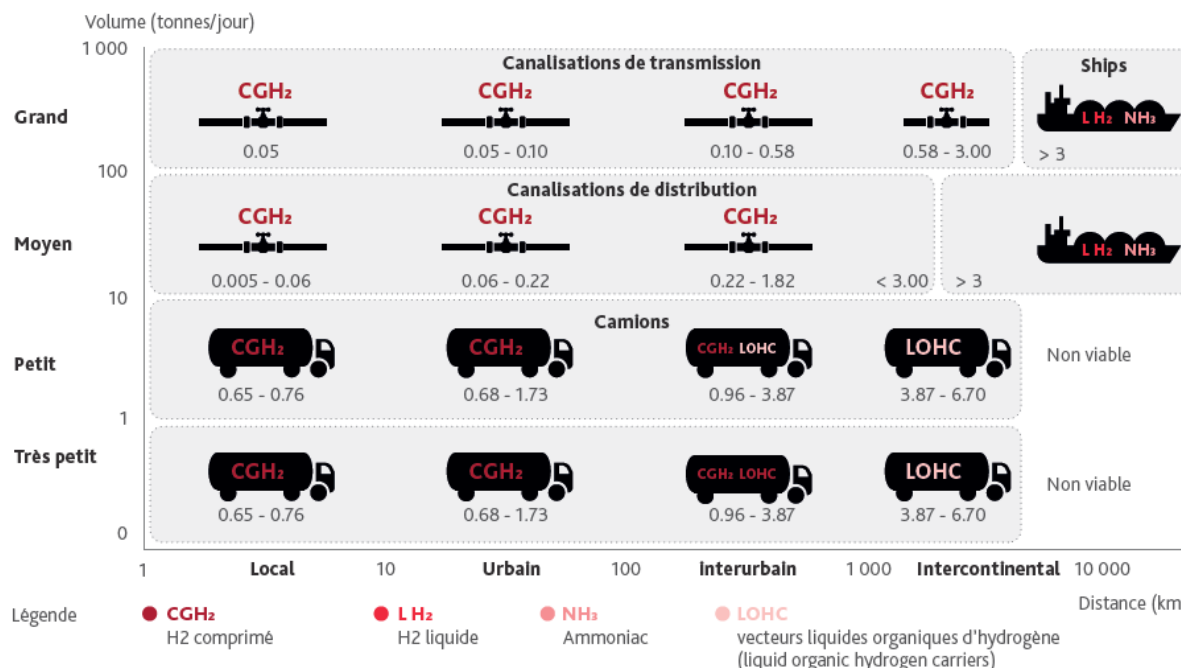
¹⁵ QAIR (2022), Dossier de demande d'Autorisation Environnementale – Etude d'Impact sur l'Environnement et la Santé. Projet HYD'OCC et son raccordement au réseau public de transport

¹⁶ Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire. Programmation Pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour la période 2019-2028.

¹⁷ Assemblée Nationale (2021), Les Notes Scientifiques de l'Office Note n° 25 – Les modes de production de l'hydrogène

4.3.2. Coûts de transport

Les coûts de transport de l'hydrogène, quelle que soit la technologie de production, sont déterminés par la distance et le volume transporté, sachant que pour l'heure, le transport ne se fait pas sur de grandes distances, restant très cher :



Note : les chiffres comprennent le coût du déplacement, de la compression et du stockage (estimation de 20 % pour les pipelines dans les cavités salines). L'ammoniac est estimé non viable à petite échelle en raison de sa toxicité. Si le LOHC est moins onéreux que l'hydrogène liquéfié pour les poids lourds de longue distance, il est moins probable qu'il soit utilisé que l'hydrogène liquéfié, qui est plus développé commercialement.

Figure 18 : Coût du transport de l'hydrogène selon le volume transporté, la distance de transport et le moyen de transport (en \$/kg) (source : Bouacida, I., Berghmans, N., (2022). Hydrogène pour la neutralité climat : conditions de déploiement en France et en Europe. Étude N°02/22, Iddri, Paris, France, 30 p.)

4.3.3. Création d'emplois

Les informations (qualitatives et quantitatives) recueillies sur les emplois associés au développement de la filière varient également, et sont la plupart du temps disponibles sans distinction de la technique de production et à une échelle qui rend difficile une estimation à l'échelle du bassin Rhône-Méditerranée.

D'un point de vue qualitatif, l'ADEME prévoit davantage un maintien des emplois plutôt que la création (changement des compétences), et selon la région SUD, la filière ne sera pas tant créatrice d'emplois, la maintenance ne nécessitant pas beaucoup de postes. Engie prévoit un développement des métiers autour de la réglementation, de l'ingénierie du développement des infrastructures (de distribution notamment).

Selon l'Agence de développement économique Bourgogne-Franche-Comté, le déploiement de la filière devrait permettre la création de 1300 emplois directs en Nord Franche-Comté à l'horizon 2025-2026, et 1500 en Bourgogne-Franche-Comté.

Les autres données quantitatives recueillies concernent un certain nombre de projets recensés sur le territoire et sont synthétisées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 6 : Création d'emplois pour différents projets de production d'hydrogène sur le bassin Rhône-Méditerranée

Projet	Création d'emplois	Technologie	Capacité de production
HYD'OCC à Port la Nouvelle (11)*	150 emplois directs (1/3 voire ¼) et indirects (2/3 voire ¾) confondus Moins d'une dizaine de personnes	Électrolyse de l'eau	46,5 MWe
H2V Marseille – Fos (13) ¹⁸	165 emplois directs et 100 indirects	Électrolyse de l'eau	600 MW
HYNOVERA à la Gardanne (13) ¹⁹	50 emplois directs et 150 indirects	Électrolyse de l'eau et gazéification de biomasse	170 MW**
Sunrhysse à Toulon (83)*	Une trentaine d'emplois	Électrolyse de l'eau	30 MW

* les informations sont issues des entretiens réalisés lors du recensement des pôles de production d'hydrogène prévus ou pressentis

** Estimation réalisée à partir de la production prévisionnelle de 20 000t/an

Aucune autre précision n'a été recueillie concernant les emplois générés en amont et en aval de la production d'hydrogène.

¹⁸ <https://h2v.net/projet/projet-h2v-marseille-fos/>

¹⁹ <https://concertation.hynovera.fr/le-projet-hynovera/>

5. FOCUS SUR LE BASSIN RHONE-MEDITERRANEE

5.1. Recensement des projets existants de la filière hydrogène

L'état des lieux des pôles de production prévus ou pressentis a été réalisé à partir des données disponibles au moment de leur collecte. Au moment de la lecture de ce document, les informations disponibles sont susceptibles d'avoir évolué, la filière hydrogène étant en phase d'industrialisation.

Cet état des lieux a été étayé par une série d'entretiens réalisés auprès de différents interlocuteurs, dont l'objectif était de recueillir des informations sur le contenu, le type d'hydrogène pressenti et les scénarios de production sur ces sites (en termes de volumes notamment). La question du contexte européen et national de production d'hydrogène a également été posée, permettant de caractériser l'évolution attendue de la filière.

Un entretien avec l'Agence de l'eau a également été mené afin de recueillir des informations sur l'hydrogène blanc (ou natif) plus spécifiquement.

Tableau 7 : Liste des contacts pris dans le cadre des entretiens lors du recensement des pôles de production d'hydrogène prévus ou pressentis

Catégorie	Structure	Contact	Fonction	Réponse
Association	France Hydrogène	Emmanuel BENSADOUN	Responsable Expertise/Études	Entretien réalisé
		Jan-Erik Starlander	Responsable des relations avec les Territoires	
		Anne-Marie Perez	Tenerdis - AURA	
Métropole	TPM	Slim MISSOUM	Directeur de l'Eau et Assainissement	Aucun retour
Porteurs de projet	Dijon Métropole Smart Energy (DMSE)	Guillaume VARINOT	Responsable des relations presse	Aucun retour
	Hynamics, Domo Chemicals	Christelle Rouillé	Directrice Générale Hynamics	Aucun retour
	Hynoé, Les Sorgues du Comtat	Flavien PASQUET	Directeur du Développement	Aucun retour
	HY2GEN France	Cyril Dufau-Sansot	DG HY2GEN France	Entretien réalisé
	PLENESYS			Aucun retour
	Eneralys	Franck Berger	DG Eneralys	Aucun retour
Agences de développement économique et CCI	Agence Économique Régionale Bourgogne-Franche-Comté	Nathalie LOCH	Cheffe de projet Hydrogène	Entretien réalisé
	Auvergne-Rhône-Alpes Entreprises	Carine DUWAT	Responsable Intelligence Economique et Territoriale	Entretien réalisé
	risingSUD	Sébastien CLOUZET	Chef de projet - Accompagnement projets structurants & entreprises	Ne se considère pas compétent ou suffisamment impliqué pour répondre
	AD'OCC	Benjamin FEVRE	Animateur de la filière hydrogène	Entretien réalisé
Régions	Auvergne-Rhône-Alpes	Céline Vert	Chargée de mission mobilité	Ne se considère pas compétent ou suffisamment impliqué pour répondre
		Yolande Ravaud	Cheffe de projet - Observatoire Régional Climat Air Energie (ORCAE)	Aucun retour
	Bourgogne-Franche-Comté	Geneviève CAMINADE	Direction de l'Economie Chargée de mission Innovation Filières – Filière Hydrogène	Entretien réalisé avec Nathalie LOCH de l'AER BFC
	Provence-Alpes-Côte d'Azur	Stéphane FAUDON	Responsable de la mission H2	Entretien réalisé
Agence de l'eau	Agence de l'eau Rhône Méditerranée Corse	Julie JEANPERT	Experte Eaux Souterraines DCP - Service MEP	Entretien réalisé

Les comptes-rendus des entretiens sont disponibles en annexe.

Des éléments recueillis sur les techniques de production d'hydrogène utilisant de l'eau, sur leurs besoins, et du résultat de cet inventaire, il sera notamment possible de caractériser les impacts sur la ressource en eau du déploiement de la filière hydrogène sur le bassin.

5.1.1. Projets co-financés par l'ADEME

D'après le panorama des solutions hydrogènes lancé par France Hydrogène en mars 2021, 98 projets de la chaîne de valeur hydrogène (stations, usines et autres projets) ont été recensés, répartis sur 72 communes et 51 sous-bassins du bassin Rhône Méditerranée. Plus de la moitié des stations et usines (38 sur 63) sont déjà en service en 2023. Néanmoins, cette vision reste incomplète puisque ce panorama repose sur les acteurs qui ont souhaité s'identifier auprès de France Hydrogène.

Le bilan de l'ADEME des appels à projets de déploiement Écosystèmes hydrogène 2018 et 2020 a permis de compléter cette liste avec 6 projets supplémentaires : HYAMMED, HYNOMED, HYVOO, TETHYS, R'HySE (extension d'HYAMMED) et l'extension Cannes Lérins H2. Les autres projets sur le bassin Rhône-Méditerranée figurent déjà sur le panorama de France Hydrogène.

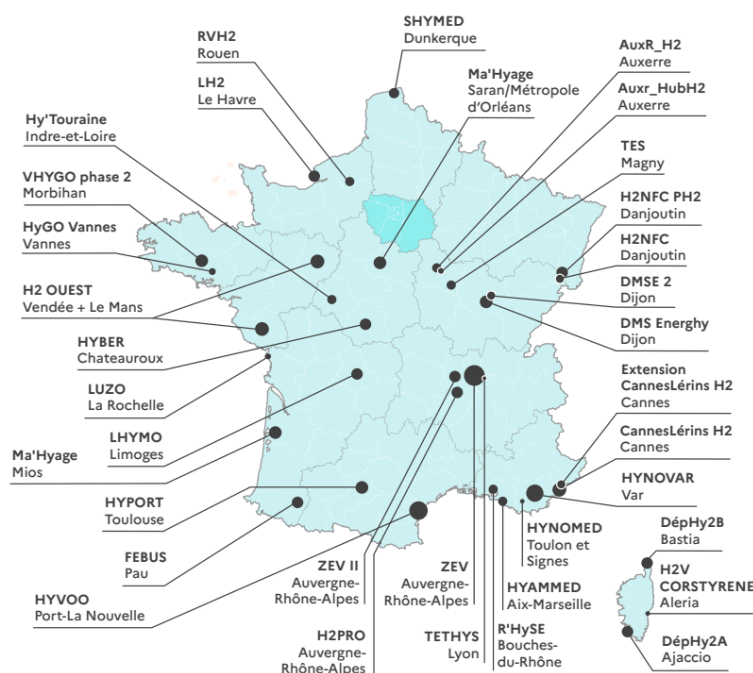


Figure 19 : Ecosystèmes hydrogène soutenus par l'ADEME (source : ADEME (2023), Bilan des appels à projets de déploiement Écosystèmes hydrogène 2018 et 2020)

5.1.2. Projets approuvés par la Commission européenne dans le cadre du PIIEC « Hy2Tech »

En décembre 2020, 23 États de l'UE avec la Norvège, ont lancé un PIIEC (Projet Important d'Intérêt Européen Commun) sur l'hydrogène « Hy2Tech ». Sur le territoire métropolitain, un certain nombre de projets ont déjà été approuvés par la Commission européenne dans le cadre de ce PIIEC :

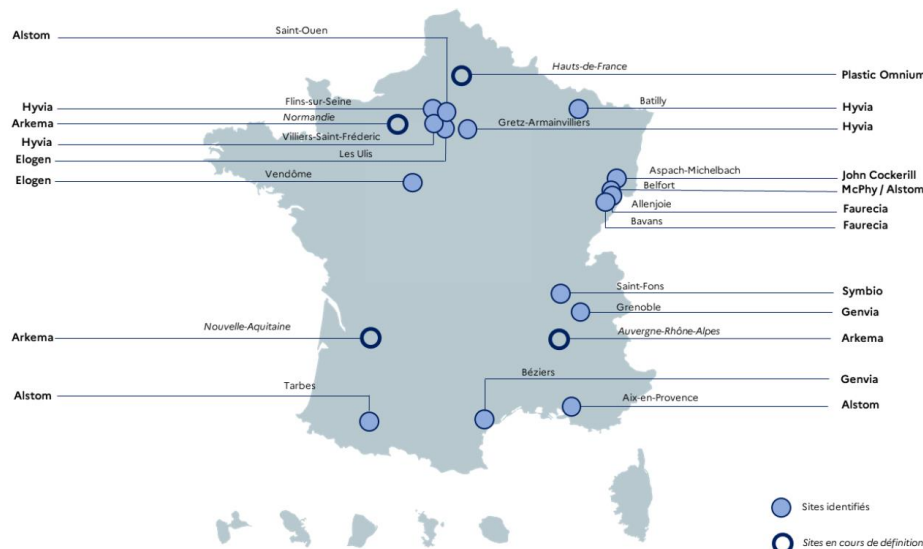


Figure 20 : cartographie des projets français approuvés par la Commission européenne dans le cadre du PIIEC « Hy2Tech » (source : France Nation Verte (2023), Accélérer le déploiement de l'hydrogène, clé de voûte de la décarbonation de l'industrie. Dossier de presse)

Parmi les sites déjà identifiés, 7 sont sur le bassin Rhône Méditerranée :

Tableau 8 : Liste des projets français approuvés par la Commission européenne dans le cadre du PIIEC « Hy2Tech » sur le bassin Rhône Méditerranée

Projet d'usine	Commune d'implantation	Sous-bassin Rhône Méditerranée	Nature du projet
Genvia	Béziers (34)	Orb	Production en masse d'électrolyseurs et de piles à combustible
Alstom	Aix-en-Provence (13)	Arc provençal	Fabrication de piles à combustible hydrogène
Genvia	Grenoble (38) *	Sans objet	Expertise et R&D
Symbio	Saint-Fons (69)	Territoire Est Lyonnais	Fabrication de piles à combustible hydrogène
Faurencia	Bavans (25)	Doubs moyen	Fabrication de réservoirs d'hydrogène
Faurencia	Allenjoie (25)	Allaine - Allan	Fabrication de réservoirs d'hydrogène
McPHY/Alstom	Belfort (90)	Savoureuse	Production à échelle industrielle d'électrolyseurs alcalins

* Locaux grenoblois de Genvia consacrés à l'expertise et à la R&D. Les locaux de Béziers sont le site de production.

L'ensemble de ces projets figurent dans le panorama de France Hydrogène.

5.1.3. Autres ressources consultées

Pour les besoins de ce recensement, d'autres sources d'informations ont été consultées :

- Liste transmise par la région PACA des projets en région, accessibles publiquement. Cette liste identifie une dizaine de projets de production massive pour l'industrie ou de mobilité, dont 6 viennent compléter le recensement :

Tableau 9 : Liste des projets de la filière hydrogène sur la région PACA (source : Région SUD Provence-Alpes-Côte d'Azur)

Projet	Commune d'implantation	Sous-bassin Rhône Méditerranée	Nature du projet
H2V	Marseille (13)	Littoral Marseille - Cassis	Production d'hydrogène renouvelable par électrolyse de l'eau
Hynovera (Hy2Gen)	Gardanne (13)	Arc provençal	Production de carburants renouvelables à partir de biomasse forestière et d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau
Hyvence (Géosel)	Fos-sur-Mer (13)	Crau - Vigueirat	Production d'hydrogène renouvelable par électrolyse et bas carbone pour les activités industrielles et les mobilités lourdes
Gravithy	Fos-sur-Mer (13)	Crau - Vigueirat	Production de fer à partir d'hydrogène vert et bas carbone
Gap (Elcimaï)	Gap (05)	Affluents moyenne Durance Gapençais	Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau et distribution pour la mobilité
Geomethane	Manosque (04)	Moyenne Durance aval	Stockage d'hydrogène en cavité saline

- Programme de sensibilisation dédié à l'hydrogène déployé par les CCI de France en 2021 à l'échelle du territoire national. Dans son rapport (L'hydrogène dans les régions françaises, une dynamique répartie. 2021 – 2022), les principaux éléments de la chaîne de valeur hydrogène listés se recoupent avec le panorama de France Hydrogène. Seuls 2 projets complètent le recensement :
 - Production d'hydrogène à partir de biomasse : en Bourgogne Franche-Comté, avec le projet Avenir Energies Vertes de thermolyse de biomasse, sans pouvoir localiser plus précisément le projet ;
 - Production de groupes électrogènes hydrogène : en Bourgogne Franche Comté, avec l'unité de fabrication de PAC de H2sys à Belfort (90).
- Fiches d'identités régionales de la trajectoire pour une grande ambition hydrogène à 2030. Ces fiches donnent des éléments agrégés par région, et non à l'échelle des projets. Elles ne permettent donc pas de compléter le recensement.
- Panorama des acteurs économiques et académiques de la filière hydrogène bas carbone de la région Auvergne-Rhône-Alpes. Ce recensement a permis d'identifier

71 entreprises de la filière de la région, présents sur le bassin Rhône-Méditerranée. Les activités associées sont variées, allant du conseil en stratégie à la fabrication de pièces et à la production d'hydrogène. En raison des difficultés à trouver des éléments décrivant l'activité de ces entreprises et du nombre important de cas à traiter, il a été difficile de rassembler suffisamment d'informations afin d'en faire un recoupement avec la liste des projets déjà identifiés. Le niveau d'information n'a donc malheureusement pas permis d'intégrer ce panorama à notre inventaire des projets sur le bassin Rhône-Méditerranée. Néanmoins, ce panorama offre une vision détaillée intéressante de la filière hydrogène spécifiquement à une région. Sur les 71 entreprises, 13 concerneraient la production, le stockage et/ou la distribution d'hydrogène et moins d'une dizaine concernerait la fabrication de moyens de stockage, de stations, ou de PAC.

5.1.4. Bilan des projets recensés

Au total, un peu plus de 100 (110) projets de la filière hydrogène ont été recensés sur le bassin Rhône-Méditerranée, dont une partie est déjà en service. Cette synthèse offre une vision du déploiement existant et à venir de la filière à partir du :

- Panorama lancé par France Hydrogène,
- Bilan de l'ADEME des appels à projets de déploiement Écosystèmes hydrogène,
- Liste transmise par la région PACA des projets en région,
- Programme de sensibilisation dédié à l'hydrogène déployé par les CCI de France.

Il convient toutefois de rappeler qu'au regard de l'évolution rapide des projets dans le domaine de l'hydrogène, les sources documentaires consultées peuvent ne plus être à jour et la liste des projets est susceptible d'avoir évolué. Par ailleurs, il apparaît finalement que la majorité des projets recensés sont ceux co-financés par l'ADEME. Or, il existe d'autres projets non financés par l'ADEME. Un nombre trop important, compte tenu de l'échelle d'étude et du calendrier, d'entretiens avec les acteurs et de sources de données à recouper aurait été nécessaire pour disposer d'une vision exhaustive des projets et de leurs caractéristiques.

Projets de la filière hydrogène recensés

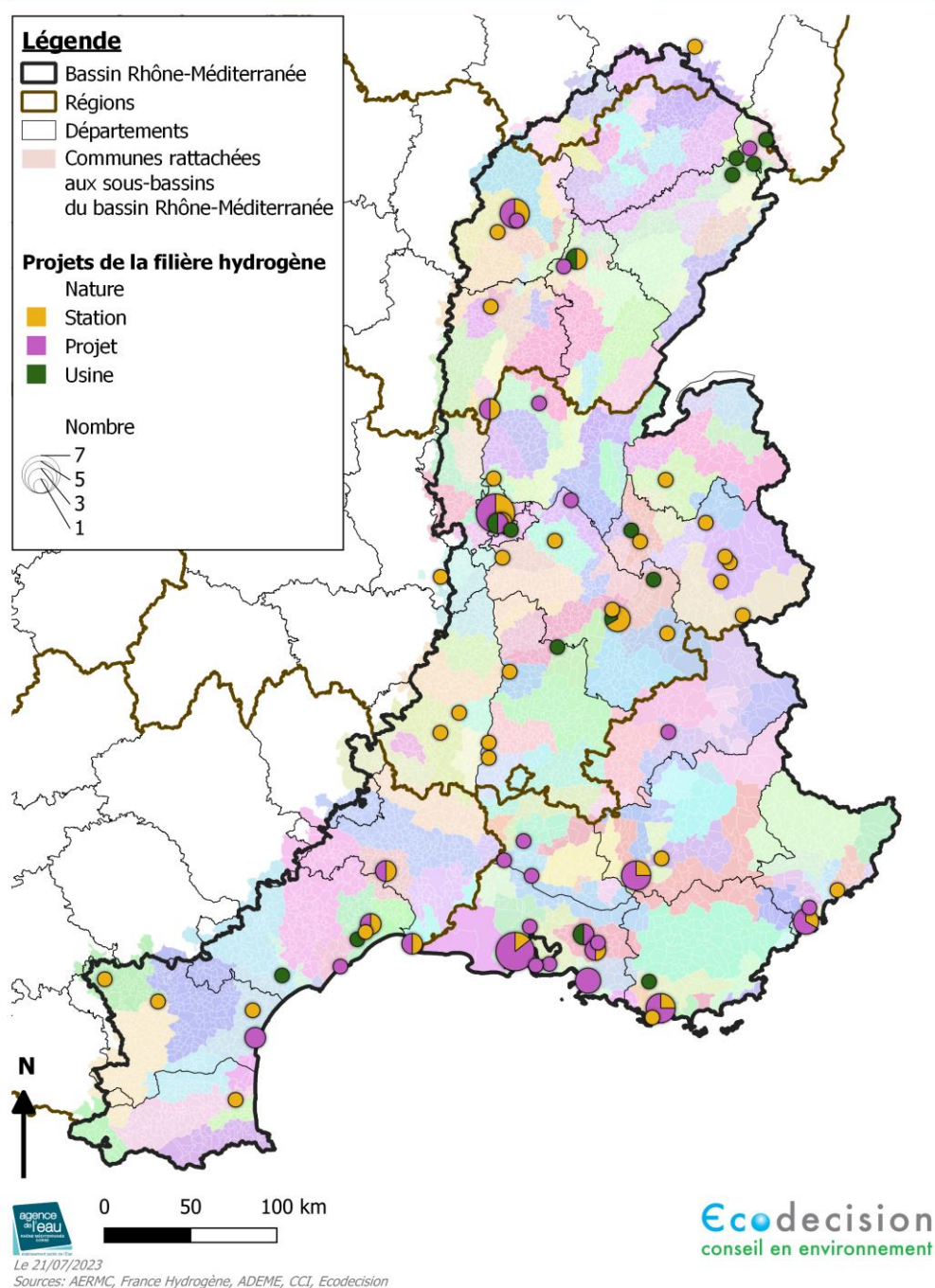


Figure 21 : Localisation des projets recensés de la filière hydrogène (sources : ADEME, France Hydrogène, CCI de France)

Les projets de la filière hydrogène identifiés se partagent entre les trois catégories : stations (de distribution d'hydrogène avec ou sans production d'hydrogène), usines (de production d'hydrogène, de stockage, de production d'équipements), les projets en cours (autres projets de station et/ou d'usine).

Cette répartition reflète l'ambition de décarboner en priorité les plus gros sites industriels dans un même bassin industriel (sauf si le contraire se justifie). La production d'hydrogène et

le transport restant très cher, le déploiement de la filière est privilégié là où elle aura le plus gros impact, sans transport sur de grandes distances.

En ce qui concerne les stations de distribution d'hydrogène en service ou en projet pour la mobilité, la facilité de compréhension du sujet par le public explique leur nombre important, en plus du fait qu'il s'agisse d'une application à forte plus-value et donc priorisée.

Toutefois, les véhicules disponibles manquent encore (passage à grande échelle d'ici une dizaine d'années) et les écosystèmes publics de mobilité sont encore rares et chers.

D'autres procédés de production sont également à l'étude, comme :

- l'utilisation d'eau de STEP, plus simple à mettre en œuvre que la désalinisation,
- la production à partir de biomasse,
- ou extraction d'hydrogène natif.

Concernant l'hydrogène natif, il semble être encore difficile de se projeter. Même si les conditions nécessaires à sa formation sont connues, il est encore difficile de comprendre comment se fait la réaction. Les flux et volumes d'un réservoir sont difficiles à quantifier et le caractère renouvelable ou non de l'hydrogène natif n'est pas défini.

Les acteurs notent également que certains acteurs de la mobilité lourde (Voies Navigables de France (VNF) par exemple) attendent que la situation se stabilise.

Si aujourd'hui les connaissances sur les gros consommateurs sont bonnes, celles sur les plus « diffus » sont encore faibles.

5.2. Impacts sur la ressource en eau de la production

5.2.1. Impacts liés aux besoins bruts en eau

5.2.1.1. L'électrolyse de l'eau

L'impact sur la ressource en eau d'une usine de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau est variable selon le procédé, selon les capacités de production de l'usine.

Les informations recueillies sur les projets recensés fournissent parfois une puissance, parfois une production. Les puissances correspondent aux capacités (maximales) de production des usines. Tandis que la production reflète le rythme moyen de production des usines. Sachant que pour une même puissance, les données recueillies montrent que cette production peut varier d'une usine à l'autre.

Tableau 10 : Exemples de puissances et production d'hydrogène de projets d'usine

Activité	Puissance en MW	Production en kg/j
Station Hynamics à Dunkerque ²⁰	1,25	500
Projet « Hygreen Provence » en région PACA ²¹	435 (ou 10 000 t/an)	27 000
Projet « Zero Emission Valley » en région AuRA ²²	1	40-200
Projet Hyflexpower en Haute-Vienne ²³	1,6	200
Projet H2 NFC ²⁴	1	400
Projet « H2V59 » ²⁵	100 (ou 14 000 t/an)	38 000
France Hydrogène ²⁶		
Laboratoire	0,2-0,25	50
Mobilité légère	1	400
Mobilité lourde	4-5	1500-2000
Industrie	10	4 000-10 000

La durée de fonctionnement des usines peut aussi varier (source : Assemblée Nationale (2021), Les Notes Scientifiques de l'Office Note n° 25 – Les modes de production de l'hydrogène), et le rythme de production n'est pas continu (coupures pour maintenance, variabilité selon les besoins, selon la production d'énergie renouvelable). Ce qui joue également sur les besoins en eau.

²⁰ Un projet de station d'hydrogène "bas carbone" pour l'avitaillement de véhicules routiers à Dunkerque en 2024 d'une puissance de 1,25 MW, qui fournira 500 kg d'hydrogène par jour (source : <https://www.actu-transport-logistique.fr/archives/routier/de-dhydrogene-bas-carbone-pour-les-mobilites-lourdes-a-dunkerque-780026.php>)

²¹ Le projet « Hygreen Provence » en région Provence-AlpesCôte d'Azur d'une puissance de 435 MW d'électrolyse, assurera une production annuelle d'environ 10000 tonnes d'hydrogène (source : RTE (2020), La transition vers un hydrogène bas carbone – Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035)

²² Le projet « Zero Emission Valley » en région Auvergne Rhône Alpes constitué de quatorze électrolyseurs de 1 MW qui produiront de 40 à 200 kg d'hydrogène par jour (source : RTE (2020), La transition vers un hydrogène bas carbone – Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035)

²³ Le projet Hyflexpower a adapté une turbine à gaz vers l'hydrogène et est constitué d'un électrolyseur de 1,6 MW qui fabrique jusqu'à 200 kg d'hydrogène par jour (source : WWF (2023), Hydrogène : quel rôle dans la transition énergétique ?)

²⁴ Installation d'un électrolyseur de 1 MW permettant la production de 400 kilos d'hydrogène par jour et l'alimentation de 7 premiers bus à hydrogène exploités par la Régie des transports du Territoire de Belfort (source : <https://www.territoire-de-belfort.gouv.fr/Actions-de-l-Etat/Economie-Entreprise-Emploi/Le-plan-d-investissement-France-2030-PIA/Developpement-de-la-filiere-hydrogene/CP-La-phase-2-du-projet-H2-NFC-validee-et-soutenue-par-l-Etat-a-hauteur-de-5-millions-d-euros>)

²⁵ Une unité de production (100 MW) d'hydrogène par électrolyse produit 14 000 tonnes d'hydrogène par an (source : H2V (2022), Le mémo N°2 – Tout ce que vous avez toujours voulu savoir sur l'hydrogène sans vraiment oser le demander)

²⁶ Types de projets en fonction des capacités de production enjeu (source : France Hydrogène (2022), Panorama des solutions hydrogène)

Or, afin d'estimer les besoins bruts en eau, il est nécessaire de convertir les puissances en production. Un produit en croix a donc été effectué à partir des données recueillies permettant d'obtenir une **production moyenne de 330 kg/j équivalente à une puissance de 1MW**. Ce calcul permet de s'affranchir d'hypothèse sur le rythme de production des usines. Et en considérant cette équivalence, une nouvelle estimation de la capacité globale de production d'hydrogène future sur le bassin Rhône Méditerranée est possible, s'élevant à 1 710 MW.

En posant certaines hypothèses et considérations établies à partir des entretiens et des documents consultés, il est possible d'avoir une estimation maximaliste des besoins en eau pour un tel scénario :

- hypothèse que l'intégralité de l'hydrogène sera produite par électrolyse conventionnelle (technologie la plus mature et la plus industrialisable),
- nécessitant 20 kg (ou 20 L) d'eau pour produire 10L d'eau de qualité ultra pure, permettant de produire environ 1kg d'hydrogène,
- avec 1MW équivalent à 330kg/j.

La capacité globale de 1 710 MW équivaut alors à 213 mille tonnes d'hydrogène par an, nécessitant donc près de : **4,3 milliards de litres, soit 4,3 millions de m³, pour la production directe d'hydrogène . Cela correspondrait à un besoin brut en eau de 280 kg (ou L)/MWh, à fonctionnement constant**. Viennent également s'ajouter les volumes additionnels, notamment pour le refroidissement, variables selon le procédé de production et la source d'énergie primaire. Ces volumes additionnels sont néanmoins pour partie restitués au milieu, une partie pouvant être évaporée au niveau des cheminées de refroidissement (source : AESN (2022), Note sur les impacts directs et indirects sur la ressource en eau du bassin Seine-Normandie de la production d'hydrogène décarboné).

A noter que ce besoin en eau a été calculé à partir des puissances et/ou productions recueillies pour 65 des 110 projets recensés. Pour les 45 projets restants, aucune puissance ou production n'a été associée, faute de données recueillies ou car il ne s'agit pas d'un site de production d'hydrogène, sans pouvoir donner de répartition entre ces deux possibilités.

Les entretiens nous ont également apporté des enseignements complémentaires concernant les besoins en eau. Les usines de production peuvent bénéficier d'une flexibilité de fonctionnement leur permettant de stopper les prélèvements et entrées d'eau, voire de se reposer sur des stockages d'eau pour maintenir la production.

A titre d'exemple, les besoins pour l'usine du projet HYD'OCC, d'un débit de production d'hydrogène d'environ 650 kg/h, sont de 200 000 m³/an d'eau issus d'une station de potabilisation (source : QAir (2022), Dossier de demande d'Autorisation Environnementale – Etude d'Impact sur l'Environnement et la Santé. Projet HYD'OCC et son raccordement au réseau public de transport). Pour un fonctionnement constant, cela correspondrait à un besoin brut en eau d'environ 35 kg (ou L)/kg d'hydrogène produit. A noter que selon QAir Energy, ce sont 12L/kg d'hydrogène qui seront prélevés, dont 9L pour la production directe d'hydrogène et 3L rejetés dans le milieu. L'eau sera en provenance de l'Orb, un projet de dérivation du Rhône étant en cours ainsi qu'une réflexion sur la réutilisation des eaux de station d'épuration de Port-la-Nouvelle.

En dehors du bassin Rhône-Méditerranée, l'usine du projet « H2V Normandie », située entre Rouen et Le Havre (76), produira 28 000 tonnes d'hydrogène par an et devrait prélever 230 m³/h dans la Seine, 40 sont utilisées pour l'électrolyse (soit 17%), 130 rejetées au niveau des tours de refroidissement (soit 57%) et seulement 60 rejetées dans la Seine (soit 26%) (source : Autorité Environnementale (2021), Avis délibéré n°2021-04 du 21 avril 2021. Usine de production d'hydrogène H2V Normandie à Saint-Jean-de-Folleville (76)). A fonctionnement constant, cela représente un besoin brut en eau de 2 millions de m³/an, soit environ 72 kg (ou L) d'eau par kg d'hydrogène produit, qui peuvent se décomposer selon son utilité finale :

- 13 kg (ou L)/kg d'hydrogène produit utilisés pour l'électrolyse,
- 41 kg (ou L)/kg d'hydrogène produit rejetés au niveau des tours de refroidissement,
- 19 kg (ou L)/kg d'hydrogène produit rejetés dans la Seine.

Pour compléter, l'AESN estime que 780-1650 kt/an d'hydrogène vert pourrait être produit en vallée de la Seine en 2040, correspondant à une consommation en eau de 47-100 Mm³/an dont (source : AESN (2022), Impacts directs et indirects sur la ressource en eau du bassin Seine-Normandie de la production d'hydrogène décarboné – Note) :

- 33-71 Mm³/an pour le refroidissement, soit un besoin brut de 43 kg (ou L)/kg d'hydrogène produit,
- 14-29 Mm³/an pour la production directe d'hydrogène soit un besoin brut de 18 kg (ou L)/kg d'hydrogène produit.

En tenant compte de ces nouveaux éléments, il semble que la valeur de référence que nous avons retenue de 20 kg (ou L)/kg d'hydrogène produit soit sous-estimée ou incomplète. Une autre estimation des besoins bruts en eau pour la production d'hydrogène par électrolyse est donc possible.

Sur le bassin Rhône Méditerranée, la synthèse des données recueillies sur les projets recensés de la filière hydrogène et les considérations permettent d'estimer la production future d'hydrogène à 213 kt/an. Dans l'hypothèse où l'intégralité de cette production sera obtenue par électrolyse de l'eau, nécessitant une eau de qualité ultra pure, et **en reprenant les besoins unitaires calculés à partir des estimations de l'AESN, les besoins bruts en eau s'élèvent à 20 Mm³/an, décomposés comme suit :**

- **9,1 Mm³/an pour le refroidissement**, correspondant à un besoin de 600 kg (ou L)/MWh,
- **3,8 Mm³/an pour la production directe d'hydrogène**, correspondant à un besoin de 250 kg (ou L)/MWh.

Pour ce qui est des besoins additionnels, y compris pour le refroidissement, il reste difficile de faire une estimation précise des volumes en jeu. Ils vont dépendre des procédés de production, de la source d'énergie primaire et également de l'usage. En effet, d'après notre entretien avec l'ADEME, pour certains usages comme la fabrication de E-kérosène ou de méthanol à partir d'hydrogène, il est possible de récupérer 1/3 à 1/2 de l'eau consommée pour la production d'hydrogène. Pour ce qui est du refroidissement, l'usine du projet HYD'OCC par exemple, prévoit un refroidissement des équipements fonctionnant à sec (source : QAir (2022), Dossier de demande d'Autorisation Environnementale – Etude d'Impact sur

l'Environnement et la Santé. Projet HYD'OCC et son raccordement au réseau public de transport), donc sans besoin en eau.

Pour ce qui est de la répartition des besoins bruts sur le bassin Rhône Méditerranée, elle est marquée par une concentration de la production future d'hydrogène dans les Bouches-du-Rhône, estimée à 150 kt/an. En termes de besoins bruts en eau, cela pourrait représenter 3 Mm³/an. A titre comparatif, sur le département des Bouches-du-Rhône, l'industrie et les autres activités économiques (hors irrigation, hors énergie) totalisent 170 Mm³/an d'eau prélevés et l'eau potable en totalise 140 Mm³/an (source : données BNPE 2012-2021). Sur le sous-bassin de l'Etang de Berre, une production future de 30,2 kt/an a été estimée, représentant un besoin de 606 000 m³/an. Sur les communes rattachées à ce sous-bassin, l'industrie et les autres activités économiques (hors irrigation, hors énergie) totalisent 10 Mm³/an d'eau prélevés et l'eau potable en totalise 1 Mm³/an (source : données BNPE 2012-2021).

5.2.1.2. *Le vaporeformage de biométhane*

Les informations recueillies sur les besoins bruts en eau pour la production d'hydrogène (y compris pour le refroidissement des installations) par vaporeformage de biométhane sont limitées, ne permettant pas de faire une estimation des besoins bruts en eau sur le bassin Rhône Méditerranée.

L'équation bilan de la réaction de vaporeformage de méthane est la suivante : $\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2$ (source : IFP – AFHYPAC (2019), Mémento de l'Hydrogène. FICHE 3.1.1). D'un point de vue stœchiométrique, le vaporeformage demande deux fois moins d'eau que l'électrolyse²⁷. Et selon l'ADEME, il faut entre 5 et 6L d'eau déminéralisée par kg d'hydrogène.

Compte tenu de ces éléments, il paraît justifié de considérer que la production d'hydrogène par vaporeformage de biométhane ne représente pas une filière susceptible d'avoir un impact significatif sur la ressource en eau sur le territoire. Par ailleurs, l'ADEME rappelle que les conflits d'usages sur les secteurs où les ressources sont déjà en tensions sont à éviter. Le biométhane a notamment d'autres utilités que la production d'hydrogène, plus pertinentes. La programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 précise d'ailleurs que pour le biogaz, dont le biométhane, la priorité doit être donnée à l'injection dans les réseaux de gaz pour l'usage direct ou l'injection dans les réseaux de chaleur (hors bioGNV). Les coûts de production restent encore également élevés.

²⁷ L'équation globale de l'électrolyse de l'eau s'écrit : $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}$ (source : France hydrogène (2023), Mémento de l'Hydrogène. FICHE 3.2.1).

5.2.1.3. La gazéification de biomasse

Les informations recueillies sur les besoins bruts en eau pour la production d'hydrogène (y compris pour le refroidissement des installations) par gazéification de biomasse sont également limitées, ne permettant pas non plus de faire une estimation des besoins bruts en eau sur le bassin Rhône Méditerranée.

L'équation bilan de la réaction de gazéification de biomasse est la suivante : $C_6H_9O_4 + 2H_2O \leftrightarrow 6CO + 6,5H_2$ (source : Irina Carlesi (2012), Thèse – Etude d'un procédé de gazéification de biomasse en ambiance plasma sur bain de verre). D'un point de vue stœchiométrique, la gazéification de biomasse demande trois fois moins d'eau que l'électrolyse.

Aucun des projets recensés sur le bassin Rhône Méditerranée, lorsque l'information est connue, ne fait appel à cette technologie, à l'exception du projet HYNOVERA à la Gardanne (13) qui envisage la production d'hydrogène par électrolyse et gazéification de biomasse.

Par ailleurs, d'après les projections de répartition des technologies pour la production d'hydrogène, la gazéification de biomasse ne représentera qu'une infime part. A ce jour, il paraît donc justifié de considérer que la production d'hydrogène par gazéification de biomasse ne représente pas une filière susceptible d'avoir un impact significatif sur la ressource en eau sur le territoire.

5.2.2. Impacts liés aux rejets

Les impacts recensés sur la ressource en eau liés aux rejets des usines de production d'hydrogène pourront être liés :

- Aux effluents liquides concentrés en sels minéraux des usines d'électrolyse, correspondant à la fraction non consommée des besoins en eau pour la production directe d'hydrogène ;
- A la température de l'eau rejetée ayant servi au refroidissement, d'autant plus avec un déploiement à grande échelle (source : Autorité Environnementale (2021), Avis délibéré n°2021-04 du 21 avril 2021. Usine de production d'hydrogène H2V Normandy à Saint-Jean-de-Folleville (76)) ;
- A la saumure enrichie en sel et en produits chimiques, issue des usines de dessalement (source : IRENA op. cit.).

En ce qui concerne les contraintes sur les rejets, elles sont fonction de la technologie et non différentes d'autres activités industrielles.

Le projet HYD'OCC par exemple, prévoit que les effluents liquides de l'usine d'électrolyse et les eaux usées seront collectés et intégrés au réseau d'eaux usées communal en circuit fermé (source : QAir (2022), Dossier de demande d'Autorisation Environnementale – Etude d'Impact sur l'Environnement et la Santé. Projet HYD'OCC et son raccordement au réseau public de transport). Ces eaux de process sont exclusivement composées de sels minéraux naturellement présents dans l'eau, et ne contiennent donc aucune substance polluante. L'impact potentiel est uniquement lié à une trop grande concentration de ces rejets en sels minéraux, qui déséquilibrerait le processus de traitement de la station d'épuration. L'impact

associé est modéré. Le gestionnaire de la station d'épuration, VEOLIA, a analysé l'impact de ces rejets (volume, nature, concentration, etc.) sur le fonctionnement de la station d'épuration. Il apparaît que le réseau est apte à véhiculer ces eaux usées non domestiques, et que la station permet de les traiter sans risques de dysfonctionnement et sans nécessiter d'adaptation des équipements ou pratiques. La réutilisation des effluents pour irrigation ou usages industriels (nettoyage, irrigation en interne d'espaces verts...) est également étudiée (source : QAir Energy).

L'ADEME indique que les rejets pourront se faire dans les réseaux des eaux usées, des réflexions étant en cours pour réutiliser ces eaux dans l'industrie.

Compte tenu des possibilités de recyclage des effluents liquides, de la mise en place de système de refroidissement en circuit fermé ou fonctionnant à sec (sans eau), et de connexion au réseau d'eaux usées communal, il est difficile de caractériser avec davantage de précision quels seront les impacts potentiels des rejets des usines de production d'hydrogène sur le territoire (qualitativement et quantitativement), quel que soit le procédé de production.

Pour ce qui est de la saumure, issue des usines de dessalement, il a été demandé de faire un parallèle avec la production d'eau potable à partir d'eau salée. Néanmoins, les éléments recueillis ne permettent pas d'estimer les besoins en eau, et donc les rejets, des usines de production d'hydrogène qui auront opté pour la désalinisation d'eau de mer pour l'électrolyse. Pour l'heure, seuls des volumes associés au dessalement pour la production d'eau potable peuvent être donnés. En France, quelques usines sont en fonction, à Port-Vendres²⁸ (66) et l'Île-Molène²⁹ (29) notamment, qui peuvent fournir respectivement 10 000 litres et 30 000 litres par jour (soit quasiment la totalité des besoins en eau de l'île). Les deux installations prélèvent trois litres d'eau de mer pour obtenir un litre d'eau douce par osmose inverse (procédé majoritaire aujourd'hui). Les deux litres restants (la saumure) sont rejetés en mer avec une concentration en sel et une température augmentées, ainsi que les produits chimiques utilisés dans le prétraitement et l'entretien des installations. L'impact du rejet sur son milieu dépend des caractéristiques hydrologiques de celui-ci et des flux marins (source : Marc-Antoine Eyl-Mazzega et Élise Cassagnol, « Géopolitique du dessalement d'eau de mer », Études de l'Ifri, Ifri, septembre 2022). Il convient également de préciser que le dessalement d'eau de mer demande une quantité importante d'électricité et donc le rejet potentiellement très élevé d'émissions de GES selon l'énergie utilisée pour produire l'électricité.

²⁸ <https://www.francebleu.fr/infos/environnement/la-premiere-cellule-de-dessalement-autonome-testee-dans-les-pyrenees-orientales-5724684>

²⁹ <https://www.tf1info.fr/environnement-ecologie/secheresse-changement-climatique-dessaler-l-eau-de-mer-une-solution-viable-pour-faire-face-au-manque-d-eau-potable-2228316.html>

5.2.3. Impacts nets sur la ressource en eau

5.2.3.1. L'électrolyse de l'eau

Pour bien mesurer l'impact net sur l'eau de l'électrolyse, il faut faire le bilan hydraulique de la substitution des autres procédés par l'électrolyse. Or, à l'heure actuelle, la production substituable d'hydrogène provient du vaporeformage de méthane, qui représente 40% de la production totale d'hydrogène (source : WWF (2023), Hydrogène : quel rôle dans la transition énergétique ?).

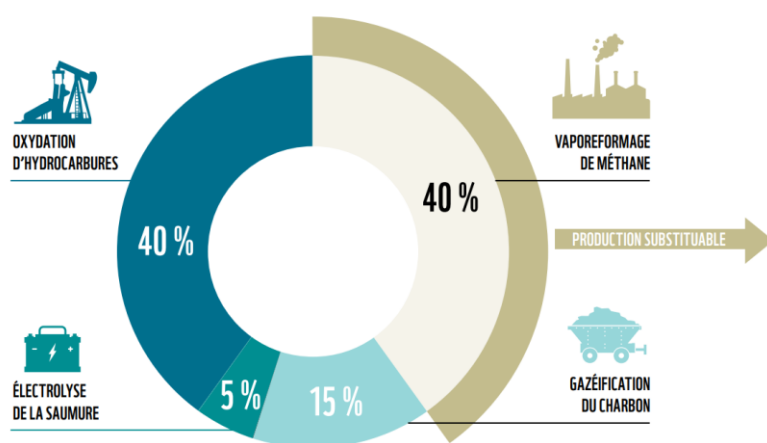


Figure 22 : Production d'hydrogène directe (vaporeformage) et indirecte (procédés fatals) (source : WWF (2023), Hydrogène : quel rôle dans la transition énergétique ?)

Selon l'ADEME, ce sont même plus de 50% de la production d'hydrogène dédiée dans l'industrie (390 000 t/an par vaporeformage de gaz naturel, complétées par 390 000 tonnes d'hydrogène coproduites en raffineries et cokeries), qui pourraient être substitués par de l'hydrogène produit par électrolyse (420 kt) (source : ADEME (2021), Transition(s) 2050. Choisir maintenant. Agir pour le climat).

Pour estimer l'impact net sur la ressource en eau de la production d'hydrogène par l'électrolyse de l'eau, il faudrait connaître la localisation et les volumes des besoins bruts en eau et des rejets des autres procédés de production d'hydrogène substituable. Ce qui demanderait un travail supplémentaire conséquent, non dimensionné dans les limites de cette étude.

Néanmoins, et sachant que d'un point de vue stœchiométrique, l'électrolyse demande deux fois plus d'eau que le vaporeformage pour obtenir autant d'hydrogène, nous pouvons considérer qu'il existe trois cas de figure :

- Pour la partie de la production substituable, dans le cas d'une production locale, l'impact net sur la ressource en eau sera inférieur à l'impact lié aux besoins bruts en eau pour l'électrolyse ;
- Pour la partie de la production substituable, dans le cas d'une production sur un autre secteur, l'impact net sera égal à l'impact lié aux besoins bruts ;
- Pour la partie de la production additionnelle ou non substituable, l'impact net sera égal à l'impact lié aux besoins bruts.

A noter que cette approche ne tient pas compte des volumes additionnels, notamment pour le refroidissement des installations.

Il est également important de préciser que l'origine de l'eau pour les différents projets reste encore incertaine, les informations recueillies indiquant plusieurs possibilités. L'alimentation en eau du projet HYNOVERA à la Gardanne (13), par exemple, se fera depuis le canal de Provence, à raison de 1500 m³/j, représentant au maximum 0,03% de la capacité du canal (source : HY2GEN). Selon l'ADEME, l'eau du réseau potable sera privilégiée, présentant l'avantage d'éviter les coûts et problèmes liés au prétraitement, et pour faciliter la maintenance. C'est notamment le cas de l'usine du projet HYD'OCC, qui s'alimentera à partir du réseau d'eau potable, ou encore du projet de McPhy Energy, situé à la Motte-Fanjas (26), dont l'eau sera fournie par le réseau d'adduction public, pour les besoins sanitaires et pour la production d'hydrogène par électrolyse à raison de 15L/h, soit de l'ordre de 200m³/an (source : Préfecture de la Drôme (2013), Demande d'autorisation d'exploiter Société McPHY Energy à La-Motte-Fanjas – Rapport de l'inspecteur des installations classées). Nous savons également que l'alimentation à partir d'eau de qualité industrielle est possible et que l'utilisation d'eau de STEP ou encore la désalinisation d'eau de mer pour l'électrolyse sont à l'étude.

L'origine des volumes prélevés et les milieux récepteurs des rejets restent donc encore une inconnue, les informations recueillies ne donnant que peu ou pas d'indication exhaustive sur ce sujet. A priori, seul un travail d'enquête de chaque porteur de projet pourrait permettre d'éclairer ce point, sachant qu'eux-mêmes manquent encore de connaissances sur les besoins en eau et de l'impact sur la ressource. Par ailleurs, les voies possibles d'alimentation en eau industrielle, de STEP ou de mer complexifient la reconstitution du bilan hydraulique de la substitution des autres procédés par l'électrolyse. D'autant que la quantité d'eau consommée dépendra de la source et de sa qualité (source : QAir Energy).

5.2.3.2. Le vaporeformage de biométhane

Faute de suffisamment d'éléments permettant de quantifier les besoins en eau et rejets sur le territoire de la production d'hydrogène par vaporeformage de biométhane, il n'a pas été possible d'en quantifier les impacts nets sur la ressource.

5.2.3.3. La gazéification de biomasse

Sans élément permettant de quantifier les besoins en eau et rejets sur le territoire de la production d'hydrogène par gazéification de biomasse, il n'a pas été possible d'en quantifier les impacts nets sur la ressource.

5.3. Impact indirect sur le foncier

Pour répondre à la demande d'accès à de l'électricité renouvelable pour l'électrolyse, de nouvelles surfaces seront à trouver, notamment en cas d'approvisionnement photovoltaïque.

En considérant que la production d'hydrogène par électrolyse consomme 55 kWh/kg, et en reprenant l'hypothèse d'un scénario de production de 213 mille tonnes d'hydrogène par an intégralement par électrolyse sur le bassin Rhône Méditerranée, les besoins en électricité s'élèvent à environ 12 TWh/an. A Fos-sur-Mer, TotalEnergies a inauguré, une centrale solaire (La Feuillane³⁰), qui s'étend sur une zone de 49 ha et qui produira 55 GWh/an d'électricité verte, soit l'équivalent de la consommation électrique annuelle (hors chauffage) de 33 000 habitants, soit environ 1,1 GWh/ha/an. Sur la base de cette valeur unitaire, cela implique que les besoins en électricité du scénario de production d'hydrogène requerront environ 10 700 ha de surface.

A titre de comparaison, en fixant à 1 GWh/ha/an la production d'énergie pour une ferme photovoltaïque, et pour un scénario d'énergie nécessaire de 17,5 TWh/an pour la production d'hydrogène par électrolyse, l'AESN a estimé la surface en panneau solaire équivalente nécessaire à 17 500 ha, soit 0,2% du bassin Seine-Normandie (source : AESN (2022), Impacts directs et indirects sur la ressource en eau du bassin Seine-Normandie de la production d'hydrogène décarboné – Note).

A noter que le nucléaire reste fortement présent dans le mix électrique français (aujourd'hui et dans le futur), l'approvisionnement en électricité nucléaire pourra occuper une place importante, l'électrolyse issue d'énergie nucléaire étant considérée comme bas carbone, répondant donc aux ambitions de décarbonation du pays.

Néanmoins, pour répondre aux besoins énergétiques du déploiement de la filière hydrogène, une pression sur le foncier reste à attendre en cas d'approvisionnement photovoltaïque solaire pour sa production, occasionnant une perte potentielle de surfaces agricoles et naturelles.

³⁰ <https://renouvelables.totalenergies.fr/fr/totalenergies-inaugure-dans-les-bouches-du-rhone-la-plus-grande-centrale-solaire-sur-trackers-de>

5.4. Impact lié au stockage

En ce qui concerne le stockage, il est important de différencier les sites de stockage souterrain, des réservoirs de stockage. A l'image des projets à Martigues (13) et Manosque (04), portés respectivement par GEOGAZ et Geomethane, les capacités de stockage souterrain pourront être importantes : de 300 à 1000 tonnes pour le site de Martigues, et 6 000 tonnes pour le site de Manosque. Or, le stockage d'hydrogène en cavité saline (envisagé dans le cadre du projet porté par Geomethane) demandera un lessivage à l'eau douce (besoin ponctuel en eau).

Concernant les réservoirs de stockage, aucun besoin en eau significatif n'a été identifié. Leur capacité de stockage semble être nettement inférieure à celle du stockage souterrain. A l'instar du site de Faurencia, situé à Bavans (25), d'une capacité de 1,5 tonne, et du projet HYDROMER, situé à Sète (34), qui prévoit une capacité de 2 tonnes.

A noter tout de même l'existence de projets de stockage souterrain de capacité proche des réservoirs de stockage, comme le projet HyPSTER, situé à Bresse Vallons (01), qui étudie le stockage de 3 tonnes d'hydrogène en cavité saline.

6. MATRICE AFOM

La matrice présentant les atouts, les faiblesses, les opportunités et les menaces des trois procédés de production d'hydrogène étudiés, synthétise les résultats des étapes précédentes en répondant à la question suivante :

Comment le développement de la filière va impacter la ressource en eau sur le territoire du bassin Rhône-Méditerranée ?

Elle se base sur la synthèse des informations identifiées dans la littérature, complétée par les entretiens réalisés avec les acteurs du territoire, ayant permis de compléter et confirmer certains points.

Le niveau d'information étant trop faible pour constituer cette matrice spécifiquement pour la production d'hydrogène par vaporeformage ou gazéification, une seule matrice, synthétisant les éléments des trois techniques étudiées, est présentée. Le niveau d'information étant très inégal entre les trois techniques, cette synthèse s'appuie essentiellement sur les informations associées à la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, certaines informations étant parfois communes.

Tableau 11 : Matrice AFOM du développement de la filière et ses impacts sur la ressource en eau sur le territoire du bassin Rhône-Méditerranée

Atouts	Faiblesses
Déploiement de la filière Flexibilité des usines de production (arrêt possible des prélèvements et entrées d'eau, voire utilisation de stockages d'eau pour maintenir la production) Hydrogène : un des seuls moyens de stocker l'énergie électrique Electrolyse de l'eau : technologie la plus mature, la plus industrialisable Electrolyseur alcalin : technologie la plus mature, déployable à échelle industrielle, la moins coûteuse, reposant sur des matériaux généralement considérés comme non critiques Différentes sources de biomasse et biorésidus (déchets agricoles, déchets solides de municipalités, eaux usées etc.) pour obtenir du biométhane pour le vaporeformage Différentes sources de biomasse pour la gazéification : résidus de bois et de cultures, fumiers de volailles, résidus de l'industrie agro-alimentaire, combustibles solides de récupération (CSR), pneus usagés, boues d'épuration Valorisation possible des sous-produits : - L'oxygène issu de l'électrolyse, dans le secteur de la santé ou à plus grande échelle dans des procédés industriels - Le CO2 issu du vaporeformage, pour la production d'algues valorisées et transformées, par exemple, en alimentation animale - Le biochar issu de la gazéification, valorisé sur les terres agricoles afin d'augmenter les rendements Création d'emplois directs et indirects (autour de la réglementation, de l'ingénierie du développement des infrastructures, ...) Impacts sur la ressource en eau Besoins en eau plus faible pour le vaporeformage et la gazéification	Déploiement de la filière Coûts de production encore élevé par rapport aux énergies fossiles Maturité technologique partielle : production en grande série pas encore possible Pertes importantes d'énergie tout au long du processus (production, transport, transformation et utilisation) Quantité insuffisante d'électricité renouvelable Manque de disponibilité d'équipements à échelle industrielle et de qualité Manque d'infrastructures Déploiement de la filière encore limité aux plus gros sites industriels (peu de solutions offertes aux plus petits sites voisins) Possibilité de stocker sous forme d'hydrogène la production électrique excédentaire à partir d'EnR pas encore valorisée (production d'hydrogène aujourd'hui destinée à d'autres usages, car moins coûteux) Transport d'hydrogène par camion, peu écologique, sur de courtes distances (coût encore élevé) Maillage du territoire en infrastructures de recharge encore insuffisant Attente d'une stabilisation de la situation de la part de certains acteurs avant de s'engager Difficultés de trouver des financements Besoins en électricité importants pour l'électrolyse Fluctuations du coût de l'énergie Besoins en électricité pour produire de l'hydrogène pouvant entrer en concurrence avec les autres besoins Electrolyseur alcalin moins adapté en cas d'intermittence de la production électrique à partir d'énergies renouvelables Nouvelles surfaces à trouver, notamment en cas d'approvisionnement photovoltaïque, pour répondre à la demande d'accès à de l'électricité renouvelable pour l'électrolyse Incertitudes pour maintenir la production la nuit ou sans vent, en cas d'approvisionnement exclusivement en électricité renouvelable, sans mixte Incertitudes sur les moyens pour connecter les potentiels sites de production d'énergie renouvelable éloignés des sites de production d'hydrogène Incertitudes sur l'accompagnement politique et l'élaboration de réglementations (normes actuelles de certification pas adaptées) Impacts sur la ressource en eau Besoins en eau (de qualité pure pour l'électrolyse conventionnelle) importants pour l'électrolyse Impacts sur la ressource en eau liés aux besoins bruts en eau (en particulier pour l'électrolyse), notamment pour le refroidissement Impacts sur la ressource en eau liés aux rejets (effluents liquides concentrés en sels minéraux des usines d'électrolyse, eau rejetée ayant servi au refroidissement plus chaude, saumure issue des usines de dessalement enrichie en sel et en produits chimiques)

Opportunités	Menaces
Déploiement de la filière Panel d'outils d'accompagnement (AMI, PIIEC sur l'hydrogène « Hy2Tech ») et de soutien financier (PIA, ANR, Bpifrance, Ademe, Banque des Territoires, CITE, CEE) Stratégie hydrogène pour l'Union européenne, stratégie nationale hydrogène à horizon 2030, plan hydrogène national de 2018, PPE pour la période 2019-2028 Stratégie d'orientation vers des carburants durables Ambition nationale de réindustrialisation du territoire Solutions disponibles de stockage d'hydrogène : réservoirs ou cavités salines (conditions essentiellement dans le Sud-Est-Ouest et à l'Est), à l'intérieur d'une roche poreuse, dans une cavité rocheuse avec revêtement Réseau de canalisations de transport d'hydrogène à coût compétitif au niveau européen en projet Injection possible dans le réseau de transport du gaz naturel existant, mélangé au méthane Transport transfrontalier à l'étude via gazoducs (projet de pipeline « BarMar ») ou navires Objectif fixé par la PPE de multiplier la puissance du parc de production d'électricité renouvelable (y compris le parc photovoltaïque) Coût de production prévu à la baisse Souscription possible à des contrats d'achat d'électricité verte Utilisation envisageable de biomasse pour des petites unités et de biogaz pour des petites/moyennes unités Impacts sur la ressource en eau Progrès en matière de désalinisation Voies possibles d'alimentation en eau de qualité standard, industrielle, de STEP ou de mer Possibilités de recyclage des effluents liquides, de la mise en place de système de refroidissement en circuit fermé ou fonctionnant à sec (sans eau), et de connexion au réseau communal d'eaux usées Etude en cours pour récupérer l'eau douce rejetée dans l'étang de Berre depuis la Durance, notamment pour l'hydrogène Possibilité de récupérer 1/3 à 50% de l'eau consommée (recombinaison des molécules d'H₂), pour certains usages comme la fabrication de E-kérosène ou de méthanol à partir d'hydrogène	Déploiement de la filière Conflits d'usages : - Ressources déjà en tension sur certains secteurs - Biométhane et boue d'épuration destinés à d'autres usages plus pertinents - Sobriété des usages à trouver pour ne pas faire exploser la production et la consommation d'eau, et créer des tensions liées à l'électricité et au CO₂ pour les E-fuel - Concurrence entre l'utilisation de l'énergie photovoltaïque pour l'électricité et pour la production d'hydrogène Fluctuations des coûts de l'énergie Perte industrielle par délocalisation et importation d'hydrogène produit à moindre coût Disponibilité future de l'électricité Surcoût électrique important du dessalement d'eau de mer Besoin d'électricité également important pour décarboner le pays (indépendamment de l'hydrogène) Incertitudes sur l'exportation vers l'Allemagne d'hydrogène produit à partir du nucléaire Risque de stagnation de la production résultant de : - L'application du principe de zéro artificialisation nette, limitant l'espace occupable pour la production d'énergie renouvelable - L'importation d'énergies vertes en France - La disponibilité de la ressource en eau et de l'électricité Contraintes supplémentaires liées à la justification d'utilisation d'une électricité d'origine renouvelable à un pas de temps horaire (obligatoire à l'horizon 2026/2027) Possibilité que les projets n'aboutissent pas Impacts sur la ressource en eau Risque d'accroissement, voire de création, de tensions quantitatives liées aux besoins en eau

AMI : Appel à Manifestation d'Intérêt

PIIEC : Projet Important d'Intérêt Européen Commun

PIA : Programme d'investissements d'avenir

ANR : Agence nationale de la recherche

CITE : Crédit d'impôt pour la transition énergétique

CEE : Certificats d'économie d'énergie

EnR : Energie renouvelable

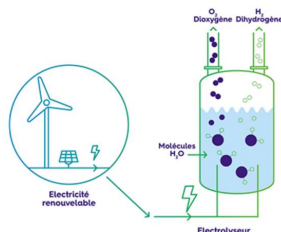
7. FICHES DESCRIPTIVES

L'ensemble des éléments recueillis sur les techniques de production d'hydrogène étudiées sont présentés dans une fiche descriptive, qui synthétise pour chaque technique : les éléments techniques, l'impact sur la ressource en eau et les éléments socio-économiques.

Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau

DESCRIPTION DU PROCESSUS

Cette technique consiste à faire passer un courant électrique entre deux électrodes et permettre la séparation des molécules d'hydrogène de la molécule d'oxygène, selon l'équation qui suit : $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$.



ÉLÉMENTS TECHNIQUES

→ **Technologies disponibles** : l'électrolyseur alcalin (technologie plus mature, la plus industrialisable, moins adapté en cas d'intermittence de la production électrique), l'électrolyseur PEM (coût plus élevé, solution adaptée aux sources d'énergie intermittentes) et l'électrolyseur haut-température (meilleurs rendements, moins coûteux).

→ **Intrants** : l'électrolyse conventionnelle a besoin d'une **eau de qualité pure**. Il est estimé que 20L d'eau (volume variable selon la qualité de l'eau) permet d'obtenir 10L d'eau déminéralisée et de produire environ 1kg d'hydrogène. Pour l'heure, l'approvisionnement en eau depuis le réseau potable semble privilégié, présentant l'avantage d'éviter les coûts et problèmes liés au prétraitement, et pour faciliter la maintenance. Mais d'autres sources d'approvisionnement sont possibles ou à l'étude (eau de qualité standard, voire industrielle, eau de mer, eau de STEU).

L'électricité en volume important est aussi essentielle, de l'ordre de 50 à 70 kWh/kg d'hydrogène produit selon les sources d'information.

→ **Besoins indirects** : pour répondre aux besoins en électricité pour produire de l'hydrogène à partir d'énergies renouvelables, de nouvelles surfaces seront à trouver, notamment en cas d'approvisionnement photovoltaïque.

→ **Sous-produit** : l'oxygène peut être utilisé à petite échelle dans le secteur de la santé ou à plus grande échelle dans des procédés industriels.

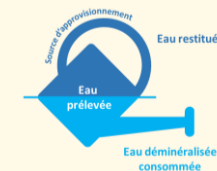
DIMENSIONS SOCIO-ECONOMIQUES

→ **Le coût de production** d'hydrogène dépendra de la capacité de production et de la durée de fonctionnement, et en grande partie du coût de l'électricité, qui peut représenter jusqu'à 70 % du coût total. Selon les sources, le prix affiché peut varier entre 3 et 8 €/kgH₂.

→ Le procédé d'électrolyse est attendu pour occuper une place prédominante dans le développement de la filière hydrogène (procédé retenu à 95 % par les acteurs de la filière). Il pourra permettre la **création d'emplois**, notamment autour de la réglementation, de l'ingénierie du développement des infrastructures (de distribution notamment).

IMPACTS SUR LA RESSOURCE EN EAU

→ **L'impact brut** de la production d'hydrogène est principalement lié aux volumes d'eau prélevée dédiés à la production directe. Ils sont variables selon le procédé de production, la durée de fonctionnement des usines et le rythme de production. Ces besoins bruts en eau pourront se situer entre 250 et 310 kg (ou L)/MWh. Sachant qu'une partie sera restituée au milieu après l'étape de déminéralisation, et l'autre consommée.



Des volumes d'eau additionnels pourront également être nécessaires pour le refroidissement des installations qui, selon le type de système de refroidissement, pourront être réutilisés, restitués au milieu et/ou consommés par évaporation (rejets dans l'atmosphère).

→ **Les impacts des rejets** des usines de production d'hydrogène pourront être liés :

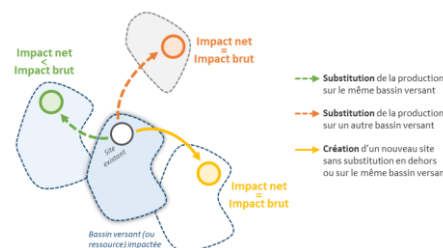
- Aux effluents liquides (fraction des besoins bruts en eau restituée) concentrés en sels minéraux et rejetés après traitement dans le milieu ou dans le réseau d'eaux usées,
- A la température de l'eau rejetée ayant servi au refroidissement,
- A la saumure enrichie en sel et en produits chimiques, issue des usines de dessalement en cas d'approvisionnement en eau de mer.

IMPACT NET SUR LA RESSOURCE EN EAU

L'**impact net** se mesure en considérant deux choses :

1. Pour décarboner les secteurs particulièrement impactant en CO₂, la production actuelle d'hydrogène par vaporeformage de méthane, déjà consommatrice d'eau, pourrait être substituée par le procédé d'électrolyse de l'eau.
2. Localement, l'impact net dépendra de la ressource sollicitée pour le futur site de production.

Scénario d'impact d'un projet de production d'hydrogène par électrolyse



L'impact net d'un projet sera donc le résultat de la **différence (resp. l'addition) entre les impacts bruts existants et les impacts bruts de la production future de substitution (resp. additionnelle)**.

À l'échelle d'un bassin versant (ou d'une ressource), l'impact net pourra être inférieur ou égal à l'impact brut associé à cette production future.

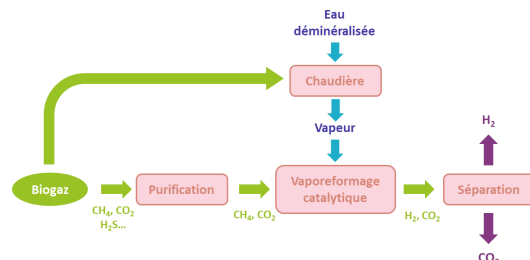
AUTRES ENJEUX

Répondre aux besoins importants en eau et en électricité pour la production d'hydrogène présente un risque de conflit d'usages, notamment sur les secteurs où la ressource en eau est déjà en tension, et face aux besoins existants d'électricité également important pour décarboner le pays (indépendamment de l'hydrogène).

Production d'hydrogène par vaporeformage de biométhane

DESCRIPTION DU PROCESSUS

Cette technique consiste à exposer un biogaz (du biométhane par exemple) à de la vapeur d'eau chauffée à haute température, pour lui faire libérer l'hydrogène qu'il contient, selon l'équation qui suit : $\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2$.



ELEMENTS TECHNIQUES

→ **Intrants** : Le **biogaz**, dont le biométhane, est produit par la décomposition de matériaux organiques dans un milieu contenant peu ou pas d'oxygène. Ce procédé peut être alimenté par différentes sources de biomasse et biorésidus (déchets agricoles, déchets solides de municipalités, eaux usées etc.).

Un apport en **eau déminéralisée** est également nécessaire, estimé entre 5 et 6L d'eau par kg d'hydrogène produit. Le volume nécessaire d'eau brute sera donc au moins supérieur, et fonction de sa qualité.

→ **Sous-produit** : Une voie possible de valorisation du CO_2 est l'utilisation pour la production d'algues, qui pourront être valorisées et transformées, par exemple, en alimentation animale.

DIMENSIONS SOCIO-ECONOMIQUES

Selon les sources, le **coût de production** varie entre 1,5 et 4 €/kgH₂. Bien que moins cher, le procédé ne bénéficie pas du même niveau de maturité et de déploiement à échelle industrielle que le procédé d'électrolyse. Les projections montrent d'ailleurs que les volumes d'hydrogène produit par vaporeformage resteront minoritaires par rapport au volume total.

IMPACTS SUR LA RESSOURCE EN EAU

→ **L'impact brut** de la production d'hydrogène par vaporeformage apparaît moins important que celui du procédé d'électrolyse. D'un point de vue stœchiométrique, le procédé demande deux fois moins d'eau que l'électrolyse. Comme pour l'électrolyse, une partie des besoins bruts en eau pour la production directe sera restituée au milieu après l'étape de déminéralisation, et l'autre consommée. Les informations manquent pour quantifier les besoins en eau sur le bassin, y compris ceux nécessaires au refroidissement.

→ **Les impacts des rejets** des usines de production ne sont pas clairement identifiés, mais compte tenu de la nature des besoins en eau, similaire au procédé d'électrolyse, ils pourront être liés :

- Aux effluents liquides (fraction des besoins bruts en eau restituée) concentrés en sels minéraux et rejetés après traitement dans le milieu ou dans le réseau d'eaux usées,
- A la température de l'eau rejetée ayant servi au refroidissement,
- A la saumure enrichie en sel et en produits chimiques, issue des usines de dessalement en cas d'approvisionnement en eau de mer.

IMPACT NET SUR LA RESSOURCE EN EAU

L'**impact net** est difficile à mesurer, en l'absence d'informations précises sur les impacts bruts. Et il apparaît peu probable de considérer que cette production d'hydrogène renouvelable pourrait se substituer, à capacité équivalente, à la production actuelle carbonée.

L'impact net d'un projet sera le résultat de la **différence (resp. l'addition) entre les impacts bruts existants et les impacts bruts de la production future de substitution (resp. additionnelle)**. À l'échelle d'un bassin versant (ou d'une ressource), il pourra être inférieur ou égal à l'impact brut associé à cette production future.

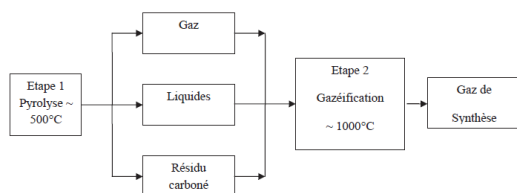
AUTRES ENJEUX

A l'échelle industrielle, le biogaz est aujourd'hui principalement utilisé pour l'injection au réseau de gaz de ville et par combustion pour la production d'électricité et de chaleur. Répondre aux besoins en biométhane pour la production d'hydrogène présente donc un risque de conflit d'usage.

Production d'hydrogène par gazéification de biomasse

DESCRIPTION DU PROCESSUS

La gazéification a proprement dit consiste à chauffer à haute température de la biomasse, et permettre sa conversion en un mélange gazeux, appelé gaz de synthèse ou syngas, composé notamment d'hydrogène. L'équation bilan de la gazéification de biomasse s'écrit : $C_6H_9O_4 + 2H_2O \leftrightarrow 6CO + 6,5H_2$. La réaction peut précéder une étape de pyrolyse (ou thermolyse), qui consiste à chauffer la biomasse à des températures plus faibles, permettant sa conversion en une phase liquide, gazeuse et solide (sous-produit).



ELEMENTS TECHNIQUES

→ **Intrants** : La **biomasse** pour la gazéification peut être de différentes origines : résidus de bois et de cultures, fumiers de volailles, résidus de l'industrie agro-alimentaire, combustibles solides de récupération (CSR), pneus usagés, boues d'épuration...

L'eau pour la gazéification n'est pas considérée comme un besoin important.

→ **Sous-produit** : Selon le procédé, le sous-produit issu de la gazéification est un résidu carboné, le « biochar » (ou « coke », ou « char »), qui peut ensuite être valorisé sur les terres agricoles afin d'augmenter les rendements agricoles.

DIMENSIONS SOCIO-ECONOMIQUES

Le **coût de production** varie entre 2 et 6 €/kgH₂. Les projections montrent que les volumes d'hydrogène produit par gazéification seront négligeables par rapport au volume total.

IMPACTS SUR LA RESSOURCE EN EAU

→ L'**impact brut** de la production d'hydrogène par gazéification ne paraît pas être un enjeu sur le bassin. D'un point de vue stœchiométrique, le procédé demande trois fois moins d'eau que l'électrolyse. Des informations spécifiques à la technique seraient à recueillir pour quantifier les besoins en eau, y compris les éventuels volumes d'eau nécessaires au refroidissement.

→ **Les impacts des rejets** des usines de production ne sont pas clairement identifiés. Compte tenu de la nature industrielle de l'activité, ils pourront notamment être liés :

- Aux effluents liquides rejetés après traitement dans le milieu ou dans le réseau d'eaux usées,
- A la température de l'eau rejetée ayant servi au refroidissement.

IMPACT NET SUR LA RESSOURCE EN EAU

L'**impact net** est difficile à mesurer, en l'absence d'informations précises sur les impacts bruts. Et il apparaît peu probable de considérer que cette production d'hydrogène renouvelable pourrait se substituer, à capacité équivalente, à la production actuelle carbonée.

L'impact net d'un projet sera le résultat de la **différence (resp. l'addition) entre les impacts bruts existants et les impacts bruts de la production future de substitution (resp. additionnelle)**. À l'échelle d'un bassin versant (ou d'une ressource), il pourra être inférieur ou égal à l'impact brut associé à cette production future.

AUTRES ENJEUX

Répondre aux besoins en biomasse pour la production d'hydrogène présente un risque de conflit avec d'usages, notamment avec les filières existantes de valorisation des boues d'épuration (épandage, compostage, méthanisation, incinération, enfouissement, filières alternatives...).

8. EVALUATION DES RISQUES ACTUELS ET FUTURS A L'ECHELLE DE CHAQUE SOUS-BASSIN VERSANT

Des données recueillies jusqu'ici, il a été difficile de dimensionner avec précision le développement de la filière hydrogène, existante et projetée.

Par ailleurs, le manque de connaissances sur le calendrier des projets et les incertitudes quant à son respect rendent difficile la construction de scénario de développement de la filière. D'autant qu'un projet peut être redimensionné, voire ne pas aboutir.

Une simplification a donc été nécessaire, considérant que les dimensions en phase finale de fonctionnement de chaque projet (lorsqu'elles ont pu être identifiées) seront atteintes, d'ici 5/10 ans, en cohérence avec les dates mentionnées dans les documents et lors des entretiens. De cette manière, il a été possible de représenter un scénario de développement de la filière hydrogène, ainsi que d'évaluer les volumes d'eau nécessaire à la production d'hydrogène, selon les trois techniques étudiées et d'identifier les zones potentielles de tension actuelle et future au niveau de la ressource en eau.

8.1. Production d'hydrogène

Parmi les projets identifiés lors du recensement des projets existants, il a été possible d'attribuer un scénario de production d'hydrogène pour 25 projets, totalisant une capacité de production d'environ 1 640 MW, essentiellement dans le département des Bouches-du-Rhône. A cela s'ajoute une capacité totale de 70 MW répartie entre 40 stations de distribution d'hydrogène identifiées dans le panorama de France Hydrogène, réparties de façon plus hétérogène sur le territoire.

Scénario de production d'hydrogène agrégé par commune

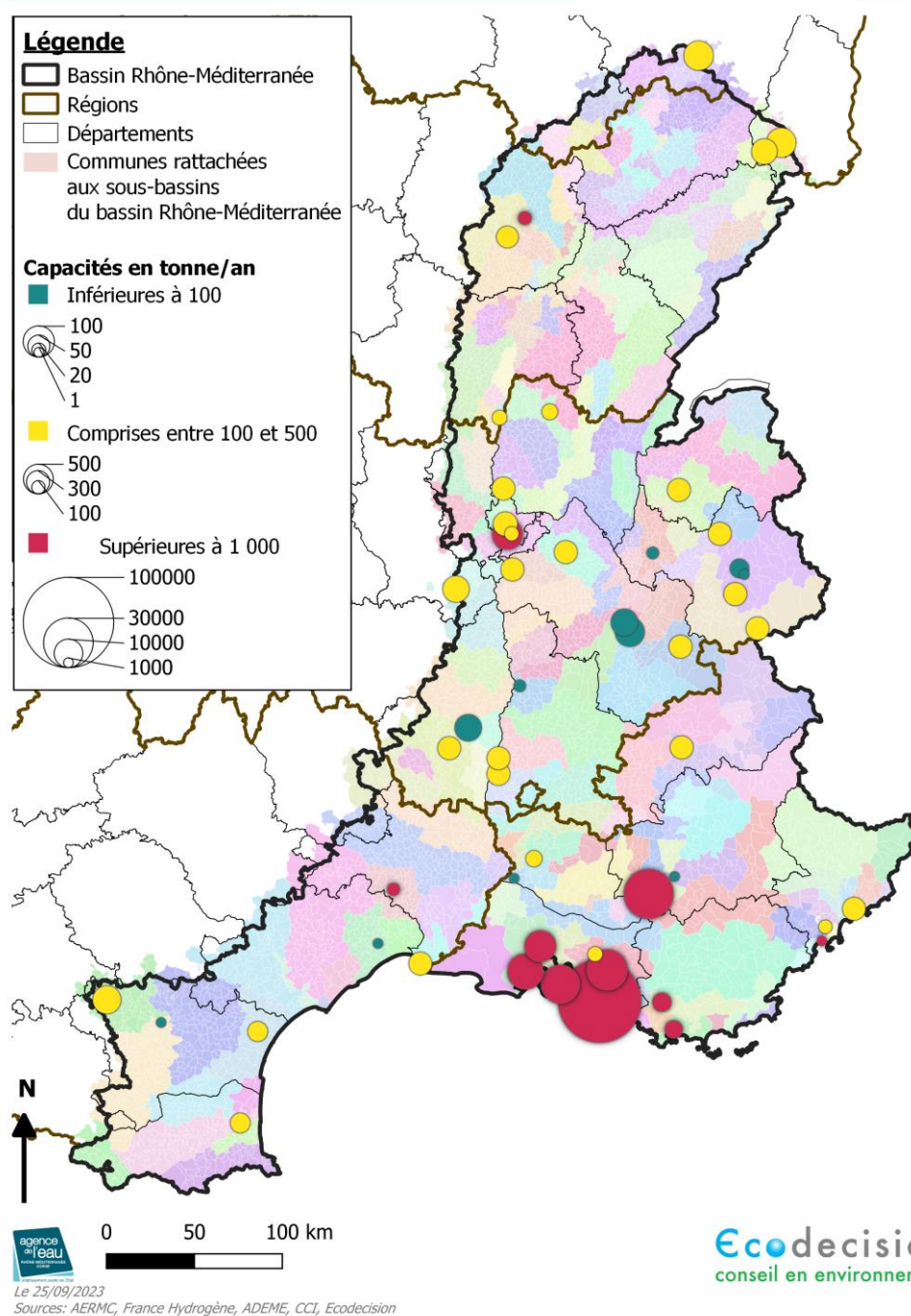


Figure 23 : Scénario de production d'hydrogène agrégée par commune (sources : ADEME, France Hydrogène, CCI de France, articles web)

8.2. Estimation des volumes d'eau

Sur la base du recensement des projets et des données associées recueillies, ainsi que de l'analyse des impacts sur la ressource en eau de la production d'hydrogène, il a été possible de cartographier les besoins bruts en eau des projets identifiés. Cette cartographie repose sur les considérations et hypothèses suivantes :

- hypothèse que l'intégralité de l'hydrogène sera produite par électrolyse, nécessitant une eau de qualité ultra pure,
- besoin de 20 kg (ou 20 L) d'eau pour produire 1 kg d'hydrogène par électrolyse,
- 1MW environ égal à 330kg/j.

Estimations des besoins annuels bruts en eau pour la production directe d'hydrogène

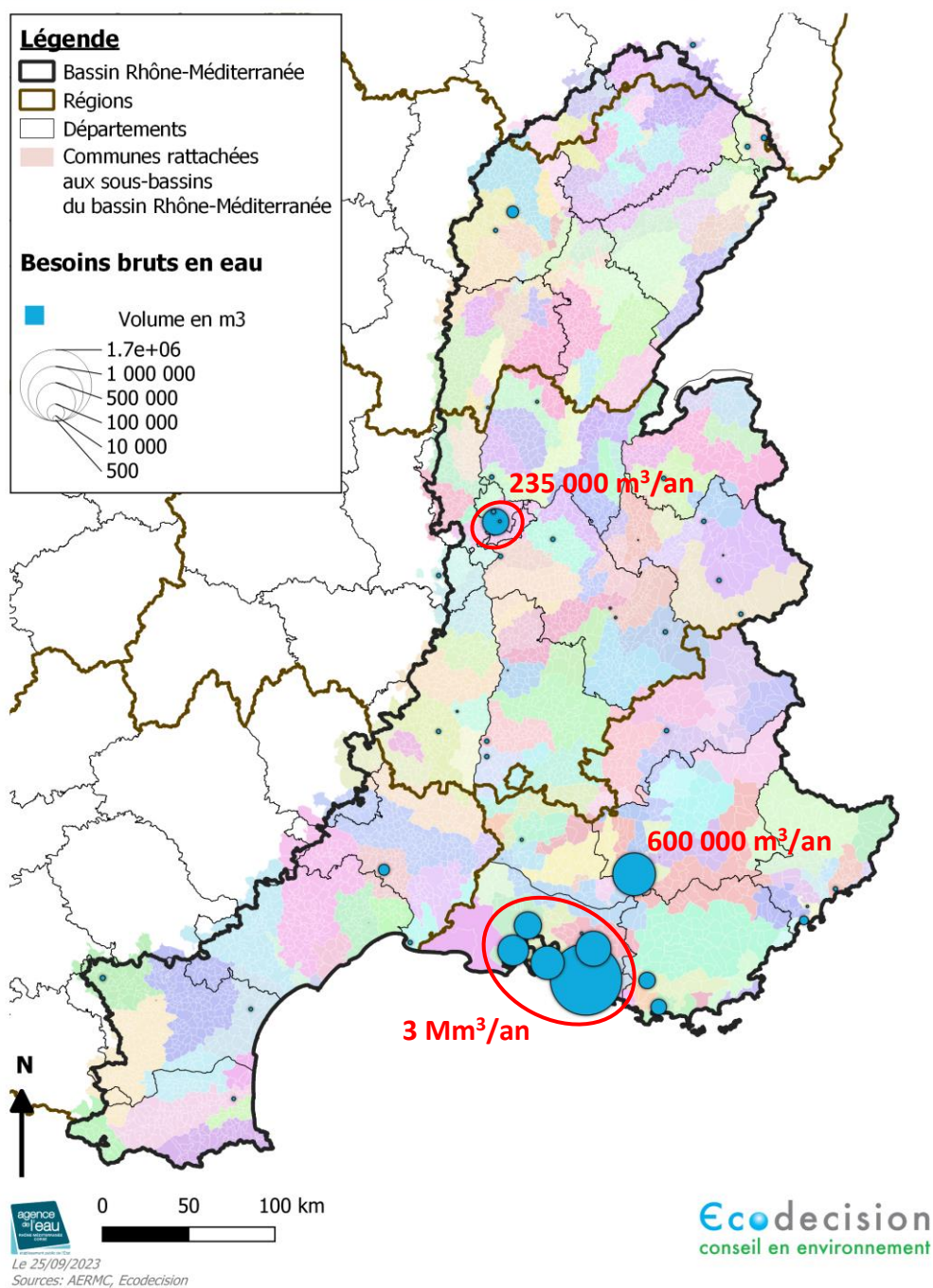


Figure 24 : Besoins annuels bruts en eau pour la production directe d'hydrogène associés aux projets recensés

Les besoins pour le refroidissement ne sont pas pris en compte sur cette représentation. Les volumes associés sont encore trop incertains, pouvant se faire en circuit ouvert ou fermé, voire en fonctionnement à sec (donc sans eau). Mais il est vraisemblable qu'ils se concentreront là où se concentrent déjà les besoins bruts en eau.

Le territoire est donc marqué par :

- **la concentration de 70% des besoins bruts en eau sur le département des Bouches-du-Rhône**, correspondant à volume de 3 millions de m³ et une hausse de moins de +2% des besoins actuels pour l'industrie³¹ sur le département (source : données BNPE 2012-2021) ;
- **un besoin brut en eau à hauteur de 600 000 de m³ sur le sous-bassin de la Moyenne Durance aval**, soit 14% des besoins du territoire, correspondant à une hausse de +10% des besoins actuels pour l'industrie sur le sous-bassin (source : données BNPE 2012-2021) ;
- **un besoin brut en eau à hauteur de 235 000 de m³ sur le sous-bassin du Territoire Est Lyonnais**, soit 6% des besoins du territoire, correspondant à une hausse de +0,2% des besoins actuels pour l'industrie sur le sous-bassin (source : données BNPE 2012-2021).

³¹ L'industrie regroupe ici les activités industrielles et autres activités économiques (hors irrigation, alimentation des canaux, énergie).

Le tableau ci-dessous permet de comparer, à l'échelle des sous-bassins concernés, les besoins bruts en eau les plus importants estimés, au regard des volumes des autres usages actuels :

Tableau 12 : Synthèse, à l'échelle des principaux sous-bassins concernés, des besoins bruts en eau estimés pour la production d'hydrogène et des besoins pour les autres usages actuels (volumes en m³/an – source : données BNPE 2012-2021, Ecodecision)

Dpt	Sous-bassin*	Alimentation en eau potable	Industrie	Irrigation	Canaux	Barrage	Energie	Estimations pour l'hydrogène
13	Crau - Vigueirat	23 millions	10 millions	210 millions	240 millions	850 millions	-	310 000
	Arc provençal	115 000	2,1 millions	3,3 millions	800 000	120 millions	-	400 000
	Etang de Berre	1 million	10 millions	4,6 millions	18 millions	1,1 milliard	-	600 000
	Littoral Marseille - Cassis	-	1,3 millions	290 000	-	60 millions	-	1680000
04	Moyenne Durance aval	5,7 millions	6,2 millions	22 millions	53 millions	6,1 milliards	-	600 000
38 & 69	Territoire Est Lyonnais	99 millions	112 millions	12 millions	2,9 millions	13 milliards	3,6 millions	235 000
83	Gapeau	3,1 millions	250 000	3 millions	3,7 millions	30 millions	-	88 000
83	Côtiers Ouest Toulonnais	12 millions	450 000	720 000	620 000	700 000	-	78 000

* Sous-bassins identifiés par le SDAGE 2022-2027 (carte 7B) comme nécessitant des actions sur tout ou partie du territoire pour résorber les déséquilibres quantitatifs (en marron) ou préserver les équilibres quantitatifs (en jaune).

L'origine des volumes prélevés et le milieu récepteur des rejets restent encore une inconnue pour la majorité des projets recensés. D'autant que s'il apparaît que l'eau du réseau potable sera privilégiée, d'autres sources d'alimentation en eau (eau industrielle, de STEP ou de mer) sont à l'étude. Et la quantité d'eau consommée dépendra de la source et de sa qualité.

Pour rappel, le calcul de ces volumes et leur localisation reposent sur les données disponibles pour 65 des 110 projets recensés. La nature (site de stockage, site de distribution uniquement, production d'autres équipements, ...) ou les informations recueillies sur les 45 projets restants ne permettent pas de leur associer une production et donc un besoin en eau. L'estimation des volumes est donc vraisemblablement incomplète.

Cette représentation offre avant tout une répartition géographique des potentiels besoins bruts en eau pressentis pour le déploiement de la filière, auxquels il faudra rajouter les éventuels besoins pour le refroidissement des installations, et sachant qu'il est estimé que plus de la moitié des besoins pour l'électrolyse sont restitués au milieu.

8.3. Analyse de la tension par territoire

L'addition des incertitudes et du manque de connaissance sur l'état actuel et l'évolution du déploiement de la filière hydrogène rend difficile la construction de scénarios quantitatifs afin d'identifier les territoires susceptibles d'être en tension à moyens/longs termes (horizon 2030, voire 2050). Les projets recensés sont susceptibles d'évoluer, voire ne pas aboutir, et d'autres peuvent émerger, la filière étant récente et en phase d'industrialisation.

Seule une approche qualitative peut être proposée, consistant à :

- Croiser la localisation des projets avec un besoin en eau (ou une production) identifiés avec les sous-bassins en situation de tension quantitative ³² de la ressource superficielle pour **identifier les sous-bassins potentiellement en tension à court terme**. Sachant que, parmi les éléments recueillis sur les projets d'usine de production recensés sur le territoire, l'échéance de mise en service la plus tardive est 2026 ;
- Localiser les plus gros sites industriels pour lesquels l'utilisation de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone pourrait présenter un intérêt fort, et croiser cet inventaire avec les **sous-bassins potentiellement en tension à court terme** pour **identifier les sous-bassins potentiellement en tension à moyen/long terme**.

Pour rappel, nous avons pu mettre en évidence que la prédominance (en nombre de projets) de l'usage de mobilité à l'heure actuelle s'expliquait par la facilité à de compréhension du sujet par le public et sa forte plus-value. Néanmoins, les usages de l'hydrogène restent majoritairement industriels (raffinage d'hydrocarbures, production d'engrais, et certains usages de la chimie), où il est utilisé comme matière première. Et l'ambition est de décarboner en priorité les plus gros sites industriels, là où la filière aura le plus gros impact, dans un même bassin industriel.

Cette approche n'a pas pour but d'identifier avec précision les tensions à court ou moyen/long terme, mais d'offrir une cartographie des sous-bassins qui méritent une vigilance compte tenu des besoins en eau potentiels au titre du développement de la filière.

Le croisement de la localisation des projets avec un besoin en eau identifiés, avec les sous-bassins en tension quantitative de la ressource superficielle permet ainsi d'identifier **43 sous-bassins potentiellement en tension quantitative à court terme** :

- **32 sur lesquels il y a un risque d'accentuation des tensions ;**
- **11 sur lesquels il y a un risque de création de tension quantitative.**

La liste des sous-bassins versants concernés est disponible en annexe.

³² Sous-bassins identifiés par le SDAGE 2022-2027 (carte 7B) comme nécessitant des actions sur tout ou partie du territoire pour résorber les déséquilibres quantitatifs (en marron) ou préserver les équilibres quantitatifs (en jaune)

Implantations identifiées de projets de production d'hydrogène et tension quantitative de la ressource superficielle

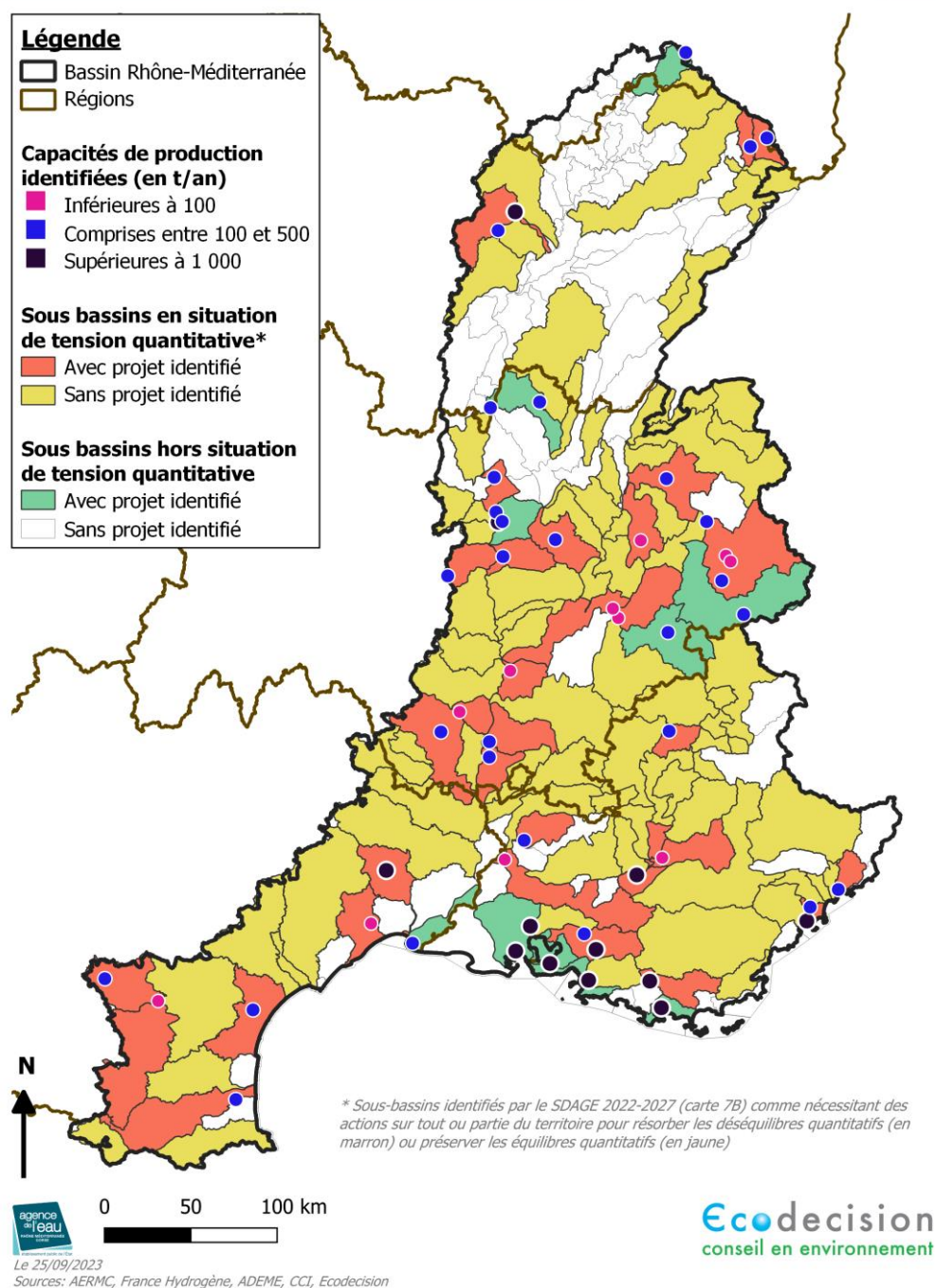


Figure 25 : Croisement de la localisation des projets avec un besoin en eau identifié, avec les sous-bassins en tension quantitative de la ressource superficielle

Concernant les projets identifiés, mais pour lesquels aucune production ou besoin en eau n'a été associé, une moitié se situe déjà dans un de ces 43 sous-bassins. L'autre moitié se répartit sur 10 autres sous-bassins :

- 4 sous-bassins versants sur lesquels il y a un risque d'accentuation des tensions ;
- 6 sous-bassins versants sur lesquels il y a un risque de création de tension quantitative.

A partir des données sur les établissements disponibles sur sirene.fr, le choix a été fait d'extraire la liste des établissements de plus de 250 salariés, dont l'activité appartient à un des groupes d'activité suivants :

- Cokéfaction et raffinage ;
- Fabrication d'autres produits minéraux non métalliques ;
- Fabrication de machines et équipements non classés ailleurs ;
- Fabrication de produits en caoutchouc et en plastique ;
- Fabrication de produits métalliques, à l'exception des machines et des équipements ;
- Industrie automobile ;
- Industrie chimique ;
- Industrie du papier et du carton ;
- Métallurgie.

Sur le bassin Rhône-Méditerranée, près de 160 établissements répondent à ces critères, répartis sur 125 communes. Si la filière hydrogène se développe pour ces établissements, il y a un **risque d'accentuation ou de création de tension quantitative à moyen/long terme pour 95 sous-bassins** :

- **64 déjà en tension quantitative ;**
- **31 hors tension quantitative.**

La liste des sous-bassins versants concernés est disponible en annexe.

Implantations envisagées à moyen ou plus long terme

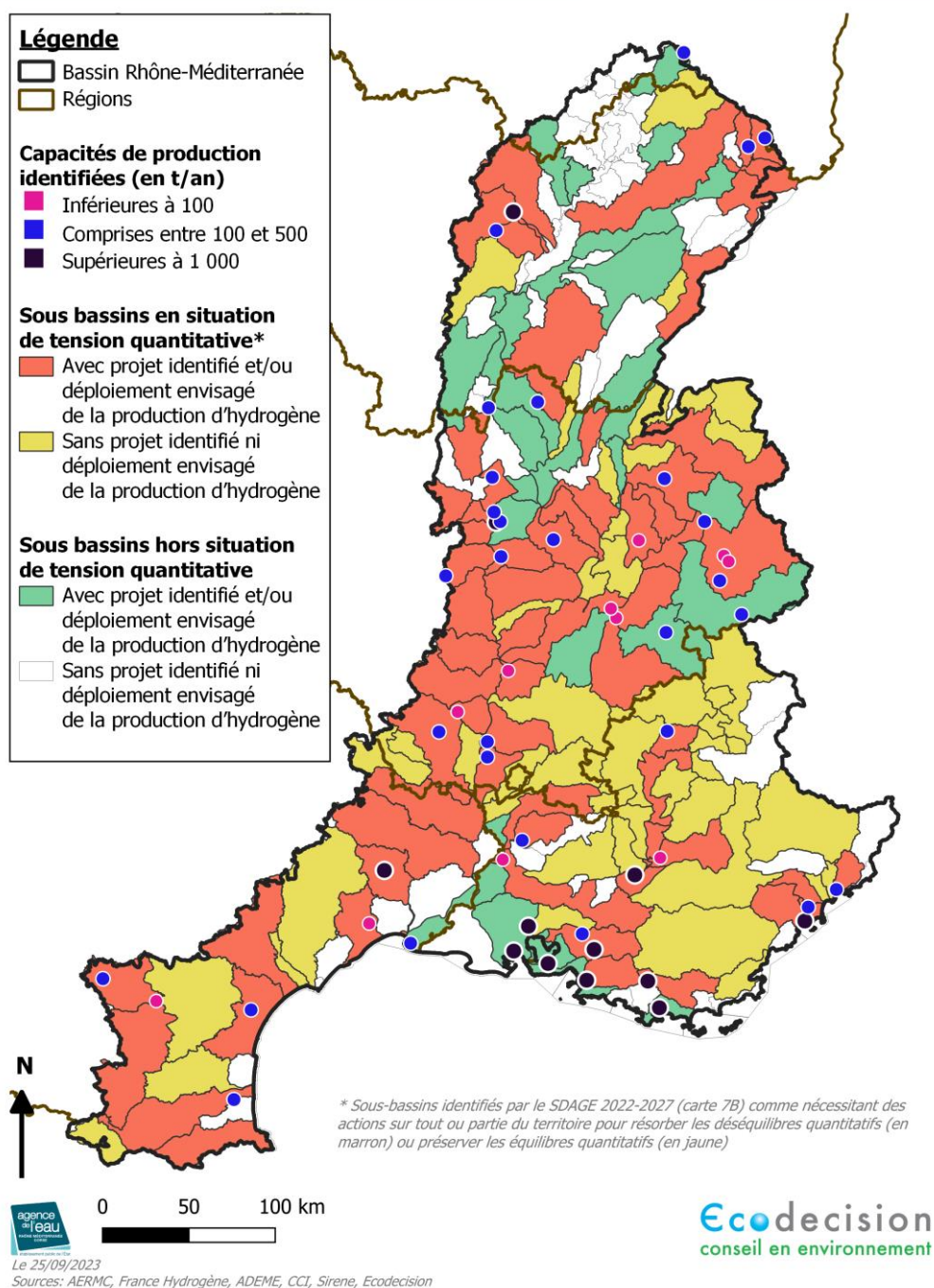


Figure 26 : Croisement des établissements pour lesquels l'utilisation de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone pourrait présenter un intérêt fort, avec la localisation des projets avec un besoin en eau identifié, et les sous-bassins en tension quantitative de la ressource superficielle

Le même exercice a été effectué avec les masses d'eau souterraine affleurantes et profondes en situation de tension quantitative³³, permettant d'identifier :

- **Celles potentiellement en tension quantitative à court terme :**
- **Celles présentant un risque d'accentuation ou de création de tension quantitative à moyens/longs termes.**

Pour rappel, il ne s'agit pas d'identifier avec précision les tensions à court ou moyen/long terme, mais dans le cas présent, d'offrir une cartographie des masses d'eau souterraine qui méritent une vigilance compte tenu des besoins en eau potentiels au titre du développement de la filière.

La liste des masses d'eau concernées est disponible en annexe.

³³ Masses d'eau souterraine affleurantes et profondes identifiées par le SDAGE 2022-2027 (carte 7A-1 et 7A-2) comme nécessitant des actions sur tout ou partie de leur territoire pour résorber les déséquilibres quantitatifs (en marron) ou préserver les équilibres quantitatifs (en jaune).

Implantations identifiées de projets de production d'hydrogène et tension quantitative de la ressource souterraine affleurante

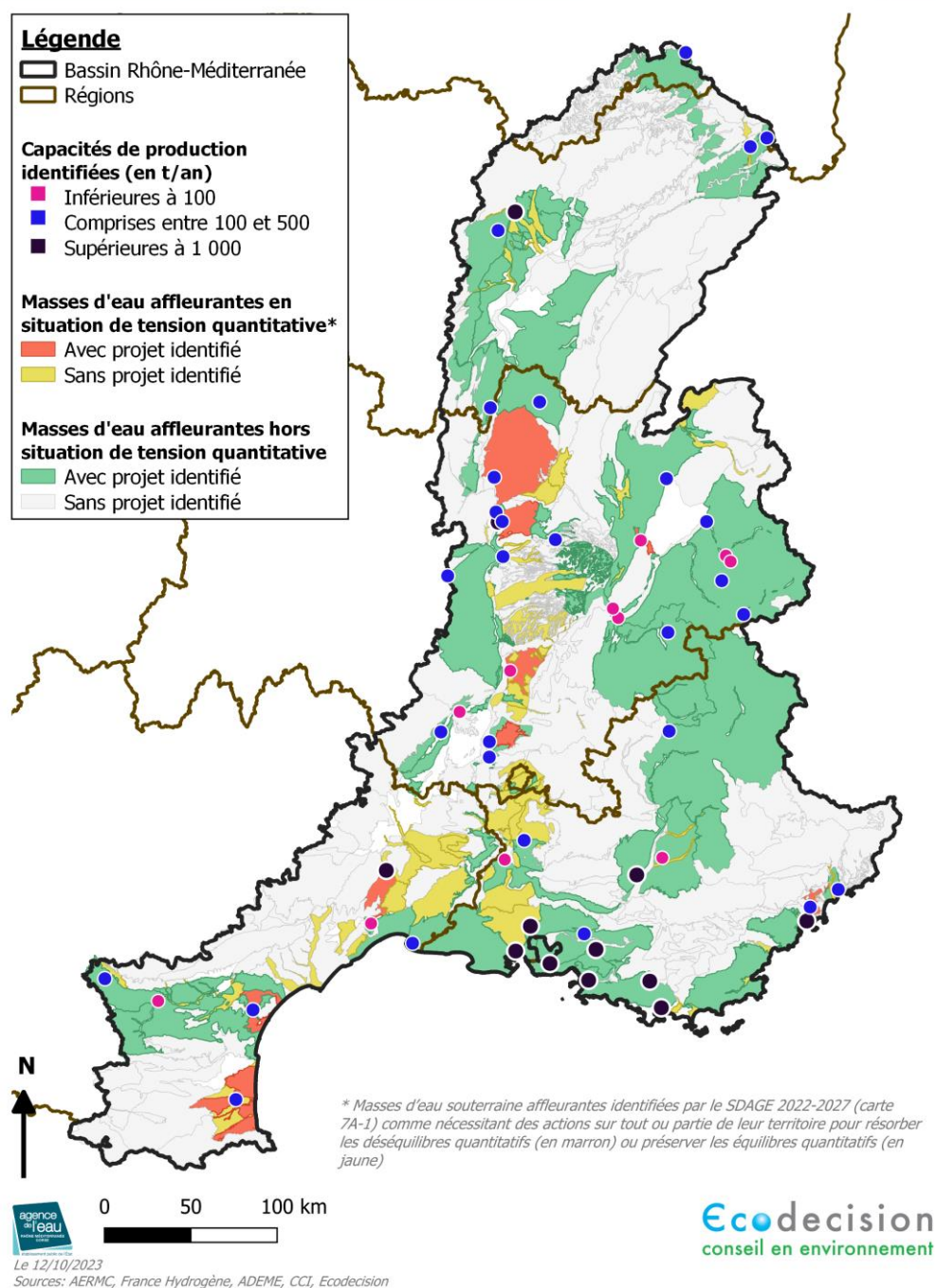


Figure 27 : Croisement de la localisation des projets avec un besoin en eau identifié, avec les masses d'eau souterraine affleurantes en tension quantitative de la ressource

Implantations envisagées à moyen ou plus long terme

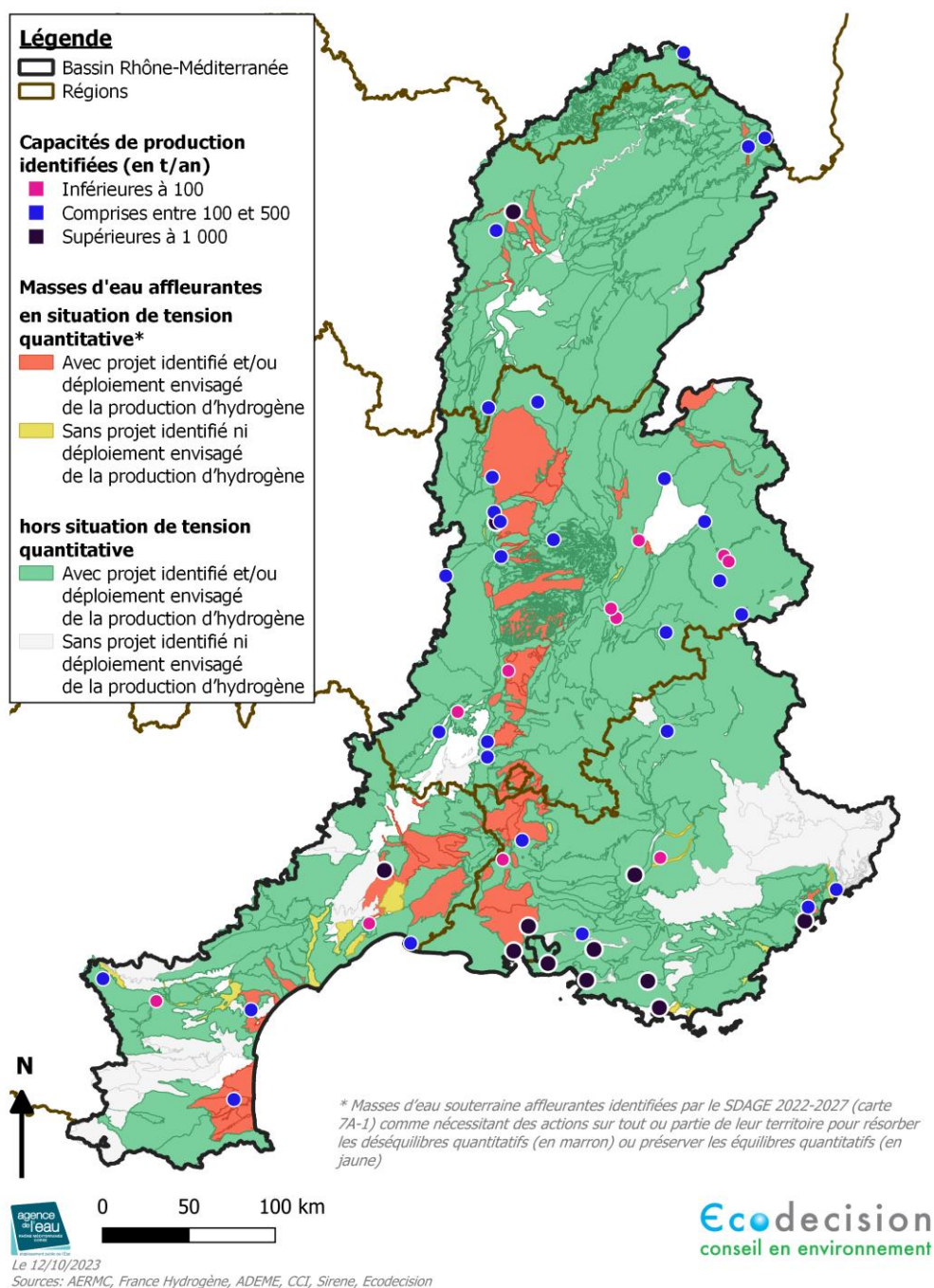


Figure 28 : Croisement des établissements pour lesquels l'utilisation de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone pourrait présenter un intérêt fort, avec la localisation des projets avec un besoin en eau identifié, et les masses d'eau souterraine affleurantes en tension quantitative de la ressource

Implantations identifiées de projets de production d'hydrogène et tension quantitative de la ressource souterraine profonde

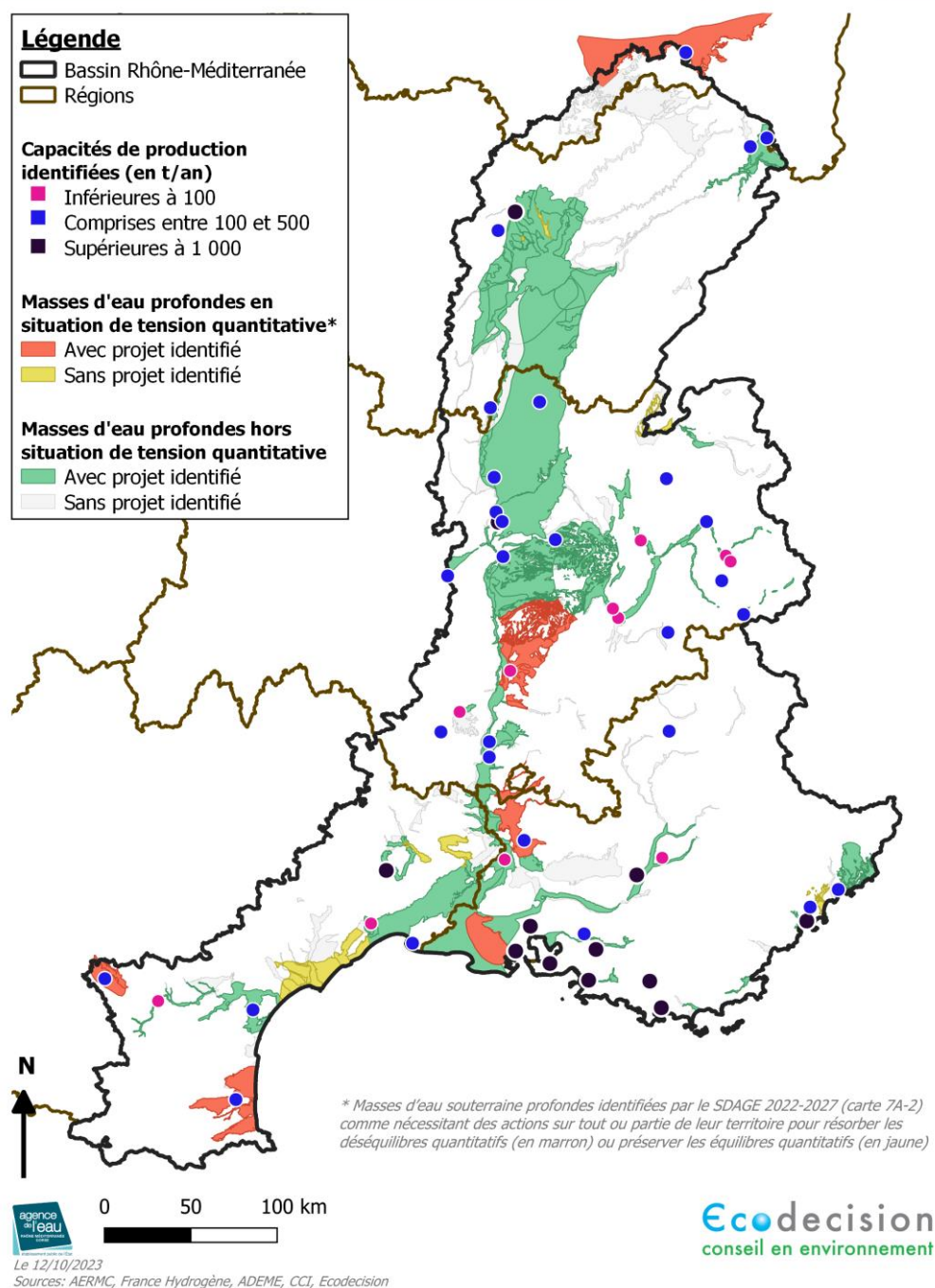


Figure 29 : Croisement de la localisation des projets avec un besoin en eau identifié, avec les masses d'eau souterraine profondes en tension quantitative de la ressource

Implantations envisagées à moyen ou plus long terme

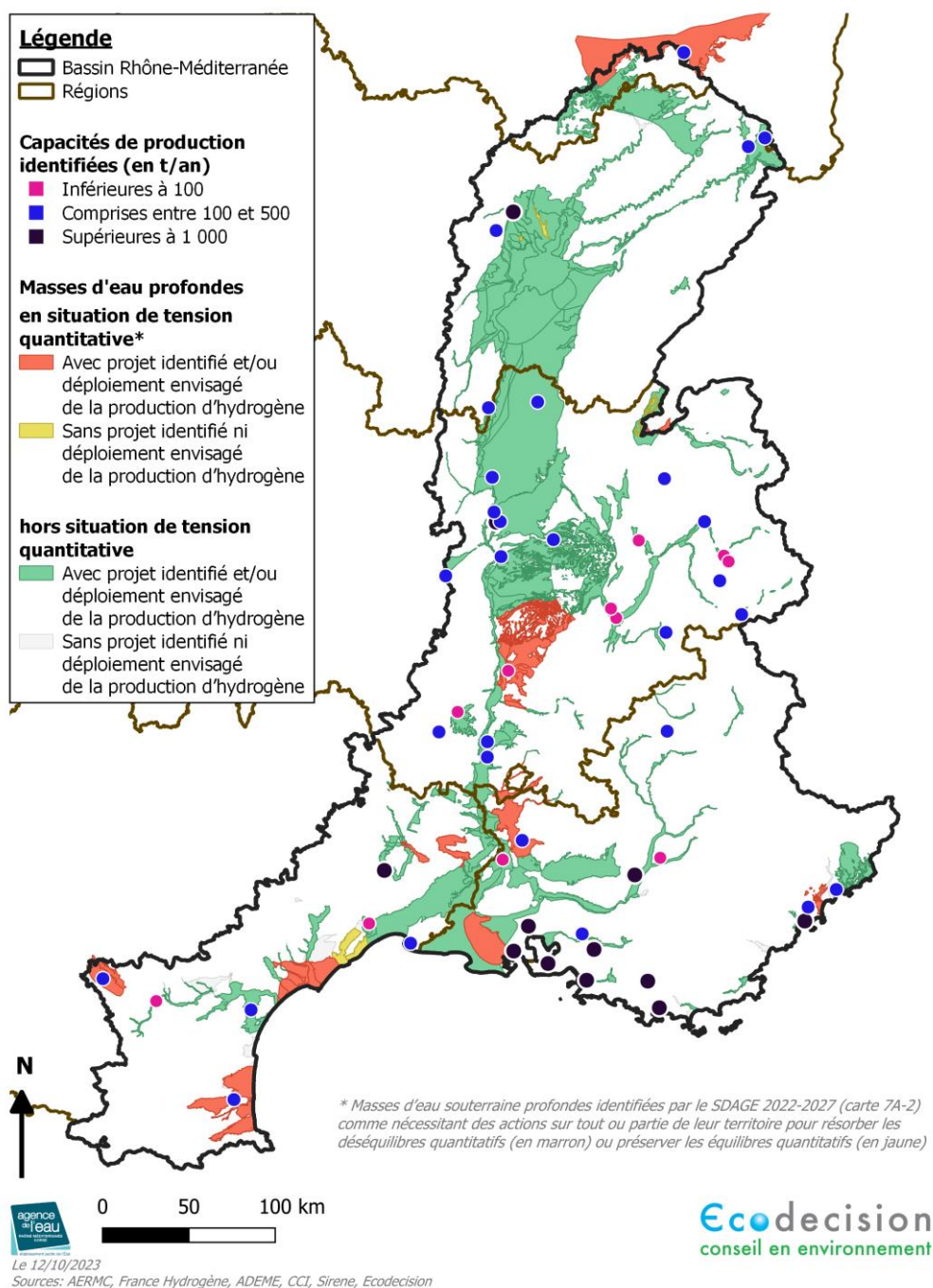


Figure 30 : Croisement des établissements pour lesquels l'utilisation de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone pourrait présenter un intérêt fort, avec la localisation des projets avec un besoin en eau identifié, et les masses d'eau souterraine profonde en tension quantitative de la ressource

ANNEXE 1 : COMPTES-RENDUS DES ENTRETIENS REALISES LORS DE LA CARACTERISATION DES TECHNIQUES DE PRODUCTION D'HYDROGENE UTILISANT DE L'EAU

Entretien avec QAir Energy

❖ Besoins en eau et impact sur la ressource du projet d'hydrogène vert Hyd'Occ

La production d'hydrogène du site aura pour première vocation l'alimentation d'usages de mobilités, puis, dans un second temps l'alimentation d'un industriel dans la zone de Port-la-Nouvelle, pour le moment un site de cimenterie Lafarge serait pressenti.

D'un point de vue stœchiométrique pour produire 1kg d'H₂ par électrolyse de l'eau, il faut transformer et consommer 9L d'eau. Lors de la première phase du projet, l'objectif de production est de 3 000 T/H₂/an. Ce chiffre est la production théorique à pleine puissance et ne sera peut-être pas atteint dans la pratique.

L'électrolyse de l'eau sera le seul procédé de production d'H₂.

Il n'y a pas de variation des besoins en eau en fonction de l'électricité entrante. Des variations pourront provenir du niveau de :

- Consommation et de production d'H₂ ;
- Pureté de l'eau utilisée. En effet au début l'eau utilisée proviendra du réseau d'eau potable (eau de surface en provenance de l'Orb et peut-être d'un projet de dérivation du Rhône). En termes d'ordre de grandeur, 12L seront prélevés, 9L seront consommés pour produire 1kg d'H₂ et 3L seront rejetés dans le milieu. À ce jour, une réflexion et un travail sont menés sur la réutilisation des eaux de station d'épuration de Port-la-Nouvelle. Le procédé d'électrolyse nécessitant une eau de qualité ultra pure, cela entraînera forcément un gap de qualité à combler. La quantité d'eau consommée dépendra de la source et de sa qualité.

Pour le procédé d'électrolyse, la conductivité de l'eau doit être inférieure à 5 micros siemens/cm (µs/cm).

En ce qui concerne les rejets en :

- Eau : Dans un premier temps, sous forme d'eau potable concentrée en minéraux dans le réseau d'assainissement. Dans un second temps, réutilisation des effluents pour irrigation ou usages industriels (exemples : nettoyage, irrigation en interne d'espaces verts...) ;
- Oxygène : à ce jour, pas de valorisation prévue, mais un projet de valorisation avec un industriel est en cours de réflexion.

❖ Informations technico-économiques

Pour les deux matières premières que sont l'électricité et l'eau, il faut des réseaux.

Une usine est constituée de 3 principaux blocs :

- Prétraitement,
- Électrolyse,
- Compression.

Il n'y a pas de stockage à proprement parler sur place. Il y aura uniquement des réserves tampons sous forme de bouteilles « buffer » où l'H₂ est stocké en faibles quantités, et des remorques de camions en forme de tubes (trailer) pour venir charger l'H₂ et le transporter à destination de son lieu d'utilisation.

Avoir une source d'eau, une source d'électricité, un foncier et un usage sont les conditions nécessaires à l'implantation d'une usine de production.

Les coûts de production dépendent beaucoup du coût de l'électricité (70% du coût de l'H₂ en dépend) : entre 6€ et 10€ le kg d'H₂ en sortie de site. Encore une fois, ce ne sont que des valeurs théoriques, nous ne connaissons pas les performances réelles de nos équipements et de nombreuses variables viennent influencer cela comme la qualité de pression entre autres.

Le projet génèrera environ 150 emplois directs (1/3 voire ¼) et indirects (2/3 voire ¾) confondus, et moins d'une dizaine de personnes sur le site.

Entretien avec Engie

Nous intervenons essentiellement sur des sujets liés à l'électrolyse, et un cas de pyrogazéification.

Les projets sont dimensionnés pour produire (et donc consommer de l'électricité) en continu, mais surtout la nuit (pour éviter les pics de consommation le jour, en particulier l'été) et les week-ends. Des coupures pour maintenance sont également à prévoir.

Le coût de l'eau arrive en deuxième voire troisième plan des préoccupations des porteurs de projet, après celui de l'électricité.

On estime qu'il faut 20L/kg d'hydrogène, pour une consommation de 9/10 L.

Le réseau de pipeline est en développement pour son transport.

En termes d'infrastructures, le rajout d'une rampe de chargement pour l'import ou l'export d'hydrogène par exemple, n'occupera pas beaucoup de place par rapport au site (idem pour les stations de distribution).

En termes de coûts de production, on prévoit une baisse sur le marché, même s'il reste compliqué de faire des prévisions.

Le coût est compris entre 6-9€/kg, en fonction des capacités de production et du nombre d'heures de fonctionnement.

Il y a une disparité entre les acteurs de leurs connaissances des conditions à l'achat d'électricité et de son utilisation optimale.

A l'horizon 2026/2027, les usines de production d'hydrogène renouvelable devront justifier que l'électricité utilisée est d'origine renouvelable à un pas de temps horaire. Aujourd'hui, la maille temporelle pour faire ce bilan est mensuelle. En soit, c'est positif et plus pertinent d'un point de vue environnemental, mais c'est une contrainte technique supplémentaire pour les usines, qui s'accompagne de surcoûts.

La question se pose alors, notamment en cas d'approvisionnement exclusivement en électricité renouvelable, sans mixte, de comment produire la nuit, ou sans vent.

La question se pose aussi de comment pallier à l'éloignement des potentiels sites de production d'énergie renouvelable et des sites de production d'hydrogène.

La signature de contrat auprès de fournisseurs pourra être une solution.

Le développement des métiers de la filière se fera autour de la réglementation, de l'ingénierie du développement des infrastructures (de distribution notamment).

Entretien avec l'ADEME

❖ Besoins en eau et impact sur la ressource

Le déploiement n'est pas encore massif. On parle encore de quelques électrolyseurs de quelques MW (voire quelques dizaines). Les volumes actuels ne représentent pas grand-chose. Ce sont les volumes futurs qui seront plus conséquents.

La consommation d'eau dépend des usages puisque pour certains il est possible de récupérer l'eau, comme pour les E-kérosène, le méthanol où on peut récupérer 1/3 à 1/2 de l'eau (recombinaison des molécules d'H₂).

A basse température, les électrolyseurs ont effectivement besoin d'eau ultra pure. Ils rejettent une eau plus concentrée. A haute température, on utilise 70 à 90% de vapeur d'eau.

L'utilisation de la biomasse pourrait se développer sur des petites unités et le biogaz (rare) sur des petites/moyennes unités. Mais il faudra faire attention aux conflits d'usages sur les secteurs où ces ressources sont déjà en tensions. Le biométhane a notamment d'autres utilités que la production d'H₂, plus pertinentes. Les coûts de production restent encore élevés.

Il faut 5 à 6L d'eau par kg d'H₂ pour le reformage. La biomasse ne demande pas tant que ça d'eau.

Il y a bien des variations des besoins en eau en fonction de l'énergie entrante.

L'eau du réseau potable est privilégiée pour réduire les coûts, gérer un problème à la fois, et faciliter la maintenance. Sinon, il pourra s'agir d'eau industrielle.

On parle de saturation en sel, mais pas de saumure pour les rejets d'électrolyse. Les rejets se font dans les réseaux des eaux usées. Des réflexions existent pour réutiliser ces eaux dans l'industrie.

Il est important de trouver une sobriété des usages pour ne pas faire exploser la production d'H₂ et la consommation d'eau avec, créer des tensions liées à l'électricité et au CO₂ pour les E-fuel.

❖ Informations technico-économiques

Pour ce qui est des infrastructures, les sites doivent s'équiper de station et du site de production. Le reste n'est pas obligatoire.

Un lieu de stockage est prévu si on veut pouvoir arrêter les électrolyseurs.

A terme, on aura des grosses puissances, donc on verra des stockages (outils du réseau électrique).

La technique de stockage la plus mature est en cavité saline, conditions que l'on trouve essentiellement dans le Sud-Est-Ouest et à l'Est.

Le groupement Terega-Geogaz-RTE mène une étude sur les infrastructures nécessaires à la filière.

Par exemple, pour le projet de pipeline BAR-MAR, il faut compter 9 ans de réalisation (questionnement sur le dimensionnement à baser sur quel scénario long).

Il faut compter 3-5€ par kg d'hydrogène. Avec le gaz, c'est 1.5-3€ par kg d'hydrogène.

Le prix est fonction des taxes, taxe carbone par exemple (si un captage et stockage de carbone est prévu, pas de taxe, mais coût d'investissement), des coûts de l'énergie, de la taille de l'usine (plus elle est grosse plus les taxes sont faibles).

La prise en charge d'une partie des coûts par l'Etat pourrait causer une hausse du prix du gaz.

Il y a encore beaucoup d'incertitudes sur la filière.

Il y aussi des obligations en fonction des applications. Les carburants de synthèse demandent forcément de l'H₂ produit par électrolyse ou à partir de biogaz.

La réglementation va influencer le déploiement aussi.

Un Plan de sectorisation de la production d'ammoniac et de décarbonation va être publié en août par l'ADEME.

En termes d'emplois, on prévoit plutôt un maintien des emplois (changement des compétences, mais pas de création). Il reste difficile de quantifier les emplois indirects.

Entretien avec la région SUD

Le Programme SYRIUS prévoit une étude spécifique sur la consommation en eau des industries sur le site « ZIP de Fos – pourtour de l'Étang-de-Berre – Bassin de Gardanne », avec une analyse fine des besoins en eau, notamment pour la production d'hydrogène.

Une étude est en cours pour récupérer l'eau douce rejetée dans l'étang de Berre depuis la Durance pour le turbinage, l'irrigation, l'hydrogène, ainsi qu'un projet de bassin de stockage ou de canalisation en sortie de la centrale de saint Chamas.

La filière ne sera pas tant créatrice d'emplois, la maintenance ne nécessitant pas beaucoup de postes.

L'étude sur la chaîne de valeur de l'hydrogène sur la région Sud n'est pas publique. Elle a permis de recenser 120 entreprises positionnées sur la chaîne de valeur, principalement en production, stockage, mise en valeur, pour peu d'ETI.

Entretien avec l'Agence de l'eau Seine-Normandie

Concernant les différents besoins en eau :

- Il est censé exister un dossier pour l'autorité environnementale sur le site de la Fos-sur-Mer ;
- Les besoins en eau sont variables selon les procédés, la technologie.

L'impact des rejets sur la saumure n'a pas été traité dans la note.

L'hydrogène ne devrait pas tant se développer, pas à la hauteur des ambitions/projections.

ANNEXE 2 : COMPTES-RENDUS DES ENTRETIENS REALISES LORS DU RECENSEMENT DES POLES DE PRODUCTION D'HYDROGENE PREVUS OU PRESSSENTIS

Entretien avec HY2GEN France

❖ Caractérisation des pôles de production d'hydrogène prévus ou pressentis

Deux projets sont en cours sur le territoire :

- Sunrhyse qui appartient au système HYNova, sur le pourtour méditerranéen
 - Situé sur le plateau de Signes derrière le circuit du Castelet ;
 - Capacité : 4MW (2t/j) et jusqu'à 30MW (12t/j) ;
 - Usages : mobilité terrestre et maritime ;
 - Contrat signé avec ADEME pour acquisition véhicules ;
 - La 1^{ère} tranche est prévue pour 2024 et permettra la création d'une dizaine d'emplois directs ;
 - La 2^{nde} est prévue pour 2027 et permettra la création d'une vingtaine d'emplois.
- Production de carburant durable pour l'aviation
 - Option 1 : à partir de biomasse permettant de produire 15000 t/an (soit 10MW – 4t/j) d'hydrogène ;
 - Option 2 : captage de CO2 à la sortie d'une cheminée ; 35000 t/an (60MW – 24t/j) d'hydrogène ;
 - Le projet permettra la création d'une 60aine d'emplois directs et générera 1-2 million d'€ de « taxes » ;
 - L'alimentation en eau se fera depuis le canal de Provence, à raison de 1500 m³/j, représentant au maximum 0.03% de la capacité du canal ;
 - 15kg d'eau pour 1kg d'H ;
 - Environ 60% des volumes d'eau pompés seront restitués ;
 - Le captage des eaux d'un bassin d'une carrière a été à l'étude, mais la réduction des impacts que cela aurait pu apporter ne s'est pas avérée significative.

La prédominance de l'usage de mobilité s'explique par la facilité à de compréhension du sujet par le public. En revanche, peu de véhicules sont disponibles. Il faudra attendre une dizaine d'années avant de passer à grande échelle.

La stratégie est de s'orienter vers des carburants durables.

D'une manière générale, le manque de disponibilité d'équipements à échelle industrielle et de qualité reste un frein.

Concernant la classification de l'hydrogène, on remarque un lobbying pour qualifier l'hydrogène bas carbone en hydrogène renouvelable ; c'est le cas en France avec le nucléaire ou en Norvège avec l'hydroélectricité.

L'électrolyse est la technologie la plus mature, la plus industrialisable.

La production à partir de biomasse commence à être mature, mais il existe encore des difficultés d'avoir de la production à échelle industrielle.

La désalinisation d'eau de mer pour l'électrolyse devrait se développer pour les plus gros projets, avec l'avantage d'un accès au transport par voie maritime.

L'utilisation d'eau de STEP peut rivaliser avec la désalinisation, avec l'avantage d'être plus simple à mettre en œuvre. Un projet de cette nature est à l'étude à la Gardanne.

L'acceptabilité sociale de la production d'hydrogène reste difficile, craignant des conflits d'usages.

❖ **Evolution attendue de la filière**

Un effet plateau est à attendre avec :

- Le principe de zéro artificialisation nette qui devrait freiner l'implantation de projets et plutôt favoriser le grossissement des projets existants ;
- La disponibilité de la ressource en eau et en électricité ;
- L'importation d'énergies vertes en France en tant que frein puisque l'Europe deviendra fatalement importatrice.

L'électrolyse restera prédominante.

Les usines de production sont très flexibles, l'arrêt étant possible à chaque seconde. On peut donc rapidement stopper les prélèvements d'eau et les arrivées d'électricité.

Il est aussi possible de stocker l'eau.

Les limites seront plutôt liées à la fluctuation des coûts de l'énergie.

Concernant les besoins en eau, aujourd'hui, on fonctionne en circuit d'eau ouvert. On peut imaginer le passage en circuit fermé comme ce qui se fait au Canada contre le gel de l'eau.

Entretien avec la région PACA

Le plan régional hydrogène définit les orientations de développement de la filière.

On peut avoir des projets qui évoluent, qui ne respectent pas le calendrier, voire qui n'aboutissent pas. La liste des projets ne reflète pas forcément la réalité.

Le panorama de France Hydrogène n'est pas forcément à jour. Il recense les acteurs qui ont souhaité s'identifier.

On a beaucoup de projets tenus par de gros industriels dans le secteur pétrolier, de la sidérurgie, qui pourront être concernés (les plus gros sites industriels). Il y a aussi la fabrication de synthèse où l'hydrogène est associé à du CO₂ pour former des électrocarburants (méthanol, méthane, kérosène ...) destinés à l'aviation, au transport maritime notamment.

Sur le territoire, il y a très peu de liens entre les producteurs et les usages, à quelques exceptions. MASSHYLIA est un des projets qui associe production et consommation.

Le financement est frein.

Concernant la mobilité, la filière s'oriente vers la mobilité lourde, lorsque la batterie électrique ne vaut pas le coup.

Sur le territoire, les capacités des électrolyseurs sont entre 1 (soit 400kg/j pour un fonctionnement 24h/24) et 5MW.

Sur Fos-sur-Mer, on a rarement de production sur place. On a surtout de l'hydrogène fatal qui est valorisé.

Une démarche de stockage et de canalisation est en cours d'étude. Il existe une poche saline qui pourrait servir de lieu de stockage. Si un projet est prévu, il y aura un enjeu eau pour le lessivage de la poche saline.

Les acteurs de la filière stockage sont notamment Géométhane à Manosque, et Storengy.

Selon GRDF, pour 10L d'eau déminéralisée, permettant de produire 1kg d'H₂, il faut 20L d'eau. La déminéralisation peut avoir un impact sur la saumure. Il n'existe aucune étude à ce jour sur ce sujet.

Aujourd'hui, la quasi-totalité de l'hydrogène est produite par le reformage de méthane, un procédé qui consomme déjà de l'eau. Pour mesurer l'impact sur l'eau de l'électrolyse, il faut bien faire le bilan hydraulique de la substitution du procédé de reformage.

Le plan hydrogène régional prévoit un point d'étape de 10% de substitution, ce qui représentera 6000t/an.

Plus il y aura d'électrolyseurs, plus il y aura de consommation. Et il est aussi important de garder en tête que l'ambition nationale est à la réindustrialisation du territoire.

Les risques pourront être une perte industrielle par délocalisation et de l'importation d'hydrogène produit à moindre coût. La question se pose aussi de la disponibilité future de l'électricité.

Concernant la zéro artificialisation nette comme frein à l'évolution de la filière, c'est la production d'énergie renouvelable qui demandera d'occuper de l'espace (beaucoup plus qu'un électrolyseur).

Concernant le transport, on reste à l'échelle du département entre la production et le site industriel qui fera usage de l'hydrogène. Pour la mobilité, le périmètre est un peu plus large.

Par exemple, le projet Sunrhyse rayonnera à l'échelle interdépartementale, faisant un peu exception à la règle avec une distribution sur de plus longues distances.

Par exemple, un scénario ambitieux serait d'imaginer une production à la Fos-sur-Mer pour une consommation à Lyon à l'horizon 2030-2050. L'ambition reste de décarboner les sites industriels dans un même bassin industriel (sauf si le contraire se justifie). La vision du développement de la filière est d'abord locale.

Dans le cadre du projet H2MED, on peut imaginer plusieurs scénarios : effectuer un simple travail de douane et laisser passer l'hydrogène, redistribuer une partie, ou bien en faire usage localement.

La concertation publique dans le cadre du projet MASSHYLIA s'est intéressée aux questions de l'approvisionnement en eau.

Sur le sujet de l'eau, les porteurs de projets communiquent encore peu ou n'ont tout simplement pas d'information à fournir par manque de connaissances sur le sujet et de l'impact sur la ressource.

Autour de l'Etang de Berre, le sujet de l'eau abordé dans sa globalité.

Le Secrétariat général à la planification écologique (SGPE) intervient également au niveau national dans le cadre du déploiement de la filière, et aide à définir des stratégies.

Entretien avec France hydrogène

Concernant les données brutes sur la localisation des projets hydrogène, elles existent et pourront être transmises sous condition que l'AERMC fasse une demande officielle avec un NDA.

Un co-financement d'études a été gagné par l'ADEME pour décarboner la zone de la Fos-sur-Mer. Une étude va être lancée sur les besoins en eau.

À Marseille-Fos, un autre sujet existe, piloté par le préfet et le président de la Région, à l'aval de la centrale hydroélectrique Saint-Chamas en bordure de l'étang de Berre. L'étude a été confiée à la DREAL.

Les usages industriels de l'hydrogène sont majoritairement la pétrochimie et la sidérurgie.

Il n'existe pas de règle générale sur l'alimentation des gros ou petits sites. La production d'hydrogène reste très chère, ce qui implique de déployer la filière là où elle aura le plus gros impact. De plus, l'électrolyse a besoin de beaucoup d'électricité à un moment où la France en a aussi besoin de beaucoup pour se décarboner (indépendamment de l'hydrogène), ce qui représente un frein.

Il serait bien de mettre en relation France hydrogène et l'agence. Ses démarches de recherche de données socio-économiques sont compliquées, délicates, car France Hydrogène mène ce même travail.

Concernant les financements, ils sont présentés dans le rapport sur l'hydrogène en France en 2022 de France Hydrogène. On peut aussi les retrouver dans la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène (en révision).

La région Sud mène une étude sur les impacts socio-économiques de la chaîne de valeur hydrogène.

France Hydrogène a rédigé des fiches de décryptage des besoins en eau pour la production d'hydrogène. Il faut 9kg minimum d'eau par kg d'hydrogène produit (valeur stœchiométrique). C'est 1 à 2 fois en dessous du coup hydrique du coup énergétique. Il faut aussi jusqu'à 9kg d'eau (fonction de la technologie) pour la gestion de la thermique (qui peut être restituée). France hydrogène a mené une étude macro sur les consommations d'eau.

Il existe des débats vifs sur les estimations des besoins en eau et un mécontentement des industriels. Le sujet est difficile à aborder, car soumis à confidentialité industrielle.

L'impact hydrique de la production d'hydrogène n'a rien à voir avec les autres ordres de grandeur des autres procédés de production d'énergie. Il faut voir aussi la répartition des consommations sur le territoire.

Les 9kg minimums d'eau par kg d'hydrogène produit par électrolyse sont bien consommés. La restitution concerne les volumes additionnels dont la quantité va dépendre du procédé de production et de la source d'énergie primaire (besoins en eau au cas par cas). Une étude a été menée sur les besoins en eau des procédés de conversion de l'hydrogène et de la quantité d'électricité entrante.

Pour l'électrolyse conventionnelle, il faut de l'eau pure. Pour les autres technologies d'électrolyse, une qualité standard suffit, voire industrielle.

Les contraintes sur les rejets vont dépendre de la technologie. Elles ne sont pas différentes d'autres activités industrielles.

De gros progrès ont été faits en matière de désalinisation.

Une grande partie de la production flèche la substitution de l'hydrogène produit par vapofermage par de l'hydrogène produit par électrolyse.

A noter que les centrales thermiques consomment déjà beaucoup d'eau.

D'autres procédés alternatifs vont faire partie du mix : production à partir de biomasse, extraction d'hydrogène natif.

On assiste à la promotion de l'installation d'infrastructures de stockage et de transport en cas de situation tendue.

Il existe un paradoxe : l'hydrogène est un des seuls moyens de stocker l'énergie électrique. Pourtant, pour minimiser les coûts, on charge les électrolyseurs à plein régime, ce qui ne valorise pas les chargements.

Entretien avec l'Agences de développement économique Occitanie (AD'OCC)

❖ Caractérisation des pôles de production d'hydrogène prévus ou pressentis

Le territoire compte une centaine de projets. Ils serviront à décarboner le transport et l'industrie.

Il y a une volonté de ne pas reproduire l'erreur de déporter à l'étranger la fabrication des batteries.

Pour le moment, la fabrication se fait en petite série, sur des petits sites de production, à coût élevé. Il y a donc un gros enjeu de passer à une échelle industrielle pour démocratiser la ressource.

Le Plan hydrogène vert du territoire alloue 150 millions d'€ de financement sur 10 ans (de 2020-2030) pour aider le déploiement de la filière d'amont en aval.

L'objectif d'ici 2030, est que la filière soit autonome et qu'il n'y ait plus de surcoût lié à cet état de petite série.

La réglementation européenne est encore en cours de construction et concerne 3 typologies d'hydrogène, notamment selon le taux de CO2 entrant :

- l'hydrogène carboné, produit à partir d'énergie fossile : représente une baisse potentielle de 70% des émissions de gaz à effet de serre ;
- l'hydrogène décarboné ;
- l'hydrogène renouvelable, nécessitant de se raccorder à une énergie renouvelable (encore difficile aujourd'hui) ou se raccorder à un réseau à 90% du renouvelable selon le principe de corrélation temporelle, géographique et d'additionnalité (cf. acte délégué relatif à l'hydrogène renouvelable de la commission européenne), notamment pour ne pas utiliser de l'énergie renouvelable à d'autres fins.

La notion de couleur de l'hydrogène en fonction de l'énergie entrante est peu utilisée, voire abandonnée, car source de confusion.

Il existe un projet d'implantation de 2 sites de production massive, dont un dans sur le territoire, à Port-la-Nouvelle, qui permettra de produire 50MW à l'horizon 2030, pour un démarrage à 20MW fin 2024). L'objectif est de concentrer la production pour la redistribuer.

En Occitanie, la mobilité surtout est surtout ciblée (peu d'industries).

On constate une offre émergente de carburant de synthèse ; production de kérosène à partir du CO2 et d'hydrogène renouvelable.

En ce qui concerne les besoins associés au déploiement de la filière, 3 se distinguent :

- Besoin en investissements : il est important que les débouchés soient bien connus en amont des projets pour mobiliser les financements et avoir une offre de véhicule associée (notion de « Corridor h2 »).
- Besoin en électricité (très important) : un échange est nécessaire avec RTE notamment. Il faut veiller à ne pas voler l'énergie ailleurs ;

- Besoin en eau, dans le cas de l'électrolyse : la possibilité d'utiliser les eaux de la centrale d'épuration à Port-la-Nouvelle l'eau est à l'étude. L'électrolyse ne demande pas une eau de qualité potable, mais pas d'eau salée non plus pour éviter le risque de formation de chlore. Le processus de désalinisation entraîne un surcoût électrique important. Il existe un projet en Vendée, porté par LIFE, qui utilise de l'eau salée. On estime que 1 kg d'hydrogène demande 20 L d'eau (pour moitié consommée, le reste étant rendu au milieu). 1 MW équivaut à 400kg d'hydrogène produit par jour, avec de l'eau en co-produit en sortie des batteries à combustible. Un travail sur Port-la-Nouvelle est en cours pour que le site de production ne consomme pas plus que la part d'eau réservée à l'industrie.

Pour le processus d'électrolyse, il n'existe pas spécialement de contrainte au niveau technologique, autre que la quantité d'eau nécessaire.

❖ **Evolution attendue de la filière**

Les projections de France Hydrogène à l'horizon 2030 et l'objectif de 6,5 GW d'hydrogène vert fixé en 2030 donnent la tendance.

En Occitanie, la plupart des projets sont déjà connus à l'horizon 2030, représentant une production de 150-200 MW. D'autres pourront émerger, mais de façon plus restreinte.

La stratégie est d'aller progressivement, et de ne pas aller plus vite que les usages.

Aujourd'hui, le transport d'hydrogène se fait par camion, un moyen peu écologique. L'émergence d'un réseau de canalisations de transport d'hydrogène au niveau européen est attendue, qui interconnectera les consommateurs pour transport à coût compétitif.

Les objectifs sont aussi de :

- Rendre l'hydrogène vert au même prix, autant compétitif, que l'hydrogène gris (grâce aux financements notamment) ;
- Conserver l'avance de la France et de l'Europe.

Entretien avec l'Agences de développement économique Bourgogne-Franche-Comté

❖ Caractérisation des pôles de production d'hydrogène prévus ou pressentis

On reste bien dans des projections. Il est difficile d'avoir une idée, d'estimer les besoins futurs, en 2050 par exemple.

Sur 35 projets retenus par l'ADEME en France, cela représente 80MW soit 8400 t d'eau/an.

Il existe d'autres projets non financés par l'ADEME, (probablement) les plus gros.

Il faut faire attention au message qui pourrait être véhiculé : ce n'est pas la production d'hydrogène qui va poser problème, mais c'est un des petits éléments.

Rappelons qu'au niveau européen, deux visions s'affrontent

- La recherche d'indépendance de la France grâce au nucléaire (résultat de la doctrine de souveraineté énergétique) ;
- L'Allemagne qui souhaite importer une énergie verte depuis le Maroc, l'Espagne, le Chili, en passant par la France. Cela implique qu'une part de l'eau prélevée sera recomposée ailleurs, mais jamais restituée au milieu.

Il existe déjà des petits écosystèmes publics de mobilité (rares et chers pour le moment) en Bourgogne-Franche-Comté, dont l'impact n'est pas significatif sur l'hydrologie en aval.

Il existe des projets à Dijon, Auxerre, Belfort et à Dolh où l'hydrogène est fatal, c'est-à-dire un co-produit (ou sous-produit).

À Dolh, le projet est ancien et consiste en : l'électrolyse d'eau issue d'un procédé de récupération du chlore et du sodium à partir d'une eau salée. Le projet vise à soutirer une partie de l'hydrogène pour servir à la mobilité.

Aujourd'hui, la production d'hydrogène à partir de biomasse est plus rentable que par électrolyse (procédé soumis aux variations du coût de l'électricité).

❖ Evolution attendue de la filière

La Stratégie nationale fait que l'électrolyse va se développer plus que les autres procédés (grâce au nucléaire), mais se heurtera à la vision de l'Allemagne qui ne veut pas d'hydrogène produit par du nucléaire (dit bas carbone).

Il n'existe pas encore d'autres moyens de transporter l'hydrogène que par camion.

Ce n'est pas dans la stratégie de l'Etat de faire du circuit court. La priorité est de décarboner les plus gros sites industriels. C'est ce qui est affiché dans la trajectoire, dont une version révisée devrait sortir fin juin/début juillet. Peu de solutions sont offertes aux plus petits sites voisins. Il serait souhaitable d'avoir davantage de systèmes décentralisés.

L'exploitation des eaux usées est à l'étude, ce qui se fait déjà d'ailleurs.

Le sujet de prendre de l'eau salée est à la mode, mais quid de la saumure et de son impact sur le milieu. Les coûts de ce type d'installation sont aussi élevés.

La stratégie européenne est d'avoir un ratio 50/50 entre production et importation à l'horizon 2030 avec de l'hydrogène zéro carbone.

On a déjà 1 million de tonne d'hydrogène consommée en France/an, mais il est à 95% carboné. Or, d'après le principe d'additionnalité, tout ce qui est consommé doit être décarboné.

Les projections à long terme sont difficiles, possibles sur 5/10 ans maximum à la limite.

Certains sujets font encore débat :

- Le maillage du territoire en infrastructures de recharge est encore insuffisant pour certains ;
- Concernant la mobilité (y/c la mobilité lourde), certains acteurs comme VNF attendent 2040/2050, que la situation se stabilise, avant de s'engager ;
- Une opposition existe entre le développement du parc électrique et celui de l'hydrogène, alors que c'est une meilleure solution pour des trajets longues distances. Et la vision du parc mobilité à l'hydrogène dans le futur est trop floue.

Il faut penser à intégrer la stratégie de réindustrialisation dans les réflexions sur la gestion de la ressource.

❖ **Création d'emplois**

On estime que le déploiement de la filière permettra la création de 1300 emplois directs en Nord Franche-Comté à l'horizon 2025-2026, et 1500 en Bourgogne-Franche-Comté. Une estimation plus globale s'élève à 2000 emplois sur le territoire, dont 500 déjà existants.

Entretien avec l'Agence de développement économique Auvergne-Rhône-Alpes

La région a réalisé un panorama des acteurs académiques et économiques de la filière hydrogène bas carbone, disponible en ligne.

Globalement, on a une bonne connaissance des gros consommateurs, mais peu sur les plus « diffus ».

Le principe de zéro artificialisation nette sera effectivement un frein.

Storengy étudie un projet européen de stockage souterrain d'hydrogène.

Sur la mobilité à l'hydrogène : 62 sur 154 des acteurs recensés travaillent sur le sujet.

Entretien avec l'Agence de l'eau

Pour produire de l'hydrogène blanc, il faut une roche ferreuse en contact avec de l'eau.

Il est encore difficile de comprendre comment se fait la réaction.

Les flux et volumes d'un réservoir sont encore difficiles à quantifier.

On ne sait pas non plus encore dire si l'hydrogène blanc est une ressource renouvelable ou non.

L'avantage majeur est qu'il ne faut pas d'énergie pour le produire.

En France, un réservoir a été trouvé en Lorraine (cf. Projet de recherche Regalor).

ANNEXE 3 : LISTE DES SOUS-BASSINS VERSANTS ET DEPLOIEMENT DE LA FILIERE HYDROGENE

Code	Sous-bassin versant	Tension quantitative*	Projets avec besoin en eau identifié	Projets sans besoin en eau identifié	Déploiement envisagé de la filière
LP_16_07	Littoral Marseille - Cassis		X	X	X
LP_16_03	Etang de Berre		X		X
DU_13_13	Moyenne Durance aval	X	X		X
LP_16_01	Arc provençal	X	X	X	X
DU_13_09	Crau - Vigueirat		X		X
RM_08_11	Territoire Est Lyonnais		X	X	X
LP_16_04	Gapeau	X	X		
LP_16_02	Côtiens Ouest Toulonnais		X	X	
SA_01_10	Ouche	X	X	X	X
CO_17_20	Vidourle	X	X		
LP_15_14	Brague	X	X		
ID_09_06	Isère en Tarentaise	X	X		X
DO_02_03	Bourbeuse	X	X		X
CO_17_07	Fresquel	X	X		
SA_01_04	Coney		X		
DO_02_16	Savoireuse	X	X		X
AG_14_01	Ardèche	X	X		
DU_13_16	Affluents moyenne Durance Gapençais	X	X		
HR_06_05	Fier et Lac d'Annecy	X	X		X
ID_10_05	Roubion - Jabron	X	X		X
LP_15_11	Paillons et Côtiers Est	X	X		
RM_08_01	4 vallées Bas Dauphiné	X	X		X
RM_08_04	Bourbre	X	X		X
RM_08_08	Gier	X	X		X
RM_08_10	Morbier - Formans	X	X		X
ID_10_08	Berre	X	X		X
CO_17_14	Petite Camargue		X		
ID_09_01	Arc et massif du Mont-Cenis		X		X
ID_09_07	Romanche		X		X
CO_17_04	Aude aval	X	X	X	
CO_17_18	Têt	X	X		X
DU_11_09	Rivières Sud-Ouest Mont Ventoux	X	X		X
SA_04_04	Reyssouze et petits affluents de la Saône		X		X
SA_03_03	Petits affluents de la Saône entre Mouge et Petite Grosne		X		X
ID_09_04	Grésivaudan	X	X	X	X
ID_10_03	Isère aval et Bas Grésivaudan	X	X		X
AG_14_09	Ouvèze Payre Lavézon	X	X		X
HR_06_08	Lac du Bourget	X	X	X	X
ID_10_06	Véore Barberolle	X	X		X
DU_13_04	Basse Durance	X	X		X
CO_17_03	Aude amont	X	X		
DU_13_03	Asse	X	X		
CO_17_09	Lez Mosson Etangs Palavasiens	X	X	X	
AG_14_02	Cance Ay	X			X
AG_14_03	Cèze	X			X
AG_14_04	Chassezac	X			
AG_14_05	Doux	X			X
AG_14_06	Affluents rive droite du Rhône entre Lavezon et Ardèche	X			
AG_14_07	Eyrieux	X			X
AG_14_08	Gardons	X			X
AG_14_11	Beaume-Drobie	X			
CO_17_01	Affluents Aude médiane	X			
CO_17_02	Agly	X			
CO_17_08	Hérault	X			
CO_17_10	Libron	X			
CO_17_12	Orb	X		X	X
CO_17_16	Sègre	X			
CO_17_17	Tech et affluents Côte Vermeille	X			X
DO_02_12	Haut Doubs	X			X
DU_11_02	Eygues	X			
DU_11_04	Lez	X			
DU_11_08	Ouvèze vauclusienne	X			X
DU_12_01	Affluents Haute Durance	X			
DU_12_03	Haute Durance	X			
DU_12_05	La Blanche	X			
DU_13_06	Buëch	X			
DU_13_07	Calavon	X		X	
DU_13_11	Largue	X			
DU_13_12	Moyenne Durance amont	X			X

* Sous bassins prioritaires sur lesquels des actions sont nécessaires sur tout ou partie du territoire pour résorber les déséquilibres quantitatifs (en marron) ou préserver les équilibres quantitatifs (en jaune) et atteindre le bon état.

Code	Sous-bassin versant	Tension quantitative*	Projets avec besoin en eau identifié	Projets sans besoin en eau identifié	Déploiement envisagé de la filière
DU_13_15	Verdon	X			
DU_13_17	Méouge	X			
DU_13_18	Affluents moyenne Durance aval: Jabron et Lauzon	X			
DU_13_19	Affluents moyenne Durance aval: Sasse et Vançon	X			
HR_05_04	Affluents rive droite du Rhône entre Séran et Ain	X			X
HR_05_08	Séran	X			
HR_05_09	Suran	X			
HR_06_01	Arve	X			X
HR_06_02	Avant pays savoyard	X			
HR_06_03	Chéran	X			X
HR_06_04	Dranses	X			
HR_06_06	Giffre	X			
HR_06_07	Guiers Aiguebelette	X			
HR_06_09	Les Ussets	X			
HR_06_11	Pays de Gex, Leman	X			
HR_06_12	Sud Ouest Lémanique	X			
ID_09_02	Combe de Savoie	X			X
ID_09_03	Drac aval	X			X
ID_09_05	Haut Drac	X			
ID_10_01	Drôme	X			
ID_10_02	Drôme des collines	X			X
ID_10_04	Paladru - Fure	X			
LP_15_01	Argens	X			
LP_15_02	Cagne	X			
LP_15_04	Giscle et Côtiers Golfe St Tropez	X			
LP_15_05	Haut Var et affluents	X			
LP_15_10	Loup	X			X
LP_15_13	Siagne et affluents	X			X
LP_16_05	Huveaune	X			X
LP_16_10	Touloubre	X			
RM_08_03	Bièvre Liers Valloire	X			X
RM_08_05	Brévenne	X			X
RM_08_06	Galaure	X			
RM_08_07	Garon	X			X
RM_08_09	Isle Crémieu - Pays des couleurs	X		X	X
RM_08_12	Rivières du Beaujolais	X			X
RM_08_14	Yzeron	X			X
SA_01_09	Ognon	X			X
SA_03_07	Dheune	X			
SA_04_05	Seille	X			X
DO_02_08	Doubs médian	X			X
DO_02_01	Allaine - Allan	X		X	X
DO_02_10	Drugeon	X			
SA_01_07	Lanterne	X			
DU_13_05	Bléone	X			
LP_15_06	La Basse vallée du Var	X			
HR_05_06	Lange - Oignin	X			X
SA_03_11	Vouge	X			X
SA_01_13	Tille	X			X
AG_14_10	Rhône entre la Cèze et le Gard				
DO_02_06	Dessoubre				
DO_02_04	Clauge				
CO_17_05	Bagnas				
CO_17_06	Canet				
CO_17_11	Or				
CO_17_15	Salses-Leucate				
CO_17_19	Thau			X	
CO_17_21	Vistre Costière				
CO_17_90	Côte Vermeille				
CO_17_91	Littoral sableux				
DO_02_07	Doubs Franco-Suisse				
DO_02_09	Doubs moyen			X	X
CO_17_93	Littoral cordon lagunaire				
DU_11_03	La Sorgue				
DO_02_11	Guyotte				
DO_02_14	Loue				X
DO_02_13	Lizaine			X	
DO_02_15	Orain				
DU_13_08	Camargue				
DU_13_02	Aigue brun				

Code	Sous-bassin versant	Tension quantitative*	Projets avec besoin en eau identifié	Projets sans besoin en eau identifié	Déploiement envisagé de la filière
DU_11_05	Meyne				X
DU_11_06	Nesque				
DU_12_02	Guil				
DU_12_04	Ubaye				
DU_13_10	Eze				
DU_13_14	Rhône de la Durance à Arles				X
SA_04_06	Veyle				X
HR_05_01	Albarine				
HR_05_07	Affluents rive droite du Rhône entre Séran et Valserine				X
HR_05_03	Bienne				X
LP_16_90	Golfe de Fos				
LP_16_91	Côte Bleue				
LP_16_92	Eaux côtières Marseille - Cassis				
RM_08_02	Azergues				
HR_05_05	Haute vallée de l'Ain				
HR_05_10	Valouse				
HR_05_11	Valserine				X
RM_08_13	Sereine - Cotey				X
ID_10_07	Vercors			X	X
LP_15_03	Esteron				
LP_15_09	Littoral des Maures				
LP_15_12	Roya Bévéra				
LP_15_89	Golfe de Saint Tropez				
LP_16_08	Maravanne				
SA_01_12	Salon				
SA_01_14	Vingeanne				X
SA_01_03	Amanche				
SA_01_21	Petits affluents de la Saône entre Coney et Lanterne				
SA_01_22	Petits affluents de la Saône entre Amanche et Gourgeonne				
DO_02_05	Cusancin				
SA_01_05	Durgeson				X
DO_02_02	Basse vallée du Doubs			X	X
SA_01_11	Romaine				
SA_01_24	Petits affluents rive gauche de la Saône entre Durgeson et Ognon				
SA_01_35	Le Vannion				
SA_03_01	Petits affluents de la Saône entre Dheune et Corne				X
SA_03_02	Petits affluents de la Saône entre Grosne et Mouge				X
SA_03_05	Petits affluents de la Saône entre Vouge et Dheune				
SA_03_06	Corne			X	
SA_03_08	Grosne				X
SA_04_02	Petits affluents de la Saône entre Doubs et Seille				X
SA_04_03	Chalaronne				
SA_01_08	Morthe				
SA_01_06	Gourgeonne				
SA_01_15	Beze				
TR_00_05	Estuaire du Rhône				
CO_17_92	Cap d'Agde				
LP_16_09	Reppe				
LP_15_90	Eaux côtières des Maures				
LP_15_91	Eaux côtières de Fréjus				
LP_15_92	Golfe des Lérins				
LP_15_93	Baie des Anges				
LP_16_06	Littoral La Ciotat - Le Brusc				
HR_05_02	Basse vallée de l'Ain				X
LP_16_93	Eaux côtières La Ciotat - Le Brusc				
LP_16_94	Rade de Toulon				
LP_16_95	Rade de Hyères - Ile de Hyères				
SA_01_01	Amanche				
SA_01_02	Saône amont				
ID_09_08	Val d'Arly				X
LP_15_07	Littoral Alpes - Maritimes - Frontière italienne				
LP_15_08	Littoral de Fréjus				
SA_01_26	Petits affluents de la Saône entre Salon et Vingeanne				X
SA_01_28	Petits affluents rive droite de la Saône entre Vingeanne et Vouge				
SA_01_32	Brizotte et petits affluents rive gauche de la Saône entre Ognon et Doubs				
SA_01_20	Petits affluents de la Saône (rive Droite) entre Coney et Amanche				
SA_01_23	Petits affluents de la Saône entre Lanterne et Durgeson				
SA_03_09	Mouge				
SA_03_10	Petite Grosne				

ANNEXE 4 : LISTE DES MASSES D'EAU SOUTERRAINE AFFLEURANTES ET DEPLOIEMENT DE LA FILIERE HYDROGENE

Code	Masse d'eau souterraine affleurante	Tension quantitative*	Projets avec besoin en eau identifié	Déploiement envisagé de la filière
FRDG101	Alluvions anciennes de la Vistrenque et des Costières			X
FRDG102	Alluvions anciennes entre Vidourle et Lez et littoral entre Montpellier et Sète	X	X	
FRDG104	Cailloutis de la Crau			X
FRDG105	Calcaire jurassiques et moraines de l'île Crémieu			X
FRDG106	Calcaires cambriens de la région vignaise			
FRDG107	Calcaires crétacés des chaînes de l'Estaque, Nerthe et Etoile		X	X
FRDG108	Massif calcaire crétacé du Dévoluy			
FRDG109	Calcaires de la Clape	X		
FRDG110	Calcaires éocènes du massif de l'Alaric	X		
FRDG111	Calcaires et marnes crétacés du massif du Vercors			X
FRDG112	Calcaires et marnes du massif des Bornes et des Aravis			X
FRDG113	Calcaires et marnes jurassiques des garrigues nord-montpelliéraines - système du Lez		X	
FRDG115	Calcaires et marnes jurassiques des garrigues nord-montpelliéraines (W faille de Corconne)			
FRDG117	Calcaires du crétacé supérieur des garrigues nîmoises et extension sous couverture			X
FRDG118	Calcaires jurassiques de la bordure des Cévennes		X	X
FRDG123	Calcaires jurassiques des plateaux de Haute-Saône			X
FRDG125	Calcaires et marnes causses et avant-causses du Larzac sud, Campestre, Blandas, Séranne, Escandorgue, BV Hérault et Orb			X
FRDG126	Calcaires primaires du Syndical de Villefranche et Fontrabieuse			X
FRDG127	Calcaires turois du Syndical de Saou			X
FRDG128	Calcaires urgoniens des garrigues du Gard BV du Gardon			X
FRDG130	Calcaires urgoniens du plateau de Vaucluse et de la Montagne de Lure			X
FRDG132	Dolomies et calcaires jurassiques du fossé de Bédarieux			X
FRDG133	Calcaires crétacés de la montagne du Lubéron			X
FRDG139	Plateaux calcaires des Plans de Canjuers, de Tavernes-Vinon et Bois de Pelenq			
FRDG140	Calcaires jurassiques chaîne du Jura 1er plateau			X
FRDG145	Calcaires et marnes du massif de la Chartreuse			X
FRDG146	Alluvions anciennes de la Plaine de Valence		X	X
FRDG147	Alluvions anciennes terrasses de Romans et de l'Isère			X
FRDG148	Calcaires et marnes jurassiques - Haute Chaîne du Jura, Pays de Gex et Ht Bugey - BV Ht Rhône			X
FRDG149	Calcaires et marnes jurassiques Haut Jura et Bugey - BV Ain et Rhône			X
FRDG150	Calcaires jurassiques des Avants-Monts			X
FRDG151	Calcaires jurassiques de la Côte dijonnaise	X	X	X
FRDG152	Calcaires jurassiques du châtillonnais et seuil de Bourgogne entre Ouche et Vingeanne	X		X
FRDG153	Calcaires jurassiques chaîne du Jura - Doubs (Ht et médian) et Dessoubre			X
FRDG154	Calcaires jurassiques BV Loue, Lison, Cusancin et RG Doubs depuis Isle sur le Doubs			X
FRDG156	Calcaires et marnes jurassiques et triasiques de la nappe charriée des Corbières			
FRDG157	Formations variées du Fenouillèdes, des Hautes Corbières et du bassin de Quillan			
FRDG160	Calcaires jurassiques pli W Montpellier et formations tertiaires, unité Thau Monbazin-Gigean Gardiole	X		
FRDG161	Calcaires urgoniens des garrigues du Gard et du Bas-Vivarais dans le BV de l'Ardèche	X		
FRDG162	Calcaires urgoniens des garrigues du Gard et du Bas-Vivarais dans le BV de la Cèze			X
FRDG163	Massif calcaire du Cheiron			X
FRDG164	Massif calcaire de Tourette-Chiers			X
FRDG165	Massif calcaire Mons-Audoubert			X
FRDG166	Massif calcaire de la Sainte-Victoire			X
FRDG167	Massifs calcaires de la Sainte-Baume, du Mont Aurélien et Agnis			X
FRDG168	Calcaires du Bassin du Beausset et du massif des Calanques		X	X
FRDG169	Calcaires et dolomies du Muschelkalk de l'avant-Pays provençal			X
FRDG170	Massifs calcaires jurassiques du centre Var			
FRDG171	Alluvions nappe de Dijon sud (superficielle et profonde)			X
FRDG172	Cailloutis du Sundgau dans BV du Doubs			X
FRDG173	Formations tertiaires Pays de Montbeliard		X	X
FRDG174	Calcaires du Crétacé supérieur des hauts bassins du Verdon, Var et des affluents de la Durance			
FRDG175	Massifs calcaires jurassiques des Préalpes niçoises			
FRDG176	Calcaires barrémo-bédoulien de Montélimar-Francillon et Valdaine		X	X
FRDG177	Formations plioquaternaires et morainiques Dombes		X	X
FRDG178	Calcaires jurassiques septentrional du Pays de Montbéliard et du nord Lomont		X	X
FRDG179	Unités calcaires Nord-Ouest varois (Mont Major, Cadarache, Vautubières)			X
FRDG202	Calcaires du Muschelkalk supérieur et grès rhétiens dans BV Saône			X
FRDG205	Alluvions et substratum calcaire du Muschelkalk de la plaine de l'Eygoutier			
FRDG207	Calcaires éocènes du Cabardès			
FRDG209	Conglomérats du plateau de Valensole		X	X
FRDG210	Formations variées et calcaires fuvéliens et jurassiques du bassin de l'Arc		X	X
FRDG212	Miocène de Bresse			X
FRDG213	Formations gréseuses et marno-calcaires tertiaires dans BV Basse Durance			X
FRDG215	Formations oligocènes de la région de Marseille		X	X
FRDG216	Graviers et grès éocènes - secteur de Castelnaudary			
FRDG217	Grès Trias inférieur BV Saône	X	X	X
FRDG218	Molasses miocènes du Comtat			X
FRDG220	Molasses miocènes du bassin d'Uzès			X
FRDG222	Pérites permien et calcaires cambriens du Iodévois	X		X
FRDG223	Calcaires, marnes et molasses oligo-miocènes du bassin de Castrie-Sommières	X		
FRDG225	Sables et graviers plicocènes du Val de Saône			X
FRDG234	Calcaires jurassiques de la région de Villeneuve-Loubet		X	X
FRDG239	Calcaires et marnes éocènes et oligocènes de l'avant pli de Montpellier	X		
FRDG240	Miocène sous couverture Lyonnais et sud Dombes	X		X
FRDG241	Formations glaciaires et fluvio-glaciaires Plateau de Vinzier-Evian			
FRDG242	Formations glaciaires et fluvio-glaciaires du Bas-chablais, terrasses Thonon et Delta de la Dranse			X
FRDG243	Multicouche plicocène du Roussillon			X
FRDG244	Poudingues plicocènes de la basse vallée du Var		X	
FRDG245	Grès Trias ardéchois		X	X
FRDG247	Massifs calcaires du nord-ouest des Bouches du Rhône			X
FRDG249	Sables blancs cénomaniens de Bédouin-Mormoiron			
FRDG250	Molasses miocènes du Bas Dauphiné depuis le seuil de Vienne - Chamagnieu au bassin de la Galaure			X
FRDG251	Molasses miocènes du Bas Dauphiné plaine de Valence et Drôme des collines			X
FRDG303	Alluvions de la Plaine de Bièvre-Valloire			X
FRDG304	Alluvions de la Plaine de Chambery	X	X	X
FRDG306	Alluvions de la vallée du Doubs			X
FRDG308	Alluvions de l'Arc en Maurienne			X
FRDG311	Alluvions de l'Hérault	X		
FRDG313	Alluvions de l'Isère aval de Grenoble	X	X	X
FRDG314	Alluvions de l'Isère Combe de Savoie et Grésivaudan	X		X
FRDG315	Alluvions de l'Ognon	X		X
FRDG316	Alluvions de l'Orb et du Libron			X
FRDG319	Alluvions des vallées de Vienne (Véga, Gère, Vesonne, Sévenne)			X
FRDG322	Alluvions du moyen Gardon + Gardons d'Alès et d'Anduze			X
FRDG323	Alluvions du Rhône du confluent de la Durance jusqu'à Arles et Beaucaire et alluvions du Bas Gardon			X
FRDG326	Alluvions du Rhône de Gorges de la Balme à l'île de Miribel			X

* Masses d'eau souterraine affleurantes identifiées par le SDAGE 2022-2027 (carte 7A-1) comme nécessitant des actions sur tout ou partie de leur territoire pour résorber les déséquilibres quantitatifs (en marron) ou préserver les équilibres quantitatifs (en jaune).

Code	Masse d'eau souterraine affleurante	Tension quantitative*	Projets avec besoin en eau identifié	Déploiement envisagé de la filière
FRDG327	Alluvions du Roubion et Jabron - plaine de la Valdaine		X	X
FRDG330	Alluvions Rhône marais de Chautagne et de Lavours			X
FRDG332	Cailloutis pliocènes de la Forêt de Chaux et formations miocènes sous couverture du confluent Saône-Doubs	X		X
FRDG334	Couloirs de l'Est lyonnais (Meyzieu, Décines, Mions) et alluvions de l'Ozon		X	X
FRDG337	Alluvions de la Drôme			X
FRDG338	Alluvions du Rhône - Ile de Miribel - Jonage			X
FRDG340	Alluvions de la Bourbre - Cattelan		X	X
FRDG341	Alluvions du Guiers - Herretang	X		
FRDG342	Formations fluvioglaciales du couloir de Certines - Bourg-en-Bresse	X		X
FRDG343	Alluvions du Gapeau			
FRDG344	Alluvions de la Saône en amont du confluent de l'Ognon			
FRDG346	Alluvions de la Bresse - plaine de Bletterans	X		X
FRDG348	Alluvions du Drugeon, nappe de l'Arlier			
FRDG349	Alluvions de la Bresse - plaine de la Vallière			
FRDG350	Formations quaternaires en placage discontinus du Bas Dauphiné et terrasses region de Roussillon			X
FRDG351	Alluvions quaternaires du Roussillon		X	X
FRDG352	Alluvions des plaines du Comtat (Aigues Lez)			X
FRDG353	Alluvions des plaines du Comtat (Ouvèze)			X
FRDG354	Alluvions des plaines du Comtat (Sorgues)		X	X
FRDG355	Alluvions de la Bléone			
FRDG356	Alluvions de l'Asse			
FRDG357	Alluvions de la moyenne Durance			X
FRDG358	Alluvions de la Durance moyenne en aval de St Auban (emprise du panache de pollution historique)			
FRDG359	Alluvions basse Durance		X	X
FRDG360	Alluvions de la Saône entre le confluent du Doubs et le seuil de Tournus			X
FRDG361	Alluvions de la Saône entre seuil de Tournus et confluent avec le Rhône			X
FRDG362	Alluvions de la Savoureuse			X
FRDG363	Alluvions de l'Allan, Allaine et Bourbeuse			X
FRDG364	Alluvions de l'Arve (superficielles et profondes)			X
FRDG365	Alluvions du Giffre			
FRDG366	Alluvions de l'Aude amont			
FRDG367	Alluvions Aude médiane et affluents (Orbieu, Cesse, ...)			
FRDG368	Alluvions Aude basse vallée		X	
FRDG369	Alluvions de l'Huveaune			
FRDG370	Alluvions de l'Arc de Berre			
FRDG371	Alluvions de la rive gauche du Drac et secteur Rochefort			X
FRDG372	Alluvions du Drac et de la Romanche sous influence pollutions historiques industrielles et sous l'agglomération grenobloise jusqu'à la confluence Isère		X	X
FRDG374	Alluvions de la Romanche vallée d'Oisans, Eau d'Oille et Romanche aval			X
FRDG375	Alluvions de la Giscle et de la Môle			
FRDG376	Alluvions de l'Argens			
FRDG377	Alluvions de la Saône entre les confluent de l'Ognon et du Doubs			X
FRDG378	Alluvions de la basse vallée de la Loue entre Quingey et la confluence avec le Doubs			X
FRDG379	Alluvions du confluent Saône-Doubs			X
FRDG380	Alluvions interfluve Saône-Doubs - panache pollution historique industrielle			
FRDG381	Alluvions du Rhône du confluent de l'Isère au défilé de Donzère			X
FRDG382	Alluvions du Rhône du défilé de Donzère au confluent de la Durance et alluvions de la basse vallée Ardèche			X
FRDG383	Alluvions de la Cèze			X
FRDG384	Alluvions du Rhône agglomération lyonnaise et extension sud		X	X
FRDG385	Alluvions du Garon et bassin source de la Mouche			
FRDG386	Alluvions des basses vallées littorales des Alpes-Maritimes (Siagne, Loup et Paillon)			
FRDG387	Alluvions plaine de la Tille (superficielle et profonde)			X
FRDG388	Alluvions de l'Ouche, de la Dheune, de la Vouge et du Meuzin			X
FRDG389	Alluvions plaine de l'Ain Nord			X
FRDG390	Alluvions plaine de l'Ain Sud			X
FRDG391	Alluvions de l'interfluve Breuchin - Lanterne en amont de la confluence			
FRDG392	Alluvions de la Lanterne et de ses affluents en aval de la confluence Breuchin-Lanterne			
FRDG393	Alluvions du Buëch			
FRDG394	Alluvions Durance amont			
FRDG395	Alluvions du Rhône depuis l'amont de la confluence du Gier jusqu'à l'Isère (hors plaine de Péage-du-Roussillon)			X
FRDG396	Alluvions de la basse vallée du Var			
FRDG397	Alluvions de la Grosne, de la Guye, de l'Ardière, Azergues et Brévenne			X
FRDG403	Domaine plissé et socle BV Arve amont			X
FRDG405	Calcaires et marnes chaînon Plantaurel - Pech de Foix - Syndinal Rennes-les-bains BV Aude			
FRDG406	Domaine plissé BV Isère et Arc		X	X
FRDG407	Domaine plissé BV Romanche et Drac		X	X
FRDG408	Domaine plissé du Chablais et Faucigny - BV Arve et Dranse			X
FRDG409	Formations plissées du Haut Minervois, Monts de Faugères, St Pons et Pardailhan			X
FRDG410	Formations plissées Haute vallée de l'Orb			X
FRDG411	Formations plissées calcaires et marnes Arc de St Chinian			X
FRDG412	Calcaires et marnes du Plateau de Sault BV Aude			
FRDG413	Formations variées des bassins versants Cenise et Pô			
FRDG414	Domaine plissé Pyrénées axiales et alluvions IVaires dans le BV du Sègre (district Ebre)			X
FRDG415	Calcaires jurassiques BV de la Jougna et Orbe (district Rhin)			X
FRDG417	Formations variées du haut bassin de la Durance		X	X
FRDG418	Formations variées du bassin versant du Buëch			X
FRDG419	Formations variées du Crétacé au Tertiaire des bassins versants du Paillon et de la Roya			
FRDG420	Formations diverses à dominante mameuse du Crétacé au Pliocène moyen du sw des Alpes-Maritimes			X
FRDG421	Formations variées du Secondaire au Tertiaire du bassin versant du Var			
FRDG422	Formations variées du bassin versant du moyen Verdon			
FRDG423	Formations variées du Haut Verdon et Haut Var			
FRDG424	Alluvions du Rhône de la plaine de Péage-du-Roussillon et Ile de la Platière			X
FRDG500	Formations variées de la bordure primaire des Vosges			X
FRDG501	Domaine Bassin de Blanz BV Saône			
FRDG502	Calcaires, marno-calcaires et schistes du massif de Mouthoumet			
FRDG503	Domaine formations sédimentaires des Côtes chalonaise, maconnaise et beaujolaise		X	X
FRDG504	Limons et alluvions quaternaires du Bas Rhône et de la Camargue		X	X
FRDG506	Domaine triasique et liasique de la bordure vosgienne sud-ouest BV Saône			X
FRDG510	Formations tertiaires et crétacées du bassin de Béziers-Pézenas			X
FRDG511	Formations variées de l'Avant-Pays savoyard dans BV du Rhône		X	X
FRDG512	Formations variées bassin houiller stéphanois BV Rhône			X
FRDG513	Formations variées du bassin versant de la Touloubre et de l'étang de Berre		X	X
FRDG515	Formations variées en domaine complexe du Piémont du Vercors			X
FRDG516	Domaine triasique et liasique du Vignoble jurassien			X
FRDG517	Domaine sédimentaire du Genevois et du Pays de Gex (formations graveleuses sur molasse et/ou moraines peu perméables)			X
FRDG518	Formations variées côtes du Rhône rive gardoise			X
FRDG519	Marnes, calcaires crétacés + calcaires jurassiques sous couverture du dôme de Lédignan			X
FRDG520	Formations gréseuses et marno-calcaires de l'avant-Pays provençal			X
FRDG522	Domaine Lias et Trias Auxois et buttes témoins du Dogger			X
FRDG523	Formations variées du Dijonnais entre Ouche et Vingeanne		X	X
FRDG524	Marnes et terrains de socle des Avants-Monts			X
FRDG526	Formations du Pliocène supérieur peu aquifères des plateaux de Bonnevaux et Chambarrans			X
FRDG527	Calcaires et marnes crétacés du BV Drôme, Roubion, Jabron			X

Code	Masses d'eau souterraine affleurante	Tension quantitative*	Projets avec besoin en eau identifié	Déploiement envisagé de la filière
FRDGS28	Calcaires et marnes crétacés et jurassiques du BV Lez, Eygues/Aigue et Ouvèze			X
FRDGS29	Formations tertiaires et alluvions dans BV du Fresquel		X	
FRDGS30	Formations tertiaires BV Aude et alluvions de la Berre hors BV Fresquel		X	
FRDGS31	Argiles bleues du Pliocène inférieur de la vallée du Rhône		X	X
FRDGS34	Formations gréseuses et marno-calcaires tertiaires en rive droite de la moyenne Durance		X	X
FRDGS35	Domaine marneux de la Bresse et du Val de Saône		X	X
FRDGS36	Marno-calcaires et grès Collines Côte du Rhône rive gauche et de la bordure du bassin du Comtat			X
FRDG601	Sode cévenol dans le BV de l'Hérault			
FRDG602	Sode cévenol BV des Gardons et du Vidourle			X
FRDG603	Formations de socle zone axiale de la Montagne Noire dans le BV de l'Aude			
FRDG604	Formations de socle de la Montagne Noire dans le BV de l'Orb			X
FRDG607	Sode cévenol BV de l'Ardeche et de la Cèze			X
FRDG609	Sode des massifs de l'Estérel, des Maures et Iles d'Hyères		X	X
FRDG610	Sode des massifs Mercantour, Argentera, dôme de Barrot			
FRDG611	Sode Monts du lyonnais, beaujolais, maconnais et chalonnais BV Saône			X
FRDG612	Sode Monts du Vivarais BV Rhône, Eyrieux et Volcanisme du Mézenc			X
FRDG613	Sode Monts du lyonnais sud, Pilat et Monts du Vivarais BV Rhône, Gier, Cance, Doux		X	X
FRDG614	Domaine plissé Pyrénées axiales dans le BV de l'Aude			
FRDG615	Domaine plissé Pyrénées axiales dans le BV de la Têt et de l'Agly			X
FRDG617	Domaine plissé Pyrénées axiales dans le BV du Tech, du Réart et de la côte Vermeille			X
FRDG618	Sode vosgien BV Saône-Doubs			X
FRDG700	Formations volcaniques du plateau des Côirois			X

ANNEXE 5 : LISTE DES MASSES D'EAU SOUTERRAINE PROFONDES ET DEPLOIEMENT DE LA FILIERE HYDROGENE

Code	Masse d'eau souterraine profonde	Tension quantitative*	Projets avec besoin en eau identifié	Déploiement envisagé de la filière
FRDG102	Alluvions anciennes entre Vidourle et Lez et littoral entre Montpellier et Sète	X		
FRDG104	Cailloutis de la Crau		X	X
FRDG105	Calcaire jurassiques et moraines de l'île Crémieu	X		X
FRDG109	Calcaires de la Clape			
FRDG111	Calcaires et marnes crétacés du massif du Vercors			X
FRDG112	Calcaires et marnes du massif des Bornes et des Aravis			X
FRDG123	Calcaires jurassiques des plateaux de Haute-Saône			X
FRDG128	Calcaires urgoniens des garrigues du Gard BV du Gardon			X
FRDG128	Calcaires urgoniens des garrigues du Gard BV du Gardon			X
FRDG130	Calcaires urgoniens du plateau de Vaucluse et de la Montagne de Lure			
FRDG132	Dolomies et calcaires jurassiques du fossé de Bédarieux			
FRDG139	Plateaux calcaires des Plans de Canjuers, de Tavernes-Vinon et Bois de Pelenq	X		
FRDG144	Calcaires et marnes du massif des Bauges		X	X
FRDG145	Calcaires et marnes du massif de la Chartreuse		X	X
FRDG149	Calcaires et marnes jurassiques Haut Jura et Bugey - BV Ain et Rhône			X
FRDG149	Calcaires et marnes jurassiques Haut Jura et Bugey - BV Ain et Rhône			X
FRDG150	Calcaires jurassiques des Avants-Monts			X
FRDG151	Calcaires jurassiques de la Côte dijonnaise			X
FRDG151	Calcaires jurassiques de la Côte dijonnaise			X
FRDG152	Calcaires jurassiques du châillonnais et seuil de Bourgogne entre Ouche et Vingeanne	X		X
FRDG153	Calcaires jurassiques chaîne du Jura - Doubs (Ht et médian) et Dessoubre			X
FRDG154	Calcaires jurassiques BV Loue, Lison, Cusancin et RG Doubs depuis Isle sur le Doubs			X
FRDG155	Calcaires jurassico-crétacés des Corbières (karst des Corbières d'Opoul et structure du Bas Agly)			
FRDG155	Calcaires jurassico-crétacés des Corbières (karst des Corbières d'Opoul et structure du Bas Agly)			
FRDG156	Calcaires et marnes jurassiques et triasiques de la nappe charriée des Corbières			
FRDG158	Calcaires jurassiques pli W de Montpellier, unité Mosson + sud Montpellier affleurant + ss couverture			
FRDG158	Calcaires jurassiques pli W de Montpellier, unité Mosson + sud Montpellier affleurant + ss couverture	X		
FRDG158	Calcaires jurassiques pli W de Montpellier, unité Mosson + sud Montpellier affleurant + ss couverture			
FRDG159	Calcaires jurassiques pli ouest de Montpellier - unité Plaisan-Villeveyrac			
FRDG159	Calcaires jurassiques pli ouest de Montpellier - unité Plaisan-Villeveyrac			
FRDG159	Calcaires jurassiques pli ouest de Montpellier - unité Plaisan-Villeveyrac			
FRDG160	Calcaires jurassiques pli W Montpellier et formations tertiaires, unité Thau Monbazin-Gigean Gardiole			
FRDG160	Calcaires jurassiques pli W Montpellier et formations tertiaires, unité Thau Monbazin-Gigean Gardiole			
FRDG161	Calcaires urgoniens des garrigues du Gard et du Bas-Vivarais dans le BV de l'Ardèche			
FRDG162	Calcaires urgoniens des garrigues du Gard et du Bas-Vivarais dans le BV de la Cèze			X
FRDG162	Calcaires urgoniens des garrigues du Gard et du Bas-Vivarais dans le BV de la Cèze			X
FRDG169	Calcaires et dolomies du Muschelkalk de l'avant-Pays provençal			
FRDG171	Alluvions nappe de Dijon sud (superficielle et profonde)	X		
FRDG171	Alluvions nappe de Dijon sud (superficielle et profonde)			
FRDG172	Cailloutis du Sundgau dans BV du Doubs			
FRDG173	Formations tertiaires Pays de Montbeliard			
FRDG175	Massifs calcaires jurassiques des Préalpes niçoises		X	
FRDG175	Massifs calcaires jurassiques des Préalpes niçoises		X	
FRDG176	Calcaires barrémo-bédoulien de Montélimar-Francillon et Valdaine		X	X
FRDG176	Calcaires barrémo-bédoulien de Montélimar-Francillon et Valdaine		X	X
FRDG177	Formations plioquaternaires et morainiques Dombes			
FRDG178	Calcaires jurassiques septentrional du Pays de Montbéliard et du nord Lomont		X	X
FRDG179	Unités calcaires Nord-Ouest varois (Mont Major, Cadarache, Vautubière)			X
FRDG202	Calcaires du Muschelkalk supérieur et grès rhétiens dans BV Saône	X		X
FRDG203	Calcaires éocènes du Minervois (Pouzols)			
FRDG203	Calcaires éocènes du Minervois (Pouzols)			
FRDG206	Calcaires jurassiques pli oriental de Montpellier et extension sous couverture		X	
FRDG206	Calcaires jurassiques pli oriental de Montpellier et extension sous couverture		X	
FRDG206	Calcaires jurassiques pli oriental de Montpellier et extension sous couverture		X	
FRDG207	Calcaires éocènes du Cabardès	X		
FRDG208	Calcaires jurassiques sous couverture du Pays de Gex			X
FRDG208	Calcaires jurassiques sous couverture du Pays de Gex			X
FRDG209	Conglomérats du plateau de Valensole		X	X
FRDG210	Formations variées et calcaires fuvéliens et jurassiques du bassin de l'Arc	X	X	X
FRDG212	Miocène de Bresse		X	X
FRDG212	Miocène de Bresse		X	X
FRDG212	Miocène de Bresse		X	X
FRDG212	Miocène de Bresse		X	X
FRDG213	Formations gréseuses et marno-calcaires tertiaires dans BV Basse Durance			X
FRDG213	Formations gréseuses et marno-calcaires tertiaires dans BV Basse Durance			X
FRDG215	Formations oligocènes de la région de Marseille	X	X	X
FRDG216	Graviers et grès éocènes - secteur de Castelnaudary		X	
FRDG217	Grès Trias inférieur BV Saône	X		X
FRDG217	Grès Trias inférieur BV Saône	X		X
FRDG218	Molasses miocènes du Comtat		X	X
FRDG218	Molasses miocènes du Comtat	X	X	X
FRDG220	Molasses miocènes du bassin d'Uzés			
FRDG222	Pélites permienues et calcaires cambriens du Lodévois	X		
FRDG224	Sables astiens de Valras-Agde			X
FRDG224	Sables astiens de Valras-Agde			X
FRDG225	Sables et graviers pliocènes du Val de Saône			X
FRDG226	Calcaires urgoniens sous couverture du syndical d'Apt	X		X
FRDG227	Calcaires jurassiques sous couverture du pied de côte mâconnaise	X		X
FRDG227	Calcaires jurassiques sous couverture du pied de côte mâconnaise			X
FRDG227	Calcaires jurassiques sous couverture du pied de côte mâconnaise			X
FRDG228	Calcaires jurassiques sous couverture pied de côte bourguignonne et chalonnaise	X	X	X
FRDG228	Calcaires jurassiques sous couverture pied de côte bourguignonne et chalonnaise	X	X	X
FRDG228	Calcaires jurassiques sous couverture pied de côte bourguignonne et chalonnaise	X	X	X
FRDG228	Calcaires jurassiques sous couverture pied de côte bourguignonne et chalonnaise	X	X	X
FRDG228	Calcaires jurassiques sous couverture pied de côte bourguignonne et chalonnaise	X	X	X
FRDG231	Sillons fluvioglaciers du Pays de Gex	X		
FRDG233	Graviers et calcaires lacustres profonds plio-quaternaires sous couverture du pied de côte (Vignoles, Meuzin, ?)			
FRDG233	Graviers et calcaires lacustres profonds plio-quaternaires sous couverture du pied de côte (Vignoles, Meuzin, ?)			
FRDG234	Calcaires jurassiques de la région de Villeneuve-Loubet	X		X

* Masses d'eau souterraine profondes identifiées par le SDAGE 2022-2027 (carte 7A-2) comme nécessitant des actions sur tout ou partie de leur territoire pour résorber les déséquilibres quantitatifs (en marron) ou préserver les équilibres quantitatifs (en jaune).

Code	Masse d'eau souterraine profonde	Tension quantitative*	Projets avec besoin en eau identifié	Déploiement envisagé de la filière
FRDG234	Calcaires jurassiques de la région de Villeneuve-Loubet			X
FRDG235	Formations fluvio-glaciaires nappe profonde du Genevois			X
FRDG235	Formations fluvio-glaciaires nappe profonde du Genevois			X
FRDG237	Calcaires profonds des avants-mont dans la vallée du Doubs	X		X
FRDG237	Calcaires profonds des avants-mont dans la vallée du Doubs	X		X
FRDG238	Calcaires du Jurassique supérieur sous couverture Belfort	X	X	X
FRDG238	Calcaires du Jurassique supérieur sous couverture Belfort		X	X
FRDG240	Miocène sous couverture Lyonnais et sud Dombes		X	X
FRDG240	Miocène sous couverture Lyonnais et sud Dombes	X	X	X
FRDG242	Formations glaciaires et fluvio-glaciaires du Bas-chablais, terrasses Thonon et Delta de la Dranse	X		X
FRDG243	Multicouche pliocène du Roussillon		X	X
FRDG244	Poudingues pliocènes de la basse vallée du Var	X		
FRDG245	Grès Trias ardéchois		X	X
FRDG250	Molasses miocènes du Bas Dauphiné depuis le seuil de Vienne - Chamagnieu jusqu'à la plaine de Bièvre-Valloire		X	X
FRDG250	Molasses miocènes du Bas Dauphiné depuis le seuil de Vienne - Chamagnieu jusqu'à la plaine de Bièvre-Valloire		X	X
FRDG251	Molasses miocènes du Bas Dauphiné plaine de Valence et Drôme des collines	X	X	X
FRDG251	Molasses miocènes du Bas Dauphiné plaine de Valence et Drôme des collines		X	X
FRDG332	Cailloutis pliocènes de la Forêt de Chaux et formations miocènes sous couverture du confluent Saône-Doubs	X		X
FRDG332	Cailloutis pliocènes de la Forêt de Chaux et formations miocènes sous couverture du confluent Saône-Doubs			X
FRDG387	Alluvions plaine de la Tille (superficielle et profonde)			
FRDG403	Domaine plissé et socle BV Arve amont			X
FRDG406	Domaine plissé BV Isère et Arc		X	X
FRDG407	Domaine plissé BV Romanche et Drac			X
FRDG408	Domaine plissé du Chablais et Faucigny - BV Arve et Dranse	X		X
FRDG409	Formations plissées du Haut Minervois, Monts de Faugères, St Ponais et Pardailhan	X		
FRDG411	Formations plissées calcaires et marnes Arc de St Chinian	X		
FRDG417	Formations variées du haut bassin de la Durance			X
FRDG418	Formations variées du bassin versant du Buëch	X		X
FRDG419	Formations variées du Crétacé au Tertiaire des bassins versants du Paillon et de la Roya	X		
FRDG420	Formations diverses à dominante marneuse du Crétacé au Pliocène moyen du sw des Alpes-Maritimes			
FRDG500	Formations variées de la bordure primaire des Vosges			X
FRDG501	Domaine Bassin de Blanz BV Saône			
FRDG503	Domaine formations sédimentaires des Côtes chalonaise, maconnaise et beaujolaise			X
FRDG506	Domaine triasique et liasique de la bordure vosgienne sud-ouest BV Saône			
FRDG510	Formations tertiaires et crétacées du bassin de Béziers-Pézenas	X		X
FRDG511	Formations variées de l'Avant-Pays savoyard dans BV du Rhône		X	X
FRDG514	Formations variées de la région de Toulon	X		
FRDG515	Formations variées en domaine complexe du Piémont du Vercors			X
FRDG516	Domaine triasique et liasique du Vignoble jurassien			X
FRDG517	Domaine sédimentaire du Genevois et du Pays de Gex (formations graveleuses sur molasse et/ou moraines peu perméables)	X		X
FRDG518	Formations variées côtes du Rhône rive gardoise	X		X
FRDG518	Formations variées côtes du Rhône rive gardoise			X
FRDG519	Marnes, calcaires crétacés + calcaires jurassiques sous couverture du dôme de Lédignan		X	X
FRDG519	Marnes, calcaires crétacés + calcaires jurassiques sous couverture du dôme de Lédignan		X	X
FRDG520	Formations gréseuses et marno-calcaires de l'avant-Pays provençal			
FRDG522	Domaine Lias et Trias Auxois et buttes témoins du Dogger			
FRDG523	Formations variées du Dijonnais entre Ouche et Vingeanne	X		X
FRDG523	Formations variées du Dijonnais entre Ouche et Vingeanne	X		X
FRDG523	Formations variées du Dijonnais entre Ouche et Vingeanne			X
FRDG524	Marnes et terrains de socle des Avants-Monts			X
FRDG526	Formations du Pliocène supérieur peu aquifères des plateaux de Bonnevaux et Chambarrans			
FRDG527	Calcaires et marnes crétacés du BV Drôme, Roubion, Jabron			X
FRDG528	Calcaires et marnes crétacés et jurassiques du BV Lez, Eygues/Aigue et Ouvèze			X
FRDG529	Formations tertiaires et alluvions dans BV du Fresquel			
FRDG530	Formations tertiaires BV Aude et alluvions de la Berre hors BV Fresquel	X	X	
FRDG531	Argiles bleues du Pliocène inférieur de la vallée du Rhône		X	X
FRDG531	Argiles bleues du Pliocène inférieur de la vallée du Rhône	X	X	X
FRDG532	Formations sédimentaires variées de la bordure cévenole (Ardèche, Gard)	X		X
FRDG532	Formations sédimentaires variées de la bordure cévenole (Ardèche, Gard)	X		X
FRDG534	Formations gréseuses et marno-calcaires tertiaires en rive droite de la moyenne Durance	X		X
FRDG535	Domaine marneux de la Bresse et du Val de Saône	X	X	X
FRDG536	Marno-calcaires et grès Collines Côte du Rhône rive gauche et de la bordure du bassin du Comtat	X	X	X
FRDG607	Socle cévenol BV de l'Ardèche et de la Cèze			X
FRDG609	Socle des massifs de l'Estérel, des Maures et l'Isère		X	X
FRDG611	Socle Monts du lyonnais, beaujolais, maconnais et chalonnais BV Saône			X
FRDG611	Socle Monts du lyonnais, beaujolais, maconnais et chalonnais BV Saône			X
FRDG612	Socle Monts du Vivarais BV Rhône, Eyrieux et Volcanisme du Mézenc			X
FRDG613	Socle Monts du lyonnais sud, Pilat et Monts du Vivarais BV Rhône, Gier, Cance, Doux	X	X	X
FRDG613	Socle Monts du lyonnais sud, Pilat et Monts du Vivarais BV Rhône, Gier, Cance, Doux		X	X
FRDG615	Domaine plissé Pyrénées axiales dans le BV de la Têt et de l'Agly			
FRDG617	Domaine plissé Pyrénées axiales dans le BV du Tech, du Réart et de la côte Vermeille			X
FRDG618	Socle vosgien BV Saône-Doubs			X
FRDG104	Grès du Trias inférieur au sud de la faille de Vitte	X	X	