

DÉPLOYER LES STATIONS HYDROGÈNE DANS VOTRE TERRITOIRE



DÉPLOYER LES STATIONS HYDROGÈNE DANS VOTRE TERRITOIRE

AFHYPAC

ASSOCIATION FRANÇAISE POUR
L'HYDROGÈNE ET LES PILES
À COMBUSTIBLE

FNCCR

FÉDÉRATION NATIONALE
DES COLLECTIVITÉS
CONCÉDANTES ET RÉGIES

L'hydrogène, vecteur de transition énergétique des territoires

Afin d'améliorer sensiblement la qualité de l'air, respecter au mieux leurs engagements climatiques, l'Europe oriente les États membres vers une stratégie de déploiement des carburants alternatifs et de transports décarbonés.

Dans le prolongement de la loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015, les territoires multiplient aujourd'hui les initiatives pour favoriser l'émergence de ces écosystèmes, qui relient intimement la mobilité et le développement d'un mix énergétique repensé, en phase avec ces évolutions profondes.

La loi mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures du 30 décembre 2017 a récemment confirmé la possibilité pour les élus locaux d'installer et d'exploiter des stations de carburants alternatifs (électricité, GNV et bio-GNV, hydrogène). En complément de l'électromobilité batterie (déploiement d'infrastructures de recharge), et de celui de stations GNV, qui permet également l'émergence d'unités de méthanisation dans nos territoires, l'hydrogène offre de réelles perspectives pour stocker les énergies renouvelables intermittentes, tout en assurant une mobilité zéro émission.

Bon nombre d'autorités organisatrices des énergies en réseaux, revêtant le plus souvent la forme de grands syndicats d'énergie, ainsi que des SEM, ont d'ores et déjà élaboré des programmes de déploiement d'énergies renouvelables sur les années à venir et se posent aujourd'hui des questions sur le stockage.

Dans son Plan National Hydrogène, le Gouvernement pointe l'importance des territoires dans la stratégie de déploiement et souhaite que chaque région coordonne un déploiement cohérent tant sur le plan économique qu'environnemental.

Les Autorités Organisatrices de Distribution d'Énergie ont naturellement toute leur place dans ce déploiement. La FNCCR, l'Association Française pour l'Hydrogène et les Piles à Combustible (AFHYPAC) et Mobilité Hydrogène France souhaitent à travers ces pages vous donner les outils permettant d'analyser le potentiel économique de l'installation de stations hydrogène sur vos territoires, en mobilisant autour de vos projets les acteurs économiques et publics concernés.

Xavier PINTAT

Président de la FNCCR

Philippe BOUCLY

Président de l'AFHYPAC

Fabio FERRARI

1^{er} Vice-Président de l'AFHYPAC
et Coordinateur de Mobilité
Hydrogène France

UN CONTEXTE FAVORABLE AU DÉPLOIEMENT D'ÉCOSYSTÈMES HYDROGÈNE DANS LES TERRITOIRES	p. 7
DES ÉNERGIES RENOUVELABLES APPELÉES À SE DÉVELOPPER, QUI BOULEVERSENT LES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES ET DONNENT UN NOUVEAU RÔLE AUX TERRITOIRES ET AUX SYNDICATS D'ÉNERGIE	p. 7
Les ambitions de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte	p. 7
Retour sur les résultats de l'étude FNCCR SEM ENR (Janvier 2018)	p. 7
RÉDUIRE LES ÉMISSIONS POLLUANTES DANS LES TRANSPORTS	p. 8
Une politique européenne engagée en faveur de la qualité de l'air	p. 8
Des actions françaises jugées insuffisantes	p. 8
UN CONTEXTE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE QUI PREND EN COMPTE CES NOUVEAUX ENJEUX ET FAVORISE LE DÉPLOIEMENT DE SOLUTIONS HYDROGÈNE	p. 10
En Europe	p. 10
• Une directive pour développer les carburants alternatifs	p. 10
En France	p. 10
• Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte	p. 10
• Programmation pluriannuelle de l'énergie 2018-2023	p. 10
• Loi mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement	p. 11
• La valorisation de l'hydrogène dans le cadre de la planification locale	p. 11
LA FILIÈRE HYDROGÈNE : ÉTAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES	p. 13
DES SIGNAUX PORTEURS À L'INTERNATIONAL	p. 13
Une mobilisation mondiale	p. 13
État des lieux et perspectives en Europe	p. 14
UNE FILIÈRE FRANÇAISE STRUCTURÉE ET DYNAMIQUE	p. 15
• AFHYPAC : l'ensemble de la chaîne de valeur représentée	p. 15
• Carte des stations en France	p. 15
• Perspectives de développement	p. 15
• Acteurs économiques infrastructures	p. 16
• Une volonté politique forte pour l'émergence d'une filière d'excellence	p. 16
• Le Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transtion énergétique : une annonce attendue par la filière industrielle française	p. 16
• 18 mesures pour une industrie de l'hydrogène compétitive	p. 17
• Soutenir la compétitivité de la filière industrielle française	p. 19
• Outils de mise en œuvre du Plan national et structuration de la filière	p. 19
DES ÉCOSYSTÈMES RÉGIONAUX PORTEURS	p. 20
Auvergne Rhône Alpes Créer un modèle d'affaires autour de la mobilité	p. 20
Bourgogne Franche Comté Des acteurs économiques fédérés, une volonté politique forte	p. 22
Bretagne Des AODE motrices, des services au réseau à apporter	p. 24
Centre Val de Loire Une dynamique portée par le CEA, Des besoins de stockage importants	p. 26
Corse et DOM TOM Zones Non Interconnectées : Une stratégie spécifique avec les AODE ?	p. 28
Grand Est Transfrontalité et SRADDET au service d'un déploiement régional	p. 30
Hauts de France Créer du liant dans l'écosystème en faveur de la 3 ^e révolution industrielle	p. 31
Île de France Une vitrine française emmenée par la mobilité et les JO 2024	p. 32
Normandie Le déploiement impulsé par les clusters et une bonne coordination avec les AODE	p. 34
Nouvelle Aquitaine Créer une feuille de route régionale pour coordonner les projets locaux	p. 36
Région Sud Créer du liant entre projets industriels et services au réseau	p. 37

Occitanie Société de projets régionale & implication du tissu industriel local	p. 38
Pays de la Loire Développer les technologies pour la mobilité des secteurs maritime, fluvial et terrestre	p. 40
DU PROJET ÉNERGÉTIQUE À LA STATION	p. 43
L'HYDROGÈNE SOLUTION DE MOBILITÉ DURABLE	p. 43
ABC de l'hydrogène	p. 43
• Une ressource inépuisable	p. 43
Les différentes façons de produire de l'hydrogène	p. 43
L'HYDROGÈNE, UN VECTEUR ÉNERGÉTIQUE POUR LES TRANSPORTS ZÉRO ÉMISSION	p. 46
Le véhicule électrique à hydrogène	p. 46
• Mobilité zéro émission : véhicule électrique à hydrogène et véhicule électrique à batteries	p. 46
• Le système de propulsion du véhicule électrique hydrogène	p. 47
• La chaîne de ravitaillement	p. 49
• Les véhicules	p. 51
ÉTABLISSEMENT D'UN SCHÉMA DIRECTEUR	p. 53
Le choix du type de mobilité	p. 53
Le choix énergétique	p. 55
L'infrastructure de recharge	p. 57
L'ANALYSE ÉCONOMIQUE ET BUDGÉTAIRE	p. 60
Évaluation de l'intérêt économique	p. 60
Évaluation du modèle économique	p. 61
L'identification d'opportunités de financement	p. 64
L'ENTITÉ PORTEUSE DU PROJET	p. 67
La gestion directe du service public en régie	p. 68
La gestion déléguée du service public dans le cadre d'un contrat de concession	p. 68
La création d'une société dédiée	p. 68
La consultation des entreprises	p. 70
CONSTRUIRE UNE STATION HYDROGÈNE	p. 70
Règlementation applicable	p. 70
• Règles locales de construction	p. 70
• Règles de sécurité liées à l'hydrogène	p. 71
• Certification de conformité des équipements	p. 71
Réalisation, installation et exploitation	p. 71
• Étude d'implantation détaillée	p. 71
• Réalisation et installation	p. 72
• Exploitation et maintenance	p. 72
• Calendrier indicatif de la préparation à la mise en service	p. 73
QUESTIONS FRÉQUEMENT POSÉES	p. 75

Les informations fournies dans le présent guide le sont à titre informatif, sans valeur de conseil ni contractuelle. La FNCCR, l'AFHYPAC et Mobilité Hydrogène France ne sauraient garantir l'exactitude, la complétude et l'actualité des informations et ne sauraient être tenus pour responsable des erreurs ou omissions. L'utilisateur reconnaît utiliser ces informations sous sa responsabilité exclusive. Toute reproduction, représentation, modification, transmission, dénaturation, totale ou partielle du guide, de son contenu, des marques ou des logos, par quelque procédé que ce soit et sur quelque support que ce soit est interdite et engagerait la responsabilité de l'utilisateur.

1 UN CONTEXTE FAVORABLE AU DÉPLOIEMENT D'ÉCOSYSTÈMES HYDROGÈNE DANS LES TERRITOIRES

DES ÉNERGIES RENOUVELABLES APPELÉES À SE DÉVELOPPER, QUI BOULEVERSENT LES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES ET DONNENT UN NOUVEAU RÔLE AUX TERRITOIRES ET AUX SYNDICATS D'ÉNERGIE

LES AMBITIONS DE LA LOI RELATIVE À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE POUR LA CROISSANCE VERTE

La loi n°2015-992 votée le 17 août 2015 positionne la France parmi les leaders mondiaux en matière de déploiement des énergies renouvelables. Parmi ses objectifs, notons notamment :

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 (facteur 4).
- Réduire la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012 ;
- Porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030 ;
- Porter la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025.

Le cadre législatif est posé et les énergies renouvelables vont continuer à se développer.

RETOUR SUR LES RÉSULTATS DE L'ÉTUDE FNCCR SEM ENR (JANVIER 2018)

La FNCCR a identifié une quarantaine de structures, surtout des sociétés d'économie mixte (SEM), créées en France par des Autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE) afin de développer les énergies renouvelables sur leurs territoires. Elle a lancé une enquête auprès de 36 d'entre elles. Leur capital est variable mais se situe en moyenne autour de 3 M€. La part détenue par les collectivités est prépondérante avec une majorité d'actions publiques qui dépassent le plus souvent les 65 %.

Les thématiques des projets en cours au sein de ces SEM EnR restent focalisées sur les énergies solaires, éoliennes et biogaz, mais des projets significatifs sont en cours de développement comme les réseaux de chaleur et de froid, le développement des infrastructures de recharge pour véhicules écologiques y compris en GNV-bioGNV, l'efficacité énergétique des bâtiments... Récemment sont apparus les premiers projets de développement de l'hydrogène.

Des attentes s'expriment : soutien technique et juridique, aide aux recensements des financements, accompagnement des projets.

RÉDUIRE LES ÉMISSIONS POLLUANTES DANS LES TRANSPORTS

UNE POLITIQUE EUROPÉENNE ENGAGÉE EN FAVEUR DE LA QUALITÉ DE L'AIR

En 2008, la Commission européenne a fait voter la directive 2008/50/CE¹ concernant la qualité de l'air ambiant et un air pur pour l'Europe. Divers polluants locaux sont directement visés et mesurés, dont les particules fines (PM10, PM2,5) et les oxydes d'azote, avec des seuils instaurés pour chaque État membre.

Adoptée le 22 octobre 2014, la directive 2014/94/UE² oblige les Etats membres à déployer des infrastructures pour carburants alternatifs, et à se fixer des objectifs pour les années à venir.

Le 15 février 2017, la Commission Européenne adresse un dernier avertissement à la France concernant ses infractions continues aux limites en matière de pollution atmosphérique, notamment au dioxyde d'azote dans 19 zones identifiées, parmi lesquelles Paris, Lyon et Marseille³.

Dévoilé le 8 novembre 2017⁴, le paquet mobilité de la Commission européenne vise à fixer de nouveaux objectifs en matière d'émissions moyennes de CO₂ de l'ensemble des voitures particulières et des camionnettes neuves dans l'UE afin d'accélérer la transition vers des véhicules à émissions faibles ou nulles.

En janvier 2018, le Commissaire européen en charge de l'environnement a rappelé à l'ordre la France et huit pays, leur donnant 10 jours pour soumettre à la Commission des plans d'actions en faveur de la qualité de l'air plus ambitieux⁵.

Après la publication de nouvelles données alarmantes de l'OMS chiffrant à 9 personnes sur 10 les habitants de la planète respirant quotidiennement un air pollué le 2 mai dernier⁶, les sanctions européennes, maintes fois reportées, devraient être prises sous peu.

DES ACTIONS FRANÇAISES JUGÉES INSUFFISANTES

Dès 1996, la Loi sur l'Air et l'Utilisation Rationnelle de l'Énergie (dite Loi LAURE) 96-1236⁷ vise à surveiller la qualité de l'air et à obliger chacune des régions à prendre des mesures correctives en cas de dépassement. Les premiers Plans de Protection de l'Atmosphère (PPA), qui intègrent le Code de l'Environnement⁸ et les Plans de Déplacements Urbains (PDU) sont instaurés afin de diminuer le trafic automobile, développer les transports en commun, les modes de transports doux, le covoiturage ou les véhicules peu polluants.

Depuis octobre 2008 et le premier plan véhicules décarbonés, le Gouvernement met clairement l'accent sur le déploiement de véhicules électriques à batteries, notamment au travers des lois Grenelle I (30.08.09)⁹ et Grenelle II (12.07.10)¹⁰ autour de 4 axes : la R&D, le projet industriel, les infrastructures, le soutien de la demande (bonus à l'achat, commande groupée).

Après un premier avis motivé en juin 2010 (IP/10/322)¹¹, la France a été assignée le 19 mai 2011 devant la Cour de Justice Européenne¹² pour non-respect des valeurs limites de qualité de l'air applicables aux particules en suspension (PM10), dans 16 zones du territoire : Marseille, Toulon, Avignon, Paris, Valenciennes, Dunkerque, Lille, le territoire du Nord Pas-de-Calais, Grenoble, Montbéliard/Belfort, Lyon, l'ensemble de la région Rhône-Alpes, la zone côtière urbanisée des Alpes-Maritimes, Bordeaux, la Réunion et Strasbourg. L'État risque dès lors une amende de 40 millions d'euros et des astreintes journalières pouvant aller de 300 à 700 000 euros.

Dans ce contexte, l'article 182 de Loi Grenelle crée les Zones d'actions prioritaires pour l'air (ZAPA) le 29 juin 2010. En juin 2011, 8 villes se portent volontaires pour les expérimenter en 2012. La pression s'accroît encore en juin 2012, avec la publication par l'Organisation Mondiale de la Santé d'un communiqué classant les moteurs diesel dans le Groupe 1 des cancérogènes pour l'Homme¹³. L'expérimentation des ZAPA est officiellement abandonnée le 6 février 2013 par le Gouvernement à l'occasion du Comité interministériel pour la qualité de l'air, les collectivités candidates n'ayant pas déposé de dossier.

Les Zones à circulation retreintes (ZCR) – permanentes – et les Zones de protection de l'air (ZPA) – temporaires en cas de pics de pollution – ont été officiellement créées dans la loi de transition énergétique pour la croissance verte d'août 2015. Depuis la publication des décrets d'application le 28 juin 2016¹⁴, leur développement est constant¹⁵.

Les villes de Paris, Grenoble, Lille et Strasbourg ont instauré une ZCR. À noter que les 25 collectivités lauréates de l'appel à projets «Villes respirables en 5 ans» se sont engagées par ce biais à mettre en place ou à planifier l'installation de ZCR à court terme, au rang desquelles Lyon, Bordeaux, Clermont et de 7 ZPA (Paris, Lyon, Toulouse, Lille, Strasbourg, Rennes, Grenoble). Par ailleurs, 18 ZPA départementales sont aujourd'hui en place. Là encore, une progression est attendue dans les années à venir¹⁶.

En parallèle l'article 37 de la Loi de transition énergétique pour la croissance verte¹⁷ prévoit l'obligation pour l'État, les collectivités territoriales, mais aussi certains agents économiques disposant de plus de 20 véhicules (taxis, VTC, loueurs longue durée, etc.) de renouveler leur parc par des véhicules faiblement émetteurs, à hauteur de 50% d'ici 2020 et la totalité en 2025.

Malgré cela, le Conseil d'État juge la France responsable des dépassements fréquents des normes en matière de qualité de l'air le 12 juillet 2017¹⁸.

À l'automne 2017, les Assises de la mobilité¹⁹ ont impliqué l'ensemble des parties prenantes (usagers, collectivités, opérateurs, acteurs économiques, ONG) pour réinventer la mobilité et préparer la Loi d'orientation des mobilités dont l'examen devant le Parlement est programmé d'ici la fin de l'année 2018.

En réponse aux injonctions de la Commission Européenne début 2018, le gouvernement rappelle les engagements de la France en matière de réduction de polluants atmosphériques²⁰ le 13 février 2018, et convoque les Préfets et les représentants des collectivités territoriales concernées afin qu'ils présentent leurs feuilles de routes régionales en faveur de la qualité de l'air. Rendues publiques en avril, elles sont jugées insuffisantes par la commission Développement durable et aménagement du territoire du Sénat²¹.

Le 17 mai 2018, la Commission Européenne saisit la Cour de Justice de l'Union européenne pour un recours contre la France et 5 autres pays pour dépassement des valeurs limites de qualité de l'air fixées et manquement à l'obligation de prendre des mesures appropriées pour écourter le plus possible les périodes de dépassement²².

1. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=celex%3A32008L0050>
2. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=FR>
3. http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-238_fr.htm?locale=FR
4. http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-4242_fr.htm
5. http://europa.eu/rapid/press-release_STATEMENT-18-508_fr.htm
6. <http://www.who.int/fr/news-room/detail/02-05-2018-9-out-of-10-people-worldwide-breathe-polluted-air-but-more-countries-are-taking-action>
7. <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000381337&categorieLien=id>
8. articles L. 222-4 à L. 222-7 et R. 222-13 à R. 222-36
9. <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000020949548>
10. <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000022470434>
11. http://europa.eu/rapid/press-release_IP-10-833_fr.htm
12. http://europa.eu/rapid/press-release_IP-11-596_fr.htm?locale=FR

13. https://www.iarc.fr/fr/media-centre/pr/2012/pdfs/pr213_F.pdf
14. <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000032790919&categorieLien=id>
15. <https://www.crit-air.fr/fr/informations-sur-la-vignette-critair/zones-environnementales-en-france/france-zones-environnementales.html>
16. <https://www.crit-air.fr/nc/fr/informations-sur-la-vignette-critair/zones-environnementales-en-france/futures-zones-environnementales.html>
17. https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexteArticle.do?sessionId=2E83F3CFBEDF6DD26A15A6384B36365D.tplgfr21s_2?dArticle=JORFARTI000031044848&cidTexte=JORFTEXT000031044385&dateTexte=29990101&categorieLien=id
18. <http://www.conseil-etat.fr/Decisions-Avis-Publications/Decisions/Selection-des-decisions-faisant-l-objet-d-une-communication-particuliere/CE-12-juillet-2017-Association-Les-Amis-de-la-Terre-France>
19. <https://www.assisesdelamobilité.gouv.fr/comprendre/presentation>
20. https://www.ecologie-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2018.02.13%20cp_pollution_air-1_0.pdf
21. <https://www.senat.fr/presse/cp20180411.html>
22. http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-3450_fr.htm

UN CONTEXTE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE QUI PREND EN COMPTE CES NOUVEAUX ENJEUX ET FAVORISE LE DÉPLOIEMENT DE SOLUTIONS HYDROGÈNE

Le contexte législatif européen et français a pris en compte les nouveaux enjeux liés au développement de la filière hydrogène et fixe un cadre favorable au déploiement de solutions hydrogène en matière de mobilité propre.

EN EUROPE

Une directive pour développer les carburants alternatifs

La directive 2014/94/UE relative au développement de carburants alternatifs fixe un cadre commun de mesures visant à déployer au sein de l'Union européenne des infrastructures destinées aux carburants alternatifs, dont l'hydrogène et fixe des exigences minimales pour la mise en place de ces infrastructures.

Plus particulièrement, elle encourage les États membres à développer un nombre suffisant de stations de recharge en hydrogène ouvertes au public dans le cadre de la mise en place de cadres d'action nationaux.

EN FRANCE

Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte

L'article 40 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 impose à l'État de définir une stratégie pour le développement de la mobilité propre.

Cette stratégie concerne notamment le développement des véhicules à faibles émissions et le déploiement des infrastructures permettant leur alimentation.

L'article 121 prévoit un plan de développement du stockage des énergies renouvelables par hydrogène décarboné portant notamment sur :

- La mise en œuvre d'un modèle économique du stockage par hydrogène de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables, visant à encourager les producteurs d'énergies renouvelables à participer à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement des réseaux publics de transport et de distribution d'énergie, ainsi que les

conditions de valorisation de ces services ;

- Le déploiement d'une infrastructure de stations de distribution d'hydrogène ;
- L'adaptation des réglementations pour permettre le déploiement de nouvelles applications de l'hydrogène, telles que la conversion d'électricité en gaz.

Programmation pluriannuelle de l'énergie 2018-2023

La loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) prévoit la révision de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) d'ici la fin de l'année 2018. Un débat public sur la révision de la PPE, pour les périodes 2018-2023 et 2024-2028, a été organisé par la Commission nationale du débat public du 19 mars au 30 juin 2018, clôturé le 29 juin 2018 au Conseil Économique Social et Environnemental. Parmi les grandes lignes inspirant la PPE dont la première mouture a été rédigée à l'été 2018²³, notons l'intégration des citoyens et des territoires afin de mobiliser l'ensemble des parties prenantes aux objectifs de réduction de la consommation d'énergie primaire, et au développement des énergies renouvelables.

Selon le gouvernement « la France doit réussir le virage des énergies renouvelables qui a déjà été pris dans le monde ». C'est sur ce point qu'il souhaite axer la PPE en développant l'éolien terrestre et maritime, le photovoltaïque, la méthanisation, la géothermie. Le besoin de stockage de ces énergies intermittentes par nature, et leur intégration dans les réseaux, sera donc croissant. L'hydrogène permet cette flexibilité de manière intersaisonnière.

Loi mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement

La loi du 30 décembre 2017 a défini la compétence des communes en matière de création, entretien et exploitation des points de ravitaillement en hydrogène pour les véhicules. Elle comprend également l'achat d'électricité, de gaz ou d'hydrogène nécessaire à l'alimentation des véhicules en hydrogène.

Cette compétence peut être transférée :

- aux **établissements publics de coopération intercommunale** compétents en matière d'aménagement, de soutien aux actions de maîtrise de la demande d'énergie ou de réduction des émissions polluantes ou de gaz à effet de serre,
- aux **autorités organisatrices d'un réseau public de distribution d'énergie** visées à l'article L. 2224-31 du CGCT,
- aux **autorités organisatrices de la mobilité** et, en Île-de-France, au Syndicat des transports d'Île-de-France.

La valorisation de l'hydrogène dans le cadre de la planification locale

Les politiques locales du climat, de l'air et de l'énergie ont pour objectif de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans les territoires. L'intégration de l'usage de l'hydrogène dans les actions mises en place en faveur de la mobilité durable permet d'atteindre cet objectif.

SRADDET

Devant être adopté avant le 28 juillet 2019, le SRADDET (schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires), sous l'égide de la région, chef de file de la transition énergétique fixe « les objectifs de moyen et long termes sur le territoire de la région en matière [...] de développement des transports, de maîtrise et de valorisation de l'énergie, de lutte contre le changement climatique, de pollution de l'air [...] ».

PCAET

Outil opérationnel de coordination de la transition énergétique sur le territoire, le plan climat air énergie territorial (PCAET) permet d'intégrer les solutions hydrogène dans les actions dédiées au développement de la mobilité propre.

PDU

Le plan de déplacement urbain (PDU), élaboré par l'autorité organisatrice de la mobilité, vise « au développement des transports collectifs et des moyens de déplacement les moins consommateurs d'énergie et les moins polluants » sur une commune ou leurs groupements (art. L. 124-2 du code des transports). Le PDU peut être intégré au Plan Local de l'Urbanisme intercommunal (PLUi)



23. <https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2017/09/11/la-strategie-de-developpement-de-l-hydrogene-au-japon>



2 LA FILIÈRE HYDROGÈNE : ÉTAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES

DES SIGNAUX PORTEURS À L'INTERNATIONAL

UNE MOBILISATION MONDIALE

Partout dans le monde, de nombreuses initiatives voient le jour en matière d'hydrogène. Elles sont portées à la fois par des acteurs économiques et résultent aussi de la volonté des décideurs publics. Du côté des acteurs privés, treize leaders des secteurs de l'énergie, du transport et de l'industrie se sont unis en janvier 2017 au sein de l'Hydrogen Council²⁴. Cette initiative, dont l'objectif principal est de promouvoir l'hydrogène comme une solution clé de la transition énergétique, regroupe aujourd'hui 54 sociétés, dont certains leaders mondiaux, qui «travaillent ensemble pour encourager un soutien fort à la technologie hydrogène²⁵». Avec des investissements évalués à 1,4 milliards d'euros par an, l'Hydrogen Council porte trois recommandations principales : fournir un cadre stratégique stable et sur le long-terme pour guider la transition énergétique, élaborer des politiques de coordination et d'incitation pour encourager les investissements dans le secteur, et faciliter l'harmonisation des normes industrielles au niveau national afin de profiter des effets d'économies d'échelle.

Le développement de la mobilité hydrogène mobilise également les décideurs publics. Pour exemple, en janvier dernier le Gouverneur de Californie Edmund G. Brown Jr. a signé un décret²⁶ visant à renforcer l'offre de véhicules à zéro émission (véhicules électriques à batterie ou à pile à combustible hydrogène) et de stations de recharge dans son État. La Californie ambitionne de faire circuler 5 millions de véhicules zéro émission d'ici 2030. Le décret indique notamment qu'une initiative, d'une durée de 8 ans et dotée d'un budget de 2,5 milliards de dollars, permettra

de déployer 200 stations de recharge en hydrogène d'ici 2025. Le texte précise l'importance de veiller à ce que «le chargement des véhicules électriques et le ravitaillement en hydrogène soient abordables et accessibles à tous les conducteurs²⁷».

De l'autre côté du Pacifique, depuis le séisme ayant entraîné l'accident nucléaire de Fukushima, le Japon mise fortement sur l'utilisation de l'hydrogène comme nouveau vecteur énergétique, en substitution du gaz, de l'électricité ou du pétrole, pour des usages dans les transports et le bâtiment. Avec des investissements à hauteur de 300 millions d'euros, le pays souhaite réaliser la «société hydrogène» avec pour première échéance les Jeux Olympiques de 2020. Dans le village olympique, ce sont des piles à combustible qui fourniront l'électricité, le chauffage de l'eau, et les bus chargés de transporter les athlètes fonctionneront à l'hydrogène. Plus largement, le gouvernement japonais a défini des objectifs échelonnés de déploiement des stations et véhicules : 40 000 véhicules à hydrogène d'ici 2020, 200 000 d'ici 2025 et 800 000 en 2030, alimentés par 160 stations en 2020 et 320 en 2025²⁸. À noter que cette dynamique est également fortement portée par le secteur privé : les autorités japonaises misent sur un investissement de la part des entreprises de plus de 22 millions d'euros en 2025, et plus de 110 000 emplois dans le domaine²⁹.

Enfin notons que la Chine a adopté des objectifs très ambitieux avec la mise en circulation d'un million de véhicules et le déploiement de 1000 stations pour 2030³⁰.

24. <http://hydrogencouncil.com>

25. Ibid.

26. <https://www.gov.ca.gov/2018/01/26/governor-brown-takes-action-to-increase-zero-emission-vehicles-fund-new-climate-investments/>

27. Ibid.

28. <https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2017/09/11/la-strategie-de-developpement-de-l-hydrogene-au-japon>

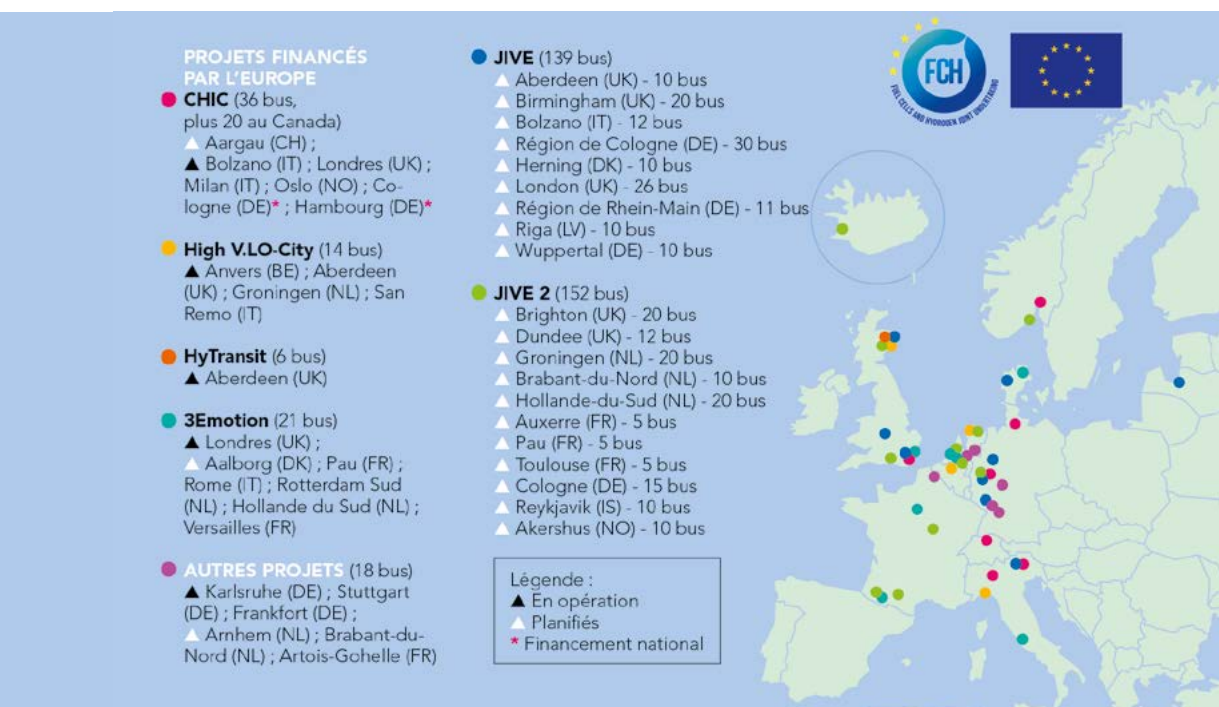
29. https://www.diplomatie.gouv.fr/IMG/pdf/rapport_hydrogene-sst_tokyo-aout_2015_cle08d571.pdf

30. <http://www.afhypac.org/documents/tout-savoir/Fiche%208.6%20-%20Le%20Programme%20chinois%20rev.%20sept.%202017%20ThA.pdf>

ÉTAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES EN EUROPE

Plusieurs pays européens misent également sur l'hydrogène. Parmi eux, l'Allemagne a connu la plus forte augmentation du nombre de stations de recharge en 2017. Avec 45 stations publiques, l'infrastructure allemande est la deuxième plus importante au monde après le Japon³¹. D'ici 2019, ce nombre devrait dépasser la centaine, puis atteindre 400 en 2023. Dans le cadre d'un plan adopté en 2016 après le scandale du dieseldgate, le gouvernement fédéral s'est engagé à soutenir la filière à hauteur de 250 millions jusqu'en 2019. En mai 2018, les autorités allemandes ont remis à Alstom un certificat d'homologation pour le train à hydrogène, le Coradia iLint³². Ce train régional «zéro émission», destiné au transport de voyageurs, a été inauguré le 15 septembre 2018 en Allemagne.

Plus largement, de nombreuses initiatives émergent en Europe. À l'heure actuelle, une réelle dynamique existe autour du déploiement des bus à hydrogène, comme l'atteste la réussite du programme Joint Initiative for hydrogen Vehicles across Europe (JIVE)³³ lancé en janvier 2017. Cofinancé par le partenariat public-privé Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCHJU) dans le cadre du programme européen «Horizon 2020», l'objectif de JIVE est de faire progresser la commercialisation des bus hydrogène grâce à un déploiement à grande échelle des véhicules et de l'infrastructure. S'étalant en deux phases, le projet prévoit des commandes groupées qui devraient atteindre près de 300 bus hydrogène répartis partout en Europe. Cette démarche commune permet d'atteindre une réduction des coûts visant un prix de vente maximum de 625 000 € par bus standard³⁴.



UNE FILIÈRE FRANÇAISE STRUCTURÉE ET DYNAMIQUE

AFHYPAC : l'ensemble de la chaîne de valeur représentée

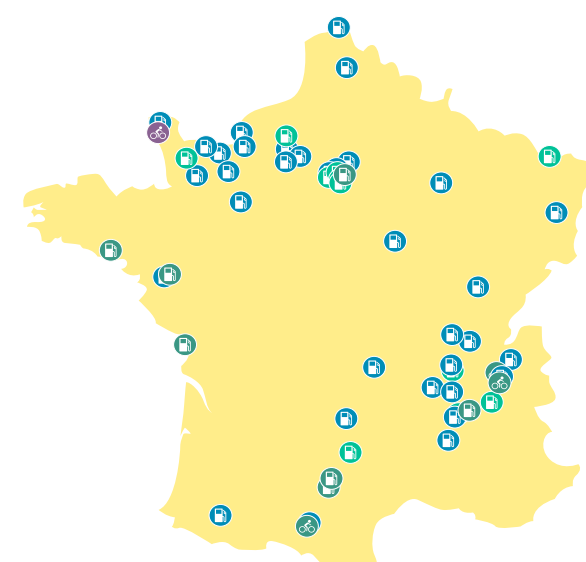
Avec plus de 110 membres, l'Association Française pour l'hydrogène et les piles à combustible (AFHYPAC) fédère les acteurs de la filière hydrogène en France : entreprises (grands groupes, PME-PMI et start-ups), laboratoires et instituts de recherche, pôles de compétitivité, collectivités territoriales, associations, etc.)

Avec le soutien de l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie), l'AFHYPAC anime cette filière industrielle avec pour ambition d'accélérer le déploiement de solutions hydrogène au bénéfice de la transition énergétique. Elle est reconnue comme l'interlocutrice privilégiée des pouvoirs publics sur de nombreux sujets (réglementation, financement, communication, déploiement territorial, etc.)

Mobilité Hydrogène France est un consortium d'acteurs privés fédérés par l'AFHYPAC. Il regroupe l'ensemble des acteurs de la mobilité hydrogène : des entreprises de l'énergie aux utilisateurs.

Carte des stations en France

Après l'installation d'une première station en 2015 à Saint-Lô, ce sont plus de vingt stations qui sont en service et environ 35 en projet³⁵. À noter que le plan de déploiement poursuivi par la filière s'est fixé comme objectif 169 stations en 2023, 502 en 2028.



En France, la stratégie vise à déployer, dans le même temps, flottes de véhicules et stations de recharge hydrogène. L'objectif est d'assurer un taux de remplissage élevé aux stations, avec une fréquentation régulière. L'identification, en amont, des partenaires à cette opération est donc un point essentiel. Ce modèle a été retenu pour le projet HyWay sur Lyon et Grenoble (désormais élargi à l'ensemble de la région dans le cadre du projet Zero Emission Valley) et Eashymob en Normandie.

Le déploiement de la mobilité hydrogène a tout d'abord été centré autour de stations de petite capacité (inférieur à 50 kg H₂/jour), mais aujourd'hui, la filière change d'échelle. Des stations capables de délivrer 200 kgH₂/jour s'ouvrent pour notamment accompagner l'arrivée de bus à hydrogène ou pour soutenir, en Ile-de-France, le projet de taxis à hydrogène HyPE.

À cela, il faut rajouter que la mobilité hydrogène est multiple : véhicules utilitaires légers mais également bus, bateaux, vélos, berlines et même des trains. L'hydrogène embarque également à bord de projets liés à l'aéronautique, avant tout sous forme d'auxiliaire de puissance.

Ainsi, la mobilité est un point clé du Plan national hydrogène et s'insère dans une réflexion plus globale sur le maillage énergétique des territoires et dans une gamme d'usages de plus en plus large.

Perspectives de développement

La plupart des constructeurs automobiles annoncent, depuis plusieurs années, des véhicules fonctionnant à l'hydrogène. Cependant, beaucoup font dépendre leur commercialisation de la disponibilité d'un réseau de distribution d'hydrogène minimal. C'est pourtant du côté des fortes puissances (camions, bus, bennes à ordures ménagères, véhicules réfrigérés) que pourrait émerger, dans un futur proche, une offre plus étoffée. Sur ce créneau, le véhicule électrique à batteries seules ne peut pas répondre au besoin pour du transport lourd sur de longues distances et les avantages de l'hydrogène sont plus nets. Des annonces pour des camions (Nikola ou Toyota) soulèvent l'intérêt des transporteurs et des pré-commandes sont enregistrées.

31. <https://www.tuv-sud.com/news-media/news-archive/germany-had-the-highest-increase-of-hydrogen-refuelling-stations-worldwide-in-2017>

32. <http://www.alstom.com/press-centre/2018/07/coradia-ilint-hydrogen-train-receives-approval-for-commercial-operation-in-german-railway-networks/>

33. <http://www.fch.europa.eu/project/joint-initiative-hydrogen-vehicles-across-europe>

34. <http://www.afhypac.org/documents/divers/Présentation%20de%20l'opportunité%20bus%20électriques%20à%20hydrogène%20-%2008.01.2018.pdf>

35. Source : Mobilité Hydrogène France <http://www.afhypac.org/mobilite-hydrogene-france/>

Du côté des transports en commun, au niveau européen, les bus ont fait l'objet de projets destinés à faire émerger des commandes groupées de véhicules en vue de faire baisser les tarifs d'achats (programmes JIVE). JIVE 1, commencé officiellement au début de l'année 2017, verra le déploiement de 142 bus électriques à hydrogène, répartis dans 9 villes européennes. Depuis 2017, un nouveau projet (JIVE 2), prévoit le déploiement de 152 bus hydrogène pour 14 villes européennes dont 3 villes françaises. Les projets européens portent à présent sur le développement d'une offre de bennes à ordures ménagères

Acteurs économiques infrastructures

En fonction du projet de station défini dans le schéma directeur, les composants de base d'une station de distribution sont différents :

- Production locale (donc présence d'un électrolyseur sur le site de la station) ou achat d'hydrogène à un fournisseur qui assurera le ravitaillement (par camion),
- Selon le volume d'hydrogène à distribuer quotidiennement, les tailles de station peuvent varier de quelques kilos par jour à 150 ou 200kg/j environ. Ceci a un impact sur la taille des réservoirs de stockage à prévoir, les compresseurs.
- La station de distribution

Le service d'exploitation de l'ensemble du dispositif : aujourd'hui, ce sont plutôt des acteurs de l'énergie qui assure le service. Des exploitants « historiques » comme Total ou Shell se positionnent également sur cette activité.

Une volonté politique forte pour l'émergence d'une filière d'excellence

L'hydrogène apparaît depuis plusieurs années comme une solution énergétique mature. Des rapports de l'OPECST ont été publiés en janvier 2014 puis, en mai 2016, suivis de l'appel à projets « Territoires Hydrogène ». Cet AAP a été initié sous l'impulsion des acteurs de la Nouvelle France Industrielle, et du ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer ; il visait à faire émerger les territoires souhaitant s'impliquer dans le déploiement économique de la filière hydrogène³⁶. Une soixantaine de dossiers ont été déposés, sur près de 100 sites répartis dans l'ensemble des régions françaises, soulignant par là même le dynamisme et le rôle moteur des territoires pour le déploiement de solutions hydrogène.

Fort de cette mobilisation, le Ministre de la Transition Écologique a missionné les équipes de la Direction générale de l'Énergie et du Climat et du CEA pour établir

un rapport sur le déploiement de l'hydrogène en France, fondations du « Plan » lancé le 1^{er} juin 2018³⁷.

Le Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique : une annonce attendue par la filière industrielle française

À l'occasion de la présentation du Plan de déploiement de l'hydrogène le gouvernement a déclaré « L'hydrogène peut devenir l'un des piliers d'un modèle énergétique neutre en carbone. Cette molécule, qui renferme énormément d'énergie, va devenir indispensable compte-tenu de l'étendue de ses propriétés : elle permet de stocker l'électricité, d'alimenter des voitures, de recycler du CO₂, de rendre les processus industriels plus propres... La France est à la pointe sur cette filière, et je veux lui donner les moyens de conserver son avance au cœur d'une compétition mondiale déjà féroce car elle constitue un atout pour notre indépendance énergétique mais également un immense gisement d'emplois. Le plan Hydrogène doit être l'impulsion qui va mettre en mouvement cette filière d'excellence pour démocratiser, à terme, les usages de cette énergie dans notre quotidien. »

Dans le cadre de la transition énergétique, le développement de l'hydrogène est couplé à celui des énergies renouvelables. En effet, d'une part les usages de l'hydrogène sont vertueux quand celui-ci est produit à partir de procédés décarbonés. D'autre part, l'intermittence grandissante des moyens de production électrique, exige de faire preuve d'innovation pour gérer au mieux les flux d'électricité. Ce développement est essentiel pour atteindre la neutralité carbone. Le défi du stockage est traité par plusieurs filières : les batteries, mais aussi l'hydrogène qui offre des perspectives multiples et prometteuses. L'hydrogène représente une solution pour arriver à 100 % d'énergies renouvelables.

Cet hydrogène vert permettra en outre de décarboner certains processus industriels : aujourd'hui l'hydrogène est utilisé principalement dans l'industrie (raffinage, chimie, engrais...) et sa production avec des gaz fossiles représente une fraction importante des émissions de gaz à effet de serre des entreprises industrielles.

Le plan de déploiement de l'hydrogène est organisé autour de 3 grands axes, avec des objectifs en lien avec la programmation pluriannuelle de l'énergie :

- Décarboner 10 % de l'hydrogène industriel à l'horizon 2023 (100 000 t/an) et entre 20 et 40 % d'ici 2028
- Développer des solutions zéro émission pour les transports (routiers, ferroviaires, maritimes, fluviaux,

etc.) avec l'introduction de 5 000 véhicules légers, 200 véhicules lourds et 100 stations en 2023 suivis de 20 000 à 50 000 véhicules légers, 800 à 2 000 véhicules lourds et 400 à 1 000 stations à l'horizon 2028.

- Développer des capacités de stockage des énergies renouvelables, notamment pour les Zones Non-Interconnectées (ZNI)

Dès 2019, 100 M€ seront dédiés aux premiers déploiements de l'hydrogène dans l'industrie, la mobilité et l'énergie. L'ADEME pilotera le déploiement de ces crédits et accompagnera les projets et acteurs de la filière partout en France.

18 mesures pour une industrie de l'hydrogène compétitive

Issus des recommandations du rapport DGEC-CEA « plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique »³⁸, ces cofinancements ont pour objectifs de construire l'écosystème français et à le rendre compétitif sur la scène mondiale, autour des points suivants³⁹ :

Place de l'H₂ dans la Transition Énergétique

n°1 Les objectifs suivants guideront l'action du Gouvernement dans les prochaines années, si les premiers déploiements sont concluants :

- Introduire 10 % d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel d'ici à 2023 (soit environ 100 000 t) et 20 à 40 % d'ici 2028.
- Déployer des écosystèmes territoriaux de mobilité hydrogène, sur la base notamment de flottes de véhicules professionnels, avec l'introduction :
 - de 5 000 véhicules utilitaires légers et 200 véhicules lourds (bus, camions, TER, bateaux) ainsi que la construction de 100 stations, alimentées en hydrogène produit localement à horizon 2023 ;
 - de 20 000 à 50 000 véhicules utilitaires légers, 800 à 2 000 véhicules lourds et 400 à 1 000 stations à l'horizon 2028.

n°2 Mettre en place dès 2020 un système de traçabilité de l'H₂, s'inscrivant dans le cadre européen en cours de discussion (révision de la directive relative aux énergies renouvelables).

N°3 Assurer la mise en évidence de l'impact environnemental de l'hydrogène dans la réglementation relative aux gaz à effet de serre, ce qui permettra de différencier l'hydrogène en fonction de son mode de

production.

Cette mise en évidence se fera :

- en inscrivant l'hydrogène dans la Base Carbone® gérée par l'ADEME, en renseignant un facteur d'émission propre à l'hydrogène en fonction de la source et du procédé mis en œuvre ;
- en faisant ressortir explicitement l'hydrogène comme un vecteur énergétique, au même titre que l'électricité, la vapeur, etc., au niveau national (méthode réglementaire pour la réalisation des bilans d'émissions de gaz à effet de serre) comme à l'international (normes ISO 14064, 14069).

Mesures d'accompagnement

n°4 L'ADEME aura la mission d'accompagner les projets et les territoires aussi bien au niveau national qu'à travers ses délégations en régions. Ainsi :

- Elle orientera les porteurs de projets vers les bons interlocuteurs institutionnels, notamment pour les questions réglementaires ou de financement ;
- Elle aidera, notamment grâce à ses délégations régionales, les collectivités territoriales à inclure l'hydrogène dans leurs scénarios et leurs outils de planification locaux (en particulier SRCAE, PCAET) et à structurer et piloter des déploiements d'écosystèmes hydrogène.

n°5 Mobiliser des moyens dédiés au déploiement de l'hydrogène, opérés par l'ADEME, pour financer les premiers déploiements. Un premier appel à projets sera lancé avant fin 2018 et le Gouvernement mobilisera 100 M€ à partir de 2019 afin de financer des expérimentations et les premiers déploiements en visant plusieurs usages, dont l'industrie, la mobilité et les usages stationnaires (en priorité dans les ZNI) :

- Aides à l'investissement pour cofinancer des premières séries d'électrolyseurs et obtenir des effets d'échelles (centaines de MW) ;
- Aides aux usages finaux, en compensant les surcoûts par rapport à des solutions concurrentes à base d'énergies fossiles, pour consolider la demande et déclencher les investissements dans la chaîne de production et de distribution.

L'aide apportée visera ainsi les segments suivants :

- Aide à l'acquisition d'électrolyseurs, avec une aide à l'investissement pour un prix maximal de la tCO₂ évitée de 20 € sur la durée de vie d'un électrolyseur. Cette aide doit permettre de franchir la barrière à l'investissement pour les industriels utilisateurs d'hydrogène ;
- Aides à la mise en place de projets territoriaux pilotes

36. <http://www2.developpement-durable.gouv.fr/Segolene-Royal-lance-un-appel-a-47500.html>

37. <https://www.ecologie-solidaire.gouv.fr/nicolas-hulot-annonce-plan-deploiement-lhydrogene-transition-energetique>

38. Rapport DGEC – CEA : Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique - février 2018

39. https://www.ecologie-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Plan_deploiement_hydrogene.pdf

en matière de mobilité: aide sous forme d'avances remboursables pour les stations de recharge et aide à l'acquisition de véhicules professionnels ou de véhicules destinés au transport collectif de personnes ;

- Aides pour des projets hybrides, en particulier dans les ZNI, associant plusieurs usages de l'hydrogène.

n°6 Un groupe de travail avec les institutions financières sera créé au second semestre 2018 (financeurs privés et publics dont la Caisse des dépôts, Bpifrance) afin standardiser des modèles de cofinancement pour les projets de déploiements d'écosystème dans les territoires. Afin de gagner du temps dans le montage financier du projet.

n°7 Le cadre juridique d'action des collectivités territoriales doit être sécurisé :
Un droit d'expérimentation sera étudié pour les régions afin qu'elles puissent déployer des électrolyseurs ou des stations, compétence aujourd'hui réservée aux départements et agglomérations qui disposent des compétences opérationnelles pour monter les projets mais sur un niveau de planification qui n'est pas toujours le plus adapté.
Les collectivités seront accompagnées dans la notification de leurs projets à la Commission européenne dans le cadre relatif aux aides d'Etat (par exemple, pour permettre le financement jusqu'à 100 % du surcoût d'un véhicule propre) et dans leur recherche de financement européen.

Réglementation et prévention des risques.

n°8 Les travaux réglementaires pour encadrer la production et l'utilisation d'hydrogène et garantir la sécurité des biens et des personnes se poursuivront. À très court terme :

- D'ici mi-2018, le décret encadrant l'utilisation d'hydrogène dans les stations-services au titre de la réglementation sur les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) sera publié (procédure de déclaration au-dessus d'un certain seuil) ;
- A la même échéance, l'arrêté ministériel fixant les prescriptions générales de sécurité à respecter par l'ensemble des stations-services hydrogène soumise à déclaration sera également (consultation en cours sur le projet de texte) publié.

n°9 Un groupe de travail avec l'ensemble des acteurs concernés (ministères, gestionnaires d'infrastructures) sera lancé au deuxième semestre 2018 sur la simplification et l'harmonisation des procédures d'autorisation et d'homologation des bateaux et des solutions d'avitaillement hydrogène associées. Les propositions réglementaires associées devront être présentées au 1^{er} semestre 2019.

Intégration de l'H2 dans les systèmes énergétiques

n°10 Pour la métropole continentale, il sera demandé à RTE et ENEDIS d'identifier les services rendus au réseau par les électrolyseurs et les moyens existants ou à mettre en place pour valoriser ce type de service.

n°11 Il sera également demandé à EDF SEI et à l'ADEME de caractériser, pour chaque ZNI, les services que peuvent rendre les électrolyseurs et les besoins de flexibilité de chaque territoire afin de permettre aux collectivités concernées de prévoir dans leurs PPE des mesures et objectifs spécifiques concernant le stockage et l'hydrogène.

n°12 Afin de préparer l'arrivée du « power-to-gas », les transporteurs et distributeurs de gaz devront déterminer les conditions techniques et économiques (gisements, verrous techniques, sécurité, bilan environnemental, etc.) d'injection d'hydrogène acceptables pour les réseaux, pour les installations qui y sont raccordées et pour les usages (dont la mobilité gaz), en lien avec les fabricants. Il sera tenu compte des expérimentations en cours (GRHYD et JUPITER 1000). Ces conditions seront validées par l'Etat en tant que de besoin (par exemple sur les aspects sécurité). Deux rapports intermédiaires sont attendus à l'automne puis pour la fin de l'année 2018 pour un rapport final qui devra être rendu mi 2019. Par ailleurs la possibilité d'accéder à de l'hydrogène décarboné produit à l'aide de technologie de captage et de stockage du CO₂ notamment en mer du Nord sera également étudiée par les gestionnaires de réseaux gaz d'ici fin 2018.

Développement des filières industrielles et soutien à l'innovation

n°13 Le Programme d'investissement d'avenir soutiendra notamment, au travers d'appels à projets existants ou d'un appel à manifestation d'intérêt dédié à l'hydrogène, le développement de véhicules français lourds/de grande autonomie à hydrogène (camions, bus, bateaux, trains...), de la chaîne de composants associés, et de systèmes compétitifs de production et de stockage d'hydrogène décarboné et durable.

n°14 Un programme de recherche sera mis en œuvre à l'ANR afin de s'attaquer aux ruptures scientifiques et technologiques nécessaires à la performance des applications et au maintien du haut niveau d'excellence de l'écosystème français de l'hydrogène. Une animation scientifique sera mise en place pour les projets soutenus et l'articulation avec les actions plus aval de l'ADEME sera prévue. Les modalités de ce nouveau programme seront arrêtées avant fin 2018.

n°15 L'hydrogène devra être inclus dans l'offre de formation initiale et continue relative à la transition énergétique. Pour développer les outils de formation nécessaires, des travaux collaboratifs seront engagés avec des professionnels de chaque domaine (pompiers, architectes, inspecteurs des installations classées, mécaniciens, urbanistes, chauffagistes, etc.) en concertation avec les ministères concernés.

n°16 Instruire et accompagner la création d'un centre international de qualification / certification de composants H2 haute pression pour la mobilité routière, l'aéronautique, le maritime, le fluvial, le ferroviaire.

n°17 Le verdissement du parc ferroviaire devra être préparé afin de permettre le remplacement des locomotives et automotrices les plus polluantes dans les meilleurs délais et viser ainsi la neutralité carbone en 2050. Une mission parlementaire sera lancée d'ici la fin du premier semestre 2018. Elle permettra notamment d'estimer la place de l'hydrogène dans le rail et d'identifier les verrous à lever.

n°18 Les industriels français seront réunis par les pouvoirs publics dès l'été 2018 en vue de l'élaboration d'« engagements croissance verte » (ECV), avec un objectif de signature d'ici la fin de l'année. Les discussions pour l'élaboration de ces ECV pourront s'inscrire dans le cadre des travaux menés par les comités stratégiques de filières.

Soutenir la compétitivité de la filière industrielle française

La filière hydrogène française compte des atouts indéniables. De grands groupes internationaux (Air Liquide, ENGIE, Michelin, EDF, Faurecia, Plastic Omnium, Alstom, etc.) et des PME-PMI innovantes (Powidian, McPhy, Sylfen, Ataway, Pragma Industries, MaHyTec, Symbio, etc.), sont présents sur toute la chaîne de valeur. Le plan de déploiement de l'hydrogène repose ainsi sur les atouts industriels français pour préparer le déploiement massif de ce vecteur incontournable pour la réussite de la transition énergétique.

L'étude « Développons l'hydrogène pour l'économie française » réalisée par le cabinet McKinsey pour l'AFHYPAC et 12 partenaires en avril 2018, a montré le potentiel de cette filière pour l'économie française: en 2030, le chiffre d'affaires pourrait représenter 8,5 milliards d'euros, et plus de 40 000 emplois⁴⁰.

La volonté de l'État est donc d'impulser par des cofinancements l'émergence des projets territoriaux,

tout en bénéficiant d'un effet de levier important avec l'implication financière des industriels locaux. C'est également en analysant ce point que l'enveloppe de 100 millions d'euros prévue pour 2019 pourrait être reconduite annuellement, l'objectif restant la création d'une filière industrielle française compétitive et rentable.

Outils de mise en œuvre du Plan national et structuration de la filière

→ Le Fonds ADEME: dès 2019, 100 millions devraient être débloqués, avec la possibilité qu'il soit reconduit les années suivantes.

→ Les Comités stratégiques de filière (CSF): ils sont mis en place dans le cadre du Conseil national de l'industrie sous l'autorité du Premier Ministre. Avec 16 CSF, la plupart des secteurs économiques sont couverts.

- Le CSF Automobile a déjà élaboré son contrat de filière. Un de ses objectifs: « créer une filière hydrogène française compétitive et développer ses usages en mobilité ».
- Le CSF Ferroviaire sous l'autorité du PDG d'ALSTOM doit faire de même.
- En outre, le CSF « Industries des nouveaux systèmes énergétiques » intègre les six nouvellement créés. Il sera présidé par la Directrice générale d'ENGIE et l'hydrogène devrait y trouver sa place.

→ Les Contrats de transition écologique (CTE): l'hydrogène peut également trouver sa place dans cet outil conçu pour redéployer l'activité dans des territoires en difficulté (du fait par exemple de la fermeture de centrales à charbon ou nucléaire).

→ Les Engagements pour la croissance verte (ECV): existant depuis quelques années à l'étranger, le Ministère souhaite utiliser ce dispositif pour mettre en œuvre le Plan national Hydrogène. Il s'agit d'une démarche de co-construction entre les services ministériels et les acteurs de la filière dans une approche pragmatique. Les groupes de travail mis en place dans le cadre des ECV sont copilotés par le CEA, l'AFHYPAC et une équipe projet de l'État impliquant différents services ministériels. Les ECV comprennent des engagements réciproques :

- Pour l'État qui s'engagera à lever les obstacles
- Pour les porteurs de projets qui s'engageront sur des objectifs chiffrés en termes d'investissements, d'emplois ou de déploiement d'équipements.

Le but de cette démarche que l'on qualifie de « soft law » c'est-à-dire sans engagement juridique contraignant, est de créer des effets de levier, permettre un passage à l'échelle et accompagner une évolution de la réglementation.

40. Etude « Développons l'hydrogène pour l'économie française » réalisée avec le concours du cabinet McKinsey pour l'AFHYPAC, le CEA, Air Liquide, Alstom, EDF, Engie, Hyundai, Faurecia, Michelin, Plastic Omnium, SNCF, Total et Toyota

DES ÉCOSYSTÈMES RÉGIONAUX PORTEURS



Auvergne Rhône Alpes

Créer un modèle d'affaires autour de la mobilité

La Région Auvergne Rhône-Alpes peut s'appuyer sur un grand nombre d'acteurs impliqués dans la filière, notamment autour de la métropole grenobloise: PME-PMI, start-ups, grands groupes, pôles de compétitivité et centres de recherche. Avec le projet HyWay (phases I et II), la région a longtemps compté la plus grande flotte de véhicules hydrogène française et même européenne. Cependant, les initiatives régionales ne se limitent pas à HyWay. Verdissement d'hydrogène industriel, désenclavement de territoires isolés ou électrolyse à haute température, les réflexions couvrent l'ensemble des usages et de la chaîne de valeur.

Aujourd'hui, le Conseil régional se saisit du dossier hydrogène, notamment par la voix de son Président. et a souhaité capitaliser sur les projets HyWay I et II pour lancer une démarche mobilité hydrogène plus large. À l'échelle régionale, il s'agit de déployer 20 stations, 15 électrolyseurs pour 1000 véhicules en 2020. Il s'agit d'encourager l'emploi de solutions hydrogène autour du modèle de flottes captives – VUL et véhicules plus lourds – alimentées par un système de distribution semi-centralisé. Sur un budget total de 70 millions d'euros, plusieurs aides vont soutenir ce projet: 15M€ de capitaux publics, 15M€ de capitaux privés, 10M€ de CEF Europe, 7M€ de subventions véhicule Région, 6M€ de subventions de l'État. Plusieurs villes de la région se sont associées au projet: Annecy, Bourg-en-Bresse, Chambéry, Clermont-Ferrand, Grenoble, Lyon, Roussillon, Saint-Etienne, Valence pour accueillir une ou plusieurs stations d'ici 2020. En plus de ces aides, les acteurs régionaux souhaitent accélérer – par un partenariat public/privé – le déploiement de la mobilité hydrogène en assurant aux investisseurs un coût de revient des flottes (coût de l'hydrogène à la pompe, prix d'achat des véhicules, etc.) proche de celui des modèles thermiques.

Avec ce projet, la Région souhaite accélérer le déploiement des solutions hydrogène en organisant un modèle de financement capable d'assurer aux porteurs de projets une visibilité économique.



Jean-Paul Amoudry
Président du SYANE



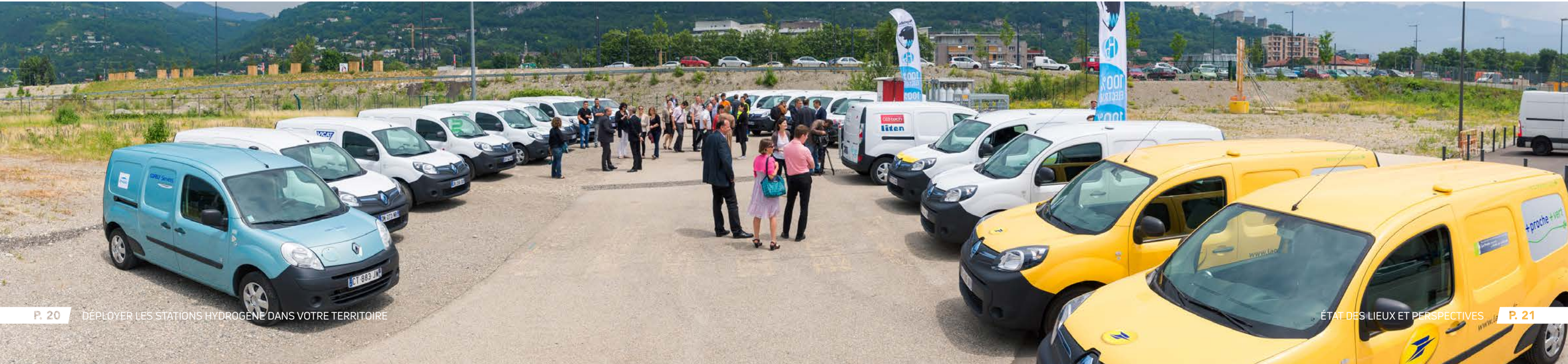
Le SYANE, Syndicat des Energies et de l'Aménagement Numérique de la Haute-Savoie, Autorité Organisatrice de la Distribution d'Electricité, est compétent en matière de mobilité au titre de l'article L2224-37 du CGCT qui concerne notamment le déploiement de stations hydrogène.

Il a engagé à l'été 2018 une étude d'opportunité à l'échelle départementale qui doit lui permettre :
D'établir un état des lieux de l'existant,
D'identifier les attentes et les besoins des acteurs du territoire,
De se positionner en cas d'opportunité de déploiement de stations hydrogène d'initiative publique sur le territoire haut-savoyard.

Cette étude, dont le rendu est attendu pour l'automne 2018, s'attachera notamment à préciser les usages potentiels de l'hydrogène sur le territoire, a minima à la maille des territoires des intercommunalités du département. Elle s'attachera également à évaluer les éventuelles synergies de production d'hydrogène décarboné avec la production locale d'électricité d'origine renouvelable, en notant que la Haute-Savoie ne dispose pas d'industrie productrice et/ou utilisatrice d'hydrogène identifiée à ce jour. L'étude permettra enfin de fournir un calibrage du nombre de stations hydrogène d'initiative publique et de qualifier leur équilibre économique à court (3 ans), moyen (7 ans) et long terme (15 ans).

La Région Auvergne Rhône Alpes s'est positionnée en pilote du déploiement de la mobilité hydrogène au niveau régional, au travers du projet « Zero Emission Valley » qui vise au déploiement de 20 stations sur la Région permettant l'avitaillement d'une flotte de 1000 véhicules.

Des stations de ravitaillement en hydrogène pourraient être mises en service sur le territoire haut-savoyard d'ici 2020, portées par des initiatives publiques ou privées. Le développement de ces stations est notamment incité par le Plan de Protection de l'Atmosphère (PPA) auquel est soumise la vallée de l'Arve. Leur création peut nécessiter un raccordement au réseau de distribution public d'électricité, voir une extension ou un renforcement de celui-ci. Par ailleurs la pertinence technico-économique de ces stations dépend grandement du comportement du réseau électrique et des éventuelles surcapacités de production.





**RÉGION
BOURGOGNE
FRANCHE
COMTÉ**

BOURGOGNE FRANCHE COMTÉ

Des acteurs économiques fédérés, une volonté politique forte

Impliquée dans des projets technologiques nationaux et européens, la Bourgogne-Franche-Comté s'est positionnée, avec le FCLab, dès 1999, comme un acteur expert de l'intégration des systèmes pile à combustible pour des applications de transports. Elle est aujourd'hui reconnue pour ses recherches liées à la modélisation, l'expérimentation et l'optimisation des systèmes piles à combustible. La certification d'un banc d'essai pour véhicules hydrogène à Belfort est venue asseoir cette légitimité technique et technologique. La région compte également des acteurs dans le stockage et les applications portables.

Désormais l'hydrogène constitue l'un des axes majeurs de la transition énergétique (face notamment à l'intermittence des renouvelables) et du développement économique régional. Trois pôles ou « îlots » concentrent les projets et initiatives : un démonstrateur de Power-to-Gas à Saint-Florentin et Belfort-Montbéliard, à Dole autour notamment de l'hydrogène fatal co-produit par INOVYN, et dans l'Yonne avec la prochaine mise en service de bus à Auxerre. D'autres territoires sont destinés à s'intéresser au sujet hydrogène et intégrer la dynamique actuelle.

La filière se structure autour d'acteurs comme le Pôle Véhicule du Futur, l'Agence Économique Régionale Bourgogne-Franche-Comté, l'Association APRISTHY ou encore l'UTBM (Université Technologique Belfort-Montbéliard). Un document récapitulatif, préfacé par Marie-Guite Dufay et Arnaud Martey, a été publié en mars 2018 sur les avancées de la filière régionale⁴¹.



Jean-Noël Loury
Président du SDEY

“ Pour répondre aux enjeux environnementaux, accompagner la mutation des usages et anticiper les évolutions du territoire, le SDEY inscrit sa réflexion dans une nouvelle logique de réseau qui privilégie la production et la consommation au niveau du territoire.

Le SDEY se positionne pour devenir le partenaire privilégié des territoires de l'Yonne en vue d'une production et d'une consommation responsables et citoyennes d'énergie. Dans l'Yonne, département essentiellement rural, l'hydrogène m'est apparue comme une solution envisageable.

Transformer les déchets en richesse

Le SDEY a pour projet d'utiliser le site COVED (centre de collecte et de recyclage des déchets) situé à Duchy dans l'Yonne pour produire du méthane de synthèse à partir du gaz carbonique, issu de la méthanisation des déchets, combiné à de l'hydrogène produit sur place.

Ce projet baptisé « Hycaunais » a pour objectif de structurer, sur le territoire de l'Yonne, une filière de valorisation de l'électricité éolienne et du CO₂. Le projet sera une vitrine du « Power-to-Gas » en France et en Europe et permettra de démontrer la rentabilité économique de la filière hydrogène dans son application Power-to-Gas.

Ce centre d'enfouissement traite 70 000 tonnes de déchets ménagers de 200 000 habitants donnant une production naturelle de 400 Nm³/h de biogaz brut. Ce méthane produit est collecté et injecté sur le réseau GrDF grâce à un système d'épuration mis en service par Waga Energy depuis février 2017.

Hyaunais devra répondre à de multiples objectifs :

- optimiser la production éolienne intermittente dans l'Yonne.
Les surplus électriques ne sont plus perdus, mais convertis en méthane injecté sur le réseau et utilisable ultérieurement,
- valoriser le CO₂ fatal issu du biogaz et diminuer ainsi l'empreinte carbone des déchets ménagers enfouis en décharge,
- augmenter la proportion de gaz vert dans le réseau national de gaz naturel, en utilisant l'épuration en place pour le biogaz issu de la méthanisation,
- démontrer la faisabilité technico-économique et la répliquabilité du Power-to-Gas, (doublement potentiel de la production des sites de méthanisation et d'enfouissement),
- initier une filière industrielle nationale du Power-to-Gas, allié essentiel du déploiement des EnR, en valorisation et en stockant l'électricité (transformation en hydrogène) produit par un parc éolien,
- expérimenter la mise en place d'un smart-grid local: mise en réseau de producteurs d'EnR (Compagnie du vent), de consommateurs et de solutions de flexibilité (Hycanais) sous l'égide d'Enedis,
- démontrer la prédiction de production d'un parc éolien,
- gérer l'intermittence des EnR par couplage des réseaux électriques et gaziers,
- être répliquable sur d'autres sites.

Le principe du « Power to Gas » repose sur le stockage de la surproduction des énergies renouvelables grâce à leur transformation en hydrogène ou en méthane de synthèse. Les réseaux existants de gaz naturel peuvent accueillir l'hydrogène ou le méthane ainsi produit et permettent leur stockage, leur transport et leur valorisation par mélange avec le gaz naturel. Ce projet sera mené avec le concours de grands partenaires industriels et des PME, mais aussi avec des collectivités, notamment la Région Bourgogne Franche-Comté.

Tout comme la convergence entre digital et énergie renouvelable crée un effet de levier qu'il est possible d'exploiter au bénéfice des consommateurs locaux, l'analyse de nos ressources et de nos besoins nous permet aujourd'hui de proposer des solutions innovantes - comme le Power-to-Gas - en matière d'énergies pour demain.

Le SDEY a fait le choix d'investir dans la filière hydrogène afin d'amorcer son développement dans le département de l'Yonne et s'inscrire dans une politique énergétique et économique ambitieuse.

41. https://drive.google.com/file/d/1h4vklr7hLcm_0Xog_UOrkxkz-zLijLRc/view

BRETAGNE

Des AODE motrices, des services au réseau à apporter

L'implication des territoires bretons dans le déploiement des solutions hydrogène est croissante. Le projet porté par Morbihan Énergies est à ce titre emblématique. Après avoir inauguré une station capable d'alimenter un seul véhicule il y a un an, le syndicat d'énergie a signé avec plusieurs partenaires un projet global, structuré autour d'une société de projet partagée. De l'hydrogène sera produit localement par électrolyse pour alimenter plusieurs véhicules et permettra de décarboner une partie du processus industriel de l'usine Michelin de Vannes.

Les contraintes du réseau électrique breton obligent à trouver des solutions pérennes rapidement. Le Conseil Régional s'est rapproché de celui des Pays de la Loire concernant les réseaux intelligents au sein de l'association SMILE⁴². Coprésidé par les deux conseils régionaux, et administré notamment par les métropoles de Nantes, Rennes, ENEDIS mais aussi 5 AODE (SDE 35, Morbihan Énergie, SDEF et côté Pays de la Loire Vendée Énergie et SYDELA), SMILE a notamment homologué 2 projets ayant trait à l'hydrogène, portés par les AODE concernées, dans le Finistère et le Morbihan.



Jo Brohan
Président de Morbihan Énergies



“ C'est en 2017 qu'une station hydrogène a été installée sur le siège de Morbihan Énergies. Elle permet de valoriser la surproduction d'électricité verte qui provient des 850 m² de panneaux photovoltaïques (de 126 kWc) et des 2 mini éoliennes du site de Fetan Blay à Vannes.

La station a été développée conjointement avec Engie Cofely et l'entreprise Atawey.

D'un point de vue technique, l'électricité produite par le bâtiment à partir du « soleil breton », alimente un électrolyseur qui produit de l'hydrogène, ensuite stocké dans la station. Comprimé, cet hydrogène alimente le réservoir d'un véhicule 100 % hydrogène qui a l'avantage de ne rejeter... que de l'eau. Ainsi depuis plus d'un an, ce véhicule de « vulgarisation » circule avec son autonomie de 300 km autour de Vannes et, il nous faut le dire, rencontre un réel succès. La pédagogie reste essentielle en la matière !

Ce dispositif pilote consomme donc un carburant produit en circuit court. Et ce « cercle vertueux » a un impact positif sur le territoire, tant d'un point de vue écologique, économique que sociologique.

À Morbihan énergies nous en sommes intimement convaincus : l'hydrogène constitue, sans nul doute, un avenir de la mobilité durable. Et, après avoir maillé le Morbihan de bornes de recharge électrique, il s'agit pour nous d'expérimenter une technologie complémentaire pour montrer la voie en partenariat avec nos entreprises privées et nos collectivités locales.

C'est en ce sens, après cette première station de recharge pour son véhicule hydrogène, que Morbihan Énergies collabore, aujourd'hui, avec Engie Cofely pour installer, dans moins de deux ans, une station publique de distribution du carburant hydrogène. Celle-ci, première concrétisation de l'appel à projets « Territoires Hydrogène » du Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, sera implantée à Vannes près de l'usine Michelin, qui utilise l'hydrogène dans son process industriel. En parallèle, deux études, l'une à l'échelle départementale, l'autre à l'échelle régionale, sont en cours afin d'établir les schémas d'implantation nécessaires à un développement maîtrisé et cohérent sur le territoire. La Région Bretagne, Engie et la Caisse des Dépôts se sont associées à la SEM de Morbihan Énergies pour la mise en place fin 2019 – début 2020 de cette station par une société anonyme.

Reconnu par la réglementation française comme carburant depuis décembre 2017, l'hydrogène se doit en Morbihan bien sûr, d'être aussi décliné au niveau maritime. La desserte des îles du Golfe ou du Ponant, la protection des eaux littorales, du parc naturel régional, de la ria d'Étel ou de la rade de Lorient, font désormais l'objet du projet Hylas. Il s'agit bien de favoriser avec nos armateurs le développement de navires à passagers propulsés par de l'hydrogène vert et ce, en complément de celui des bateaux hors bords électriques déjà en cours dans notre département en partenariat notamment avec Naviwatt. Au-delà de ces approches en termes de mobilité durable, nous ne pouvons oublier en Bretagne notre statut de péninsule électrique.

Ainsi, à l'heure de la transition énergétique mais aussi de l'augmentation de nos besoins électriques, le stockage des énergies renouvelables doit, à l'évidence, se conjuguer au moins pour partie avec l'hydrogène vert. En ce sens, nous nous devons, dès aujourd'hui, d'y penser et d'en avoir une vision systémique.

L'hydrogène vert sera, je n'en doute pas, vecteur d'emploi, mais c'est encore une filière industrielle à mettre en place juridiquement, économiquement et sociologiquement. Les dernières déclarations nationales nous font espérer un réel appui pour le développement. Je formule le souhait que cet espoir se concrétise réellement car c'est l'heure !

Nos syndicats d'énergies et leurs adhérents doivent à minima, je le pense, jouer un rôle de démonstrateur, de facilitateur, de fédérateur ou de porteur de projet dans cette aventure motivante.



Antoine Corolleur
Président du SDEF, Secrétaire de la FNCCR



“ Le Syndicat Départemental d'Énergie et d'Équipement du Finistère (SDEF) a pour mission d'organiser et de gérer le service public de distribution d'énergie électrique dans le département du Finistère. Le SDEF a également pour mission le développement et l'exploitation des réseaux d'éclairage public, des réseaux de distributions de gaz et des communications électroniques. Le SDEF s'est aussi positionné au cours des dernières années sur le développement des formes de mobilités propres, en se positionnant sur le déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques et véhicules gaz. Dans le cadre de ces attributions en matière d'énergie et dans une démarche prospective en termes de transition énergétique, le SDEF a réalisé un schéma directeur pour la mise en œuvre d'un plan de déploiement de la mobilité hydrogène et de

déploiement des infrastructures de recharge hydrogène en collaboration avec les collectivités adhérentes du syndicat. Le schéma directeur hydrogène a été présenté aux élus du SDEF lors du comité syndical du 29 juin dernier. Le positionnement des infrastructures de recharge s'est fait selon plusieurs critères : La proximité des zones urbaines où on l'on trouve les plus fortes concentrations de logistiques. La proximité des « early adopters » : les acteurs locaux susceptibles de prendre la décision le plus rapidement de convertir une partie de leur flotte à l'hydrogène. Cette approche correspond à la stratégie des flottes captives recommandée pour le développement de la mobilité hydrogène. Une répartition géographique équilibrée, de façon à amorcer la création d'un réseau réparti sur l'ensemble du territoire Finistérien.

La cohérence avec les autres réseaux de stations de recharge (GNV, points de recharges rapides pour véhicules électriques) et les grands flux de circulation routière. Plusieurs scénarios ont été envisagés. Un des scénarios conclut le déploiement de deux stations entre 2018 et 2020, 3 stations en 2025 et 3 stations en 2030. Le coût d'installation pour ces 8 stations est évalué à 2 400 000 €HT. Pour l'installation des deux premières stations, le SDEF va maintenant évaluer l'intérêt des acteurs locaux par le biais d'un questionnaire qui sera envoyé aux propriétaires et exploitants de flottes de véhicules utilitaires légers dans le Finistère.

42. <http://smile-smartgrids.fr/>



CENTRE VAL DE LOIRE

Une dynamique portée par le CEA, Des besoins de stockage importants

La Région Centre-Val de Loire est pleinement inscrite dans la transition énergétique et dispose d'une production électrique importante, tant nucléaire qu'éolienne. Elle développe depuis plusieurs années une vision 100 % énergies renouvelables à l'horizon 2050. Pour atteindre ces objectifs, le Conseil régional compte sur les solutions hydrogène, avec le déploiement de projets et stations. La région dispose de nombreux atouts avec une filière industrielle bien implantée localement et d'importantes capacités d'innovation et de recherche.

Plusieurs projets sont recensés dans la région dont METHYCENTRE (couplage méthanation/méthanisation) ; VELHYRE (mise à disposition de vélos le long de la Loire) et HYSOPARC (station multi-énergies sur une plateforme logistique), Hyber (station hydrogène à Châteauroux).

Un cluster hydrogène a vu le jour sous l'impulsion conjointe du conseil régional, du CEA, du pôle de compétitivité S2E2, et de l'association BERHY⁴³ afin de maintenir l'engagement des projets régionaux. Ce cluster est notamment à l'origine de l'événement « L'hydrogène au Centre » qui a eu lieu le 17 mai 2018.



43. <http://www.afhypac.org/association/membres/berhy/>



Jean-Luc Dupont
Président du Syndicat Intercommunal
d'Énergie d'Indre-et-Loire

Les activités du Syndicat Intercommunal d'Énergie d'Indre-et-Loire (SIEIL37) sont en constante évolution afin de servir et accompagner au mieux les collectivités d'Indre-et-Loire dans la gestion de leur territoire et de la transition énergétique. Depuis plusieurs années, le SIEIL met à disposition de ses collectivités des bornes de recharges pour véhicules électriques. En 2018 le SIEIL, en tant que gestionnaire du parc d'infrastructure des bornes, compte 428 points de charge sur le département d'Indre-et-Loire.

Avec 428 points de charge, nous avons désormais équipé l'ensemble du département d'Indre-et-Loire en bornes de recharge pour véhicule électrique et hybride.

Le SIEIL est un véritable précurseur dans le domaine. En effet, dès 2012, nous avons été le premier syndicat français à avoir déposé un dossier auprès de l'ADEME concernant l'électromobilité et le financement des infrastructures de recharge. En mai 2018, nous avons créé la société publique locale (SPL) Modulo (Mobilité Durable Locale), pour la gestion de nos bornes. Cette SPL, créée en partenariat avec le Loir-et-Cher est présidée par le Vice-Président du SIEIL Philippe Behaegel. Cette société a pour objectif la mutualisation des moyens et des coûts liés à la gestion des infrastructures de recharge. À terme, cette structure pourra intégrer des bornes hydrogène ou gaz naturel. L'activité de Modulo évoluera ainsi vers une technologie 100 % décarbonée, et ce, en partie grâce à l'hydrogène. Au niveau national, il est estimé qu'en 2050 18 % du parc automobile roulera à l'hydrogène. En 2050 l'hydrogène représentera 20 % de la demande d'énergie en France, 40 milliards d'euros de chiffre d'affaires annuel (dont 15 milliards à l'export) et créera 150 000 emplois.

Il est essentiel que notre territoire investisse dans cette technologie d'avenir.

Grâce une pile à combustible à hydrogène, les véhicules

pourront rouler en toute autonomie et sans aucune émission de particules. Une voiture type Zoé (Renault) pourra doubler son autonomie en passant de 300 à 600 km d'autonomie.

Potentiellement, ce sont tous les véhicules de nos collectivités qui rouleront avec une énergie 100 % verte.

Pour atteindre cet objectif, le SIEIL investit dans un démonstrateur de production d'hydrogène à Céré-la-Ronde (37), dans le cadre du projet MéthyCentre. Les processus de méthanisation et méthanation qu'offrent ce démonstrateur permettront de convertir une énergie renouvelable en énergie stockable, sous la forme d'hydrogène, de méthane de synthèse et de biométhane. Ces trois gaz décarbonés pourront ainsi être utilisés à la demande.

En juillet 2018 le SIEIL et ses partenaires ont créé EneR Centre-Val de Loire. Précédemment connu sous le nom d'EneSIEIL, cette société anonyme d'économie mixte locale accompagne les collectivités dans le développement des énergies renouvelables sur leur territoire et regroupe à présent 4 des 6 départements de la Région Centre-Val de Loire. EneR Centre-Val de Loire a pour vocation de porter des projets qui encouragent et promeuvent le développement des énergies renouvelables sur la Région Centre-Val de Loire. La société portera entre autres les sujets de méthanisation, notamment avec le projet MethyCentre. EneR Centre-Val de Loire et ses partenaires bénéficient d'expertises, de solides compétences techniques et de capacités financières : des atouts pour innover et inventer les solutions de demain en matière d'énergies vertes.

EneR Centre-Val de Loire est composée de 4 Syndicats d'énergie de la région Centre-Val de Loire (Indre-et-Loire, Eure-et-Loir, Indre et Loir-et-Cher), des entités Sergies et Sorégies du groupe Energies Vienne, des SEM Yonne énergie, Nièvre énergies et SIPEr, toutes issues de leurs syndicats d'énergie respectifs.

En 2019 le SIEIL se tourne vers les réseaux électriques intelligents (Smart Grid). L'étude et l'expérimentation de projets de réseaux intelligents, notamment sur l'autoconsommation pourra se faire, entre autres, grâce à la production d'énergies renouvelables et à l'hydrogène. Les réseaux électriques intelligents préfigureront l'aménagement de nos territoires demain et seront d'autant plus efficient avec le projet Plan de Corps de Rue Simplifié (PCRS).

La volonté du SIEIL est d'accompagner la transition énergétique en proposant une alternative aux énergies fossiles. Le SIEIL contribuera à fiabiliser une filière de production locale à base d'énergies renouvelables et durables

CORSE ET DOM TOM

Zones Non Interconnectées : Une stratégie spécifique avec les AODE ?

La Corse cherche des réponses durables face à sa situation contraignante de ZNI – Zone Non Interconnectée au réseau électrique et c'est l'objectif assigné au projet MYRTE, inauguré en janvier 2012⁴⁴. Plate-forme de démonstration et d'expérimentation du couplage de l'énergie photovoltaïque avec un système de production et de stockage d'hydrogène, par la suite rendu au réseau électrique par un système de pile à combustible, MYRTE est avant tout porté par les acteurs de la recherche afin de valider certaines hypothèses technologiques et de vérifier la faisabilité technique de tels procédés.

Dans le prolongement, le projet HYPACORSICA a été pensé comme un développement préindustriel issu du retour d'expérience de MYRTE, et a été labellisé en décembre 2016 dans le cadre de l'AAP Territoires Hydrogène. La production d'hydrogène décarboné viendra en soutien du réseau électrique, et pourra assurer l'approvisionnement de 300 véhicules PAC et 7 stations H₂ d'ici à 2025. Le projet est épaulé par le pôle de compétitivité Capenergies.

Des projets emblématiques sont également déployés dans les DOM TOM, avec pour exemples ClearGen à la Martinique, le projet du Cirque de Mafate à la Réunion ou encore celui porté par Hydrogène de France en Guyane.

À noter que le plan hydrogène présenté par le gouvernement le 1^{er} juin 2018⁴⁵ cible clairement les ZNI comme des territoires d'expérimentation prioritaires pour les fonds investis dans l'hydrogène dans les années à venir. EDF et l'ADEME sont chargés de caractériser pour chaque zone non interconnectée les services que peuvent rendre les électrolyseurs afin de permettre aux collectivités concernées de prévoir dans leurs programmations pluriannuelles de l'énergie des mesures et objectifs spécifiques concernant le stockage et l'hydrogène.



territoire
d'énergie

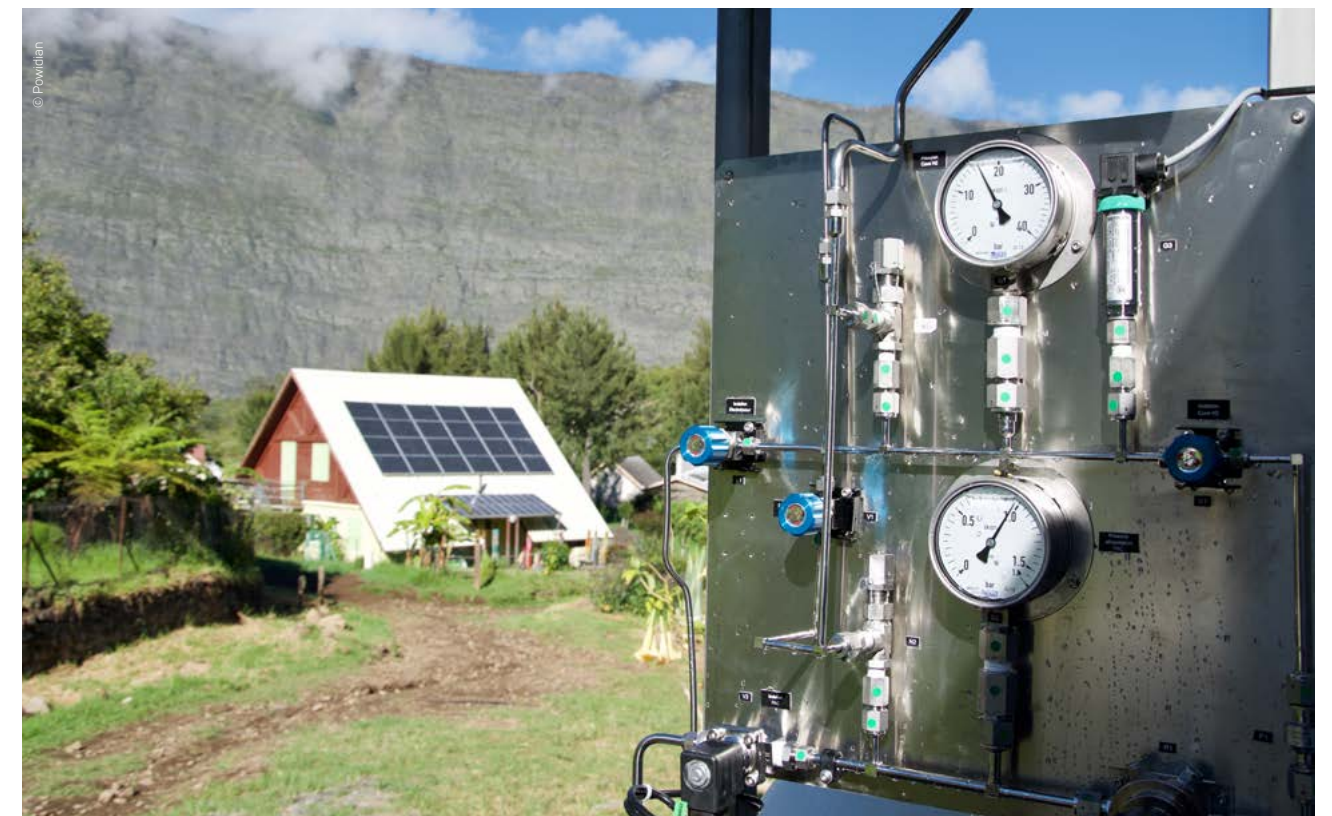


La FNCCR soutient ses adhérents ultramarins dans le développement des projets hydrogène visant à soutenir, au sein des zones non interconnectées (ZNI), le réseau public de distribution d'électricité, propriété des collectivités organisatrices. Avec EDF SEI et l'Ademe, les Syndicats d'énergie des ZNI vont travailler à identifier et à cartographier, pour chaque ZNI, les services que peuvent rendre notamment les électrolyseurs. L'objectif pour notre Fédération et nos adhérents est de pouvoir inscrire des mesures concrètes, y compris en termes d'investissements, en faveur de l'hydrogène dans les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) des ZNI. De même, notre Fédération va pousser ses adhérents à expérimenter ces nouvelles énergies. Notons, à ce titre, que sur l'île de la Réunion, un projet expérimental de micro-réseau 100% autonome fonctionne déjà sur le site particulièrement isolé du cirque de Mafate, le dispositif associant des panneaux photovoltaïques, un stockage journalier sur batteries et saisonnier via l'hydrogène. Ce projet porté le Syndicat intercommunal d'électricité de la Réunion, le Sidélec et EDF SEI témoigne de l'implication des acteurs locaux pour la transition énergétique. La FNCCR, le Sidélec et ses autres adhérents ultramarins organisent un colloque sur ces sujets en novembre 2018, ce sera l'occasion de réaffirmer tout l'intérêt du mix énergétique dans ces territoires



44. Source AFHYAC : L'hydrogène, une réalité dans les territoires - Juin 2017 pp. 3-4

45. Dossier de presse « plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique » 1^{er} juin 2018 mesure n°6 page 11





HAUTS DE FRANCE

Créer du liant dans l'écosystème en faveur de la 3^e révolution industrielle

Les spécificités et mutations de l'agglomération dunkerquoise ont permis à l'hydrogène d'acquiescer une véritable dimension énergétique : le projet GRHYD illustre ces nouveaux usages. Lancé en 2014 et inauguré le 11 juin 2018, GRHYD permet de produire de l'hydrogène par valorisation d'énergies renouvelables, ensuite injecté dans le réseau de distribution de gaz naturel de GrDF pour alimenter un quartier de 200 logements à Cappelle-la-Grande.

À partir de ce territoire à l'écosystème particulier, a été construit la composante hydrogène de la stratégie dite de « Troisième Révolution Industrielle », devenue mission Rev3 en 2017. Elle est pilotée conjointement par le Conseil Régional et la CCIR des Hauts de France.

En parallèle de GRHYD, d'autres projets voient le jour. Ainsi, dans ses travaux de réaménagement, prévoyant la construction de nouvelles lignes, le SMTAG (syndicat mixte des transports d'Artois-Gohelle) a choisi d'investir dans les bus à hydrogène. À Tupigny, la mise à disposition de deux véhicules hydrogène va faciliter les déplacements des habitants de cette commune rurale.



Région
Hauts-de-France

GRAND EST

Transfrontalité et SRADET au service d'un déploiement régional



La région Grand-Est compte de nombreux projets innovants⁴⁶ : MHYRABEL (optimisation des différentes solutions énergétiques grâce à l'hydrogène), FAHYENCE⁴⁷ (1^{re} station avec électrolyseur produisant de l'hydrogène à partir d'ENR sur site depuis le 11 avril 2017) ou encore VITRHYDROGENE (production d'hydrogène à partir de biomasse pour la mobilité hydrogène). D'autres initiatives ont également été lancées comme la valorisation d'hydrogène fatal de la chimie pour alimenter des chariots élévateurs et méthanation à Thann ou encore le déploiement de véhicules hydrogène en milieu rural à Sainte-Marie aux Mines. Le Pôle de compétitivité Véhicule du Futur, basé à Mulhouse, s'implique sur plusieurs de ces projets. Le Conseil régional et l'ADEME suivent également de près les évolutions locales de la filière.

Idéalement situé à la frontière avec l'Allemagne, les élus sont sensibles aux projets transfrontaliers, notamment dans le domaine de la mobilité (électrique, méthanisation, etc.) et l'engagement outre Rhin incite les acteurs à être attentifs au déploiement, notamment sur le plan ferroviaire. La fermeture programmée d'ici 2020 de la centrale nucléaire de Fessenheim offre des perspectives nouvelles aux solutions hydrogène en Grand Est car le territoire veut basculer vers les énergies renouvelables.

46. Source AFHYPAAC : L'hydrogène, une réalité dans les territoires - Juin 2017 pp. 14-15

47. Projet porté par la Communauté d'Agglomération Sarreguemines Confluences, McPhy, EDF, Eifer, Symbio ayant reçu un financement de l'Union Européenne dans le cadre du programme HORIZON 2020 à travers le Fuels Cells and Hydrogen Joint Undertaking sous la convention de subvention n°671438.



ÎLE DE FRANCE

Une vitrine française emmenée par la mobilité et les JO 2024

En Île-de-France, le déploiement des solutions hydrogène a connu un véritable coup d'accélération grâce à la STEP (Société des Taxis Électriques Parisiens). Accompagnée par plusieurs acteurs dont Air Liquide, la STEP a en effet démontré la pertinence de l'hydrogène pour l'électromobilité à usage intensif. Aujourd'hui la flotte compte 100 véhicules et poursuit l'objectif d'en acquérir 600 à horizon 2020. En parallèle, la collectivité de Versailles Grand Parc souhaite expérimenter l'utilisation de deux bus à hydrogène sur ses lignes et ENGIE a inauguré le 8 juin 2018 à Rungis, la première station multi-carburants alternatifs, capable d'alimenter près de 50 véhicules utilitaires légers Kangoos ZE-H₂⁴⁸.

D'autres projets devraient voir le jour dans les années à venir, certains en lien avec les Jeux Olympiques de 2024, notamment dans la Plaine Saint-Denis, au Nord de Paris. La Région intègre également l'hydrogène pour la réussite de son Plan Climat et deux syndicats d'énergie s'intéressent de près au sujet. Le SIPPEREC a ainsi lancé une étude pour déterminer la place de l'hydrogène dans les futurs réseaux énergétiques dont il est en charge.



48. <https://www.engie-cofely.fr/publications/communique-de-presse-hydrogene-rungis/>



Jacques JP Martin
Président



Le Syndicat Intercommunal de la Périphérie de Paris pour les Énergies et les Réseaux de Communication, créé en 1924, agit pour le compte de ses 113 collectivités adhérentes pour faciliter l'action publique locale dans les domaines de l'énergie et du numérique. En complément de sa compétence historique de distribution et de fourniture d'électricité, le syndicat a progressivement développé d'autres compétence.

Le SIPPEREC a lancé en Mai 2018, avec la ville de Paris et le soutien de l'ADEME, qui la cofinance, une étude afin de formuler rapidement des propositions sur la mobilité hydrogène en Île-de-France. Parmi les pistes envisagées figurent aussi le recours à l'hydrogène pour stocker de l'électricité renouvelable et de la cogénération (électricité et chaleur) à l'échelle de bâtiments ou de groupes de bâtiments.

Brûlé, l'hydrogène peut dégager de la chaleur, assurer la force mécanique d'un moteur, et, dans une pile à combustible, il produira à la fois de l'électricité et de la chaleur.

Obtenu par électrolyse, l'hydrogène n'est « vert » que si l'électricité nécessaire est également d'origine renouvelable. En assurant le stockage des énergies renouvelables, l'hydrogène amorce un cycle doublement vertueux :

- Il pallie l'intermittence de la production d'énergies renouvelables et sa conversion en électricité ne produit que de l'eau ;
- Il contribue ainsi à dépolluer les centres urbains denses ;
- En outre, il permet de recharger très rapidement un véhicule, pour un potentiel d'autonomie bien plus important que celui d'un véhicule équipé de batteries électriques classiques.

Le SIPPEREC est membre de l'AFHYPAC depuis 2016.



NORMANDIE

Le déploiement impulsé par les clusters et une bonne coordination avec les AODE

D'abord initiée dans la Manche, la mobilité hydrogène se déploie désormais à l'échelle régionale. En effet, depuis 2016, la Région Normandie met en œuvre le programme EAS-HyMob qui vise à amorcer la mobilité hydrogène à l'échelle régionale. Financé à 50 % par l'Union européenne (Programme CEF) le programme prévoit l'installation de 15 stations de recharge hydrogène en Normandie chacune associée à une flotte captive de véhicules. Une première station a été installée en avril 2017 à Rouen, elle alimente une dizaine de véhicules quotidiennement. Neuf stations supplémentaires seront installées d'ici la fin d'année.

Parallèlement à ce programme de nombreuses initiatives émergent en Normandie : mise à disposition de vélos à hydrogène, recyclage des piles à combustible, production massive d'hydrogène par électrolyse ou encore autonomie énergétique de milieux insulaires.

Le Conseil départemental de la Manche, particulièrement moteur dès la genèse d'Eas-Hymob, travaille en étroite collaboration avec les services du SDIS⁴⁹, qui est l'un des plus en pointe sur les questions de sécurité liées à l'hydrogène.



Xavier Hubert,
Président du Syndicat d'Electricité
et du Gaz de l'Eure (SIEGE 27)

En matière énergétique, l'hydrogène est scientifiquement réduit à l'état de vecteur. En Normandie, et particulièrement dans l'Eure, ce gaz-carburant atteint la dimension d'un endomorphisme actif dont les parties fixes – la Région Normandie, les agglomérations d'Evreux (EPN), Louviers (CASE), Vernon (SNA) et le SIEGE 27 - concourent sans se télescoper au développement de la mobilité hydrogène : En affichant son ambition bas-carbone, la Région Normandie anime et cofinance avec le soutien de l'Union européenne le programme EAS-HyMob normand visant à constituer à l'horizon 2019 un premier réseau de 15 stations hydrogène (et



250 véhicules éponymes) sur les grands axes et pôle urbains normands. Les 3 grandes agglomérations euroises se sont mobilisées avec les acteurs économiques locaux de façon à synchroniser avec ce maillage le déploiement de flottes de véhicules légers hydrogène d'une part et la recherche des espaces fonciers adaptés d'autre part. Totalement investi dans ce projet d'avenir en ce que l'hydrogène est l'une des solutions majeures pour le mix énergétique de demain, le SIEGE 27 coordonne depuis 2017 les attentes et les besoins exprimés par les futurs usagers (dont le niveau d'exigence est proportionnel au risque financier) et assure la logistique technique (achat - aménagement - exploitation) et financière (déduction faite des subventions régionales et européennes) des 3 premières infrastructures de recharge hydrogène de l'Eure. L'investissement est estimé à 1.1M€. Les phases d'études et de prospectes sont dorénavant achevées. Tout est prêt pour engager le processus de réalisation de ce projet ambitieux mais réaliste avant la fin de l'année. Coordonné avec le Calvados (5 stations), le déploiement des stations euroises complètera dès 2019 le réseau normand déjà existant en Seine Maritime et dans la Manche



Jacques Lelandais
Président du SDEC énergie

LE SDEC ENERGIE (CALVADOS),
ACTEUR DE LA MOBILITÉ HYDROGÈNE

Partout en France, les initiatives en faveur de l'hydrogène se multiplient. Dans le Calvados, le SDEC ENERGIE, Syndicat Département d'Energies, entend jouer son rôle en faveur des énergies de demain en installant 5 stations à travers le département.

Les taxis à Paris, de plus en plus de voitures en circulation, des premières stations installées un peu partout en France... Progressivement, l'hydrogène prend place sur le sol national. La Région Normandie, qui souhaite être un territoire exemplaire pour la mobilité hydrogène, s'engage, elle aussi, à travers le projet européen EAS-HyMob⁵⁰. Ce dernier vise à implanter 15 stations hydrogène sur les grands axes des cinq départements normands. C'est dans ce cadre que la Région a souhaité engager un partenariat avec les différents syndicats d'énergies. Le SDEC ENERGIE, déjà acteur de la mobilité durable, a répondu présent. Dès novembre 2017, les services du SDEC ENERGIE ont travaillé de concert avec ceux de la Région pour affiner le plan de déploiement des stations et son plan de financement. «Après le déploiement de 225 bornes de recharge pour véhicules électriques, notre syndicat souhaite poursuivre son implication pour l'aménagement de notre territoire pour une mobilité à faible consommation de CO2. L'hydrogène représente une réelle opportunité pour décarboner le secteur des transports», explique Jacques Lelandais, Président du SDEC ENERGIE.

Caen, Bayeux, Vire, Falaise et Pont-l'Évêque

Le projet du syndicat est d'implanter 5 stations à travers le Calvados, à la fois à proximité des grands axes de circulation et selon une répartition équitable sur le territoire. Caen, Bayeux, Vire, Falaise et Pont-l'Évêque sont ainsi les cinq premières villes susceptibles d'accueillir les futures infrastructures de recharge hydrogène. Ces collectivités mettent les terrains à disposition. Le financement sera porté par l'Europe à hauteur de 50 % et par la Région à hauteur de 20 %. Il restera 30 % que le syndicat devra prendre à sa charge. « Nous entendons porter ce projet novateur, à la fois sur l'investissement comme sur le fonctionnement. Nous allons pratiquer l'amorçage pour qu'une filière émerge », poursuit le Président du SDEC ENERGIE.

Convaincre les acteurs et les flottes captives

Reste maintenant à convaincre les acteurs du territoire (entreprises, collectivités, industriels...) à s'engager dans l'achat de véhicules pour alimenter ces stations. Déjà, de nombreux dispositifs viennent en déduction du montant d'une acquisition. Là encore, le SDEC ENERGIE veut agir. En avril 2018, le syndicat a adopté le montant de l'aide financière pour l'achat d'un véhicule hydrogène par ses adhérents. Le calendrier est lancé. Après les procédures d'appel d'offres en commun avec le SIEGE 27 (en septembre), la pose des premières stations est attendue pour le début de l'année 2019. Mais rien ne vaut le contact direct et la pédagogie pour convaincre. C'est pour cette raison que, le mardi 10 avril, le SDEC ÉNERGIE a organisé un colloque sur ce thème à Caen. Baptisée « L'hydrogène, l'énergie pour aller encore plus loin en 2018 », la matinée a permis aux 200 participants, principalement des collectivités et des grandes et moyennes entreprises locales, de faire le point sur la place de l'hydrogène dans la mobilité décarbonée et son développement en Normandie et, particulièrement, dans le Calvados. L'implication des élus locaux dans le projet doit permettre de provoquer un écho sur les entreprises locales. En effet le principe de flotte captive inscrit dans le programme EAS-HyMob nécessite un investissement des industriels pour l'achat de véhicules hydrogène. La tenue de réunions locales organisées avec les collectivités qui accueilleront les stations et la participation aux Matinales « 90 minutes » par la CCI locale permettront de sensibiliser les entreprises et d'obtenir le nombre minimum viable de véhicules pour permettre l'économie des stations.

49. Film SDIS 50 Sécurité incendie véhicule hydrogène

50. Le projet EAS-HyMob est soutenu par un financement de l'Union européenne à travers l'agence européenne INEA (Innovation and Networks Executive Agency), dans le cadre du programme d'infrastructure CEF-T (Connecting Europe Facility – Transports)

NOUVELLE AQUITAINE

Créer une feuille de route régionale pour coordonner les projets locaux

L'appel à projets «Territoires Hydrogène» a permis l'émergence de 4 projets régionaux⁵¹ : dans les Landes (WHOOD-HY/HY-BOY), à La Rochelle (Atlantech H-H – écoquartier bas carbone), à Pau (déploiement de bus) et dans l'agglomération d'Angoulême (Technoparc).

L'intérêt de la région pour les solutions de la filière est grandissant, au travers de financement ou par l'intégration de l'hydrogène dans le cluster «Énergie Stockage». Créé le 12 juillet 2017, en présence d'Alain Rousset, Président de la Région et de Bruno Léchevin alors Président de l'ADEME, il doit permettre de mobiliser les acteurs régionaux du secteur pour accélérer la transition énergétique sur le territoire et répondre efficacement aux opportunités industrielles des nouveaux marchés de l'énergie.

Dans le prolongement du déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques, 13 AODE ont signé un accord avec la Région pour mettre en œuvre la transition énergétique en Nouvelle Aquitaine le 3 octobre 2017⁵². Il porte sur la maîtrise de la demande en énergie, le développement des énergies renouvelables et la mobilité décarbonée. À cette occasion, et parmi les nouvelles motorisations, le président Alain Rousset a indiqué qu'il «croyait beaucoup à l'hydrogène.»



© Pragma Industries

51. Source AFHYPAC : L'hydrogène, une réalité dans les territoires - Juin 2017 pp. 22-23

52. <https://www.territoire-energie.com/article/nouvelle-aquitaine-partenariat-region-aode-transition-energetique/>



Philippe Ducene
Président de Territoire d'Énergie
Nouvelle Aquitaine

“ En tant qu'acteur de la Transition Énergétique, le Territoire d'Énergie de la Nouvelle Aquitaine est résolument tourné vers la mobilité propre et l'innovation technologique. En effet, les seules sources d'énergie conventionnelles (Electricité, Gaz...) ne permettront sans doute pas de faire face aux défis climatiques et environnementaux, ce qui nécessite d'évoluer vers un mix énergétique au niveau de la mobilité. Dans ce contexte, nos syndicats départementaux, en lien avec la Région Nouvelle Aquitaine, s'intéressent à l'hydrogène dont le potentiel technique et économique est indéniable. Il n'est donc pas exclu que certaines stations voient le jour prochainement pour recharger des véhicules à hydrogène sans parler des trains à hydrogène dont certaines lignes pourraient être dotées... Bref, les syndicats, outils d'aménagement du territoire dont l'agilité et le volontarisme ne sont plus à démontrer, vont une nouvelle fois promouvoir, accompagner et réaliser le grand saut technologique pour une planète sans cesse plus vertueuse. ”

RÉGION SUD

Créer du liant entre projets industriels et services au réseau

Le projet Jupiter 1000 a longtemps été l'ambassadeur régional car il s'agit de l'un des principaux démonstrateurs de Power-to-Gas en France, avec injection d'hydrogène et de méthane de synthèse dans les réseaux de transport de gaz. Il est porté par GRTgaz aux côtés de huit autres partenaires, et la première pierre a été posée en décembre 2017.

En parallèle, est mené le projet HYNVAR porté par la CCI du Var autour de 3 axes : installation d'une première station sur le circuit du Castellet dans le cadre du Championnat du Monde de Formule 1, développement d'un système d'autopartage avec véhicules hydrogène, développement d'une navette hydrogène dans la rade de Toulon. Le projet s'inscrit également dans le H₂Flex d'équilibrage des réseaux, et permettra ainsi d'apporter une contribution aux problèmes énergétiques et d'approvisionnement rencontrés par l'Est de la région.

À noter également le projet CATHOPE, une solution de motorisation hydrogène pour un poids-lourd de 44 tonnes pour une boucle contraignante logistique allant de Montpellier à Monaco.

La présence en région de nombreux industriels, d'écosystèmes stratégiques comme le port de Fos et l'expertise d'acteurs comme le pôle de compétitivité Capenergies donnent à la filière hydrogène d'importantes perspectives de développement.





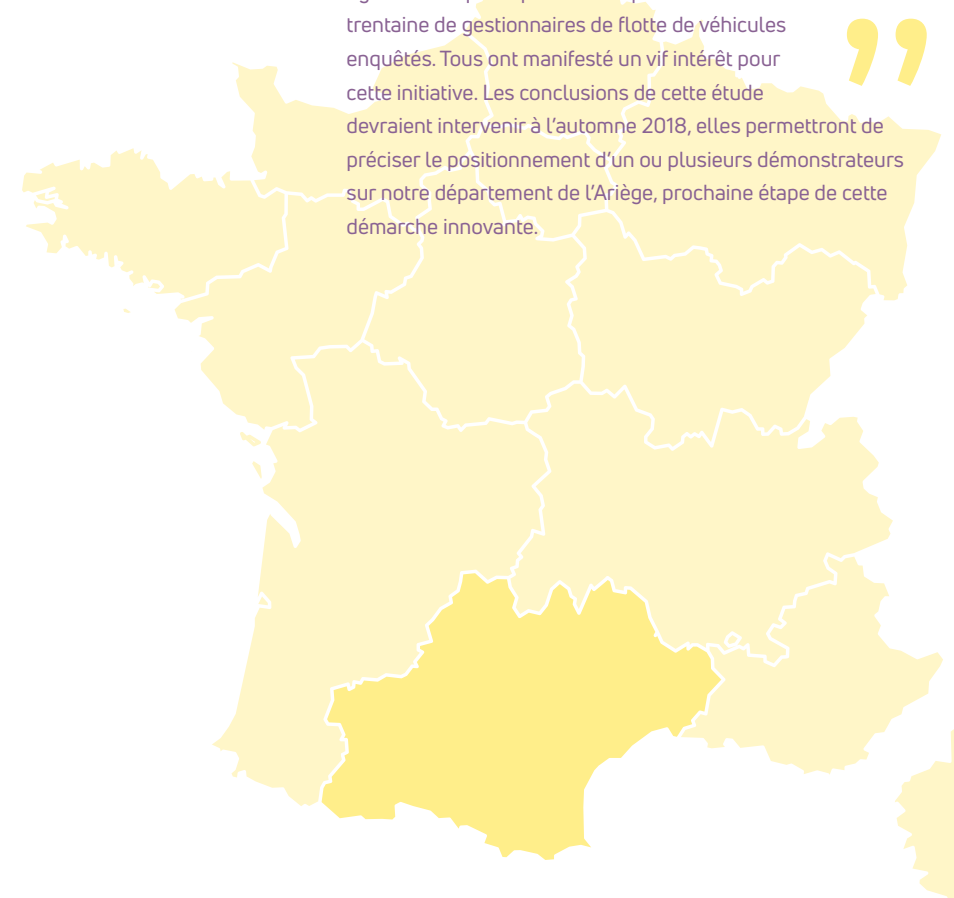
OCCITANIE

Société de projets régionale & implication du tissu industriel local

L'agence régionale de développement économique AD'OCC (anciennement Madeeli) porte la vision régionale de l'hydrogène, au travers notamment du projet HYPOR et ses 4 piliers : le tourisme, le développement des énergies renouvelables, la production de bio hydrogène et, surtout, le déploiement sur des sites captifs (notamment les aéroports de Toulouse Blagnac et Tarbes).

Sur ces deux sites, l'installation de stations de recharge avec électrolyseurs et la conversion d'une partie du parc de véhicules est planifiée et pilotée par la société de projet Hyport SAS, dont les actionnaires sont ENGIE Cofely et l'AREC Occitanie (Agence Régionale Energie Climat). L'agence AD'OCC de la Région Occitanie est chargée de l'animation de la stratégie régionale hydrogène pour faciliter l'émergence de nouveaux projets d'innovation et de développement économique.

Cette filière peut s'appuyer sur des écosystèmes locaux établis et moteurs : l'aéronautique sur Toulouse avec Airbus et Safran, le ferroviaire à Tarbes avec Alstom, les bus hybrides et à hydrogène à Albi avec Safran, la production d'hydrogène à partir de déchets ménagers sur le site du syndicat Trifyl, dans le Tarn, en Ariège, dans les Hautes-Pyrénées ou encore dans le Gard.



René Massat
Président du SDE09



Le SDE09 – Syndicat départemental d'énergies de l'Ariège est un acteur incontournable de la transition énergétique. Convaincu de l'intérêt de la filière hydrogène dans le mix énergétique, le SDE09 souhaite, après le déploiement de 45 bornes de recharge pour véhicules électriques avec le réseau REVEO, s'impliquer encore d'avantage dans le soutien de la politique régionale en faveur de la transition énergétique et de la mobilité propre. Aussi, nous avons entrepris une étude sur le déploiement de la mobilité hydrogène en territoire rural au service de l'éco mobilité complémentaire au réseau REVEO. Cette étude consiste à diagnostiquer le potentiel départemental de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau à partir d'énergie électrique de source renouvelable, puis, grâce au recensement de flottes captives de véhicules dans un premier temps, à favoriser l'implantation de petites stations de production d'hydrogène et faciliter le développement de la mobilité propre à base d'hydrogène. À ce jour, le potentiel essentiellement hydroélectrique et photovoltaïque a été inventorié et une trentaine de gestionnaires de flotte de véhicules enquêtés. Tous ont manifesté un vif intérêt pour cette initiative. Les conclusions de cette étude devraient intervenir à l'automne 2018, elles permettront de préciser le positionnement d'un ou plusieurs démonstrateurs sur notre département de l'Ariège, prochaine étape de cette démarche innovante.



Alain Canayer
Président du SMEG



Le SMEG (Syndicat Mixte Electricité du Gard) s'est lancé dans le déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques grâce au concours des investissements d'Avenir de l'Etat, confiés à l'ADEME avec l'objectif de faire du véhicule électrique un élément central de la mobilité de demain. Le maillage est désormais terminé avec 150 bornes installées et les objectifs fixés sont dépassés avec de bons résultats. Le SMEG réfléchit aujourd'hui, au côté de la Région, à une vision multi-énergie et en particulier à la possibilité de développer l'utilisation de l'hydrogène dans le Gard. Cette manifestation d'intérêt pour la filière hydrogène soutenue par le Préfet du Gard est à regarder de près notamment du fait des usages maritimes et fluviaux potentiels de l'hydrogène dans le Gard. Ce serait également l'occasion de continuer à contribuer aux objectifs de la Région en termes d'énergie renouvelable.



PAYS DE LA LOIRE

Développer les technologies pour la mobilité des secteurs maritime, fluvial et terrestre



Dès 2005, la Mission Hydrogène, association locale, a fait la promotion des solutions hydrogène. Rapidement, elle s'est intéressée, entre autres, aux applications dans les secteurs maritime et fluvial⁵³.

De nombreux projets ont concerné ce sujet, à tous les niveaux de la chaîne de valeur : Most'H puis POMER, SHyPER, FILHyPyNE et dernièrement SEP-PAC. Tous ont démontré la pertinence des technologies pile à combustible pour le transport fluvial et des flottilles de pêche.

La mise en service en avril 2018 du Navibush₂, navette fluviale sur l'Erdre développée par la Semitan (SEM de transports de Nantes Métropole) et la MH₂, concrétise l'implication nantaise dans cette filière.

Comme d'autres territoires en pointe sur les technologies hydrogène, de nombreux projets ont vu le jour en région Pays-de-la-Loire : démonstrateur de Power-to-Gas avec Minerve, déploiement de la mobilité terrestre avec MULTHY, valorisation d'énergies éoliennes en Vendée, bâtiment autonome à Saint-Herblain, etc.

Dans le cadre de l'AAP Territoires Hydrogène, la Région s'est associée à la CCI Pays de la Loire pour définir une stratégie « trajectoire hydrogène » et donner une cohérence régionale à ces initiatives.



53. Source AFHYPAC : L'hydrogène, une réalité dans les territoires - Juin 2017 pp. 26-27



Alain Leboeuf
Président du SyDEV



Alain LEBOEUF, comment avez-vous engagé le SyDEV dans la Transition Energétique ?

Outre sa mission historique d'autorité organisatrice du service public de l'électricité et du gaz en Vendée, le SyDEV développe depuis plus de 15 ans une politique cohérente d'aménagement du territoire. Ses actions ont déjà permis aux adhérents du SyDEV (les communes et intercommunalités) d'abord de nettement mieux maîtriser leur demande en énergie mais aussi de développer leur d'énergies renouvelables. Le SyDEV a très tôt développé la mobilité durable avec un maillage serré des bornes publiques de recharge en concertation avec les élus locaux. D'autre part, les équipes du SyDEV ont démontré leur capacité à conduire des projets d'envergure pour déployer des réseaux électriques intelligents comme Smart Grid Vendée puis SMILE. À présent, le fort taux de pénétration des énergies renouvelables en Vendée (11% de la consommation électrique) amène le SyDEV à mieux valoriser encore sa production électrique intermittente avec l'hydrogène.

La mobilité électrique est plutôt urbaine, qu'en est-il en Vendée, département plutôt rural ?

L'autonomie des batteries est adaptée à la distance moyenne des trajets pendulaires. L'espace rural, c'est aussi la présence d'un 2^e véhicule, électrique. Il n'y a pas une seule solution à la mobilité propre, mais plusieurs. Le SyDEV œuvre pour sensibiliser le grand public, les collectivités et les professionnels à la mobilité durable et aux carburants alternatifs. La Vendée est déjà à la pointe avec plus de 1000 voitures électriques sur batterie. De nombreux visiteurs reconnaissent que la Vendée est « le paradis de la voiture électrique : il y a des bornes partout ! ». Mais la mobilité propre c'est aussi le Gaz Naturel Véhicule, grâce au bio-GNV et surtout l'hydrogène vert, aux ressources infinies. Ces énergies sont plus adaptées aux longues distances et plus grosses motorisations (camions, autobus, bateaux etc...).

Comment envisagez-vous le déploiement de l'hydrogène en France et en Vendée ?

Le plan national hydrogène a été doté par l'Etat de 100 millions d'euros pour 2018 et l'on peut espérer un volet hydrogène dans le projet de loi d'orientation des mobilités. L'hydrogène présente déjà un intérêt pour les autobus et bateau-bus électriques à hydrogène, opérationnels à Nantes notamment. À moyen terme, il y aura aussi les camions, les bateaux de plaisance, les trains... La voiture individuelle à hydrogène circule déjà au Japon, en Chine, en Allemagne et désormais à Paris. Avec le projet Vendée Hydrogène, le SyDEV va installer 10 à 12 stations-service à hydrogène. Labellisé par l'Etat, notre projet de 35 millions d'euros sur 5 ans s'appuie sur les éoliennes de Vendée Energie, dont certaines sont déjà sorties des 15 ans d'obligation d'achat. La clef du projet est économique pour stocker l'électricité sous forme d'hydrogène lorsque la production nationale est abondante et la consommation faible. Le parc d'éoliennes en mer Yeu-Noirmoutier renforcera encore cet intérêt. Dans nos stations, les conducteurs pourront faire le plein de leurs voitures avec un hydrogène vert, produit sans émission de CO₂ ni déchets, qui est l'avenir de la mobilité propre en France.

Pourquoi le SyDEV, qui distribue l'électricité et le gaz, conduit-il un projet hydrogène ?

L'hydrogène est un excellent carburant pour la mobilité propre. C'est aussi un extraordinaire vecteur énergétique pour stocker les productions d'électricité, renouvelables et intermittentes, et ainsi optimiser la gestion de notre réseau de distribution de l'électricité. Dans l'écosystème « hydrogène », les coûts freinent encore son développement. L'engagement des constructeurs automobiles mondiaux pourrait changer la donne et séduire les entreprises, les flottes publiques et les conducteurs individuels. La condition est de construire des infrastructures d'avitaillement adaptées et réparties sur le territoire. C'est donc une mission d'intérêt général que d'aménager rapidement la Vendée, terre d'entrepreneurs qui y voient aussi une opportunité industrielle prometteuse. Le SyDEV est confiant dans la maturité des technologies et l'équilibre économique des stations. C'est pour cette raison que la Société d'Economie Mixte Vendée Energie, bras armé du SyDEV qui en détient 75 %, est en charge du déploiement et de l'exploitation de ces stations-service hydrogène. Le Vendée Energie Tour en juin 2019 pourrait ainsi accueillir une nouvelle section « hydrogène » !



PARTIE

3 DU PROJET ÉNERGÉTIQUE À LA STATION

L'HYDROGÈNE SOLUTION DE MOBILITÉ DURABLE

ABC DE L'HYDROGÈNE

Une ressource inépuisable

L'atome d'hydrogène est constitué d'un noyau et d'un unique électron gravitant autour de ce noyau. Deux électrons se regroupent pour former la molécule de dihydrogène (H_2), communément appelée hydrogène. L'hydrogène est particulièrement énergétique : un kilogramme d'hydrogène libère environ trois fois plus d'énergie qu'un kilogramme d'essence ; il est par contre, beaucoup plus encombrant : il faut plus de 7 litres d'hydrogène comprimé à 700 bar pour obtenir l'équivalent énergétique d'un litre d'essence.

L'hydrogène, élément le plus simple et le plus abondant de l'univers, représente 75% de la masse de l'univers et 92% des atomes. On le retrouve donc naturellement sur Terre combiné avec de nombreux autres atomes. Aujourd'hui il faut donc «extraire» l'hydrogène pour pouvoir l'utiliser comme vecteur énergétique. Pour cette raison, l'hydrogène n'est pas considéré comme une source d'énergie primaire ; c'est un «vecteur» énergétique, c'est-à-dire qu'il transporte une énergie, au même titre que l'électricité.

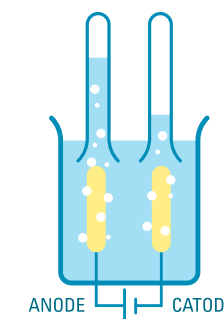
Jusqu'à présent l'hydrogène n'a pas trouvé sa pleine place dans le panel des sources d'énergies dites conventionnelles, ou sinon, brièvement, comme principal constituant du gaz de ville dès le début du 19^e siècle, finalement remplacé au cours du 20^e siècle par l'électricité et le gaz naturel.

Cependant, l'hydrogène est utilisé massivement dans de très nombreux processus industriels : pour désulfurer le pétrole, comme réactif dans la fabrication du verre, pour fabriquer de l'ammoniac et du chlore, dans les fours de la métallurgie... Il s'agit d'un marché de gaz industriel de plus de 110 milliards de dollars par an.

Mais aujourd'hui, il devient impératif et urgent de transformer le système énergétique mondial pour que les activités humaines deviennent moins polluantes et moins carbonées. Cette nécessité fait redécouvrir au monde que l'hydrogène est une source quasi inépuisable d'énergie, qui peut être produite de manière renouvelable avec une très faible empreinte carbone. Ce vecteur énergétique a le grand mérite de pouvoir être stocké sur de très longues périodes sans aucune perte, et il peut être utilisé dans un très large panel d'applications : en sus des usages industriels précités, l'hydrogène peut être combiné à du carbone pour fabriquer du gaz de synthèse. Mais surtout, il permet de produire de l'électricité grâce aux piles à combustible à hydrogène : pour faire rouler un véhicule, chauffer une maison, produire une électricité autonome et sécurisée pour des sites sensibles, alimenter des équipements électroniques portables...

LES DIFFÉRENTES FAÇONS DE PRODUIRE DE L'HYDROGÈNE

Pour obtenir de l'hydrogène pur lorsqu'il est combiné à d'autres atomes il est nécessaire de l'extraire de l'environnement dans lequel il se trouve. La grande majorité des méthodes utilisées, en dehors de processus biologiques spécifiques, nécessitent un apport d'énergie afin de casser la liaison qui relie l'atome d'hydrogène aux autres atomes.



Aujourd'hui, à travers le monde, l'hydrogène est obtenu, à plus de 95 %, à partir de matières premières fossiles : gaz naturel, pétrole, charbon. Le procédé le plus courant dans le monde des gaz industriels est le reformage du gaz naturel par de la vapeur d'eau surchauffée, d'où son nom de vaporeformage. Sous l'action de la vapeur d'eau et de la chaleur, les atomes qui constituent le gaz méthane (CH_4) se séparent et se recombinaient avec l'oxygène de l'eau pour former du dihydrogène (H_2) et du dioxyde de carbone (CO_2). L'empreinte environnementale du procédé est améliorée en utilisant du biométhane ou en faisant de la capture de CO_2 .

L'électrolyse de l'eau (H_2O) est une façon de produire de l'hydrogène très largement décarboné, voire sans aucune émission à partir d'électricité verte. En appliquant un courant électrique entre deux électrodes (une anode et une cathode) plongées dans de l'eau, il se produit une réaction qui libère l'oxygène et l'hydrogène. Le procédé est aujourd'hui plus coûteux que le vaporeformage et dépend essentiellement du coût de l'électricité utilisée (de 50 à plus de 70 % du coût opérationnel d'un électrolyseur selon la taille du système, exploitation et amortissements inclus).

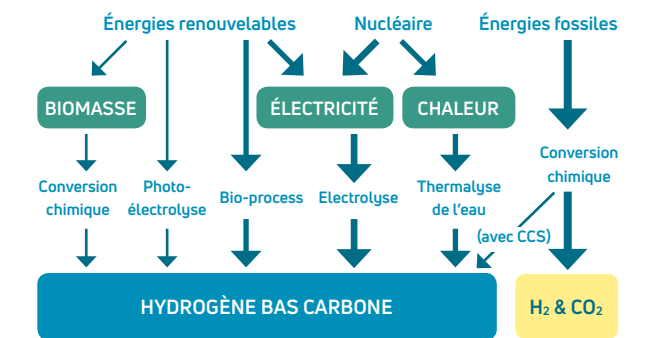
D'un point de vue économique, un électron qui ne trouverait pas de débouchés sur le marché SPOT à un prix supérieur à 40 € du MWh permettrait de produire de l'hydrogène à des coûts légèrement supérieurs au vaporeformage. Des études récentes du marché SPOT Epex 2016 et 2017 démontrent que plus de 6 000 heures par an correspondent en théorie à une opportunité de production d'hydrogène au coût marginal inférieur ou égal à 5 €/kg d'hydrogène, ce qui permettrait, pour un producteur industriel d'hydrogène, de proposer des prix de vente comparables à ceux du diesel.

Les énergies renouvelables comme l'éolien ou le photovoltaïque sont, par nature, intermittentes et difficilement prévisibles. Ceci complexifie l'injection de l'électricité issue de ces énergies renouvelables dans le réseau électrique qui doit en permanence garantir l'équilibre entre production et consommation. Aujourd'hui, on tend à considérer que la production d'hydrogène par l'électrolyse de l'eau peut être une façon de stocker de l'énergie électrique renouvelable, en grandes quantités et sur des périodes très longues (mois ou années), ce que ne savent pas faire d'autres technologies (batteries, volants d'inertie ou super capacités) : l'hydrogène décorrèle le

temps de la production et de la consommation, avec une densité de stockage énergétique élevée, et sans poser de problème de pression sur les ressources naturelles, de problèmes de recyclage, ou encore de pollution.

La méthanisation permet quant à elle d'obtenir de l'hydrogène à partir de la biomasse. Cette technologie est basée sur la dégradation de matières organiques (déchets agricoles et d'élevages, boues de stations d'épuration, déchets verts) par des micro-organismes. Le biométhane ainsi obtenu peut être utilisé directement comme biogaz ou comme matière première pour produire de l'hydrogène par vaporeformage.

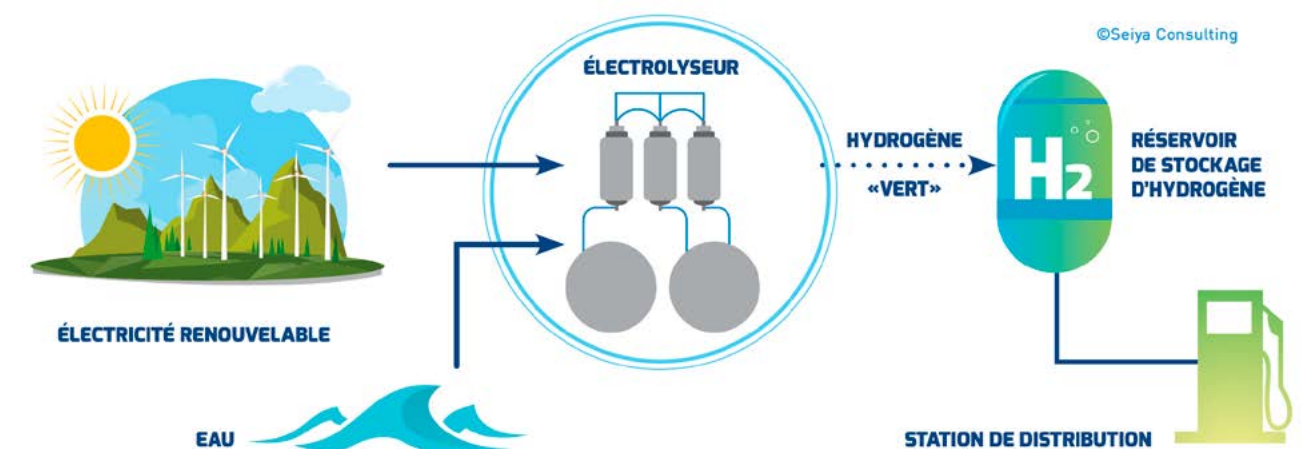
D'autres procédés de production de bio-hydrogène existent, notamment avec des bactéries spécialisées agissant directement sur des déchets et des eaux usées, mais ne sont pas encore au stade industriel. On peut aussi citer la photo-électrolyse de l'eau, ou encore la thermolyse de l'eau, qui consiste à casser la molécule en chauffant celle-ci à très haute température (à partir de 750 °C). Ce procédé pourrait apporter une amélioration significative des rendements dans les centrales de production qui gaspillent une importante quantité d'énergie sous forme de vapeur d'eau.



Depuis quelques années, on découvre aussi que des sources existant à l'état naturel pourraient être nombreuses et bien réparties sur Terre. Il faudra vérifier que les conditions techniques et économiques de son exploitation puissent être réunies pour en faire un jour une véritable source d'énergie primaire⁵⁴.

Enfin, l'hydrogène dit « fatal » est une autre source possible. On appelle « fatal » un hydrogène issu d'un processus industriel (fabrication de l'ammoniac par exemple) mais non utilisé (sous-produit ou by-product, souvent brûlé aujourd'hui). un marché de l'hydrogène fatal⁵⁵ pourrait se développer qui alimenterait des stations de distribution pour véhicules à hydrogène.

Quelle que soit l'origine du gaz H_2 , celui-ci doit répondre à la norme SAE J 2719⁵⁶ pour être accepté par les piles à combustible des véhicules, sous peine d'entraîner mauvais fonctionnement et/ou dégradations.



54. 1 <https://www.industrie-techno.com/l-hydrogene-naturel-future-source-d-energie.42054>

55. Selon l'Ademe, 50 000 tonnes d'hydrogène fatal seraient rejetées annuellement en France, soit environ 5 % de la production nationale

56. Society of Automotive Engineers - norme J2719

L'HYDROGÈNE, UN VECTEUR ÉNERGÉTIQUE POUR LES TRANSPORTS ZÉRO ÉMISSION

LE VÉHICULE ÉLECTRIQUE À HYDROGÈNE

Mobilité zéro émission : véhicule électrique à hydrogène et véhicule électrique à batteries

Un véhicule à hydrogène est un véhicule électrique, avec un stockage d'hydrogène, et qui produit son électricité à bord en combinant cet hydrogène avec l'oxygène de l'air au moyen d'une pile à combustible, au moment où le moteur électrique requiert de l'énergie. Le véhicule électrique à batteries stocke l'énergie sous la forme d'électrons dans des batteries..

Les mobilités électriques à batteries et à hydrogène sont complémentaires. Le choix d'une technologie plutôt qu'une autre dépend d'abord des contraintes d'usage et de la disponibilité d'infrastructures de recharge. L'avantage incontestable du véhicule électrique à hydrogène est sa recharge rapide (quelques minutes pour un véhicule particulier ou utilitaire léger), et sa plus grande autonomie à poids et encombrement équivalent.

L'augmentation du nombre de cellules, aussi bien que l'amélioration de la densité énergétique des batteries que l'on observe actuellement, tendent à augmenter l'autonomie théorique des véhicules électriques à batteries. Mais en pratique, elle augmente proportionnellement le temps de recharge, ou alternativement la puissance nécessaire pour conserver un temps de recharge acceptable.

Ces différences expliquent notamment pourquoi les piles à hydrogène sont bien adaptées aux véhicules lourds et de forte puissance (bus, camions, bennes à ordures, engins spéciaux, bateaux, trains...).

Pour ce qui concerne les véhicules légers, c'est principalement les contraintes d'usages qui permettent de choisir entre électrique batteries et électrique hydrogène. Par exemple, la batterie conviendra mieux à un chariot élévateur utilisé quelques heures par jour. Par contre, pour une flotte de chariots élévateurs utilisés de façon intensive chaque jour, le choix de la pile à combustible hydrogène sera plus productif et plus rentable. De la même manière, pour des VAE (Vélos à Assistance Électrique), la gestion de la recharge des batteries pour une flotte de vélos s'avère très problématique pour le loueur professionnel, quand son équivalent à hydrogène sera rechargé par l'utilisateur en 30 secondes pour plus de 100 kilomètres d'autonomie !

Mais le particulier qui possède un seul vélo pour un usage épisodique trouvera pleine satisfaction avec un VAE à batteries.

Un autre avantage spécifique mais peu connu de la solution hydrogène est sa prédictibilité d'usage : dans le cas d'un véhicule électrique à hydrogène, la source d'énergie embarquée est le gaz hydrogène, enfermé sous pression dans un ou plusieurs réservoirs en carbone, totalement hermétiques, résistant à 3 fois la pression nominale de service. Dans un tel réservoir, la quantité d'énergie disponible ne varie pas, quelles que soient les conditions atmosphériques ou la durée de stockage. Les batteries ont quant à elles une quantité d'énergie utile extrêmement variable et non prédictible, fonction de la température extérieure et du temps d'immobilisation sans cycle de charge.

Cependant, pour faire le plein, le véhicule hydrogène doit se rendre à une station de distribution d'hydrogène : la disponibilité d'un réseau de recharge hydrogène est la principale contrainte a priori du véhicule électrique à hydrogène. L'hydrogène peut être transporté jusqu'à la station (par camion ou par un réseau d'hydrogène), mais il peut aussi être produit sur le site même grâce à un électrolyseur. La procédure de remplissage est similaire à celle du plein d'essence, et prend approximativement le même temps, soit quelques minutes : la station est équipée d'un flexible avec un embout spécifique pour gaz hydrogène, qui vient s'enclencher hermétiquement et de manière sécurisée sur le réservoir du véhicule... Sans salissures sur les mains ni odeurs ! Le gaz est alors transféré de la station vers le réservoir du véhicule. L'autonomie du véhicule dépend de la quantité d'hydrogène embarqué⁵⁷. Les berlines actuelles de type Toyota Mirai, Hyundai Nexa ou Honda Clarity ont des autonomies de 450 à 650 km selon les modèles, avec un temps de remplissage du réservoir inférieur à 5 min.

57. Un ordre de grandeur approximatif donne 1kg d'hydrogène pour 100km d'autonomie pour un véhicule léger type van (variable selon les caractéristiques du véhicule).



Le système de propulsion du véhicule électrique hydrogène

Le véhicule électrique à hydrogène dispose donc d'une pile à combustible hydrogène, entre le réservoir et le moteur électrique, qui transforme l'hydrogène en électricité. Mis en présence de l'oxygène de l'air, l'hydrogène se recombine avec celui-ci pour reconstituer la molécule d'eau. Cette réaction chimique de recombinaison de l'oxygène et de l'hydrogène produit des électrons qui vont servir à alimenter le moteur électrique, et de la chaleur que l'on peut réutiliser directement dans le système de chauffage du véhicule. L'eau est rejetée sous forme d'un peu de vapeur : sur 100 kilomètres de conduite pour une berline, pour 1 kg d'hydrogène consommé, le véhicule produira au total 9 kg d'eau. En résumé, un véhicule à hydrogène est donc un véhicule électrique fabriquant son électricité à bord, qui ne rejette aucun polluant, aucun gaz à effet de serre, seulement un peu d'eau pure. Nous consommerons de l'eau pour fabriquer de l'hydrogène, et rejetterons de l'eau...

La pile à combustible à hydrogène

Il existe plusieurs types de piles à combustible et le choix de la technologie dépend de l'application. Pour les véhicules terrestres (berlines, utilitaires légers, camions), le choix de la technologie dite PEM (à Membrane Échangeuse de Protons ou Proton Exchange Membrane) s'est généralisé car cette technologie répond particulièrement bien aux

58. Toyota a annoncé que ses Mirai seront proposées au même prix que les Prius actuelles avant 2030

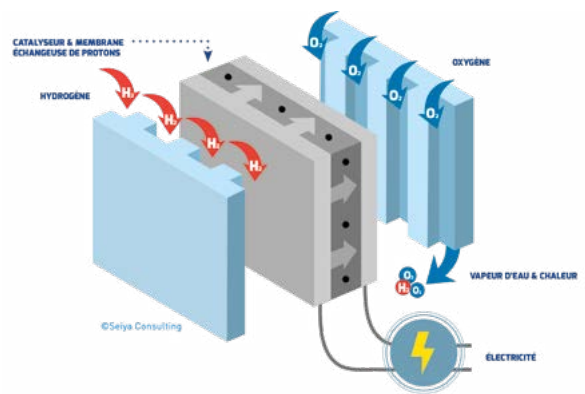
Le principe de fonctionnement d'une pile à combustible à hydrogène

Une pile de type PEM est constituée de :

- Deux plaques bipolaires en métal ou en graphite : une plaque sert à distribuer l'hydrogène, l'autre à distribuer l'oxygène et évacuer l'eau issue de la réaction.
- Deux électrodes (une anode et une cathode) à travers lesquelles circule le courant électrique.
- La membrane (électrolyte) placée entre les électrodes, bloque le passage des électrons mais laisse passer les ions H^+ . C'est ce comportement de la membrane qui crée le courant électrique : les électrons (négatifs) sont contraints de passer par l'anode, les ions (positifs) sont attirés par la cathode. Il y a donc création d'un courant électrique entre l'anode et la cathode et de la chaleur se dégage. On retrouve de l'eau au niveau de la plaque bipolaire côté cathode.
- Des catalyseurs (essentiellement du platine aujourd'hui) favorisent la réaction entre les 2 gaz.

En pratique, un système pile à combustible comporte peu d'éléments et le concept général est assez simple : un cœur de pile constitué d'assemblages de membranes enfermées entre des plaques (MEA, Membrane Exchange Assembly), des éléments périphériques pour gérer les fluides (gaz et eau), et une intelligence de contrôle constitué de calculateurs et de logiciels.

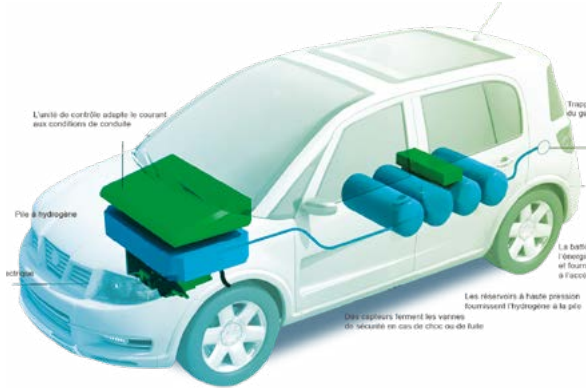
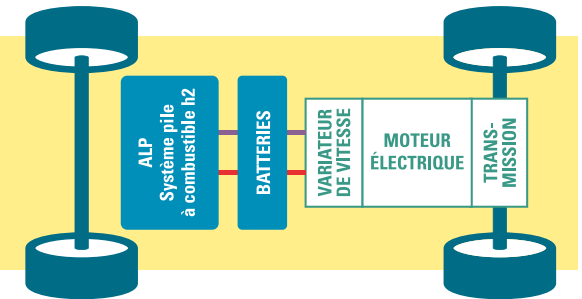
Pour comparer les systèmes, les industriels de l'automobile parlent généralement de kW par kg. Le potentiel d'innovation et d'optimisation des coûts et performances reste très élevé pour les piles à combustible, qui n'en sont qu'au tout début de leur âge industriel.



Hybridation

Il existe plusieurs architectures de véhicules électriques à hydrogène, selon que la pile alimente exclusivement une batterie qui elle alimente seule le moteur ; que la pile alimente à la fois une batterie et directement le moteur électrique.

On parle habituellement de prolongateur d'autonomie pour une pile de petite puissance dont le rôle principal est surtout d'amener un complément d'énergie au véhicule. Un « mid-power » sera une pile de puissance intermédiaire, en complément là aussi de batteries, mais avec un rôle plus important dans le système. Un « Full Power » est un système pile à qui l'on confie la responsabilité globale de la propulsion en termes de puissance, même s'il est souvent hybridé avec une petite batterie tampon.



On appelle « système pile » l'ensemble constitué par la pile et les éléments nécessaires à son fonctionnement (dont compresseur d'air, humidificateur, refroidissement et convertisseur électronique de puissance). Le système pile est relié à des réservoirs de stockage d'hydrogène, en général sous pression, de 350 à 700 bar selon les types de véhicules (le choix de la pression résulte d'un compromis entre la place disponible et l'autonomie recherchée).

Réservoirs

Gaz très léger, l'hydrogène occupe, à pression et température ambiante, un volume important. À bord du véhicule, pour réduire l'encombrement, l'hydrogène est donc stocké sous haute pression dans des réservoirs en matériaux composites (réservoirs dits de type IV). Ces pressions représentent un bon compromis entre la quantité d'énergie à embarquer et la place disponible. Ces réservoirs composites sont soumis à des tests très sévères, et pour être homologués ils doivent résister à 3 fois la pression de service (c'est à dire jusqu'à 2100 bar pour un réservoir de 700 bar).



Un « liner » (film polymère totalement imperméable) est enrobé de plusieurs centimètres de fibres de carbone qui constituent l'enveloppe externe des réservoirs. Enfin, la tête du réservoir est équipée d'un détendeur pour réduire la pression à quelques bar pour le système de la pile, et d'un système de sécurité avec un fusible thermique, qui permet de sceller la sortie ou de purger le réservoir

(TPRD : Thermally activated pressure release device). Ce système s'active automatiquement en cas d'élévation anormale de la température autour du réservoir. Le gaz sous pression peut être conduit vers l'extérieur du véhicule par un circuit de purge, empêchant tout risque d'explosion. Les réservoirs d'hydrogène répondent à des normes très strictes (normes européens EC79 notamment), et font l'objet de tests extrêmement exigeants pour être homologués par des organismes agréés.

La chaîne de ravitaillement

Forme de l'hydrogène

Quelle que soit la manière dont il est produit, l'hydrogène s'obtient directement à l'état gazeux. C'est aussi sous cette forme qu'il est utilisé dans les véhicules équipés de piles à combustible. C'est donc essentiellement sous sa forme gazeuse que l'hydrogène se retrouve aujourd'hui tout au long de la chaîne qui l'amène depuis son lieu de production jusqu'à la station de distribution et au réservoir du véhicule.

Production décentralisée / centralisée

On parle de production centralisée lorsque l'hydrogène vendu par une station de distribution a été produit hors du site de distribution. L'hydrogène produit de manière centralisée est acheminé par camion ou par pipeline jusqu'au(x) site(s) de distribution qu'il ravitaille. La production est dite décentralisée dans le cas d'une production par électrolyse directement sur le site de distribution de l'hydrogène.

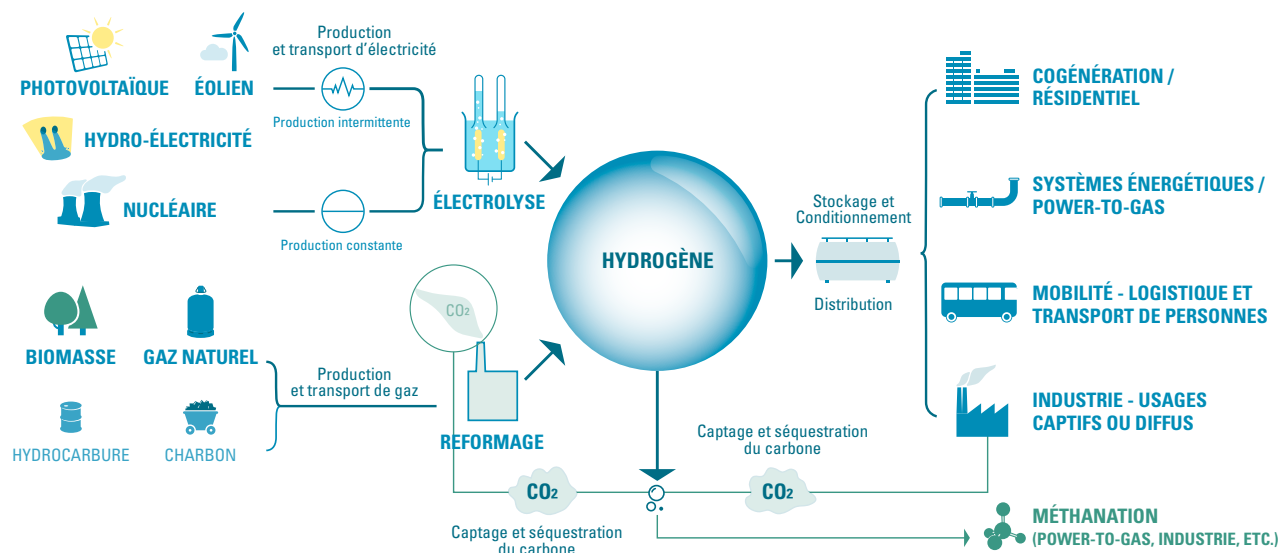
Stockage et transport

Le transport de l'hydrogène, lorsqu'il n'est pas produit sur place, se fait essentiellement par camion (type remorque à tubes ou « tube-trailers » en anglais, ou encore citernes), ou par pipeline.

Pour les petites quantités, l'hydrogène gazeux reste majoritairement transporté par camion, principalement sous deux formes :

- Dans des structures métalliques appelées « cadres » contenant plusieurs bouteilles reliées entre elles avec une seule sortie. Les cadres sont déchargés et déposés sur le site de distribution.
- Dans de grands cylindres, appelés aussi « tubes », sur remorque contenant plusieurs centaines de kilos d'hydrogène. Cette remorque est soit laissée sur site soit son contenu est transféré par le livreur, dans un réservoir fixe installé chez le client.

Le choix entre cadre et tube-trailer est économique : le coût de location d'une remorque portant des tube-trailers



est élevé mais la quantité d'hydrogène transportée est beaucoup plus importante, et donc moins chère au kilo livré. Dans les deux cas, l'hydrogène est sous pression à 200 bar. Des logistiques de distribution à de plus hautes pressions (plus de 500 bar) sont aussi à l'étude. Enfin, dans certains cas, le transport sous forme liquide est aussi possible, certaines stations en Allemagne par exemple sont ravitaillées directement en hydrogène liquide, et c'est une solution largement envisagée au Japon.

Les cadres ou cylindres sont directement connectés à la station de distribution d'hydrogène ou à une installation de stockage « tampon ».

Les pipelines d'hydrogène existent depuis longtemps. Un réseau mondial de 1500 km se trouve en Europe. Il est exploité par la société Air Liquide et parcourt le nord de la France, la Belgique et les Pays-Bas, reliant de grands sites de production et des clients fortement consommateurs d'hydrogène (raffineries notamment). Les derniers kilomètres de livraison entre le pipe-line et la station se font par camion type « tube-trailers ».

La production locale

L'étude réalisée par le consortium Mobilité Hydrogène France de l'AFHYPAC⁵⁹ a démontré que produire l'hydrogène localement est une solution qui peut s'avérer plus économique lorsque le centre de production centralisée est éloigné de plus 150 km du point de distribution (et selon les quantités produites). De plus, si l'installation de production peut disposer de sources électriques renouvelables à proximité (ferme éolienne, hydro-électricité, par exemple), ou bien bénéficier de certificat d'origine renouvelable, le bilan carbone devient

très bon. À la sortie de l'électrolyseur, l'hydrogène est stocké, à pression intermédiaire, dans des cuves.

Plusieurs niveaux de stockage sont prévus dont les pressions vont en augmentant :

- Un premier stockage basse pression (quelques dizaines de bar) : correspond à 1 ou 2 jours de consommation en vue de gérer les aléas éventuels de la production et garantir le service
- Un deuxième stockage moyenne pression (typiquement 420 bar) : pression intermédiaire

La gestion de cette chaîne de compression doit permettre de garantir que de l'hydrogène sera toujours disponible au niveau de la station et que celle-ci pourra assurer la recharge de plusieurs véhicules successifs en respectant des délais de remplissage, spécifiés dans le cahier des charges de la station.

Le dimensionnement de la capacité de production de l'électrolyseur (comme de la station) dépend du nombre de véhicules qui viendront se ravitailler. La stratégie actuelle est de coupler installation d'une station de production/distribution et déploiement de véhicules afin d'adapter équipements et investissements. C'est l'approche dite par « flottes captives » de véhicules qui ont des parcours suffisamment réguliers et prévisibles pour pouvoir ne dépendre que d'une station (ou d'un nombre limité de stations), dans l'attente du déploiement d'un réseau de recharge national. Une projection sur l'augmentation à venir du nombre de véhicules est à faire afin de dimensionner au mieux l'électrolyseur, les compresseurs et les cuves de stockage. Il est important que les investissements correspondent à la réalité de l'activité à son démarrage mais, aussi, que les équipements puissent



évoluer avec la montée en charge espérée.

La station de distribution

La station de recharge hydrogène est composée de :

- Un stockage d'hydrogène,
- Une unité de compression,
- Un stockage tampon à haute pression,
- Éventuellement, pour un remplissage rapide des réservoirs, d'une unité de refroidissement de l'hydrogène,
- D'une borne de distribution et de son pistolet

Pour effectuer le remplissage, l'opérateur connecte puis verrouille le pistolet de la station sur le réservoir du véhicule avant de lancer la procédure de remplissage. C'est l'automate de la station qui gère la vitesse de remplissage selon les protocoles de la norme SAE J2601. Ces protocoles de remplissage ont été définis afin de contrôler les phénomènes physiques liés au transfert rapide de gaz sous pression (échauffement du gaz susceptible d'endommager le liner interne du réservoir). Pendant le remplissage, la pile est à l'arrêt. Le remplissage s'arrête automatiquement et un signal indique à l'opérateur qu'il peut déverrouiller la vanne.

Plusieurs niveaux de stockage au niveau de la station sont prévus dont les pressions vont en augmentant :

- Un premier stockage basse pression (quelques dizaines de bar) : correspond à 1 ou 2 jours de consommation en vue de gérer les aléas éventuels de la production et garantir le service
- Un deuxième stockage moyenne pression (typiquement 420 bar) : pression intermédiaire

La gestion de cette chaîne de compression doit permettre de garantir que de l'hydrogène sera toujours disponible au niveau de la station et que celle-ci pourra assurer la recharge de plusieurs véhicules successifs en respectant des délais de remplissage, spécifiés dans le cahier des charges de la station.

Une optimisation logistique au cas par cas

Il n'y a pas de chaîne d'approvisionnement « type ». Pour chaque situation, la détermination de la chaîne depuis la production de

l'hydrogène jusqu'à sa consommation dépend du contexte et de l'environnement. Les choix résulteront d'une analyse d'optimisation globale tenant compte de paramètres à la fois logistiques, techniques et économiques (voir partie 3 : Établissement d'un schéma directeur). Une analyse de TCO (Total cost of ownership, ou coût total de possession) permet de déterminer, selon les objectifs de rentabilité visés sur une durée choisie, quel est le modèle à privilégier et les moyens financiers à mettre en œuvre (CAPEX, OPEX). L'aspect réglementaire est également à prendre en compte, puisqu'il peut influencer les délais et coûts de réalisation.

Les véhicules

Même si l'offre est encore limitée, des véhicules à hydrogène sont déjà commercialisés ou sur le point de l'être dans une plage de puissance de plus en plus élevée, depuis de le vélo à assistance électrique hydrogène jusqu'au bus articulé de 18 m, des camions, des bennes à ordures ménagères, etc. En particulier, la filière bus à hydrogène, soutenue par les programmes européens 3Emotion, CHIC, JIVE et JIVE2 (voir 2.1 : Perspectives de développement) a donné lieu à des expérimentations puis des déploiements. Pour la France, des projets de déploiements de bus H₂ sont engagés en Artois-Gohelle, à Auxerre, Pau, Versailles et en Région Occitanie (projet HyPort, à Toulouse-Blagnac et Tarbes).

La liste suivante ne prétend pas à l'exhaustivité ; elle recense les véhicules qui sont déjà en circulation ou ceux pour lesquels un prototype a déjà été présenté ou une date de commercialisation annoncée.

59. http://www.afhypac.org/documentation/mobilite-h2-france/H2_Mobilite_France_FR.pdf

Véhicules actuellement disponibles en France :

- Hyundai ix35
- Hyundai Nexa
- Toyota Mirai
- Renault Kangoo ZE H₂ : le véhicule le plus déployé en France. Plus de 250 de ces utilitaires circulent et totalisaient, fin 2017, plus d'un millions de kilomètres parcourus.
- Pragma Industries vélos à assistance électrique H₂ 200 bar
- Navette Navibus H₂ à Nantes (bateau)
- Navette Yélo à La Rochelle (bateau)
- Bus Safran hybride batterie / hydrogène 12m 350 bar (déploiement en 2019 en Artois-Gohelle à Lens, et à Toulouse-Blagnac aéroport)
- Bus VanHool ExquiCity full range 18m articulé 350 bar (déploiement en 2019 en France à Pau, plus de 40 bus circulent déjà au niveau mondial en 12m)
- 2 bus VanHool 13 m et 5 bus SAFRA 12m, 350 bar (déploiement en 2019 à Versailles)



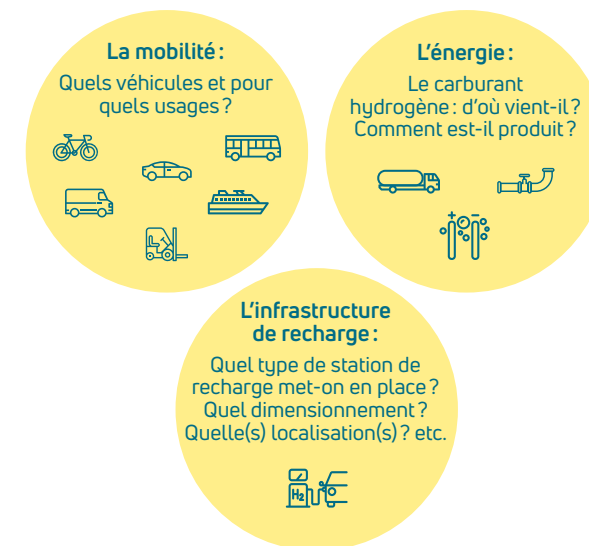
Autres véhicules circulant en Europe et dans le monde :

- Mercedes GLC Fuel Cell hybride 700 bar
- Honda Clarity 700 bar
- Prototypes et annonces de Audi, BMW, Ford, GM
- Bus Mercedes Citaro Fuel Cell
- Daimler EvoBus
- Wrightbus single deck et double-deck (Londres)
- Bus Solaris Urbino 12 fuel cell (Q1 2019) ; une version basée sur un 18m articulé a circulé pendant 2 ans à Hambourg.
- Chariots élévateurs : peu présents en France dans une version hydrogène, les chariots élévateurs sont pourtant l'application la plus développée de véhicules électriques à pile à hydrogène. Aux États-Unis, plusieurs milliers sont opérationnels dans des centres logistiques ou des supermarchés (Walmart par exemple). La technologie pile à combustible permet d'éviter les investissements dans des salles de charges, des manipulations et échanges de batteries pour assurer la recharge électrique. L'étude européenne HyLift (phase 1) a permis d'identifier les cas d'usages les plus pertinents en terme de rentabilité économique : une flotte de plus de 10 véhicules, fonctionnant plus de 3000 h/an.
- Scooters : Suzuki



ÉTABLISSEMENT D'UN SCHÉMA DIRECTEUR

Un projet de déploiement de la mobilité hydrogène se construit en prenant en compte d'une part les usages, et d'autre part le choix du mode de production et distribution de l'hydrogène. Ces choix déterminent le dimensionnement et le déploiement de l'infrastructure de recharge.



En effet, si les véhicules hydrogène étaient déjà disponibles et déployés de façon massive dans le secteur des transports, alors des infrastructures de recharge pourraient être mise en place avec une quasi-certitude d'avoir des taux d'utilisation suffisamment élevés pour garantir leur rentabilité (dans la mesure où elles répondraient à un manque d'infrastructure avéré dans une zone géographique donnée). Or, dans le contexte actuel de premiers déploiements et de démarrage du secteur de la mobilité hydrogène, en France comme en Europe, l'approche recommandée par le consortium Mobilité Hydrogène France de l'AFHYPAC est celle des déploiements par flottes captives, c'est-à-dire des véhicules qui réalisent des trajets réguliers et selon des schémas prévisibles, et pour lesquels la recharge peut donc être assurée par une seule station, ou un nombre limité de stations, connu et optimisé.

Cette approche par flottes captives permet de résoudre « le problème de la poule ou de l'œuf », en déployant de façon coordonnée des stations de recharge et des véhicules qui les utiliseront, ce qui permet une optimisation économique de l'investissement dans l'infrastructure.

Les trois axes structurants d'un projet de mobilité hydrogène – choix du type de mobilité, choix énergétique

et infrastructure de recharge – sont décrits dans les paragraphes suivants, qui souligneront notamment le fait que selon le contexte, chacun de ces axes peut être considéré comme l'élément déclencheur du projet (ou une combinaison de plusieurs de ces axes).

LE CHOIX DU TYPE DE MOBILITÉ

L'élément principal et moteur d'un projet de déploiement de la mobilité hydrogène peut être purement centré sur la mobilité (les véhicules), principalement dans le cadre d'un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre et des pollutions sonores, et d'amélioration de la qualité de l'air.

En effet, les impératifs environnementaux, la demande sociétale, les volontés politiques et les cadres réglementaires en faveur des formes de mobilité zéro émission se sont considérablement renforcés au cours des dernières années. Les mesures et objectifs annoncés confirment une tendance lourde de mutation des mobilités.

Dans le cadre de la définition du schéma directeur, il faudra définir :

- Le type de véhicules hydrogène qui seront déployés,
- Leur nombre, et les hypothèses de croissance dans le temps,
- Leurs usages, les utilisateurs,
- Le calendrier.

Ce choix sera fait au cas par cas en évaluant les besoins et priorités de chaque territoire, la capacité en termes d'investissement, et une évaluation précise de la disponibilité des véhicules sur le marché (en faisant la différence entre les modèles déjà testés, éprouvés et actuellement commercialisés, et les modèles actuellement en cours de développement, premiers essais et démonstration).

Plusieurs types de véhicules hydrogène peuvent permettre de répondre aux impératifs d'un environnement urbain, pénalisé par une mauvaise qualité de l'air liée notamment à la densité de circulation routière, comme par exemple :

- Des flottes de taxis hydrogène comme à Paris avec les taxis parisiens HYPE de la STEP (Société du Taxi Électrique Parisien)..
- Cette flotte a récemment intégré 25 nouveaux véhicules (des Toyota Mirai), portant sa taille totale à 100 véhicules, avec l'objectif d'atteindre 600 véhicules



© Toyota

remplacements des flottes du transport public par des véhicules basse émission, dès 2020. Ils permettent de déployer des véhicules zéro émission (pas de CO₂, pas d'émissions polluantes) dont les modalités d'exploitation sont similaires aux bus thermiques existants, sans créer de nouvelles contraintes: recharge en moins de 10 minutes, autonomies de plus de 300 km. Pour illustration, page 54 quelques-uns des bus hydrogène du

projet CHIC (Clean Hydrogen in European Cities).

Parmi les autres usages, on pourra aussi citer les BOM (bennes à ordures ménagères) fonctionnant à l'hydrogène dont les premiers projets de démonstration sont en cours, ou encore les chariots élévateurs.

Enfin, si on se place par exemple dans le contexte d'une zone portuaire, la priorité pourra être accordée aux applications maritimes, et on constate actuellement un intérêt croissant pour les bateaux hydrogène, comme par exemple le passeur Galilée, bateau bus hydrogène de la Rochelle⁶⁶, ou encore le Navibus H₂, à Nantes⁶⁷.

La définition du type de véhicules à déployer sera faite en fonction des usages clés du territoire, et des utilisateurs associés, qui devront être impliqués aussitôt que possible dans le cadre de déploiement de flottes captives.

En outre, la définition du schéma directeur prendra en compte des impératifs liés à la pertinence économique des projets (détaillés plus avant dans la suite de ce document), puisque le modèle économique des stations de recharge hydrogène est plus favorable:

- Si la station est suffisamment utilisée (taux d'utilisation élevée, par exemple pour une station de capacité 100 kgH₂/jour qui fournirait plus de 90 kgH₂/jour),
- Et si elle a une capacité élevée (permettant un meilleur amortissement des investissements).

Ces deux critères justifient la pertinence de la solution hydrogène pour des véhicules qui parcourent des distances annuelles élevées (comme par exemple des taxis ou des bus), et qui consomment des quantités importantes d'hydrogène (bus, poids lourds en général, bateaux).

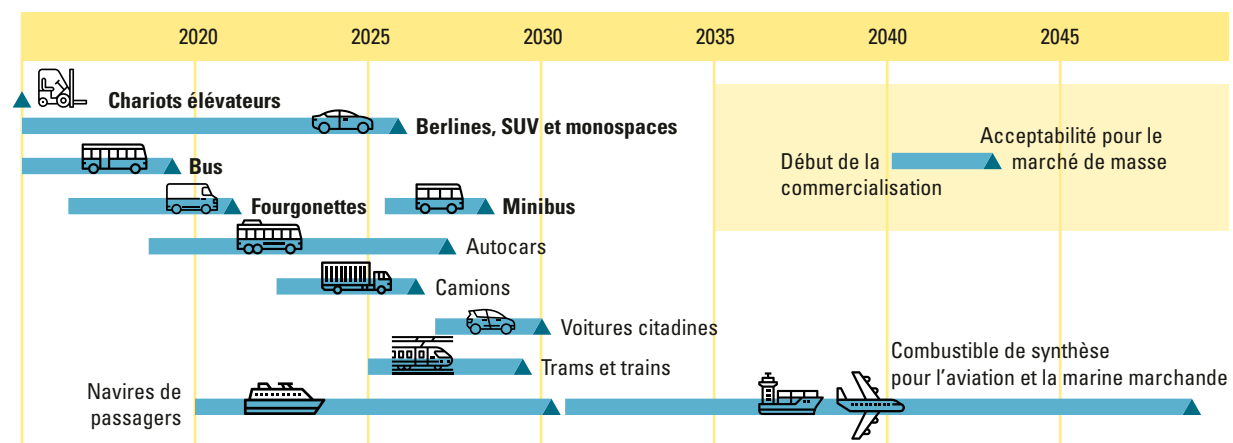
En outre, un nombre grandissant de projets promeut la mise en place de stations hydrogène qui desservent différents types de véhicules, avec les deux standards de pression, permettant ainsi de multiplier les usages et d'augmenter le taux d'utilisation des stations en misant sur une variété d'utilisateurs. On notera aussi le développement du concept de stations multi-usages, permettant à plusieurs types de véhicules de se recharger, par exemple avec des bornes de recharge pour véhicules hydrogène, mais aussi électriques à batterie, ou encore gaz.

Enfin, en terme de calendrier, un schéma directeur peut envisager plusieurs phases de déploiement, à définir au cas par cas. On peut citer par exemple la ville de Cologne en Allemagne, qui après avoir déployé quatre premiers bus hydrogène, a passé en 2018 une commande pour 30 nouveaux bus⁶⁸, et prévoit d'en commander 15 de plus en 2019. Citons aussi la flotte de taxis hydrogène Hype à Paris, lancée en décembre 2015 pendant la COP 21 par la Société du Taxi Electrique Parisien (STEP) avec 5 premiers

véhicules qui en compte aujourd'hui 100 et vise une flotte totale de 600 véhicules en 2020.

Le calendrier du schéma directeur prendra en compte les différents niveaux de maturité des solutions hydrogène. Par exemple, si les véhicules hydrogène comme les voitures, véhicules utilitaires légers, chariots élévateurs, vélos ou encore bus ont déjà été éprouvés dans le cadre de nombreux projets et sont par conséquent disponibles commercialement, d'autres formes de mobilité hydrogène comme les camions, les bateaux ou les trains sont encore au stade des premiers déploiements dans des projets de démonstration.

Le calendrier ci-dessous⁶⁹ présente des estimations des échelles de temps auxquelles chaque type de véhicule deviendra disponible sur le marché (phase de commercialisation). On notera toutefois que les technologies évoluant rapidement, ces estimations devront être réactualisées régulièrement.



LE CHOIX ÉNERGÉTIQUE

Dans de nombreux cas, un projet de déploiement de la mobilité hydrogène peut être initié par des considérations énergétiques, c'est-à-dire dans la situation où il y a dans un territoire (ou à proximité) soit de l'hydrogène disponible, et donc un intérêt pour l'utiliser pour favoriser la mobilité zéro émission, soit la possibilité identifiée de produire de l'hydrogène «vert» et / ou à bas coût, d'où l'intérêt là encore d'en faire usage localement.

Le schéma ci-après résume la réflexion qui sera menée par les porteurs de projets: y-a-t-il dans le territoire une opportunité identifiée pour utiliser une source d'énergie locale? Dans le cas contraire, fait-on le choix d'hydrogène produit hors du territoire et transporté pour alimenter les stations de recharge (cas similaire aux carburants traditionnels types diesel et essence), ou installe-t-on une production sur site (notamment par électrolyse de l'eau)?

60. <https://zefer.eu/uncategorised/toyota-france-livre-25-mirai-supplementaires-a-la-societe-de-taxis-hype/>

61. <https://zefer.eu/uncategorised/chris-grayling-mp-is-first-to-drive-one-of-the-green-tomato-cars/>

62. <https://zefer.eu/uncategorised/fuel-contract-with-the-metropolitan-police/>

63. <http://www.avem.fr/actualite-50-kangoo-electriques-a-prolongateur-hydrogene-1-station-pour-engie-7088.html>

64. Les pompiers de la Manche transportés par l'hydrogène <https://www.youtube.com/watch?v=QNqtGkVm8w8>

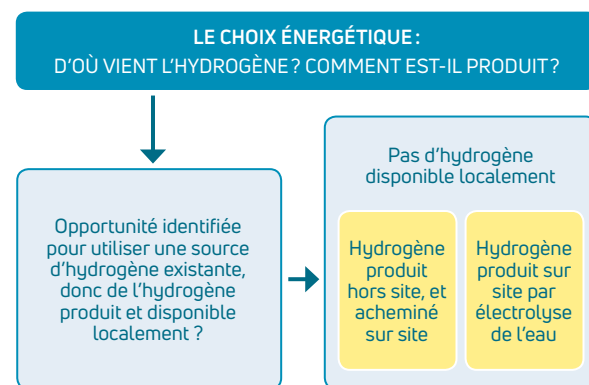
65. <https://objectifaquitaine.la Tribune.fr/innovation/2018-03-12/les-velos-a-hydrogene-de-pragma-industries-prennent-la-route-771463.htm>

66. https://www.lemonde.fr/smart-cities/article/2017/11/07/a-la-rochelle-un-bateau-bus-qui-fonctionne-a-l-hydrogene_5211468_4811534.html

67. <https://www.ouest-france.fr/pays-de-la-loire/nantes-44000/nantes-le-premier-bateau-fluvial-hydrogene-entre-en-service-5718786>

68. <https://www.vanhoof.be/fr/nouvelles/van-hoof-construit-40-autobus-a-hydrogene-pour-cologne-et-wuppertal-allemande>

69. http://www.afhypac.org/documents/actualites/pdf/Afhypac_Etude%20H2%20Fce_VDEF.pdf



À titre d'exemple, on pourra noter des projets comme ceux de la ville de Cologne en Allemagne, qui bénéficie de la présence sur son territoire d'hydrogène fatal (co-produit d'activités existantes) et à bas prix, qui renforce l'intérêt pour la valorisation en local de cette ressource en développant la mobilité zéro émission.

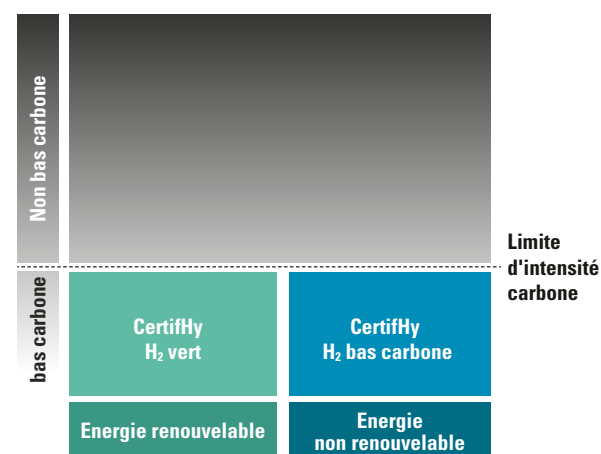
Dans d'autres territoires, l'intérêt d'utiliser une source d'énergie locale est identifié, par exemple une production locale d'électricité renouvelable. Dans cette situation, on citera l'exemple du projet Eolbus⁷⁰ de la ville d'Auxerre, qui utilisera sa production d'énergie éolienne locale pour produire l'hydrogène devant alimenter sa flotte de bus. Dans le cadre de ce projet, les parcs éoliens environnants suffiront à alimenter les cinq premiers bus, et il est envisagé pour la suite de promouvoir les filières du solaire et de l'hydraulique, notamment dans le cadre de la deuxième phase du projet qui ambitionne de passer tout le parc de l'agglomération (31 bus) à l'hydrogène en 2023.

Enfin, si le territoire ne bénéficie pas d'une source d'énergie locale pour produire et aitailler l'hydrogène, celui-ci pourra être transporté, ou produit sur site par électrolyse avec l'électricité du réseau national.

Les fournisseurs et exploitants de stations hydrogène peuvent décrire de façon précise la provenance de l'hydrogène fourni à une station, et s'engager sur des formes de production. De plus, afin de connaître de façon standardisée le type d'hydrogène livré, un certain nombre d'initiatives et discussions sont actuellement en cours, visant notamment la mise en place de garanties d'origine. On notera en particulier le projet européen CertifHy⁷¹, auquel contribuent des acteurs industriels français. Ce projet (actuellement dans sa phase 2) réuni

des acteurs clés du secteur dans le but de développer une définition commune et à l'échelle européenne du concept d'hydrogène vert, et de développer un programme de garanties d'origine s'appliquant à toute forme de production d'hydrogène et pouvant être déployé dans toute l'Europe, ainsi qu'une feuille de route pour sa mise en œuvre.

Le diagramme ci-dessous illustre les conditions définies dans le cadre du projet CertifHy pour que de l'hydrogène soit considéré comme «vert» ou comme «bas carbone».



Notons qu'en cas de production de l'hydrogène par électrolyse sur site :

- Si l'électrolyseur est directement connecté à la source d'électricité renouvelable sur le même périmètre foncier (solaire, éolienne, hydroélectrique, etc.), cela permet une optimisation de son coût car cette production peut être exempte en tout ou partie de TURPE⁷² et de CSPE⁷³, ce qui permet d'économiser jusqu'à 40 % sur le prix de l'électricité.
- À l'inverse, si l'électrolyseur est connecté au réseau global (même sur quelques mètres), alors les taxes et charges s'appliquant sur les réseaux sont dues. Cependant l'exonération de CSPE reste acquise.

Par ailleurs, si le territoire dispose d'énergies renouvelables, il est nécessaire de comparer leur compétitivité économique avec celle du réseau, dont le prix moyen est alentour de 100 €/MWh avec possibilité d'obtenir des prix jusqu'à 60-70 €/MWh dans des conditions de consommation industrielle. Il faut aussi garder à l'esprit que des opérateurs spécialisés pourraient

acheter de l'électricité directement au marché SPOT Epex, plus de 6 000 heures par an à moins de 50 €/MWh en moyenne les deux dernières années.

En général, plusieurs options sont envisageables pour l'origine de l'hydrogène et la logistique d'approvisionnement et le choix se fera en tenant compte :

- Des critères environnementaux (bilan environnemental associé à chaque option, variable au cas par cas, selon le type de production, les distances entre les lieux de production et d'utilisation, etc.) ;
- Des critères financiers (choix de la solution la plus pertinente économiquement) ;
- Des critères politiques et / ou d'objectifs en termes de développement du territoire, par exemple si la priorité est donnée au développement d'une filière d'activité locale, avec la perspective d'un cercle vertueux de production de carburant de façon renouvelable et locale, et de son utilisation directe sur le territoire dans des formes de mobilité zéro émission.

En termes de bilan environnemental, des comparaisons de l'impact environnemental des différentes formes de production de l'hydrogène ont notamment été réalisées dans le cadre du projet CertifHy, et sont disponibles depuis le site du projet <http://www.certifhy.eu/>. Enfin, on pourra envisager la fourniture du carburant hydrogène de manière évolutive. En effet, si la mobilité hydrogène offre la possibilité d'un système vertueux de la production de carburant jusqu'au point d'utilisation dans les véhicules, rien n'empêche de développer un axe après l'autre.

Par exemple, on pourra tout d'abord mettre en place le volet mobilité (déploiement de véhicules et d'infrastructures de recharge), puis l'aspect énergie dans un second temps (évolution de l'alimentation des infrastructures de recharge vers un hydrogène plus «bas carbone»). Ce type de démarche permet à la fois des projets ambitieux combinant mobilité zéro émission et production de carburant «bas carbone», et une mise en place pragmatique.

À titre d'exemple, et pour reprendre le cas des déploiements de bus hydrogène :

- Ceux de la ville de Pau sont déployés dans un projet de mise en place des transports publics zéro émission ; le projet s'attelle à présent à la production d'hydrogène vert, produit à partir d'énergie solaire ;
- À l'inverse, le projet Eolbus de la ville d'Auxerre a été initié par la volonté d'utiliser au mieux l'électricité éolienne produite localement, ce qui a mené au projet de mobilité.

Enfin, on notera que dans tous les cas, le porteur de projet pourra demander au fournisseur une description précise et des engagements sur le type d'hydrogène fourni. Cette demande peut s'inscrire dans les appels d'offre pour l'exploitation des stations de recharge, et être un critère différenciant entre les candidats, en parallèle des critères techniques et économiques.

L'INFRASTRUCTURE DE RECHARGE

Quels que soient le type de mobilité hydrogène considéré (type et nombre de véhicules) et le choix énergétique (production d'hydrogène et provenance), l'infrastructure de recharge hydrogène sera déployée de façon à garantir :

L'accessibilité	Localisation géographique de l'infrastructure de recharge facile d'accès pour les utilisateurs
Le dimensionnement	Dimensionnement de l'infrastructure de recharge capable de répondre à la demande en hydrogène
Les contraintes de fonctionnement	Infrastructure de recharge dont les performances (temps de recharge, temps entre 2 charges, etc.) sont adaptées aux véhicules et garantissent la qualité de l'expérience utilisateur

En termes d'emplacement, et pour faciliter l'accès par les utilisateurs, la localisation géographique de la (ou des) station(s) hydrogène sera sélectionnée à proximité des dépôts de véhicules, ou des circuits de passages des utilisateurs. À titre indicatif, il est généralement estimé qu'un détour pour faire le plein est acceptable s'il est inférieur à 7 minutes. La station peut par exemple être localisée dans des zones industrielles, au niveau de nœuds routiers, ou encore à des points stratégiques permettant l'itinérance. Cette dernière option est à étudier au cas par cas ; si ces points ne sont souvent pas pertinents d'un point de vue économique à l'heure actuelle, ils présentent l'avantage d'apporter le service de réseau, c'est-à-dire de contribuer au maillage d'un territoire.

Par ailleurs, dès la définition du projet, il est nécessaire de s'assurer :

- De la possibilité d'implantation dans la parcelle visée, notamment en impliquant rapidement le propriétaire dans le projet, pour obtenir son accord ;
- Des modalités financières et légales d'occupation du terrain et de l'exploitation (afin de vérifier que celles-ci sont compatibles avec le modèle financier complet du projet) ;
- De la validité du site d'un point de vue réglementaire (compatibilité du site avec l'installation d'une station hydrogène).

70. <http://www.communaute-auxerrois.com/grands-projets/561-la-nouvelle-3>

71. <http://www.certifhy.eu/>

72. Le TURPE (Tarif D'utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) un barème réglementé, élaboré par la CRE (Commission de Régulation de l'Energie), qui s'applique à tous les utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT), quel que soit leur fournisseur d'énergie. Ce barème représente les coûts de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux de distribution. <https://www.edf.fr/collectivites/le-mag/le-mag-collectivites/decryptage-du-marche-de-l-energie/les-baremes-du-turpe-evoluent-au-1er-aout-2018>

73. La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) est une taxe payée par tous les consommateurs d'électricité depuis le 1^{er} janvier 2004. Elle est destinée à compenser les surcoûts liés aux charges de service public de l'électricité, supportées par tous les concessionnaires de réseaux publics d'électricité (EDF et les Entreprises Locales de Distribution). Le taux de CSPE au 1^{er} janvier 2018 est de 22,5 €/MWh. <https://www.edf.fr/collectivites/le-mag/le-mag-collectivites/decryptage-du-marche-de-l-energie/evolution-de-la-cspe-en-2018>

Pour illustrer le cas d’une station de recharge unique, notons par exemple le projet de bus hydrogène de la ville de Pau, pour lequel les bus n’ont besoin d’être rechargés qu’une seule fois par jour, à la fin du service. La station de recharge hydrogène est localisée au dépôt des bus, à 5 km du terminus de la ligne.

Pour illustrer le cas de la mise en place d’un maillage du territoire par des stations de recharge, le projet le plus ambitieux en France à l’heure actuelle (en termes de nombre de stations) est le projet Zero Emission Valley en région Auvergne Rhône-Alpes, qui verra le déploiement de 20 stations de recharge dans la région (permettant d’alimenter 1000 véhicules) et 15 électrolyseurs. Le positionnement des stations sera réalisé en priorisant l’approche par flotte captive (localisation des stations en fonction de la localisation des flottes de véhicules), tout en assurant un maillage équilibré au niveau de l’ensemble du territoire. Ce maillage est illustré par la carte ci-dessous, présentant (de façon indicative et non définitive) les emplacements envisagés de ces stations.



Le projet EAS-HyMob en Normandie fournit une autre illustration de maillage du territoire par des stations de recharge, avec le déploiement de 15 stations de recharge sur les grands axes routiers normands reliant les grandes agglomérations. Ce maillage est illustré par la carte ci-dessous, présentant les emplacements envisagés de ces stations.



En termes de dimensionnement, le choix de la capacité de la station, c’est-à-dire le nombre de kilogrammes d’hydrogène (kgH₂) que la station pourra fournir par jour (kgH₂/jour), devra faire l’objet d’une évaluation attentive des besoins en hydrogène.

En effet, s’il est évidemment nécessaire de mettre en place une station de capacité suffisante pour pouvoir répondre à la demande de l’ensemble de véhicules, il est néanmoins déconseillé de déployer des stations qui ne seront pas suffisamment utilisées par rapport à leur capacité. Ce point sera détaillé plus avant dans la partie sur le modèle économique, mais de façon qualitative, le coût d’investissement de la station étant directement lié à sa capacité (plus la station a une capacité importante plus son coût est élevé), et l’amortissement de ce coût via les revenus générés par la vente d’hydrogène étant directement lié à la consommation d’hydrogène à la station, la rentabilité économique de celle-ci ne pourra a priori pas être assurée si elle est en situation de sous-utilisation. D’un autre côté, les analyses économiques montrent que seuls les déploiements de stations de capacités importantes peuvent être économiquement rentables. Ces deux données devront donc être prises en compte conjointement dans le dimensionnement des stations.

L’évaluation des besoins en hydrogène se fera à partir des évaluations de consommation des véhicules qui seront déployés, ainsi que de leurs évolutions projetées dans le temps. Cette évaluation sera donc faite selon les projets de mobilité envisagés, et devra faire l’objet d’une revue, à mettre à jour régulièrement, des modèles de véhicules disponibles, et de leurs spécifications techniques en termes de consommation (souvent exprimée en kgH₂/100km). On notera les ordres de grandeurs suivants pour les véhicules actuellement disponibles et / ou en cours de développement (liste non exhaustive) :

Types de véhicules	Consommation d’hydrogène (exemples & ordres de grandeur)
	Vélos : 0,03 kgH ₂ /100 km
	Véhicules utilitaires légers : 0.9 kgH ₂ /100km pour les Kangoo ZE H ₂
	Voitures : 0.76kgH ₂ /100km pour les Toyota Mirai ; 0.95 gH ₂ /100km pour les Hyundai ix35 FC
	Chariots élévateurs : ~ 0.10 – 0.15 kgH ₂ /heure
	Bennes à ordures : ~ 6 – 9 kgH ₂ /100 km
	Camions : ~ 7.5 – 15.7 kgH ₂ /100 km (sur la base des prototypes existants)
	Bus : ~ 8 – 14 kgH ₂ /100 km (moins pour des véhicules à prolongateur d’autonomie)
	Bateaux : ~ 20 – 30 kgH ₂ /jour pour une « petite » navette portuaire. ~ 300 – 400 kgH ₂ /jour pour un bateau de 150-200 passagers
	Trains : ~ 25 – 30 kgH ₂ /100 km (sur la base des prototypes développés par Alstom)

De plus, il faudra estimer le plus précisément possible les distances qui seront parcourues par les véhicules à hydrogène. En effet, si on considère l’exemple d’un véhicule léger consommant 1 kgH₂/100km, celui-ci ne consommera que 0.5kgH₂/jour s’il parcourt « seulement » 50 km/jour, mais 1.5kgH₂/jour s’il parcourt 150 km/jour.

Quelques exemples de dimensionnements :

- Stations de capacité <1kgH₂/jour : Les stations de recharge hydrogène dédiées à des flottes de vélos hydrogène (comme à Saint-Lô ou Chambéry) sont des stations de capacités 1kgH₂/jour.
- Stations de capacité 20-50kgH₂/jour : dans le cadre du projet EAS-HyMob en Normandie, les flottes de véhicules envisagées sont de l’ordre de grandeur de 20 véhicules légers pour des stations de capacités 20 kgH₂/jour, et de 50 véhicules légers pour des stations de capacités 50 kgH₂/jour.
- Stations de capacité > 100 kgH₂/jour : exemple des stations utilisées pour les bus hydrogène (station de capacité 120 kgH₂/jour pour le projet d’Artois-Gohelle de 6 bus hydrogène ; 200 kgH₂/jour pour le projet de

la ville de Pau pour 8 bus hydrogène de dimensions 18 mètres ; 400 kgH₂/jour pour le projet de la ville d’Auxerre pour à terme ~30 bus hydrogène ; etc.) ; stations de plus d’1t H₂/jour, par exemple pour des flottes importantes de bus hydrogène (voir les publications du projet NewBusFuel⁷⁴).

Enfin, en termes de contraintes de fonctionnement, les spécifications et performances attendues de la station devront être adaptées aux caractéristiques des véhicules, et garantir une expérience à l’usage convaincante et satisfaisante pour les utilisateurs :

- Parmi les caractéristiques à adapter aux types des véhicules déployés :
 - La pression de remplissage varie : par exemple une pression de 200 bar pour les vélos ; 350 bar pour les véhicules utilitaires légers (comme la Kangoo ZE H₂) et pour les véhicules lourds (bennes à ordures ménagères, bus, etc.) ; ou encore 700 bar⁷⁵ pour les véhicules particuliers ou les taxis (comme la Toyota Mirai, ou la Hyundai i35 Fuel Cell) ;
 - Les protocoles de remplissage varient : selon la taille des réservoirs des véhicules, les protocoles et normes SAE de remplissages sont différents ;
 - La rapidité / le débit du remplissage : par exemple pour une même pression de remplissage de 350 bar, il peut y avoir des débits différents selon les types de véhicules ; le débit de remplissage pour un bus sera plus élevé que pour une voiture particulière, donc ces deux types de véhicules ne pourront pas utiliser la même buse de carburant même si ces deux véhicules sont remplis à 350 bar ; pour des bateaux par exemple ce débit est encore plus élevé.
- Parmi les caractéristiques à définir afin de maximiser l’expérience utilisateurs :
 - Le temps de remplissage (par exemple moins de 5 min pour un véhicule particulier, soit un plein d’1kgH₂/min pour un réservoir de 5 kgH₂ ; moins de 5 ou 10 min pour un bus, soit un plein de 2 kgH₂/min dans le cas d’un remplissage en 10 min d’un réservoir de 20 kgH₂) ;
 - Le nombre de pleins complets qui peuvent être réalisés à la station par jour, et en combien d’heures (par exemple 10 pleins complets par jour pour une station dimensionnée pour 20 véhicules ne se rechargeant pas tous les jours ; N pleins complets par jour pour une station dimensionnée pour N véhicules se rechargeant tous les jours) ;
 - Le nombre de véhicules qui peuvent être rechargés les uns après les autres (caractéristique aussi appelée « back to back »), souvent exprimé en nombre de véhicules par heure.

74. <http://newbusfuel.eu/>

75. On notera que le remplissage à 700 bar utilise de l’hydrogène refroidi à -20°C ce qui permet de recharger les véhicules plus rapidement

L'ANALYSE ÉCONOMIQUE ET BUDGÉTAIRE

ÉVALUATION DE L'INTÉRÊT ÉCONOMIQUE

En termes de coûts opérationnels pour les véhicules, l'évaluation de l'impact économique sur les véhicules d'une substitution par des véhicules hydrogène devra être faite selon les types de véhicules remplacés, et leurs consommations de carburant, en versions thermiques et hydrogène.

Coût du carburant

À titre indicatif, en considérant qu'en moyenne une voiture particulière diesel consomme 6,06 litres/100km⁷⁶, et que le prix du diesel est d'environ 1,44 €/litre⁷⁷, soit 1,20 €/litre en excluant la TVA, le coût de fonctionnement est d'environ 7,3 €/100km (hors TVA). De la même façon, une voiture particulière à essence consommant 7,27 litres/100km, au prix de 1,52 €/litre d'essence, soit 1,27 €/litre en excluant la TVA, son coût de carburant est d'environ 9,2 €/100km (hors TVA). En considérant le cas d'une voiture particulière à hydrogène qui consommerait ~ 1 kgH₂/100km, la parité avec l'essence est donc atteinte pour un prix de l'hydrogène de 9,2 €/kgH₂, et celle avec un véhicule diesel pour un prix de 7,3 €/kgH₂.

Pour prendre un deuxième exemple, avec des véhicules lourds comme les bus : un bus standard diesel (norme Euro 6) consomme environ 35 litres/100km⁷⁸, donc ses coûts de carburant s'élèvent à environ 35 €/100km⁷⁹. Un bus à hydrogène consommant par exemple 8 kgH₂/100km⁸⁰ serait par conséquent compétitif avec un prix de l'hydrogène en dessous de 5 €/kgH₂. L'industrie s'accorde actuellement sur un prix cible de 5-6 €/kgH₂ pour ce type de véhicules⁸¹.

Le tableau ci-dessous donne un aperçu des prix de l'hydrogène nécessaires pour permettre la parité avec le diesel, pour différents types de véhicules :

	Van Kangoo	Voiture	Bus
Coût au 100 km pour un véhicule diesel	7,4 €/100 km ⁷⁹	7,3 €/100 km	42 €/100 km
Prix de l'hydrogène pour assurer la parité du véhicule hydrogène avec le diesel	~ 10 €/kgH ₂ ⁸⁰	~ 7 €/kgH ₂	~ 5 €/kgH ₂

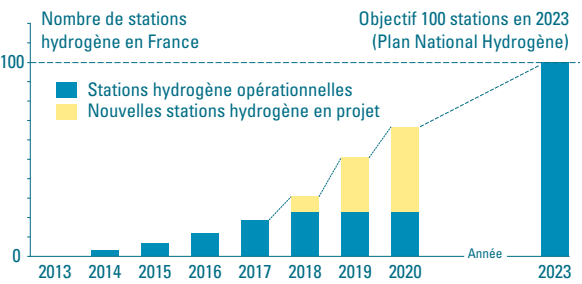
On notera que même si le prix ciblé au long terme pour les véhicules lourds comme les bus est le plus bas, la consommation très élevée de ces véhicules (par rapport à des véhicules légers) implique des stations de recharge de forte capacité, des quantités d'hydrogène (produit ou livré) importantes, et donc des prix de l'hydrogène qui peuvent être effectivement réduits par économies d'échelle.

Coûts totaux de possession

Dans le cadre d'analyses des coûts totaux de possession, les données de coûts d'investissement dans les véhicules hydrogène sont prises en compte, en plus des coûts opérationnels, dont le coût du carburant. Les analyses des coûts totaux de possession des véhicules, généralement la métrique la plus pertinente pour les opérateurs de flottes de véhicules, feront l'objet d'une étude détaillée au cas par cas dans le cadre de la définition de chaque projet.

Coûts actuels et objectifs

En pratique, on notera que le secteur de la mobilité hydrogène est dans sa première phase de déploiements en France, les premières stations ayant été installées en 2014. On compte actuellement une vingtaine de stations opérationnelles.



En conséquence, le prix de l'hydrogène à ces premières stations est encore relativement élevé (par exemple 15 €/kgH₂ à la station d'Orly⁸⁶ ou encore 12 €/kgH₂ environ pour les stations de Grenoble et Lyon du projet Hyway⁸⁷).

Le projet Hyway a été un des premiers projets de déploiement de flotte de véhicules à hydrogène en France de l'ordre de plusieurs dizaines de véhicules (50 véhicules). À l'origine du projet, le prix cible de l'hydrogène vendu aux clients avait été fixé à 10 €/kgH₂.

L'objectif habituellement visé dans les projets français comme européens est de se rapprocher d'un coût qui permette un prix « à la pompe » attractif pour l'utilisateur final.

À long terme, les effets d'échelle devraient permettre de se rapprocher des prix reconnus par le secteur comme nécessaires pour que la mobilité hydrogène puisse se développer à grande échelle⁸⁸ :

- De 7-8 €/kgH₂ pour des véhicules légers ;
- De 5-6 €/kgH₂ pour des véhicules plus lourds comme les bus.

ÉVALUATION DU MODÈLE ÉCONOMIQUE

L'évaluation du modèle économique pour la construction, l'installation et l'exploitation d'une station de recharge hydrogène sera faite au cas par cas puisque les coûts et revenus dépendront notamment du dimensionnement de l'infrastructure, de sa localisation et du type de véhicules.

Recensement des éléments principaux du modèle économique

On notera que les principaux éléments à considérer pour la construction du modèle économique (postes de dépenses et sources de revenus) pour les stations de recharge hydrogène sont les suivants :

- Les coûts d'investissement, ou capital expenditure (abréviation capex) comprennent notamment : les

coûts de fabrication de la station, les coûts d'ingénierie, éventuellement la livraison, l'assemblage, l'installation sur le site, les raccordements (électricité, eau, etc.), le génie civil, le branchement à haute pression hydrogène, les essais et la mise en service, etc.

- Les coûts opérationnels, ou operational expenditure (abréviation opex) :
 - Coûts opérationnels fixes : les coûts d'exploitation et de maintenance (récurrente et corrective), les garanties, la supervision, etc.
 - Coûts opérationnels variables : soit les coûts relatifs à l'hydrogène livré (donc son coût de livraison, celui du transport, etc.), soit ceux pour la production sur site grâce à un électrolyseur (donc principalement le coût de l'électricité, mais aussi le coût de l'eau).
- En termes de revenus, l'évaluation dépendra du modèle de projet, et de nombreux schémas peuvent être envisagés, parmi lesquels :
 - Une organisation déploie une infrastructure de recharge pour son usage propre et sans ouvrir la station à des utilisateurs extérieurs. Elle utilisera l'hydrogène (livré ou produit sur site) pour sa propre flotte de véhicules, et donc ne dégagera pas nécessairement de revenus de la fourniture du carburant à des utilisateurs extérieurs.
 - Les stations de recharge sont ouvertes au public, ou accessibles à des entités privées tierces qui vont acheter l'hydrogène auprès de l'exploitant de la station (ce qui permet souvent d'avoir plus d'utilisateurs et donc de maximiser le taux d'utilisation de la station). Dans ce cas-là, l'exploitant pourra fixer un prix de vente de l'hydrogène facturé à l'utilisateur (dit prix « à la pompe ») qui, s'il est supérieur au prix de revient de l'hydrogène livré ou produit sur site, lui permettra de dégager un revenu de la vente de ce carburant. On notera que ceci ne s'applique pas aux petites stations, pour lesquelles le prix de l'hydrogène vendu est inférieur à son coût de revient.
 - Enfin, on notera que dans le cadre de l'évolution des réseaux d'énergie vers de plus en plus de flexibilité pour s'adapter aux variations de niveaux de production et consommation, la capacité de stockage que représente l'hydrogène produit par électrolyse permettra de fournir des services aux réseaux. Les revenus générés par la fourniture de ces services s'ajouteront à ceux liés à la vente de l'hydrogène.

76. <https://fr.statista.com/statistiques/486554/consommation-de-carburant-moyenne-voiture-france/>

77. https://www.francetvinfo.fr/economie/automobile/diesel/pourquoi-le-prix-des-carburants-diesel-en-tete-atteint-des-records_2753341.html

78. Référence : <http://www.catp.fr/wp-content/uploads/2017/09/Etude-comparative-des-diff%C3%A9rentes-motorisations-de-bus-2017.pdf>

Consommation moyenne suivant cycles SORT (Standardised On-Road Test) défini par l'UITP pour les bus urbains.

79. Au prix du diesel de 1,2153 €/l (prix gazole pompe hors TVA au 31/08/2018) duquel est retranché le taux forfaitaire pondéré de remboursement est de 2173 €/hl, soit environ 1 €/l.

80. Cette valeur varie selon les modèles et conditions d'exploitation. La valeur 8 kgH₂/100km est plutôt basse par rapport aux celles mesurées actuellement, cependant celles-ci diminuent rapidement, avec une moyenne de 9.9 kgH₂/100km sur les bus standard 12m du projet CHIC (donc avant 2016), et un objectif actuel de 7-9 kgH₂/100 km pour les bus actuellement déployés dans le cadre du projet JIVE 2.

81. http://hydrogenvalley.dk/wp-content/uploads/2018/04/White_Paper_Fuel_Cell_Buses_Scandinavia_2nd_edition_April_2018.pdf

82. En supposant une consommation de 6.13 l/100km et un prix du diesel de 1,2 €/l (hors TVA).

83. En supposant un véhicule à prolongateur d'autonomie (comme le Kangoo ZE H₂ de Renault / Symbio) consommant 20 kWh/100km d'électricité (et en supposant un prix de l'électricité de 0.10 €/kWh, donc 2 €/100km), et 0.5 kgH₂/100km d'hydrogène. Le prix pour atteindre la parité avec le diesel est donc (7.4 - 2) / 0.5 = 10.7 €/kgH₂.

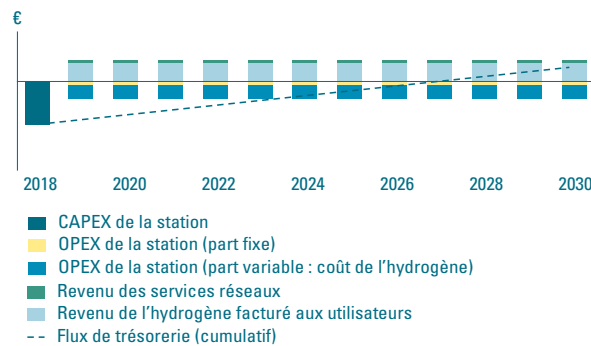
84. En supposant une consommation de 6.13 l/100km et un prix du diesel de 1,2 €/l (hors TVA).

85. En supposant un véhicule à prolongateur d'autonomie (comme le Kangoo ZE H₂ de Renault / Symbio) consommant 20 kWh/100km d'électricité (et en supposant un prix de l'électricité de 0.10 €/kWh, donc 2 €/100km), et 0.5 kgH₂/100km d'hydrogène. Le prix pour atteindre la parité avec le diesel est donc (7.4 - 2) / 0.5 = 10.7 €/kgH₂.

86. <http://www.natura-sciences.com/energie/hype-station-hydrogene-paris.htm>

87. <https://www.tenerrdis.fr/fr/projets/hyway/>. Lien pour le rapport de la phase 1 du projet : <https://www.tenerrdis.fr/uploads/2017/04/synthese-rapport-final-hyway.pdf>

88. On notera que des évolutions importantes des prix des autres carburants (diesel, etc.) pris comme point de comparaison impacteraient ces valeurs.



Flux de trésorerie : total des dépenses et revenus par année (éléments à considérer pour la construction du modèle économique).

Ordres de grandeur

On notera que si le secteur de la mobilité hydrogène a évolué très rapidement au cours des dernières années et est aujourd'hui en pleine expansion, il reste au début de sa courbe de déploiement et de commercialisation (après avoir « fait ses preuves » au travers de nombreux projets de démonstration). Par conséquent, on passe actuellement des premiers modèles de stations à des modèles plus standardisés (donc moins de coûts de développement), qui vont bénéficier d'économies d'échelle, et d'offres de plus en plus compétitives d'un point de vue économique. Pour cette raison, il est recommandé pour chaque projet de se renseigner sur les dernières évolutions des coûts, soit en demandant un état des lieux du marché auprès d'experts, soit en « testant » le marché via des discussions préliminaires avec des fournisseurs en faisant des demandes de pré-devis.

À ce jour, les ordres de grandeurs sont les suivants :

Coûts d'investissement :

- Ceux-ci dépendent fortement du dimensionnement (c'est-à-dire de la capacité, exprimée en quantité d'hydrogène que la station peut fournir par jour, et de sa capacité de stockage de réserve garantissant x jours de fonctionnement) :
 - Actuellement, pour des « petites » stations, aux capacités de 10 à 50 kgH₂/jour, les coûts d'investissement varient de 150 000 € à 600 000 €.
 - Pour des stations des capacités plus importantes (plus de 100 kgH₂/jour), le coût global de l'installation d'une pompe à hydrogène coûte entre 1 et 2,5 millions d'euros⁸⁹, avec un coût moyen de l'ordre de 1,5 million d'euros⁹⁰.
- Ces coûts concernent des stations avec hydrogène livré. Pour l'installation d'un électrolyseur dimensionné en fonction de la capacité de la station, on estime que le coût d'investissement supplémentaire est actuellement de l'ordre de 70 % à 90 %.
- Évolution des coûts – L'étude « *Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles* »⁹¹ (Analyse comparative des infrastructures : recharge des véhicules électriques à batterie et hydrogène) publiée en 2018 a évalué les coûts des stations hydrogène pour plusieurs scénarios de déploiement de la mobilité hydrogène à l'échelle nationale en Allemagne. Cette étude estime que :
 - Si 400 stations de capacité 212kgH₂/jour étaient déployées (dans un scénario avec un total de 0,1 million de véhicules hydrogène), le coût de chacune de ces stations serait de d'un million€ (700 000 € pour la station, et 300 000 pour le coût de l'installation) ;
 - Si 1000 stations de capacité 420kgH₂/jour étaient déployées (dans un scénario avec un total de

- 1 million de véhicules hydrogène), le coût de chacune de ces stations serait de 1,46 million € ;
- Si 7000 stations de capacité 1000kgH₂/jour étaient déployées (dans un scénario avec un total de 20 millions de véhicules hydrogène), le coût de chacune de ces stations serait de 2,24 millions € ;

Coûts opérationnels :

- Les coûts opérationnels fixes (opération et maintenance) sont généralement de l'ordre de 3 % à 5 % des coûts d'investissements. Par exemple, en appliquant une valeur de 4 % pour une station de capacité 100kgH₂/jour pour laquelle on suppose un coût initial de 1,5 million€, le coût opérationnel fixe est de l'ordre de 4 % de 1,5 million€, soit 60 000 € / an. On notera cependant que pour des stations de petites capacités, les coûts opérationnels fixes peuvent être plus élevés (relativement à la taille des stations), par exemple de l'ordre de 8 %.
- Coûts opérationnels variables :
 - Si l'hydrogène est livré à la station, le coût dépendra d'un certain nombre de paramètres, et notamment du fournisseur, de la situation géographique, de la proximité de sources de production d'hydrogène, des quantités livrées, de la durée du contrat et de ses modalités, etc.
 - Dans le cas d'hydrogène produit sur site, le coût de production sera directement lié au prix de l'électricité, ainsi qu'à d'autres paramètres, notamment le rendement de l'électrolyseur, son taux d'utilisation, le prix de l'eau, etc.
 - Dans les deux cas, une solution optimale sera recherchée de façon à se rapprocher à terme d'un coût qui permette un prix « à la pompe » attractif pour l'utilisateur final – typiquement au-dessous de 10€/kgH₂, en essayant de se rapprocher de 7-8 €/kgH₂ pour des véhicules légers, et 5-6 €/kgH₂ pour des véhicules plus lourds comme les bus.

La principale source de revenus sera liée à la vente de l'hydrogène et dépendra directement de la différence entre le coût de l'hydrogène (livré ou produit sur site) et le prix fixé pour l'hydrogène « à la pompe ». Par exemple, dans le cas d'un hydrogène livré à 7€/kgH₂, si le prix fixé pour l'hydrogène « à la pompe » est de 8€/kgH₂ alors un revenu de 1€/kgH₂ est dégagé.

Fiscalité de l'hydrogène

On notera qu'à ce jour l'hydrogène n'est pas considéré fiscalement comme un carburant. Il est donc seulement soumis à la TVA. La TICPE⁹² par exemple ne le concerne pas. La production d'hydrogène par électrolyse est exonérée de CSPE.

Impact du modèle économique sur le choix de dimensionnement des stations

Il ressort de l'analyse des modèles économiques pour des stations de capacités différentes :

- La difficulté pour mettre en place des modèles économiques rentables pour des stations de « petites » capacités, typiquement en-dessous de 80-100 kgH₂/jour ;
- Alors que la compétitivité économique pour des stations de plus grandes capacités (au-dessus de 100 kgH₂/jour) est possible grâce aux économies d'échelle, à condition d'assurer des taux d'utilisation élevés.

Par conséquent :

- « Petites » stations et premiers déploiements :
 - Le déploiement de petites stations peut être pertinent dans la perspective de premiers déploiements, pour tester et faire connaître la technologie, ou dans des cas particuliers comme par exemple les sites isolés.
 - Dans ce cas, le modèle économique nécessite généralement des investissements / subventions, pour les coûts d'investissement mais aussi opérationnels.
 - Ces premiers déploiements peuvent permettre de poser un premier jalon, avec un objectif de développements plus importants à terme.
 - Les petites stations participent à l'extension du maillage territorial pour rassurer les utilisateurs, et peuvent-être remplacées par des stations plus importantes au gré de la croissance du trafic et repositionnées ailleurs dans le territoire (elles sont faciles à déplacer).
- Déploiement de plus grandes dimensions, notamment à l'échelle des régions :
 - Les déploiements plus importants (nombre important de stations, capacités des stations élevées, nombreux véhicules, production centralisée d'hydrogène) correspondent à la tendance actuelle du marché et des projets en cours de développement.
 - Pour rappel : le projet Zero Emission Valley en région Auvergne-Rhône-Alpes verra le déploiement de 1000 véhicules, 20 stations de capacités importantes et 15 électrolyseurs.
 - Afin d'atteindre ces échelles critiques de

Tableau récapitulatif des coûts d'investissement et opérationnels fixes :

Coûts d'investissement (sans électrolyseur)	Coûts actuels	« Petite » station (10 à 50 kgH ₂ /jour)	<600 k€ par station
		Station de capacité plus importante (Entre 100 et 200 kgH ₂ /jour)	1-2,5 M€ par station
	Coûts de l'étude « Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles »	Cas 1 : 400 stations de 212kgH ₂ /jour	1 M€ par station
		Cas 2 : 1 000 stations de 420kgH ₂ /jour	1,46 M€ par station
		Cas 3 : 7000 stations de 1000kgH ₂ /jour	2,24 M€ par station
Coûts électrolyseur	70-90 % du coût d'investissement		
Coûts opérationnels	3-5 % du coût d'investissement/an		

89. <http://www.leparisien.fr/orly-94310/orly-la-deuxieme-station-a-hydrogene-de-la-region-est-pres-de-l-aeroport-06-12-2017-7436496.php>

90. <https://www.breezcar.com/actualites/article/versailles-station-distribution-hydrogene-air-liquide-0318>

91. <https://www.ieafuelcell.com/documents/Comparative%20Analysis%20of%20Infrastructures-Hydrogen%20Fueling%20and%20Electric%20Charging%20of%20Vehicles.pdf>

92. TICPE = taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques

déploiements qui permettent une viabilité économique des projets, de nombreuses régions (en France et en Europe) élaborent actuellement sur l'élaboration des projets adaptés aux spécificités de chaque région. Les collaborations entre acteurs d'une même région permettent de passer l'étape des « premiers déploiements ».

- Dans le cadre de ces projets de plus grandes dimensions, avec l'installation de plusieurs stations de recharge de capacités importantes dans un territoire, des petites stations peuvent être incluses afin d'affiner le maillage par des infrastructures de recharge.

Choix du modèle économique, besoins en capitaux et en trésorerie

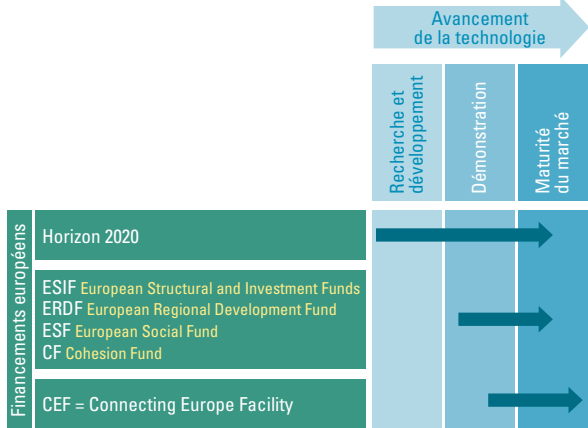
Généralement, une modélisation économique de l'écosystème entier du projet est réalisée par des spécialistes en partenariat avec les acteurs du projet, afin d'analyser les différentes options, déterminer les sources de création de valeur, les quantifier, et identifier les choix les plus pertinents.

Selon les cas, le besoin en capital peut être couvert par des entreprises privées, des entités publiques (collectivités, régions, etc.) et des organismes financeurs (Caisse des Dépôts, banques, etc.). Des sociétés de projets associant ces différents acteurs investisseurs sont de plus en plus considérées comme un véhicule efficace et souple.

L'IDENTIFICATION D'OPPORTUNITÉS DE FINANCEMENT

Afin de soutenir le développement de la mobilité hydrogène, un certain nombre d'entités, de l'échelle locale à l'échelle européenne, ont aidé au financement des projets en France et en Europe, au cours des dernières années et actuellement.

En termes de financements européens, on notera principalement les sources de financement suivantes⁹³, qui sont dédiés à des types de projets différents, en fonction de l'avancement / de la maturité des technologies considérées :



Horizon 2020 est un programme de recherche et d'innovation de 77 milliards d'euros de l'UE pour 2014-2020, dans les domaines des transports et de l'énergie. Les programmes compétitifs de l'UE sont des programmes financés directement par le budget de l'UE sous la forme de subventions selon les priorités définies par l'UE et visant à contribuer à la mise en œuvre des politiques de l'UE. Elles sont administrées par la Commission européenne et sont compétitives et transnationales. Ainsi, la participation de partenaires de plusieurs États membres est souvent nécessaire pour soumettre une proposition.

L'ensemble des « Calls for proposals » (appel à projets) Horizon 2020 est disponible depuis ce lien : https://ec.europa.eu/info/research-and-innovation/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls_en

Pour les appels à projets Horizon 2020 les niveaux de subventions (co-financements européens) s'établissent ainsi⁹⁴ :

- Actions de coordination et de soutien : 100 % ;
- Actions de recherche et d'innovation : 100 % ;
- Actions d'innovation : 70 % (sauf pour les entités juridiques à but non lucratif - 100 %).

Le FCH JU⁹⁵ (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking) est un partenariat public privé qui soutient les activités de recherche, développement technologique et démonstrations dans le secteur des technologies de l'hydrogène et des piles à combustibles en Europe.⁹⁶

Parmi les financements du FCH JU dont bénéficient des projets français on pourra citer les projets H₂ME 1 et 2 (Hydrogen Mobility Europe) qui sont actuellement les projets de démonstration de la mobilité hydrogène les plus importants au niveau européen en termes de nombre de véhicules et de nombre de stations de recharge, avec plus de 1400 véhicules légers à hydrogène et 49 stations de recharge hydrogène, dont 12 stations en France.

Une autre partie du programme Horizon 2020 est gérée par l'INEA (Innovation and Networks Executive Agency), qui a succédé à la TEN-T EA (Trans-European Transport Network Executive Agency), créée par la Commission européenne en 2006 pour gérer la mise en œuvre technique et financière de son programme TEN-T.

- Le CEF** est un instrument de financement clé de l'UE visant à promouvoir la croissance, l'emploi et la compétitivité grâce à des investissements ciblés dans les infrastructures au niveau européen :
- Son budget est de 21,94 milliards d'€ ;
 - Son champ d'action concerne : le transport, l'énergie, les télécommunications ;
 - Bénéficiaires : secteur public, organisations à but non lucratif, institutions académiques et centres de recherche.
 - Niveaux de co-financement :
 - Subventions pour études : 50 % des coûts éligibles ;
 - Subventions pour travaux ou démonstrations : 10 à 40 % des coûts éligibles.

Le CEF soutient le développement de réseaux transeuropéens hautement performants, durables et interconnectés, dans les domaines des transports, de l'énergie et des services numériques. Le CEF ouvre plusieurs « Call » (appels à projets) par an⁹⁷, à l'issue desquels les projets sélectionnés bénéficient d'une aide au financement. À titre d'exemple, l'appel à projets « Blending Call » 2018 a proposé 300 millions€ de subvention et 1 milliard€ de prêt pour aider au déploiement de technologies propres pour le transport.

On notera enfin **la BEI** (Banque Européenne d'Investissement)⁹⁸ qui peut aider au financement de projets y compris en compléments de financements par des institutions nationales comme la Caisse de Dépôts en France ; ainsi que les fonds structurels européens (ESIF = European Structural and Investment Funds), auprès desquels les projets peuvent bénéficier de subventions et / ou instruments financiers tels que des prêts⁹⁹, avec trois

- fonds structurels¹⁰⁰ :
- **Le FEDER** (fonds européen de développement régional), ou ERDF (European Regional Development Fund) en anglais ;
 - **Le FSE** (fonds social européen), ou ESF (European Social Fund) en anglais ;
 - Le fonds de cohésion, ou **CF** (Cohesion Fund) en anglais.

En particulier le FEDER (ou ERDF en anglais) finance les programmes **Interreg**. Interreg¹⁰¹ est l'un des principaux instruments de l'Union européenne (UE) soutenant la coopération transfrontalière grâce au financement de projets. Il vise à relever conjointement des défis communs et à trouver des solutions partagées dans des domaines tels que la santé, l'environnement, la recherche, l'éducation, les transports et les énergies renouvelables.

- Enfin, on notera le **programme LIFE**¹⁰², instrument financier de l'UE qui soutient des projets de protection de l'environnement et de la nature dans l'ensemble de l'Union, et qui a cofinancé environ 4 000 projets au total depuis 1992.
- Le champ d'action de LIFE concerne : l'environnement, la préservation de la nature ;
 - Son budget total est de 3,45 milliards d'euros ;
 - Son budget pour l'environnement est de 2,59 milliards d'euros ;
 - Son budget « actions climat » (climate actions) est de 864 millions d'euros ;
 - Bénéficiaires : secteur privé, secteur public, organisations à but non lucratif ;
 - Niveaux de co-financement : 50-75 %.

Pour plus de renseignement sur les programmes de financements et appels à projet européens : https://ec.europa.eu/info/research-and-innovation/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls_en

Les différentes sources de financement sont donc dédiées à des types de projets différents, en fonction de l'avancement / de la maturité des technologies considérées. À titre d'illustration on pourra citer :

- Ainsi le projet **Zero Emission Valley** a remporté 10 millions€ de financements européens, de l'appel à projet « Blending Call 2017 » du CEF (Connecting Europe Facility), avec l'objectif de rendre le modèle économique viable, c'est-à-dire de soutenir le développement du secteur, en fournissant l'apport nécessaire pour que le modèle économique fonctionne dans cette phase

93. [http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/8.fchju-id2017-funding-financing%20\(ID%202895797\).pdf](http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/8.fchju-id2017-funding-financing%20(ID%202895797).pdf)
 94. https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cy/Documents/finance/funding/CY_Finance_HORIZON2020_Noexp.pdf
 95. <https://www.fch.europa.eu/>
 96. La liste complète des projets soutenus par le FCH JU est disponible depuis : <http://www.fch.europa.eu/fchju-project>

97. <https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility>
 98. Pour plus de renseignements sur les financements par la BEI : http://www.eib.org/attachments/general/governance_of_the_eib_en.pdf
 99. [http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/8.fchju-id2017-funding-financing%20\(ID%202895797\).pdf](http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/8.fchju-id2017-funding-financing%20(ID%202895797).pdf)
 100. Pour plus d'informations : http://www.europarl.europa.eu/EPRS/Funding_Guide_EN.pdf
 101. <https://interreg.eu/about-interreg/>
 102. <http://ec.europa.eu/environment/life/about/index.htm>

de transition vers des modèles économiquement compétitifs.

- Le projet **REVIVE**¹⁰³ (Refuse Vehicle Innovation and Validation in Europe), qui a pour objectif de faire avancer le développement des bennes à ordures ménagères hydrogène, avec des déploiements dans 8 sites en Europe. Ce type de véhicule n'est pas encore prêt technologiquement pour être largement commercialisé, et ce projet de démonstration est financé par le FCH JU.

Sources de financement en France :

- Il existe des financements par les régions, au cas par cas.
À titre d'exemples, la Région Normandie contribue au financement du projet EAS-HyMob, la Région Auvergne-Rhône-Alpes contribue au financement du projet Zero Emission Valley, la Région Nouvelle-Aquitaine finance en partie le projet de bus hydrogène à haut niveau de service de la ville de Pau, etc.
- Financements au niveau national :
 - En accompagnant les 39 projets de l'Appel à projets « Territoires Hydrogène », l'ADEME participe au développement de l'hydrogène dans les secteurs du transport et du stockage de l'énergie.¹⁰⁴
 - Les financements à venir **dans le cadre du Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique**¹⁰⁵, annoncé par le gouvernement le 1^{er} juin 2018 :
Dans le cadre de ce plan, « Les projets seront sélectionnés sur la base d'un appel à projet lancé en 2018. Le gouvernement mobilisera 100 M€ à partir de l'année 2019. L'objectif du Ministre de la Transition écologique et solidaire est d'atteindre un financement régulier de 100 M€/an en faveur de l'hydrogène si les premiers déploiements sont concluants. »
 - Ces moyens seront mobilisés par l'ADEME, et permettront des déploiements selon trois axes :
 - AXE 1: Production d'hydrogène par électrolyse pour l'industrie, phase d'amorçage du plan français ;
 - AXE 2: Une valorisation par des usages de la mobilité en complémentarité des filières batterie ;
 - AXE 3: Un élément de stabilisation des réseaux énergétiques sur le moyen-long terme.

- Les TIGA (Territoires d'Innovation – Grande Ambition)**¹⁰⁶ :

Dans le cadre du **Programme d'Investissements d'Avenir (PIA)**, l'État a confié à la **Caisse des Dépôts** la gestion de l'action TIGA « Territoires d'Innovation – Grande Ambition » dotée d'une enveloppe de **450 M€ sur 10 ans**.

Dans ce cadre, le **Commissariat général à l'Investissement** et la **Caisse des Dépôts** ont lancé un appel à manifestation d'intérêt (AMI), afin d'identifier et sélectionner des projets originaux associant un haut niveau d'innovation et un écosystème territorial. En janvier 2018, la liste des 24 TIGA présélectionnés a été annoncée¹⁰⁷.

Ces projets bénéficient d'un accompagnement de six à douze mois et de subventions d'ingénierie – jusqu'à 400 000 € par projet.

En 2018, des appels à projets ouverts aux lauréats de l'AMI et à d'autres consortiums - associant collectivités territoriales ou établissements publics compétents, entreprises, acteurs de la recherche - feront émerger une dizaine de projets. Ces derniers seront soutenus à hauteur de 150 millions d'euros de subventions pour leurs dépenses d'innovation et de 300 millions d'euros d'investissement en fonds propres.¹⁰⁸

Assez fréquemment, les projets sont construits en utilisant plusieurs sources de financement. Ainsi le projet de bus hydrogène à haut niveau de service de la ville de Pau bénéficie de financements de la part :

- De la région Nouvelle-Aquitaine ;
- Du FEDER (fonds européen de développement régional) ;
- Du FCH 2 JU (Pau ayant pris part aux projets 3Emotion¹⁰⁹ et JIVE 2¹¹⁰ ;

L'ENTITÉ PORTEUSE DU PROJET

En préambule, il est important de noter qu'il n'est pas nécessaire de viser la création d'une structure juridique pour des déploiements de station. En effet, l'objectif étant de mettre en place à terme un marché économique, il convient en premier lieu de vérifier comment souhaitent se positionner les industriels sur le territoire.

Dans le cas d'une absence ou d'un déficit de positionnement de ces acteurs, la mise en place d'une station peut alors relever d'un objectif de démonstration et/ou d'initiation d'un réseau dans le cadre des missions de service public des syndicats.

D'expérience plus l'échelle de déploiement est importante plus les chances d'atteindre un équilibre financier le sont également. Il convient donc en général de définir une politique de déploiement territoriale la plus large possible en impliquant les acteurs concernés (Région, Départements, Communes, syndicats et industriels du territoire...).

Également, ne sera pas abordé ici le cas de l'installation et de l'exploitation d'une station de recharge créée pour satisfaire les besoins de la collectivité, pour sa propre flotte par exemple. Une telle situation n'entre pas dans le cadre du service public d'avitaillement en hydrogène et devra être régie par la passation d'un marché public.

De surcroît, comme le rappelle l'article L.2224-37 du CGCT, la commune, détentrice de la compétence, ou une intercommunalité par transfert de ladite compétence, ne pourra intervenir qu'en cas d'« offre inexistante, insuffisante ou inadéquate sur leur territoire », autrement dit, qu'en cas de carence de l'initiative privée, attestant ainsi que la création d'un tel service public doit d'abord être conditionnée par le constat préalable de l'inexistence d'une offre privée suffisante tant sur le plan qualitatif que quantitatif. Ces considérations juridiques doivent se conjuguer avec la prise en compte d'autres aspects liés à la présence d'une station hydrogène en milieu urbain, rejoignant ce que l'on peut rencontrer s'agissant d'autres installations relevant également du statut des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) soumises à déclaration.

La décision d'installer une station d'avitaillement en hydrogène dans le cadre d'un service public étant un choix politique, les exigences imposées à l'exploitant devront être préalablement et clairement définies dans le contrat établi avec la collectivité organisatrice du service public et ceci afin de s'assurer :

- d'une part, de la protection et de l'acceptation des riverains de la station ;
- d'autre part, de la rigueur dans les obligations qui

pèseront sur l'exploitant à travers un recensement des attentes des futurs usagers et indirectement des constructeurs de véhicules hydrogène dont on peut pressentir qu'ils seront soucieux de la qualité des infrastructures d'avitaillement dans la mesure où celles-ci conditionnent en partie les ventes de ce type de véhicule.

Le choix d'un montage juridique pour gérer la création et/ou l'exploitation de la station va dépendre de plusieurs critères : dimensionnement du projet, capacité de financement, portage du risque financier, expertise technique des acteurs (collectivités, prestataires privés), ressources localement disponibles...

En effet, selon le type de montage choisi, les enjeux pour la collectivité en charge du service public de création et d'exploitation d'une station hydrogène peuvent s'avérer différents.

En particulier il est important que la collectivité sache si elle souhaite ou non :

- gérer la station, totalement ou partiellement ;
- gérer elle-même l'approvisionnement en intrants (hydrogène, électricité) auprès des entreprises fournissant ces intrants, ou le déléguer à l'opérateur de la station ;
- générer des revenus, à quelle hauteur et pour quel objectif (garantie de prix de vente, rentabilité globale à terme, couverture uniquement des coûts opérationnels...).

La station est installée a priori pour des années. Il convient d'avoir en tête une vision à long terme et de considérer la sécurité comme une priorité à chaque étape.

Tous ces éléments conditionnent fortement le choix du montage juridique et de la solution technique. Par exemple, dans le cas d'un souhait de projet « clé en main », il est plus facile de s'orienter dès le départ vers une solution standard proposée par un prestataire (ou un groupement de prestataires) capable d'assurer l'ensemble des prestations : la fourniture de l'équipement, son installation et l'opération ensuite.

Il importe également de définir en amont clairement et en détail les responsabilités et limites de responsabilité entre les différentes parties prenantes, le cas échéant, avant le lancement de toute consultation.

Les éléments ci-dessous ne sauraient dresser un panorama exhaustif des possibilités offertes aux collectivités. Une analyse au cas par cas est un préalable nécessaire au lancement d'un projet.

103. <http://www.fch.europa.eu/news/launch-new-project-revive-clean-and-silent-waste-collection>

104. <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/recherche-innovation-bilan-pia-ademe-010224.pdf>

105. https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Plan_deploiement_hydrogene.pdf

106. <https://www.caissedesdepots.fr/territoires-dinnovation-grande-ambition> <https://www.caissedesdepotsdesterritoires.fr/cs/ContentServer?pagename=Territoires/Articles/Articles&cid=1250278959095>

107. https://www.gouvernement.fr/sites/default/files/contenu/piece-jointe/2018/01/cp_annonce_laureats_ami_-_tiga.pdf

108. <https://www.caissedesdepotsdesterritoires.fr/cs/ContentServer?pagename=Territoires/Articles/Articles&cid=1250278959095> <http://www.e-marchespublics.com/actualites-des-marches-publics/appele-a-projets-territoire-dinnovation-grande-ambition-la-caisse-des-depots-attend-des-ambitions-et-une-strategie-claire-125.html>

109. <https://www.3emotion.eu/>

110. <http://www.uitp.org/jive-2>

LA GESTION DIRECTE DU SERVICE PUBLIC EN RÉGIE

En application des articles L.2221-1 et L.2221-4 du CGCT, un service public industriel et commercial ne peut être géré en régie que par une régie autonome (gestion très directe du service, la régie ayant l'autonomie financière mais pas la personnalité juridique, les risques restent portés directement par la collectivité) ou une régie personnalisée (autonomie financière et personnalité juridique).

La régie doit se doter des moyens techniques et humains pour mener à bien ses missions et, conformément au principe d'équilibre budgétaire des SPIC, établir un budget annexe.

La régie peut recourir à un ou plusieurs marchés publics, afin de sous-traiter certaines activités du service, dans le respect des dispositions de l'ordonnance n°2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics et de son décret d'application du 25 mars 2016. Ces marchés ont pour objet l'exécution, la conception ou la réalisation d'ouvrages ou de travaux, l'achat de fournitures ou encore la réalisation de prestations de services.

Ainsi, la régie pourrait passer un ou des marchés publics portant sur la fourniture d'énergie, sur la conception et/ou sur la réalisation de la station, sur sa maintenance, sur l'assistance à maîtrise d'ouvrage, etc.

LA GESTION DÉLÉGUÉE DU SERVICE PUBLIC DANS LE CADRE D'UN CONTRAT DE CONCESSION

Dans le cadre d'un contrat de concession, la collectivité confie la gestion du service public à un tiers à qui elle transfère le risque d'exploitation en contrepartie du droit d'exploiter le service et qui se rémunère généralement directement auprès des usagers¹¹¹.

La collectivité peut soit déléguer uniquement l'exploitation du service public et passer un marché public pour la construction de la station (schéma d'affermage)¹¹², soit déléguer l'exploitation du service public et la construction de la station ou l'acquisition de celle-ci.

Pour attribuer le contrat de concession, la collectivité devra procéder à une publicité et une mise en concurrence, conformément aux dispositions de l'ordonnance n°2016-65 du 29 janvier 2016 et au décret n°2016-86 du 1^{er} février 2016, relatifs aux contrats de concession. À noter qu'en fonction de la valeur estimée hors taxe du contrat évaluée sur la totalité de sa durée, selon qu'elle est inférieure ou égale ou supérieure au seuil européen publié au Journal Officiel de la République française¹¹³, la collectivité respectera soit la procédure de passation allégée, soit la procédure de passation ordinaire.

La collectivité peut également, comme indiqué précédemment, décider de déléguer uniquement l'exploitation du service public et passer un ou plusieurs marchés publics pour la construction de la station (schéma de l'affermage).

LA CRÉATION D'UNE SOCIÉTÉ DÉDIÉE

• La Société d'Économie Mixte Locale (SEML)

Les collectivités territoriales et leurs groupements à l'échelle des départements et des agglomérations (pas au niveau régional) peuvent, dans le cadre de leurs compétences, créer des SEML en y associant une ou plusieurs personnes privées et, éventuellement, d'autres personnes publiques pour réaliser certaines opérations dans les domaines suivants : aménagement, construction, exploitation de services publics à caractère industriel ou commercial (SPIC), activités d'intérêt général.

La SEM peut donc se voir confier, par un marché public ou par un contrat de concession, la construction et/ou l'exploitation du service public lié aux stations d'avitaillement en GNV. Les SEM sont des sociétés anonymes de droit privé, régies par le code de commerce, dont le capital minimum est fixé 37 000 €.

Une SEM comprend a minima 2 actionnaires (contre 7 auparavant). La participation au capital des collectivités territoriales ou de leurs groupements doit être supérieure à 50 % du capital. La participation des actionnaires privés ne peut être inférieure à 15 % du capital social.

• La Société d'Économie Mixte à Opération unique (SEMOP)

L'objet de la SEMOP peut concerner la réalisation d'une opération déterminée consistant soit en la réalisation d'une opération de construction, soit en la gestion d'un service public, pouvant inclure la construction des ouvrages ou l'acquisition de biens nécessaires au service ou encore toute opération d'intérêt général relevant de la compétence de la collectivité.

⚠ L'objet de la SEMOP est unique. Par conséquent, une fois l'opération pour laquelle elle a été constituée est réalisée, la SEMOP est dissoute de plein droit.

Comme les SEM, la SEMOP est une société anonyme relevant du code de commerce et peut être constituée par deux actionnaires au moins. Toutefois, contrairement à la SEM, la participation d'une ou des collectivités au capital d'une SEMOP doit être comprise entre 34 % et 85 % du capital aux côtés d'un ou plusieurs opérateurs économiques détenant quant à eux entre 15 % et 66 % du capital.

À noter que, contrairement aux SEM, la sélection de l'actionnaire opérateur économique s'effectue en amont au terme d'une procédure de publicité et de mise en concurrence décrite notamment à l'article L.1541-2 du CGCT.

• Gestion par une société dédiée de droit privé à capitaux entièrement publics : la société publique locale (SPL)

Les SPL sont, comme les SEM (voir supra), des sociétés anonymes régies par le code de commerce. Leur création relève d'une délibération des collectivités ou de leurs groupements actionnaires.

Les SPL ont un capital exclusivement public détenu par au moins deux collectivités ou leurs groupements.

Les SPL sont compétentes pour réaliser des opérations d'aménagement, de construction ou pour exploiter des SPIC ainsi que toute autre activité d'intérêt général.

Les SPL ne peuvent intervenir que pour les actionnaires publics et sur leurs territoires, contrairement aux SEM.

Comparatif synthétique SEM/SEMOP/SPL

	SEM Arti. L.1521-1 et s. CGCT	SEMOP Art. L.1541-1 et s. CGCT	SPL Art. L.1531-1 et s. CGCT
Statut	Sociétés anonymes de droit privé régies par le code de commerce		
Capital social	Public > 50 % Privé ≥15 %	Entre 34 et 85 % public Entre 15 et 66 % privé	100 % public
Actionnariat	Min. 1 collectivité et 1 personne morale de droit privé	Min 1 collectivité et 1 personne morale de droit privé Le choix de l'actionnaire privé s'effectue en amont au terme d'une procédure de publicité et de mise en concurrence	Min. 2 collectivités
Objet	Aménagement, construction, exploitation de SPIC ou toute autre activité d'intérêt général	Objet unique : Soit la réalisation d'une opération de construction, soit la gestion d'un SPIC pouvant inclure la construction des ouvrages ou toute opération d'intérêt général. Une fois l'opération réalisée, la SEMOP est dissoute de plein droit	Aménagement, construction, exploitation de SPIC ou toute autre activité d'intérêt général. Intervient uniquement pour le compte de ses actionnaires publics et sur leurs territoires

• La Société par Actions Simplifiée (SAS)

Les SAS sont compétentes pour réaliser toute activités commerciale correspondant aux thématiques décrites dans leurs statuts. Ce sont des sociétés privées pouvant accueillir des investisseurs publics. Ce type de montage juridique est rendu possible depuis la loi NOTRe et est retenu dans le cas où l'entité publique n'a pas les compétences opérationnelles pour déployer la station et ne peut donc pas créer de SEM ou SEMOP. C'est ce qui a été retenu par exemple dans le projet Zero Emission Valley dont la Région Auvergne-Rhône-Alpe est partenaire.

Dans le cadre de leurs nouvelles compétences, et particulièrement dans le cadre de la mise en œuvre du schéma régional de développement économique, d'innovation et d'internationalisation dont elles sont responsables, les Régions peuvent prendre des parts au capital des sociétés commerciales sans autorisation donnée par décret du Premier ministre, pris en Conseil d'État¹¹⁴. Il ne s'agit pas contre pas d'un droit de création. La société doit préalablement exister et ensuite les partenaires publics peuvent prendre des parts pour la rejoindre.

Avec ce nouveau dispositif, les parts totales des investisseurs publics ne peuvent pas dépasser 50 %. La part d'un acteur public ne peut pas dépasser 33 %. Par ailleurs, la société visée doit exercer tout ou partie de son activité sur le territoire régional.

111. Définition à l'article 5 de l'ordonnance n°2016-65 du 29 janvier 2016
112. Le terme d'affermage n'est pas retenu au sein des nouvelles dispositions relatives aux contrats de concession mais le schéma juridique subsiste
113. 5 225 000 euros hors taxes à la date de publication du présent guide

114. décret n° 2016-807 du 16 juin 2016 relatif aux conditions de prises de participation au capital de sociétés commerciales par les régions, JO du 18 juin 2016.
Lien : <https://www.caissedesdepotsdesterritoires.fr/cs/ContentServer?pagename=Territoires/LOCActu/ArticleActualite&cid=1250271054718>

LA CONSULTATION DES ENTREPRISES

La consultation est une étape clé qui permet de définir le projet, diminuer les prix et qui permet aussi d'assurer par la suite une relation contractuelle efficace et équilibrée sur le long terme avec le(s) prestataires(s).

Notons que les prestations proposées par les fournisseurs seront d'autant plus intéressantes économiquement que les échelles de déploiement seront importantes : stations de capacités importantes, nombre de stations élevés. En effet, les « volumes » de commandes sont attendus par le secteur pour réaliser progressivement des économies d'échelle et donc réduire les coûts.

Le cahier des charges technique doit préciser les résultats attendus. La définition d'indicateurs de performance clé dès la consultation permet de créer un cadre d'évaluation qui servira à la fois pour les offres mais également ensuite lors de la prestation.

Les prestataires tendent à préférer un scénario habituel d'opération au pire scénario pour définir les objectifs opérationnels. L'acheteur, quant à lui, souhaite habituellement s'assurer d'une garantie de performances, même dans les cas extrêmes. Pour ces raisons, il est utile de fixer, dans le cahier des charges, des valeurs cibles moyennes et des maxima acceptables.

À noter que si les définitions sont trop strictes, les

prestataires disposant de solutions standards ou alternative pertinentes pourraient ne pas candidater.

Inclure une garantie pluriannuelle et des conditions de maintenance dès le départ dans la prestation permet d'optimiser les coûts sur les années d'opération.

Spécifier des clauses de pénalité permet de s'assurer de la bonne foi et de l'engagement du prestataire. Les pénalités peuvent s'appliquer par exemple en cas de non-respect du délai de livraison et de mise en service, de disponibilité de la station (ou de composants majeurs), de performances techniques en termes de remplissage, de délai d'intervention en cas de panne, de sécurité d'approvisionnement en hydrogène...

Il est plus utile pour les deux parties de fixer des plages de performance cible et non pas des valeurs exactes, ainsi que des solutions alternatives en cas d'incident.

Récapitulatif des étapes de la consultation :

- Choix du montage juridique ;
- Définition de la solution envisagée sur le plan technique et économique ;
- Rédaction du contrat ;
- Consultation des entreprises ;
- Réception, comparaison, évaluation des offres ;
- Négociation, le cas échéant ;
- Sélection du prestataire.

CONSTRUIRE UNE STATION HYDROGÈNE

Construire une station hydrogène requiert une bonne coordination entre les différentes parties prenantes que sont habituellement le maître d'ouvrage, le maître d'œuvre, le propriétaire du terrain, le (s) fournisseur (s) des équipements, le futur opérateur de station et les autorités administratives.

Certaines de ces parties peuvent être confondues. Il arrive fréquemment que le fournisseur d'équipement soit aussi le maître d'œuvre de l'installation voire l'opérateur.

Il est également important d'impliquer les autorités liées à la sécurité dès le début du projet (typiquement les services des SDIS), afin qu'ils anticipent le projet et la future station en termes d'intervention potentielle et de besoin de formation éventuel de leurs équipes locales.

RÈGLEMENTATION APPLICABLE

La réglementation applicable couvre trois thématiques :

- Le respect des règles locales de construction ;
- L'application des règles de sécurité liées à la présence d'hydrogène sur le site ;
- La certification de conformité des équipements de la station et du service rendu aux véhicules.

Règles locales de construction

L'installation d'une station nécessite un permis de construire et des aménagements de génie civil tels que :

- Une zone bitumée stabilisée ou des plots béton pour déployer la station ;
- Des accès par rapport à la voirie si le terrain n'est pas aménagé au préalable ;
- Éventuellement un grillage ou des murs lorsque la partie stockage nécessite d'être isolée du public ;

Tous ces éléments requièrent un permis de construire.

Le PLU peut également imposer des aménagements supplémentaires particuliers.

Règles de sécurité liées à l'hydrogène

Les stations de recharge en hydrogène font partie des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). À ce titre, elles sont concernées par plusieurs rubriques spécifiques :

- Rubrique 4 715 pour le stockage ;
- Rubrique 3 420 pour la production.
- Une nouvelle rubrique spécifique aux stations de distribution d'hydrogène gazeux, la 1416, est en cours de préparation et devrait être publiée dans le courant de l'automne 2018.

Cette réglementation impose :

- Des distances de sécurité entre la station et les limites de propriété variables en fonction de la quantité stockée et/ou des débits de fuite maximum. Ces distances peuvent être réduites si une paroi répondant à des contraintes spécifiques est installée ;
- Des distances de sécurité entre la station et les autres énergie stockées ou distribuées sur site (ex. essence ou électricité) ;
- selon la quantité stockée, la réalisation d'une déclaration ou l'obtention d'une autorisation auprès de la DREAL : en l'état actuel de la réglementation, le stockage de plus d'une tonne d'hydrogène requiert une autorisation ;
- La mise en place d'éléments de sécurité tels que :
 - des détecteurs à hydrogène et incendie dans les locaux fermés ;
 - un évent (canal d'aération) de dégazage ;
 - au moins un accès pour permettre à tout moment l'intervention des services d'incendie et de secours.

Il convient pour chaque projet de se rapprocher de la DREAL locale pour une première présentation générale expliquant le projet d'implantation, avec un plan de masse ; le mode d'approvisionnement de la station et l'éventuelle capacité de production sur site par électrolyse, en précisant les quantités d'eau qui seront consommées ; les quantités stockées sur place ; les types d'usages concernés par le site de distribution ; les perspectives éventuelles de développement du site. En fonction de cette présentation, la DREAL indiquera si une procédure ICPE de simple déclaration ou d'autorisation devra être engagée. Il faut avoir à l'esprit que outre la réglementation spécifique en vigueur pour les installations hydrogène, la DREAL prendra en compte les facteurs locaux spécifiques, notamment du point de vue de l'impact environnemental, et des diverses installations et activités existant déjà dans le périmètre de proximité.

Le site doit comporter un certain nombre d'éléments de sécurité (signalétique, gestion éventuelle des accès, caméras) et de communication (alarmes, indicateur de fonctionnement ou d'arrêt d'urgence...).

Des moyens de surveillance des alarmes et une maintenance doivent être mis en place.

Cette liste ne contient que les principales recommandations et il est obligatoire pour l'installateur et l'exploitant de se référer aux décrets en vigueur disponibles sur le site de la DREAL.

Enfin un plan de prévention des risques (PPR) peut conduire à appliquer d'autres règles (urbanisme, environnement).

Certification de conformité des équipements

Les fabricants d'équipements doivent démontrer qu'ils disposent du marquage CE conformément à :

- La Directive européenne DESP 2014/68/UE concernant les équipements sous pression (DESP), pour les équipements fixes.
- La Directive européenne 2010/35/EU relative au transport de matière dangereuses et équipements sous pression, pour les équipements mobiles.
- La Directive machine 2006/42/CE.

Les fabricants d'équipements doivent également donner la définition du zonage ATEX (Atmosphère Explosive) de la station qui va permettre de construire le document relatif à la prévention contre les explosions (DRCPE), document à faire certifier par un bureau de contrôle.

Selon le type de véhicules ravitaillés, les équipements doivent respecter les normes de remplissage SAEJ suivantes :

- 2601 pour les véhicules légers. Cette norme distingue les remplissages 350 bar et 700 bar ;
- 2601/T40 classiquement pour les véhicules 700 bar : cela inclut un refroidissement de l'hydrogène à -20°C pour accélérer le temps de remplissage ;
- 2601-2 pour le remplissage des véhicules lourds à 350 bar avec un débit plus important que pour les véhicules légers.

RÉALISATION, INSTALLATION ET EXPLOITATION

Étude d'implantation détaillée

L'étude d'implantation détaillée peut être réalisée en amont de la consultation, potentiellement avec l'aide de bureaux d'études spécialisés, ou en aval en partenariat avec le fournisseur de la station.

L'étude vise à définir les éléments suivants :

- Empreinte au sol de la future station et des interactions avec l'environnement (distance aux limites de propriété, interactions avec les autres activités sur le site, interactions potentielles avec le passage de véhicules et de piétons...);
- Empreinte au sol éventuelle pour de futurs équipements (ex. ajout d'un électrolyseur pour une production d'hydrogène sur site, augmentation de taille de la station pour répondre à la croissance de la demande, mise en place de recharge d'autres énergies sur le site...);
- Emplacement final sur la parcelle en fonction des contraintes d'accès, de voisinage, de sécurité et réglementaires (voir paragraphe ICPE);
- Accès des fournisseurs (H₂ livré), des clients, et zones de manœuvre. À noter que le PLU local peut imposer des circulations particulières de la logistique hydrogène;
- Procédure d'intervention des services de sécurité (SDIS) en cas de besoin;
- Besoin en génie civil :
 - Pour les accès et les manœuvres sur site
 - Pour la station :
 - Dalle de béton si éléments séparés, ou simples plots dans le cas de stations containerisées;
 - Plots de sécurité anti collision avec les véhicules;
 - Murs éventuels;
 - Grillage éventuel;
 - Auvent.
- Besoins en électricité (par exemple haute tension si électrolyse sur site ou tension normale si juste pour éclairage et alimentation des automates), évaluation du besoin éventuel d'un poste électrique dédié;
- Cartographie: zone d'installation, localisation des équipements et caractéristiques des raccordements, réseau incendie, équipements annexes (déminaliseur, poste transformateur/redresseur), zonage ATEX.

Réalisation et installation

Cette phase comprend la construction sur site, l'installation et la mise en service de la station. Si l'acheteur n'a pas de compétences techniques idoines ou s'il souhaite déléguer le suivi de la réalisation de la station, il peut être pertinent de choisir un assistant à maîtrise d'ouvrage (AMO). L'AMO a pour mission d'aider le maître d'ouvrage à définir, piloter et exploiter le projet. Il a un rôle de conseil et/ou d'assistance, et de proposition, le décideur restant le maître d'ouvrage.

- Les grandes étapes de la réalisation comprennent:
- Les travaux de génie civil;
- Les travaux de raccordements et la mise en place des contrats d'approvisionnement dédiés;
- La livraison de la station déjà montée (pour les plus petites) ou son montage sur site;

- La mise en place des équipements de sécurité et la signalétique;
- La mise en service de la station (réalisée par le fournisseur);
- La visite finale du site avec les services de sécurité (SDIS);
- La réception de la station avec un remplissage témoin de véhicule.

Le fournisseur de la station doit autant que faire se peut réaliser le maximum de tests de validation hors site, c'est-à-dire avant expédition et installation ¹¹⁵.

De la même façon que pour les rôles et responsabilités doivent être clairement définis pour la phase de réalisation entre les différentes prestataires (génie civil, station, raccordements...). Le maître d'ouvrage doit nommer un responsable de projet en charge de coordonner l'ensemble des parties et des sujets.

Les restrictions éventuelles d'accès ou de jours ouvrables doivent être prises en compte dans le calcul du délai de réalisation.

Le fournisseur de la station doit suivre attentivement l'avancée des travaux afin de vérifier que le génie civil, les raccordements et les intrants correspondent bien aux besoins de ses équipements.

La réalisation du site et l'installation de la station doivent être planifiés au maximum en parallèle afin d'éviter des délais très importants entre les tâches.

Si les travaux empêchent le bon déroulement d'une activité économique préexistante sur le site, il peut être utile de prévoir des compensations financières pour éviter un conflit risquant d'entraîner des retards.

Exploitation et maintenance

Durant la première phase d'exploitation d'une station et au démarrage de l'activité hydrogène pour les transports en général, il est attendu moins de remplissages de véhicules qu'en régime établi. Pour autant, il est très important dans cette phase d'assurer un fort de taux de disponibilité de la station afin de rassurer et d'encourager les premiers clients.

D'expérience, des stations qui sont peu souvent utilisées présentent un risque de panne plus important. Disposer d'un outil d'information de l'état de disponibilité de la station est un plus qui permet d'éviter aux premiers utilisateurs de se déplacer pour rien et de découvrir que

la station n'est pas en état de les accueillir. Certains outils peuvent même indiquer la station la plus proche à utiliser en alternative. Plusieurs fournisseurs disposent déjà ou préparent des solutions de ce type.

Dans un but d'efficacité, il est important de vérifier que l'opérateur dispose bien de moyens humains à proximité du site, aptes à intervenir dans les délais contractualisés. De même il est important qu'il dispose de pièces de rechange critiques en stock, soit sur site soit à proximité.

De nos jours, de nombreux incidents sur les stations peuvent être identifiés et résolus à distance (sans besoin de déplacement sur site). Cela nécessite une connexion de la station au réseau internet.

Dans le cas où la station est opérée de façon automatique (sans personnel sur site), il est rassurant pour les utilisateurs de disposer d'un système d'alerte ou d'assistance (par exemple un bouton d'appel ou un numéro d'urgence 24/24).

Calendrier indicatif de la préparation à la mise en service

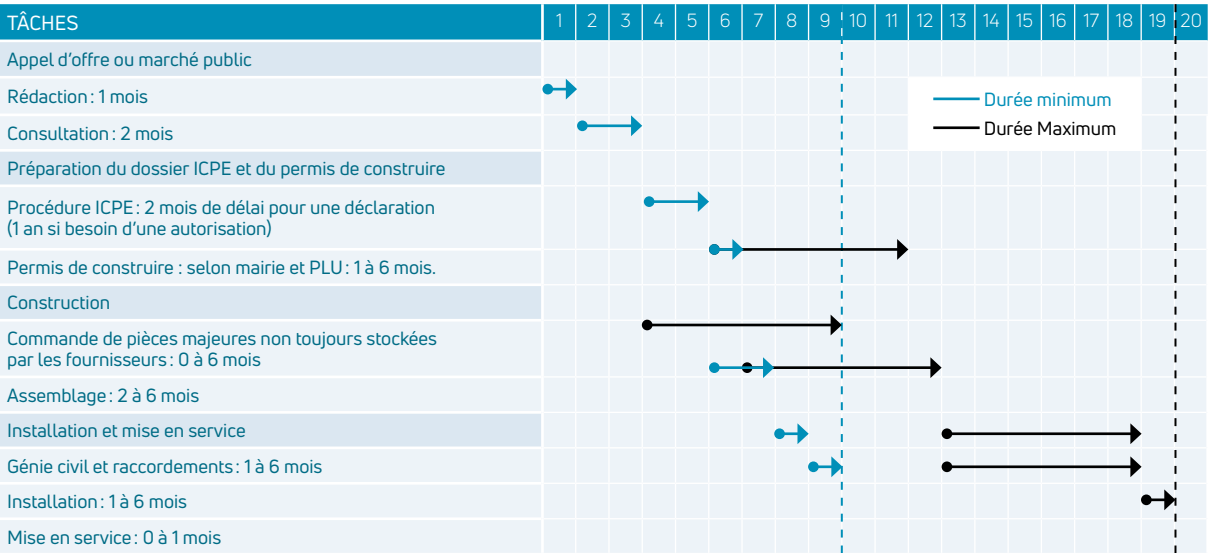
- Lancement d'un marché public ou d'une délégation de service public
 - Rédaction : 1 mois
 - Consultation : 2 mois
- Préparation dossier ICPE et du permis de construire
 - Déclaration ICPE : 2 mois
 - Autorisation ICPE : 1 an
 - Permis de construire : selon mairie et PLU : 1 à 6 mois

Enfin, un soin particulier doit être apporté aux questions non techniques comme le maintien du site en état de rangement et de propreté.

Dans la phase d'exploitation et de maintenance, le concédant et l'opérateur vont créer une relation commerciale visant à assurer l'intérêt des clients. Ils passent en général un contrat décrivant les périmètres d'activités et les responsabilités de chacun. On y trouve habituellement:

- La nature des interventions et la description du personnel autorisé à opérer pour:
 - La maintenance préventive avec le calendrier prévisionnel d'intervention
 - La maintenance curative avec les délais maximum d'intervention
- Le mode de rémunération (fixe et/ou variable) et la nature des revenus, notamment si les revenus de la vente d'hydrogène sont collectés par le prestataire pour le compte de l'acheteur et les indices de réévaluation des prix (indices travail, énergie...).

- Construction
 - Commande de pièces majeures non toujours stockées par les fournisseurs : 0 à 6 mois
 - Assemblage : 2 à 6 mois
- Installation et mise en service
 - Génie civil et raccordements : 1 à 6 mois
 - Installation : 1 à 6 mois
 - Mise en service : 0 à 1 mois



115. Référence : « Installing accessible hydrogen refuelling stations » Element Energy - July 2015



QUESTIONS FRÉQUEMENT POSÉES

Combien de temps pour installer une station ?

Selon la taille de la station et sa disponibilité chez le fournisseur, le délai d'installation peut varier de quelques mois pour une petite station en container à plus d'un an pour une grosse station nécessitant des travaux de génie civil d'aménagement.

Quel est le prix moyen d'une station ?

Cela dépend de sa capacité de distribution journalière d'hydrogène. Quelques centaines de milliers d'euros pour des stations de 10 à 40 kg/jour. De 1 à 3 millions d'euros pour une station de 100 à 200 kg/jour.

Toutes les stations actuelles bénéficient-elles de subventions ? À quel niveau ?

Les stations actuelles ne disposent pas automatiquement de subventions. Les projets européens ou les appels à projet de l'ADEME permettent d'obtenir potentiellement des subventions. Elles sont habituellement de l'ordre de quelques dizaines de pourcents des investissements. Il est pour cela important de s'informer des programmes existants et de ne pas hésiter à s'adjoindre l'appui de consultants spécialisés.

Toutes les AODE ont-elles intérêt à installer des stations H2 ou certains plus que d'autres ?

Toutes les AODE volontaires peuvent installer une station. Celles qui anticipent leur projet sur le long terme et qui prennent le temps de chercher le bon niveau d'information et d'assistance augmentent les chances de succès de leur projet.

Comment évaluer l'intérêt d'installer une station ?

Les critères clés d'intérêt sont :

- la perspective d'approvisionnement d'une flotte véhicules consommant suffisamment pour charger la station ;
- la possibilité de mettre en place une logistique hydrogène bas carbone et/ou à prix abordable ;
- un modèle économique rentable ;
- une synergie d'usage à plus grande échelle sur le territoire local grâce à un schéma conjoint de déploiement.

Le profil énergétique des territoires influence-t-il la pertinence d'installer ou pas une station ?

La disponibilité de sources d'énergies locales renouvelables, intermittentes ou inutilisées est un atout pour mettre en place une production locale d'hydrogène qui sera valorisée à la station. Il est possible cependant également de se faire livrer de l'hydrogène vert ou bas carbone.

Quels sont les acteurs impliqués dans l'installation d'une station ?

Habituellement les acteurs directement impliqués sont les AODE, les collectivités territoriales, la DREAL, les SDIS, les industriels fournisseurs et opérateurs de la station et les propriétaires de terrains. Dans de nombreux cas, il est recommandé de faire appel à des consultants techniques et/ou assistance à maîtrise d'ouvrage pour l'accompagnement de ces projets.

Quel type de stations privilégier ?

La station doit être adaptée à la taille de la flotte envisagée et aux véhicules spécifiques. Pour quelques véhicules une station de quelques dizaines de kilos par jour suffit alors que pour une flotte de centaines d'utilitaires, une station de 200 kg/jour devient nécessaire. De plus, les véhicules lourds (camions, bennes à ordures...) nécessitent des pressions de remplissage et des bornes de distribution spécifiques. On notera cependant que la rentabilité économique des stations est fortement liée à leur dimensionnement, et les analyses économiques montrent que seuls les déploiements de stations de capacités importantes peuvent être économiquement rentables.

Comment déterminer l'emplacement d'une station ?

Le site idéal doit être :

- dans une zone passante pour les utilisateurs visés. Par exemple sur un axe quotidien, dans une zone industrielle, à un carrefour ;
- facile d'accès, sur un terrain bénéficiant d'accès à la voirie et permettant les manœuvres des usagers et des véhicules de logistique hydrogène ;
- suffisamment spacieux pour permettre le déploiement des équipements et le respect des distances de sécurité de la réglementation en vigueur.



CAUTION
HOT SURFACES
0000

9
010

Ce guide a été réalisé par l'AFHYPAC, Mobilité Hydrogène France et la FNCCR
Territoire d'Énergie avec le concours de Com'Publics, Element Energy, Mister Hy
et Seiya Consulting. Nous remercions particulièrement pour leur implication :

- AFHYPAC – Mobilité Hydrogène France : Philippe Boucly, Président ; Fabio Ferrari, premier Vice-Président, coordinateur de Mobilité Hydrogène France ; Valérie Bouillon-Delporte, Vice-présidente ; Christelle Werquin, Déléguée générale ; Stéphanie Paysant, Responsable Administration, Communication, Évènementiel ; Thomas Gauby, Chargé de mission
- FNCCR Territoire d'Énergie : Xavier Pintat, Président ; Jean Facon, Directeur adjoint ; Charles-Antoine Gautier, Chef du département Energie ; Jean-Marc Proust, Chef du service Communication ; Manon Leyendecker, juriste.
- Com'Publics : Guillaume Métivier, Délégué collectivités Pôle mobilité-énergies
- Element Energy : Alex Stewart, Directeur ; Elise Ravoire, Senior Consultant
- Seiya Consulting : Bertrand Chauvet, Président ; Claudine Sauval, Directrice générale
- Mister Hy : Jean-Baptiste Mossa, PDG
- Maquette / Direction artistique : Emmanuel Perrin-Houdon

Nous tenions à remercier également chacun des membres du comité de pilotage, ainsi que ceux qui ont apporté leur contribution :

- AFHYPAC – Mobilité Hydrogène France :
 - Air Liquide : Régis Saadi, Directeur des Affaires Publiques Air Liquide France Industrie ; Patrick Dilly, Directeur Développement Mobilité H2 France
 - ENGIE / GNVERT : Anne-Cécile Bonneville, Directrice des opérations
 - ITM Power : Lucas Bertrand, Business Development Director France Benelux
 - Keolis : Jean-Marc Ducros, Directeur énergies Alternatives
 - Mc Phy : Pierre Lombard, Directeur Commercial France, Belgium, Swiss, Luxembourg
 - Symbio : Fabiola Flex, Directrice des affaires publiques
 - Toyota : Stéphanie Thumerelle, Responsable Communication Corporate & relations extérieures
- FNCCR – Territoire d'énergie
 - SDEC 14 : Jacques Lelandais, Président ; Bruno Delique, Directeur ; Philippe Landrein, Responsable mobilité durable
 - SDEF 29 - Territoire d'énergie Finistère : Antoine Corolleur, Président ; Jacques Montfort, Directeur
 - SIEIL 37 - Territoire d'énergie Indre et Loire : Jean-Luc Dupont, Président ; Sophie Nicolas, Directrice générale ; Pascal Balp, Directeur des services techniques
 - SDEM 56 - Énergie Morbihan : Jo Brohan, Président ; Marc Aubry, Directeur ; Edouard Cereuil, Responsable EnR – MDE – IRVE
 - SDEY 89 : Jean-Noël Loury, Président ; Eric Genty, Directeur ; Edouard Burrier, Directeur des services techniques
 - SDCEA 09 : René Massat, Président ; Gilles Goncalves, Directeur
 - SMEG 30 : Alain Canayer, Président
 - SMED 13 : François Capon, Directeur
 - Territoire d'Énergie 28 : Jacques Leguyec, Directeur
 - SIGEIF : Christophe Tampon Lajariette, Directeur
 - SIPPEREC : Jacques JP Martin, Président



Association française
pour l'hydrogène et
les piles à combustible



**Association Française pour l'Hydrogène
et les Piles à Combustible (AFHYPAC)**

Mobilité Hydrogène France

28 rue Saint Dominique

75007 Paris

Tél: 01 44 11 10 04

info@afhypac.org

www.afhypac.org



**Fédération nationale des collectivités
concédantes et régies (FNCCR)**

Territoires d'énergie

20 boulevard de la Tour-Maubourg

75007 Paris

Tél: 01 40 62 16 40

fnccr@fnccr.asso.fr

www.territoire-energie.com

Directeur de rédaction :

Guillaume Métivier, Com'Publics

10 rue de Sèze, 75009 Paris, 09 50 13 07 80

guillaume.metivier@compublics.com

Conception graphique :

Emmanuel Perrin-Houdon, manu@lespouletsbicyclettes.org

Imprimé par PRN

Photos: Droits réservés

2018

Association Française pour l'Hydrogène
et les Piles à Combustible (AFHYPAC)
Mobilité Hydrogène France

www.afhypac.org

Fédération nationale des collectivités
concédañtes et régies (FNCCR)
Territoires d'énergie

www.territoire-energie.com