

DÉPLOYER DES STATIONS HYDROGÈNE DANS VOTRE TERRITOIRE



Guide pratique à destination des collectivités et des porteurs de projets privés

Juin 2024



Xavier PINTAT
Président de la
FNCCR



Philippe BOUCLY
Président de
France Hydrogène



Décarboner son territoire. La FNCCR et France Hydrogène publient ensemble ce guide pratique pour accompagner les collectivités dans la mise en œuvre de leur projet de mobilité et de station hydrogène.

Cette deuxième publication de nos deux associations à destination des acteurs publics territoriaux, s'inscrit dans un contexte de soutien confirmé de l'Etat à la mobilité hydrogène, à la veille d'une nouvelle étape de la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné.

Au cours des dix dernières années, de multiples étapes ont été franchies dans les territoires. Les initiatives en faveur de l'installation et l'exploitation de stations de carburants alternatifs ont été confortées par le législateur en 2018.

Depuis l'inauguration de la première station de distribution d'hydrogène à Saint-Lô par le Conseil départemental de la Manche, des stations ont vu le jour dans toutes les régions, souvent avec l'aide de programmes structurants tels qu'EAS-HyMob en Normandie, Zero Emission Valley en Auvergne-Rhône-Alpes ou Corridor H2 en Occitanie. Les Syndicats départementaux-Territoires d'énergie comme le SyDEV en Vendée, le SIEGE 27 dans l'Eure, Morbihan énergies ou le SIEIL 37 en l'Indre-et-Loire par exemple, de même que certaines métropoles et communautés d'agglomération, ont largement contribué à ce déploiement. La création de stations de distribution s'est en outre accompagnée du lancement des premières flottes publiques de véhicules à hydrogène (bus et camions bennes à ordures), comme à Pau, Versailles, Auxerre, Le Mans, Rouen, Vannes, Toulouse ou encore Belfort.

Ce développement se poursuit aujourd'hui avec l'inauguration du plus grand projet d'écosystème hydrogène urbain de France à date, celui de Dijon Métropole qui accueille la 11ème édition des Journées Hydrogène dans les Territoires. La Région Bourgogne-Franche-Comté est ainsi en pointe pour déployer de l'hydrogène qui sera également à l'honneur dans le cadre du Congrès de la FNCCR, consacré cette année à la territorialisation de la transition écologique, organisé à Besançon, du 26 au 28 juin prochains. La Stratégie nationale Hydrogène de 2020 et le budget associé a donné une nouvelle impulsion au développement de la filière hydrogène. Parallèlement cette dynamique a également été soutenue avec l'adoption par tous les Conseils régionaux de stratégies ou de feuilles de route hydrogène régionales.

Le déploiement s'est accéléré depuis 2020, et les inaugurations de sites de production et de distribution d'hydrogène et de flottes de véhicules hydrogène continuent de se multiplier. La filière industrielle de l'hydrogène s'est également fortement développée et structurée, avec aujourd'hui plus de 1200 entreprises qui couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur. Plus que jamais, acteurs publics et privés travaillent ensemble pour déployer la mobilité hydrogène. Cependant, s'il y a un très grand nombre de projets de production et d'utilisation d'hydrogène envisagés, alors que l'urgence climatique est de plus en plus criante, nous n'allons pas encore assez vite dans la concrétisation de ces projets.

Dans cette dynamique nationale, avec le présent guide France Hydrogène et la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) poursuivent leur accompagnement des acteurs publics locaux.

TABLE DES MATIÈRES

Edito	3
Remerciements	7
Introduction : objectifs, périmètre et publics de ce guide	9

1. Pourquoi déployer des stations hydrogène ? 11

1.1 Décarboner les mobilités lourdes et intensives 11

1.1.1 Principes et atouts de la mobilité hydrogène	12
1.1.1.1 Atouts de la mobilité hydrogène pour la mobilité lourde et intensive	12
1.1.1.2 Le système de propulsion du véhicule électrique à pile à combustible à hydrogène	13
1.1.1.3 Véhicules à moteur thermique à hydrogène	13
1.1.1.4 Production d'hydrogène renouvelable et bas carbone	13
1.1.1.5 Transport et distribution d'hydrogène	14
1.1.1.6 Une logique d'écosystème territorial combinant différents usages de l'hydrogène	14
1.1.2 La mobilité hydrogène encouragée par la réglementation et les politiques publiques	16
1.1.2.1 L'obligation de verdissement des flottes de véhicules	16
1.1.2.2 Stratégie française énergie climat (SFEC) et programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)	17
1.1.2.3 Stratégies hydrogène européenne, nationale, et régionales	18
1.1.2.4 Un cadre réglementaire européen favorable	21
1.1.3 Dispositifs de soutien de la mobilité hydrogène	22
1.1.3.1 Taxe incitative à l'utilisation d'énergies renouvelables dans les transports (TIRUERT)	22
1.1.3.2 Aides à l'achat et à la location de véhicules hydrogène	22
1.1.3.3 Aides au déploiement de stations de distribution d'hydrogène	24
1.1.3.4 Dispositifs de financement d'écosystèmes et de vallées hydrogène	25

1.2 Assurer le maillage du territoire en stations hydrogène 27

1.2.1 Etat du déploiement de stations de distribution d'hydrogène	27
1.2.2 Projections du déploiement nécessaire en 2030	27

1.3 Filière hydrogène: état des lieux et perspectives 28

1.3.1 L'offre de véhicules	28
1.3.1.1 Bus	28
1.3.1.2 Rétrofit	29
1.3.1.3 Autocars	29
1.3.1.4 Camions bennes à ordures ménagères (BOM)	30
1.3.1.5 Camions de transport de marchandise	30
1.3.1.6 Véhicules utilitaires légers	31
1.3.1.7 Véhicules particuliers (VP)	31
1.3.1.8 L'offre aux catalogues des centrales d'achats	32
1.3.2 L'offre de stations de distribution	32
1.3.3 La filière industrielle française de l'hydrogène	33
1.3.3.1 France Hydrogène, l'animateur de la filière	33
1.3.3.2 Une filière structurée et dynamique	33
1.3.3.3 Les principaux acteurs publics et parapublics de la filière	34



TABLE DES MATIÈRES

1.3.4 Etat du déploiement des véhicules et de la production d'hydrogène	34
1.3.4.1 Projets de production d'hydrogène	34
1.3.4.2 Cartes des déploiements de véhicules hydrogène	35
1.3.4.3 Projets d'infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène	37

2 Comment déployer une station hydrogène étape par étape ? 39

2.1 Etude de faisabilité, avant-projet sommaire 41

2.1.1 Etape 1 : Définir le besoin du territoire et le dimensionnement de la station	41
2.1.1.1 Définir et sécuriser les usages sur son territoire	41
2.1.1.2 Définir l'accessibilité de la station : station publique ou privative	44
2.1.1.3 Bien dimensionner sa station, définir la capacité de stockage et de distribution de la station	45
2.1.1.4 Prévoir et planifier l'évolution de la capacité de la station pour l'adapter à la croissance progressive de la demande	46
2.1.1.5 Station mobile pour l'amorçage et la gestion d'usages saisonniers	46
2.1.2 Etape 2 : Bien choisir l'emplacement et le mode d'approvisionnement de la station	47
2.1.2.1 Bien choisir l'emplacement	47
2.1.2.2 Définir le mode d'approvisionnement en hydrogène	48
2.1.3 Etape 3 : Analyse économique et budgétaire	51
2.1.3.1 Élaboration du modèle économique	51
2.1.3.2 Identification d'opportunités de financement	53
2.1.4 Etape 4 : Montage juridique et gouvernance du projet	54
2.1.4.1 Gestion directe du service public en régie	55
2.1.4.2 La gestion déléguée du service public dans le cadre d'un contrat de concession	55
2.1.4.3 La création d'une société dédiée	56
2.1.5 Etape 5 : Définir le calendrier du projet de déploiement	59

2.2 Avant-projet définitif 60

2.2.1 Etape 6 : Définir les caractéristiques techniques de la station	60
2.2.1.1 Choisir la pression de distribution : 350 et/ou 700 bars ?	60
2.2.1.2 Compression, refroidissement et distribution	60
2.2.1.3 Métrologie	61
2.2.1.4 Taux de disponibilité et redondance des équipements	61
2.2.1.5 Interopérabilité des stations	61
2.2.2 Etape 7 : Définir et sélectionner les prestataires du projet	62
2.2.2.1 La consultation	62
2.2.2.2 Sélection des fournisseurs d'équipements et de services	64
2.2.2.3 Sélection du fournisseur d'hydrogène et/ou d'électricité	65
2.2.3 Etape 8 : Demander les autorisations nécessaires	65
2.2.3.1 Permis de construire et règles locales d'urbanisme	65
2.2.3.2 Demande de raccordement électrique et télécom	65
2.2.3.3 Règles de sécurité liées à l'hydrogène et prescriptions au titre de la réglementation des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE)	66
2.2.3.4 Directives relatives aux atmosphères explosives (ATEX)	67

TABLE DES MATIÈRES

2.3 Concrétisation du projet : construction, exploitation et maintenance	68
2.3.1 Etape 9 : Construire la station et certifier les équipements	68
2.3.1.1 Réalisation des travaux	68
2.3.1.2 Certification de conformité des équipements	70
2.3.2 Etape 10 : Planifier l'exploitation et la maintenance de la station	70
2.3.2.1 Obligations réglementaires	70
2.3.2.2 Choisir le prestataire en charge de l'exploitation	71
2.3.2.3 Exploitation: la gestion quotidienne d'une station	71
2.3.2.4 Favoriser la bonne information des utilisateurs de la station	71
2.3.2.5 Contrat de maintenance	72
2.3.2.6 Maintenance préventive	72
2.3.2.7 Maintenance curative	72
2.3.2.8 Formation	72
Bibliographie.....	74



REMERCIEMENTS

La FNCCR et France Hydrogène remercient vivement les membres du Comité de pilotage et de relecture du guide : Catherine Azzopardi d'HRS, Edouard Cereuil de Morbihan Energies, François Challet du SYDEV, Cécile Coisplet et Laurence Minne de la Région Auvergne-Rhône-Alpes, Benjamin Fèvre d'AD'OCC, Cécilia Fry d'Ataway, Emmanuel Jobard de la Communauté de l'Auxerrois, Nenad Nikolic de McPhy, Benjamin Straubhaar de MADIC Group, Nathalie Whithrow et Guillaume Pasquier d'IMING.

De même, ils remercient, pour le temps accordé et la qualité des entretiens menés avec le comité de pilotage : Laurent Rouvet de FillnDrive, Franck Pruvost d'HYSETCO et Olivier Floury de TEAL Mobility.

Enfin, nos structures respectives saluent les contributions actives des membres de la FNCCR comme celles du groupe de travail Territoires de France Hydrogène.





INTRODUCTION : OBJECTIFS, PÉRIMÈTRE ET PUBLICS DE CE GUIDE

L'hydrogène est une molécule qui a été identifiée depuis plusieurs décennies comme vecteur énergétique permettant de stocker de l'énergie et de restituer cette énergie sous forme de courant électrique ou de chaleur, et ainsi contribuer à la décarbonation des activités humaines (procédés industriels et mobilité en particulier). L'hydrogène n'est pas une énergie miracle mais constitue un ingrédient nécessaire du mix énergétique pour réussir notre transition écologique et énergétique.

La mobilité hydrogène est complémentaire de la mobilité électrique à batterie pour décarboner le secteur des transports et s'affranchir des énergies fossiles. Comme tous les différents types de motorisations et de carburants, pour se déployer, la mobilité hydrogène nécessite le déploiement d'un réseau de stations de distribution d'hydrogène. Le maillage des stations doit être suffisamment dense et cohérent pour conforter acteurs publics et privés dans le choix de l'hydrogène pour leurs véhicules.

Le présent guide vise à faciliter le déploiement de stations de distribution d'hydrogène.

Il s'adresse à la fois aux collectivités territoriales, aux autres acteurs publics des territoires et aux porteurs de projets privés.

Rédigé en étroite collaboration avec des collectivités pionnières et des professionnels de la filière hydrogène, ce guide répond aux deux questions suivantes :

1. Pourquoi déployer les stations hydrogène ?

2. Comment déployer une station hydrogène étape par étape ?

Le document présente en premier lieu les enjeux du déploiement de la mobilité hydrogène et des stations de distribution. Le guide renvoie sur de nombreux autres documents de référence réalisés par France Hydrogène, sur les différents segments de la mobilité routière hydrogène, notamment pour présenter un panorama des solutions qui sont à votre disposition.

Le guide reprend ensuite chronologiquement les différentes phases d'un déroulé de projet avec 10 étapes clés qu'il faut garder à l'esprit quand on démarre un projet de création d'une station hydrogène. La description de ces étapes est ponctuée d'exemples et de retours d'expériences de collectivités et autres acteurs qui ont déjà déployé et qui exploitent et maintiennent des stations.

Alors suivez le guide !



1 POURQUOI DÉPLOYER DES STATIONS HYDROGÈNE

1.1 DÉCARBONER LES MOBILITÉS LOURDES ET INTENSIVES

Premier contributeur aux émissions françaises de gaz à effet de serre (GES)¹, le secteur du transport représente 32% des émissions de GES nationales en 2022. Le transport routier concentre l'essentiel des émissions, qui se répartissent de la façon suivante :

- 52% pour les véhicules légers (VL) ;
- 25% pour les poids lourds (PL) ;
- 20% pour les véhicules utilitaires légers (VUL) ;
- 3% autres.

L'amélioration des performances des moteurs thermiques alimentés en carburants fossiles a permis d'améliorer leur rendement et de réduire leurs émissions de GES et d'autres polluants (oxydes de soufre, oxydes d'azote, particules fines...). La décroissance des émissions de GES du secteur en France et en Europe observée depuis 2004², est freinée depuis quelques années par la taille et le poids croissants des véhicules particuliers.

Face à l'urgence climatique, l'Union européenne et la France, notamment à travers la Stratégie nationale bas carbone et l'Ajustement à l'objectif 55 (Fit for 55), ont fixé un objectif de neutralité carbone à horizon 2050. Cet objectif implique d'accélérer la transition vers des solutions de mobilité à très faibles émissions, qu'il s'agisse des flottes de véhicules publiques ou privées. Seules deux motorisations permettent de respecter les plafonds d'émissions fixés par la définition réglementaire de véhicules à très faibles émissions : les véhicules électriques à batterie et les véhicules hydrogène³ alimentés respectivement par une électricité et un hydrogène bas carbone.

Les progrès technologiques récents ont amélioré l'autonomie et abaissé les coûts des véhicules électriques à batterie, les positionnant sur un certain nombre d'usages de mobilité. Particulièrement adaptés à la mobilité particulière, les véhicules électriques à batterie ne répondent pas aux besoins d'une partie de la mobilité lourde et aux usages intensifs.

Ainsi, l'étude sur le déploiement des bus électriques à hydrogène⁴, réalisée par France Hydrogène (ex Afhyapac) et l'Avere-France⁵, a montré que les batteries ne répondent pas à l'intégralité des besoins d'un bus qui effectue un service journalier supérieur à 250 km ou sur des lignes intégrant d'importants dénivelés. Nécessitant également une autonomie importante et un temps d'avitaillement réduit, les camions de transport de marchandise font face à des enjeux similaires.

Par ailleurs, le recours exclusif à des véhicules électriques à batterie peut mettre en contrainte le réseau électrique et nécessiter une adaptation ou un renforcement afin de soutenir les appels de puissance des super-chargeurs utilisés pour la charge rapide de véhicules lourds. La recharge de véhicules à batterie de nuit sera progressivement moins intéressante pour les usagers et pour le réseau électrique, avec des pics de productions d'électricité renouvelable qui interviendront de plus en plus en milieu de journée.

En s'affranchissant des freins évoqués ci-dessus, la mobilité hydrogène permet de répondre de façon complémentaire à l'objectif de décarbonation des mobilités lourdes (bus, camions, autocars...) et intensives (VUL, taxis), qui ne pourront pas être atteints de façon optimale par la seule mobilité électrique à batterie.

1 <https://www.notre-environnement.gouv.fr/themes/climat/les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-et-l-empreinte-carbone-ressources/article/les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-du-secteur-des-transport>

2 www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-transport-2024/20-emissions-de-gaz-a-effet

3 Décret n° 2017-24 du 11 janvier 2017 pris pour l'application des articles L. 224-7 du code de l'environnement et L. 318-1 du code de l'environnement

4 https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2021/11/AFHYAPAC-H2MF_Livre_20blanc_20Bus_20H2_VDEF_15062020.pdf

5 Avere-France : Association nationale pour le développement de la mobilité électrique - www.aver-france.org

1.1.1 PRINCIPES ET ATOUTS DE LA MOBILITÉ HYDROGÈNE

1.1.1.1 Atouts de la mobilité hydrogène pour la mobilité lourde et intensive

La mobilité hydrogène est souvent comparée à la mobilité électrique à batterie. Si elles sont complémentaires pour décarboner la mobilité, **l'hydrogène présente trois atouts faisant sa force** :

- **Un temps d'avitaillement court** : pour les véhicules légers, il faudra compter 3 à 5 minutes pour faire le plein, soit autant que pour un plein d'essence. Pour les poids lourds, il faudra compter moins de 20 minutes ; ce temps d'avitaillement court rend les véhicules particuliers (VP) hydrogène particulièrement adaptés pour les taxis, et les véhicules utilitaires légers (VUL) hydrogène pour les professionnels qui doivent pouvoir faire circuler leur véhicule au maximum (livreurs, artisans...), sans de longues pauses imposées pour l'avitaillement du véhicule.
- **Une charge utile plus importante** : les véhicules à pile à combustible embarquent une technologie plus légère que les véhicules à batterie ; à puissance équivalente, les poids lourds hydrogène sont moins lourds que leurs équivalents électriques à batteries ; les véhicules hydrogène s'avèrent donc plus performants pour le transport de marchandises.
- **Une autonomie et une puissance supérieure** : En moyenne, les véhicules à piles à combustible ont deux fois plus d'autonomie que les véhicules à batterie ; les véhicules hydrogène sont donc particulièrement adaptés pour des trajets longs et des dénivelés importants. Par exemple, pour un autocar, si celui-ci effectue plus de 300 km par jour, il est préférable qu'il soit électrique à hydrogène plutôt qu'à batterie.

➔ **Ces avantages rendent l'hydrogène particulièrement intéressant et pertinent pour la mobilité lourde (poids lourds, bus, autocars, camions bennes à ordures ménagères...) et la mobilité professionnelle intensive (taxis, véhicules utilitaires légers...).**

Sur chaque segment, le choix entre véhicule hydrogène et électrique à batterie devra se faire en fonction du cas d'usage du véhicule, et à partir d'une analyse du coût total de possession (total cost of ownership – TCO). Cette analyse du TCO ne doit pas se faire uniquement à l'échelle d'un seul véhicule, mais à l'échelle de l'exploitation d'une flotte entière, et en fonction des lignes desservies ou des tournées réalisées.

Cinq études, guides et retours d'expérience réalisés par France Hydrogène détaillent les avantages de l'hydrogène respectivement pour les bus, les autocars, les camions bennes à ordures ménagères (BOM) et les camions de transport de marchandise :

1. Comment déployer des bus électriques à hydrogène en France ? Livre blanc , France Hydrogène (ex-Afhypac), juin 2020 :

<https://www.france-hydrogene.org/publication/comment-deployer-des-bus-electriques-a-hydrogene-en-france-livre-blanc/>

2. Retours d'expérience sur des premiers déploiements de bus électriques à hydrogène en France,

France Hydrogène Mobilité, juin 2024 :

www.france-hydrogene.org/ressources

3. Guide de la benne à ordures ménagères électrique à hydrogène, France Hydrogène, mai 2023 :

<https://www.france-hydrogene.org/publication/guide-de-la-benne-a-ordures-menageres-electrique-a-hydrogene-pour-la-transition-des-flottes-de-collectivites/>

4. La transition de l'autocar vers des technologies zéro émission, Etude, Avere France et France Hydrogène, octobre 2023 :

<https://www.france-hydrogene.org/publication/la-transition-de-lautocar-vers-des-technologies-zero-emission-quels-besoins-et-perspectives-en-france/>

5. Quelles perspectives pour le poids lourd électrique à hydrogène pour le transport de marchandises ?

Livre blanc, France Hydrogène, février 2022 :

<https://www.france-hydrogene.org/publication/quelles-perspectives-pour-le-poids-lourd-electrique-a-hydrogene-pour-le-transport-de-marchandises/>

1.1.1.2 Le système de propulsion du véhicule électrique à pile à combustible à hydrogène

Les véhicules à pile à combustible (FCEV pour Fuel Cell Electric Vehicles) sont des véhicules électriques. A la différence d'un véhicule électrique à batterie, l'électricité qui alimente le moteur électrique n'est pas stockée dans une batterie rechargeable mais générée à bord par une pile à combustible alimentée par de l'hydrogène stocké dans un réservoir adapté et de l'oxygène capté dans l'air ambiant.

S'il existe plusieurs technologies de piles à combustible, le principe de fonctionnement reste le même et est extrêmement simple : il s'agit de combiner l'hydrogène et l'oxygène de l'air pour produire simultanément de l'eau, de l'électricité et de la chaleur. Cette réaction s'opère au sein de la pile, composée essentiellement de deux électrodes : l'anode et la cathode, séparées par un électrolyte.

A l'anode, l'oxydation électrochimique de l'hydrogène produit deux protons H^+ qui traversent l'électrolyte et deux électrons qui passent dans le circuit extérieur en produisant le courant électrique et vont réduire électrochimiquement l'oxygène en produisant de l'eau et de la chaleur. Cette réaction est une version inverse de l'électrolyse de l'eau (voir 1.1.1.4).

1.1.1.3 Véhicules à moteur thermique à hydrogène

Le moteur thermique à hydrogène est un moteur à combustion interne fonctionnant de la même manière que les moteurs à essence. L'énergie mécanique transmise par les pistons provient de la combustion d'un carburant, ici l'hydrogène. En se mélangeant à l'oxygène contenu dans l'air, le véhicule avec un moteur thermique à hydrogène ne rejette que de l'eau. Toutefois, à la différence de la pile à combustible, le moteur thermique à hydrogène peut produire des oxydes d'azote (NO_x), bien que dans une quantité très inférieure à celle d'un moteur diesel. Les moteurs à hydrogène diffèrent peu des moteurs à essence dans leur fonctionnement mais doivent faire l'objet de modifications pour tenir compte des spécificités de l'hydrogène (soupapes, bielles, bougies, bobines d'allumage adaptées). Ces moteurs ont un meilleur rendement qu'un moteur essence ou diesel (de l'ordre de 40 à 50%).

1.1.1.4 Production d'hydrogène renouvelable et bas carbone

Existant très peu dans la nature à l'état libre et sous cette forme jusqu'alors peu exploitable, l'hydrogène est obtenu en le dissociant des atomes avec lequel il est combiné. En fonction du procédé choisi, la séparation des atomes d'hydrogène peut émettre une grande quantité de carbone. Le mode de production d'hydrogène à grande échelle privilégié aujourd'hui, et qui est amené à croître, est celui de l'électrolyse de l'eau. Il consiste à introduire un courant électrique dans l'eau (H_2O) pour séparer la molécule en deux atomes d'hydrogène et un atome d'oxygène. L'hydrogène produit est renouvelable, bas-carbone ou carboné en fonction de l'énergie primaire utilisée.



Afin d'apporter une terminologie claire et lisible de la production d'hydrogène, en 2021 le Gouvernement français a publié l'ordonnance 2021-167⁶ déclarant 3 catégories d'hydrogène en fonction des émissions de CO₂ :

- **L'hydrogène renouvelable**, produit à partir de sources d'énergies renouvelables et dont le procédé de production respecte un seuil d'émission d'équivalents de CO₂ émis par kilogramme d'hydrogène produit. Cette catégorie inclut aussi bien l'électrolyse de l'eau utilisant de l'électricité renouvelable (solaire, éolien, hydraulique), que tout autre procédé de production recourant à des énergies renouvelables et « n'entrant pas en conflit avec d'autres usages permettant leur valorisation directe » (pyrogazéification ou thermolyse de la biomasse, vaporeformage de biogaz).
- **L'hydrogène bas-carbone**, produit à partir de sources d'énergies non renouvelables et respectant le même seuil de 3,38 kgCO₂eq/kgH₂. L'électrolyse alimentée par de l'électricité du mix électrique français serait qualifiée, ainsi que les procédés associant des techniques de captage, séquestration ou utilisation du carbone (CCUS) pouvant réduire considérablement les émissions de CO₂ en sortie d'usine.
- **L'hydrogène carboné**, désigne un hydrogène ni renouvelable ni bas-carbone. Sont regroupées ici les productions par des énergies fossiles, telles que l'hydrogène produit par vaporeformage de gaz naturel (environ 11 kgCO₂/kgH₂), par gazéification du charbon (20 kgCO₂/kgH₂) ou encore par électrolyse alimentée par des mix électriques carbonés. Sont également classées comme hydrogène carboné, les productions à partir d'énergies renouvelables qui dépassent le seuil d'émission de CO₂. Cela pourrait concerner par exemple de l'hydrogène produit à partir de biomasse ou de biogaz, selon la nature des intrants utilisés et l'empreinte carbone associée, ou encore en fonction des fuites de méthane prises en compte en amont.

1.1.1.5 Transport et distribution d'hydrogène

Quand il n'est pas produit sur site, le transport d'hydrogène entre un centre de production et un lieu d'utilisation ou de distribution s'opère de diverses manières selon la durée souhaitée de ce transfert, la masse d'hydrogène en jeu, la géographie des lieux considérés et les facteurs technico-économiques. Ainsi, l'hydrogène peut être transporté via des pipelines adaptés, par le réseau ferré, ou par route. Actuellement, la totalité de l'hydrogène alimentant les stations de distribution est transporté par la route.

La distribution, pour un usage mobilité, s'effectue quant à elle par des stations de distribution d'hydrogène, similaires aux stations de distribution en carburants classiques. Toutefois, il s'agit ici de la distribution d'un gaz à haute pression, nécessitant ainsi des infrastructures particulières en termes de stockage sur site, et de transfert de ce "carburant" hydrogène aux véhicules.

1.1.1.6 Une logique d'écosystème territorial combinant différents usages de l'hydrogène

Le déploiement de la mobilité hydrogène s'appuie sur une logique d'écosystème territorial. A l'échelle du territoire sur lequel on souhaite déployer des véhicules hydrogène, il s'agit de planifier de façon synchronisée et coordonnée l'approvisionnement en hydrogène et son stockage, le maillage en stations de distribution d'hydrogène, et le développement d'usages de l'hydrogène. Si un des trois maillons de la chaîne, production, distribution ou usage n'est pas présent en même temps que les deux autres, le déploiement risque d'être bloqué. On parle souvent de la problématique de l'œuf et de la poule, pour savoir quel élément mettre en place en premier. La solution réside bien dans la mise en place simultanée des trois éléments.

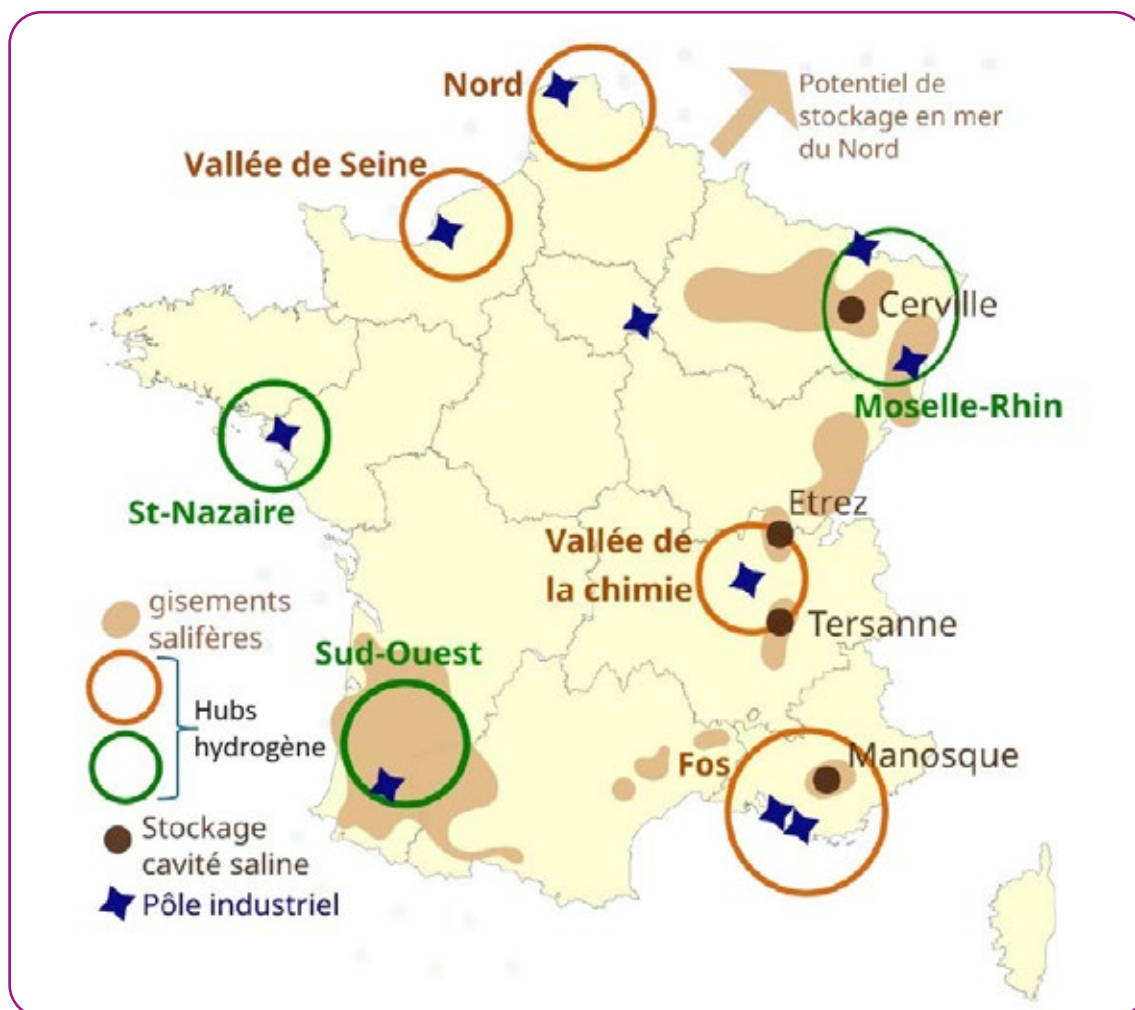
Par ailleurs, la notion d'écosystème fait aussi appel à celle de synergie entre les différents usages de l'hydrogène : usages de mobilité, usages industriels et/ou usages énergétiques (stockage d'énergie, groupes électrogène, chaleur). Ceux-ci se complètent pour rendre le système de production et de distribution économiquement viable. La présence d'un site industriel consommant d'importantes quantités d'hydrogène favorisera un approvisionnement en hydrogène bas carbone compétitif, qui pourra aussi bénéficier aux usages mobilité.

6 Ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène : <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043148001/>

La nécessité de cette approche écosystémique a mené l'ADEME à construire l'un de ses deux principaux mécanismes de soutien au déploiement de l'hydrogène autour de cette notion, à travers ses différents appels à projets « Ecosystèmes territoriaux hydrogène » (Cf. 1.1.3.4.1). Cette approche par écosystème hydrogène se retrouve aussi dans un des principaux mécanismes de soutien au niveau européen, avec l'appel à projets « Vallées Hydrogène » du Partenariat pour l'hydrogène propre (Cf. 1.1.3.4.2 page 26). L'échelle du territoire couvert par l'écosystème ou la vallée hydrogène peut varier du territoire d'une communauté d'agglomération à celui d'une région entière.

Il s'agit de trouver le bon équilibre entre production locale d'hydrogène et production à une échelle suffisante pour réduire le coût de l'installation de production, par exemple de l'électrolyseur. L'optimum dépendra également du coût du transport de l'hydrogène. Trois modèles de déploiement peuvent être distingués, qui se complètent mutuellement. Dans les territoires situés à proximité de grandes villes, d'importants sites industriels et/ou portuaires, la production d'hydrogène se fait de façon massive et centralisée, dans des sites de production d'hydrogène de plus de 100 MW de capacité de production par électrolyse. Ces zones peuvent être qualifiées de « hubs hydrogène », qui coïncident avec environ 7 grands bassins industriels-portuaires. Dans des territoires situés à proximité de villes de taille moyenne et d'axes autoroutiers et/ou de nœuds logistiques, la production d'hydrogène pourra se faire de façon semi-centralisée, avec des sites de production d'hydrogène de taille intermédiaire, entre 20 et 100 MW de capacité de production par électrolyse environ. Enfin, dans les territoires plus éloignés de centres urbains, d'industries et de grands axes autoroutiers, la production d'hydrogène pourra se faire de façon décentralisée dans des sites de production de moins de 20 MW.

Carte des principaux hubs hydrogène en France⁷



7 Source : Projet de stratégie nationale hydrogène soumis à consultation en décembre 2023 : <https://www.france-hydrogene.org/publication/quelles-perspectives-pour-le-poids-lourd-electrique-a-hydrogene-pour-le-transport-de-marchandises/>

Le point de départ de la constitution d'un écosystème hydrogène territorial est souvent le lancement par une collectivité territoriale d'un projet de mobilité hydrogène. Par exemple, une communauté d'agglomération décide de décarboner sa mobilité lourde et intensive, telle qu'une partie de sa flotte de bus ou de camions bennes à ordures ménagères (BOM).

La collectivité va identifier la meilleure façon de produire l'hydrogène pour approvisionner ses véhicules. L'électrolyseur pourra ainsi par exemple être alimenté en électricité par le centre de valorisation énergétique (CVE) des déchets de la communauté d'agglomération, ou par un parc de panneaux photovoltaïques. L'hydrogène renouvelable ou bas-carbone pourra aussi être produit sur un site industriel, par exemple comme coproduit d'un process industriel.

Progressivement, la collectivité va multiplier les usages de l'hydrogène produit, par exemple pour alimenter des véhicules utilitaires légers fonctionnant à l'hydrogène. En parallèle, elle pourra identifier d'autres utilisateurs potentiels de l'hydrogène produit, par exemple une entreprise industrielle, qui utilise de l'hydrogène dans un process industriel. Le recours par cette entreprise à de l'hydrogène renouvelable permettra de substituer de l'hydrogène produit à partir d'hydrocarbures fossiles, dont la production est fortement émettrice de CO₂ (environ 10 kg de CO₂ pour 1 kg d'H₂).

Afin de favoriser le recours à des véhicules hydrogènes, la collectivité, en lien avec les acteurs économiques, va mailler progressivement son territoire avec des stations publiques de distribution d'hydrogène. On passe ainsi progressivement d'une logique d'usages captifs à la création d'écosystème, puis la possibilité d'évoluer vers des usages itinérants de mobilité dès que le maillage de stations de l'écosystème et des écosystèmes voisins permet aux véhicules de se ravitailler sur plusieurs stations.

11.2 LA MOBILITÉ HYDROGÈNE ENCOURAGÉE PAR LA RÉGLEMENTATION ET LES POLITIQUES PUBLIQUES

11.2.1 L'obligation de verdissement des flottes de véhicules

Les articles L. 224-7 et suivants du code de l'environnement⁸ et les décrets n°2021-1491, n°2021-1492, n°2021-1493 et n°2021-1494 du 17 novembre 2021 imposent une nouvelle trajectoire pour les collectivités quant au renouvellement de leurs flottes automobiles. Sont concernées les collectivités territoriales, leurs groupements et leurs établissements publics ayant une gestion directe ou indirecte d'un parc de véhicules d'agglomérations supérieures à 250 000 habitants et/ou concernées par une zone à faibles émissions mobilité (ZFE-m). Les véhicules à hydrogène entrent dans la catégorie des véhicules à très faibles émissions et peuvent devenir une solution de choix pour décarboner la mobilité des flottes captives.

Objectifs obligatoires pour les flottes supérieures à 20 véhicules :

- Bus : véhicules à très faibles émissions (TFE)
 - 25% depuis juillet 2022 et jusqu'à fin 2024
 - 50% à partir de 2025
- Autocars : véhicules à faibles émissions (FE)
 - 50% depuis juillet 2022 et jusqu'à fin 2024
 - 100% à partir de 2025
- VL et VUL <3,5 t PTAC : véhicules TFE
 - 37,4% du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2029
 - 40% à partir de 2030
- Véhicules de transport de marchandises >3,5 t : véhicules FE
 - 10 % du 1er juillet 2022 au 31 décembre 2025
 - 15 % à compter du 1er janvier 2026

⁸ Modifié par l'article 112 de la loi climat & résilience n°2021-1104 du 22 août 2021 et par l'article 1er de l'ordonnance n°2021-1490 du 17 novembre 2021.

Véhicules reconnus par la réglementation comme étant à très faibles émissions (TFE) :

- Electrique ;
- Hydrogène (à pile à combustible) ;
- Trolleybus 100% électrique ;
- Hybride électrique / hydrogène ;
- Rétrofit électrique / hydrogène.

Ni les véhicules roulant au gaz naturel véhicule (GNV) ni les véhicules hybrides thermique / électrique entrent dans cette catégorie.

Par ailleurs, en avril 2023, l'Union européenne a adopté un nouveau règlement relatif aux émissions de CO2 des voitures particulières neuves et des véhicules utilitaires légers neufs⁹.

Ce règlement fixe les objectifs suivants :

- 55% de réduction des émissions de CO2 pour les voitures neuves et de 50% pour les VUL neufs de 2030 à 2034 par rapport aux niveaux de 2021 ;
- Réduction de 100 % des émissions de CO2 pour les voitures et VUL neufs à partir de 2035 ; cet objectif équivaut à une interdiction des véhicules thermiques utilisant des carburants carbonés.

En mai 2024, l'Union européenne a adopté un nouveau règlement relatif aux émissions de CO2 des véhicules utilitaires lourds neufs¹⁰. Les nouvelles règles maintiennent l'objectif précédent fixé pour 2025, qui correspond à une réduction de 15 % des émissions pour les camions lourds de plus de 16 tonnes.

Le règlement fixe également les nouveaux objectifs suivants :

- 45 % de réduction des émissions à partir de 2030 (l'objectif était auparavant de 30 %) ;
- 65 % de réduction des émissions à partir de 2035 ;
- 90 % de réduction des émissions à partir de 2040.

Ces objectifs s'appliqueront aux camions moyens, aux camions lourds de plus de 7,5 tonnes et aux autocars, ainsi qu'aux véhicules professionnels correspondants à partir de 2035.

1.1.2.2 Stratégie française énergie climat (SFEC) et programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

La Stratégie française énergie-climat (SFEC), lancée en novembre 2023 par le Gouvernement, présente les ambitions françaises en matière de politiques environnementales en plan d'actions afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050. La SFEC se décline en premier lieu en une stratégie nationale bas-carbone (SNBC) qui définit les axes de réduction d'émissions de gaz à effet de serre.

Ce document acte notamment le fait qu'en 2040, 100% des véhicules légers vendus devront être zéro-émission.

En complément, la SFEC comprend également la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Etalée sur 5 ans, elle assure, entre autres, le développement de la production d'énergie renouvelable pour produire de l'hydrogène zéro-carbone. Cet hydrogène répondra principalement aux usages industriels et de mobilités lourdes. La programmation 2024-2035 prévoit notamment 2 nouveaux dispositifs de soutien : un mécanisme de soutien à la production d'hydrogène décarboné et l'extension de la TIRUERT, la Taxe Incitative Relative à l'Utilisation des Energies Renouvelables dans le Transport (Cf. 1.1.3.1 page 22).

9 Règlement (UE) 2023/851 du 19 avril 2023 : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R0851>

10 www.consilium.europa.eu/fr/press/press-releases/2024/05/13/heavy-duty-vehicles-council-signs-off-on-stricter-co2-emission-standards/

1.1.2.3 Stratégies hydrogène européenne, nationale, et régionales

La reconnaissance de l'hydrogène comme élément nécessaire pour atteindre les objectifs de décarbonation et réussir la transition énergétique s'est traduite par l'adoption de stratégies hydrogène par l'Union européenne et par les principales économies mondiales dont la France.

1.1.2.3.1 Une dynamique mondiale

La quasi-totalité des grandes économies mondiales a adopté des stratégies hydrogène. Des recensements des stratégies hydrogène du monde entier sont proposés par France Hydrogène¹¹, et par la Task Force Hydrogène co-pilotée par France Hydrogène et le MEDEF International¹².

L'adoption de l'*Inflation Reduction Act* aux Etats-Unis constitue l'un des plus vigoureux soutien public d'une filière hydrogène à date. En juin 2023, le Japon, qui avait adopté une stratégie nationale hydrogène dès 2017 a annoncé l'allocation d'un budget de 100 milliards d'euros pour doper la filière hydrogène. Même des pays relativement peu industrialisés mais dotés d'une géographie ou d'un climat favorable aux énergies renouvelables misent sur la production massive d'hydrogène renouvelable destiné à l'export, à l'instar du Chili ou du Maroc.

L'organisation internationale Hydrogen Council¹³ de même que l'Agence internationale de l'énergie (AIE)¹⁴ suivent l'évolution des stratégies nationales hydrogène et le déploiement mondial de la filière hydrogène et publient régulièrement des études et des rapports pour évaluer et analyser le rythme et la qualité de ce déploiement.

1.1.2.3.2 La stratégie hydrogène de l'Union européenne et REPowerEU

L'Union européenne a adopté une stratégie hydrogène en juillet 2020¹⁵. Avec cette stratégie, l'Europe a consacré l'hydrogène comme une technologie clé pour atteindre ses objectifs climatiques et la création d'emplois industriels. La stratégie prévoit une trajectoire progressive pour accélérer le développement de l'hydrogène propre en trois phases stratégiques entre 2020 et 2050. La première phase, jusqu'à 2024, se concentrait sur le déploiement initial à proximité des centres de demande. La suivante, jusqu'en 2030, doit porter sur la réduction des coûts et l'expansion des infrastructures. Au-delà de 2030, les technologies de l'hydrogène renouvelable doivent atteindre leur maturité avec un déploiement et une demande à grande échelle. La stratégie de 2020 fixait pour ambition d'avoir 40 GW de production d'H₂ (10 millions de tonnes) dans l'Union d'ici à 2030 et 40 GW d'importation d'H₂ renouvelable importée depuis des pays riverains de l'UE.

Le conflit en Ukraine et les sanctions envers la Russie ont révélé la dépendance énergétique des Etats européens. Pour pallier ces difficultés, l'Union européenne a adopté le plan REPowerEU¹⁶ d'un montant de 300 milliards d'euros. L'objectif est notamment de diversifier les sources d'approvisionnement et de production d'énergie en Europe pour ne plus être affecté par les contraintes géopolitiques. Dans ce cadre, le plan REPowerEU prévoit de nouer des partenariats stratégiques avec plusieurs pays pour importer de l'hydrogène renouvelable et réutiliser les infrastructures de transport de gaz pour le transport d'hydrogène.

La Commission européenne a également mis en place une « Banque européenne de l'hydrogène », qui est un instrument de financement dont l'objectif est de développer un marché européen pour l'hydrogène renouvelable en débloquent les investissements privés¹⁷.

11 www.france-hydrogene.org/lhydrogene-dans-le-monde/

12 <https://www.taskforcehydrogene.fr/work/strategies-hydrogene>

13 <https://hydrogencouncil.com/fr>

14 <https://www.iea.org>

15 Communication (COM/2020/301) « Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre » :

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301>

16 https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en?prefLang=fr

17 Communication COM(2023) 156 final du 16/05/2023 : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52023DC0156>



1.1.2.3.3 La Stratégie nationale hydrogène française

En 2016, l'Etat a lancé un premier appel à projets « Territoires d'hydrogène » et en 2018, il a adopté un Plan pour le déploiement de l'hydrogène, doté d'un budget de 100 M€. En 2020, l'Etat a adopté une Stratégie nationale hydrogène (SNH) ambitieuse¹⁸, dotée d'un budget de 7,2 Md€, complétée de 2 Md€ supplémentaires en 2021 via le programme France 2030. La stratégie se décline en 3 objectifs : décarboner l'industrie en faisant émerger une filière française de l'électrolyse ; développer la mobilité lourde à l'hydrogène décarboné ; soutenir la recherche, l'innovation et le développement de compétences afin de favoriser les usages de demain. Cette stratégie a fixé un objectif de capacité de production d'hydrogène par électrolyse de 6,5 GW en 2030, de réduction des émissions de CO₂ de 6 Mt grâce à l'hydrogène décarboné, et de création ou reconversion de 50 000 à 150 000 emplois.

L'objectif de décarbonation de la mobilité intensive (lourde et professionnelle) par l'hydrogène était donc clairement affiché dans la stratégie nationale. Cet objectif s'est notamment concrétisé par les appels à projets « écosystèmes territoriaux d'hydrogène » portés par l'ADEME. Ces appels ambitionnent de faire émerger des écosystèmes territoriaux pour développer les usages de l'hydrogène (Cf. 1.1.3.4.1 page 25).

Une stratégie révisée doit être adoptée en 2024. Un projet a été soumis à consultation en décembre 2023¹⁹. Ce projet prévoit les 9 priorités suivantes :

1. **Objectifs de déploiement** : installer 6,5 GW de capacité de production électrolytique d'hydrogène bas carbone en 2030 et de 10 GW en 2035
2. Coordonner le développement des **réseaux d'hydrogène** économiquement pertinents en tenant compte des particularités des territoires
3. Favoriser la **production d'hydrogène compétitive en France**
4. Une stratégie ouverte sur le monde, assumant l'émergence d'un **marché mondial de l'hydrogène et ses dérivés**
5. Une **diplomatie française à l'international**
6. **Renforcer la maîtrise de la chaîne de valeur hydrogène** et ses technologies
7. Faire du déploiement de l'hydrogène une opportunité pour **flexibiliser notre système énergétique** : une capacité d'effacement des électrolyseurs et des stockages à développer ainsi qu'une priorisation des usages d'hydrogène
8. Déployer une **approche intégrée** à l'échelle nationale pour les **mobilités hydrogène**
9. **Garantir les conditions cadres nécessaires** au développement de la filière hydrogène française

¹⁸ <https://www.economie.gouv.fr/presentation-strategie-nationale-developpement-hydrogene-decarbone-france#>

¹⁹ www.ecologie.gouv.fr/consultation-sur-nouvelle-strategie-francaise-deploiement-lhydrogene-decarbone

1.1.2.3.4 Stratégies et feuilles de route hydrogène régionales : une dynamique engagée dans toutes les Régions

Parallèlement à l'adoption des stratégies hydrogène européenne et nationale, l'ensemble des Conseils régionaux de France métropolitaine hors Corse ont adopté des stratégies ou des feuilles de route hydrogène régionales. Cheffes de file du développement économique et du pilotage de la transition énergétique, les régions interviennent à plusieurs niveaux pour favoriser le développement de la filière hydrogène. Les feuilles de route régionales combinent à la fois les enjeux environnementaux et de dynamisation économique et industrielle des territoires, en lien avec leurs compétences. Les feuilles de route régionales diffèrent en fonction des Régions selon plusieurs critères : le tissu industriel préexistant, la capacité de production d'électricité renouvelable, leurs infrastructures, les ambitions portées par les échelons territoriaux inférieurs (communes et intercommunalités) à déployer des usages d'hydrogène (transports du public).

Les Régions accompagnent le développement des entreprises de la filière implantées sur leur territoire et soutiennent les projets hydrogènes des autres collectivités territoriales. Elles recourent à l'hydrogène pour les mobilités qu'elles maîtrisent. Plusieurs régions ont lancé des projets pour convertir une partie de leurs flottes d'autocars de transport interurbain à une motorisation hydrogène. Quatre régions²⁰ ont également commandé à Alstom des rames de TER bimodes à alimentation électrique et hydrogène, afin de remplacer les rames diesel sur les lignes non électrifiées. La région Bretagne s'est fixé des objectifs ambitieux pour convertir à l'hydrogène sa flotte de navires desservant les îles bretonnes.

Les Régions investissent des montants considérables dans le soutien à la filière hydrogène, plusieurs d'entre elles ayant alloué des budgets de 100 à 150 M€ jusqu'en 2030.

Plusieurs Régions, dans une approche d'écosystème hydrogène territorial, ont mis en place des projets régionaux structurants, notamment en termes de maillage en stations de distribution hydrogène du territorial régional. A titre d'exemple on peut citer les programmes Zero Emission Valley (ZEV) en Auvergne-Rhône-Alpes²¹, EAS-HyMob en Normandie²² ou encore Corridor H2 en Occitanie²³.

Les feuilles de route régionales hydrogène n'ont pas d'assise réglementaire pour être source de normes. Toutefois, ces exercices permettent d'actualiser le Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET). Le SRADDET permet aux Régions de planifier l'aménagement de leur territoire, et comporte notamment un volet climat air énergie. Des projets d'infrastructures d'intérêts régionaux pour la production, le transport, le stockage, ou l'utilisation d'hydrogène font partie intégrante des SRADDET.

➔ Retrouvez les stratégies régionales hydrogène sur www.france-hydrogene.org/energie-des-territoires/

20 Auvergne-Rhône-Alpes, Bourgogne-Franche-Comté, Grand Est et Occitanie.

21 www.auvergnerhonealpes-ee.fr/actualites-regionales-et-nationales/actualite/faire-dauvergne-rhone-alpes-la-premiere-region-en-mobilite-hydrogene

22 www.normandie.fr/normandie-hydrogene

23 <https://corridorh2.laregion.fr/>

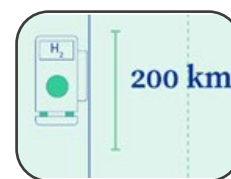
1.1.2.4 Un cadre réglementaire européen favorable

1.1.2.4.1 Obligation européenne en termes de maillage : Règlement européen AFIR

Dans le cadre de son ambition d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050, l'Union européenne a adopté en septembre 2023 un nouveau règlement sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, dit « AFIR » (Alternative fuel infrastructure regulation)²⁴. Il s'agit d'un cadre réglementaire pour structurer le développement d'infrastructures de recharge et de stations de distribution de carburants alternatifs. L'hydrogène fait partie des carburants visés.

Le règlement AFIR impose aux Etats membres de déployer à horizon 2030 des points d'avitaillement en hydrogène :

- Au moins tous les 200 km sur les 9 axes du réseau transeuropéen de transport (RTE-T)²⁵ ;
- Au moins un point de ravitaillement dans chaque nœud urbain ;
- Chaque point de ravitaillement devra avoir un débit maximum normal permettant de fournir 1 tonne d'hydrogène par jour à 700 bars.



Pour la France le règlement AFIR impose un maillage minimum de 68 stations. Le règlement AFIR prévoit des mécanismes de soutien au déploiement de ces stations, notamment dans le cadre du programme Connecting Europe Facility (CEF) for Transport - Alternative Fuels Infrastructure Facility (AFIF) (voir section 1.1.3.3.2 page 24).

1.1.2.4.2 Directive européenne relative aux énergies renouvelables

La troisième version de la directive relative aux énergies renouvelables, appelée aussi RED III, a été adoptée en 2023 par les instances européennes pour porter la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique de l'Union européenne à 42,5% d'ici 2030. Cette directive décline ses ambitions selon les secteurs d'activité. Pour les transports, la directive RED III fixe une baisse de 14,5% des émissions de gaz à effet de serre. Pour atteindre cet objectif, une utilisation croissante est prévue de carburants alternatifs comme les biocarburants avancés (produits à partir de matières premières non alimentaires) et par le recours à des carburants d'origine non biologique (RFNBO : Renewable liquid and gaseous Fuels of Non Biological Origin) comme l'hydrogène.

1.1.2.4.3 Mise en place d'un marché européen de l'hydrogène

A travers le paquet législatif gaz et hydrogène qui doit être finalisé en 2024, la Commission européenne ambitionne de fournir un cadre global à l'Union européenne pour la production, le transport, le stockage, et les usages de l'hydrogène renouvelable et de l'hydrogène bas-carbone, afin de décarboner des secteurs difficiles à électrifier (principalement l'industrie et les transports), et de bâtir les fondations d'un futur marché européen de l'hydrogène. Une directive doit établir les règles d'investissement et le règlement vise à déterminer la structure du marché.

24 Règlement (UE) 2023/1804 du 13 septembre 2023 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs et abrogeant la directive 2014/94/UE : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1804>

25 <https://ec.europa.eu/transport/infrastructure/tentec/tentec-portal/map/maps.html>

1.1.3 DISPOSITIFS DE SOUTIEN DE LA MOBILITÉ HYDROGÈNE

1.1.3.1 Taxe incitative à l'utilisation d'énergies renouvelables dans les transports (TIRUERT)

La Taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports (TIRUERT)²⁶ fonctionne en donnant un signal prix (pénalité) à des obligés, c'est à dire les distributeurs de carburants conventionnels (fossiles), en cas de non-atteinte d'un objectif donné d'incorporation d'énergies renouvelables. Pour atteindre cet objectif, les distributeurs de carburants conventionnels peuvent recourir à divers carburants, dont l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène bas-carbone. La TIRUERT a pour effet final de réduire le coût de l'hydrogène à la pompe. Des textes d'application sont encore attendus en 2024 pour rendre la TIRUERT applicable à l'hydrogène. La TIRUERT devrait permettre de réduire le coût de l'hydrogène jusqu'à hauteur de 4,70€ par kg d'hydrogène en cas d'hydrogène 100% renouvelable.

➔ **Pour en savoir plus sur la TIRUERT :** www.ecologie.gouv.fr/fiscalite-des-energies

1.1.3.2 Aides à l'achat et à la location de véhicules hydrogène

1.1.3.2.1 Aides nationales et régionales

En 2024 il existe peu d'aides nationales mobilisables pour l'achat ou la location de véhicules hydrogène. Les véhicules hydrogène sont éligibles au bonus écologique et à la prime à la conversion, mais les plafonds de ces aides font que de fait les véhicules légers hydrogène ne peuvent pas en bénéficier. En effet, en 2023 l'Etat a revu l'application du bonus écologique en le réservant aux seuls véhicules légers dont le coût d'acquisition est inférieur à 47 000 €. Seuls les véhicules utilitaires acquis par des personnes morales sont éligibles en 2024 avec une aide plafonnée à 3 000 € pour le bonus écologique et une aide variant de 4000 à 8000 € pour la prime à la conversion selon le PTAC du VUL.

Il existe en revanche des aides régionales et locales. Plusieurs Conseils régionaux (Auvergne-Rhône-Alpes, Bourgogne-Franche-Comté, Grand Est, Île-de-France, Normandie, Occitanie, Sud - Provence-Alpes-Côte d'Azur...) et Métropoles (Grenoble, Paris...) proposent ainsi des aides à l'achat de véhicules hydrogène. Certaines Régions proposent également des aides à la location longue durée de véhicules (Auvergne-Rhône-Alpes, Bourgogne-Franche-Comté, Normandie).

A titre d'illustration, le programme d'aides de la Région Bourgogne-Franche-Comté lancé en 2024 vise à soutenir les véhicules utilitaires légers et les véhicules lourds, neufs ou en retrofit. Le dispositif est centré sur les PME et les collectivités. L'aide régionale s'applique aux véhicules achetés neufs ou en location en se basant sur la différence de coût avec un véhicule diesel équivalent. Les véhicules rétrofités sont également concernés, la base des dépenses éligibles reposant sur les coûts d'investissement liés à la transformation. Plafonnée à 350 000 € par bénéficiaire, l'aide régionale est en fonction de la nature du porteur et pourra ainsi osciller entre 40 et 50 % des dépenses éligibles. Elle est cumulable avec d'autres subventions, sous réserve de respecter la réglementation des aides d'Etat qui plafonne les aides à hauteur de 60% du surcoût pour une petite entreprise, 50% pour une moyenne entreprise et 30% pour une grande entreprise (régime d'aides SA111726 pour la période 2024 - 2026)²⁷

Pour en savoir plus (liste non exhaustive) :

- Auvergne-Rhône-Alpes : www.auvergnerhonealpes.fr/aides/acquerir-un-vehicule-hydrogene
- Grenoble : <https://www.grenoblealpesmetropole.fr/403-acheter-un-vehicule-moins-polluant.htm>
- Grand Est : www.climaxion.fr/docutheque/appel-projets-vehicules-routiers-faibles-emissions
- Île-de-France : <https://www.iledefrance.fr/aides-et-appels-a-projets/commerce-ou-artisanat-ambulant-acquisition-de-vehicules-propres>
- Paris : www.paris.fr/pages/lutte-contre-la-pollution-les-aides-a-la-mobilite-5373
- Normandie : www.normandie.fr/idee-action-mobilite-durable
- Occitanie : <https://www.laregion.fr/Dispositif-de-soutien-a-l-acquisition-de-vehicules-professionnels-utilisant-l>
- Sud - Provence-Alpes-Côte d'Azur : www.maregionsud.fr/vos-aides/detail/aide-a-l-acquisition-de-vehicules-utilitaires-propres#:~:text=Pour%20une%20aide%20directe%20en,%E2%82%AC%20pour%20un%20v%C3%A9hicule%20neuf

Contactez votre Conseil régional pour vérifier les aides disponibles dans votre Région.

²⁶ Décret n° 2023-1420 du 29 décembre 2023 portant sur la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports : www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000048737129

²⁷ <https://www.europe-en-france.gouv.fr/fr/aides-d-etat/regimes-d-aide/sa111726-regime-cadre-exempte-relatif-aux-aides-en-faveur-de-la>

1.1.3.2.2 Offre de financement de véhicules de la Banque des Territoires

La Banque des Territoires a développé une offre de financement des véhicules à motorisation décarbonée, intégrant les véhicules hydrogène, pour financer notamment l'achat de bus, voitures et utilitaires électriques. Les acteurs éligibles à l'offre de financement sont :

- Les collectivités territoriales (commune, agglomération, métropole, région) ;
- Les autorités organisatrices de mobilité (AOM) ;
- Les entreprises publiques locales (EPL) ;
- Les entreprises privées avec une flotte de véhicules.

Le financement peut couvrir l'achat de :

- Matériel roulant passager (voitures électriques, bus, scooters, etc.) ;
- Matériel roulant logistique ou industriel (véhicules utilitaires) ;
- Matériel roulant de mobilité douce (vélo, deux roues, etc.) ;
- Matériel roulant ferroviaire ;
- Autre matériel de transport durable (avion, bateau, transports guidés) ;
- Matériel naviguant durable.

La Banque des Territoires peut intervenir par deux leviers différents pour financer l'achat et la location de véhicules propres (voitures, utilitaires, bus, etc.) :

- Prise de participation minoritaire en fonds propres et quasi-fonds propres, avec possibilité d'un co-actionariat, pour financer les flottes de matériel roulant propres et les stations d'avitaillement associées
- Financement innovant via des plateformes spécifiques suivant le matériel concerné :
 - o Financement innovant via la plateforme Oblibus pour financer l'acquisition de bus de leurs infrastructures d'avitaillement ;
 - o Financement innovant via la plateforme Movivolt pour financer l'acquisition de véhicules électriques à usage professionnel (voiture, VUL) ;
 - o Financement via la plateforme Neot Green Mobility, pour les véhicules et infrastructures d'avitaillement pour les collectivités et leurs opérateurs ;
 - o Financement innovant via la plateforme Territrains, pour le matériel roulant ferroviaire.

Pour en savoir plus :

<https://www.banquedesterritoires.fr/produits-services/investissement/financement-vehicules-motorisation-decarbonee>



1.1.3.3 Aides au déploiement de stations de distribution d'hydrogène

1.1.3.3.1 Offre de financement de la Banque des Territoires

La Banque des Territoires a développé une offre de financement d'infrastructures d'avitaillement pour financer des stations de distribution d'hydrogène.

Différentes solutions de financement sont proposées : apports en fonds propres et quasi-fonds propres, prêt « mezzanine », co-actionnariat, etc. Les acteurs éligibles à l'offre de financement sont :

- Acteurs publics ou privés : collectivité locale, syndicat d'énergie, transporteur ou encore logisticien ;
- Maîtres d'ouvrage typiques : société de projet d'actionnariat mixte public-privé, entreprise publique locale, énergéticien, distributeur de carburants, etc.

L'offre de financement s'adresse uniquement aux projets remplissant plusieurs conditions :

- Une intervention sur le territoire justifiée ;
- Un projet répondant aux compétences légales des collectivités ;
- Des stations d'une taille minimale de 800 kg H2/jour ;
- La sécurisation d'un volume minimum de vente d'une flotte de véhicules captifs autour de la station ou un usage industriel ;
- La sécurisation du foncier, ainsi que la bonne accessibilité et visibilité du site ;
- La qualité de l'opérateur industriel assurant le développement du projet et un alignement d'intérêt avec les actionnaires.

La Banque des Territoires propose quatre types de montages financiers :

- Co-financement d'études préalables à l'investissement ;
- Investissement direct dans la structure propriétaire de la station en fonds propres et quasi-fonds propres ;
- Co-investissement minoritaire dans la Société de projet, à hauteur de 20 à 49 % ;
- Apport de quasi-fonds propres de manière asymétrique.

Pour en savoir plus :

<https://www.banquedesterritoires.fr/produits-services/investissement/financement-infrastructures-recharge-avitaillement>

1.1.3.3.2 Appel à projets européens pour le déploiement des infrastructures pour carburants alternatifs

Un appel à propositions a été lancé en février 2024 dans le cadre du programme Connecting Europe Facility (CEF) for Transport – Alternative Fuels Infrastructure Facility (AFIF), mettant à disposition 1 milliard d'euros pour soutenir le déploiement d'infrastructures d'approvisionnement en carburants alternatifs le long du réseau transeuropéen de transport (RTE-T)²⁸.

Cet appel à projets couvre le déploiement d'infrastructures de carburants alternatifs pour les transports routiers, maritimes, fluviaux et aériens. Les financements pourront être alloués aux stations de ravitaillement hydrogène, à l'approvisionnement en hydrogène dans les aéroports et aux installations d'avitaillement en ammoniac et en méthanol dans les ports.

Le fonds sera attribué en trois vagues, avec trois dates butoirs de dépôt de dossiers (24 septembre 2024 et 11 juin et 17 décembre 2025). Les propositions soumises seront évaluées par la Commission européenne et l'Agence exécutive européenne pour le climat, les infrastructures et l'environnement (CINEA). Les candidats recevront l'évaluation environ 4 mois après la date limite de soumission et les conventions de subvention seront signées dans les 9 mois suivant la date limite de soumission.

²⁸ Communiqué de presse de la Commission Européenne du 29/02/2024 : https://cinea.ec.europa.eu/news-events/news/transport-eur-1-billion-alternative-fuels-infrastructure-projects-2024-02-29_en

1.1.3.3 Financements proposés par la Banque européenne d'investissement (BEI)

La Banque européenne d'investissement (BEI) finance chaque année des projets hydrogène pour un montant total de plus de 500 M€. Ces financements se font sous forme de prêts et peuvent s'adresser à la fois à des acteurs publics et à des acteurs privés. Ces prêts peuvent venir compléter les subventions proposées dans le cadre du CEF AFIF (voir section 1.1.3.3.2 ci-dessus).

A titre d'exemple la BEI a octroyé un prêt BEI de 40 M€ pour soutenir le plan d'investissement pour la mobilité hydrogène du programme Corridor H2 de la Région Occitanie. En 2024 la BEI a également accordé un prêt de 50 millions d'euros à la Métropole Rouen Normandie pour soutenir le renouvellement de sa flotte de bus.

En complément et en amont de son offre de financement, la BEI propose aussi des services de conseil, et la prise en charge d'études de faisabilité par des cabinets conseil, afin de contribuer à la définition des programmes d'investissement et la préparation de projets.

Pour plus d'informations :

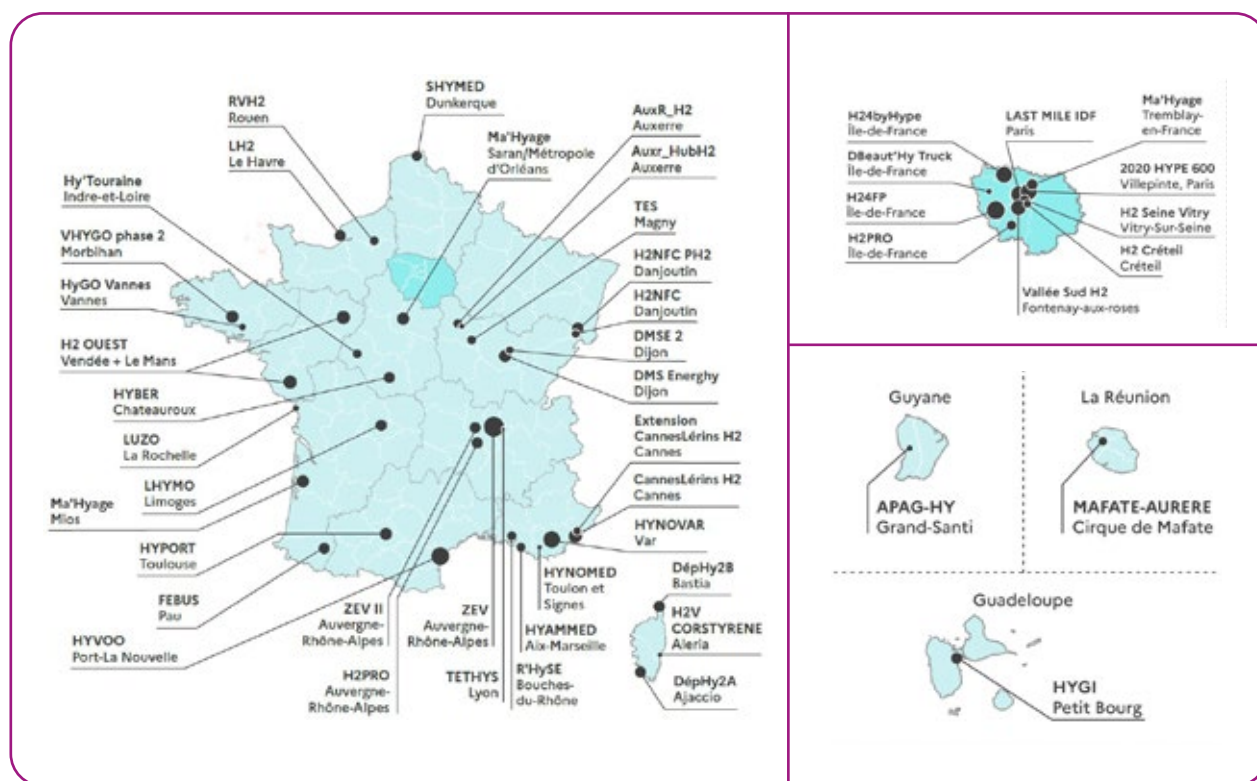
- www.eib.org/fr/
- corporatefinanceadvisory@eib.org

1.1.3.4 Dispositifs de financement d'écosystèmes et de vallées hydrogène

1.1.3.4.1 L'appel à projets écosystèmes territoriaux hydrogène de l'ADEME

De 2018 à 2023, l'ADEME a lancé plusieurs appels à projets « Ecosystèmes hydrogène territoriaux » qui ont permis d'accompagner le déploiement des premiers écosystèmes hydrogène. En 2023 l'ADEME a réalisé un bilan de ces appels à projets²⁹. 91% des projets soutenus dans le cadre de cet AAP portent sur le secteur du transport. La capacité de production associée inclut un total de 81 MW de capacités de production d'hydrogène décarboné. Une extrapolation sommaire induit un volume de 200-300 MW mis en service d'ici 2030 pour les projets de cette nature.

Carte des écosystèmes hydrogène soutenus par l'ADEME³⁰



29 Les premiers écosystèmes hydrogène - Bilan des appels à projets de déploiement Écosystèmes hydrogène 2018 et 2020, ADEME, 2023 : <https://librairie.ademe.fr/mobilite-et-transport/6057-les-premiers-ecosystemes-hydrogene.html>

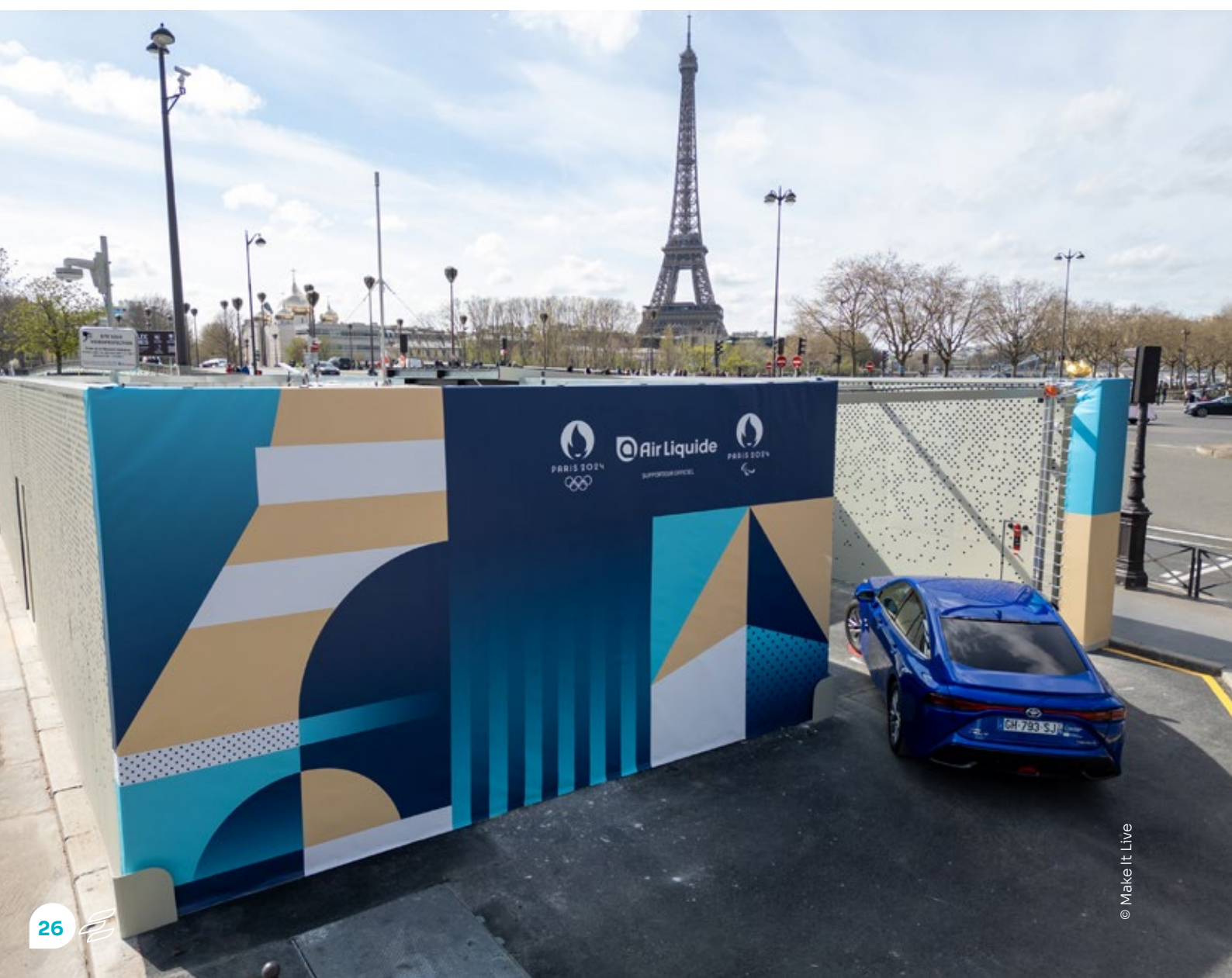
30 Source : ADEME

1.1.3.4.2 Les appels à projets Vallées hydrogène du Partenariat européen pour l'hydrogène propre

Le Clean Hydrogen Partnership intègre chaque année dans ses appels à projets des appels à projets portant spécifiquement sur les Vallées Hydrogène, avec en 2022 le financement d'une Vallée Hydrogène de grande échelle (budget de 20 M€), comme celle déployée en Auvergne-Rhône-Alpes avec le projet IMAGhyNE, et 2 de petite échelle (budget de 2x 9 M€). Ce dispositif de Vallées Hydrogène a donc joué un rôle important dans l'accélération de la constitution et de la structuration d'écosystèmes H2 régionaux, et a contribué à leur cofinancement. Pour contribuer aux objectifs de RePowerEU, la Commission européenne a fixé un objectif de doublement du nombre des Vallées Hydrogène à horizon 2025 et abondé 60M€ de financements supplémentaires.

En savoir plus et candidater pour être reconnu comme Vallée hydrogène et obtenir un financement européen pour le déploiement de votre Vallée Hydrogène :

- Site Internet du Clean Hydrogen Partnership (Partenariat pour l'hydrogène propre) : www.clean-hydrogen.europa.eu ;
- Site Internet du Hydrogen Valleys S3 Partnership : https://ec.europa.eu/regional_policy/policy/communities-and-networks/s3-community-of-practice/partnership_industrial_mod_hydrogen_valleys_en ;
- Site dédié aux Vallées Hydrogène soutenues par le Clean Hydrogen Partnership (CHP) : <https://h2v.eu/> ;
- Site Internet français du programme européen pour la recherche et l'innovation : www.horizon-europe.gouv.fr



Les études WAPO et Vision'AIR ont été actualisées en 2023. Sur la base de ces données actualisées, en janvier 2024, France Hydrogène estimait le parc de poids lourds et de VUL à horizon 2030 à environ :

- 9 000 poids lourds (véhicules domiciliés en France + transit européen) ;
- 130 000 véhicules légers (principalement des véhicules utilitaires légers).

De tels parcs de véhicules nécessiteraient à minima le déploiement à horizon 2030 d'environ 140 stations dimensionnées pour alimenter les poids lourds et 250 stations pour alimenter les véhicules légers (principalement VUL). Bien qu'une partie des stations alimenteront à la fois des poids lourds et des véhicules légers, les besoins en stations pour répondre à l'intégralité de la demande projetée sont supérieurs aux 68 stations correspondant à la mise en œuvre en France du règlement AFIR (voir section 1.1.2.4.1 page 21), qui constitue un minimum réglementaire.

1.3 FILIÈRE HYDROGÈNE : ÉTAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES

1.3.1 L'OFFRE DE VÉHICULES

S'il existe depuis plusieurs années une offre de véhicules hydrogène pour la majorité des types de véhicules (véhicule personnel, véhicule utilitaire léger, bus, camions...), la commercialisation de nouveaux modèles s'accélère depuis 2023. Sur certains segments, comme les autocars, une offre de véhicules neufs a été annoncée en 2023 par plusieurs constructeurs, avec de premiers modèles exposés dans des salons dédiés à la mobilité. L'offre de véhicules hydrogène sur les différents types de véhicules est présentée dans le **Panorama des solutions hydrogène**³⁴ réalisé et mis à jour régulièrement par France Hydrogène, qui donne un aperçu des offres hydrogène disponibles en France et en Europe et intègre les technologies se décomposant sur l'ensemble des segments de la chaîne de valeur de l'hydrogène, de la production jusqu'à son utilisation finale.

1.3.1.1 Bus

Les bus sont un segment sur lequel il existe une offre de véhicules hydrogène depuis quelques années, et cette offre est de plus en plus étoffée.

Plus d'informations sur le bus hydrogène :

- Comment déployer des bus électriques à hydrogène en France ? Livre blanc, France Hydrogène (ex-Afhyac), juin 2020 : <https://www.france-hydrogene.org/publication/comment-deployer-des-bus-electriques-a-hydrogene-en-france-livre-blanc/> ;
- Retours d'expérience sur des premiers déploiements de bus électriques à hydrogène en France, France Hydrogène, juin 2024 : www.france-hydrogene.org/ressources

Aperçu de modèles de bus à hydrogène disponibles



Bus Hycity
de Safra



Bus GX 337
H2 d'Iveco



Bus eCitaro Fuel cell
de Mercedes-Benz



Bus H2.City Gold
de CaetanoBus Toyota

³⁴ Panorama des solutions, juin 2024 : www.france-hydrogene.org/ressources

1.3.1.2 Rétrofit

Une alternative aux véhicules neufs, est proposée par le « rétrofit hydrogène » de véhicules, qui est notamment intéressant lorsqu'il n'y a pas d'offre de véhicules neufs sur un segment de marché. C'est par exemple le cas des autocars (voir ci-dessous), segment pour lesquels en 2023 les constructeurs ont seulement commencé à présenter de tout premiers modèles à hydrogène sur des salons professionnels dédiés à la mobilité, comme Busworld Europe en octobre 2023.

Le rétrofit hydrogène consiste à prendre un véhicule existant déjà commercialisé avec une motorisation thermique diesel ou essence, pour le convertir en véhicule roulant à l'hydrogène. Le bloc moteur et le réservoir sont retirés du véhicule pour être remplacés par un moteur électrique, une pile à combustible hydrogène et un réservoir adapté pour stocker l'hydrogène. Le moteur diesel ou essence peut également être remplacé par un moteur à combustion interne d'hydrogène (on parle alors de « remotorisation »). Le véhicule rétrofité ou remotorisé doit faire l'objet d'une nouvelle homologation. Cette homologation ne porte pas sur les éléments déjà homologué du véhicule, mais sur la partie rétrofitée. Certains acteurs proposent des « kits de retrofit » homologués, qui permettent de plus facilement rétrofiter des véhicules du même modèle, sans devoir refaire homologuer individuellement chaque véhicule. La « Coalition Retrofit H2 »³⁵ réunit les acteurs proposant le rétrofit.

1.3.1.3 Autocars

Si les premiers bus à hydrogène neufs en France ont commencé à circuler en 2019, plusieurs Conseils régionaux ont décidé autour de 2020 de faire rétrofiter de premiers autocars de leurs flottes desservant les lignes régionales inter-urbaines. Un premier autocar rétrofité hydrogène circule depuis avril 2024 entre Evreux et Rouen dans le cadre d'un projet porté par la Région Normandie et l'opérateur de transports de voyageurs Transdev. Les Régions Auvergne-Rhône-Alpes et Occitanie ont également fait appel à des entreprises françaises pour rétrofiter des autocars (voir la carte du déploiement des autocars H2 dans la 1.3.4.2 à partir de la page 32).

En octobre 2023 France Hydrogène a réalisé en partenariat avec Avere-France une étude sur la transition de l'autocar vers des technologies zéro émission³⁶.

Exemples d'autocars rétrofités hydrogène



Autocar Mercedes Intouro ME
rétrofité par SAFRA



Autocar Iveco Crossway
rétrofité par IBFH2



Autocar Iveco Crossway
rétrofité par GCK

³⁵ <https://cr-h2.eu>

³⁶ www.france-hydrogene.org/publication/la-transition-de-lautocar-vers-des-technologies-zero-emission-quels-besoins-et-perspectives-en-france

1.3.1.4 Camions bennes à ordures ménagères (BOM)

Les camions bennes à ordures ménagères (BOM) sont des véhicules pour lesquels la motorisation hydrogène est adaptée, particulièrement en cas de tournées longues et de doubles-tournées, avec beaucoup de haut-le-pied sur le parcours. Un grand nombre de collectivités ont décidé de s'équiper en BOM H2 (voir la carte du déploiement des BOM H2 dans la 1.3.4.2 à partir de la page 32). En mai 2023 France Hydrogène a publié un guide de la benne à ordures ménagères électrique à hydrogène³⁷.

Aperçu de modèles de camions bennes à ordures ménagères à hydrogène disponibles



BOM SEMAT
circulant en Touraine et en Vendée



BOM E-Trucks
modèle livré en 2023 à Dijon Métropole

1.3.1.5 Camions de transport de marchandise

La motorisation hydrogène est particulièrement adapté pour les camions de transport de marchandises. En 2024 l'offre de camions hydrogène neufs est encore très réduite, et de nombreux projets de déploiement de camions portent sur du rétrofit de camions existants.

La grande majorité des constructeurs de camions travaillent sur la commercialisation de camions neufs, à la fois porteurs et tracteurs.

En février 2022 France Hydrogène a publié un livre blanc intitulé « Quelles perspectives pour le poids lourd électrique à hydrogène pour le transport de marchandises ? »³⁸.

Exemples de camion à hydrogène



Camion rétrofité H2 pour **Carrefour**
dans le cadre du projet CATHyOPE



Camions **Hyliko** dont les premiers exemplaires ont été livrés à l'occasion des JO de Paris 2024



Camion rétrofité H2 du **Conseil départemental de Vendée**
pour l'entretien des routes

³⁷ www.france-hydrogene.org/publication/guide-de-la-benne-a-ordures-menageres-electrique-a-hydrogene-pour-la-transition-des-flottes-de-collectivites/
³⁸ www.france-hydrogene.org/publication/quelles-perspectives-pour-le-poids-lourd-electrique-a-hydrogene-pour-le-transport-de-marchandises/

1.3.1.6 Véhicules utilitaires légers

Si la batterie électrique est suffisante pour répondre aux besoins des petits véhicules utilitaires (VUL), sur le segment des véhicules utilitaires légers de plus grande taille l'hydrogène s'avère particulièrement adapté. Les constructeurs français Renault, à travers sa co-entreprise HYVIA avec la société Plug, et Stellantis, commercialisent depuis 2023 plusieurs modèles de VUL à hydrogène, qui pour certains peuvent également être configurés en minibus de transport de voyageurs.

Aperçu de modèles de véhicules utilitaires légers à hydrogène disponibles



© Peugeot

Peugeot e-Expert Hydrogène



© Renault

Renault Master Van H2Tech



© Citroën

Citroën e-Jumpy Hydrogène



© Hype

Version transport de passagers du Citroën e-Jumpy Hydrogène

1.3.1.7 Véhicules particuliers (VP)

Si pour les particuliers les véhicules hydrogène restent chers et les véhicules électriques à batterie permettent de répondre à leurs principaux besoins de mobilité, il existe depuis 2015, avec la commercialisation de la Toyota Mirai, une offre de véhicules particuliers à hydrogène. Si ces véhicules ne sont pas forcément encore pertinents pour les particuliers, ils sont en revanche particulièrement adaptés pour les taxis et les VTC. L'usage intensif des véhicules taxis rendent la grande autonomie et la vitesse d'avitaillement des véhicules H2 particulièrement intéressantes. L'agglomération parisienne dispose de la plus grande flotte de taxi hydrogène d'Europe, avec déjà plus de 600 véhicules avant les Jeux olympiques 2024 de Paris, auxquels s'ajoutent 900 véhicules supplémentaires livrés à l'occasion des JO.

Exemples de véhicules particuliers à hydrogène



© Toyota

Toyota Mirai



© Hyundai

Hyundai Nexo

1.3.1.8 L'offre aux catalogues des centrales d'achats

Les centrales d'achats UGAP et CATP proposent des véhicules hydrogène à leurs catalogues, qu'il s'agisse de bus, de VUL ou encore de balayeuses de voirie. L'UGAP devrait aussi courant 2024 intégrer à son catalogue des camions BOM et des véhicules rétrofités.

1.3.2 L'OFFRE DE STATIONS DE DISTRIBUTION

La France dispose de plusieurs acteurs de référence dans le domaine des stations de distribution d'hydrogène, qui déploient également un nombre croissant de stations à l'international.

Les acteurs intervenant dans la chaîne de valeur des stations hydrogène peuvent se répartir comme suit :

- Concepteurs et fournisseurs de stations ;
- Fournisseurs d'électrolyseurs ;
- Producteurs d'hydrogène ;
- Assistants à maîtrise d'ouvrage et à maîtrise d'œuvre ;
- Acteurs spécialisés dans la réglementation, la gestion des risques et la certification ;
- Acteurs spécialisés dans la métrologie et les interfaces utilisateur ;
- Opérateurs en charge de l'exploitation et de la maintenance ;
- Le génie civil.

Le **Panorama des solutions hydrogène**³⁹, réalisé et mis à jour régulièrement par France Hydrogène, présente l'offre disponible en matière de stations de distribution d'hydrogène.

Exemples de stations hydrogène



Station HYSETCO
de la Porte Saint-Cloud à Paris



Station multi-énergies du SYDEV
à La Roche-sur-Yon



Station Himpulsion
de Chambéry



Station mobile Ataway

39 Panorama des solutions, juin 2024 : www.france-hydrogene.org/ressources

1.3.3 Les principaux acteurs publics et parapublics de la filière

Le déploiement de la filière hydrogène, outre les entreprises privées de la filière, est activement porté par tout un ensemble d'acteurs publics et parapublics (liste non exhaustive) :

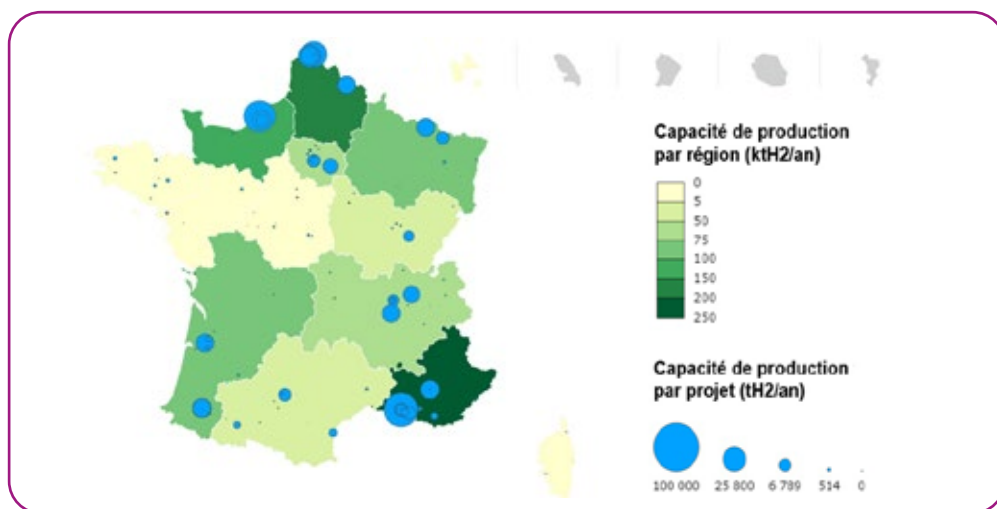
- Conseils régionaux et agences régionales de développement économique ;
- Autres niveaux de collectivités (métropoles, établissements publics de coopération intercommunale, Conseils départementaux...) ;
- La FNCCR ;
- Syndicats départementaux de l'énergie ;
- Syndicats de transport ;
- Pôles de compétitivité (Axelera, Capenergies, Pôle S2E2, Pôle DERBI, Pôle Véhicule du Futur, Tenerdis, ...) ;
- Associations régionales de la filière énergie (Normandie Energies, Pôlénergies...) ;
- Universités, écoles ;
- Laboratoires et centres de recherche.

1.3.4 ETAT DU DÉPLOIEMENT DES VÉHICULES ET DE LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE

1.3.4.1 Projets de production d'hydrogène

Il y a plus d'une dizaine de développeurs de projets très actifs en France, qui portent un total de plus de 220 projets de production d'hydrogène.

Carte des projets de production d'hydrogène



Source : France Hydrogène

Une cartographie des projets régulièrement mise à jour est disponible sur le site Internet de l'Observatoire de l'hydrogène VIG'HY de France Hydrogène⁴⁵.

45 France Hydrogène recense les acteurs de la filière sur : vighy.france-hydrogene.org/annuaire-des-acteurs/

1.3.4.2 Cartes des déploiements de véhicules hydrogène

En juin 2024, 58 bus électriques à hydrogène étaient en circulation en France.

Bus électriques à hydrogène en circulation en France en juin 2024⁴⁶

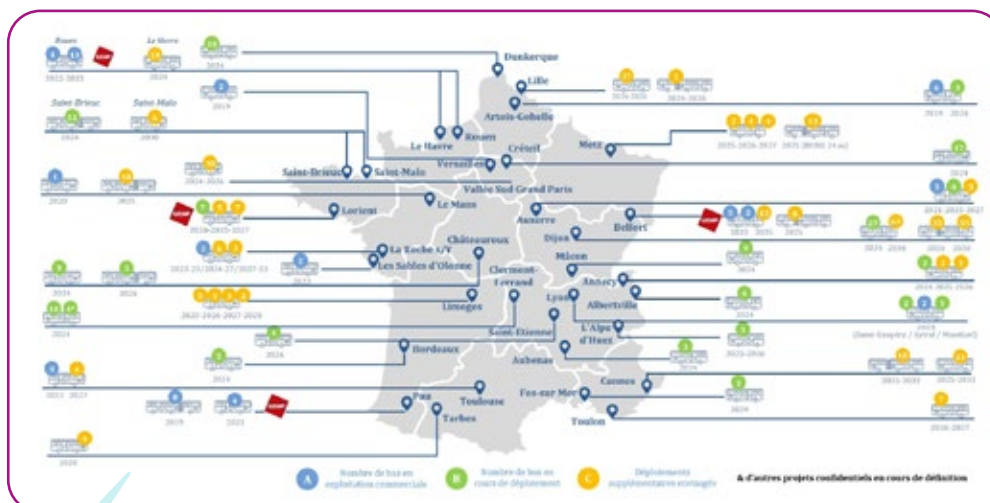


Source : ERM pour France Hydrogène Mobilité

En juin 2024, France Hydrogène Mobilité, le groupe de France Hydrogène dédié à la mobilité hydrogène, avait recensé un total de 721 bus hydrogène qui devraient entrer en service d'ici à 2033.

Ce total correspond à la somme des bus déjà en exploitation, des bus en cours de déploiement et des intentions de commandes de bus publiques ou confidentielles (58 en exploitation + 133 en cours de déploiement + 402 envisagés annoncés publiquement + 128 envisagés confidentiels).

Etat des lieux des projets de déploiement de bus hydrogène annoncés en France (juin 2024)⁴⁷



Source : ERM pour France Hydrogène Mobilité

46 Source : ERM pour France Hydrogène Mobilité, juin 2024 ; cette carte est régulièrement actualisée sur www.france-hydrogene.org/la-mobilite/
47 Ibidem

En juin 2024, France Hydrogène Mobilité avait recensé un total de 167 camions bennes à ordures ménagères (BOM) hydrogène qui devraient entrer en service d'ici à 2033. Ce total correspond à la somme des BOM déjà en exploitation, des BOM en cours de déploiement et des intentions de commandes de BOM publiques ou confidentielles (7 en exploitation + 44 en cours de déploiement + 102 envisagés annoncés publiquement + 14 envisagés confidentiels).

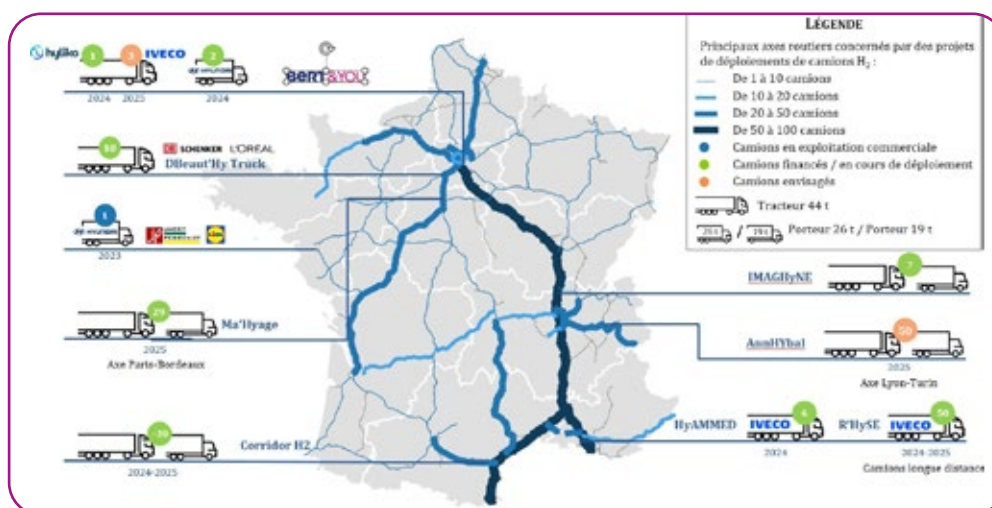
Etat des lieux des projets de déploiement de BOM annoncés en France (juin 2024)⁴⁸



Source : ERM pour France Hydrogène Mobilité

En juin 2024, France Hydrogène Mobilité avait recensé un total de 412 camions de transport de marchandise à hydrogène qui devraient entrer en service d'ici à 2026. Ce total correspond à la somme des camions déjà en exploitation, des camions financés/en cours de déploiement et des intentions de commandes de camions publiques ou confidentielles (1 en exploitation + 128 financés/en cours de déploiement + 53 envisagés annoncés publiquement + 230 envisagés confidentiels).

Etat des lieux des projets de déploiement de camions hydrogène annoncés en France⁴⁹



Source : ERM pour France Hydrogène Mobilité

48 Source : ERM pour France Hydrogène Mobilité, juin 2024 ; cette carte est régulièrement actualisée sur www.france-hydrogene.org/la-mobilite/
49 Ibidem

En juin 2024, France Hydrogène Mobilité avait recensé un total de 76 autocars rétrofités hydrogène qui devraient entrer en service d'ici à 2026. Ce total correspond à la somme des autocars déjà en exploitation, des autocars commandés et en cours de livraison (3 en exploitation + 73 à venir).

Etat des lieux des projets de déploiement d'autocars hydrogène annoncés en France (rétrofit)



Source : ERM pour France Hydrogène Mobilité

1.3.4.3 Projets d'infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène

En complément du déploiement des sites de production et des stations de distribution d'hydrogène, l'Etat, les gestionnaires de réseaux de transport de gaz GRTgaz et Teréga et le gestionnaire de site de stockage de gaz Storengy planifient le déploiement progressif d'un réseau de canalisations de transport d'hydrogène (hydrogénoducs). Dans son projet de nouvelle stratégie nationale hydrogène soumis à consultation en décembre 2023, l'Etat a annoncé un objectif d'environ 500 km de canalisations hydrogène à « court terme ». Ces canalisations viseront d'abord l'interconnexion entre sites de production et de consommation à l'intérieur des hubs hydrogène français (voir section 1.1.1.6 à partir de la page 14) et la connexion de ces hubs avec des sites de stockage massif d'hydrogène. Les gestionnaires de réseaux de transport de gaz planifient également déjà la partie française d'une « dorsale européenne » de réseaux transeuropéens de transport d'hydrogène, dont les premiers tronçons devraient être construits à partir de 2030.

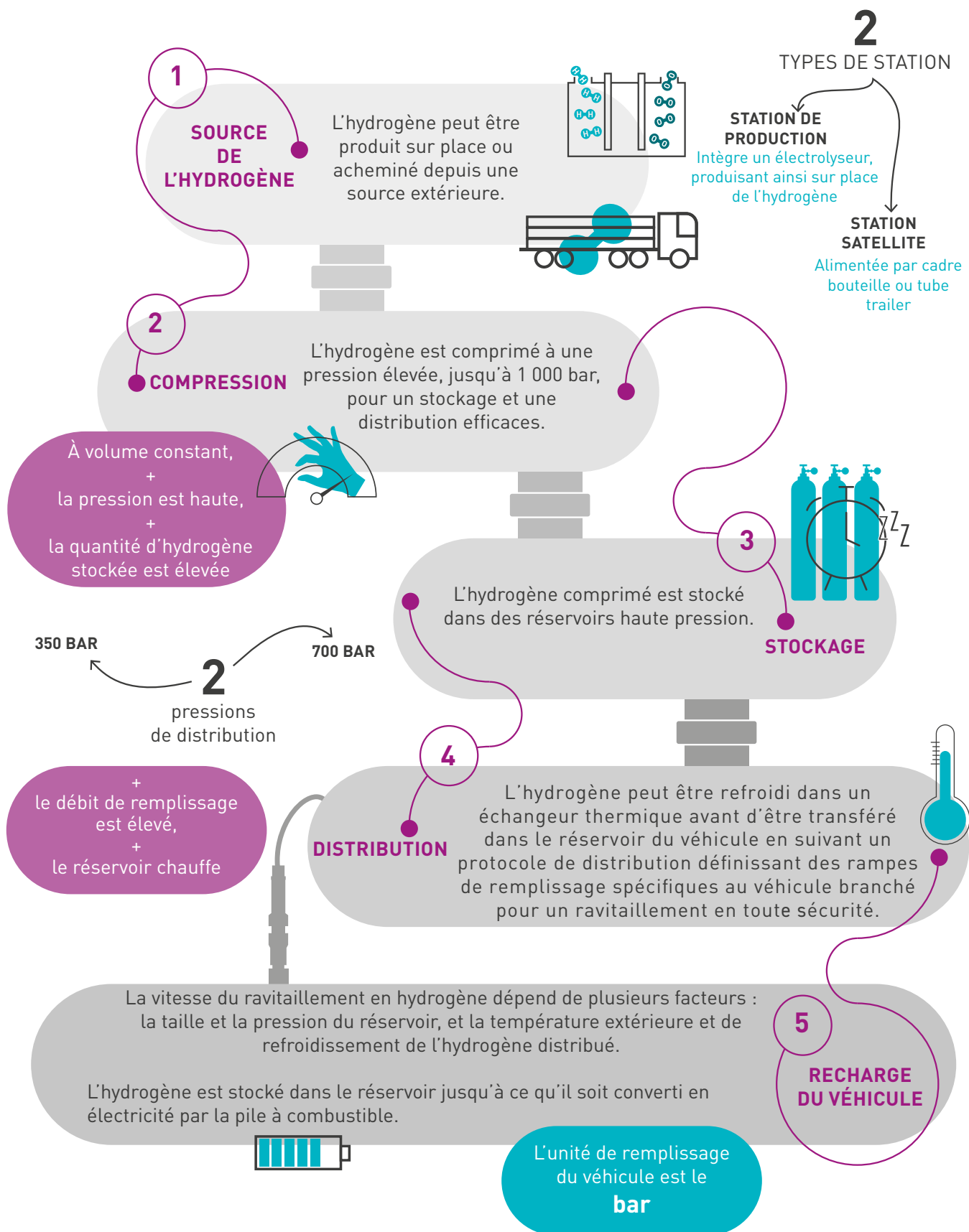
Carte des principaux projets d'infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène français



Source : GRTgaz

STATIONS HYDROGÈNE

COMMENT FONCTIONNENT-ELLES ?



Source : Ataway

2 COMMENT DÉPLOYER UNE STATION HYDROGÈNE ÉTAPE PAR ÉTAPE ?

LES 10 ÉTAPES D'UN PROJET DE DÉPLOIEMENT DE STATION

Etude de faisabilité, avant-projet sommaire

1. Définir le besoin du territoire et le dimensionnement de la station
2. Bien choisir l'emplacement et le mode d'approvisionnement de la station
3. Analyse économique et budgétaire
4. Montage juridique et gouvernance du projet
5. Définir le calendrier du projet de déploiement

Avant-projet définitif

6. Définir les caractéristiques techniques de la station
7. Définir et sélectionner les prestataires du projet
8. Demander les autorisations nécessaires

Concrétisation du projet : construction, exploitation et maintenance

9. Construire la station et certifier les équipements
10. Planifier l'exploitation et la maintenance de la station





Station Evolutive d'Atawey
à Moutiers

2.1 ETUDE DE FAISABILITÉ, AVANT-PROJET SOMMAIRE

Le conseil n°1 qui peut être donné est de faire une étude de faisabilité, et donc se faire accompagner par une assistance à maîtrise d'ouvrage. Celle-ci aura pour objectif de réaliser des études techniques et financières dans un premier temps, puis de structurer le projet et le dimensionner en fonction des besoins. Le budget investi pour une AMO sera rentabilisé par le temps gagné lors du montage du projet ainsi que sa solidité.

2.1.1 ETAPE 1 : DÉFINIR LE BESOIN DU TERRITOIRE ET LE DIMENSIONNEMENT DE LA STATION

2.1.1.1 Définir et sécuriser les usages sur son territoire

Un projet de mobilité hydrogène se construit en prenant en compte les usages. Il s'agit ici de s'assurer qu'une flotte de véhicules s'avitaille au sein de la station. Afin de bien dimensionner sa station, il convient de connaître les ordres de grandeur en termes de consommations des véhicules. Il est à noter que les véhicules particuliers ne représentent pas un potentiel important en dehors de ceux utilisés professionnellement pour les flottes de taxi, et ne sont donc pas les plus déterminants pour le dimensionnement des stations hydrogène. En revanche, la commande publique représente un levier nécessaire pour assurer un usage suffisant et ainsi, la viabilité économique de la station.

En effet, si les véhicules hydrogène étaient déjà disponibles et déployés de façon massive dans le secteur des transports, alors des infrastructures de distribution 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 souvent privilégiée par les premiers porteurs de projets 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 l'avitaillement 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 distribution et des véhicules qui les utiliseront, ce qui permet une optimisation économique de l'investissement dans l'infrastructure.

Consommation moyenne en kg/100km par type de véhicule

	Consommation moyenne en kg/100km
Autobus	Entre 9 et 12 kg/100km
Autocars	Environ 5 kg/100km
Taxis/véhicules particuliers	Environ 1 kg/100km
Camions benne	Entre 11 et 15 kg/100km
Camions de marchandises	Environ 6 kg/100km
VUL	Entre 1,7 et 2 kg/100km

2.1.1.1 Transports de voyageurs

2.1.1.1.1 Bus urbains

Les bus électriques à hydrogène sont le type de véhicule fonctionnant à l'hydrogène le plus déployé en France. Une offre de bus électriques à hydrogène assez conséquente existe déjà, proposée par divers constructeurs. Les caractéristiques techniques de ces véhicules peuvent ainsi varier.

La consommation des bus électriques à hydrogène est exprimée en quantité d'hydrogène (en kilogrammes) nécessaire pour parcourir 100 km, d'où l'unité de kgH₂/100km. Le projet européen de déploiement de bus électriques à hydrogène CHIC⁵⁰ a rapporté les consommations effectives (entre 2011 et 2016) des bus déployés dans les 10 villes du projet. Les valeurs de la deuxième phase (la plus récente et qui concerne 5 villes) présentent à 10,4 kgH₂/100km pour des bus de 12 m, avec une moyenne à 9,2 kgH₂/100km. Ces dernières années, une échelle de valeurs allant de 7,9 kgH₂/100km ayant été particulièrement dynamiques pour la filière hydrogène, les technologies évoluent et les performances continuent à être améliorées. Les constructeurs visent actuellement plutôt 8 à 9 kgH₂/100km pour des bus standards de 12 m, voire moins de 8 kgH₂/100km.

Pour des bus articulés de 18 m, la consommation est bien entendue supérieure. Dans le cadre du projet CHIC, seule une ville avait déployé des bus de cette dimension et ceux-ci avaient présenté une consommation moyenne de 16,5 kgH₂/100km. Cependant, ce déploiement date de 2011 et les constructeurs ont depuis grandement amélioré les performances de leurs technologies.

Un Livre blanc « Comment déployer des bus électriques à hydrogène en France ? »⁵¹ publié en 2020 par France Hydrogène entre en détail dans le déploiement de bus hydrogène.

2.1.1.1.2 Autocars

A la différence des bus, les autocars assurent des liaisons entre différentes villes, on parle ici de transport interurbain. Compte-tenu des longues distances parcourues par les autocars, l'autonomie accrue procurée par la technologie hydrogène constitue un atout majeur par rapport à la technologie électrique à batterie. Les autocars hydrogène ont une consommation moyenne d'environ 5kgH₂/100km, soit une moyenne de 80 kWh/100 km. En octobre 2023 France Hydrogène a réalisé en partenariat avec Avere-France une étude sur la transition de l'autocar vers des technologies zéro émission⁵².

2.1.1.1.3 Véhicules particuliers - Taxis

Etant donné la stratégie de déploiement de l'hydrogène, les véhicules particuliers, destinés au transport de personnes, adressent plutôt un usage professionnel (taxis, véhicule de service, commercial). L'usage de voitures hydrogène pour les particuliers pourra intervenir lorsque le maillage de l'infrastructure de distribution sera développé notamment grâce aux premiers déploiements de flottes captives professionnelles. La consommation moyenne, urbaine et périurbaine, des véhicules légers, est d'environ 1 kgH₂ /100 km.

2.1.1.2 Collecte de déchets

Les camions benne à ordures ménagères permettent la collecte et le transport des déchets ménagers et volumineux. La consommation moyenne d'hydrogène se situe entre 11 et 15 kgH₂/100 km. Ces données sont supérieures à celles des poids lourds car les BOM sont équipées de compacteur consommant de l'énergie lors de leurs tournées. Par ailleurs, les nombreux cycles de démarrage/arrêt augmentent la consommation en hydrogène. L'autonomie de ces véhicules peut atteindre plus de 200 km.

50 <https://ruter.no/globalassets/dokumenter/fossilfri-2020/final-report-chic-2016.pdf>

51 https://s3.production.france-hydrogene.org/uploads/sites/4/2021/11/AFHYPAC-H2MF_Livre_20blanc_20Bus_20H2_VDEF_15062020.pdf

52 www.france-hydrogene.org/publication/la-transition-de-lautocar-vers-des-technologies-zero-emission-quels-besoins-et-perspectives-en-france

2.1.1.1.3 Transport de marchandises et véhicules professionnels

2.1.1.1.3.1 Camions de transport de marchandises

L'autonomie des poids lourds affichée par les constructeurs dépasse souvent les 500 km, et peut atteindre pour certains les 1000 km. Toutefois, à ce jour, seul le camion Hyundai 26T bénéficie d'un retour d'expérience, avec une autonomie réelle d'environ 400km. La consommation des véhicules routiers dont le poids total autorisé en charge (PTAC) n'excède pas 32 tonnes varie autour de 6 kgH₂ /100 km. En ce qui concerne des véhicules routiers dont le PTAC est supérieur à 32 tonnes, la consommation moyenne d'hydrogène est comprise entre 7 et 9 kg H₂ / 100 km.

2.1.1.1.3.2 Véhicules utilitaires légers (VUL)

Cette catégorie regroupe les camionnettes et les fourgonnettes destinées au transport de marchandises et de personnes, pour le public comme pour le privé. Ces véhicules sont particulièrement adaptés à la circulation en zone citadine. Leur autonomie moyenne est d'environ 400 km.

Pour les véhicules utilitaires légers dont le PTAC est inférieur à 3,5 tonnes, la consommation moyenne varie autour de 1,7 kgH₂ / 100 km en fonction du type de technologie. Celle des véhicules utilitaires, dont le PTAC est compris entre 3,5 tonnes et 7,5 tonnes, se situe autour de 2 kgH₂ /100 km.

Retour d'expérience :

Afin de s'assurer que la station sera bien utilisée par un maximum d'acteurs, des lettres d'intention peuvent être sollicitées au moment du montage du projet. Dans le cadre du dépôt du dossier à l'ADEME, un minimum de 50% d'usages était à confirmer pour chacune des stations projetées.

Dans le cadre du projet « Zero emission valley » (plus de 15 stations, 400 véhicules légers et 80 véhicules lourds), la Région Auvergne-Rhône-Alpes a relancé en 2023 un appel à manifestation d'intérêt pour actualiser les intentions d'acquisition de véhicules. Plus de 300 nouvelles intentions d'acquisition ont ainsi été adressées à la Région permettant de mettre en lien les acquéreurs potentiels avec les constructeurs, les concessionnaires et la société public privé HYmpulsion pour l'avitaillement.

Dans le cadre de ce projet, les usages ont été sécurisés par deux moyens :

- Le premier levier est la mise en place d'un dispositif d'aide mobilisant des crédits régionaux et européens (CINEA) permettant de soutenir l'acquisition de véhicules légers ou utilitaires hydrogène ;
- Le second levier concerne la commande publique avec des engagements de collectivités à acquérir des véhicules lourds dans le cadre de l'appel à projets de l'ADEME, dont 50 cars rétrofités H₂ par la Région.

2.1.1.1.4 Intégrer les autres usages de l'hydrogène

La construction de station de distribution, et donc la consommation d'hydrogène, doit s'inscrire dans le cadre d'un écosystème territorial consolidé par d'autres usages que ceux de la mobilité. Ces usages différents peuvent comprendre l'industrie, le stockage d'énergie, les engins off-road, et le stationnaire (avec les groupes électrogène) etc. L'objectif est ici d'assurer de nombreux débouchés à la production d'hydrogène pour garantir des volumes conséquents.

2.1.1.2 Définir l'accessibilité de la station : station publique ou privative

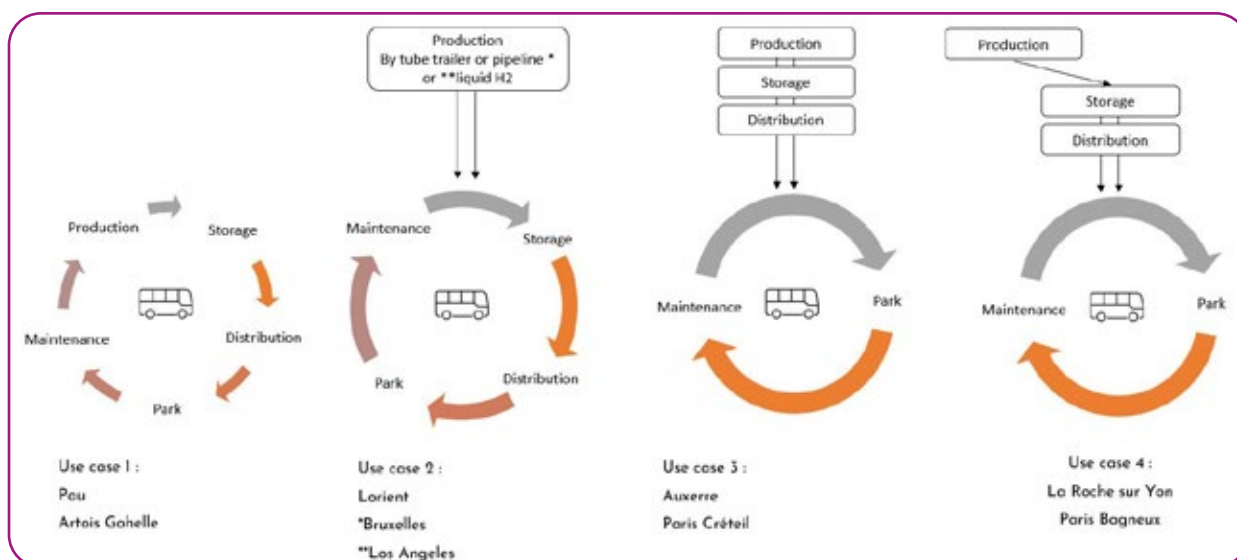
2.1.1.2.1 Station publique

Les stations publiques sont des stations d'avitaillement accessible à l'ensemble des usagers. De fait, elles couvrent un large spectre d'usages, allant du véhicule léger aux camions de transport de marchandises. Leur accès doit être assuré via un raccordement à une route. La définition d'une station publique sensu stricto est liée à des bornes de distribution homologuées par la métrologie légale pour un paiement via CB par exemple.

2.1.1.2.2 Station privative

Les stations privatives sont des stations d'avitaillement dont l'objectif principal est d'alimenter une flotte captive. Elles peuvent se situer dans les espaces privés de la structure exploitant la flotte. C'est notamment le cas pour certaines flottes de bus ou de taxis, dont les stations se situent directement dans les dépôts. Toutefois, ces stations privatives peuvent également se situer dans des espaces publics, mais leur utilisation sera limitée à certaines structures.

Configurations de production stockage-distribution d'hydrogène pour la maintenance et le remisage de bus hydrogène (source RATP)



Station privative du dépôt de bus Idelis à Pau



Retour d'expérience :

La station privative de Pau est dédiée à l'avitaillement de 8 autobus de la STAP. Concrètement, depuis 2019, cette station d'une capacité de 298 kg/jour permet d'assurer 20% du trafic de passager par jour et d'effectuer 290 km journalier par véhicule.

2.1.1.3 Bien dimensionner sa station, définir la capacité de stockage et de distribution de la station

Le dimensionnement d'une station concerne à la fois sa surface au sol, mais aussi sa capacité de stockage et de distribution d'hydrogène. La station de distribution d'hydrogène est composée des éléments suivants :

- Un stockage d'hydrogène basse pression ;
- 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 (nozzle).

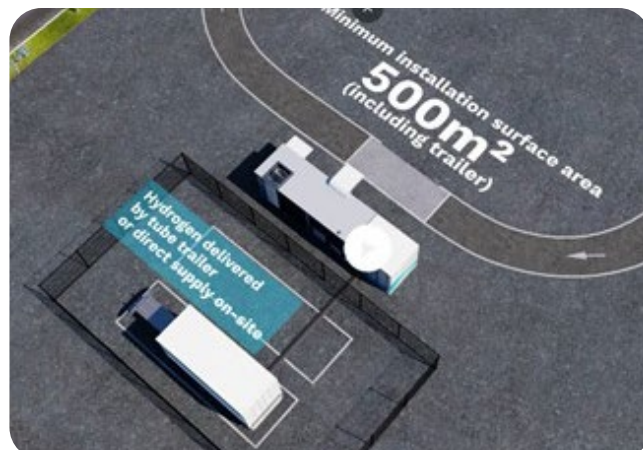
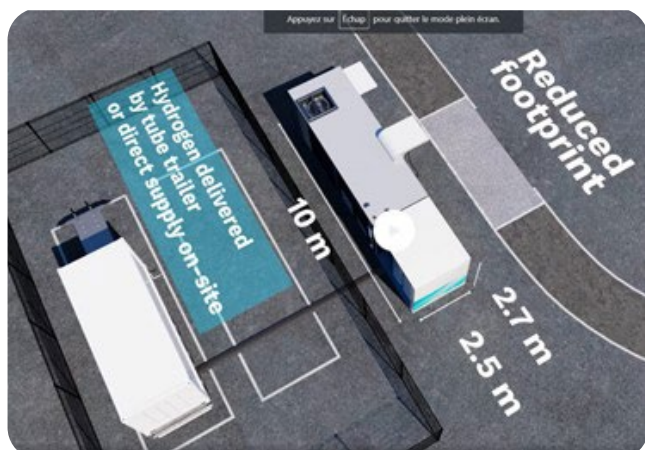
La surface d'une station hydrogène dépend naturellement de la configuration du terrain et de son accessibilité. A titre indicatif, une station hydrogène seule disposant de 4 pistes de distribution couvre une surface de 4000 à 5000 m². S'il s'agit d'une station multi-énergies, la surface nécessaire dédiée à la station hydrogène sera de 3000 m². La majeure partie de cette surface est occupée par l'espace technique, qui comprend plusieurs réservoirs, un compresseur, voire, le cas échéant, le matériel pour produire directement l'hydrogène sur place via un électrolyseur. Dans le cas d'une alimentation de la station par de l'hydrogène porté, les emplacements dédiés aux trailers devront pouvoir accueillir des remorques de 40 pieds. Dans le cas d'une production sur site, il faudra compter un espace supplémentaire d'environ 1000 m². Les surfaces mentionnées incluent également les distances de sécurité réglementaires prévues par l'Arrêté du 22 octobre 2018 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)⁵³. Cet arrêté est en cours de révision (voir section 2.2.3.3 page 66).

Les prévisions de consommation quotidienne définissent le dimensionnement du compresseur (débit horaire x nombres d'heures = capacité de distribution). Les véhicules sont ravitaillés directement depuis les stockages haute pression. La capacité des stockages définit le nombre de véhicules pouvant être ravitaillés à suivre ou en même temps sans avoir recours à la compression. Il est donc nécessaire de la définir selon le foisonnement de ravitaillement sur la période de pointe.

Enfin, pour dimensionner correctement une station hydrogène, il faut s'assurer d'une capacité de distribution suffisante. En effet, l'hydrogène transitant dans la station pour alimenter un véhicule est sous forme gazeuse. S'il arrive avec une pression de 30 bars, ce gaz est comprimé au sein même de la station jusqu'à 900 bars. Suivant la réglementation, il est interdit de comprimer l'hydrogène directement dans les réservoirs des véhicules, de fait cette compression est nécessaire pour garantir un bon débit à la pompe et permettre de remplir les réservoirs embarqués dans les véhicules allant de 350 à 700 bars. Pour s'assurer qu'un minimum d'hydrogène sous pression soit toujours disponible, il faut ainsi déterminer le débit de compression nécessaire sur la station en définissant les plages horaires de fréquentation.

Dimensionnement d'une station

(vidéo Hyvia de la présentation de HywellR (station co-développée par Atawey et Hyvia))



53 <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000037519292>

2.1.1.4 Prévoir et planifier l'évolution de la capacité de la station pour l'adapter à la croissance progressive de la demande

Dimensionner et planifier l'évolution d'une station hydrogène consiste à projeter, dans la mesure du possible, son utilisation sur 10 ans, avec, comme indicateur principal, la part d'hydrogène délivré par typologie de véhicules et donc pression de remplissage.

Dès le début du projet, la surface de la zone technique dédiée au stockage peut être dimensionnée et réservée sans pour autant être équipée dès le départ. Plusieurs phases d'augmentation des capacités de stockage peuvent être prévues pendant la durée de vie de la station. Idéalement, le dimensionnement de la charge sera la future charge liée à l'ensemble du stockage et des caniveaux seront aménagés dès le départ pour faire cheminer les futures canalisations des extensions de stockage.

Il sera donc nécessaire de réfléchir à l'évolution de la station en amont avec le constructeur.

Lorsque les prévisions montrent que la station sera de plus en plus utilisée dans les années à venir, il peut être opportun de prévoir dès le départ 4 pistes pour le ravitaillement des véhicules munies de 2 ilots (chaque ilot central desservant 2 pistes). Un seul ilot peut être équipé d'un distributeur simple ou double. Le 2ème ilot pourra être équipé quand le besoin le nécessitera. La conduite permettant de desservir les 2 ilots en hydrogène (liquide caloporteur, air comprimé, ...) devra donc être dimensionnée dès le départ pour alimenter les 2 ilots.

Enfin, il peut être judicieux de prévoir l'évolution de la station par phasage, en prenant en compte l'intensité de la fréquentation de la station et la consommation d'hydrogène, dans la temporalité. Les stations peuvent en effet évoluer pour correspondre au mieux aux besoins du moment, sans avoir à les surdimensionner dès le début. Des composants peuvent ainsi venir s'agréger au fur et à mesure que la station prend de l'ampleur : un électrolyseur, du stockage, un compresseur et des bornes de distribution.

2.1.1.5 Station mobile pour l'amorçage et la gestion d'usages saisonniers

Certains constructeurs proposent des stations hydrogène mobiles. D'une capacité de stockage et de distribution plus modeste, ces stations prennent la forme d'un conteneur, dont 1000 m² seront nécessaires à son installation pour respecter les normes ICPE. Elles peuvent se révéler une solution pertinente lorsque les besoins d'hydrogène identifiés sur le territoire sont faibles, incertains ou temporaires.

Par ailleurs, une station mobile peut être avantageuse pour laisser le temps aux usages de murir et de préparer un dimensionnement définitif plus pertinent. Cela permet aussi d'implanter une station temporaire sans encore avoir le foncier définitif. Une station mobile permet un aménagement de plateforme beaucoup plus simple et moins coûteux, sur un espace restreint.

Retour d'expérience :

Ayant reçu ses autocars hydrogène en avance, la Région Occitanie a fait le choix de recourir à ce type de station mobile en attendant une station définitive en cours de construction. Le choix de la Région s'est d'ailleurs porté sur un achat plutôt qu'une location, afin de pouvoir réutiliser cette station mobile pour fournir par la suite d'autres écosystèmes et usages.

2.1.2 ETAPE 2 : BIEN CHOISIR L'EMPLACEMENT ET LE MODE D'APPROVISIONNEMENT DE LA STATION

2.1.2.1 Bien choisir l'emplacement

2.1.2.1.1 Localisation le long d'axes routiers et autoroutiers stratégiques ou à proximité de nœuds urbains ou logistiques

Dans le cadre d'une station ouverte au public, le choix de localiser une station de distribution en hydrogène répond aux mêmes critères que pour une station de carburant classique, notamment pour assurer un maximum de passage et ainsi assurer la viabilité économique du projet. Ainsi, au sens de la réglementation AFIR (cf. 1.2.2.1), un emplacement le long des principaux axes routiers et autoroutiers du territoire, ou des nœuds urbains est à privilégier. Par ailleurs, certains éléments sont à anticiper quant à une valorisation accrue de la station : une bonne visibilité, pas de concurrence aux alentours, proche des potentiels clients, des voies d'accès permettant l'accès de tout type de véhicule.

A 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, étant donné que ces points ne sont souvent pas pertinents d'un point de vue économique à l'heure actuelle, mais ils présentent l'avantage d'apporter le service de réseau, c'est-à-dire de contribuer au maillage d'un territoire.

2.1.2.1.2 S'intégrer dans une planification cohérente du maillage en stations du territoire

Le développement des stations étant encore à ses débuts, l'emplacement d'une station doit se réfléchir dans un environnement régional, voire national, notamment pour les usages itinérants ; transports de publics en autocars, camion de marchandises, etc.

Dans ce sens, le cadre réglementaire européen AFIR impose un maillage de stations d'avitaillement en hydrogène tous les 200 km sur les principaux axes de transport RTE-T, à moins de 10km des sorties des principaux axes, en cohérence avec le détour acceptable de 7 minutes.

2.1.2.1.3 Sécuriser le foncier

Au regard des dimensions exigées par une station, le foncier représente un des principaux enjeux. Sans foncier «suffisant» (disponible, accessible, avec une superficie suffisante), le projet ne pourra pas se faire. Il faut en effet s'assurer d'un espace adapté qui puisse permettre d'accueillir tous les équipements techniques et leurs réglementations associés, qui puisse permettre l'accueil des véhicules, ainsi que l'avitaillement à la place des bus articulés, et permettre l'évolution de la station dans le futur.



2.1.2.1.4 Station mono-énergie ou multi-énergies ?

Deux choix s'offrent aux porteurs de projets de station hydrogène : une station mono-énergie qui délivre uniquement de l'hydrogène, ou une station multi-énergies qui intègre plusieurs types de carburants.

La première catégorie peut se révéler une meilleure option si le foncier est limité. Cette option sera à privilégier pour des flottes captives ou privées comme pour des bus, des charriots élévateurs, etc.

Toutefois, une station multi-énergies peut être plus pertinente pour minimiser les risques en rentabilisant la station avec les autres énergies et mutualiser le foncier. Cette option porte également l'avantage de démocratiser les nouvelles énergies de la mobilité auprès du public. Il est à noter que ce choix impactera le type d'acteurs dans le projet et donc le montage juridique.

Exemple de station de distribution multi-énergies du SYDEV aux Sables d'Olonne : électrique, Bio GNV, hydrogène



2.1.2.2 Définir le mode d'approvisionnement en hydrogène

2.1.2.2.1 Production sur site ou approvisionnement ?



On parle de **production hors site** (ou 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 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, voire de bouteilles verticales dans des cadres restants sur des camions 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.

Tube-trailer de transport d'hydrogène



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 à 380 bars. Des logistiques de distribution à de plus hautes pressions (plus de 500 bars) 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 et sont en cours d'expansion. Toutefois, ces pipelines sont principalement utilisés pour le transport d'une grande quantité d'hydrogène sur de longues distances. Les derniers kilomètres de livraison entre le pipeline et la station se font par camion type « tube-trailers ».

On parlera de **production sur site** (ou décentralisée) dans le cas d'une production par électrolyse directement sur le site de distribution de l'hydrogène. L'hydrogène produit localement est alors destiné en priorité à la station locale, avec possibilité d'exporter l'hydrogène vers d'autres lieux / stations environnantes, par le biais de tube trailers. Les installations, et investissements, à prévoir seront ici plus conséquents.

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 TURPE⁵⁴ et de l'Accise⁵⁵ sur l'électricité, ce qui permet de réduire significativement 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.

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.

Une 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 l'avitaillement de plusieurs véhicules successifs en respectant des délais de remplissage, spécifiés dans le cahier des charges de la station.

54 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 (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.enedis.fr/media/2959/download>

55 Les droits d'accises sont des impôts indirects perçus sur la vente ou l'utilisation de les produits énergétiques : <https://www.ecologie.gouv.fr/fiscalite-des-energies#:~:text=Cet%20article%20pr%C3%A9voit%20ainsi%2C%20du.%E2%82%AC%2FMWh%20pour%20les%20particuliers>.

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 l'installation d'une station de production/distribution et le 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 distribution national. Une projection sur l'augmentation à venir du nombre de véhicules est à réaliser afin de dimensionner au mieux l'électrolyseur, les compresseurs et les cuves de stockage.

2.1.2.2.2 Sécuriser l'approvisionnement de la station

Idéalement, l'exploitant de la station de distribution doit multiplier les sources d'approvisionnement pour ne pas rencontrer de difficulté en cas de défaillance de l'un d'entre eux. Toutefois, le marché de la production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone étant à ses débuts, il pourra être difficile, dans un premier temps, de multiplier les contrats avec divers fournisseurs.

Dans cette optique, et même si l'hydrogène doit être envisagé comme une solution de décarbonation des mobilités, il est possible d'autoriser le fournisseur à livrer une petite proportion d'hydrogène pouvant ne pas être renouvelable. Si ce n'est pas l'idéal, cette solution peut permettre au fournisseur de se donner une marge de manœuvre pour assurer ses livraisons.

Les exploitants publics de stations peuvent avoir recours aux divers types de contrats de fournitures déjà existant et répondant au cadre fixé par les règles de la commande publique : contrat-cadre, contrat de gré à gré, etc.

L'exemple des contrats type « take or pay » permet de sécuriser auprès d'un fournisseur l'approvisionnement d'un certain volume (annuel ou mensuel) qui sera préalablement déterminé par les estimations de consommation. Le contrat « take or pay » portera sur la livraison de ce volume, et le fournisseur sera contraint de s'y tenir.

Cependant, ce type de contrat comporte deux contreparties :

- L'acheteur a l'obligation de payer le volume déterminé dans le contrat, même en cas de consommation moindre ;
- Le fournisseur n'est pas dans l'obligation d'augmenter ses volumes livrés en cas d'augmentation des besoins d'hydrogène.

Retour d'expérience :

En Auvergne-Rhône-Alpes, le mode d'approvisionnement en hydrogène passe principalement par un contrat d'achat avec des producteurs. Un électrolyseur en Auvergne à Clermont Ferrand porté par la société HYmpulsion de 2MW, soit 800 kg/jour sera mis en service fin 2024. Le reste des besoins en hydrogène pour la mobilité sera acheté par HYmpulsion à des producteurs d'hydrogène renouvelable, ce qui représente environ 10MW.

2.1.3 ETAPE 3 : ANALYSE ÉCONOMIQUE ET BUDGÉTAIRE

2.1.3.1 Élaboration du modèle économique

2.1.3.1.1 Prix du carburant

Le prix de l'hydrogène à la pompe varie grandement selon le procédé de production. En cas de production par électrolyse de l'eau, le coût de l'électricité influe grandement sur le prix final de l'hydrogène.

Dans une démarche environnementale, l'hydrogène renouvelable ou bas carbone est à privilégier. Le prix moyen observé dans les stations déjà existantes est entre 10 et 15 € par kilogramme d'hydrogène. Il est à noter que les projets de production à venir vont entraîner une baisse significative du prix de l'hydrogène au kilo, rendant ce carburant de plus en plus compétitif.

La nouvelle Taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport (TIRUERT) devrait permettre une baisse jusqu'à 4,70 euros par kilo d'hydrogène.

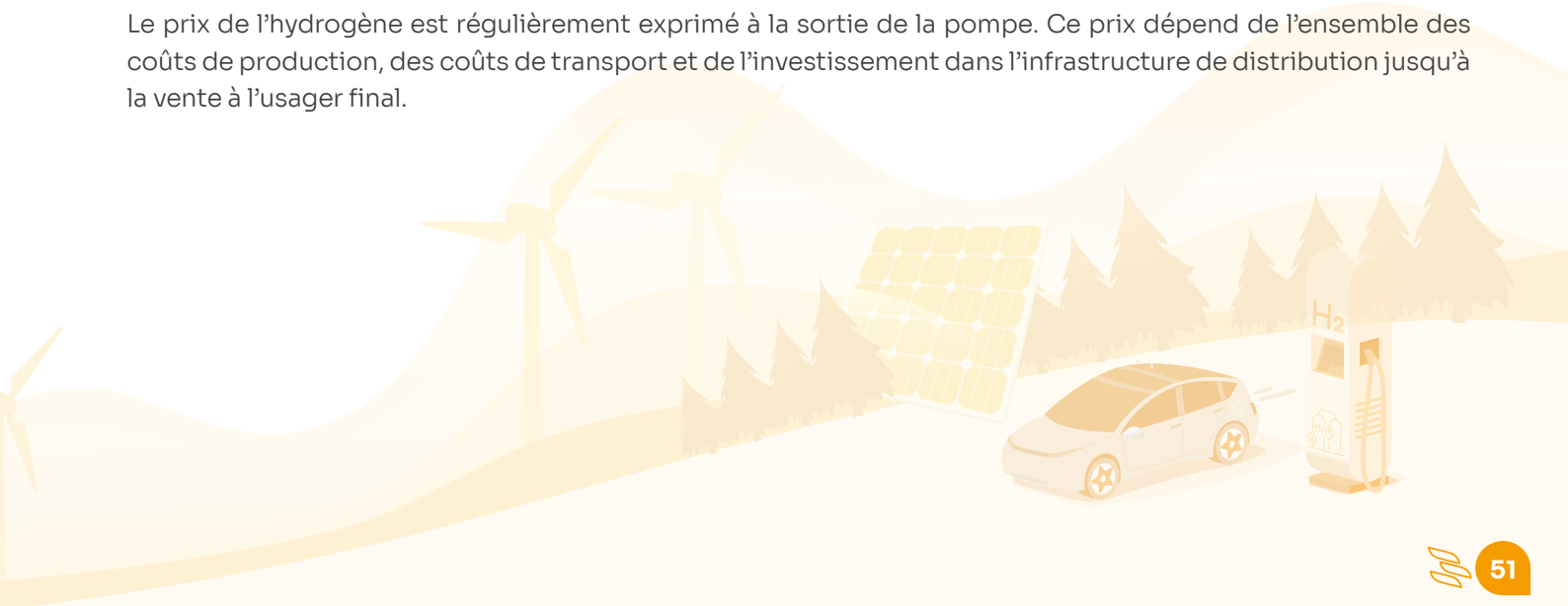
2.1.3.1.2 Ordre de grandeur sur la capacité de la station

L'engouement de ces dernières années autour de la mobilité hydrogène a entraîné une rapide évolution du secteur. Les projets se multipliant, en France comme dans le reste du monde, les constructeurs proposent aujourd'hui des modèles de stations de plus en plus standardisés, avec des coûts de développement moindres qui vont bénéficier d'économies d'échelle, et pour lesquels sont donc attendues des 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, et par exemple en faisant des demandes de pré-devis.

Les coûts des stations dépendent de leur utilisation ainsi que :

- Du type de véhicule : s'il y a nécessité de devoir distribuer de l'hydrogène sous 350 et 700 bars, une station « dual pressure » sera plus chère ;
- Du « back-to-back » souhaité pour la distribution : le « back-to-back » consiste à assurer un stockage d'hydrogène compressé suffisant pour l'enchaînement des remplissages de véhicules, notamment lors des pics horaires (voir section 2.2.1.2 page 60). La capacité de stockage d'une station, élément important de son coût, est impactée par le profil de distribution souhaité pour les utilisateurs. Plus le niveau est élevé, plus la capacité de stockage est importante, plus le coût de la station est important ;
- Du niveau de disponibilité souhaité pour les installations : une disponibilité haute (par exemple de plus de 95%) impose une forte redondance des équipements.

Le prix de l'hydrogène est régulièrement exprimé à la sortie de la pompe. Ce prix dépend de l'ensemble des coûts de production, des coûts de transport et de l'investissement dans l'infrastructure de distribution jusqu'à la vente à l'utilisateur final.



2.1.3.1.3 Coûts des investissements (CAPEX)

Les coûts d'investissement, ou CAPEX (capital expenditure) varient selon une multitude de critères :

- Les coûts des équipements, qui dépendront grandement des caractéristiques de la station choisie : de la redondance (pour assurer une grande disponibilité), de la capacité du compresseur et du stockage haute pression (pour assurer le back-to-back), du nombre de piste de distribution, du choix du débit de distribution, etc. ;
- Les coûts de fabrication de la station : les coûts d'ingénierie, le génie civil, les raccordements aux réseaux d'électricité, d'eau et de télécom, la livraison.

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 % du coût de celle-ci.

2.1.3.1.4 Coûts de fonctionnement (OPEX)

Les coûts de fonctionnement, ou OPEX (operational expenditure) comprennent : l'hydrogène, l'électricité pour le fonctionnement, la main d'œuvre, la location du terrain, l'assurance, la taxe de propriété. Les coûts de maintenance quant à eux vont dépendre directement des caractéristiques des stations. L'ordre de grandeur souvent établi est qu'ils sont compris entre 5 et 7% des CAPEX.

Dans le cas d'hydrogène livré à la station, son 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, son 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, de prix de l'eau, etc.

2.1.3.1.5 Equilibre budgétaire pour le porteur de projet

L'analyse des modèles économiques pour des stations de capacités différentes souligne :

- La difficulté pour mettre en place des modèles économiques rentables pour des stations de « petites » capacités, typiquement en-dessous de 80-100kgH₂/ jour ;
- Alors que la compétitivité économique pour des stations de plus grandes capacités (au-dessus de 100kgH₂/jour) est possible grâce aux économies d'échelle, à condition d'assurer des taux d'utilisation élevés ;
- Un taux d'utilisation d'au moins 50% doit être atteint pour être rentable ;
- Il est estimé que le coût d'une station hydrogène est amorti sur une quinzaine d'année.

En termes de revenus, l'évaluation dépendra du modèle de projet, et de nombreux schémas peuvent être envisagés, parmi lesquels :

- Si une organisation déploie une infrastructure de distribution 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 ;
- Si les stations de distribution 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.

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 d'énergie 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.

2.1.3.2 Identification d'opportunités de financement

2.1.3.2.1 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, de déterminer les sources de création de valeur, de les quantifier, et d'identifier les choix les plus pertinents pour un projet, un territoire et des utilisateurs donnés.

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 montages juridiques associant ces différents acteurs investisseurs sont de plus en plus considérés comme un véhicule efficace et souple pour de tels projets (cf. 2.1.4).

2.1.3.2.2 Financements publics

De nombreux financements publics peuvent assurer le financement d'un projet de station de distribution hydrogène. L'ADEME et les Régions sont généralement les principaux financeurs d'infrastructures. Les appels à projets d'écosystèmes territoriaux portés par l'ADEME couvrent notamment le financement de stations hydrogène. Les Régions abondent grandement les projets lauréats afin de créer une dynamique territoriale autour de l'hydrogène.

Par ailleurs, de nombreuses structures publiques viendront soutenir des projets :

- La Banque des Territoires finance les stations d'une taille minimale de 800kg/jour⁵⁶ ;
- La Banque européenne d'investissement ;
- Horizon Europe ;
- Les Projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC) ;
- Innovation funds.

Une description plus détaillée des dispositifs d'aides publics est proposée dans la section 1.1.3 (page 22).

2.1.3.2.3 Financements privés

Un nombre croissant d'acteurs privés financent des projets hydrogène et notamment de stations hydrogène. Le Crédit agricole et la Caisse d'épargne, ou encore Natixis ont financé un certain nombre de projets hydrogène, et la plupart des banques commencent à investir dans la filière.

Des fonds d'investissement se sont également spécialisés dans le financement de projets hydrogène comme Eiffel Investment Group, voire ont été créés spécifiquement pour financer les projets et les stations de distribution d'hydrogène comme Hy24.

2.1.3.2.4 Financement public-privé

Les financements publics-privés pour les projets de stations peuvent se révéler une option avantageuse. Ils permettent en effet d'entreprendre des projets hydrogène, souvent liés à une volonté politique de développer un écosystème territorial, avec des structures privées parfois hésitantes. Ce partage des risques est apprécié par les deux parties qui s'associeront en une structure juridique comme présentée par la suite.

⁵⁶ <https://www.banquedesterritoires.fr/produits-services/investissement/financement-infrastructures-recharge-avitaillement>

2.1.4 ETAPE 4 : MONTAGE JURIDIQUE ET GOUVERNANCE 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, plus le risque financier reste élevé. Les petits projets sont très vite coûteux et quasiment toujours impossibles à rentabiliser. Il convient donc en général de viser une politique de déploiement régionale en lien avec les acteurs pertinents à cette échelle (Région, Départements, syndicats régionaux, industriels de la région...).

Également, ne sera pas abordé ici le cas de l'installation et de l'exploitation d'une station d'avitaillement créée pour satisfaire les besoins propres 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.

Ce chapitre couvre l'installation d'une station ouverte au public et pilotée par un syndicat d'énergie (ou par une entité dont il est actionnaire). Le service apporté par la station est qualifié de service public industriel et commercial (SPIC). En effet, la création et l'exploitation de points de ravitaillement en hydrogène constituant une activité commerciale, cette activité peut donc être l'objet d'un service public, lui-même à caractère industriel et commercial.

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, etc.

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.

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.

2.1.4.1 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 des articles L2000-1 à L2691-2, et R2100-1 à R2691-1 du Code de la commande publique. 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.

2.1.4.2 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 usagers⁵⁷.

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)⁵⁸, 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 des articles L3000-1 à L3428-1, et R3111-1 à D3381-5 du Code de la commande publique. 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 française⁵⁹, 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).

⁵⁷ Définition à l'article L1121-1 du Code de la commande publique

⁵⁸ Le terme d'affermage n'est pas retenu au sein des nouvelles dispositions relatives aux contrats de concession mais le schéma juridique subsiste

⁵⁹ 5 538 000 € hors taxes au 1er janvier 2024

2.1.4.3 La création d'une société dédiée

2.1.4.3.1 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.

2.1.4.3.2 Société d'économie mixte locale 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.

2.1.4.3.3 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.



2.1.4.3.4 Société par Action Simplifiée (SAS)

Les SAS sont compétentes pour réaliser toute activités commerciales 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.

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'État⁶⁰. Il ne s'agit par 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.

**Tableau comparatif
des différentes options**

	SEM Arti. L.1521-1 et s. CGCT	SEMOP Art. L.1541-1 et s. CGCT	SPL Art. L. 1531-1 et s. CGCT	SAS
Statut	Sociétés commerciales 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	Entre 0 et 33% pour 1 public Entre 0 et 50% total public Entre 33 et 99% privé
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	Société commerciale qui peut être instituée par une ou plusieurs personnes qui ne supportent les pertes qu'à concurrence de leur apport
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	Toute activité commerciale

Retours d'expériences :

Les projets suivants témoignent de choix de structures juridiques très diversifiés :

- Pour la mise en œuvre de son projet « Zero emission valley », la Région Auvergne-Rhône-Alpes a fait le choix d'un Partenariat public-privé sous la forme d'une SAS appelé HYmpulsion, avec deux industriels, Engie et Michelin et deux organismes financiers, Banque des territoires et Crédit agricole. La Gouvernance de cette structure est assurée par des représentants des différents actionnaires ;
- Dans la Communauté de commune Touraine Vallée de l'Indre, le choix s'est porté sur une gestion en régie pour le projet COSMHYC DEMO ;
- Le Mans Métropole a fait le choix de créer une SAS, dont leur Société d'économie mixte locale est actionnaire minoritaire, pour s'appuyer sur les compétences d'un exploitant de station expérimenté, pour lequel l'intérêt sera d'optimiser le fonctionnement de la station et de trouver de nouveaux clients.

2.1.4.3.5 Prise de participation dans une société ayant pour objet la production d'énergie renouvelable – Société de projet (SPV)

Les communes et leurs groupements peuvent, par délibération de leurs organes délibérants, participer au capital d'une société anonyme ou d'une société par actions simplifiée dont l'objet social est la production d'énergie renouvelable ou d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone par des installations situées sur leur territoire ou sur un territoire limitrophe. On désigne en pratique ces sociétés de « sociétés de projet » (special purpose vehicle en anglais – SPV). Juridiquement, lorsqu'elle implique des collectivités, cette société prendra une des formes décrites ci-dessus (SAS, SEMOP ou SEM).

Un acteur public ou privé peut également recourir à la création d'une société de projet (special purpose vehicle en anglais – SPV) pour gérer le financement de son projet de déploiement d'une station hydrogène. Une société de projet, « Arve Hydrogène Mobilité », a ainsi été créée en 2024 par cinq acteurs pour développer une station multi-énergies et multi-usages dans la Vallée de l'Arve dans le cadre du projet Arv'Hy⁶².

Ce mécanisme est fréquemment utilisé pour financer le déploiement d'installations de production d'énergies renouvelables. Lorsqu'un acteur souhaite construire un parc éolien, par exemple, il est possible qu'il emprunte de l'argent à une banque. Si le projet n'aboutit pas, cet emprunt comportera des risques pour l'ensemble de la structure de l'acteur. Le financement de projet via la création d'une société de projet ad hoc, permet de limiter le risque lié au projet au seul investissement que l'acteur effectue dans celui-ci.

Le financement sur projet constitue un moyen de financer des projets d'infrastructures dans le cadre desquels les bailleurs de fonds appuient leur évaluation des risques sur les prévisions des flux financiers d'un projet plutôt que sur le bilan financier global de l'acteur demandant le financement. Une société de projet ou SPV est créée pour un objectif particulier et n'existe qu'aux fins de mener le projet à son terme⁶³.

62 Source : www.h2-mobile.fr/actus/arv-hy-station-hydrogene-vallee-arve

63 Source : Banque européenne d'investissement - www.eib.org/fr/podcasts/how-project-finance-works



2.1.5 ETAPE 5 : DÉFINIR LE CALENDRIER DU PROJET DE DÉPLOIEMENT

Tableau avec rétroplanning

Le calendrier d'ouverture d'une station hydrogène va dépendre de divers facteurs : la recherche de financements, la disponibilité des équipements, le type de procédure ICPE, la livraison du permis de construire, etc. Ainsi, dans le cas où tout se passe pour le mieux, une station hydrogène peut être livrée entre 20 et 24 mois, depuis la phase projet jusqu'à l'ouverture. Toutefois, les retours d'expérience montrent des délais allant de 2 à 3 ans, voire plus dans certains cas.

L'avant-projet sommaire peut se faire rapidement avec une assistance maîtrise d'ouvrage qui appuiera le porteur de projet dans la définition de ses besoins. La recherche de financement, notamment publique, pourra éventuellement être celle qui prendra le plus de temps.

La phase de déclarations et autorisations peut également représenter un temps conséquent. La procédure ICPE pour les stations sous le régime de déclaration ne durera que 2 mois, contre 1 an pour le régime de l'autorisation. Dans le même genre, les permis de construire dépendront du fonctionnement de l'administration locale, et peuvent s'obtenir en 3 à 6 mois.

En ce qui concerne la construction en elle-même, elle comprend les actes du génie civil, les raccordements aux réseaux électriques et aux réseaux routiers, l'installation des équipements de la station, leur certification et leur mise en service. L'ensemble prendra 9 à 15 mois.

Le schéma ci-dessous présente un calendrier indicatif reprenant les grandes phases du projet

Tâches / mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Avant-projet sommaire																	
Etape 1 : Définir le besoin du territoire et le dimensionnement de la station																	
Etape 2 : Bien choisir l'emplacement et le mode d'approvisionnement de la station																	
Etape 3 : Analyse économique et budgétaire																	
Etape 4 : Montage juridique et gouvernance du projet																	
Etape 5 : Définir le calendrier du projet de déploiement																	
Avant projet définitif																	
Etape 6 : Définir les caractéristiques techniques de la station																	
Procédure ICPE : 2 mois de délai pour une déclaration (1 an si besoin d'une autorisation)																	
Permis de construire : selon mairie et PLU : 1 à 6 mois																	
Etape 7 : Définir et sélectionner les prestataires du projet																	
Rédaction de l'appel d'offre ou du marché public : 1 mois																	
Consultation : 2 mois																	

Tâches / mois	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Concrétisation du projet															
Etape 8 : Construire la station															
Génie civil et raccordements : 1 à 6 mois															
Installation : 1 à 6 mois															
Protocole de réception et mise en service : 1 à 3 mois															
Etape 9 : Planifier l'exploitation de la station															
Etape 10 : planifier la maintenance de la station															

Retour d'expérience :

Le SYDEV a pu déployer une station en 18 mois, avec 12 mois pour la phase d'étude, les demandes de déclaration et autres, et 6 mois pour la phase de construction.

2.2 AVANT-PROJET DÉFINITIF

Recours à une maîtrise d'œuvre :

En tant que maître d'ouvrage (MOA), donc constructeur de la station, le recours à une maîtrise d'œuvre, ou MOE, sera indispensable pour la conduite opérationnelle des travaux en matière de coûts, de délais et de choix techniques, le tout conformément à un contrat et à un cahier des charges.

Elle s'appuiera notamment sur les travaux de l'AMO A réalisés en avant-projet sommaire.

2.2.1 ETAPE 6 : DÉFINIR LES CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES DE LA STATION

2.2.1.1 Choisir la pression de distribution : 350 et/ou 700 bars ?

Conventionnellement, l'hydrogène délivré dans une station se présente sous deux pressions différentes : 350 ou 700 bars. Les véhicules se ravitailleront sur l'un des deux choix en fonction de leur propre caractéristique technique. Pour couvrir tous les types de véhicules et maximiser le passage dans la station, il est recommandé d'opter pour les deux types de pressions.

De même que la pression, le débit (high flow ou non) doit être déterminé. Il existe deux débits standards : 60 grammes par seconde ou 120 grammes par seconde (high flow), en fonction du cas d'usage / des véhicules. Le protocole de remplissage doit être établi en amont pour définir la vitesse de remplissage et le nombre de passage.

2.2.1.2 Compression, refroidissement et distribution

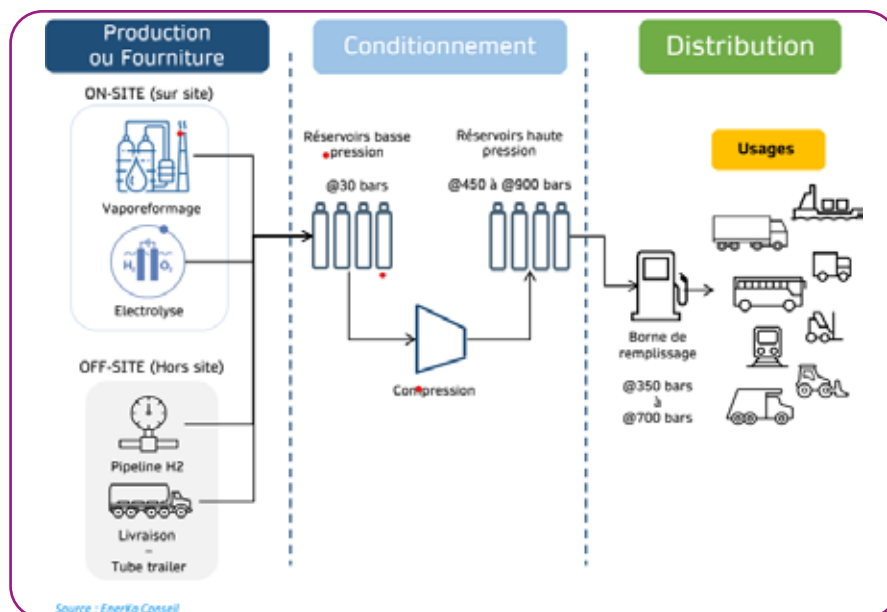
Une station est composée de plusieurs éléments chargés de stocker, compresser et distribuer l'hydrogène dans les véhicules.

Ces éléments sont structurants car ils régissent les performances de la station (capacité de distribution, type de véhicule, temps de remplissage, capacité d'enchaînement de remplissages, consommation énergétique...). Ils ont un impact conséquent sur le coût de la station et vont conditionner également les coûts de maintenance et d'opération.

Les éléments de compression et de refroidissement sont notamment essentiels à prévoir pour assurer le « back-to-back » : assurer un stockage d'hydrogène compressé suffisant pour l'enchaînement des remplissages de véhicules, notamment lors des pics horaires. Le compresseur est donc un des composants majeurs d'une station et représente la plus grosse partie CAPEX de la station car ce sont des éléments complexes. Il sera à noter que l'hydrogène compressé a tendance à se réchauffer et réchauffe aussi le réservoir, entraînant des contraintes de sécurité et prendra plus de place dans un réservoir.

C'est pourquoi une unité de refroidissement sera nécessaire.

Chaîne logistique entre la production et la distribution d'hydrogène



2.2.1.3 Métrologie

La métrologie légale est nécessaire lorsqu'il y a transaction commerciale avec facturation. Elle sera obligatoire dans les stations ouvertes au public. Elle inclut notamment :

- Un ensemble de mesurage certifié par un certificat de type, qui comporte un débitmètre, un calculateur et un afficheur métrologique avec la quantité (en kg), le prix au kilo (en €) et le prix de la distribution (le prix au kilo multiplié par la quantité délivrée) ;
- Un DLS : Dispositif Libre-Service qui permet et certifie le paiement.

Pour être certifiée, une station doit disposer d'une chaîne métrologique certifiée usine (certification type) ainsi que d'une certification «primitive» à la mise en service de la station, qui sera ensuite contrôlée annuellement.

2.2.1.4 Taux de disponibilité et redondance des équipements

La notion de disponibilité et la manière de la définir sont des critères clés à prendre en compte (faut-il garantir des pleins complets sur des horaires définis ? à une pression définie ? sur des temps de remplissage définis ? sur une flotte prioritaire définie ?). Ces éléments sont structurants car ils vont conditionner l'architecture (dont la redondance et/ou le mode dégradé) et donc le prix de la station.

Si le taux de disponibilité peut être assuré par une maintenance accrue (Cf. 2.3.3), la redondance des équipements peut permettre de prévenir l'arrêt de la station dû à une panne. La redondance permet de doubler les équipements, et donc de sécuriser la disponibilité, mais a un fort impact sur le prix ; le mode dégradé, lui, permet un fonctionnement limité (par exemple, un plein à 350 bars pour un véhicule 700 bars permettra néanmoins à l'utilisateur de remplir partiellement son véhicule).

En général, le taux de disponibilité minimum attendu pour une station ouverte au public sera de 95%.

2.2.1.5 Interopérabilité des stations

L'interopérabilité des stations hydrogène consiste à assurer l'accès d'un maximum de stations aux utilisateurs. En effet, les exploitants de ces stations proposent aujourd'hui des modes de paiement qui leur sont propres, ce qui a pour effet de restreindre le potentiel d'utilisateurs.

La meilleure façon d'assurer l'interopérabilité est de proposer un système de paiement monétique par carte bancaire. Cette solution est actuellement peu utilisée mais tend à se généraliser sous l'effet du règlement européen AFIR qui impose la présence de stations hydrogène avec système de paiement monétique tous les 200km sur les réseaux de transport principaux.

Toutefois, ce système est peu adapté pour les flottes commerciales qui se tourneront principalement vers des solutions privatives sur le modèle de l'électricité, comme celles que propose FillnDrive. Des exploitants de stations vont ainsi contractualiser avec des usagers pour leur donner accès aux stations. La consommation d'hydrogène à la station est permise et enregistrée par une carte que propose le prestataire. Le paiement à l'opérateur de la station s'effectue en fin de mois.



2.2.2 ETAPE 7 : DÉFINIR ET SÉLECTIONNER LES PRESTATAIRES DU PROJET

2.2.2.1 La consultation

La consultation est une étape clé qui permet de figer la définition du projet, de 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.

Enfin, il convient de préciser que les porteurs de projets privés ne sont pas soumis aux règles des marchés publics.

2.2.2.1.1 Se préparer à la consultation

Même si le processus de rédaction peut sembler fastidieux, le temps passé à bien définir le projet et à bien spécifier le document est largement rentabilisé en phase d'installation et plus tard d'opération, et limite fortement le risque de surcoût dû à une mauvaise définition ou une définition ambiguë.

Il est tout à fait normal que les commissionnaires de la consultation ne connaissent pas tous les détails techniques. Ils peuvent faire appel à une aide externe dans ce but. Leur priorité est surtout d'avoir une idée claire du résultat final qu'ils souhaitent. Pour cela, le commissionnaire doit avoir creusé ses besoins, les options disponibles sur le marché et leur coût. En particulier il est important que le commissionnaire sache s'il souhaite ou non :

- Opérer la station, totalement ou partiellement, et s'il ne souhaite pas opérer, est-ce que l'opération est confiée au fournisseur ou à une tierce-partie ;
- Gérer lui-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 ou des prestataires 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, dans tous les cas bien avant le lancement de la consultation.

2.2.2.1.2 Lancer la consultation

Le cahier des charges technique (aussi appelé Cahier des Clauses Techniques Particulières dans le cas d'un marché public) doit contenir toutes les informations techniques utiles au prestataire souhaitant répondre.

Il doit plutôt contenir des résultats attendus que des données d'entrée à respecter.

Les périmètres d'action et les interfaces doivent être clairement identifiés, pour la phase de construction et pour la phase d'opération, particulièrement entre le propriétaire du terrain, le responsable d'exploitation et le sous-traitant éventuel d'exploitation.

La définition d'indicateurs de performance clé dès la consultation (pas uniquement un prix cible) permet de créer un cadre d'évaluation qui servira à la fois pour les offres mais également ensuite lors de la prestation.

Les fournisseurs 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 donner des valeurs cibles moyennes et des maxima acceptables dans le cahier des charges.

À noter que si les définitions sont trop strictes, les fournisseurs disposant de solutions standards ou alternatives mais pertinentes pourraient ne pas postuler, ce qui risquerait de faire manquer l'opportunité d'atteindre l'optimum économique pour le projet.

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 fournisseur. Les pénalités peuvent s'appliquer par exemple au 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 mode de consultation (contact direct, appel d'offre, marché public...);
- Définition de la solution envisagée (sur le plan technique et économique);
- Identification préalable des fournisseurs potentiels;
- Rédaction du cahier des charges détaillé comprenant les données techniques;
- Réception, comparaison, évaluation des offres;
- Négociation;
- Sélection de l'opérateur futur de la station.

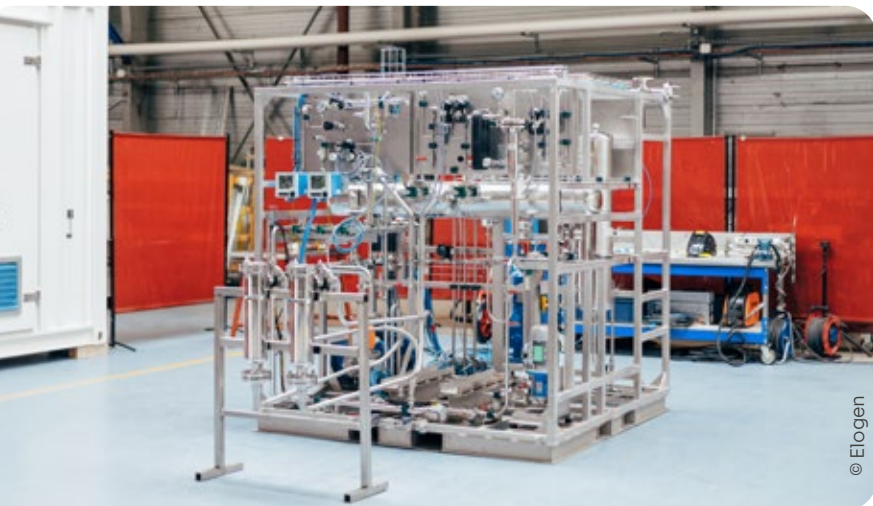


2.2.2.2 Sélection des fournisseurs d'équipements et de services

2.2.2.2.1 Electrolyseur

Le choix du fournisseur de l'électrolyseur se posera lors d'une production d'hydrogène sur site. Ce choix se fera en premier lieu de la capacité d'hydrogène nécessaire pour répondre aux besoins de la station. Ainsi, il sera nécessaire de bien estimer la consommation d'hydrogène ainsi que l'évolution prévue pour installer un électrolyseur.

L'acquisition de l'électrolyseur se fait par le biais d'un marché de fourniture : conformément à l'article L. 1111-3 du code de la commande publique, « un marché de fournitures a pour objet l'achat, la prise en crédit-bail, la location ou la location-vente de produits. Il peut comprendre, à titre accessoire, des travaux de pose et d'installation. »



Exemple d'électrolyseur à membrane échangeuse de protons (PEM) d'Elogen

2.2.2.2.2 Station de distribution

L'offre de stations de distribution est aujourd'hui très variée. Les constructeurs sont en effet en mesure de proposer des stations correspondant au plus près aux besoins des porteurs de projets. L'offre de station est présentée dans la première partie de ce document (Cf. 1.3.2), et est issu du Panorama des solutions établi et mis à jour régulièrement par France Hydrogène permet une vision d'ensemble assez riche⁶³.

La sélection des fournisseurs s'effectue comme pour tout marché public soumis au cadre légal. Les critères à retenir sont généralement liés aux performances de la station, au coût et au délai de livraison. Toutefois, des critères non discriminatoires liés à l'objet du marché permettent au porteur de projet de prendre en compte la valeur technique de l'investissement, qui sera jugé à travers une note technique transmise par le candidat.

S'il est tout à fait possible de passer un marché à lots, avec un lot pour la construction et un autre pour la maintenance par exemple, il est tout de même conseillé de faire un marché groupé. Les constructeurs sont aujourd'hui les plus à même d'assurer la maintenance adéquate sur leur installation, savoir-faire que des prestataires autres ne sont pas toujours en mesure d'offrir.

Exemple de station Ataway à Chambéry



⁶³ <https://www.france-hydrogene.org/publication/panorama-des-solutions-hydrogene-3/>

2.2.2.3 Sélection du fournisseur d'hydrogène et/ou d'électricité

L'achat d'hydrogène ou d'électricité s'effectue dans le cadre d'un marché de fourniture d'hydrogène ou d'électricité, étant précisé que, s'agissant de l'électricité, on distingue l'achat auprès d'un fournisseur qui s'approvisionne sur les marchés et revend l'électricité au consommateur final, d'une part, de l'achat désintermédié effectué directement auprès d'un producteur (ou « Power Purchase Agreement »), d'autre part.

2.2.3 ETAPE 8 : DEMANDER LES AUTORISATIONS NÉCESSAIRES

2.2.3.1 Permis de construire et règles locales d'urbanisme

L'installation d'une station nécessite des aménagements de génie civil. On trouve typiquement la mise en place d'éléments 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 ;
- Des murs coupe-feu lorsque requis par la réglementation.

Tous ces éléments requièrent un permis de construire. Le PLU peut également imposer des aménagements supplémentaires particuliers. Il peut être judicieux de rencontrer le SDIS local avant le dépôt de permis de construire pour les informer sur le dossier avant qu'ils ne soient consultés par les services instructeurs du permis.

Prendre rendez-vous avec les services instructeurs avant le dépôt de la demande de permis de construire est également très utile pour valider que le dossier est complet. Cela permet d'éviter des pertes de temps importantes

2.2.3.2 Demande de raccordement électrique et télécom

Pour son bon fonctionnement, il sera nécessaire de raccorder la station aux réseaux électrique et télécom. Les délais de raccordement peuvent être plus ou moins longs et doivent donc s'anticiper au maximum.

Le réseau électrique sera notamment utile pour alimenter les composants de la station tel que le compresseur. Les investissements ici varieront en fonction des caractéristiques du compresseur et de la puissance nécessaire à son fonctionnement, mais aussi de la distance du foncier par rapport au réseau.

Il en va de même pour le réseau télécom, qui aura notamment pour fonction d'assurer le bon usage des composants fonctionnant grâce aux réseaux, et notamment les capteurs de sécurité. Un réseau télécom sera également nécessaire pour les stations proposant des paiements en carte bancaire.



2.2.3.3 Règles de sécurité liées à l'hydrogène et prescriptions au titre de la réglementation des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE)

L'hydrogène fait partie des matières soumises à des rubriques spécifiques de la réglementation ICPE, à savoir :

- La rubrique n° 1416 spécifique aux stations de distribution d'hydrogène gazeux distribuant plus de 2 kg d'hydrogène par jour ;
- La rubrique n° 4715 relative aux installations hydrogène, dépendant de la quantité présente sur le site (de 100 kg à 5 tonnes) ;
- La rubrique n° 3420 concernant la fabrication de produit chimique inorganique dont l'hydrogène, en cas de production sur le site.

Les arrêtés de prescriptions générales associés aux rubriques ICPE n°1416 et n°4715 fixent des prescriptions techniques pour assurer la maîtrise des risques liés à ces installations, en imposant notamment :

- Des distances de sécurité entre la station et les limites de propriété variables en fonction de la quantité stockée, des débits de fuite maximum et des mesures de maîtrise des risques complémentaires à celle préconisées dans l'arrêté (par exemple : murs coupe-feu) ;
- Des distances de sécurité entre la station et les autres énergies stockées ou distribuées sur site (ex. essence, GPL, borne de recharge électrique) ;
- Selon la quantité stockée, la réalisation d'une déclaration ou l'obtention d'une autorisation auprès de la DREAL ;
- La mise en place d'éléments de sécurité tels que :
 - o Des détecteurs à hydrogène et incendie ;
 - o Des événements de dégazage ;
 - o Au moins un accès pour permettre à tout moment l'intervention des services d'incendie et de secours.

A date, les stations hydrogène sont soumises à autorisation ICPE lorsque la quantité d'hydrogène présente sur site dépasse la tonne. En deçà de ce seuil, la station sera soumise au régime de la déclaration⁶⁴.

Ces classements sont valables pour la rubrique 4715, propre au stockage hydrogène. Une révision de l'arrêté associé à la rubrique 4715 est en cours. Cette version révisée intégrera un régime à enregistrement pour plusieurs types d'installation, dont les stations-service hydrogène, intégrant une quantité d'hydrogène supérieure ou égale à 1t mais inférieure à 5t.

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, d'alarmes et une maintenance doivent également être mis en place.

Cette liste est non-exhaustive et ne contient que les principales recommandations. Il est obligatoire pour l'installateur et l'exploitant de se référer aux arrêtés en vigueur pour le montage du projet.

Enfin l'existence d'un Plan de Prévention des Risques (PPR) peut induire des mesures complémentaires à appliquer (urbanisme, environnement).

64 <https://entreprendre.service-public.fr/vosdroits/F33414>

2.2.3.3.1 Etude de dangers

Dans le cas où les installations ICPE relèvent du régime d'autorisation, le Code de l'environnement impose la réalisation d'une étude de dangers. Cette dernière décrit précisément les risques liés aux installations et aux équipements qui composent la station de distribution. Elle détaille entre autres les dangers sur l'environnement extérieur du site (autres infrastructures, population, équipements publics, habitations, etc.) ainsi que les causes interne comme externe pouvant amener à un accident (événements naturels, matières dangereuses, etc.). Elle décrit la nature et l'extension des conséquences potentielles en cas d'accident. L'étude de dangers a également pour objectif la présentation des mesures de prévention et de protection mises en œuvre ou prévues par le site pour réduire la probabilité et les effets d'un accident.

Dans le cas où les installations sont soumises à déclaration, le porteur de projet peut toutefois réaliser une étude de danger afin d'appréhender les risques liés à la station et d'adapter les prescriptions des arrêtés à son projet.

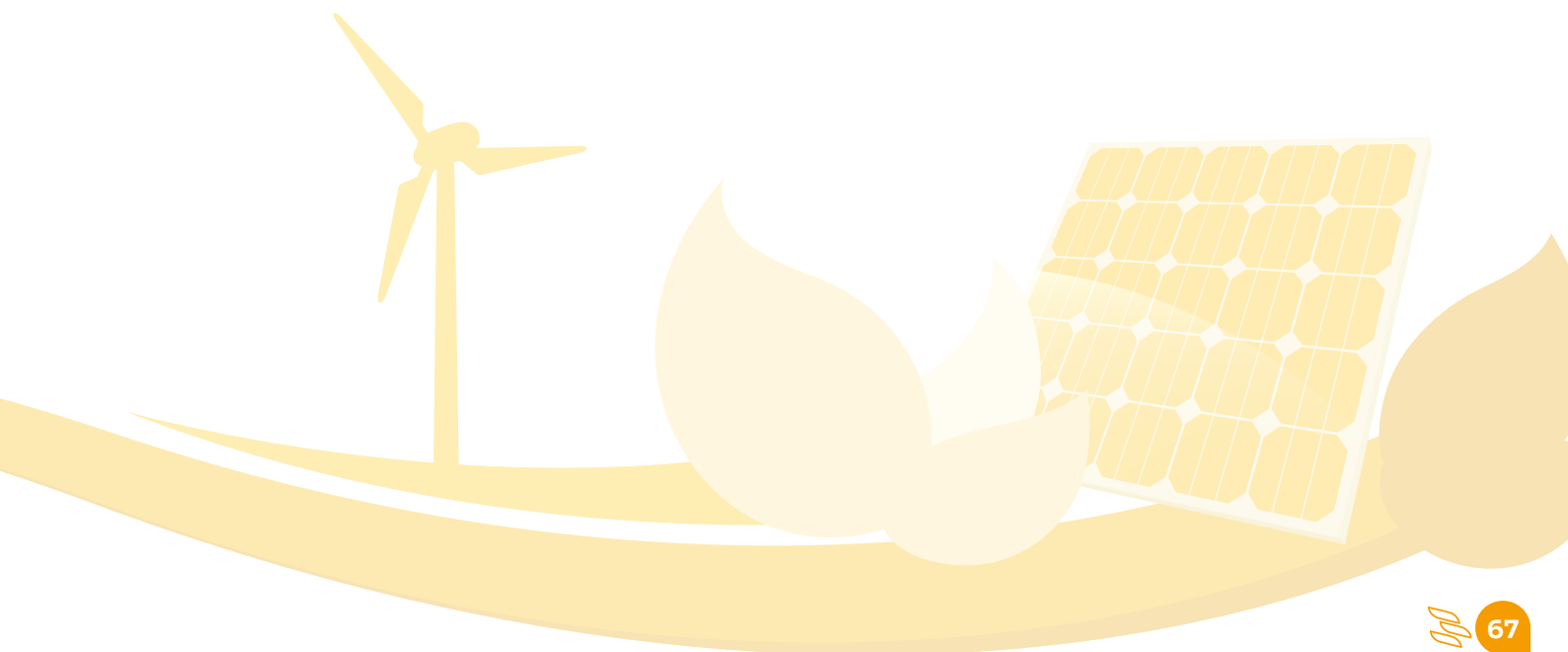
2.2.3.4 Directives relatives aux atmosphères explosives (ATEX)

Les directives 99/92/CE (transposée dans le Code du travail) et 2014/34/UE (transposée dans le Code de l'environnement) imposent :

- La rédaction d'un Document Relatif à la Protection Contre les Explosions explicitant pour l'établissement :
 - o La démarche de prévention de l'explosion et les mesures techniques et organisationnelles qui en découlent ;
 - o L'évaluation du risque résiduel d'explosion et la localisation des risques (zonage ATEX) ;
- L'utilisation de matériels conformément à la directive 2014/34/UE dans les zones ATEX dont l'installation devra être contrôlée par un organisme compétent avant la mise en service ;
- La formation obligatoire du personnel au risque d'explosion.

Retour d'expérience :

Pour l'ensemble de ses stations hydrogène, le SYDEV a systématiquement réalisé une étude de dangers. Si l'objectif initial était d'anticiper d'éventuelles évolutions des stations vers des capacités de stockage supérieures à 1 tonne, elle a également permis d'évaluer l'impact de la station sur l'environnement alentour.



2.3 CONCRÉTISATION DU PROJET : CONSTRUCTION, EXPLOITATION ET MAINTENANCE

2.3.1 ETAPE 9 : CONSTRUIRE LA STATION ET CERTIFIER LES ÉQUIPEMENTS

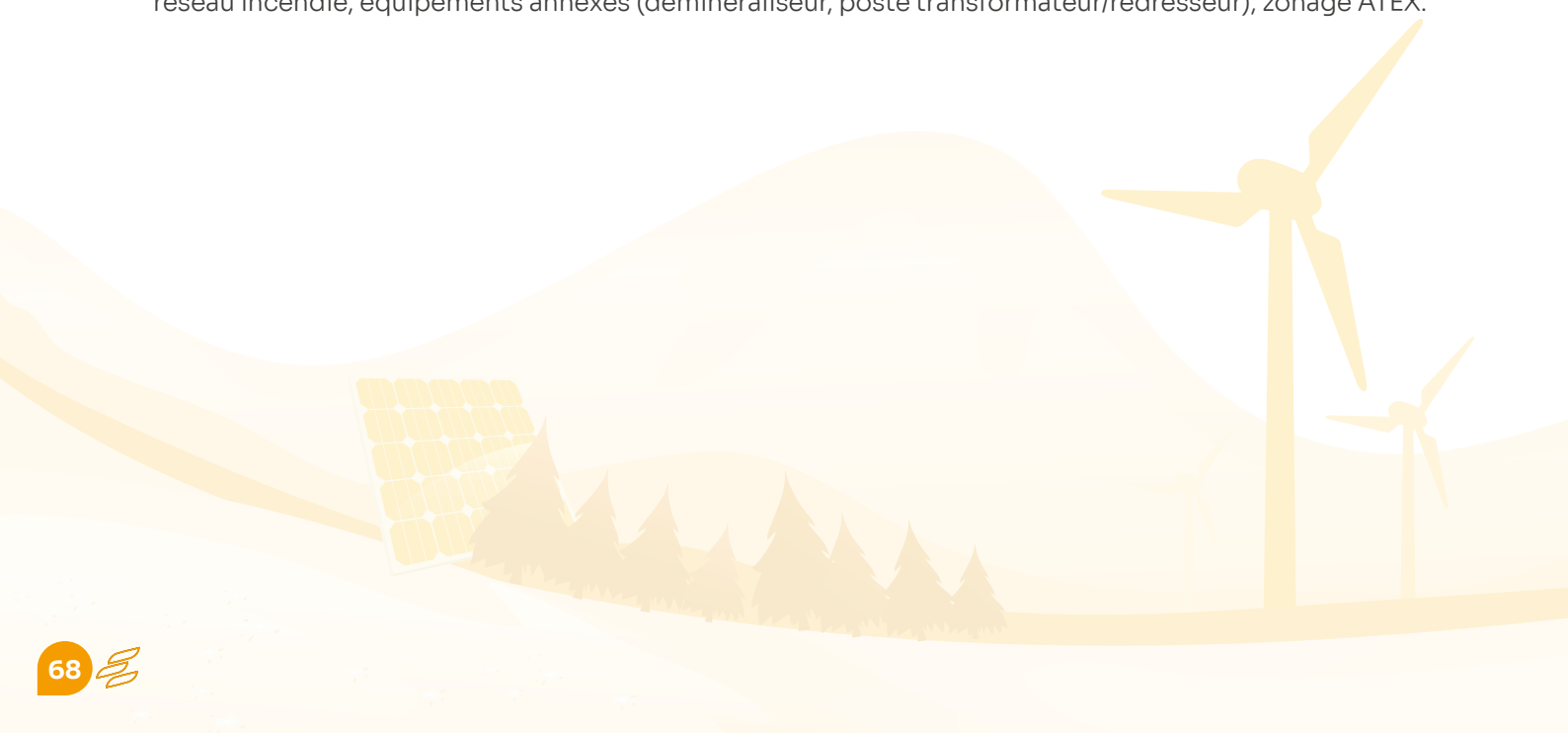
2.3.1.1 Réalisation des travaux

2.3.1.1.1 Étude de réalisation

L'étude de réalisation peut être effectuée en amont de la consultation (implantation), potentiellement avec l'aide de spécialistes, ou en aval en partenariat avec les fournisseurs d'équipements (exécution).

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 (par exemple : 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/distribution 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 anticollision avec les véhicules;
 - Murs coupe-feu éventuels;
 - Grillage éventuel;
 - Auvent;
- Besoin 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.



2.3.1.1.2 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 installation⁶⁵.

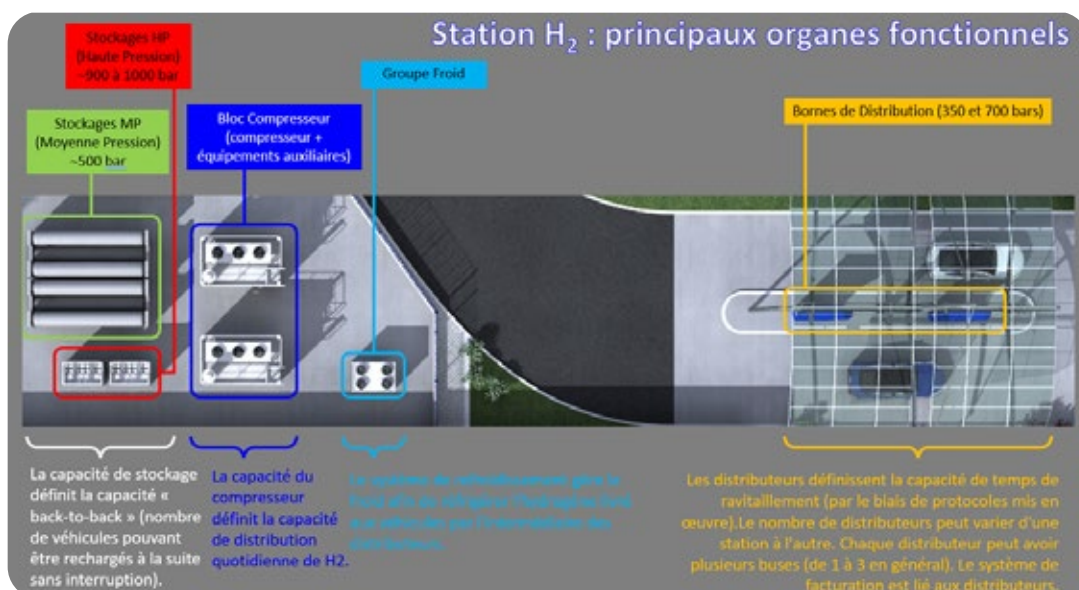
De la même manière, les rôles et responsabilités doivent être clairement définis pour la phase de réalisation entre les différents prestataires (génie civil, station, raccordements...). Le Maître d'Ouvrage doit nommer un responsable de projet en charge de coordonner l'ensemble des parties et des sujets.

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 effets d'attente entre les tâches.

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

Principaux organes fonctionnels d'une station de distribution d'hydrogène



Source : McPhy

65 Référence : « Installing accessible hydrogen refuelling stations » Element Energy - July 2017

2.3.1.2 Certification de conformité des équipements

Les fabricants d'équipements doivent démontrer qu'ils disposent du marquage CE relatif 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 matières dangereuses et d'équipements sous pression, pour les équipements mobiles ;
- La Directive machine 2006/42/CE ;
- La Directive 2014/34/UE, pour les appareils et systèmes de protection pouvant être utilisés en atmosphères explosibles (ATEX).

Les fabricants d'équipements doivent donner la définition du zonage ATEX de la station qui va permettre de construire le Document Relatif à la Prévention Contre les Explosions (DRPCE).

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 bars et 700 bars ;
- 2601/T20 classiquement pour les véhicules 700 bars : 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 bars avec un débit plus important que pour les véhicules légers.

Le « Guide pour l'évaluation de la conformité et la certification des systèmes à hydrogène »⁶⁶, rédigé par l'Ineris avec le soutien financier et technique de l'ADEME et de France Hydrogène, est à disposition des acteurs de la filière hydrogène, qu'ils soient fabricants ou utilisateurs, pour identifier les référentiels réglementaires ou normatifs dont ils relèvent en matière de sécurité.

2.3.2 ETAPE 10 : PLANIFIER L'EXPLOITATION ET LA MAINTENANCE DE LA STATION

2.3.2.1 Obligations réglementaires

2.3.2.1.1 Contrôle périodique de conformité

L'article 1.5 de l'Arrêté du 22 octobre 2018⁶⁷ relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement prévoit un contrôle périodique de conformité portant sur divers éléments présentant dans ce même Arrêté. On notera toutefois que l'objet de ce contrôle porte sur des éléments suivants : l'aire de distribution, l'aire de stockage et de production, les bornes de distribution, les flexibles, et les tuyauteries. Ce contrôle est à la charge de l'exploitant. Il s'effectue six mois après la mise en service de la station, et ensuite dans une période maximale de cinq ans⁶⁸.

Un contrôle de sécurité s'effectue, aux frais de l'exploitant par des organismes agréés, au moins une fois dans les 6 premiers mois de fonctionnement de l'installation, puis selon une périodicité qui ne peut excéder un an.⁶⁹

La réglementation ESP (Equipements sous pression) impose aussi un contrôle de mise en service, 36 mois après la mise en fonctionnement, et des contrôles périodiques tous les 48 mois⁷⁰. Par ailleurs, cette réglementation impose également la désignation au sein de la structure de l'exploitant d'un responsable de conduite des installations sous pression (arrêté du 20 novembre 2017).

Les installations électriques doivent également être entretenues et peuvent faire l'objet d'un contrôle particulier.⁷¹

66 <https://www.ineris.fr/fr/guide-evaluation-conformite-certification-systemes-hydrogene>

67 <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000037519292/2022-05-06/>

68 <https://aida.ineris.fr/inspection-icpe/regimes/declaration/contrôle-periodique-certaines-installations-classees-soumises-a>

69 <https://aida.ineris.fr/reglementation/arrete-221018-relatif-prescriptions-generales-applicables-installations-classees>

70 <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000036128632/>

71 https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/article_jo/JORFARTI000037519330

2.3.2.2 Choisir le prestataire en charge de l'exploitation

L'exploitant de la station est généralement la structure privée intégrée à la structure juridique. Ce prestataire devra idéalement avoir une expérience dans la gestion commerciale d'une station de distribution.

2.3.2.3 Exploitation : la gestion quotidienne d'une station

Hormis les contrôles périodiques de sécurité et l'avitaillement de la station en carburant hydrogène, une station hydrogène est assez autonome. Des contrôles et un entretien superficiel réguliers peuvent être effectués par la société exploitante (cf. 2.3.3.4).

2.3.2.4 Favoriser la bonne information des utilisateurs de la station

2.3.2.4.1 Information sur la disponibilité de la station et sur le tarif de l'hydrogène distribué

L'ouverture d'une station doit être connue par un maximum d'acteurs sur le territoire. Il s'agit à la fois de garantir un grand nombre de passage, mais aussi d'inscrire cette infrastructure dans un écosystème régional plus ample.

L'outil principal pour communiquer sur l'état de la station et sur sa disponibilité est une application mobile que propose certaines sociétés comme FillnDrive. Ces solutions numériques permettent à la fois de communiquer les informations de base aux utilisateurs (disponibilité, réserve d'hydrogène, etc.), mais permet aussi aux exploitants et mainteneurs de suivre en temps réel les données techniques de la station pour prévenir toute éventuelle panne.

Retour d'expérience :

En Auvergne-Rhône-Alpes, des inaugurations sont prévues au moment de la mise en service de la station. Des événements commerciaux sont également organisés régulièrement sur les stations pour capitaliser sur la dynamique.

2.3.2.4.2 Obligations définies par le code de la consommation en termes de transparence sur la facturation

Comme pour toutes activités nécessitant une transaction commerciale, les stations hydrogène doivent répondre au code de la consommation⁷². Il est de la responsabilité de l'exploitant de bien renseigner les prix d'hydrogène à la pompe, qui seront affichés en €/kg d'hydrogène.

⁷² https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000005634379/LEGISCTA000006146075/



2.3.2.5 Contrat de maintenance

Dans la grande majorité des cas, un contrat de maintenance est établi avec le constructeur de la station. Les points clés à intégrer au contrat de maintenance sont :

- La durée du contrat ;
- La matrice de répartition des rôles et des responsabilités (constructeur, propriétaire de la station, opérateur technique, exploitant commercial), selon le niveau de maintenance (1, 2, 3 et 4) ;
- Un stock de pièces critiques (essentielle au bon fonctionnement de la station) ;
- Les plages horaires / les temps d'intervention, les délais / fréquences d'intervention.

La maintenance de la station est catégorisée en 4 niveaux :

- Les niveaux 1 et 2 consistent en une maintenance superficielle de la station. Il s'agit d'un contrôle visuel et auditif pour s'assurer du bon état de la station. Il s'effectue sur environ deux à quatre heures par semaine par un opérateur préalablement formé par le constructeur ;
- Les niveaux 3 et 4 consistent en une maintenance technique de la station. Les opérations effectuées dans ce cadre sont plus complexes, nécessitent souvent d'entrer au cœur de la machine. Dans la majorité des cas, cette maintenance est prévue dans le contrat avec le constructeur et est réalisée par lui-même. La régularité de ces opérations dépendra du choix de l'exploitant de se porter plus vers une maintenance préventive ou curative.

Idéalement, un technicien d'intervention doit être présent dans la région pour se déplacer sur site en moins de 2 heures. Celui-ci gère une ou plusieurs stations. Il s'assure en permanence du bon fonctionnement de la station, de la bonne exécution des opérations de maintenance, de la relation entre les équipes techniques et les clients en cas d'intervention sur la station, des travaux sur la station, de la bonne application de la réglementation, de la réalisation des contrôles périodiques (ICPE, ESP, électriques, ...).

Par ailleurs, il est référent sur :

- Les indicateurs de performance de la station (taux de disponibilité, nombre de passage journalier, consommations électriques) et travaille avec les partenaires sur l'amélioration continue ;
- La relation avec le fournisseur d'hydrogène et met en place une démarche permettant de garantir la qualité de l'hydrogène distribué ;
- La maintenance préventive des équipements sous pression (s'assure du suivi périodique).

Pour effectuer ses missions, il s'appuie notamment sur des logiciels fournis par des prestataires spécialisés travaillant avec les constructeurs et mainteneurs.

2.3.2.6 Maintenance préventive

La maintenance préventive sera à privilégier pour les stations hydrogène ouvertes, nécessitant un taux de disponibilité accrue à plus de 95%. Ce type de maintenance prévoit un remplacement régulier des composants de la station avant qu'ils ne soient détériorés par le temps et les usages. Ainsi, son coût peut se révéler plus élevé.

2.3.2.7 Maintenance curative

A contrario, la maintenance curative sera à privilégier pour une station privative qui ne nécessite pas une disponibilité élevée de façon impérative. Les éléments constituant la station seront remplacés, le cas échéant, à la dernière minute ou lors d'une panne.

2.3.2.8 Formation

Les opérateurs de la station sont généralement formés à la maintenance par les constructeurs des stations. Il conviendra de bien s'assurer que le contrat avec le constructeur porte à la fois sur la construction mais également la maintenance de tous niveaux.

Les opérateurs de la station pourront bénéficier des formations pour effectuer la maintenance de niveau 1 et 2. En revanche, les constructeurs préféreront effectuer la maintenance de niveau 3 et 4 par eux-mêmes.



BIBLIOGRAPHIE

- 6. Panorama des solutions**, France Hydrogène, juin 2024 :
www.france-hydrogene.org/ressources (document mis à jour plusieurs fois par an)
- 7. Parlons Hydrogène !**, Livret pédagogique, France Hydrogène, juillet 2022 :
www.france-hydrogene.org/parlons-hydrogene
- 8. Vidéo et podcasts pédagogiques sur l'hydrogène**, France Hydrogène, 2023/2024 :
www.france-hydrogene.org/lhydrogene-explique-a-tous/
- 9. Encyclopédie H2**, France Hydrogène, juin 2024 : www.france-hydrogene.org/fiches-techniques
(document mis à jour régulièrement)
- 10. Fiches pratiques sur la réglementation applicable à l'hydrogène**, France Hydrogène :
<https://vighy.france-hydrogene.org/ressources-documentaires/>
- 11. Chiffres clés du déploiement de l'hydrogène en France en 2023**, France Hydrogène, janvier 2024 :
www.france-hydrogene.org/publication/chiffres-cles-du-deploiement-de-lhydrogene-en-france-en-2023/
- 12. Comment déployer des bus électriques à hydrogène en France ?**, Livre blanc , France Hydrogène (ex-Afhypac), juin 2020 :
<https://www.france-hydrogene.org/publication/comment-deployer-des-bus-electriques-a-hydrogene-en-france-livre-blanc/>
- 13. Retours d'expérience sur des premiers déploiements de bus électriques à hydrogène en France**, France Hydrogène, juin 2024 : www.france-hydrogene.org/ressources
- 14. Guide de la benne à ordures ménagères électrique à hydrogène**, France Hydrogène, mai 2023 :
<https://www.france-hydrogene.org/publication/guide-de-la-benne-a-ordures-menageres-electrique-a-hydrogene-pour-la-transition-des-flottes-de-collectivites/>
- 15. La transition de l'autocar vers des technologies zéro émission**, Etude, Avere France et France Hydrogène, octobre 2023 :
<https://www.france-hydrogene.org/publication/la-transition-de-lautocar-vers-des-technologies-zero-emission-quels-besoins-et-perspectives-en-france/>
- 16. Quelles perspectives pour le poids lourd électrique à hydrogène pour le transport de marchandises ?**, Livre blanc, France Hydrogène, février 2022 :
<https://www.france-hydrogene.org/publication/quelles-perspectives-pour-le-poids-lourd-electrique-a-hydrogene-pour-le-transport-de-marchandises/>
- 17. Site Internet de France Hydrogène** : www.france-hydrogene.org
 - Cartes sur l'état du déploiement de la mobilité hydrogène : www.france-hydrogene.org/la-mobilite/
- 18. Observatoire de l'hydrogène VIG'HY** : <https://vighy.france-hydrogene.org>
 - Annuaire des acteurs de la filière : <https://vighy.france-hydrogene.org/annuaire-des-acteurs/>
 - Cartographie des projets, stations, usines et acteurs :
<https://vighy.france-hydrogene.org/cartographie-des-projets-et-stations/>
- 19. Les premiers écosystèmes hydrogène – Bilan des appels à projets de déploiement Écosystèmes hydrogène 2018 et 2020**, ADEME, 2023 :
<https://librairie.ademe.fr/mobilite-et-transport/6057-les-premiers-ecosystemes-hydrogene.html>
- 20. Site Internet du Hydrogen Valleys S3 Partnership** :
https://ec.europa.eu/regional_policy/policy/communities-and-networks/s3-community-of-practice/partnership_industrial_mod_hydrogen_valleys_en
- 21. Site Internet du Clean Hydrogen Partnership** (Partenariat pour l'hydrogène propre) :
www.clean-hydrogen.europa.eu
- 22. Site Internet dédié aux Vallées Hydrogène soutenues par le Clean Hydrogen Partnership (CHP)** :
<https://h2v.eu/>





© Hymulsion



www.france-hydrogene.org

50 avenue Daumesnil
75012 Paris

Contact

info@france-hydrogene.org
poleTerritoires@france-hydrogene.org

T. +33(0)1 44 11 10 04



SERVICES PUBLICS LOCAUX
DE L'ÉNERGIE, DE L'EAU,
DE L'ENVIRONNEMENT ET
DES E-COMMUNICATIONS



www.fnccr.asso.fr

20 boulevard Latour-Maubourg
75007 Paris

Contact

fnccr@fnccr.asso.fr

T. +33(0)1 40 62 16 40