



L'hydrogène en Normandie

Petite molécule, grands enjeux

Octobre 2021

Présenté par Marc Granier

L'hydrogène en Normandie

Petite molécule, grands enjeux

OCTOBRE 2021

Présidents

Pascal FÉREY
Olivier FLEUTRY

Rapporteur

Marc GRANIER

Avec le concours de

Pierre ALLAIN
Pierre LANDAIS

Sommaire

Auditions et remerciements.....	5
Composition du comité d'étude	7
Composition de la commission 3	8
Composition de la commission 4	9
PROJET D'AVIS.....	11
L'hydrogène en Normandie.....	13
1. Contexte et enjeux du développement de l'hydrogène en Normandie	14
2. Propositions et préconisations du CESER	21
RAPPORT.....	29
Introduction.....	31
Chapitre 1 : Etat des lieux et enjeux du développement de la filière hydrogène	33
1.1. Le vecteur hydrogène : un atout pour le développement économique et la transition climatique ?	33
1.1.1. Un vecteur énergétique à situer dans le cadre de la transition énergétique et la lutte contre le changement climatique.....	33
1.1.2. L'hydrogène et ses modes de production.....	37
1.1.3. Un engouement mondial et des investissements considérables prévus	43
1.2. Enjeux et perspectives de développement de la filière hydrogène	50
1.2.1. Une nécessaire baisse des coûts de l'hydrogène vert ou décarboné	50
1.2.2. Des points de vigilance relatifs à la logistique et l'acceptabilité sociale.....	51
1.2.3. L'adaptation des infrastructures et la croissance des besoins en électricité .	56
Chapitre 2 : Usages industriels de l'hydrogène	64
2.1. Les usages actuels : raffinage, chimie et engrais.....	64
2.2. Des usages potentiels pour décarboner d'autres industries	66
2.3. Une évolution des besoins en matière de formation pour y apporter une spécialisation hydrogène.....	68
Chapitre 3 : Usages de l'hydrogène et perspectives dans le secteur des transports et mobilités	71
3.1. Des usages de l'hydrogène dans le champ des transports.....	73
3.2. Différents leviers à mobiliser pour décarboner le secteur des transports et mobilités	81

ANNEXES	85
Energie – Quelques définitions et ordres de grandeur.....	87
Documents de référence.....	88
Liste des sigles	94

Auditions et remerciements

Le CESER de Normandie tient à remercier l'ensemble des personnes qui ont pris part aux réflexions du comité d'étude et des commissions, en acceptant de nous rencontrer ou de nous transmettre des informations. Les fonctions indiquées sont celles occupées par les personnes au moment de leur audition par le CESER.

Mme Mathilde BELHACHE

Chargée de projets hydrogène, Région Normandie

Mme Nolwenn BELLEGUIC

Responsable Communication, Lhyfe

Mme Mireille BRUYERES

Maitresse de conférences en sciences économiques, Centre d'Etudes et de Recherche Travail, Organisations et Pouvoirs (CERTOP), CNRS – Université de Toulouse 2

M. Vincent CALLEJA

Directeur administratif et financier, TERTU/TH2

M. Julian CARREY

Professeur à l'INSA Toulouse et chercheur au Laboratoire de physique et chimie des nano-objets

5

M. Mickaël CORIAT

Astrophysicien à l'IRAP – Institut de recherche en astrophysique et planétologie, Toulouse

M. Thomas CREACH

Responsable Technique / Développement Offshore, Lhyfe

M. Christophe DANTON

Directeur Marketing et communication, Groupe CHEREAU

M. Olivier DELECROIX

VP Business Développement, ALSTOM France

M. Frédéric DIONNET

Directeur Général, CERTAM

M. Laurent FULCHERI

Professeur, Mines Paris Tech

Mme Agathe GUILBART

Directrice des affaires publiques, RTE

M. Thierry HERMAN

Référent du déploiement de l'hydrogène en Normandie, HAROPA

M. Olivier HOUVENAGEL

Directeur adjoint de l'économie du système électrique, en charge des études prospectives, RTE

Mme Aude HUMBERT

Cheffe de projet développement, H2V Industry

M. Didier LE GOIC

Responsable commercial, HAFFNER ENERGY

Mme Nathalie LEMAÎTRE

Déléguée régionale RTE Ile-de-France - Normandie

Mme Julie MOUGIN

Chef du Service des Technologies Hydrogène, CEA/LITEN

Mme Valérie NOUVEL

Vice-Présidente à la transition énergétique, à l'environnement et à l'innovation du Conseil Départemental de la Manche

6

M. Damien PRUVOST

Directeur de projets raccordement de production, RTE

M. Valérie RAI-PUNSOLA

Déléguée Générale Normandie Energies et Déléguée de France Hydrogène Normandie

Mme Hélène RAMMANT

Chargée de mission, CARIF-OREF

M. Ghislain ROBERT

Responsable de Développement Normandie, Lhyfe

Mme Julie RYSCHAWY,

Maitresse de conférences en agronomie des territoires, Ecole Nationale Supérieure Agronomique de Toulouse

M. Régis SAADI

Secrétaire Normandie Energies et Délégué régional adjoint France Hydrogène Normandie

M. Emmanuel SCHILLEWAERT

Délégué régional Normandie, ENGIE

M. Bernard TARDIEU

Président de la Commission Energie et Changement Climatique, Académie des Technologies

Composition du comité d'étude

Un comité d'étude, issu essentiellement des commissions 3 et 4 du CESER, a piloté l'élaboration du rapport et de l'avis. Ce groupe était composé comme suit :

M. Régis **CHOPIN**
Représentant de la filière non-alimentaire

M. Mathias **DUBOURGUAIS**
Représentant de la CGT

M. Philippe **ENXERIAN**
Représentant de Normandie French Tech

M. Pascal **FÉREY**
Président de la Commission 3
Représentant des Chambres d'Agriculture
de Normandie

M. Olivier **FLEUTRY**
Président de la Commission 4
Représentant de la CPME

M. Dominique **FREBOURG**
Représentant du MEDEF

M. Jean-Pierre **GIROD**
Personnalité qualifiée au titre de
l'environnement

M. Marc **GRANIER**
Rapporteur
Représentant de Normandie Energies

M. Jean-Yves **HEURTIN**
Représentant de la FRSEA

M. **LAFARGE**
Personnalité qualifiée

M. Michel **LEGRAND**
Représentant par accord entre la
Confédération paysanne et la
Coordination rurale

Mme Christine **LEROY**
Représentante de la CFDT

M. Yann **PERROTTE**
Représentant de FO

Mme Arlette **SAVARY**
Représentante par accord entre FNE, le
CREPAN et le GRAPE

Mme Delphine **VACQUEZ**
Représentante de écoles d'ingénieurs
ComUE

Mme Valérie **VARENNE**
Représentante de la CGT

Composition de la commission 3

« Territoires – Environnement – Projets Structurants »

M. Jacques **BELIN**

M. André **BERNE**

M. Arnaud **BRENNETOT**

Mme Martine **CANU**

M. Pascal **CATELAIN**

Mme Sophie **CHAUSSE**

M. Denys **DECLERCQ**

Mme Anne-Marie **DENIS**

M. Mathias **DUBOURGUAIS**

M. Pascal **FÉREY**

M. Dominique **FREBOURG**

M. Jean-Pierre **GIROD**

Mme Séverine **GRANIT**

Mme Florence **GUENTCHEFF**

Mme Marie-Ange **GUILBERT**

M. Daniel **HANCHARD**

M. Jean-Yves **HEURTIN**

Mme Nathalie **JEANPIERRE**

M. Antoine **LAFARGE**

Mme Sophie **LE BRICQUIR**

M. Michel **LEGRAND**

Mme Sandrine **LELANDAIS**

Mme Véronique **LEROUX**

Mme Christine **LEROY**

M. Didier **LUTSEN**

Mme Valérie **MESPOULHÈS**

M. Dominique **MONFILLIATRE**

Mme Sylvie **MONTIER**

M. Patrick **MOREL**

M. Yann **PEROTTE**

M. Olivier **PETITJEAN**

Mme Aline **PICHEREAU-QUENTIN**

Mme Anne **PINEL**

M. Jérôme **PINEL**

Mme Josiane **RENET**

Mme Valérie **RUBA-COUTHIER**

M. Pierrick **SALVI**

M. Hugues **SANSON**

Mme Nathalie **SARGE**

Mme Arlette **SAVARY**

Composition de la commission 4

« Développement Economique »

M. Lamri **ADOUI**

Mme Sarah **BALLUET**

M. Jacques **BELIN**

M. André **BERNE**

M. Mourad **BOUKHALFA**

Mme Martine **CANU**

M. Régis **CHOPIN**

M. Daniel **DE ROSA**

M. Thierry **DELANDRE**

M. Gabriel **DESGROUAS**

Mme Eve **DOUET**

M. Mathias **DUBOURGUAIS**

M. Loïc **DUPONT**

M. Hervé **FLEURY**

M. Olivier **FLEUTRY**

Mme Fabienne **FOLLIOT**

M. Dominique **FREBOURG**

Mme Dominique **GARÇONNET**

Mme Séverine **GRANIT**

Mme Catherine **KERSUAL**

M. Yves **LEFEBVRE**

M. Michel **LEGRAND**

M. Xavier **LERIBLER**

Mme Véronique **LEROUX**

Mme Catherine **LILLINI**

Mme Cécile **MAIRE**

Mme Eléonore **MANDEL**

M. Jean-Denis **MESLIN**

M. Dominique **MONFILLIATRE**

Mme Fabienne **NICOLLE**

Mme Sophie **OZOUF**

Mme Liza-France **PAROISSE**

Mme Claire-Hélène **PÉGHAIRE-GAUDEUL**

M. Olivier **PETITJEAN**

Mme Nadège **PLAINEAU**

Mme Arlette **SAVARY**

Mme **VANHEMS** Marie-Christine

Mme Valérie **VARENNE**

M. Jean-Dominique **WAGRET**

M. Stéphane **ZANCHET**

AVIS

L'hydrogène en Normandie

La présente étude du Conseil Economique, Social et Environnemental Régional (CESER) de Normandie intervient dans un contexte d'engouement local, national et international autour de l'hydrogène, à la fois en tant que facteur de transition énergétique et de développement économique. Les plans de relance, mis en œuvre en réponse à la crise économique due à la pandémie de COVID-19, consacrent ainsi des moyens très importants au développement de l'hydrogène renouvelable ou décarboné.

Faisant suite à des échanges entre la Région et le CESER, le rapport, élaboré par deux commissions du CESER¹, vise à apporter un éclairage tant sur le sujet « hydrogène », encore méconnu du grand public, que sur ses usages industriels et en matière de mobilités, et à son rôle dans la transition énergétique et climatique. Il intervient dans un contexte où la Région, cheffe de file en matière de climat, d'air et d'énergie, doit élaborer une stratégie d'atténuation et d'adaptation au changement climatique, et prévoit d'adopter en 2022 un plan d'actions en la matière. Les actions en faveur de la transition énergétique s'inscrivent par ailleurs dans un contexte où le prix des énergies, relativement instable, pourrait augmenter sur le long terme, tout comme le coût de la tonne de CO₂.

Alors que le déploiement de l'hydrogène peut constituer un facteur de développement économique pour la Normandie, et plus largement la Vallée de Seine, **le CESER considère que ce dernier ne revêt un intérêt que s'il s'agit de développer l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone**. Dans un contexte où l'engouement et les projets relatifs à l'hydrogène se sont considérablement accélérés au cours des deux dernières années, **la problématique au cœur de ce rapport porte ainsi sur la façon dont le développement de l'hydrogène**, à la fois en termes de production et d'usages, **peut constituer une opportunité de développement économique pour le territoire régional, et contribuer à la décarbonation de ses activités économiques et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES)**, en constituant un écosystème régional.

Le CESER s'est appuyé sur diverses auditions menées auprès d'acteurs économiques, de représentants de collectivités territoriales et de chercheurs, ainsi que sur l'analyse de nombreuses publications relatives à l'hydrogène.

Le rapport dresse un état des lieux sur les modes de production de l'hydrogène, ses usages actuels (industriels) et potentiels (dans les transports, notamment), ainsi que sur les enjeux qui entourent le développement de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone. L'avis qui précède le rapport présente une synthèse de l'état des lieux et formule un certain nombre de propositions et de préconisations adressées notamment à la Région, aux collectivités territoriales et aux acteurs économiques.

¹ Commissions « Territoires – Environnement – Projets structurants » et « Développement économique ».

1. Contexte et enjeux du développement de l'hydrogène en Normandie

1.1. L'hydrogène renouvelable et bas-carbone, et les enjeux de son développement

L'hydrogène constitue, comme l'électricité, non pas une source d'énergie mais un vecteur énergétique produit à partir d'une autre ressource. Aujourd'hui, l'hydrogène est utilisé principalement dans le secteur industriel et est très majoritairement issu du gaz naturel. En fonction de la ressource utilisée pour le produire, il sera qualifié de gris (s'il est issu d'énergies fossiles), bleu (si le CO₂ émis lors de la production est stocké ou réutilisé), jaune (issu du nucléaire) ou vert (s'il est issu des énergies renouvelables). L'hydrogène peut également venir pallier l'intermittence des énergies renouvelables, en permettant un stockage de l'énergie (l'hydrogène produit pouvant ensuite être retransformé en électricité, via une pile à combustible). De fait, l'hydrogène vert est perçu comme un moyen de réduire la consommation d'énergies fossiles et de contribuer au développement des énergies renouvelables. Pour autant, les coûts varient sensiblement selon les modes de production, l'hydrogène « gris » étant à ce jour nettement moins onéreux à produire que celui produit à partir d'énergies renouvelables ou bas-carbone.

L'hydrogène n'est pas une nouveauté : utilisé de manière intensive dans l'industrie, notamment dans le secteur de la pétrochimie et la production d'engrais, son usage dans les mobilités est depuis longtemps un objectif. Jules Verne l'évoquait déjà dans *L'île mystérieuse*, paru en 1875. Néanmoins, tout l'enjeu concerne aujourd'hui, on l'a noté, le développement de l'hydrogène renouvelable ou décarboné, qui n'est pas sans poser une série de questions d'ordre économique ou technique.

Une nécessaire baisse des coûts de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone

L'hydrogène renouvelable, ou bas-carbone, devra connaître une baisse de ses coûts pour être compétitif par rapport à l'hydrogène carboné. L'hydrogène issu de process émetteurs de GES tels que le vaporeformage du méthane coûte entre 1 et 2,5€ le kilogramme (la production d'un kg d'hydrogène émettant alors environ 10 kg de CO₂). Le coût de production de l'hydrogène vert ou bas-carbone se situe quant à lui dans une fourchette oscillant entre environ 4 et 8€ environ le kg, selon son mode de production².

Pour faire baisser ces coûts, le CESER a identifié trois leviers : les auditions menées ont mis en lumière la nécessité de massifier les usages afin de réaliser des économies d'échelles. L'hydrogène renouvelable ou bas-carbone pourrait également être avantage par

² Dans une publication récente, l'Ademe indique que le coût de production par électrolyse se situe entre 4 et 6€ le kg, avec un prix final pour l'utilisateur (comprenant coût de conditionnement et de transport) dans les projets actuellement en développement en France compris entre 8 et 12€ le kg. ADEME, *Développer l'hydrogène renouvelable et bas carbone*, septembre 2021.

l'augmentation d'un prix du carbone ; enfin, le soutien public (aux infrastructures et à la R&D) sera amené à jouer un rôle important.

Des contraintes liées à la sécurité, au stockage et à la distribution

Le sujet de l'hydrogène ne peut pas être dissocié des questions de sécurité. En effet, l'hydrogène est un gaz très volatile et son stockage pose des questions d'étanchéité. Gaz de très faible densité, il doit être soit comprimé, soit liquéfié afin d'être stocké, opérations qui ont nécessairement un coût énergétique, et donc économique.

Supposant d'importants volumes, l'hydrogène, une fois stocké, nécessite d'être transporté dans des conditions de sécurité strictes au regard de ses particularités. En effet, l'hydrogène est très inflammable (par simple exposition à l'air), mais aussi très volatil. La question de son transport soulève une série de questions qui doivent être prises en compte par les différentes parties prenantes. En effet, le mode de transport implique de s'interroger sur l'aménagement du territoire, notamment en ce qui concerne le transport par gazoduc ou par voies maritime et routière. Plus largement, le développement de l'hydrogène renvoie à des questions liées à son acceptabilité sociale³.

Le premier mode de transport de l'hydrogène est le pipeline, permettant notamment d'utiliser des réseaux déjà existants, via le réseau de transport du gaz naturel (aujourd'hui 200 000 km de réseau). Il peut également être liquéfié ou comprimé, injecté dans des bombones, et transporté par voie maritime.

L'hydrogène est souvent considéré comme un vecteur de territorialisation de la production d'énergie. Les contraintes techniques et logistiques autour de la distribution et du stockage plaident en effet pour une certaine proximité entre lieux de production et usages de l'hydrogène. Le mode de production dominant s'inscrit actuellement dans un modèle centralisé, l'hydrogène étant très majoritairement produit là où il est consommé. Pour nombre d'acteurs, la massification, favorisant une réduction du coût de production, doit permettre de décarboner la production existante dans une approche centralisée. Toutefois, des projets mêlant production, distribution et usages, dans une logique davantage territorialisée, sont également nombreux à voir le jour. Le CESER estime qu'il est possible que les deux modèles cohabitent dans le futur.

L'adaptation des infrastructures face au déploiement de l'hydrogène et à la croissance des besoins en électricité

Dans la mesure où la production d'hydrogène renouvelable ou décarboné repose essentiellement sur la production par électrolyse – bien qu'il existe d'autres modes de production bas-carbone – son déploiement suppose une croissance de la production d'électricité. L'hydrogène pourrait représenter un levier susceptible de favoriser le développement des EnR (énergies renouvelables), en stockant les surplus de productions intermittentes. Selon les études conduites par RTE (Réseau de Transport d'Electricité), la production d'électricité en France et les infrastructures sont adaptées pour que la production

³ Cf. partie 1.2.2. du rapport, p. 45 et suivantes.

d'hydrogène par électrolyse se développe jusqu'en 2035, sans qu'il soit nécessaire d'en faire un moyen de stockage. Après cette échéance, la nécessité de développer les moyens de stockage (batteries, hydrogène...) et d'adapter les infrastructures dépendra des choix effectués en matière de mix énergétique.

Par ailleurs, la croissance des besoins en électricité pour produire de l'hydrogène suggère qu'une forme de concurrence entre usages – entre l'industrie, les différentes formes de mobilités ou l'injection dans le réseau de gaz – pourrait impliquer de privilégier des secteurs où déployer l'hydrogène, à court et à moyen termes. Enfin, à l'image du développement de l'électrification des procédés industriels ou du parc automobile, il importe de considérer la sécurisation de l'approvisionnement, les conditions humaines et géopolitiques permettant l'accès aux métaux rares (tels que le lithium utilisé par des batteries ou le platine intervenant dans la construction des piles à combustibles).

1.2. Un contexte favorable au développement de l'hydrogène

Le plan France Relance, doté de 100 milliards d'euros et mobilisé en réponse à la crise sanitaire liée au COVID 19, comporte trois axes, dont le premier est la transition écologique (30 milliards d'euros). La Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, publiée en septembre 2020, prévoit 7,2 milliards d'euros d'investissement d'ici 2030, dont deux dans le cadre du plan de relance. A ce titre, le développement de l'hydrogène doit contribuer à l'atteinte des objectifs adoptés par la France en matière de lutte contre le réchauffement climatique, à savoir la neutralité carbone à l'horizon 2050.

16

La Normandie occupe une place de choix dans le secteur de l'hydrogène : région industrielle de premier plan, elle est également la première consommatrice d'hydrogène pour son industrie avec 300 000 t par an (soit un tiers de la consommation nationale d'hydrogène).

En 2018, la Région a adopté son Plan Normandie Hydrogène et rejoint l'Alliance pour l'hydrogène (lancée par la Commission Européenne) en juillet 2020. Le Plan Normandie Hydrogène, premier plan régional adopté en France, vise à structurer l'écosystème hydrogène au sein du territoire régional. Composé de 9 objectifs⁴, il consiste à doter la région d'une stratégie pour développer la filière en Normandie. Dès janvier 2016, la Région a lancé le programme EAS-HyMob, visant l'installation de 15 stations hydrogène sur l'ensemble du territoire normand, en cofinancement avec la Commission Européenne et les collectivités. Mi-2021, 9 stations étaient en service, alimentées en hydrogène carboné. A l'époque de son adoption, le CESER avait accueilli favorablement le Plan Normandie hydrogène⁵, en relevant notamment la diversification du recours aux énergies non polluantes, le développement du mix énergétique et l'organisation d'une filière régionale. Il avait néanmoins émis des réserves

⁴ Gouvernance, coordination des initiatives et communication ; identification et mobilisation des acteurs ; fiabilisation des modèles économiques de l'hydrogène ; amélioration de la connaissance des débouchés actuels et potentiels et des besoins du territoire ; développement de la production d'hydrogène renouvelable ; renforcement de la place de l'hydrogène dans la mobilité et la logistique ; positionnement de l'hydrogène comme vecteur de stockage ; renforcement de la place de la recherche et développement des compétences ; information et sensibilisation du grand public.

⁵ CESER de Normandie, *Avis sur le Plan Normandie Hydrogène*, 11 octobre 2018.

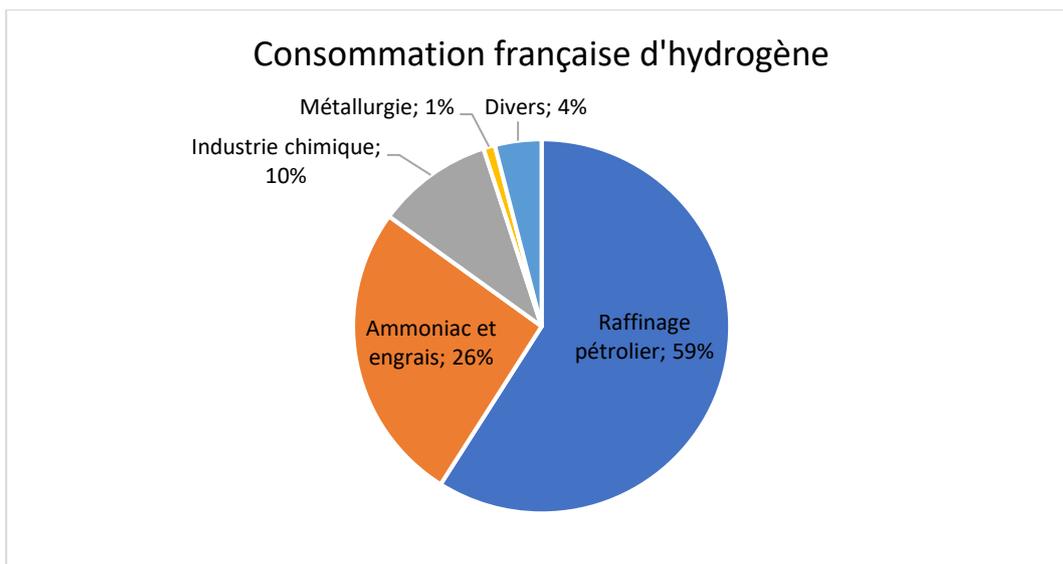
sur l'information relative à l'élaboration du plan, et souligné la nécessité de sensibiliser les publics, notamment sur les usages liés à la mobilité.

Depuis 2018 et l'adoption du Plan de déploiement de l'hydrogène porté par Nicolas Hulot et doté de 100 millions d'euros, on observe un changement d'échelle, à la fois en ce qui concerne le nombre et le dimensionnement des projets. Ainsi, plusieurs projets d'envergure sont en cours de réalisation, qu'ils soient portés par des acteurs industriels ou des collectivités. Un très important projet concerne notamment la production d'hydrogène par électrolyse sur le site industriel de Port-Jérôme. D'autres acteurs s'engagent également dans la voie de l'électrolyse ou dans la production à partir de biomasse ou de déchets de bois. Le CESER a aussi pu constater une accélération des projets relatifs aux usages liés à la mobilité et aux transports collectifs. La Région prévoit notamment leetrofit d'un car diesel en car hydrogène pour une utilisation sur la ligne Rouen-Evreux, et envisage des expérimentations en matière ferroviaire (lignes Paris-Granville et Caen-Le Mans-Tours). De son côté, la Métropole de Rouen a prévu d'acquérir une flotte de 11 bus hydrogène, et de les alimenter avec de l'hydrogène produit par électrolyse à partir d'une production d'électricité renouvelable locale.

Pour autant, si l'hydrogène est déjà largement utilisé dans l'industrie, il s'agit d'un hydrogène carboné. Dès lors, la décarbonation de sa production est un enjeu majeur pour la Normandie.

Concernant le secteur de l'industrie, la production d'hydrogène est aujourd'hui à l'origine d'importantes émissions de gaz à effet de serre (environ 3% des émissions nationales). Utilisé notamment dans le domaine du raffinage, de la pétrochimie et de la sidérurgie, l'hydrogène permet de désulfurer le pétrole ou de convertir les fractions lourdes du pétrole. Cet élément chimique est également essentiel aujourd'hui à la production d'ammoniac via le procédé Haber-Bosch : il s'agit d'un des seuls procédés industriels permettant de fixer l'azote en grande quantité, à un coût relativement faible. L'ammoniac permet ensuite de produire des engrais azotés synthétiques. Des secteurs plus marginaux sont également concernés par cette production : la production du textile, l'électronique, les lanceurs spatiaux... Il convient cependant de souligner que la consommation d'hydrogène des secteurs du raffinage (pour la désulfuration des produits pétroliers) et de la production d'engrais pourrait décroître dans les décennies à venir, dans un contexte d'électrification accrue du parc automobile, d'une part, et de réduction de la production d'engrais azotés, telle qu'elle est prévue par l'Union européenne⁶, d'autre part.

⁶ Une directive européenne prévoit une réduction de 13 % de leur usage en France entre 2005 et 2030.



Répartition française de la consommation d'hydrogène dans l'industrie chimique et le raffinage – AFHYPAC, 2016

S'agissant du développement de la production d'hydrogène, le plan de relance a abouti au lancement de deux appels à projets : l'appel à projets « Briques technologiques et démonstrateurs », visant à soutenir les projets de démonstrateurs et le développement des composants liés à la production, au transport et aux usages de l'hydrogène ; et l'appel à projets « Ecosystèmes territoriaux hydrogène », qui vise quant à lui le développement d'écosystèmes structurants, notamment afin de permettre leur changement d'échelle. Ces appels à projets sont dotés respectivement de 350 millions d'euros et 275 millions d'euros. Ils poursuivent deux objectifs : stimuler l'innovation, la recherche et le développement afin d'améliorer les équipements existants et les modes de production, de transport ou les usages (électrolyse, piles à combustible, véhicules...) ; favoriser la production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone alimentant des usages en matière d'industrie ou de mobilités au sein des territoires.

18

Il convient de noter que l'engouement autour de l'hydrogène conduira nécessairement à une demande croissante en équipements (composants pour électrolyseurs et piles à combustible, réservoirs...). Sur ce sujet, la Normandie peut jouer un rôle dans la production desdits équipements. Il est également possible d'envisager la production de piles à combustibles, dans la mesure où il n'y a pas aujourd'hui de filière structurée. Au regard des feuilles de route publiées par la plupart des Régions, il ressort qu'un besoin de production à grande échelle se fera rapidement sentir.

Enfin, il faut souligner que la production d'hydrogène décarboné vise également à éviter le recours au charbon dans certains process, par exemple dans le domaine de l'aciérie. De la même façon, l'hydrogène pourrait permettre de décarboner le process de fusion du verre.

En résumé, le recours à l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone peut permettre de contribuer à la décarbonation d'industries déjà utilisatrices d'hydrogène. Le CESER considère qu'il s'agit là d'une priorité pour la Normandie et pour la Vallée de Seine, pour la part substituable des volumes consommés par les industries du raffinage et de la production

d'engrais présentes sur le territoire. En y ajoutant la décarbonation de certains process qui n'utilisent pas ou peu l'hydrogène actuellement (sidérurgie et verrerie en particulier), l'industrie dispose d'un double levier pour agir sur ses émissions de GES. En outre, alors que la relocalisation de certaines industries constitue un objectif national, l'hydrogène apparaît comme un moyen de contribuer à la réindustrialisation ou au maintien d'industries au sein des territoires.

Dans le champ des transports et des mobilités, premier secteur émetteur de GES en France, l'usage de l'hydrogène constitue un important levier potentiel de décarbonation, en complément, notamment, de l'électrification des motorisations. Plusieurs limites apparaissent cependant : le rendement énergétique entre batteries et piles à combustible est nettement meilleur pour les premières (dans le cas d'une production d'hydrogène par électrolyse afin d'alimenter une pile à combustible) : de l'ordre de 70 % contre 25 % aujourd'hui⁷. L'énergie nécessaire à la production d'hydrogène par électrolyse, la concurrence entre les usages potentiels à décarboner (mobilités légères, transport urbain et interurbain, ferroviaire, maritime...) et les difficultés techniques et logistiques liées au stockage et à la distribution plaident pour le déploiement, au moins à court/moyen terme, d'un nombre de stations relativement limité et dans des endroits appropriés (complexes industrialoportuaires, corridors de transports routiers, zones de grande consommation...), afin d'alimenter en premier lieu flottes captives (entreprises, collectivités, taxis...) et transports lourds. Outre l'électrique et l'hydrogène, le GNV (Gaz fossile naturel pour véhicules), le bio-GNV, les agrocarburants⁸, ainsi que les carburants de synthèse, constituent également des voies explorées en matière de décarbonation, dont les degrés de maturité sont divers. Actuellement, le transport routier a tendance à privilégier plutôt le GNV, à la fois plus mature et moins onéreux, comme alternative au diesel.

Le développement des véhicules hydrogène, tous types confondus, est à ce jour embryonnaire, même si les projets et réalisations vont croissant, notamment en matière de transport urbain (bus), et de transport ferroviaire. Au regard des différentes études disponibles, des auditions menées et des projets existants, il semble que l'hydrogène représente un levier pertinent, tout particulièrement pour les secteurs où l'électrification ne peut être privilégiée : lorsque les usages demandent davantage d'autonomie et supposent une recharge rapide et/ou quand l'encombrement et le poids des batteries rendent difficiles cette option (transports lourds tels que trains, bus et cars, poids-lourds, navires...). Par ailleurs, l'hydrogène peut également permettre, en le recombinaut à du CO₂, de produire des carburants de synthèse (ou e-fuels), ou encore de l'ammoniac – en combinant hydrogène et azote (N₂). La production de carburants liquides bas-carbone permettrait notamment de bénéficier des infrastructures existantes (raffineries et réseaux de distribution) et de

⁷ ADEME, *Rendement de la chaîne hydrogène. Cas du « Power-to-H2-to-Power »*, Luc BODINEAU, Pierre SACHER janvier 2020, p. 1.

⁸ Les agrocarburants constituent une voie transitoire vers la décarbonation, et ne sont pas sans poser d'importants problèmes en matière de concurrence entre vocation énergétique ou vocation alimentaire de la production agricole – tout particulièrement s'agissant des agrocarburants de première génération. Sur les différentes modalités de décarbonation du secteur des transports et le rôle que peut jouer l'hydrogène en la matière, cf. le chapitre 3 du présent rapport.

conserver une partie du parc automobile thermique. L'ammoniac – plus facile à stocker et transporter que l'hydrogène – constitue une voie privilégiée pour le transport maritime. En matière de transport aérien, la production d'e-kérosène pourrait contribuer à la réduction des émissions du secteur.

De façon générale, l'hydrogène sera certainement appelé à jouer un rôle important dans la décarbonation des transports, en complémentarité avec d'autres types de motorisations (électrique, GNV, bio ou agrocarburants, carburants de synthèse). Par ailleurs, au-delà de la décarbonation des motorisations, la réduction des émissions du secteur nécessite de favoriser « *le report modal et la réduction des déplacements* »⁹ (du véhicule individuel vers les modes actifs et partagés, ainsi que les transports collectifs, s'agissant du transport de voyageurs ; et vers le ferroviaire et le fluvial, plutôt que la route, en matière de transport de marchandises).

Il convient de souligner que le secteur agricole est également particulièrement concerné par les enjeux liés à la transition énergétique (coût, accès et distribution des alternatives aux énergies fossiles, notamment pour les tracteurs et machines agricoles ; risques économiques liés à cette transition pour les exploitations ; transport et logistique en aval ; perspectives et potentiels en matière d'autonomie énergétique des exploitations : biomasse, méthanisation, production d'hydrogène par méthanation ou thermolyse de biomasse ?).

A l'issue de ces brefs éléments d'état des lieux, détaillés au sein du rapport technique, le CESER formule un certain nombre de propositions, regroupées en trois axes, afin que le développement de l'hydrogène renouvelable ou décarboné contribue au développement économique et à la décarbonation du territoire régional.

⁹ CESER de Normandie, *Climat : les enjeux de l'action des collectivités territoriales en Normandie*, décembre 2020, p. 42.

2. Propositions et préconisations du CESER

Axe 1 - Contribuer à la structuration d'un écosystème régional favorable au déploiement de l'hydrogène et d'une filière nationale exportable

➤ **Contribuer à la structuration d'un écosystème régional via l'accompagnement des acteurs, la mise en réseau et la mutualisation des outils**

Le CESER encourage la Région à poursuivre et amplifier son action en faveur du développement de l'hydrogène renouvelable et décarboné, afin de participer à la création d'une filière nationale et exportable de l'hydrogène. Plus largement, dans un contexte de foisonnement de projets relatifs à l'hydrogène et de risque de dispersion des initiatives entre Régions et au sein des régions, le CESER souligne l'importance des stratégies régionales et de leur articulation au sein d'une stratégie nationale, sinon européenne.

En effet, le développement de l'hydrogène nécessite de forts investissements. Dès lors, la structuration de l'écosystème doit permettre aux différents acteurs de se développer et de parvenir à des économies d'échelle. Au regard de ses compétences, en matière de développement économique, de formation, d'aménagement du territoire et de transition énergétique, la Région est en mesure de jouer un rôle important dans ce développement. Elle peut également jouer un rôle de facilitateur, **ce qui suppose la mobilisation de moyens humains**, notamment pour accompagner les acteurs économiques et les collectivités.

Tout d'abord, la Région peut favoriser la mutualisation des outils (par exemple en matière de stations de recharge ou de réutilisation de pipelines, ou de dispositifs de capture du CO₂ s'ils voient le jour), afin d'aboutir à des coûts compétitifs et ainsi permettre le développement de l'hydrogène renouvelable ou décarboné.

Le CESER considère également qu'il convient de faciliter l'accès au foncier aux acteurs, que ce soit pour les besoins en termes de stations de recharge, de friches pour la production solaire photovoltaïque, d'usines d'électrolyseurs... tout en privilégiant les espaces déjà artificialisés ou urbanisés dans un contexte de nécessaire limitation de l'étalement urbain et de l'artificialisation des sols¹⁰.

En outre, la Région et les collectivités territoriales pourraient utilement soutenir les projets associant production d'hydrogène, distribution et usages, afin de contribuer à la constitution d'écosystèmes locaux, contribuant conjointement au

¹⁰ Voir notamment à ce sujet la contribution du CESER à la Stratégie nationale pour la biodiversité rendue en avril 2021.

développement économique et à la réduction des émissions de GES dans les territoires.

Par ailleurs, il ressort des travaux menés par le CESER que le grand public méconnaît assez largement le sujet de l'hydrogène, que cela concerne son rôle dans l'industrie ou dans les mobilités. Ainsi, le manque d'information du grand public peut causer des inquiétudes vis-à-vis de l'installation de dispositifs méconnus. L'hydrogène, bien que n'étant pas toxique, peut susciter une certaine méfiance, en matière de transport, de stockage et de sécurité, notamment en raison de ce qui est appelé « le syndrome Hindenburg » en référence à l'incendie du dirigeable Hindenburg survenu à Manchester, en 1937.

Le CESER préconise que la Région accentue la communication pour vulgariser l'hydrogène et dissiper les éventuelles craintes (notamment sur la question des risques en termes d'utilisation et de stockage) auprès des collectivités, des acteurs économiques, comme du « grand public ».

Mettre en place une politique publique, d'autant plus une politique de réseau, nécessite des outils et des indicateurs afin de suivre l'état d'avancement des projets. Dès lors, disposer de données chiffrées permet de fixer à la fois des objectifs et des feuilles de route. Au regard des objectifs entourant la mise en œuvre des politiques hydrogène, ces données ne peuvent se cantonner à des indicateurs de nature économique. En effet, l'hydrogène se place dans un contexte de lutte contre le changement climatique et de réduction des émissions de GES. Dès lors, l'évaluation des politiques publiques se doit de couvrir largement le sujet de l'hydrogène.

Le CESER préconise la mise en place d'indicateurs de suivi économiques, sociaux et écologiques pour le déploiement de l'H₂, afin de pouvoir évaluer et réorienter les projets et les politiques conduites le cas échéant, éventuellement vers d'autres filières décarbonées qui s'avèreraient plus économiques.

L'engouement pour l'hydrogène est aujourd'hui national et international. Dans ce cadre, il apparaît que le développement des projets se doit d'être encouragé, dans un contexte où la réglementation concernant l'hydrogène n'est pas encore stabilisée. Or, la mise en œuvre des différents projets requiert à la fois une politique volontariste concernant le foncier et l'implantation des entreprises mais également un accompagnement des acteurs en la matière.

Au niveau national, le CESER estime qu'il conviendra de simplifier les démarches des acteurs et de veiller à ce que la réglementation suive au risque de freiner ou décourager les actions de déploiement de l'hydrogène renouvelable ou décarboné.

➤ Développer les coopérations interrégionales en matière d'hydrogène

Dans un contexte de forte concurrence entre Régions, et où la plupart d'entre elles ont adopté une stratégie ou une feuille de route hydrogène, il apparaît nécessaire de développer les coopérations interrégionales en faveur de l'intérêt général, en privilégiant les complémentarités et la spécialisation intelligente. A ce titre, le fait d'être une très importante consommatrice d'hydrogène (industriel pour le moment) est un atout pour la Normandie (que d'autres régions n'ont pas) qui peut donc devenir terre d'expérimentation de technologies développées ailleurs.

S'il existe déjà des échanges plus ou moins formels et des coopérations entre Régions, les CESER de l'Atlantique suggèrent aux Régions de « *construire des stratégies concertées, basées sur leurs complémentarités en termes de tissu d'acteurs, d'usages privilégiés* »¹¹.

Dans cette perspective, l'étude préconise d'encourager la production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables et de soutenir la recherche afin de lever les freins au développement de la filière (coût de production, réseau de distribution, sécurité, acceptabilité). La ligne ferroviaire Caen-Le-Mans-Tours, traversant la Normandie, le Pays de la Loire et le Centre-Val-de-Loire, sur laquelle la mise en place de trains à hydrogène est envisagée, constitue un exemple type de coopération interrégionale à mener.

Le CESER suggère à la Région de développer des coopérations avec les autres Régions et collectivités afin de permettre la structuration de projets ambitieux.

23

➤ Favoriser la R&D en faveur du développement de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone

L'hydrogène est aujourd'hui l'un des sujets les plus scrutés. Durant son étude, le CESER a pu constater le foisonnement de projets de développement et de travaux de recherche portant sur ce sujet et l'accélération des projets en cours de réalisation, accélération renforcée suite à la mise en œuvre des différents plans de relance.

Dès lors, l'innovation et la R&D sont fondamentaux afin de répondre aux exigences du développement de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone (notamment la baisse des coûts de production de l'hydrogène par électrolyse), mais également pour le développement d'autres modes de production, ou encore pour favoriser l'émergence de technologies de rupture.

Au regard du foisonnement des projets hydrogène, le CESER considère qu'il est important de maintenir et développer une veille technologique sur les recherches et modes de production émergents. De la même façon, il convient de favoriser l'installation de laboratoires et d'entreprises de recherche fondamentale afin de permettre l'innovation et les technologies de rupture, notamment sur les piles à

¹¹ CESER de l'Atlantique, *Une nouvelle dynamique de développement de la Façade Atlantique. Vers un renforcement des coopérations et des synergies régionales*, Octobre 2020, p. 126-127.

combustible. Cela peut aussi présenter des atouts en matière d'exportations de technologies, grâce aux infrastructures portuaires notamment

La Région pourrait soutenir l'implantation de pilotes des technologies émergentes, notamment l'électrolyse à haute température ou la décarbonation directe du méthane, afin de tirer son épingle du jeu concurrentiel entre les Régions. Concernant l'électrolyse à haute température, un dispositif couplé avec une production de chaleur fatale serait un plus évident. Concernant la décarbonation directe du méthane, elle pourrait permettre de répondre à la question de la consommation d'électricité, puisque la technologie revendique une consommation divisée par 5 ou 6 par rapport à l'électrolyse.

Axe 2 – Faire de l'hydrogène un levier de décarbonation de l'économie régionale

➤ Décarboner la part substituable¹² de la production d'hydrogène pour contribuer à la réduction des émissions de GES

L'économie régionale normande est une économie largement carbonée, en raison des secteurs les plus présents (raffinage, pétrochimie, chimie, automobile...). Or, la nécessaire baisse des émissions de GES, inscrite dans la Stratégie Nationale Bas Carbone, suppose une décarbonation de l'ensemble des secteurs d'activité. Dès lors, l'hydrogène peut constituer un levier considérable afin d'y contribuer. Néanmoins, le CESER rappelle que **le recours à l'hydrogène renouvelable ou décarboné sera complémentaire d'autres outils et leviers à mobiliser dans la poursuite de l'objectif de neutralité carbone en 2050.**

Le CESER attire l'attention de la Région sur le fait que l'hydrogène doit être considéré comme un levier, parmi d'autres, pour contribuer à décarboner l'économie et réduire les émissions de GES, notamment avec l'électrification des process industriels et des mobilités d'une part, la sobriété et l'efficacité énergétiques, d'autre part.

Le CESER a ainsi souligné, parmi les conclusions de son rapport *Climat : Les enjeux de l'action des collectivités territoriales en Normandie*, que la sobriété et les économies d'énergie « doivent constituer une priorité de l'action publique », conditionnant la réussite de la transition énergétique et climatique, et l'atteinte de la neutralité carbone¹³. La sobriété, dont il n'existe pas de définition unique ou partagée, renvoie de façon générale à la réduction des consommations énergétiques, et peut être définie plus largement, selon l'ADEME, comme la

¹² La part substituable désigne l'hydrogène produit pour la réalisation de process industriels, par opposition avec la part « fatale » (c'est-à-dire co-produite lors d'autres process industriels). A titre indicatif, en Vallée de Seine, sur 350 000 t d'hydrogène consommés, 260 000 t sont substituables (source : Normandie Energie).

¹³ CESER, *op. cité*, 2020, p. 30.

« recherche de modération dans la production et la consommation de produits, de matières, ou d'énergie »¹⁴.

Pour permettre une action efficace en matière de réduction des émissions de GES, l'analyse des projets hydrogène se doit de couvrir l'ensemble de la chaîne de valeur. En effet, il convient d'englober l'intégralité des étapes de production afin de considérer les projets de la façon la plus objective possible.

Le CESER suggère à la Région que l'analyse des opportunités soit faite « de la naissance à la destruction », afin de comparer les différents modes de génération d'hydrogène, en intégrant une réflexion prospective quant au développement des EnR.

Par ailleurs, le CESER a constaté lors de ses travaux qu'en parallèle de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone, la production d'hydrogène bleu (avec CCS ou CCUS¹⁵, c'est-à-dire captage du CO₂ émis pour être stocké ou réutilisé) est perçue comme un complément utile dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Le CCS ou CCUS, en développement dans de nombreux projets à travers le monde, fait l'objet d'interrogations quant aux possibilités techniques et économiques d'un déploiement à grande échelle, et doit être considéré comme un complément potentiel aux actions de réduction des émissions de GES et de décarbonation des activités économiques¹⁶. S'il se développe, l'hydrogène bleu pourrait alors devenir une étape de transition momentanée entre l'hydrogène gris et l'hydrogène vert.

S'il se confirme que la technologie permet une réduction des émissions nettes de CO₂, le CESER encourage la Région à favoriser le développement des dispositifs de CCUS afin d'amorcer une transition via la mobilisation de la production déjà en place. A ce titre, la démarche fédératrice d'HAROPA, avec celle de coopération des industriels (Air Liquide, Borealis, Esso, TotalEnergies et Yara) sont à encourager, notamment pour contribuer au passage de l'hydrogène gris à l'hydrogène bleu.

Outre le rôle que l'hydrogène bleu pourrait représenter dans la transition vers l'hydrogène renouvelable et décarboné, la Normandie, importante région productrice d'électricité décarbonée (dotée de 8 réacteurs nucléaires ayant produit 50 000 GWh en 2019), pourrait également voir se développer des unités de production d'hydrogène « jaune » ou bas-carbone (via des unités de production raccordées à peu de distance des centrales nucléaires).

S'agissant de la question des énergies renouvelables, il apparaît indispensable que la production à partir d'EnR soit suivie dans une approche prospective en termes d'offre et de demande, notamment afin d'optimiser la production d'hydrogène renouvelable. Concernant le photovoltaïque, la Région pourrait encourager l'équipement d'une partie des toitures, parkings et friches industrielles non recyclables en panneaux solaires photovoltaïques afin d'augmenter la production d'énergies renouvelables (en évitant ainsi de mobiliser des espaces

¹⁴ ADEME, *Panorama sur la notion de sobriété*, mars 2019.

¹⁵ Capture, stockage et utilisation du CO₂ (en anglais : Carbon Capture Utilization and storage).

¹⁶ Sur l'hydrogène bleu et sur le CCUS, cf. *infra* p. 38-39 et p. 54-56.

naturels ou agricoles). Le CESER constate également la piste de production d'hydrogène aux pieds des éoliennes en mer qui est mise à l'étude.

Le CESER considère ainsi plus largement qu'il convient de favoriser le maintien d'un mix électrique décarboné compétitif répondant aux besoins tout en développant les énergies éoliennes, hydroliennes et solaires en proportion compatible avec l'équilibre du réseau.

Le CESER encourage le développement des systèmes intelligents permettant l'optimisation et l'adéquation entre offre et demande des énergies renouvelables, afin de pallier leur intermittence.

➤ **Contribuer à la décarbonation de l'industrie**

La Normandie étant un acteur majeur de l'industrie au niveau national, sa capacité de production doit permettre également de contribuer à la décarbonation de l'industrie à l'échelle nationale. En effet, produire de l'hydrogène, et ce quelle que soit son utilisation, nécessite des infrastructures et des équipements importants. Dès lors, la production des équipements est à la fois un levier de décarbonation de l'industrie et un atout de développement économique.

Il convient donc de favoriser la production d'équipements nécessaires au déploiement d'une filière nationale hydrogène sur le territoire régional/national (composants pour la production – électrolyseurs - piles à combustibles – infrastructures pour le stockage et la distribution...). De surcroît, cela peut aussi déboucher sur un potentiel à l'exportation pour laquelle la Normandie a des atouts logistiques de valeur.

➤ **Contribuer à la décarbonation des transports et des mobilités**

Compte tenu des contraintes liées à la distribution et du meilleur rendement énergétique des véhicules électriques, ainsi que du coût encore très élevé des véhicules hydrogène, **il convient de prioriser l'usage de l'hydrogène vers les transports lourds à court et à moyen termes**, et de limiter son usage pour la mobilité légère aux flottes captives.

Le CESER recommande à la Région ainsi qu'aux collectivités en charge du transport urbain de cantonner dans un premier temps le développement des projets hydrogène dans le secteur de la mobilité aux transports lourds (bus, bennes à ordures ménagères...) et aux flottes captives.

Par ailleurs, la décarbonation du secteur des transports devrait se faire en complémentarité avec le report modal du fret vers le ferroviaire et le fluvial, couplé à leur décarbonation (bien que ces modes soient déjà peu émetteurs par rapport à la route). A cet égard, le CESER observe positivement les initiatives et projets visant au déploiement de stations mutualisées entre utilisateurs et multi-énergies (électrique, hydrogène, GNV...), étudiées notamment le

long de la Seine. Ce type de projets, pouvant contribuer à la réduction des coûts grâce à la mutualisation entre utilisateurs potentiels (transport ferroviaire, fluvial, routier...) serait à encourager et à étendre au sein du territoire régional.

L'étude du potentiel de l'hydrogène dans la décarbonation du transport ferroviaire et du transport interurbain, déjà engagée dans le cadre de l'opération de rétrofit d'un car prévu par la Région, appelle à être poursuivie.

Le CESER invite la Région à poursuivre et développer ses expérimentations en matière de décarbonation du transport ferroviaire et interurbain. Il s'agit notamment d'étudier les diverses possibilités de décarbonation permettant d'atteindre la sortie du diesel pour les trains régionaux (train électrique, hydrogène, agrocarburants, biogaz), en complément avec l'option de l'électrification de certaines lignes, dont le CESER avait déjà suggéré l'étude dans son rapport sur les mobilités paru en 2019 (en particulier pour les lignes Mézidon-Alençon ; Serquigny-Elbeuf ; Saint-Lô-Granville)¹⁷.

Axe 3 – Anticiper les besoins en matière de formation et d'emploi

La filière hydrogène, potentiellement créatrice d'emploi, se doit d'être accompagnée par la Région afin d'éviter des effets négatifs sur l'emploi existant. En effet, il ressort des auditions menées par le CESER que les métiers nécessaires au déploiement de la filière hydrogène existent déjà pour la plupart dans le secteur industriel mais supposeront d'y intégrer des modules de sensibilisation ou de formation relatifs à l'hydrogène (sécurité, maintenance, etc.).

Dès lors, le CESER suggère à la Région de mettre en place une politique visant à attirer les jeunes dans les métiers en reconversion et les nouvelles carrières qui se développeront, notamment via H₂ Academy et d'aider la filière à se structurer pour que les coûts de l'hydrogène soient compétitifs afin que son avènement ne soit pas destructeur d'emploi avant d'en être créateur.

L'hydrogène constitue une opportunité de développement pour le territoire régional et peut jouer un rôle important dans la transition énergétique et climatique, en complémentarité avec d'autres actions et d'autres leviers à mobiliser (réduction des émissions de GES et décarbonation des activités économiques via l'électrification des process et des motorisations, réduction des consommations énergétiques, changement des pratiques pour aller vers davantage de sobriété et de report modal en matière de transports et de mobilités,

¹⁷ CESER de Normandie, *Améliorer les mobilités du quotidien et favoriser leur soutenabilité*, avril 2019.

etc.). **Le CESER souligne que le développement de l'hydrogène ne revêt un intérêt que s'il s'agit de développer un hydrogène renouvelable ou bas-carbone.** Face aux défis à relever (coût, infrastructures, logistique, besoins en électricité...), la structuration d'un écosystème, la mutualisation des outils et l'articulation entre les stratégies régionales et nationale devront favoriser son essor. A cet égard, **le CESER considère que le développement de l'hydrogène renouvelable et décarboné doit être orienté prioritairement vers la décarbonation d'activités industrielles de la Normandie et de la Vallée de Seine, et secondairement vers d'autres usages** (d'une part en matière de transports lourds et de flottes captives, et d'autre part en tant que mode de stockage potentiel à moyen terme).

RAPPORT

Introduction

- *Qu'est-ce qu'on brûlera à la place du charbon ?*
- *L'eau, répondit Cyrus Smith*
- *L'eau, s'écria Pencroff, l'eau pour chauffer les bateaux à vapeur et les locomotives, l'eau pour chauffer l'eau !*
- *Oui, mais l'eau décomposée en ses éléments constitutifs, répondit Cyrus Smith, et décomposée, sans doute, par l'électricité, qui sera devenue alors une force puissante et maniable, car toutes les grandes découvertes, par une loi inexplicable, semblent concorder et se compléter au même moment. Oui mes amis, je crois que l'eau sera un jour employée comme combustible, que l'hydrogène et l'oxygène, qui la constituent, utilisés isolément ou simultanément, fourniront une source de chaleur et de lumière inépuisables et d'une intensité que la houille ne saurait avoir.*

Jules Verne, L'Île Mystérieuse, 1875

L'hydrogène constitue, comme l'électricité, non pas une source d'énergie mais un vecteur énergétique, produit à partir d'une autre ressource. Aujourd'hui, le vecteur est utilisé principalement dans le secteur industriel et est majoritairement issu de gaz naturel. S'il est issu d'électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable ou bas-carbone, l'hydrogène peut contribuer à la lutte contre le changement climatique et la nécessaire réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Le contexte économique de l'après crise sanitaire due au Covid 19 suggère que l'hydrogène devienne une opportunité économique majeure, pouvant contribuer à la (ré)industrialisation du territoire régional et national, ainsi qu'au développement des territoires.

Région industrielle fortement émettrice de gaz à effet de serre, la Normandie concentre également une consommation d'hydrogène à des fins industrielles et énergétiques très importante : un tiers de la consommation nationale d'hydrogène est faite en Normandie, et 40 % à l'échelle de la Vallée de Seine (soit 350 000 t sur 900 000 t consommées chaque année en France).

Le Conseil régional de Normandie a par ailleurs mobilisé 15 millions d'euros dans le cadre de son plan Normandie Hydrogène, adopté en juillet 2018. Il a rejoint en juillet 2020 l'Alliance pour l'hydrogène, programme lancé par la Commission Européenne. La Région a également lancé, dès janvier 2016, le programme EAS-HyMob, prévoyant la mise en place de 15 stations publiques avec flottes captives. Mobilisant un budget de 4,8 millions d'euros en cofinancement entre la Région, l'Union européenne et des industriels, une dizaine de stations sont aujourd'hui opérationnelles sur le territoire normand, en dépit d'un retard de livraison constaté pour certains véhicules.

Le plan France Relance, mobilisé en réponse à la crise économique résultant de la crise sanitaire liée au Covid-19, comporte trois axes, dont le premier est la transition écologique. La Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarbonée prévoit 7,2 milliards d'euros d'investissement d'ici 2030, dont deux dans le cadre du plan de relance. A ce titre, le

développement de l'hydrogène doit contribuer à la poursuite des objectifs adoptés par la France en matière de lutte contre le réchauffement climatique, et à atteindre l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, comme le prévoit la Stratégie Nationale Bas Carbone.

Dans ce contexte, quelles opportunités, intérêts, atouts et limites peut représenter le recours au vecteur hydrogène ? Le développement de l'hydrogène vert ou décarboné renvoie à différents enjeux : réduction de la dépendance aux énergies fossiles et des émissions de gaz à effet de serre, contribution à la décarbonation des secteurs de l'industrie et des transports, amélioration de la qualité de l'air, opportunité de développement économique et de (ré)industrialisation pour la Normandie, notamment en lien avec le développement des parcs éoliens en mer, perspectives en termes de développement de production d'énergie décentralisée et locale...

Les modes de développement de l'hydrogène, que ce soit au niveau local, national ou international, incluent une multitude d'usages. Néanmoins, au regard des priorités et des montants attribués aux différents projets, il est apparu judicieux dans le cadre de cette étude de s'intéresser en priorité aux secteurs de l'industrie et des transports. Toutefois, des solutions existent notamment en termes de chauffage, avec des chaudières à hydrogène, d'autonomie énergétique des bâtiments (avec un stockage d'hydrogène destiné à alimenter des piles à combustible stationnaires), ou encore à travers la possibilité d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz de ville.

Le CESER considère que **le déploiement de l'hydrogène présente un intérêt à la condition qu'il soit renouvelable ou décarboné**. C'est en partant de ce principe que le présent rapport s'interroge sur le développement de l'hydrogène dans les territoires, et en particulier en Normandie.

Le rapport présentera l'état des lieux et les enjeux liés à l'hydrogène (chapitre 1), avant de se focaliser sur le secteur de l'industrie (chapitre 2,) puis des mobilités (chapitre 3).

Chapitre 1 : Etat des lieux et enjeux du développement de la filière hydrogène

1.1. Le vecteur hydrogène : un atout pour le développement économique et la transition climatique ?

Alors que l'hydrogène est connu et utilisé (notamment dans l'industrie) de longue date, le déploiement de l'hydrogène renouvelable et décarboné fait l'objet d'un engouement et d'investissements massifs, tout particulièrement dans le cadre de la relance consécutive à la crise du Covid-19. Cet intérêt pour l'hydrogène est lié notamment à la prise de conscience de l'urgence climatique, imposant de réduire les émissions de GES et de décarboner les activités humaines.

Il importe ainsi de situer brièvement la façon dont le recours à l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone peut participer de la lutte contre le changement climatique (1.1.1). L'hydrogène peut en effet être produit de différentes manières, l'écrasante majorité étant aujourd'hui carbonée (1.1.2.). Dans ce contexte, le développement d'une filière hydrogène bas-carbone rencontre un engouement planétaire, promue à l'échelle de l'UE, faisant l'objet d'une stratégie nationale, ainsi que de différents plans régionaux (1.1.3.).

1.1.1. Un vecteur énergétique à situer dans le cadre de la transition énergétique et la lutte contre le changement climatique

Si la lutte contre le changement climatique constitue un enjeu global, les Etats, acteurs économiques et sociaux, collectivités territoriales, associations et citoyens, doivent contribuer à la réduction des émissions de GES – avec des niveaux de responsabilité et des capacités d'actions certes très inégaux. Dans ce contexte, il convient de situer brièvement les enjeux climatiques, pour envisager la façon dont l'hydrogène renouvelable et bas-carbone pourrait contribuer à la décarbonation de l'économie régionale – ainsi que, plus largement, de la Vallée de Seine.

Face au réchauffement et au dérèglement climatiques, d'ores et déjà à l'œuvre, l'Accord de Paris adopté fin 2015 se donne pour objectif d'atteindre la neutralité carbone « *au cours de la deuxième moitié du siècle* »¹⁸, c'est-à-dire de ne pas émettre plus de GES que ce que la planète peut absorber, soit via des puits de carbone naturels (océans, forêts, sols, prairies, certaines zones humides...), soit par le recours à des stockages technologiques. L'Union européenne et la France, compte tenu notamment de leur responsabilité historique en matière d'émissions de GES, ont adopté un objectif très ambitieux, consistant à atteindre la neutralité carbone en 2050. En France, la LEC (Loi énergie-climat) de 2019 inscrit ainsi l'objectif de neutralité carbone en 2050 nécessitant une réduction par 6 des émissions de GES, et non plus par 4, d'ici 2050 par rapport à 1990 ; la baisse de la consommation finale d'énergies fossiles de 40 % d'ici 2030 ;

¹⁸ L'Accord vise à limiter la hausse de la température moyenne en deçà de 2°C à l'horizon 2100.

et supposant une réduction de la consommation énergétique globale de plus de 40 % en 2050 par rapport à 2015, tel qu'indiqué dans la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC).

Les émissions de GES en France évoluent à la baisse depuis le début des années 1990 (- 19 % entre 1990 et 2018). Les émissions territoriales françaises (c'est-à-dire émises sur le territoire national) sont plus faibles que la moyenne européenne, notamment en raison du caractère très largement décarboné de sa production d'électricité, majoritairement issue du nucléaire. Néanmoins, l'empreinte carbone globale de la France, c'est-à-dire les émissions liées à la consommation et aux importations, a augmenté de plus de 20 % entre 1995 et 2017¹⁹. Dans son dernier rapport, le HCC souligne que les émissions territoriales de la France continuent de baisser (-1,9 % sur un an, entre 2018 et 2019), à un rythme cependant insuffisant pour s'inscrire dans la trajectoire prévue pour 2030 (-40 % par rapport au niveau d'émissions de 2015, supposant plutôt une réduction de l'ordre de 3 % par an²⁰). En outre, si les émissions territoriales par habitant sont plus faibles en France que la moyenne européenne, son « *empreinte carbone finale se rapproche* » de cette moyenne. Par ailleurs, si les émissions de GES ont largement baissé en 2020 en raison de la crise sanitaire et des différents confinements – cette réduction pourrait atteindre 5,9 % à l'échelle mondiale –, cette baisse « *ne reflète pas des changements structurels durables* », dans la mesure où une croissance de 5 % des émissions est attendue pour 2021²¹.

La Région Normandie a mis en place un GIEC normand afin de regrouper les connaissances sur les impacts du changement climatique en Normandie. Le GIEC normand doit contribuer à la prise de conscience et à la transformation des politiques, actions et dispositifs mis en œuvre par les acteurs régionaux afin de faire face au changement climatique. L'enjeu de la décarbonation de l'économie régionale est considérable. La Normandie est en effet la région française dont les émissions par habitant sont les plus élevées (avec 11 t équivalents CO₂ par habitant contre 6,9 t en moyenne en France)²².

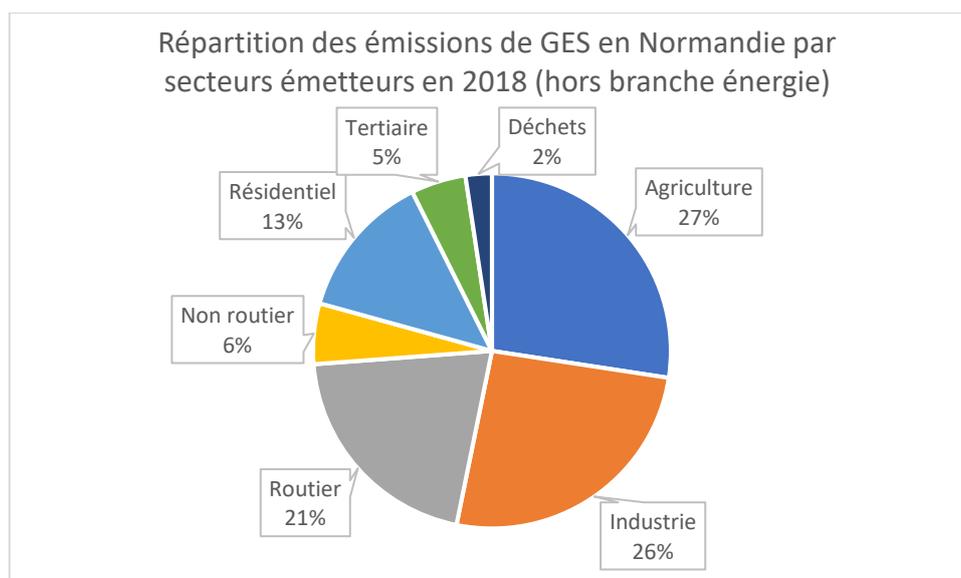
Le caractère fortement émetteur de la Normandie est lié à la structure de son économie, marquée par l'importance de l'industrie (en Vallée de Seine en particulier) et de l'agriculture (cf. graphique).

¹⁹ Haut Conseil pour le Climat, *Agir en cohérence avec les ambitions*, Rapport annuel 2019, juin 2019, p. 34.

²⁰ Objectif que l'Union européenne a relevé à 55 % d'ici 2030, dans le cadre du Pacte Vert présenté le 14 juillet 2021.

²¹ Haut Conseil pour le Climat, *Renforcer l'atténuation, Engager l'adaptation*, Rapport annuel 2021, Juin 2021, p. 6.

²² Haut Conseil pour le Climat, *Redresser le cap, Relancer la transition*, Rapport annuel 2020, juillet 2020.



(Données ORECAN, 2021, pour l'année 2018)

Il importe de souligner ici que les données mentionnées constituent des émissions territoriales, et non l'empreinte carbone du territoire régional. Ce dernier est en effet fortement exportateur (produits agricoles et agroalimentaires, biens produits pour les industries, énergies) vers les autres régions françaises. Alors que la région Ile-de-France est celle où les émissions par habitant sont les plus faibles (3,4 teqCO₂), une approche « empreinte carbone » contribuerait à nuancer très nettement l'écart entre une région comme l'Ile-de-France et la Normandie, par exemple.

35

Après une baisse sensible entre 2005 et 2010 (réduction de 10 % des émissions, de 36,3 Mt à 32,6 Mt) – tenant largement au repli et la destruction d'emplois, notamment industriels, consécutif à la crise de 2008 – les émissions de GES sont relativement stables depuis lors.

Année	Emissions du territoire régional (teqCO ₂)
2005	36 313 490
2008	35 195 084
2010	32 594 160
2012	31 718 606
2014	32 211 228
2015	32 677 020
2018	32 112 733

(Source : ORECAN, données 2021)

Par ailleurs, le mode de production des données comptabilise l'énergie consommée au stade du secteur producteur pour ce qui concerne « la production centralisée d'électricité, de chaleur et de froid ». Ainsi, l'inventaire de l'ORECAN ne tient pas compte des émissions liées

au raffinage de pétrole et à la distribution de combustible liquide (branche énergie). Les émissions de la branche énergie étaient estimées à 5,5 Mt par le HCC pour l'année 2015²³.

Le fait que le territoire normand soit, rapporté au nombre de ses habitants, fortement émetteur de GES, tient largement aux exportations d'une part importante des biens qu'il produit. Dotée d'un important tissu industriel, la Normandie est également l'une des régions les plus consommatrices d'hydrogène, principalement dans le domaine de la pétrochimie, la production d'engrais azotés, et sur le site d'essai d'Ariane Group. La Normandie occupe une place de choix dans le secteur de l'hydrogène. En effet, la Vallée de Seine produit 40 % de l'hydrogène consommée par l'industrie en France, soit 350 000 tonnes (dont 90 000 tonnes de coproduction, et 260 000 tonnes de production dédiée²⁴). Or, cet hydrogène est actuellement quasi-exclusivement carboné, la production d'un kilogramme d'hydrogène générant l'émission d'environ 10 kg de CO₂.

La SNBC adoptée en avril 2020²⁵ prévoit la décarbonation quasi complète à l'horizon 2050 de l'industrie (-81 % d'émissions par rapport à 2015) et des transports (décarbonation complète, hors transport aérien), soit les deux principaux secteurs utilisateurs d'hydrogène, actuel (industrie) ou potentiel (transports et mobilités). Compte tenu de l'importance de la décarbonation à engager dans ces secteurs d'activités, l'hydrogène apparaît comme l'un des leviers permettant de renforcer les moyens de lutte contre le changement climatique, et ce d'une double manière :

- D'une part, l'hydrogène (à condition qu'il soit renouvelable ou bas-carbone), nécessaire dans plusieurs process industriels et procédés chimiques, à l'image de la désulfuration du pétrole et de la production d'engrais, pourrait contribuer à la décarbonation de ces productions, et permettrait ainsi de faire baisser les émissions de GES.
- D'autre part, l'hydrogène pourrait pallier l'intermittence des énergies renouvelables. En effet, les énergies telles que l'éolien ou le solaire ne fonctionnent pas en permanence (en l'absence de vent ou de soleil). L'hydrogène, via la technologie des piles à combustibles, peut stocker l'énergie produite en dehors des périodes de consommation de l'énergie. Des technologies telles que l'électrolyse à haute température offrent une réversibilité du processus, permettant aux modules d'être utilisés soit comme un électrolyseur, soit comme une pile à combustible.

L'hydrogène en tant que combustible présente plusieurs avantages non négligeables. En effet, sa combustion génère trois fois plus d'énergie que l'essence, elle n'émet que de l'eau (et non du carbone). Enfin, l'hydrogène peut se combiner avec d'autres gaz, notamment dans le cas de l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz.

²³ Haut Conseil pour le Climat, *op. cité*, 2020.

²⁴ Normandie Energies, *Déploiement de l'hydrogène en Vallée de Seine (DEPLHY)*, 18 février 2021.

²⁵ Outil de planification fixant des objectifs de réduction des émissions de GES (« budgets carbone ») par période de 5 ans, introduit par la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (TEPCV) du 17 août 2015.

Dès lors, produire de l'hydrogène – renouvelable ou décarboné – en Normandie permet de contribuer aux objectifs de décarbonation de l'industrie promus par le plan de relance.

Enfin, l'hydrogène pourrait participer à la décarbonation du secteur des transports : les moteurs à hydrogène produisent l'électricité alimentant les batteries via une pile à combustible dans le moteur. L'hydrogène en tant que vecteur d'énergie présente de surcroît une plus grande autonomie que l'électricité, et peut faciliter la décarbonation des transports lourds, difficiles à décarboner via l'électrification compte tenu du poids des batteries que cela supposerait (transport routier, ainsi que transport maritime et aérien).

La transition et l'engouement vers l'hydrogène s'inscrivent dans une incertitude quant au basculement dans une économie hydrogène. Se pose également la question de l'utilisation de l'hydrogène existant (carboné à 95 %), voire de l'hydrogène bleu (avec capture et stockage du carbone émis, cf. *infra*) dans un premier temps limité, dans l'attente d'un cercle vertueux favorable au déploiement d'un hydrogène renouvelable.

1.1.2. L'hydrogène et ses modes de production

L'hydrogène ne se trouvant pas à l'état naturel (bien qu'il existe certains gisements d'hydrogène naturel – ou hydrogène « blanc » – faisant l'objet de recherches, voire d'une exploitation à petite échelle, comme c'est le cas au Mali), plusieurs méthodes ont été développées afin de produire la molécule. A ces modes de production sont associées une couleur, afin de classer et définir les différents types d'hydrogène.

L'hydrogène gris

L'hydrogène « gris » est issu du vaporeformage du gaz naturel. Ce procédé présente le désavantage de produire des gaz à effet de serre. Aujourd'hui, 95% de l'hydrogène est produit selon ce procédé. Selon le rapport de l'Agence Internationale de l'Energie sur le futur de l'hydrogène publié en 2019²⁶, 49 % de l'hydrogène produit est issu du gaz naturel, 29 % du pétrole, et 18 % du charbon.

Le vaporeformage (49 % de la production mondiale) consiste à produire de l'hydrogène à partir de méthane. Ce méthane se trouve dans le gaz naturel, ou bien dans du biométhane. Dans un premier temps, le gaz est désulfuré, puis est traité à la vapeur d'eau, autour de 900°C et d'une pression de 20 à 30 bars. Pendant le procédé, deux réactions vont se produire :

- La réaction du méthane avec l'eau : production d'un gaz riche en hydrogène et en monoxyde de carbone. La réaction va également produire du CO₂.
- La réaction entre le gaz et le monoxyde de carbone : production d'hydrogène et de monoxyde de carbone.

Un second mode de production d'hydrogène gris (29 % de la production mondiale) est l'oxydation partielle d'hydrocarbure (appelé Pox pour *Partial Oxydation*) : selon ce procédé, le gaz de synthèse est issu d'une réaction exothermique (qui dégage de la chaleur) avec du

²⁶ Connaissance des énergies – « Hydrogène Energie », [Hydrogène énergie : définition, production, application, enjeux, sécurité \(connaissancedesenergies.org\)](https://www.connaissancedesenergies.org/)

dioxygène, dans des conditions de température et de pression accrues (entre 900°C et 1500°C et entre 20 et 60 bars).

Enfin, la gazéification du charbon (18 % de la production mondiale), délaissée par la plupart des pays, mais revenant en force en raison de son utilisation massive par la Chine pour la production d'hydrogène, désigne « *une transformation thermochimique consistant à décomposer par la chaleur un solide combustible carboné en présence d'un réactif gazeux dans le but d'obtenir un mélange gazeux combustible* »²⁷.

Une troisième méthode de production consiste dans la récupération de l'hydrogène « fatal », c'est-à-dire la récupération d'hydrogène issu de processus industriels, comme l'industrie du chlore par exemple, pour 6 % de la production mondiale.

L'hydrogène bleu

L'hydrogène « bleu » ne tire pas sa couleur de son mode de production, mais d'une différence dans la réalisation du procédé : le CO₂ produit durant l'opération est capturé, puis stocké afin qu'il ne se répande pas dans l'air. Selon la note de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) d'avril 2021²⁸, le captage et stockage du CO₂ revient à 200 €/t de CO₂ à court terme. Néanmoins, l'Office estime que le coût pourrait être ramené à 50 €/t de CO₂. Cela représenterait un surcoût de 500 à 2 000 €/t d'hydrogène produit, soit un surcoût de 30 à 125%. L'Office indique que 40 millions de tonnes de CO₂ sont déjà captés chaque année.

38

Il s'agit ici de récupérer le dioxyde de carbone, selon plusieurs techniques : avant combustion, on parle de précombustion, et après combustion (on parle alors de postcombustion, ou oxycombustion si la combustion a été faite à l'oxygène). Le CO₂ ainsi récupéré doit alors être stocké dans des puits ou bien réutilisé.

Le stockage du CO₂ peut être réalisé dans des formations géologiques (ce qui permet de réutiliser les puits de pétrole). Ce procédé pose une nouvelle série de questions, concernant notamment la stabilité géologique de la zone, l'étanchéité et les risques de fuite et relargage dans le temps...

Le stockage du CO₂ est soutenu par des structures comme l'Agence Internationale de l'Energie. Le GIEC l'intègre dans plusieurs de ses scénarios permettant de respecter la limitation du réchauffement climatique à +2° d'ici 2100, tel que le prévoit l'Accord de Paris, notamment dans l'hypothèse où les énergies fossiles seraient encore utilisées dans le mix énergétique en 2050. Toutefois, jusqu'à présent, « *les techniques de captage et de stockage du carbone (...) se sont bien moins développées qu'attendu* »²⁹.

²⁷ Connaissance des Energies – « Fiche gazéification », [Gazéification : définition, procédé, principe, enjeux et énergie \(connaissancedesenergies.org\)](https://www.connaissancedesenergies.org/)

²⁸ OPECST, *Les modes de production de l'hydrogène*, Les notes scientifiques de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, avril 2021.

²⁹ Edwin ZACCAÏ, *Deux degrés. Les sociétés face au changement climatique*, Presses de Sciences Po, Paris, 2019.

Il existe également un autre procédé de stockage du CO₂ : la bioénergie avec captage et stockage de CO₂. L'idée est de profiter de la photosynthèse de plantes assimilant le CO₂ de l'atmosphère, pour absorber le CO₂ émis pendant la combustion ou la conversion de la matière première. Théoriquement, ce processus peut permettre de stocker plus de gaz que celui émis (on parle alors d'émissions négatives).

L'établissement HAROPA, qui réunit les ports du Havre, de Rouen et de Paris, prévoit la mise en œuvre d'un projet de CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage). Le projet, financé notamment par la Région Normandie, l'ADEME et des industriels tels que Total, Synerzip, YARA ou encore Air Liquide, vise à décarboner les émissions de CO₂ sur l'Axe Seine, passant de 9 Mt émises en 2020 à un objectif de 2 Mt d'ici 2040. Le projet intègre également une réutilisation du CO₂ capturé, notamment via la production de *propylène carbonate polyol* (PPC), la combinaison avec des polymères pour la production de peinture, la combinaison avec de l'hydrogène pour la production d'e-fuels (carburants de synthèse) ou de méthane de synthèse, et enfin la saturation de béton (jusqu'à 50 Kg de CO₂ par tonne). Toutefois, il faut noter ici que tous ces nouveaux usages ne correspondent qu'à environ 3 ou 4 % du CO₂ capté, impliquant nécessairement une grande capacité d'enfouissement du CO₂. En effet, le CO₂ peut être enfoui, soit dans des sites naturels, soit dans des anciens puits pétroliers. Le projet d'HAROPA vise l'enfouissement dans des sites en mer du Nord, également convoités par d'autres pays.

Dans ce sens, 5 industriels ont annoncé, début juillet 2021, la signature d'un protocole d'accord afin de « *travailler au développement d'une infrastructure de captage et de stockage de CO₂* ». Ce projet, porté par Air Liquide, Borealis, Esso, TotalEnergies et Yara, a vocation à « *contribuer à la décarbonation du bassin industriel normand* ». Il s'agit, dans sa première phase, d'étudier « *la faisabilité technique et économique* » du projet, « *dont l'objectif est la réduction d'émissions de CO₂ jusqu'à 3 millions de tonnes par an d'ici 2030* »³⁰.

Pour autant, il convient de noter que les capacités de stockage du CO₂ en France restent limitées. A titre d'exemple, la Direction Générale de l'Energie et du Climat estime, pour la France, que seules les émissions résiduelles de procédés industriels ou la génération d'émissions négatives issues de combustion de biomasse pourraient être captées et stockées, et non les émissions dues aux énergies fossiles³¹.

Dans le rapport « *Putting CO₂ to use* »³², l'Agence Internationale de l'Energie indique que 230 millions de tonnes de CO₂ sont utilisés dans le monde. De nombreux projets de stockage du CO₂ sont actuellement en cours de développement, en dehors de la France.

³⁰ « Air Liquide, Borealis, Esso, TotalEnergies et Yara coopèrent en vue de contribuer à la décarbonation du bassin industriel normand », Communiqué de presse commun – 12 juillet 2021.

³¹ Conseil Général de l'économie, *La décarbonation des entreprises*, Ministère de l'Economie, des Finances et de la Relance, février 2021, p.26.

³² International Energy Agency, *Putting CO₂ to use*, septembre 2019.

L'hydrogène jaune

L'hydrogène « jaune » est issu de l'électrolyse de l'eau, un procédé de synthèse de l'hydrogène, produit directement à partir de l'électricité nucléaire. Ce procédé permet de fait une production décarbonée de l'hydrogène.

Ce mode de production n'est pas aujourd'hui développé en France, à la différence d'autres pays : les Etats-Unis ont sélectionné quatre projets de démonstration de production d'hydrogène rattachés à des réacteurs nucléaires : Exelon, FirstEnergySolutions, Xcel Energy et Arizona Public Services. L'idée est de contourner le problème posé par l'intermittence des énergies renouvelables.

Néanmoins, la production d'hydrogène par électrolyse à partir de l'électricité du réseau dépend de la nature du mix électrique. Ainsi, dans le cas de la France, produire de l'hydrogène à partir du réseau électrique consisterait à produire un hydrogène essentiellement « jaune » (à 70 %), et largement décarboné (à hauteur de 90 %).

L'hydrogène vert

L'hydrogène vert est issu de l'électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable (éolien et solaire principalement). Ce procédé pourrait servir notamment à pallier l'intermittence des énergies renouvelables via l'électrolyse.

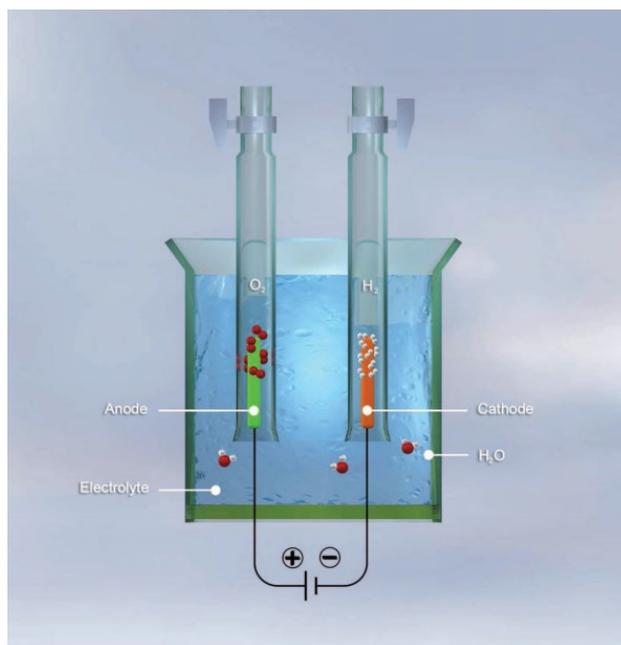
Trois types d'électrolyseurs existent : les électrolyseurs alcalins (produits notamment par McPhy), à membranes échangeuses de protons ou PEM, et enfin à oxydes solides ou SOEC (expérimenté notamment par le CEA).

Les nouveaux modes de production d'hydrogène sont encore émergents : c'est notamment le cas par force houlomotrice³³ avec des productions annoncées comme moins chères et moins polluantes en termes de CO₂. Cette solution rencontre pour l'instant des problèmes de financement, et des doutes persistent quant à un ensemble de facteurs, notamment le modèle économique permettant d'atteindre un faible coût.

Il convient également de mentionner l'existence de projets de production d'hydrogène Offshore. Dans ce modèle, de grandes éoliennes sont construites au large des côtes. C'est notamment l'un des projets de la société Lhyfe, que le CESER a pu rencontrer. Les avantages proposés par cette solution, selon leurs promoteurs, sont notamment une meilleure acceptation par la population, contrairement aux éoliennes terrestres, et des problématiques de raccordement moindres, voire absentes.

C'est également le cas de l'électrolyse à haute température, développée par le CEA. Dans ce procédé, l'idée consiste à électrolyser la vapeur elle-même, pour monter à de très hautes températures (entre 700 et 800°C). Ce mode de production atteint le plus haut taux de rentabilité (99% si la chaleur pour vaporiser l'eau est récupérée).

³³ « Hace produit de l'énergie avec les petites vagues mais la France n'y croit pas encore », France Culture, 26 avril 2021.

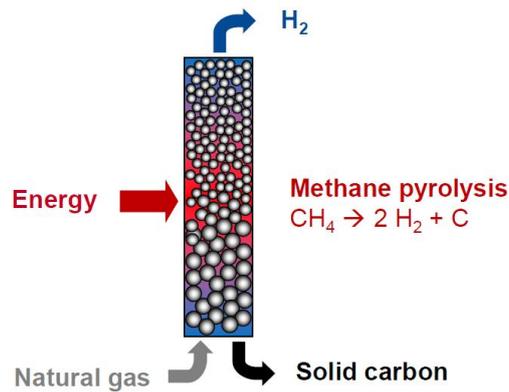


Electrolyseur à haute température – Dossier de presse : Les technologies de l'hydrogène au CEA

Des méthodes de production d'hydrogène par pyrolyse du méthane, ou encore par méthanisation de biomasse existent, que ce soit à l'échelle de projet, de démonstrateur ou bien d'installations industrielles. Le CESE préconise ainsi de « *favoriser la production locale d'hydrogène renouvelable à partir de la ressource en biomasse en complément de la filière électrolyse* »³⁴. A ce titre, le procédé de pyrolyse du méthane par Plasma, mis au point par l'équipe de Laurent Fulcheri à Mines Paris Tech, en collaboration avec Monolith materials, permet de produire de l'hydrogène ainsi que du noir de carbone. Cette technologie, potentiellement disruptive, pourrait se développer en raison de nouveaux débouchés pour le carbone solide qui peut, par exemple, intégrer la composition de pneu, être ajouté dans les sols ou encore intégrer les infrastructures routières ou de matériaux de construction. Ce procédé, selon ses promoteurs, nécessite 5 à 6 fois moins d'électricité que l'électrolyse.

Enfin, il convient de constater une augmentation du nombre de procédés permettant la production d'hydrogène, que ce soit en production dédiée ou fatale.

³⁴ CESE, *Financements des investissements nécessaires pour l'avenir : enjeux et déclinaisons*, Rapporteurs : Patricia BLANCARD et Didier GARDINAL, 24 février 2021, p. 9.



Pyrolyse du Méthane – Le craquage du méthane : un game-changer pour la production d’hydrogène propre ?³⁵

Plusieurs de ces méthodes alternatives de production d’hydrogène sont en cours de développement en Normandie. Haffner Energy par exemple se base sur la technologie Hynoca, visant la thermolyse de biomasses. Cette technologie produit de l’hypergas, et du biochar qui peut être valorisée en tant que restructurant des sols agricoles et comme fixation définitive de carbone.

Une autre méthode de production d’hydrogène alternative en Normandie est portée par TH2 : lancé en 2017, le projet est conduit par une entreprise spécialisée dans l’équipement de sécurité sur route. Le projet TH2 consiste à produire du gaz à partir des co-produits de bois. Le projet de l’entreprise est pour l’heure d’enrichir des carburants afin d’en faire baisser la teneur en carbone, mais la production d’hydrogène à partir des déchets de bois est envisagée si le marché de l’hydrogène se développe dans le champ des mobilités. Avec un investissement de 110 M€, l’activité doit amener à la création de 45 emplois directs. A ce titre, l’économie circulaire devra jouer un rôle important, notamment dans la relocalisation des activités industrielles.

Aujourd’hui, l’hydrogène est principalement utilisé dans le secteur industriel : fabrication d’ammoniac, raffinage des produits pétroliers via la désulfuration des carburants, synthèse de matières plastiques... Au niveau mondial, près de 70 millions de tonnes d’hydrogène sont produites chaque année, dont 900 000 tonnes en France.

³⁵ « Pyrolyse du Méthane – Le craquage du méthane : un game-changer pour la production d’hydrogène propre ? » [Le craquage du méthane: un game-changer pour la production d’hydrogène propre? | Energies et changements climatiques \(cedricphilibert.net\)](https://www.cedricphilibert.net/le-craquage-du-methane-un-game-changer-pour-la-production-dhydrogene-propre/)

1.1.3. Un engouement mondial et des investissements considérables prévus

L'hydrogène fait l'objet d'un engouement mondial. De nombreux pays se sont en effet engagés dans cette voie, qu'il s'agisse de la Chine, des Etats-Unis, du Japon, de l'Australie ou de différents pays européens.

Diverses stratégies sont mises en œuvre : certains pays privilégient plutôt la production d'hydrogène, à l'image de plusieurs pays européens. D'autres, comme la Corée du Sud, le Japon ou l'Allemagne, favorisent le développement des usages (mobilités et industrie) et considèrent qu'ils devront recourir à des importations, en raison des potentiels de production nationale d'hydrogène décarboné jugés insuffisants³⁶. Certains, tel que l'Australie, se positionnent comme producteurs et exportateurs d'hydrogène. Ainsi, le Japon importe de l'hydrogène par bateaux depuis l'Australie. De son côté, l'Allemagne prévoit de consacrer 2 des 9 milliards d'euros dédiés à l'hydrogène d'ici 2030 aux partenariats extérieurs et aux importations, et a signé en août 2020 un partenariat dans ce sens avec le Maroc afin d'y produire de l'hydrogène à partir de fermes photovoltaïques³⁷ (posant la question du coût du transport, et conduisant à envisager la transformation de l'hydrogène en ammoniac, plus facile à acheminer par voie maritime).

Les stratégies divergent également entre le fait de miser sur l'hydrogène renouvelable dès à présent et de prioriser la production, ou à l'inverse sur le fait de développer les usages et les infrastructures favorables au déploiement de l'hydrogène, en passant de façon transitoire par l'hydrogène gris, voire l'hydrogène bleu, avant le déploiement de l'hydrogène renouvelable ou décarboné. Compte tenu du développement actuel des EnR, il existe un certain consensus quant au fait que le recours massif à l'hydrogène renouvelable ne pourra guère être envisagé avant l'horizon 2035.

Au total, une trentaine de pays sont engagés dans l'hydrogène, et plus de 300 milliards de dollars d'investissements sont annoncés à l'échelle mondiale – même si seulement 45 milliards ont été investis à ce jour, dont 30 milliards sur des projets en cours ou opérationnels³⁸. L'Hydrogen Council affirmait dans un rapport *Hydrogen Insights* de février 2021 que l'Europe concentrait 45% de ces 300 milliards de dollars d'investissements annoncés dans l'hydrogène.

Le Pacte Vert (Green Deal) pour l'Europe, présenté par la Commission européenne en décembre 2019, se donne notamment l'objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050 à l'échelle du continent. Il comprend un ensemble de volets, relatifs aux mobilités, au climat (avec l'adoption d'un objectif de réduction des émissions de GES de l'ensemble de l'UE porté à 55 % en 2030 par rapport à 1990, contre 40 % précédemment), à la biodiversité et la stratégie alimentaire et agricole, à la rénovation des bâtiments ou encore à l'énergie. Dans ce

³⁶ Académie des technologies, p. 13.

³⁷ Célia Izoard, « Enquête sur l'hydrogène en 3 volets », *Reporterre.fr*, 1-3 février 2021.

³⁸ « Les investissements annoncés dans l'hydrogène dépassent 300 milliards de dollars », *transitionenergie.com*, 23 février 2021.

contexte, la Commission a adopté le 8 juillet 2020 sa « Stratégie pour l'hydrogène en vue d'une Europe neutre climatiquement »³⁹. Il s'agit de « *développer l'hydrogène propre et renouvelable, produit principalement au moyen de l'énergie éolienne et solaire* ». La Stratégie note cependant que le recours à d'autres modes de productions d'hydrogène bas-carbone sera nécessaire, « *à court et moyen termes* », afin de « *réduire rapidement les émissions résultant de la production d'hydrogène et soutenir le développement d'un marché viable à grande échelle* ». La Commission indique également qu'elle travaillera à la mise en œuvre d'un dispositif de certification de l'hydrogène, permettant de déterminer « *les émissions de carbone tout au long du cycle de vie* » selon les modes de production, afin de flécher les investissements en la matière. Les objectifs de cette stratégie sont ambitieux :

- Soutenir d'ici 2024 l'installation d'électrolyseurs d'une capacité de production d'hydrogène renouvelable d'au moins 6 GW à l'échelle de l'UE, avec l'objectif de produire jusqu'à un million de tonnes d'hydrogène renouvelable.
- Se doter d'ici 2030 d'une capacité d'au moins 40 GW d'électrolyseurs produisant de l'hydrogène renouvelable pour atteindre jusqu'à 10 millions de tonnes d'hydrogène.

La Commission européenne a également mis en place, à l'occasion de la présentation de cette stratégie, une « Alliance européenne pour l'hydrogène propre », réunissant Etats, Régions – dont la Normandie – entreprises, acteurs de la recherche, afin de favoriser la création d'un marché et d'une filière à l'échelle européenne.

44

Si différents pays européens se sont engagés dans la voie de l'hydrogène, le Haut Conseil pour le Climat observe que la France est « *le pays qui attend le plus de production d'hydrogène par milliard d'euros dépensé* ». Le HCC juge ainsi « *pertinent de s'interroger sur la correcte évaluation de l'ambition au regard des moyens envisagés* »⁴⁰.

Objectifs de production de capacité d'électrolyseurs selon les pays et fonds alloués à ces objectifs

	Objectifs 2030 (en GW)	Fonds alloués (en milliards d'euros)	Mds€ dépensés par GW
France	6,5	7,2	1,1
Pays-Bas	3,5	-	-
Allemagne	5	9	1,8
Italie	5	10	2,0
Espagne	4	8,9	2,2
Portugal	2,3	8	3,5
Autriche	1,5	-	-

(Reproduit depuis HCC, 2021)

³⁹ « Une stratégie pour l'hydrogène en vue d'une Europe neutre climatiquement », Commission européenne, 8 juillet 2020.

⁴⁰ Haut Conseil pour le Climat, *op. cité*, 2021, p. 111.

Au plan national, l'hydrogène a connu un premier coup d'accélérateur, avec un plan national adopté en 2018, poussé par le Ministère de la Transition Écologique et Solidaire (MTES), et alors doté de moyens relativement modestes (100 millions d'euros). Un changement d'échelle est intervenu, avec la publication de la Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné, en septembre 2020, prévoyant d'y consacrer 7,2 milliards d'euros, dont 2 milliards d'ici 2023 dans le cadre du plan France relance. La Stratégie nationale comprend trois priorités :

- **La décarbonation de l'industrie**, via l'émergence d'une filière française de l'électrolyse, avec pour objectif une production d'hydrogène décarboné de 6,5GW par électrolyse à horizon 2030.
- **Le développement d'une mobilité lourde à l'hydrogène décarboné** (en particulier afin de recourir à l'hydrogène pour les véhicules lourds : utilitaires, poids-lourds, bus, trains, transport fluvial et maritime), via deux appels à projets : « Briques technologiques et démonstrateurs » (350 M€ jusqu'en 2023) ; vise à améliorer composants et systèmes liés à la production et au transport d'H₂ et « Écosystèmes territoriaux d'hydrogène » (275 M€ d'ici 2023) afin de déployer, par des consortiums, des écosystèmes territoriaux regroupant production et usages pour favoriser des économies d'échelle.
- **Le soutien à la recherche, l'innovation et le développement des compétences** pour favoriser les usages de demain. Il s'agit notamment de « *synchroniser le soutien à l'offre et à la demande* ». Le développement de la filière doit permettre la création de 50 000 à 150 000 emplois directs et indirects.

Ces trois objectifs sont dotés de 3,4 Md€ sur la période 2020-2023, avec respectivement 54 % sur la décarbonation de l'industrie, 27 % sur les mobilités et 19 % sur la recherche et l'innovation. La stratégie souligne l'importance des enjeux environnementaux (contribution à la décarbonation de l'industrie et des transports), économiques (création de filière et d'emplois) et en matière d'indépendance et de souveraineté technologiques.

La Stratégie Nationale fixe un objectif de 10 % d'hydrogène bas carbone en 2023, et 20 à 40 % en 2030 avec une capacité de production par électrolyse de 6,5 GW. Le recours à l'hydrogène renouvelable ou décarboné doit permettre de réduire les émissions de GES de 6Mt de CO₂ d'ici 2030.

Par ailleurs, à la suite de la Loi Energie-Climat de novembre 2019, l'ordonnance du 17 février 2021 relative à l'hydrogène – appartenant au volet réglementaire de la Stratégie Nationale hydrogène – rompt avec la typologie de l'hydrogène en termes de code couleur, pour en simplifier les définitions, à travers trois catégories :

- Hydrogène renouvelable
- Hydrogène bas-carbone (issu du mix électrique français ou produit à partir de procédés associant des techniques de captage séquestration et utilisation du carbone – CCUS)

- Hydrogène carboné

Un seuil d'émission devra être défini pour les 2 premiers (exprimé en kgeqCO₂ par kilo d'hydrogène produit). Par ailleurs, l'ordonnance instaure deux systèmes pour permettre une traçabilité de l'hydrogène : une garantie d'origine pour attester de l'origine renouvelable ou bas-carbone de l'électricité (un décret devra en préciser les conditions) et une garantie de traçabilité (si « *l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone produit n'est pas mélangé à un autre type d'hydrogène ou à un autre gaz entre l'étape de sa production et celle de sa consommation* »⁴¹, il s'agirait d'attester que l'hydrogène vendu et consommé soit le même que celui qui a été produit). Enfin, l'ordonnance prévoit un cadre de soutien à la production d'hydrogène, selon des critères économiques (prix de production) et environnementaux (en termes de réduction d'émissions de GES), sous la forme d'aide au fonctionnement, ou en combinant aide au fonctionnement et à l'investissement.

Depuis quelques années, la plupart des Régions (11 Régions métropolitaines sur 13) ont développé des politiques hydrogène, à travers des « feuilles de route » ou stratégies hydrogène, correspondant à différentes méthodes et différents montants alloués à la recherche, l'innovation et au déploiement des infrastructures. A titre d'exemple, la Région Occitanie mise sur le développement de l'hydrogène, avec un investissement annoncé de 150 millions d'euros sur 10 ans, dans le but de créer un véritable écosystème hydrogène. Cette Région participe ainsi au financement de sociétés d'investissement de R&D pour de nouvelles méthodes d'électrolyse à haut rendement. Dans le cadre de son projet « Zero Emission Valley », la Région Auvergne-Rhône-Alpes a prévu de consacrer à l'hydrogène 70 M€ sur 10 ans, avec un objectif de 20 stations hydrogène et une flotte de 1 000 véhicules. La Bourgogne-France-Comté fait également partie des Régions fortement engagées dans cette voie, avec 90 M€ fléchés sur 10 ans. Elle investit massivement dans la filière hydrogène, avec la constitution d'un écosystème, et insiste notamment sur le fait que les équipements nécessaires au développement de l'hydrogène seront également des marchés industriels pour le territoire, permettant à la filière hydrogène de profiter à l'ensemble des parties prenantes, au sein d'un territoire fortement industrialisé. Par ailleurs, la Région mise également sur le train hydrogène (avec la commande de 12 trains hydrogène passée en 2021 à ALSTOM, commune aux Régions Bourgogne-Franche-Comté, Auvergne-Rhône-Alpes, Grand Est et Occitanie).

Eléments sur le plan Normandie Hydrogène

La Normandie, à travers son plan Hydrogène adopté en octobre 2018, a été la première Région à se doter d'une stratégie visant à développer la filière sur son territoire. Le sujet de l'hydrogène y est intégré aux politiques publiques depuis 2016, avec le programme EAS-HyMob, visant l'installation de 15 stations de recharge hydrogène sur le territoire normand. Au sein du territoire régional, le Département de la Manche a été pionnier en matière de développement de l'hydrogène : la première station hydrogène de France a vu le jour à Saint-Lô, et le Département a expérimenté un service de vélos à hydrogène (BHYKE) à Saint-Lô et

⁴¹ Art. L. 821-3 de l'Ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène.

Cherbourg, entre 2017 et 2020. Ce programme, doté d'un montant de 700 000 €, s'il apparaît coûteux, a généré des retours positifs, notamment en ce qui concerne la recharge très rapide et l'autonomie importante.

Le Plan Normandie Hydrogène vise essentiellement à « structurer l'écosystème normand » d'une part, et à « renforcer la place de l'hydrogène dans la transition énergétique normande », d'autre part. Neuf objectifs y figurent : gouvernance, coordination des initiatives et communication ; identification et mobilisation des acteurs ; fiabiliser les modèles économiques de l'hydrogène ; améliorer la connaissance des débouchés actuels et potentiels, et des besoins du territoire ; développer la production d'hydrogène renouvelable ; renforcer la place de l'hydrogène dans la mobilité et la logistique ; positionner l'hydrogène comme vecteur de stockage ; renforcer la place de la recherche et développer les compétences ; informer, sensibiliser et éduquer le grand public. Le plan est doté de 15 millions d'euros sur trois ans. Plusieurs outils ont été mis en place, notamment une carte interactive recensant les différents projets hydrogène en région, ainsi qu'une « communauté hydrogène CCI Business » visant à identifier, recenser et mettre en réseau les acteurs régionaux.

Le programme EAS-HyMob, lancé en janvier 2016, a constitué un « *projet d'amorçage de mobilité hydrogène à l'échelle d'une région* »⁴². Dans le cadre de ce programme co-financé par l'Union européenne, les collectivités ont été sollicitées pour implanter des stations, et pouvaient bénéficier de co-financements (UE à hauteur de 50 % et Région à hauteur de 20 %). Le programme a rencontré certaines difficultés, notamment liées au retard rencontré dans la livraison des véhicules utilitaires hydrogène commandés (plusieurs stations en service depuis un ou deux ans, attendaient encore les véhicules). A ce jour, les 9 stations en service⁴³ demeurent alimentées en hydrogène carboné (ou bien dont une partie du CO₂ est capté et valorisé). Le programme avait toutefois vocation à favoriser une appropriation du sujet hydrogène au sein des collectivités ou des entreprises.

Un foisonnement de projets hydrogène

Plusieurs projets liés à l'hydrogène sont en cours, à l'initiative de la Région, notamment le « rétrofit » (changement de motorisation) d'un car diesel en car hydrogène, prévu sur la ligne Rouen-Evreux (alimenté par cette dernière station, dotée d'une plus grande capacité que les autres). La perspective de trains hydrogène sur la ligne Caen-Le Mans-Tours est envisagée. La région dispose également d'une Délégation régionale France Hydrogène, ayant vocation à structurer et renforcer les liens entre acteurs publics et privés du territoire en matière de développement de la filière hydrogène. Ces Délégations, au nombre de douze, ont été impulsées au niveau national par France Hydrogène, association de promotion de la filière, regroupant industriels, énergéticiens, PME-PMI, représentants de la recherche et de

⁴² Webinaire de bilan du programme EAS-HyMob, 4 décembre 2020.

⁴³ 8 stations de 20 kg : Caen, Cherbourg, Douains, Lillebonne, Octeville sur Mer, Pont L'Evêque, Rouen, Val de Reuil ; une de 50 kg à Evreux, auxquelles s'ajoute la station de Saint-Lô (40 kg).

collectivités territoriales⁴⁴. Il existe également un « club des élus acteurs de l'hydrogène », au sein de France Hydrogène, que le Conseil départemental de la Manche a contribué à initier.

D'autres collectivités que les Régions participent à cet engouement pour l'hydrogène. Différentes intercommunalités s'équipent de bus à hydrogène (Versailles, Pau, Le Mans, Rouen...). La communauté urbaine de Dunkerque a expérimenté un système d'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz de ville (projet GRHYD). De nombreux projets, portés par des acteurs publics et privés, sont recensés sur le territoire national : en ce qui concerne la mobilité uniquement, 28 projets d'écosystèmes territoriaux soutenus par l'Etat ont été lancés au cours des deux dernières années⁴⁵.

A cet égard, on peut distinguer les projets de production d'hydrogène (H2V : projets de construction de sites de production d'hydrogène par électrolyse à Port-Jérôme et Dunkerque ; Lhyfe : production d'hydrogène renouvelable par électrolyse ; HAFFNER : production à partir de biomasse ; TH2 : projet de production à partir de déchets de bois, etc.) et les programmes centrés sur le développement des usages (industriels et collectivités en matière de transports collectifs : installations de stations, équipements en bus, bennes à ordures ménagères, etc.).

Le plus important projet de production d'hydrogène renouvelable⁴⁶ par électrolyse au monde est situé en Normandie : il s'agit de H2V Normandy, implanté à Port-Jérôme (Seine-Maritime) visant à produire 28 000 t d'hydrogène par an (avec deux unités de production de 100 MW, soit 62 électrolyseurs de 4 MW chacun). L'usine a vocation à alimenter les industriels de la Vallée de Seine, à commencer par la raffinerie à proximité, très importante consommatrice d'hydrogène, et ainsi à contribuer à la décarbonation de l'industrie normande. A titre d'illustration, ce volume de production – près de 30 000 t – correspond à environ 10 % de la consommation d'hydrogène de la Normandie, et autour de 3 % de la consommation nationale (plus de 900 000 t).

Ariane Group, en capitalisant sur son expertise en matière d'hydrogène liquide pour ses lanceurs spatiaux, prévoit également de produire de l'hydrogène vert, avec Engie, sur son site de R&D situé à Vernon (Eure). En outre, la Région Normandie et Ariane Group ont noué un partenariat, visant à décarboner l'hydrogène actuellement utilisé par Ariane Group et à développer les usages d'hydrogène pour les transports lourds, maritimes ou fluviaux.

D'autres projets d'envergure existent en France, à l'image de celui porté par Total et Engie, ayant prévu d'implanter le plus grand site français de production d'hydrogène à partir d'électricité renouvelable, sur le site de la raffinerie de la Mède (Bouches du Rhône). Le projet

⁴⁴ France Hydrogène est le nom, depuis octobre 2020, de l'ex-AFHYPAC (Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible).

⁴⁵ « L'hydrogène, une solution incertaine pour la mobilité », *Le Monde*, 28-29 mars 2021.

⁴⁶ H2V prévoit de recourir à une production d'électricité renouvelable via des « garanties d'origine », permettant de garantir qu'une production d'électricité renouvelable équivalente à celle consommée a été injectée sur le réseau électrique (au cours des douze derniers mois). De ce fait, comme l'indique l'Autorité environnementale dans son avis, « *il n'est pas possible de déterminer de façon définitive si l'hydrogène produit (...) pourra prétendre à la qualification d'hydrogène renouvelable* » (Autorité environnementale, *Avis délibéré de l'autorité environnementale sur la construction et l'exploitation de l'usine de production H2V Normandy à Saint-Jean-de-Folleville (76)*, 21 avril 2021).

prévoit la construction de fermes solaires de plus de 100MW, visant à alimenter un électrolyseur de 40MW produisant 5 t d'hydrogène par jour (pour la production d'agrocaburant, via l'alimentation de la bioraffinerie). Une seconde phase consisterait à augmenter la capacité de production solaire, pour atteindre 15 t d'hydrogène par jour.

Certains projets visent à mettre en œuvre conjointement une production locale d'hydrogène renouvelable à partir de la production d'énergie renouvelable (éolien, biomasse, solaire). C'est le cas pour la Métropole de Rouen, ayant annoncé l'achat de 11 bus hydrogène (pour 9,5 M€), ainsi que la création prévue d'une centrale photovoltaïque destinée à produire de l'hydrogène par électrolyse pour alimenter la flotte de bus. À Strasbourg, une station verra prochainement le jour, alimentée par de l'hydrogène produit à partir de biomasse, par la société Haffner Energy (l'unité produit actuellement du gaz, dans l'attente de l'autorisation de produire de l'hydrogène).

Le projet VHYGO (Vallée Hydrogène Grand Ouest) a pour objectif de mailler les Régions Bretagne, Pays de la Loire et Normandie de stations de recharge, avec une production semi-décentralisée à partir d'énergies renouvelables (mise en œuvre par la société Lhyfe, à travers différents sites de production d'une 1 t d'hydrogène/jour chacun), et des usages pour des collectivités (transports en commun, bennes à ordures ménagères, véhicules utilitaires...). Le développement de sites de production dans la Métropole de Brest (1,5 MW), la Communauté d'Agglomération de Saint-Nazaire (1,5 MW) et Dieppe Maritime (0,5 MW) est prévu à court terme. Ce projet, coordonné par Lhyfe et porté notamment par Morbihan Energies, le SYDEV (Syndicat d'énergies de Vendée) et le Département de la Manche, vise à structurer une filière d'hydrogène vert, afin de massifier les usages et permettre une réduction des coûts d'ici 2030. L'objectif est que toute entreprise ou toute collectivité soit à moins de 100 km d'un lieu de production d'hydrogène vert (soit 3 à 4 sites par région pour une puissance de 12 MW), à moins de 8 € le kilogramme à la pompe. VHYGO porte ainsi pour 2024 un objectif de 10 sites de production, une quarantaine de stations de distribution et 500 véhicules à hydrogène déployés sur les régions Bretagne, Normandie et Pays de la Loire. Le projet, dont la première phase prévoit 38 M€ d'investissements (afin de créer 3 nouveaux sites de production d'hydrogène vert par électrolyse et 3 nouvelles stations de distribution), sera soutenu par l'ADEME à hauteur de 14 M€.

La société Lhyfe, misant sur la production locale d'hydrogène renouvelable pour des usages locaux, a développé un site de production d'hydrogène par électrolyse, à Bouin (Vendée), à partir d'éoliennes terrestres situées à 2 km (et via un dispositif d'électrolyse utilisant de l'eau de mer). Le projet est issu d'une démarche collaborative entre Lhyfe, qui compte sur la mobilisation du plan de relance, et la collectivité Challans-Gois Communauté. Le projet test est estimé à 3,1 millions d'euros⁴⁷. Lhyfe travaille également à la production d'hydrogène par électrolyse au pied d'éoliennes offshore, avec un projet-test prévu au Croisic (Loire-Atlantique). Enfin, ce mode de production d'hydrogène s'inscrit dans une volonté de développer un écosystème hydrogène régional, avec la mise en place de stations hydrogène grand public à proximité et la vente d'hydrogène à d'autres projets. La Région Pays de la Loire

⁴⁷ « Des collectivités vendéennes parient sur l'hydrogène », *La Gazette des communes*, 29 juin 2021

soutient ainsi l'initiative, notamment via le projet H2Ouest (autour de Lhyfe) et VHYGO, conformément à sa feuille de route hydrogène adoptée en juillet 2020, prévoyant le soutien au développement d'un écosystème hydrogène avec 70 millions d'euros mobilisés d'ici 2030, auxquels s'ajoutent 30 millions d'euros du Fonds Européen de Développement Economique Régional (FEDER).

Par ailleurs, dans le cadre de la Stratégie Nationale hydrogène, lancée en septembre 2020, l'appel à projets « Ecosystèmes territoriaux » a permis à sept projets de bénéficier d'une aide de l'ADEME pour se développer. Mobilisant une aide de 45 millions d'euros pour cette première sélection (275 M€ sur la période 2021-2023), les projets sont en cours de structuration et de contractualisation. C'est notamment via cet appel d'offre qu'a été sélectionné le projet VHYGO, ou celui de la métropole Rouen Normandie qui bénéficie d'une aide pour le développement d'un parc photovoltaïque visant l'alimentation d'un électrolyseur produisant de l'hydrogène pour recharger des bus.

1.2. Enjeux et perspectives de développement de la filière hydrogène

Le développement de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone n'est pas sans rencontrer un ensemble de conditions et d'obstacles potentiels : à commencer par son coût, l'hydrogène carboné demeurant nettement moins onéreux que l'hydrogène renouvelable ou décarboné (1.2.1.). L'acceptabilité sociale, liée au développement des énergies renouvelables, au stockage de l'hydrogène et à la logistique, ou encore les incertitudes autour de la capture et du stockage du carbone (CSC ou CCS) perçu comme une possible solution (temporaire ?) via l'hydrogène bleu, sont autant de points à considérer (1.2.2.). Enfin, l'adaptation des infrastructures électriques, tout comme la croissance des besoins en électricité nécessaire à la production d'hydrogène par électrolyse, en fonction du développement des usages qui s'opérera, constituent d'importants enjeux de débats (1.2.3.).

1.2.1. Une nécessaire baisse des coûts de l'hydrogène vert ou décarboné

Actuellement, le coût de production de l'hydrogène varie très fortement en fonction de son mode de production. L'hydrogène issu du vaporeformage du méthane coûte entre 1 et 2,5€ le kilogramme. L'hydrogène vert ou bas carbone se situe quant à lui en moyenne entre 4 et 8€ le kilogramme selon le mode de production. La baisse du coût de l'hydrogène décarboné est donc un enjeu majeur.

Pour permettre une réduction de ce coût, trois principaux moyens ont été identifiés par le CESER. Tout d'abord, plusieurs auditions ont mis en lumière la nécessité de massifier les usages afin de permettre des économies d'échelle.

Un second moyen tient dans l'augmentation du prix du carbone, afin de limiter l'écart entre les modes de production carboné et décarboné ou renouvelable, afin de favoriser les seconds.

Enfin, la baisse du coût de production de l'hydrogène vert peut être atteinte par un soutien public important.

Au-delà du coût de production à proprement parler, les promoteurs de l'hydrogène décarboné et renouvelable mettent également en avant sa capacité à contribuer à l'amélioration de la qualité de l'air dans les villes, à plus forte raison compte tenu du développement à venir des ZFE (Zones à Faibles Émissions) dans les agglomérations. En effet, il existe un certain nombre d'« externalités négatives » liées aux mobilités alimentées par les énergies fossiles, à commencer par les conséquences sanitaires de la pollution atmosphérique (à l'origine, dans son ensemble, c'est-à-dire quelles que soient ses sources – transport, chauffage, agriculture... – d'au moins 48 000 décès par an en France⁴⁸). Ces conséquences sanitaires justifieraient ainsi le soutien public à des modes de production décarboné, et un renchérissement du coût du carbone.

En résumé, il existe trois leviers : un levier direct via la massification, et deux leviers indirects via le soutien public et le coût attribué au carbone.

1.2.2. Des points de vigilance relatifs à la logistique et l'acceptabilité sociale

En matière d'hydrogène, en dépit de certaines craintes liées à la sécurité, il apparaît qu'il existe, plus que des formes de réticences, avant tout une certaine méconnaissance au sein du « grand public ». Les enjeux – en matière de stockage, distribution, compression ou liquéfaction – apparaissent ici d'abord techniques et économiques.

Des enjeux techniques et logistiques : stockage, transport et distribution

Le stockage de l'hydrogène pose des questions quant à sa sécurité. En effet, l'hydrogène est un gaz très volatile et nécessite des modes de stockage dotés d'une très forte étanchéité. Compte tenu de sa faible densité, il doit également être comprimé ou liquéfié pour être stocké. Ces opérations ont un coût énergétique (et économique) : la compression sous forme gazeuse consomme 5 % du pouvoir énergétique de l'H₂. La liquéfaction augmente la densité énergétique de l'hydrogène mais implique de l'amener à une très basse température (- 253°C), au prix d'un coût élevé, « *de 20 à 50 % du pouvoir énergétique initial* »⁴⁹.

Le transport de l'hydrogène est également problématique, supposant d'importants volumes (par la route en bombones, par voie maritime sous forme gazeuse ou liquide, ou transformé en ammoniac, plus facile à transporter). De surcroît, l'hydrogène est un gaz possédant des propriétés a priori dangereuses : très inflammable (par une simple exposition à l'air), il est de plus très volatil et se disperse rapidement.

Outre le transport maritime évoqué précédemment, l'hydrogène peut être transporté par plusieurs moyens : pipelines, liquide, solide, etc. Toutefois, la faible densité de l'hydrogène oblige un conditionnement (liquéfaction, compression...) pour permettre son transport. Le premier mode de transport est le gazoduc. L'hydrogène doit être comprimé entre 60 et 100 bars. Un mélange d'hydrogène et de gaz naturel peut être utilisé. Il s'agit du mode de transport le plus utilisé, avec des réseaux déjà existants (2 600 km de réseaux aux Etats-Unis, 1 600 km

⁴⁸ Santé publique France, 2016. D'autres études conduisent à des estimations supérieures.

⁴⁹ Académie des technologies, *Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée*, juin 2020, p. 120.

en Europe...). A noter que le réseau de transport du gaz naturel peut également être réutilisé, et est aujourd'hui de 200 000 km. L'Académie des technologies note dans son rapport relatif à l'hydrogène⁵⁰ qu'il s'agit d'un mode de transport qui rencontre peu d'opposition de la part des populations.

Par ailleurs, le déploiement de l'hydrogène interroge quant au caractère plus ou moins centralisé ou décentralisé de la production d'électricité. En effet, l'hydrogène est souvent perçu comme un vecteur de « territorialisation de l'énergie », permettant ou supposant des modes de production décentralisés, favorisant l'autonomie énergétique à l'échelle de quartiers ou de bâtiments, notamment via le stockage des énergies renouvelables permis par l'hydrogène.

À ce jour, les modes de production de l'hydrogène prennent la forme d'une production centralisée (l'hydrogène étant produit là où il est consommé). Le développement de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone dans une logique centralisée, défendue par différents acteurs industriels, vise notamment à favoriser la massification de la production, mais suppose donc un acheminement vers les lieux de consommation. Il est probable que des formes de production centralisée et plus ou moins décentralisée (c'est-à-dire des projets de production par électrolyse ou à partir de biomasse dans une logique territoriale, qui sont nombreux à voir le jour) cohabitent à l'avenir. Quoiqu'il en soit, un usage efficient suppose une distance relativement limitée entre lieux de production et de consommation d'hydrogène, afin de limiter le coût lié à la logistique (stockage, transport et distribution). A cet égard, plusieurs auditions menées par le CESER ont souligné l'importance de cette proximité, supposant une certaine disponibilité foncière (pour accueillir des unités de production et de distribution), et le rôle que les zones portuaires pourraient être amenées à jouer en la matière.

Acceptabilité sociale, transition et hydrogène

La notion d'acceptabilité sociale, désignant en réalité souvent une « acceptation sociale »⁵¹, lorsqu'il est question de projets d'installations d'infrastructures (éoliennes, centrales photovoltaïques, unités de méthanisation...), revient régulièrement autour des enjeux de transition énergétique. Dans le cadre d'études menées par des chercheurs en sciences humaines des Universités de Caen, Rouen, et de Bourgogne-Franche-Comté, en partenariat avec le Dôme, centre de culture scientifique et technique à Caen, la notion d'acceptabilité sociale autour du développement de l'hydrogène a été interrogée.

Durant le colloque de restitution de leurs travaux, plusieurs intervenants soulignent – au-delà du syndrome Hindenburg⁵² – que le public ne connaît pas ou peu l'hydrogène : « *Dans la société, l'hydrogène n'existe tout simplement pas* » indique dans ce sens le sociologue Frédéric Lemarchand. Le chercheur Dany Lapostolle, ayant étudié la stratégie de structuration de

⁵⁰ *Ibid.*

⁵¹ Rudy AMAND, *Analyse sociétale du déploiement de l'hydrogène en Normandie*, ARTEMIS – Approche régionale pour une transition énergétique mixte industrielle et sociétale, décembre 2020.

⁵² En référence à la catastrophe survenue en 1937 du ballon dirigeable l'Hindenburg, alimenté à l'hydrogène, qui s'est écrasé lors de son atterrissage à la suite d'une traversée transatlantique.

l'hydrogène de la Région Bourgogne-France-Comté, souligne la très faible participation du public dans le cadre de l'élaboration de cette dernière, évoquant une « *logique de club relativement fermé dans la gouvernance de l'hydrogène* »⁵³. En Normandie, le rapport de l'Université de Rouen indique qu'il n'existe « *pas ou peu de résistance au déploiement de la mobilité hydrogène* ». Le sujet n'est guère investi par le public, mais par les acteurs institutionnels et économiques, qui en ont globalement une bonne image, y voyant notamment un moyen de « *conserver notre mode de vie actuel en termes de mobilité* », tout en réduisant les émissions de GES et de particules fines. Les oppositions, en Normandie comme en Bourgogne-Franche-Comté, concernent davantage des projets de production d'énergie, en premier lieu l'éolien. De ce point de vue, les oppositions rencontrées par ce type de projets ne manqueront pas de questionner le déploiement d'un hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable.

Plus largement cependant, les chercheurs pointent une faible implication de la société civile au sujet de l'hydrogène, investi par les industriels, l'Etat et les collectivités. Dans ce sens, le vocabulaire, à travers la notion de « feuille de route » suggère que le trajet serait déjà tracé, invitant à s'interroger sur le *comment* davantage que sur le *pourquoi*⁵⁴. Plusieurs intervenants plaident ainsi en faveur d'une plus grande implication du public, en amont des projets et afin de les déterminer, et non lorsqu'ils sont soumis à un stade déjà avancé, ne restant qu'à être validés ou invalidés. Une forme d'inertie est également observée, en référence à la formule souvent utilisée en matière d'hydrogène, du « dilemme de l'œuf et de la poule » : « *Dans le contexte de l'hydrogène, il s'agit d'acteurs ou d'institutions attendant de voir des résultats concrets avant d'investir dans des infrastructures permettant le déploiement de la technologie. Cette attente génère de l'inertie puisqu'elle ralentit très lourdement les chances d'effectuer un déploiement rapide de la technologie et d'entraîner un effet "boule de neige"* »⁵⁵.

Alors que le coût de l'hydrogène renouvelable ou décarboné renvoie pour partie à la taxation du carbone, la question du coût du carbone fait régulièrement ressortir des enjeux plus larges d'acceptation ou d'acceptabilité sociale de la transition énergétique, en écho aux mouvements des « bonnets rouges » ou des « gilets jaunes ». La taxation du carbone sur les biens de consommation (carburants, chauffage...), touchant proportionnellement davantage les ménages les moins favorisés économiquement, est ainsi une question politique sensible. Actuellement, la taxation des énergies fossiles est très inégale entre différentes catégories d'acteurs et au sein de mêmes catégories d'acteurs (ménages, acteurs du transport, etc.)⁵⁶. Ainsi, différents acteurs, comme le CESE⁵⁷ et le HCC, plaident pour des mesures d'accompagnement des ménages et des acteurs économiques, et soulignent l'importance de la

⁵³ Dany LAPOSTOLLE, « L'hydrogène, un médiateur de territorialisation de la transition ? Retour sur trois trajectoires territoriales », Colloque « Transition énergétique bas carbone – Obstacles et enjeux », 25-26 mars 2021.

⁵⁴ Frédéric LEMARCHAND, « Transition : mot valise, rêve éveillé ou opportunité ? », Colloque « Transition énergétique bas carbone – Obstacles et enjeux », 25-26 mars 2021.

⁵⁵ *Approche régionale pour une transition énergétique mixte industrielle et sociétale (ARTEMIS)*, Rapport, DySoLab Laboratoire des dynamiques sociales, Université de Rouen, 2020.

⁵⁶ Haut Conseil pour le Climat, *op. cité*, 2020.

⁵⁷ CESE, *Rapport annuel sur l'état de la France- Se donner un nouveau cap*, Rapporteurs : M. Daniel KELLER et M. Pierre LAFONT, juillet 2020, p. 37.

justice sociale en matière de transition climatique et de taxation du carbone – les ménages les plus aisés étant également les plus émetteurs de GES⁵⁸.

Des interrogations autour de la capture et du stockage du carbone

Le sujet de la capture et du stockage du CO₂ (CCS), ainsi que du CCUS (capture, stockage et utilisation du carbone) constitue un enjeu important, en matière d'hydrogène et de décarbonation des activités industrielles, notamment en Normandie. Comme on l'a noté, l'hydrogène est dit « bleu » lorsque la production (par vaporeformage du méthane le plus souvent) s'accompagne de dispositifs de CCS/CCUS. La société Air Liquide met déjà en œuvre un dispositif de captage du CO₂, sur son site de production d'hydrogène situé à Port-Jérôme (plus grande unité de production du groupe en France), grâce à sa technologie nommée « Cryocap »⁵⁹ (procédé cryogénique utilisant le froid pour séparer les gaz). Une partie du CO₂ émis est ainsi capté, et ensuite valorisé pour différentes applications (alimentation de serres, agroalimentaire – par exemple pour la gazéification de boissons –, traitement des eaux, chimie...).

Il existe également des démarches d'économie circulaire, lorsque de l'hydrogène est produit à partir de biomasse ou de déchets, consistant à capter le CO₂ émis pour le réutiliser – c'est ainsi le modèle de TH2, émanation de la société Tertu, qui produit du gaz à partir de ses propres déchets de bois pour alimenter une serre située à proximité avec le CO₂ capté lors du procédé de fabrication. Ce modèle, consistant pour l'heure à produire du gaz, peut permettre de produire de l'hydrogène, en fonction du développement d'un marché centré sur les mobilités. Il est à noter ici que le cycle est neutre en carbone, puisque la production s'opère à partir de déchets de bois et non pas de sources fossiles.

Au rythme où il se déploie, ce procédé apparaît toutefois comme une solution limitée pour réduire les émissions de GES et permettre le respect de l'Accord de Paris. Afin d'atteindre la neutralité carbone en 2070, l'AIE prévoit en effet une hausse très importante des capacités annuelles de captage et de stockage : 840 Mt/an en 2030, 5,6Mdt/an en 2050 et 10,4Mdt en 2070. À ce jour, il existe « 51 sites de CCS de grande dimension » (dont 19 sont en opération et 4 en construction, pour une capacité de stockage d'environ 40 Mt pour ces 23 sites). Un rapport du Conseil général de l'économie consacré à la décarbonation des entreprises en France suggère que la marche est considérable pour que le CCS se développe dans de telles proportions : « *Sur les 19 installations en opération, cinq stockent plus de 7 Mt/an dans des aquifères salins profonds. Ces chiffres, bien qu'en progression, sont très faibles par rapport aux*

⁵⁸ A l'échelle mondiale, les 10 % de la population les plus émetteurs sont à l'origine de 45 % des émissions. En France, selon les sources, les émissions de GES varient d'un facteur 4 à 8 entre le premier et le dernier décile. (Sources : Lucas CHANCEL, Thomas PIKETTY, *Carbone et inégalité : de Kyoto à Paris. Evolution de l'inégalité mondiale des émissions de CO₂ (1998-2013) et perspectives pour un financement équitable de l'adaptation*, Paris School of Economics, 3 novembre 2015, <http://piketty.pse.ens.fr/files/ChancelPiketty2015ResumeFR.pdf> ; Paul MALLIET, « L'empreinte carbone des ménages français et les effets redistributifs d'une fiscalité carbone aux frontières », *OFCE Policy brief*, 62, janvier 2020, <https://www.ofce.sciences-po.fr/pdf-articles/actu/carbonevf.jpg.pdf>).

⁵⁹ <https://www.airliquide.com/fr/magazine/transition-energetique/cryocaptm-solution-cryogenique-captage-co2-unique-au-monde>

prévisions de l'AIE (840 Mt/an en 2030, 5 635 Mt/an en 2050). Il faudrait dans le monde, d'ici à 2050, au moins 3 000 sites comme Sleipner [site au large de la Norvège où environ 1 Mt de CO₂ est stocké chaque année depuis 1996], bien plus que la cinquantaine en opération ou en projet : il faudrait mettre en service 30 à 60 sites chaque année d'ici 2050 (soit environ un quart en Europe) »⁶⁰. Le rapport indique en outre que le CCUS apparaît comme un complément, et non comme une alternative au stockage du CO₂.

Pour sa part, le GIEC⁶¹ indique que les trajectoires permettant de limiter le réchauffement à 1,5°C ou à 2°C prévoient une réduction des émissions de GES du secteur industriel, de l'ordre de 65 % à 90 %, et de 50 % à 80 % entre 2010 et 2050, respectivement, et souligne que le « *renforcement de l'efficacité des systèmes énergétiques et des processus ne suffira pas* » pour y parvenir. Ainsi, il intègre diverses technologies dans ces scénarios, parmi lesquelles le CCUS : « *ces baisses peuvent être accomplies grâce à un ensemble de technologies et de pratiques nouvelles ou déjà existantes, telles que l'électrification, l'hydrogène, les matières premières d'origine biologiques durables, les produits de substitution, ainsi que le captage, l'utilisation et le stockage du CO₂ (CCUS)* ».

Plus largement, « *toutes les trajectoires d'émissions qui limitent le réchauffement planétaire à 1,5° C sans dépassement ou avec un dépassement minime prévoient l'élimination d'environ 100 à 1 000 GtCO₂ au cours du XXI^e siècle* ». L'élimination du carbone (EDC) peut s'opérer par des moyens naturels (boisement ou reboisement, stockage du carbone dans les sols, puits « naturels »...) ou technologiques (bioénergie avec capture et stockage du carbone – BECCS⁶² – CCS...). Cependant, le GIEC observe que « *l'élimination de plusieurs centaines de GtCO₂ est entravée par de nombreux obstacles en termes de faisabilité et de durabilité (degré de confiance élevé)*. La réduction des émissions nettes à court terme et la mise en œuvre de mesures visant à diminuer la consommation d'énergie et l'utilisation des terres peuvent limiter l'élimination du CO₂ à quelques centaines de GtCO₂ sans avoir recours à la bioénergie avec captage et stockage du CO₂ (degré de confiance élevé) ». Soulignant que les trajectoires permettant de limiter le réchauffement à 1,5°C supposent « *principalement (...) des mesures qui réduisent la production et le rejet de CO₂, et, dans une moindre mesure seulement, par l'ajout de mesures d'EDC* », le GIEC indique ainsi : « *l'EDC à grande échelle n'est pas une technologie éprouvée et la dépendance à l'égard de cette option menace gravement la capacité de contenir le réchauffement à 1,5°C. L'EDC apparaît moins nécessaire dans les trajectoires qui mettent fortement l'accent sur le rendement énergétique et la baisse de la demande* »⁶³.

⁶⁰ Conseil général de l'économie, *La décarbonation des entreprises en France*, ministère de l'Économie, des Finances et de la Relance, février 2021.

⁶¹ GIEC, *Rapport spécial sur les conséquences d'un réchauffement planétaire de 1,5 ° C*, Résumé à l'intention des décideurs et Résumé technique, 2018.

⁶² « *Son principe est le suivant : les plantes et les arbres absorbent du CO₂ atmosphérique pendant leur croissance ; cette matière végétale (biomasse) est ensuite brûlée afin de produire de la bioénergie ; le CO₂ dégagé par la combustion est capté avant d'atteindre l'atmosphère en vue de son stockage dans des formations géologiques profondes pour une très longue période. Puisque la croissance des végétaux se traduit par une absorption de CO₂ et que le procédé ne rejette pas de CO₂, il peut en résulter une baisse des concentrations atmosphériques.* », Le GIEC note toutefois que la technique « *en est au stade de la démonstration* ». *Ibid.*, p. 63.

⁶³ *Ibid.*, p. 15, 17, 54.

Au total, de nombreux auteurs et experts considèrent que le CCS pourrait constituer un levier de décarbonation, en complément de mesures de réduction des émissions à mettre en œuvre en priorité. Dans le cas français, l'ADEME, dans un avis rendu en 2020, identifie trois sites français propices au CCS : Hauts-de-France (Dunkerque), pour un potentiel de 15 MtCO₂/an, Normandie (Le Havre-Rouen) pour 6M t et Nouvelle-Aquitaine (Lacq) pour 3 Mt. Mettant en avant son coût élevé (coût minimal estimé à 125 €/tCO₂ en Normandie), l'ADEME considère cependant qu'il s'agit d'« *un pari risqué* », et que « *la mise en œuvre du CCS pour atteindre la neutralité carbone est à envisager en tant que dernière étape dans une stratégie de décarbonation commençant par les actions plus matures et performantes (l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables)*⁶⁴. Si les technologies de captage et stockage du CO₂ peuvent donc jouer un rôle dans la réduction des émissions de CO₂, le CCS reste peu développé jusqu'à présent. En matière d'hydrogène, les chercheurs des universités Cornell et Stanford Robert Howarth et Mack Jacobson ont étudié l'ensemble des émissions au cours du cycle de vie et concluent que l'hydrogène bleu n'émettrait que 12 % de moins de CO₂ que l'hydrogène gris⁶⁵. A cet égard, certains auteurs voient un risque, dans l'idée selon laquelle « *une utilisation massive [des technologies de stockage] suffirait à limiter le réchauffement à 2°C* », pouvant conduire à « *repousser toujours un peu plus loin la date définitive d'une sortie des fossiles* »⁶⁶. Un sujet majeur, par rapport à la décarbonation des activités, concernera donc le caractère plus ou moins transitoire et effectif de « l'hydrogène bleu », en parallèle du déploiement d'un hydrogène bas-carbone ou renouvelable.

1.2.3. L'adaptation des infrastructures et la croissance des besoins en électricité

L'électrification d'une large part des process industriels, ainsi que des mobilités, apparaît comme un levier majeur de décarbonation des activités humaines. Outre l'électrification directe, telle que celle des véhicules via la motorisation électrique par batterie, la production d'hydrogène par électrolyse va participer à la croissance des besoins en électricité. Dans ce contexte, le CESER s'est interrogé sur la capacité des infrastructures électriques à faire face à cette croissance de la production d'électricité. L'audition de la Délégation régionale Ile-de-France – Normandie de RTE, ainsi que les études publiées par RTE, y apportent des éléments de réponse.

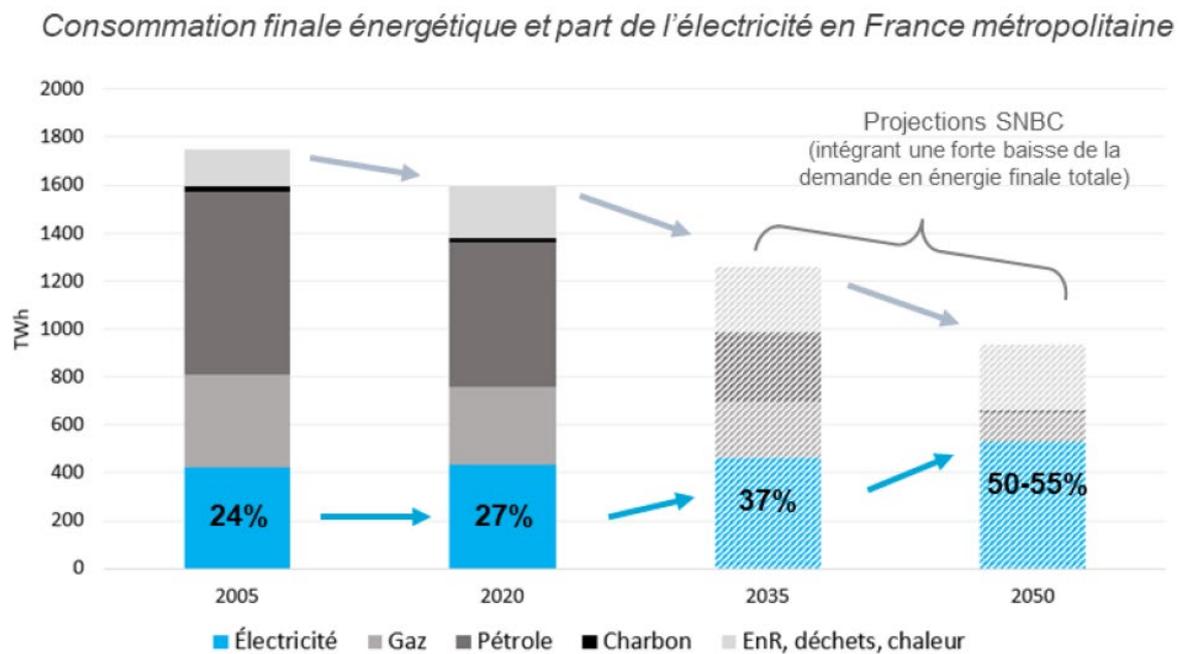
Dans l'objectif d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, la SNBC projette une part de l'électricité couvrant 50 % à 55 % des besoins énergétiques à cette échéance – contre un quart actuellement – couplée à une forte réduction de la consommation d'énergie (réduction d'environ 40 % en 2050 par rapport à 2015, avec une consommation finale d'énergie projetée

⁶⁴ ADEME, *Le captage et le stockage géologique de CO₂ (CCS) en France : un potentiel limité pour réduire les émissions industrielles*, Les Avis de l'ADEME – Juillet 2020, <https://www.ademe.fr/avis-lademe-captagestockage-geologique-co2-csc-france>

⁶⁵ R.W. Howarth, M.Z. Jacobson, *How green is blue hydrogen*, Energy Sciences & Engineering, 2021.

⁶⁶ Jordan GAMAIRE, « Stefan C. Aykut, *Climatiser le monde* », *Lectures* [En ligne], Les comptes rendus, 2020, mis en ligne le 11 juin 2020. [Stefan C. Aykut, Climatiser le monde \(openedition.org\)](https://www.openedition.org)

entre 900 TWh et 1 060 TWh⁶⁷, contre environ 1 600 TWh en 2020). RTE souligne dans ses scénarios de mix de production électrique à l’horizon 2050 qu’un fort développement des EnR principalement en éolien terrestre et marin est indispensable (jusqu’à plus de 75 GW), et précise qu’un mix 50-50 serait possible avec 28 GW de nouveau nucléaire⁶⁸. A moyen terme, RTE prévoit une augmentation de 5 % de la consommation d’électricité attendue en 2030 par rapport à 2019, afin de contribuer à la décarbonation des usages et secteurs d’activités économiques.



Dans un rapport consacré à l’hydrogène paru début 2020, RTE distingue deux raisons au déploiement de l’hydrogène (par électrolyse) :

- La décarbonation des usages existants (industrie et potentiellement mobilités lourdes) ; voire en partie pour l’injection dans le réseau de gaz, à moyen terme, en substitution du gaz fossile.
- La contribution à l’équilibre du système énergétique, via le stockage (power-to-gas-to-power).

À horizon 2030-2035, le recours à l’hydrogène bas-carbone « *participe (...) d’une démarche de décarbonation et relève (...) du premier motif* ». A cette échéance, le recours à l’hydrogène « *comme moyen de stockage n’est pas nécessaire pour obtenir une diversification du mix énergétique* » (avec une réduction du nucléaire à hauteur de 50 % telle que prévue par la

⁶⁷ Le chiffre de 1 060 TWh correspond au « *besoin total en énergie projeté à 2050* » indiqué dans la SNBC (Stratégie nationale bas-carbone, Synthèse, mars 2020, p. 27).

⁶⁸ RTE, *Bilan prévisionnel long terme « Futurs énergétiques 2050 »*, janvier 2021. Le travail prospectif mené par RTE étudie 8 scénarios, compris, dans des proportions variables, entre un mix électrique 100 % EnR en 2050/2060 et un mix 50 % EnR/50 % nucléaire en 2050.

LEC).⁶⁹ A l'horizon 2040/2050, le besoin et les perspectives de développement de stockage saisonnier à partir d'hydrogène « *dépendront des choix à venir sur le mix électrique* »⁷⁰.

La Stratégie Nationale Hydrogène prévoit la production de 630 000 t d'hydrogène par électrolyse à horizon 2035, supposant de mobiliser environ 30 TWh de production électrique, soit 6 % de la consommation d'électricité totale. Cette production d'hydrogène décarboné doit permettre de réduire les émissions de CO₂ de 6 Mt. RTE indique à cet égard que « *le système électrique projeté par la PPE est en mesure d'accueillir le développement de l'électrolyse* » : « *le productible d'électricité décarbonée projeté à 615 TWh selon la PPE apparaît largement suffisant pour couvrir ces besoins* », et le « *système électrique français resterait largement exportateur à cet horizon* ».

De son côté, l'Académie des technologies estime que la production d'1 Mt d'hydrogène par électrolyse – davantage que la production française (0,9 Mt) – consommerait « *environ 12 % de la production d'électricité* » actuelle⁷¹. Cependant, à l'horizon 2050, « *les différents usages possibles de l'hydrogène seront en concurrence, dès lors que les capacités de production par électrolyse sont nécessairement limitées* ». Dans un scénario extrêmement ambitieux (décarbonation d'une large part de l'industrie, production de gaz et de carburants de synthèse, recours à l'hydrogène pour alimenter un quart des mobilités légères et les trois quarts des mobilités lourdes, et injection de 20 % d'hydrogène dans le réseau de gaz), l'Académie des technologies évalue à environ 275 TWh la production d'électricité nécessaire⁷². Compte tenu de ce volume projeté, le rapport indique que les excédents d'électricité d'un mix 100 % renouvelable seraient insuffisants, et juge « *plus réaliste de prévoir que la production d'hydrogène sera assurée* », en premier lieu par électrolyse avec une électricité d'origine nucléaire, en second lieu à partir d'électricité intermittente, et enfin par vaporeformage du méthane avec CCS⁷³. Les projections de l'Académie des technologies traduisent toutefois un scénario où l'usage de l'hydrogène serait véritablement massif.

Dans son étude *Futurs énergétiques 2050*, parue en juin 2021, RTE prévoit, dans un scénario de référence basé sur les orientations de la SNBC, que l'hydrogène nécessitera 50 TWh (pour une consommation d'électricité totale de 645 TWh incluant la production d'hydrogène). Dans ce scénario, l'hydrogène est utilisé pour les besoins de l'industrie (sidérurgie et chimie notamment) et une part des transports lourds (4% des camions, couvrant 8 % des distances parcourues).

⁶⁹ RTE, *La transition vers un hydrogène bas carbone. Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035* – Janvier 2020, p. 5.

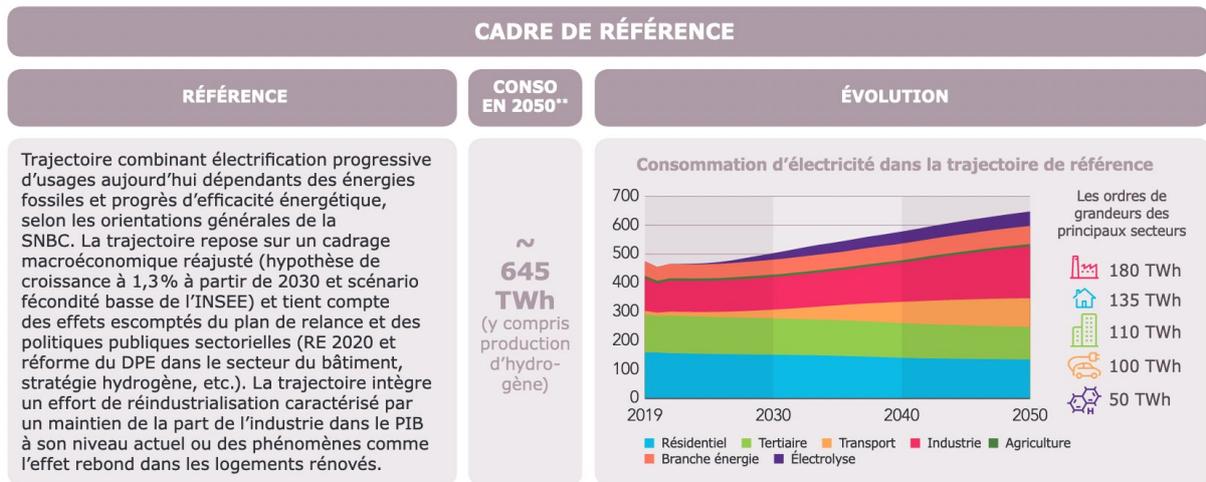
⁷⁰ *Ibid.*, p. 36 et p. 22.

⁷¹ Académie des technologies, *op. cité*, p. 120.

⁷² Projection avec 50 % de l'hydrogène « matière » utilisé par l'industrie décarboné soit 45 TWh ; 180 TWh pour les mobilités ; 40 TWh pour l'injection dans le réseau de gaz.

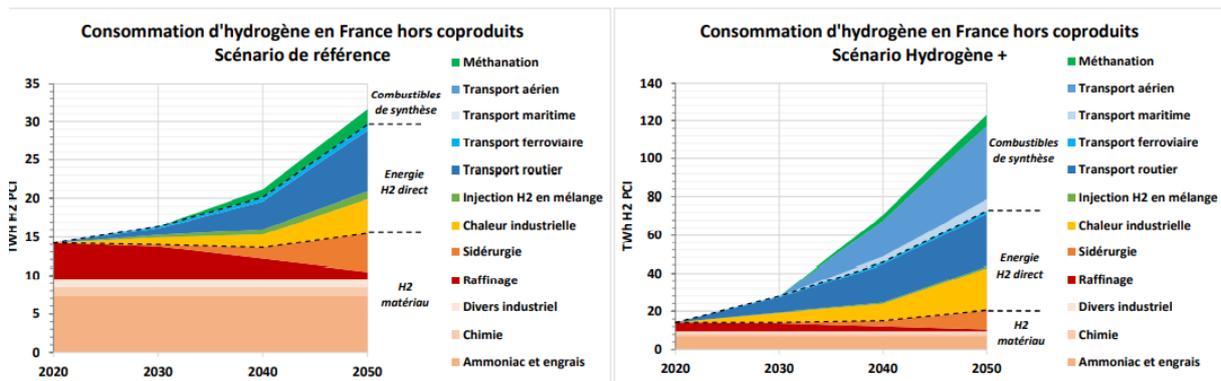
⁷³ *Ibid.*, p. 10-11.

Evolution de la demande d'électricité et usages (scénario de référence) – Source : RTE⁷⁴



Le scénario « Hydrogène + » de RTE, où une « révolution hydrogène se produit avec notamment un fort développement de ce vecteur dans l'industrie (sidérurgie verte), la mobilité lourde ou le transport aérien » conduit à une consommation d'hydrogène « portée à plus de 120 TWh en 2050 » (pour une consommation électrique totale oscillant entre 680 et 770 TWh).

Trajectoires de développement de l'hydrogène en France – Source : RTE⁷⁵



Comme cela vient d'être indiqué, les problématiques d'adaptation des infrastructures électriques et de stockage de l'électricité auquel l'hydrogène peut contribuer se poseront davantage à horizon 2040/2050 plutôt qu'à court et moyen termes, en fonction notamment des choix opérés en matière de production d'électricité : recours aux énergies renouvelables accompagné ou non d'une relance du nucléaire.

⁷⁴ RTE, *Futurs énergétiques 2050, Bilan de la Phase I, Résumé exécutif*, juin 2021.

⁷⁵ RTE, *Bilan prévisionnel long terme « Futurs énergétiques 2050 »*, janvier 2021.

Le ministère de la Transition écologique et solidaire a commandé dans cette perspective un rapport à RTE et à l'AIE⁷⁶ destiné à examiner les enjeux de l'intégration d'une part très élevée d'énergies renouvelables dans le système électrique, afin de garantir sa stabilité et de maintenir la sécurité d'alimentation en électricité. Alors que les centrales nucléaires françaises actuellement en service seront progressivement fermées entre 2030 et 2060, les arbitrages porteront sur le choix de remplacer ces réacteurs par de nouveaux, en complément du développement des EnR, soit de les substituer intégralement par des EnR. S'il existe un « *large consensus scientifique sur la stabilité théorique d'un système électrique sans moyen de production conventionnel* », le rapport note que les solutions techniques permettant cette stabilité « *ne sont pas aujourd'hui disponibles sur le plan commercial* » et supposent un effort important en matière d'innovation technologique et de R&D pour passer de l'expérimentation à la grande échelle. Face à la variabilité des renouvelables, le sujet du maintien de l'équilibre entre production et consommation apparaît majeur. A partir de 2035, il ne sera plus possible de poursuivre l'augmentation des ENR sans développer significativement la flexibilité et le stockage : via de nouvelles unités de pointe pilotables (avec des combustibles non fossiles, hydrogène ou biogaz), des installations de stockage à grande échelle (batteries face aux fluctuations quotidiennes ; nouvelles capacités hydrauliques de pompage-turbinage ou hausse de la capacité des installations existantes, face aux variations hebdomadaires ; installations de production et stockage de combustibles de synthèse, et recours à l'hydrogène comme mode de stockage saisonnier). Quels que soient les choix opérés en matière énergétique, il apparaît que les besoins en électricité seront d'autant plus importants que les usages de l'hydrogène seront massifs.

En complément de l'audition de collectivités et d'acteurs privés engagés dans le déploiement de l'hydrogène, le CESER, soucieux de recueillir une diversité de points de vue, a auditionné des chercheurs de l'ATECOPOL (Atelier d'écologie politique)⁷⁷, auxquels il a notamment été demandé d'estimer l'énergie et les surfaces nécessaires à la production d'hydrogène vert en Normandie.

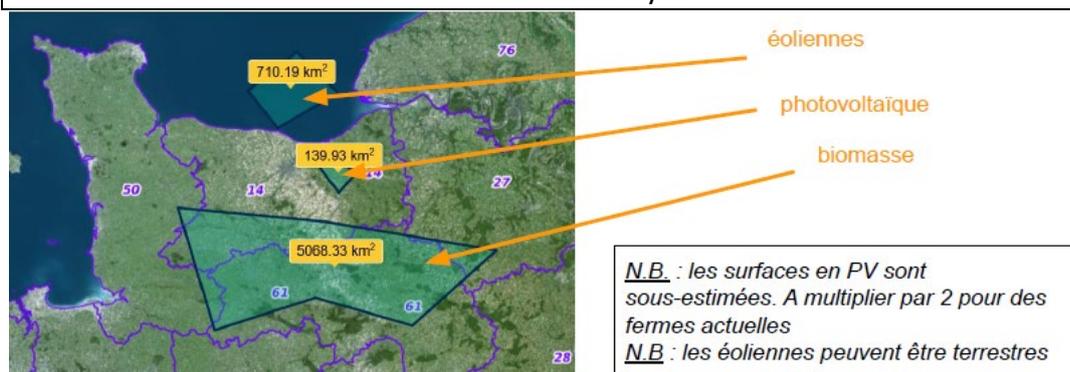
Les chercheurs auditionnés ont calculé ce qu'impliquerait la décarbonation de l'hydrogène actuellement utilisé en Vallée de Seine (350 000 t d'hydrogène produit et utilisé, dont 260 000 t de production dédiée⁷⁸). Sur la base de 260 000 t d'hydrogène, la production par électrolyse demanderait 14,3 TWh d'électricité (avec un facteur de conversion de 55 KWh par kilo d'hydrogène), soit la capacité de production de deux nouveaux réacteurs nucléaires, ou 715 km² d'éoliennes, ou 140 km² de panneaux photovoltaïques, ou encore entre 2500-5000 km² de plantations de bois dédiées pour une production à partir de biomasse (cf. représentation spatiale).

⁷⁶ AIE, RTE, *Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050*, Synthèse – 2021 p. 10-12.

⁷⁷ Créé en 2018, l'ATECOPOL regroupe des chercheurs et scientifiques toulousains issus de diverses disciplines, vise à construire une « *communauté pluridisciplinaire de scientifiques travaillant ou réfléchissant aux multiples aspects liés aux bouleversements écologiques* ». <https://atecopol.hypotheses.org/>

⁷⁸ Les 90 000t restant constituent des co-produits issus d'autres process industriels.

Surface dédiée à la production d'électricité pour une production d'hydrogène décarboné par électrolyse



(Source : Audition de MM. Julian Carrey et Mickaël Coriat)

La décarbonation de l'ensemble de l'hydrogène produit en Vallée de Seine permettrait de réduire les émissions de CO₂ de 2,1 Mt, à partir du mix électrique actuel en France (et davantage s'il s'agit d'une production à partir d'éolien dédié ou de nucléaire). Ainsi, les chercheurs soulignent qu'il s'agit d'une réduction des émissions de GES « *relativement faible au regard de l'effort demandé* » en termes de production d'électricité bas-carbone ou renouvelable, pour décarboner le raffinage et la production d'engrais. Or, les chercheurs soulignent que la désulfurisation du pétrole ne représente qu'une infime partie des émissions de CO₂ liées à l'usage du pétrole, quand la production d'engrais a des impacts environnementaux et climatiques importants. En d'autres termes, il s'agirait de décarboner une production industrielle – carburants et engrais azotés – dont les usages sont fortement émetteurs de GES. Du point de vue de l'ATECOPOL, l'arrêt de ces industries est porteur de risques sociaux et économiques pour la Normandie, mais leur poursuite est contraire aux intérêts de la Planète. A cet égard, les intervenants mettent en avant le besoin d'un accompagnement des industries et salariés dans la reconversion de ces industries.

La présentation a également mis en avant des projections sur la décarbonation du carburant produit en Normandie à travers la production d'électro-carburants ou carburants de synthèse⁷⁹. Sur la base de la capacité de production des deux raffineries normandes (12,6 Mt pour TotalEnergies à Gonfreville l'Orcher et 11,7 Mt pour la raffinerie ExxonMobil de Port-Jérôme), équivalent en énergie à 283 TWh, les chercheurs estiment qu'il faudrait, compte tenu d'un rendement énergétique de 44 % entre l'électricité et la production d'électro-carburant, 642 TWh d'électricité (soit davantage que l'ensemble de la production électrique actuelle en France). Cela supposerait 99 réacteurs nucléaires, ou la surface de la Normandie recouverte d'éoliennes, ou un département normand couverts de panneaux photovoltaïques.

⁷⁹ Il est possible de produire du méthane de synthèse, du méthanol ou de l'essence en combinant CO₂ (capté dans l'air ou à la sortie d'usines) et de l'hydrogène produit par électrolyse ; ou de produire du méthanol ou de l'ammoniac (permettant d'alimenter des piles à combustibles) en combinant H₂ et azote (N₂). Il s'agit de procédés de fabrication plus énergivores que l'hydrogène, car comprenant une étape supplémentaire, mais qui pourraient être pertinents pour les modes où l'électrification est difficile sinon impossible.

Au final, les chercheurs d'ATECOPOL plaident pour une « *production d'hydrogène et d'électro-carburants limitée* » aux secteurs les plus difficiles à électrifier tels que l'aviation internationale, le transport maritime et le transport de marchandises, couplée à une forte réduction de ces trafics. Ainsi, selon eux, recourir à l'hydrogène décarboné serait inopportun pour l'industrie du raffinage (notamment afin que la majorité des réserves fossiles demeure dans les sols), de même, à moyen terme, pour la production d'engrais⁸⁰, ou encore pour les mobilités (véhicules et transports en commun) où l'électrification est préférable. Outre les transports lourds, l'hydrogène apparaît pertinent pour décarboner l'industrie du verre. Plus fondamentalement, ils mettent en avant l'impossibilité de la transition énergétique avec le maintien des usages actuels, supposant à l'inverse une décroissance énergétique (réduction du transport aérien, maritime et routier...), dans la mesure où l'énergie – électricité verte, hydrogène, électro-carburant – sera précieuse et chère.

Dans une perspective relativement voisine, une étude suggère au sujet des transports de privilégier le recours aux e-carburants (ou carburants de synthèse) pour la décarbonation du transport aérien et maritime – pouvant difficilement être électrifiés. Elle estime que le fait d'« *alimenter les navires européens en ammoniac et en hydrogène et les avions en kérosène électronique consommerait plus d'énergies renouvelables d'ici 2050 (1 275TWh) que l'ensemble du transport routier directement électrifié* »⁸¹.

Dans une note récente, déjà citée dans le présent rapport, l'OPECST pointe également la production d'électricité extrêmement importante qui serait nécessaire pour une substitution à l'échelle mondiale de l'hydrogène carboné par de l'hydrogène produit par électrolyse : « *La couverture des besoins actuels de l'industrie au niveau mondial (70 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable soit 420 GW) conduirait à la mise en service de plus d'un million de nouvelles éoliennes ou 5 à 6 millions d'hectares de panneaux photovoltaïques. La piste alternative d'un hydrogène bas-carbone issu de l'électricité nucléaire représenterait 400 nouveaux réacteurs nucléaires d'1GW* »⁸². La note de l'OPECST suggère également de prioriser les transports lourds, plutôt que les mobilités légères individuelles. Elle prône un développement du CCS, et invite à veiller à ce que l'électricité utilisée pour la production d'H₂ par électrolyse soit d'origine nucléaire ou renouvelable, tout en mobilisant le coût du carbone pour favoriser la décarbonation de l'hydrogène⁸³.

⁸⁰ Le propos développé souligne également l'intérêt de la transition agroécologique et de la relocalisation de la production alimentaire dans une perspective de transition climatique, supposant notamment la réduction du recours aux engrais azotés, pour la production desquels l'usage d'hydrogène (actuellement carboné) est massif.

⁸¹ « L'e-carburant serait gaspillé sur les voitures alors qu'il est absolument nécessaire de décarboner les avions et les navires », Transport et Environnement – 7 décembre 2020.

<https://www.transportenvironment.org/press/e-fuel-would-be-wasted-cars-while-it%E2%80%99s-badly-needed-decarbonise-planes-and-ships-%E2%80%93-study>

⁸² OPECST, *op. cité*, p. 4.

⁸³ « Fixer ce prix à 250 €/t permettrait à l'hydrogène vert ou jaune de concurrencer l'hydrogène gris issu de la conversion d'hydrocarbures. Un prix entre 100 et 200 €/t inciterait à minima au CCS en vue de passer de l'hydrogène gris à l'hydrogène bleu », OPECST, *op. cité*, p. 4.

De son côté, le HCC considère que « *les stratégies déployées demeurent des moyens pour soutenir la filière qui n'interrogent pas le rôle de l'hydrogène dans un système décarboné en 2050* », et appelle à être vigilant quant au fait de ne pas « *développer les usages de l'hydrogène à un rythme supérieur à la décarbonation des autres secteurs ou à la disponibilité en hydrogène décarboné* ». Il estime par ailleurs « *judicieux de s'interroger sur la production locale d'hydrogène intégrée à des circuits courts, plutôt que sur le mode de production centralisée* »⁸⁴.

À la lecture d'un ensemble de travaux et rapports, il apparaît que l'hydrogène ne pourra constituer une « solution miracle » pour l'ensemble des usages à décarboner et il importe de considérer le risque de concurrence entre les usages de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone, compte tenu des besoins en électricité pour sa production. Cela signifie qu'il conviendra de prioriser les usages et leurs développements dans le temps. Toutefois, il existe diverses applications – actuelles ou potentielles – de l'hydrogène, dont certaines apparaissent prometteuses à la fois comme des facteurs de développement économique et des leviers de décarbonation de l'économie. Les chapitres suivants aborderont ainsi successivement l'industrie, puis les transports et les mobilités.

⁸⁴ Haut Conseil pour le Climat, *op. cité*, 2021, p. 112.

Chapitre 2 : Usages industriels de l'hydrogène

2.1. Les usages actuels : raffinage, chimie et engrais

L'hydrogène connaît deux utilisations principales : un usage de synthèse via la production d'ammoniac et de méthanol, et un usage de réactif dans les procédés de raffinage de produits pétroliers. Le marché mondial de l'hydrogène est estimé à 135 milliards de dollars en 2018, avec une perspective à 200 milliards en 2023, selon l'Académie des Technologies⁸⁵. De plus, la France dispose d'un acteur majeur en la matière, Air Liquide. L'hydrogène matière première connaît deux utilisations principales.

La désulfuration et la conversion des fractions lourdes du pétrole

La première utilisation, pour environ la moitié de l'hydrogène consommé, sert à désulfurer le pétrole (réduire sa teneur en soufre), ainsi qu'à convertir les fractions lourdes de pétrole. Le soufre est récupéré, permettant la production d'acide sulfurique.

La désulfuration permet de réduire la teneur en soufre des combustibles fossiles : la réaction chimique sert à substituer les atomes d'hydrogène aux atomes de soufre. Le procédé vise à traiter la fraction « naphta », liquide transparent issu de la distillation du pétrole qui est une base dans la composition des essences. Le soufre contenu dans la fraction naphta est combinée avec l'hydrogène afin de former du sulfure d'hydrogène.

64 Le procédé consiste alors à injecter de l'hydrogène pressurisé dans un réacteur doté d'un catalyseur. Par la suite, l'essence et le sulfure d'hydrogène sont séparés, puis l'essence est strippée, c'est-à-dire séparée du sulfure d'hydrogène. Ce dernier est ensuite récupéré sous forme liquide.

Concernant les fractions lourdes, l'hydrogène permet d'obtenir des bitumes ou des fiouls lourds.

La production d'ammoniac

Le second usage vise à obtenir de l'ammoniac produit par le procédé Haber-Bosch. Ce procédé est aujourd'hui fondamental en matière économique, car il s'agit d'un des seuls pouvant fixer l'azote en grandes quantités et à un coût relativement faible. L'ammoniac produit intervient dans la production d'engrais azotés synthétiques. La production d'ammoniac consomme aujourd'hui entre 3 % et 5 % de la production mondiale de gaz naturel, et entre 1 % et 2 % de la production mondiale d'énergie. Par ailleurs, un certain consensus se dégage pour voir dans l'ammoniac une perspective porteuse en matière de décarbonation du transport maritime.

Le procédé se compose en plusieurs étapes. Du méthane purifié est exposé à de la vapeur d'eau via un catalyseur fait d'oxyde de nickel. Il s'agit ici d'un processus de vaporeformage. Un second reformage constitue une seconde étape, via une exposition à l'air. Lors de cette étape, l'hydrogène réagit à l'oxygène, augmentant la température via la combustion de

⁸⁵ Académie des Technologies, « L'hydrogène, le nouvel eldorado vert », 2020.

l'hydrogène. La chaleur endothermique de la combustion de l'hydrogène permet la réaction de vaporeformage. Par la suite, le gaz réagit avec de l'eau, ce qui permet d'obtenir hydrogène et monoxyde de carbone. Le mélange passe ensuite dans un méthanateur qui permet la conversion du monoxyde de carbone en méthane.

Concernant le procédé Haber-Bosch, le diazote et le dihydrogène réagissent sur un catalyseur de fer. Le processus est accéléré par l'hydroxyde de potassium.

Les engrais azotés permettent une meilleure croissance des plantes et augmentent les rendements. Ces derniers extraient l'azote du sol, sous forme de nitrate ou d'ammoniac. Néanmoins, la surproduction d'engrais azotés de synthèse cause des impacts sur les ressources en eau et sur les sols. Les conséquences de l'utilisation de tels procédés sont notamment la multiplication des algues vertes dans la Manche ou encore l'émission de protoxyde d'azote, puissant gaz à effet de serre (pouvoir de réchauffement 310 fois supérieur au CO₂).

De ce point de vue, la réduction de la consommation d'engrais azotés s'inscrit dans une perspective de transition agroécologique pour réduire les impacts de l'agriculture sur le climat et la biodiversité.

Des utilisations diverses

A noter que l'hydrogène connaît marginalement d'autres utilisations industrielles, comme la fabrication de fibres textiles, dans l'industrie du verre, l'électronique ou la métallurgie. Enfin, il sert également de carburant pour les lanceurs spatiaux.

Concernant l'industrie textile, l'hydrogène peut être utilisé dans sa forme de peroxyde : c'est une matière oxydante qui peut réagir avec des composés, comme par exemple les pâtes ou le textile, en les blanchissant. A noter que le peroxyde d'hydrogène peut également être utilisé dans le traitement des eaux. Le peroxyde d'hydrogène présente l'avantage supplémentaire de se transformer en eau et en hydrogène.

Selon le Mémento de l'hydrogène produit par l'AFHYPAC en février 2016⁸⁶, 59 % de la consommation d'hydrogène française est consacré au raffinage pétrolier, 26 % à la production d'ammoniac et d'engrais. La production d'autres produits chimiques consomme 10 %. Enfin, le secteur de la métallurgie utilise 1 % de l'hydrogène, et les productions diverses en utilisent 4 %.

L'hydrogène peut également être combiné à du CO₂ – processus de méthanation – afin de recréer du méthane (c'est-à-dire du gaz de ville), pouvant être injecté dans le réseau de gaz ou encore transformé en carburants, comme le méthanol ou le kérosène.

Concernant l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz, en 2019, Gaz Réseau Distribution France (GRDF) a participé à un rapport remis au ministre de la Transition écologique et solidaire sur les conditions techniques et économiques d'intégration de l'hydrogène dans leurs infrastructures. Le rapport conclut que l'intégration d'un volume important d'hydrogène dans

⁸⁶ AFHYPAC, « Production et consommation d'hydrogène aujourd'hui – Mémento de l'hydrogène », février 2016.

le mix gazier serait envisageable d'ici 2050, avec des coûts limités (entre 1 € et 8 €/MWh, pour une injection de 40 TWh). La réglementation actuelle limite l'injection d'hydrogène à hauteur de 6 % dans le réseau de gaz, ce qui nécessite peu d'adaptations. Les opérateurs conseillent de fixer une capacité cible d'intégration d'hydrogène en mélange dans les réseaux, de 10 % en 2030 puis 20 % ensuite⁸⁷.

2.2. Des usages potentiels pour décarboner d'autres industries

Dans le secteur de l'industrie, la production d'hydrogène vert ou bas-carbone permettrait de fournir l'hydrogène nécessaire à la production industrielle en remplacement de l'hydrogène carboné. Comme le CESER a pu le constater, la production d'hydrogène aujourd'hui est très émettrice de Gaz à Effet de Serre, puisqu'issue à 95 % de ressources fossiles.

Une production décarbonée d'hydrogène doit être mise en place afin de réduire les émissions de GES de la Normandie. Pour se faire, le reformage avec capture et stockage du CO₂, ou la production par électrolyse à partir d'électricité décarbonée sont appelés à se développer.

A ce titre, l'ADEME a lancé deux appels à projets pour développer de nouveaux usages pour l'hydrogène⁸⁸ :

Le premier appel à projets « Briques technologiques et démonstrateurs » vise à faire émerger les infrastructures de production d'hydrogène bas carbone et renouvelable à destination de la mobilité ou de l'industrie. Doté de 375 millions d'euros, l'appel à projets est destiné à financer l'amélioration ou le développement de composants (ou de systèmes) en lien avec la production et le transport de l'hydrogène. Il vise également le soutien des projets de démonstrateurs.

L'ADEME soutient également la consolidation de la filière industrielle hydrogène, via l'appel à projets « Ecosystèmes territoriaux hydrogène ». Cet appel à projets, doté de 275 millions d'euros (dont 75 millions issus du plan France Relance), vise plutôt le changement d'échelle des projets. En effet, l'annonce de l'appel à projets indique le déploiement dans les territoires des écosystèmes territoriaux structurants, associant production, distribution et usages d'hydrogène décarboné et/ou renouvelable, tout en accompagnant le changement d'échelle des projets. Cet appel à projets a permis de présélectionner 7 projets lauréats pour une demande de 45 millions d'euros à la première clôture de l'appel à projets. À la seconde clôture, le 16 mars 2021, 32 projets restaient à instruire, avec plus d'un milliard d'euros d'investissement prévisionnel. Cet investissement très conséquent montre l'engouement et le soutien des pouvoirs publics pour le développement de l'hydrogène.

⁸⁷ Opérateurs gaziers, *Valeur des infrastructures de gaz naturel pour la filière hydrogène*, 2019.

⁸⁸ « Stratégie nationale pour l'hydrogène décarboné : Lancement de deux appels à projets pour constituer des écosystèmes territoriaux autour de l'hydrogène et développer les briques technologiques et démonstrateurs pour la production, le transport et l'usage de l'hydrogène », Communiqué du gouvernement français – 26 octobre 2020.

La production industrielle d'équipements

Par ailleurs, la production d'hydrogène dans le secteur industriel demande également la production d'équipements : électrolyseurs, membranes... À ce titre, la Normandie pourrait se placer en tant qu'acteur important de la filière. La structuration d'une filière industrielle exportable hydrogène serait à ce titre un atout de plus.

Un électrolyseur nécessite un ensemble de ressources et de pièces : platine (ou cobalt), électrodes, membranes... La filière électrolyse nécessite de forts investissements afin de faire émerger une filière industrielle. La Normandie, région industrielle, a une carte à jouer ici.

En effet, les catalyseurs sont essentiels dans l'usage de l'hydrogène. Ainsi, le platine est indispensable pour la production d'ammoniac, car en l'absence de ce métal, la réaction n'est pas intéressante d'un point de vue industriel.

Généralement, l'électrolyse mobilise du platine, mais il faut noter que ce métal peut être remplacé par du cobalt ou d'autres matériaux plus économiques. Les matériaux utilisés dépendent du type d'électrolyseurs. Les électrolyseurs alcalins, les plus répandus aujourd'hui, utilisent de la potasse et du nickel pour produire de l'hydrogène. Les électrolyseurs à électrolytes acides (ou à membranes) requièrent des électrodes aux métaux nobles. La consommation de minerais est (et restera) un point de vigilance, une augmentation de la production d'hydrogène ayant des impacts sur la disponibilité de la ressource.

Il convient également de se pencher sur le cas de la production de piles à combustible, en cas d'augmentation de la production d'hydrogène pour le secteur de la mobilité.

Une pile à combustible se compose de trois éléments : une anode oxydante, une cathode réductrice, un électrolyte. L'anode et la cathode sont deux plaques métalliques conductrices.

A l'heure actuelle, il n'existe pas de filière de production à grande échelle de pile à combustible, mais l'ambition portée par les différents plans et feuilles de route laissent penser qu'un besoin de production à grande échelle se fera sentir rapidement. Des projets voient néanmoins le jour, à l'image de l'usine HDF en Nouvelle Aquitaine.

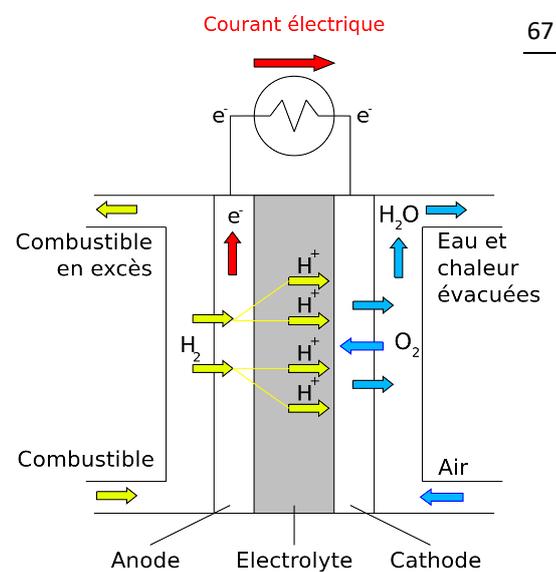


Schéma d'une pile à combustible

La réduction potentielle de la consommation de charbon

L'hydrogène pourrait également permettre d'éviter le recours au charbon dans certains process. Dans le domaine de l'aciérie, la production de fer par réduction des oxydes de fer contenus dans le minerai requiert aujourd'hui du charbon. A terme, il serait envisageable de remplacer le charbon par l'hydrogène, ce qu'a fait ThyssenKrupp, groupe de sidérurgie allemand⁸⁹. Cela permettrait théoriquement de baisser les émissions de GES. De la même façon, Air Liquide et ArcelorMittal ont signé un protocole d'accord visant la décarbonation de la production d'acier sur le bassin industriel de Dunkerque⁹⁰, en recourant à de l'hydrogène bas-carbone et des technologies de CCS.

Le secteur de la verrerie mise également sur l'émergence de l'hydrogène. En effet, le procédé de fusion du verre produit entre 70 % et 80 % des émissions d'un site. Pour réduire ces émissions, plusieurs solutions existent : les bioressources, l'électrification et l'hydrogène. Le projet VERCANE, par exemple, est un programme de R&D visant à intégrer l'hydrogène : soutenu par l'ADEME, le projet vise à trouver des procédés permettant la décarbonation du secteur.

2.3. Une évolution des besoins en matière de formation pour y apporter une spécialisation hydrogène

La nécessaire lutte contre le changement climatique impose de changer nos modes de production. La loi Energie et Climat, votée en 2019 fixe l'objectif de la neutralité carbone d'ici 2050. La Normandie, territoire fortement industriel sur lequel sont installées de grandes industries émettrices de GES, devra ainsi anticiper la reconversion et l'adaptation des filières à la transition climatique. Le déploiement de l'hydrogène supposera ainsi une adaptation des compétences.

Le CARIF-OREF a publié en mai 2020 deux rapports concernant respectivement un état des lieux des besoins actuels et à venir en compétences et formation de la filière hydrogène, et du potentiel du territoire normand s'agissant des formations dédiées.

La Région Normandie dispose d'un atout certain à ce sujet : les métiers nécessaires à la production et la consommation d'hydrogène existent déjà dans l'industrie. En effet, l'exploitation de l'hydrogène requiert des compétences déjà connues dans l'industrie. S'agissant du stockage, du transport et de la distribution, le CARIF-OREF indique la présence d'acteurs normands (tels que ATAWAY, MCPHY ou ERGOSUP) implantés sur le territoire, permettant la mise en œuvre des différentes étapes.

Le rapport indique que s'agissant du stockage, les stations demandent dans un premier temps une phase de conception (requérant des doctorants, des ingénieurs et des techniciens), une phase de production (requérant des techniciens, mais également des ingénieurs), puis une phase de maintenance (requérant autant des techniciens spécialisés sur les équipements

⁸⁹ « Dossier CO₂ – L'hydrogène à la rescousse des sidérurgistes », industrie-techno.com, 23 mars 2020.

⁹⁰ [Air Liquide et ArcelorMittal s'associent pour accélérer la décarbonation de la production d'acier dans le bassin de Dunkerque – ArcelorMittal en France](#) – Mars 2021.

hydrogène que sur la maintenance des équipements industriels plus « classiques »). Le domaine du stockage nécessite donc des techniciens, à quoi il convient également d'ajouter des profils plus commerciaux, connaissant le marché H₂ afin de développer des business plans.

Des métiers relatifs à l'exploitation des stations s'ajoutent également à ces compétences autour de la conception et fabrication des équipements. Dès lors, la filière hydrogène demandera nécessairement des chefs de projets (ingénieurs spécialisés dans l'énergie), des techniciens...

Le CARIF-OREF pointe un nécessaire développement des flottes de véhicules et des stations de recharge, et suggère de rendre le secteur industriel plus attractif.

S'agissant du transport, le rapport indique que les agents n'ont pas nécessairement besoin de recevoir une formation spécialisée dans l'hydrogène, mais souligne toutefois que des formations régulières de sécurité sont nécessaires.

Le rapport du CARIF OREF relatif au panorama des formations indique ainsi que « *sur l'ensemble de la chaîne H₂ les potentiels employeurs sont principalement en attente de techniciens de niveau Bac +2 (BTS/DUT) sur des spécialités industrielles dont les plus citées sont : mécanique, électromécanique, électrotechnique, automatismes* »⁹¹. Ces formations sont présentes en nombre sur le territoire normand. Toutefois, le rapport relatif aux besoins de la filière pointe dans le même temps les craintes exprimées par les industriels, qui connaissent déjà des difficultés de recrutement sur ces compétences. Ainsi, l'ensemble des acteurs interviewés relèvent des difficultés de recrutement d'ores et déjà très présentes. Le rapport explique cette carence par « *un déficit d'image de l'industrie en France et une représentation tronquée de ses métiers* »⁹². Le rapport indique également que si le secteur industriel emploie 204 000 personnes, une proportion non négligeable de ces employés vieillissent. Ainsi, 28% des profils « techniciens » recherchés par la filière hydrogène ont plus de 50 ans.

S'agissant des besoins à développer à proprement parler, le CARIF-OREF pointe le fait qu'il n'y a pas de besoins de profils spécifiquement formés sur le secteur de l'hydrogène. En revanche, il y aura besoin d'une bonne connaissance des carburants alternatifs.

A ce sujet, Caux-Seine-Agglomération souhaite construire un écosystème hydrogène : la formation « H₂ Academy », visant à renforcer l'offre de formation relative à l'hydrogène, est présente sur les sites accueillant des projets de productions d'hydrogène vert (H2V), de captage de CO₂ (CryoCap)... Par ailleurs, un Brevet de Technicien Supérieur « Maintenance des Systèmes Energétiques et Fluidiques coloré hydrogène » ouvre ses portes à la rentrée 2021 au lycée Pierre de Coubertin à Bolbec. Enfin, la Normandie compte, depuis 2020, un Campus d'excellence normand des énergies à Mont-Saint-Aignan.

Comme le CESER a pu le constater, la production d'hydrogène ne sera pas nécessairement créatrice de nombreux emplois. En revanche, la structuration d'une filière renvoie à d'autres

⁹¹ CARIF-OREF, *Filière Hydrogène : Panorama de l'offre de formation*, mai 2020, p. 8.

⁹² CARIF-OREF, *Filière Hydrogène : Besoins en compétences et en formation*, novembre 2018, p. 58.

activités secondaires (stockage, distribution, maintenance, usages...), qui mènent à la création d'emplois.

Par ailleurs, France Hydrogène a également publié un Livre Blanc⁹³ relatif aux compétences nécessaires au déploiement de l'hydrogène. Le document distingue les compétences actuellement requises par la filière, regroupant 84 métiers.

Aujourd'hui, la filière est « à l'aube de sa maturité »⁹⁴, demandant une part importante de diplômés élevés (Bac+5) et une part relativement peu importante d'opérateurs non spécialisés. France Hydrogène indique que cette situation s'explique par le besoin des phases de conception, avant une industrialisation massive des projets.

Toutefois, le rapport précise de manière concordante avec le CARIF-OREF que les compétences requises sont aujourd'hui déjà connues et employées par les filières industrielles. Une offre de formation professionnelle adéquate doit donc être mise en place pour permettre aux métiers déjà existants de prendre une « coloration hydrogène ».

Il convient cependant de noter que cette offre de formation concerne des métiers déjà en tension : la filière gaz, pétrole, électrique... Dès lors, l'attractivité de la filière devrait être remise en avant si l'activité devait se développer.

Au-delà de l'adaptation des compétences et de la formation nécessaires au déploiement de la filière hydrogène, la décarbonation des activités économiques impliquera de penser et d'anticiper la reconversion ou l'adaptation des filières présentes sur le territoire régional face aux enjeux climatiques, qu'il s'agisse de la pétrochimie ou du secteur automobile. Ce dernier secteur sera tout particulièrement confronté à d'importants enjeux sociaux et économiques, liés à l'électrification croissante des motorisations (demandant moins de main d'œuvre que la production de moteurs thermiques), et suppose ainsi d'anticiper le devenir des industries, des nombreux sous-traitants et des salariés de ces filières, en termes de formation et de reconversions professionnelles. Du fait de ses compétences en matière de développement et de formation, la Région aura un rôle à jouer à cet égard. Le développement de l'hydrogène peut ainsi s'inscrire dans cette transition.

⁹³ France Hydrogène « Compétences-métiers de la filière hydrogène : Anticiper pour réussir le déploiement d'une industrie stratégique », Avril 2021.

⁹⁴ *Ibid.*, p.19.

Chapitre 3 : Usages de l'hydrogène et perspectives dans le secteur des transports et mobilités

La décarbonation du secteur des transports et des mobilités constitue un enjeu déterminant pour atteindre la neutralité carbone en 2050, dans la mesure où il s'agit du premier secteur émetteur de GES en France, et le seul dont les émissions ont augmenté au cours des trois dernières décennies. Le secteur des transports représente en effet 31 % des émissions territoriales de la France (et plus d'un quart des émissions régionales de la Normandie⁹⁵). Les véhicules particuliers sont à l'origine de plus de la moitié des émissions nationales, loin devant le transport routier (poids-lourds, bus et cars, à hauteur de 22 %) et les véhicules utilitaires (19 %). Le transport ferroviaire et fluvial représente une faible part des émissions du secteur (Source : CITEPA, Inventaire SECTEN 2020⁹⁶).

Si l'électrification du parc automobile est amenée à jouer un rôle majeur dans la réduction des émissions de CO₂ liées aux mobilités, avec la fin de la vente des véhicules thermiques prévue dans la LEC en 2040 – et qui pourrait être avancée à 2035 suite à la présentation du « Paquet européen » comprenant diverses mesures afin de réduire les émissions de GES de 55 % en 2030 par rapport à 1990 – l'hydrogène apparaît comme un levier nécessaire pour la décarbonation d'une partie des mobilités, ainsi que pour réduire l'impact sanitaire des transports lié à la pollution atmosphérique.

A ce jour, en France, les transports hydrogène sont encore très faiblement développés. On compte ainsi environ 400 véhicules légers et 40 stations de recharge, ainsi qu'une vingtaine de bus. La filière a pour objectif l'implantation d'un millier de stations en 2030. La PPE prévoit, à 2028, 20 000 à 50 000 VUL (véhicules utilitaires légers), et 800 à 2 000 véhicules lourds (bus, bennes à ordures ménagères, poids-lourds et semi-remorques frigorifiques)⁹⁷. Selon certains acteurs auditionnés au cours de cette étude, il sera nécessaire de réorienter une partie des usages industriels actuels de l'hydrogène vers les transports/mobilités, tout en décarbonant la production, du fait de la potentielle concurrence des usages de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone, aujourd'hui très peu développés.

L'hydrogène peut être utilisé de différentes manières, en termes de motorisation⁹⁸. L'intérêt de recourir à ce vecteur énergétique dans le domaine des transports dépend de différentes conditions : la capacité à être stockée (la densité d'énergie dans une batterie chargée étant nettement moindre que celle d'un carburant liquide) ; le fait d'avoir un impact carbone faible

⁹⁵ Emissions du transport routier et non routier cumulées.

⁹⁶ <https://ree.developpement-durable.gouv.fr/themes/defis-environnementaux/changement-climatique/emissions-de-gaz-a-effet-de-serre/article/les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-du-secteur-des-transports>

⁹⁷ Chiffres issus de France hydrogène : <http://www.afhycpac.org/documents/documentation/publications/FH-Infographie%20Hydrog%C3%A8ne-FR%20-%20mars%202021.pdf>

⁹⁸ Ce passage s'appuie dans une large mesure sur l'audition du CERTAM (Centre d'Étude et de Recherche Technologique en Aérothermique et Moteurs).

ou nul sur l'ensemble du cycle de vie ; présenter un prix de revient abordable ; ou ne pas générer de nouvelles nuisances (l'approvisionnement en métaux précieux, tels que le cobalt et le platine utilisés dans les piles à combustible, ou le lithium pour les batteries, renvoyant à des enjeux humains et environnementaux liés à leurs conditions d'extraction, ou encore géopolitiques).

Il existe trois façons d'utiliser l'hydrogène dans le transport :

- par la combustion de l'hydrogène (n'émettant pas de CO₂, mais rejetant du dioxyde d'azote qui constitue un polluant atmosphérique),
- pour alimenter des piles à combustible (sans émissions de CO₂ ni particules⁹⁹ si l'hydrogène est renouvelable ou bas-carbone),
- pour produire des carburants de synthèse / e-fuels (en recombinaison H₂ et CO₂).

Les véhicules électriques alimentés par une pile à combustible (souvent également munis de batterie pour répondre aux appels de puissance) ont pour principaux avantages d'offrir une autonomie nettement supérieure à celle d'une batterie et de permettre un temps de recharge rapide. Toutefois, le rendement énergétique entre une batterie et une pile à combustible (qui suppose la production d'électricité pour produire de l'hydrogène par électrolyse, puis l'alimentation d'une pile à combustible pour alimenter le moteur électrique du véhicule) est aujourd'hui nettement meilleur pour la première : de l'ordre de 70 % contre environ 25 %.

72

De surcroît, le développement des véhicules hydrogène (qu'il s'agisse de combustion de l'hydrogène ou de PAC) souffre de la faiblesse actuelle du réseau de distribution, et des difficultés rencontrées pour l'étendre. En effet, alimenter de nombreuses stations par camions sur le modèle des stations-services pose des problèmes de rentabilité (en raison notamment de la nécessité de comprimer ou liquéfier l'hydrogène pour son transport et son stockage). La réduction du coût de production suppose un certain volume, et la proximité entre lieu de production et distribution/consommation plaide davantage pour l'implantation de stations pour des volumes relativement importants, qui paraissent davantage adaptées au transport routier ou ferroviaire.

Enfin, un troisième usage de l'hydrogène en matière de transport consiste dans la production de carburants liquides bas carbone ou CLBC (biocarburants synthétiques à partir d'hydrogène et de CO issue de la conversion thermique de biomasse et déchets végétaux / e-fuels - encore appelés électro-carburants - à partir de CO₂ capté et d'hydrogène décarboné via électrolyse). Ces carburants de synthèse (essence, gazole, kérosène) sont produits à partir de carbone et d'hydrogène, selon le procédé dit de « Fischer-Tropsch ». Pour des véhicules légers, l'empreinte carbone globale, du « puits à la roue », serait assez voisine entre un véhicule alimenté par H₂ vert ou par un carburant de synthèse (produit à partir de carbone et d'hydrogène vert ou décarboné) : entre 6 t et 7 t de CO₂ pour 200 000 kms parcourus (contre 31 t pour un véhicule thermique classique, en tenant compte de la phase production, usage

⁹⁹ Il faut cependant noter que l'abrasion des pneus émet des particules fines.

et recyclage). Ce procédé s'inscrirait dans la perspective de bénéficier de la logistique existante (raffinage et distribution) et de conserver une partie du parc de véhicules actuels, en y adaptant les carburants, plutôt que de renouveler et électrifier massivement ce dernier (processus à la fois lent et onéreux).

L'intérêt du recours à l'hydrogène dans le champ des transports et mobilités mérite un bref examen de son potentiel, en fonction des divers modes considérés (mobilités légères et différentes formes de transport lourd : bus et car, transport routier, ferroviaire, maritime, ou encore en matière de transport aérien).

3.1. Des usages de l'hydrogène dans le champ des transports

En matière de transport, et de mobilités légères en particulier, « *l'efficacité du stockage par batterie, qui présente un rendement de l'ordre de 70 % [contre environ 25 % dans le cas du Power-to-H₂-to-Power] doit ainsi conduire à privilégier ce type de stockage* », lorsqu'il apparaît « *ajusté aux conditions d'usage souhaité (durée de stockage, dimensionnement, temps de recharge)* »¹⁰⁰. Néanmoins, dans certains cas, « *le recours à l'hydrogène peut présenter un intérêt technique, malgré un rendement énergétique moins bon* » : c'est le cas pour des longues lignes de bus, qui demandent une autonomie importante des véhicules. Dans ce cas de figure en effet, la solution « tout batterie » peut conduire à un surdimensionnement – c'est-à-dire nécessiter davantage de matériel roulant pour assurer le même service. C'est dans cette perspective que la Métropole de Rouen a décidé d'opter pour l'hydrogène pour alimenter la flotte de bus destinée à assurer le service sur une longue ligne. Il convient cependant de prendre en compte dans cette étude les nouvelles générations de batteries, qui pour un volume égal donne deux fois plus d'énergie, avec un nombre de charges deux fois plus élevé et une durée de vie augmentée grâce à leur réactivation.

Les mobilités légères

En termes de **mobilités légères et individuelles**, le coût des véhicules est actuellement largement prohibitif, et le maillage de stations de recharge est encore extrêmement limité (même si la Normandie a amorcé dès 2016 un déploiement de stations, via le programme EAS-HyMob, et compte à ce jour environ un quart des stations en service en France).

Les constructeurs automobiles s'engagent timidement dans cette voie, en ayant tendance à privilégier les véhicules utilitaires. En effet, un consensus semble se dégager sur le fait que le recours à l'hydrogène pour les mobilités individuelles n'a d'intérêt que s'il pallie certaines limites des véhicules électriques à batterie, c'est-à-dire pour des usages intenses, des besoins d'autonomie plus importants et une recharge rapide. De ce point de vue, la voie privilégiée concerne actuellement les flottes captives : flottes d'entreprises et de collectivités, taxis (l'intérêt étant la durée de recharge et l'autonomie proche de celle d'un véhicule thermique).

¹⁰⁰ ADEME, *op cité*, janvier 2020, p. 1.

Dans le cas des mobilités individuelles, les véhicules électriques à batterie peuvent répondre à la très large majorité des besoins en matière de déplacements du quotidien.

Il faut également noter les fortes incertitudes qui résident au sein du secteur automobile, quant aux voies à privilégier (tout électrique, hybride rechargeable, hydrogène) et au fait de continuer à produire des véhicules thermiques. Certains constructeurs s'engagent fortement, voire exclusivement, dans le champ de la mobilité électrique, dans un contexte où l'interdiction de la vente de véhicules thermiques est prévue dans différents pays (en 2040 en France ; 2030 au Royaume-Uni ; proposition de la Commission européenne pour retenir 2035 au sein de l'UE...). D'autres acteurs travaillent sur le développement de carburants de synthèse, à partir de la recombinaison entre H₂ et CO₂, qui pourrait permettre de conserver un parc de véhicules thermiques en modifiant le carburant, ainsi que cela a été évoqué précédemment. Cette voie semble toutefois surtout explorée et privilégiée en matière de transport aérien (production d'e-kérosène). Par ailleurs, les biocarburants, ou agrocarburants, constituent également une manière de réduire les émissions de CO₂ des moteurs thermiques, avec cependant des impacts possibles en termes de biodiversité et des risques de concurrence avec les usages alimentaires de la production agricole, ou des gisements limités s'agissant de déchets, qui réduisent leur potentiel. Ces raisons conduisent ainsi différents acteurs à préconiser leur utilisation pour les secteurs difficiles à électrifier (en complémentarité avec l'hydrogène), et notamment les transports lourds.

Les bus et les cars

Plusieurs modèles de bus commencent à être commercialisés en France, et différentes collectivités comptent déjà des bus hydrogène en service (Pau, Versailles, Le Mans...) ou le prévoient, à l'image d'Auxerre ou de la Métropole de Rouen (avec une production d'hydrogène renouvelable dédiée). Les premiers bus en circulation sont rarement alimentés en hydrogène renouvelable ou bas-carbone. Par ailleurs, de nombreuses villes européennes comptent déjà des flottes de bus ou prévoient d'en implanter.

Du côté des transports interurbains, c'est-à-dire des cars, aucun véhicule n'est actuellement en service en France ou en Europe, alors même que les trajets et besoins d'autonomie potentiellement plus importants en feraient des candidats a priori pertinents. La mise en service d'une première flotte à l'échelle mondiale est prévue en Australie.

La Normandie s'est engagée sur une expérimentation, qui sera une première, consistant dans le retrofit d'un car diesel en car hydrogène (c'est-à-dire le changement de motorisation). Cette expérimentation sur un car de marque IVECO sera menée par la Région, avec Transdev, et doit être mise en œuvre en situation commerciale en 2022. Il est prévu qu'il soit alimenté par la station EAS-HyMob d'Evreux (d'une capacité de 50 kg, contre 20 kg pour la plupart des autres stations déployées). En effet, alimenter des bus ou des cars (ou encore des bennes à ordures ménagères), et à plus forte raison des flottes de véhicules, suppose de disposer de stations dotées d'une importante capacité de recharge. Le déploiement de ces transports lourds appellera donc à l'augmentation de la capacité des stations existantes et/ou à l'implantation

de stations de forte capacité dédiées – éventuellement mutualisées et multi-énergies (électrique, H2, GNV...).

Au moment de rédiger ce rapport, la Région Occitanie vient d'annoncer la mise en service d'une première flotte de cars, en partenariat avec le constructeur français de bus hydrogène SAFRA, à la suite du retrofit d'une quinzaine de cars diesel en cars hydrogène, pour une mise en service annoncée pour 2023.

Outre l'hydrogène, le recours au GNV (gaz naturel pour véhicules) ou au bio-GNV semble à ce jour à la fois plus mature en matière de logistique comme au plan économique. Les collectivités s'engageant dans cette voie sont ainsi nettement plus nombreuses. L'électrification des bus est également de plus en plus répandue. Cette observation suggère la complémentarité entre les types de motorisation à développer pour favoriser la décarbonation des transports en bus et en cars.

Le transport ferroviaire

Actuellement, il existe déjà des trains hydrogène en circulation, notamment en Allemagne. Deux trains y sont en service commercial depuis 2018. La Basse-Saxe et le Land de Hess viennent respectivement de faire l'acquisition de 14 et 27 trains pour une mise en service à partir de 2022. Dans le cas allemand, il s'agit de remplacer des trains diesel par des trains hydrogène (le Coradia I-Lint d'ALSTOM est un train électrique alimenté par une pile à combustible, également muni d'une batterie). En France, les trains sont fréquemment bi-modes (diesel / électrique), notamment parce que le réseau français est constitué de lignes qui combinent souvent des sections électrifiées (où les trains sont alimentés avec de l'électricité par des caténaires) et d'autres non-électrifiées (où le diesel prend le relais). Plus de 40 % du réseau national n'est pas électrifié (sur un réseau d'environ 30 000 km), principalement sur des « petites lignes ». Outre l'électrification des lignes – dont le coût est très élevé, de l'ordre de 1 à 3M€ du kilomètre –, l'hydrogène constitue une solution potentielle pour contribuer à la décarbonation et la sortie du diesel. L'électrification est souvent d'autant plus coûteuse que les lignes non-électrifiées sont généralement les moins fréquentées.

De façon générale, le transport ferroviaire représente déjà un mode de transport peu carboné. Néanmoins, la sortie du diesel va constituer un important sujet dans les années à venir, alors qu'environ 1 200 TER – dont le renouvellement va être engagé à partir de 2028 – fonctionnent encore de cette manière. La SNCF s'est ainsi engagée à abandonner le diesel sur ses trains d'ici 2035. Pour contribuer à cette décarbonation, le train à hydrogène apparaît comme une solution potentielle, tout comme peut l'être le recours à des trains électriques à batterie (les batteries se rechargent lorsque le train freine et sur les parties électrifiées), ou encore des trains alimentés avec des agrocarburants, voire des trains hybrides, en tant que solution intermédiaire. Les trains munis de batteries auraient plutôt vocation à être utilisés sur des sections non-électrifiées relativement réduites. Cinq Régions se sont engagées dans une expérimentation de trains électriques, avec SNCF Voyageurs et Bombardier (Auvergne-Rhône-Alpes, Hauts-de-France, Nouvelle-Aquitaine, Occitanie et Provence-Alpes-Côte d'Azur), pour

mettre en service des TER électriques à partir de 2023. Le train hydrogène est susceptible, de son côté, d'apporter davantage d'autonomie sur des sections non-électrifiées.

Dans une étude publiée en 2020, l'ADEME estime que sur les 52 lignes prioritaires en matière de verdissement identifiées par les Régions, 34 seraient pertinentes pour le développement de l'hydrogène¹⁰¹. Les acteurs du secteur mettent également en avant l'intérêt du train pour participer au développement de la filière hydrogène et à la constitution d'écosystèmes locaux, du fait de la garantie de consommation d'hydrogène apporté par l'usage ferroviaire et de son caractère prévisible¹⁰². Plusieurs Régions françaises se sont engagées dans cette voie (Occitanie, Auvergne-Rhône-Alpes, Bourgogne-France-Comté, Grand Est), à travers la commande de 12 trains. La Bourgogne-Franche-Comté prévoit une mise en service de ces trains en 2023.

De façon générale, si le sujet de la décarbonation du transport ferroviaire est bien identifié, notamment par la SNCF et les Régions en charge des TER et d'une partie des trains nationaux, le temps est encore aux expérimentations et à la recherche de la complémentarité entre les voies de décarbonation (électrification, hydrogène, batterie, biocarburants...). Il est également possible de remotoriser des matériels roulants diesel, pour les remplacer par des motorisations électriques, lors des opérations de rénovation à « mi-vie » des matériels.

Dans la mesure où la décarbonation du transport ferroviaire concerne les sections non électrifiées, il convient de noter que la Normandie compte plusieurs sections de lignes dans ce cas de figure : Trouville-Dives-Cabourg ; Mézidon-Alençon-Le Mans (sur la ligne Caen-Le Mans-Tours) ; Saint-Lô-Dol (axe Caen-Rennes) ; Serquigny-Elbeuf-Saint-Aubin ; une large partie de la ligne Paris-Granville. Ainsi, pour chacune de ces lignes, les différentes options possibles en matière de sortie du diesel devront être étudiées (électrification, agrocarburants, trains hydrogène, trains à batterie...). Le CESER avait déjà préconisé d'étudier l'électrification de certaines de ces lignes (Mézidon-Alençon, Serquigny-Elbeuf, Saint-Lô-Folligny/Granville) dans son étude sur les mobilités du quotidien parue en 2019¹⁰³.

La Normandie expérimente différentes options pour réduire les émissions du transport ferroviaire. Ainsi, un carburant à base de colza pour ravitailler les trains de la ligne Paris-Granville a été testé durant le printemps 2021, en service commercial¹⁰⁴. Ce mode de fonctionnement permet de réduire les émissions de GES de 60 %, ainsi que les émissions de particules fines et d'oxydes d'azote. A l'image des agrocarburants en général, se pose cependant la question de l'approvisionnement local, et de la concurrence potentielle entre les usages alimentaires et énergétiques des productions agricoles. Des expérimentations de TER hydrogène sont envisagées en Normandie, possiblement sur la ligne Rouen-Dieppe, voire

¹⁰¹ ADEME, *Etude sur les perspectives du train hydrogène en France*, Synthèse, septembre 2020.

¹⁰² Une flotte de 5 trains consommerait environ 1t d'hydrogène par jour.

¹⁰³ CESER de Normandie, *Améliorer les mobilités du quotidien et favoriser leur soutenabilité*, Rapporteur : Patrick MOREL – Avril 2019.

¹⁰⁴ « TER : de Paris à la Normandie en train... à colza », *La Croix*, 6 avril 2021, [TER : de Paris à la Normandie en train... à colza \(la-croix.com\)](https://www.la-croix.com/TER-de-Paris-a-la-Normandie-en-train...-a-colza)

la ligne Paris-Granville ou la ligne Caen-Le Mans-Tours. S'agissant de cette dernière, l'achat d'une quinzaine de trains a été annoncée, sur la ligne Caen-Le Mans-Tours (commune aux Régions Normandie, Pays de la Loire et Centre-Val de Loire)¹⁰⁵. Toutefois, la perspective de 2025 constitue sans doute davantage une phase d'expérimentation, celle d'un déploiement éventuel apparaissant plus vraisemblable à horizon 2030.

Le transport routier

Le transport routier hydrogène est très peu développé dans le monde. Des initiatives voient cependant le jour, avec la mise en service de poids-lourds hydrogène en Belgique, aux Pays-Bas ou encore en Californie. Plusieurs constructeurs s'engagent dans cette voie. A ce jour, une flotte de 46 poids-lourds Hyundai hydrogène est en service en Suisse.

En Normandie, le groupe Chéreau a mis une place une semi-remorque frigorifique hydrogène, dans une démarche globale d'efficacité énergétique. Le fait de convertir à l'hydrogène le parc de semi-remorques frigorifiques permettrait d'éviter l'émission de près de 0,5 Mt de CO₂ par en France, et de près de 5 Mt en Europe. Le potentiel de décarbonation est bien plus important s'agissant de la motorisation des camions eux-mêmes.

Toutefois, le développement très limité du transport routier hydrogène tient largement au fait que les équipements disponibles, encore relativement rares, présentent un coût très supérieur à celui des véhicules diesel ou par rapport à l'alternative que constitue le GNV. À titre d'exemple, une semi-remorque frigorifique coûte près de 4 fois plus cher qu'une remorque classique (diesel). Le développement du fret routier hydrogène suppose donc des formes de mutualisation et des économies d'échelle, ainsi que des incitations ou un soutien des politiques publiques.

Comme pour les transports urbains et interurbains (bus et cars), les transporteurs semblent plutôt s'orienter vers le GNV (et le bioGNV), solution plus mature et moins coûteuse. Toutefois, le transport routier pourrait représenter un potentiel important et intéressant, notamment parce qu'il permet de regrouper les lieux de distribution (les transporteurs faisant souvent le plein sur leur site), en offrant des perspectives de production sur site en mobilisant la surface des bâtiments (via l'électricité photovoltaïque par exemple).

Le transport maritime et fluvial

Le transport fluvial constitue en tant que tel – tout comme le fret ferroviaire – un levier de décarbonation du transport des marchandises, par rapport au transport routier. Néanmoins, ce secteur aura également besoin de se décarboner. Un ensemble d'initiatives sont menées dans ce sens, notamment par VNF (Voies Navigables de France), en matière d'implantation de bornes électriques à quai le long de la Seine, permettant le raccordement des navires à quai. VNF conduit également l'étude AVICAFE (Avitaillement en carburants à faibles émissions),

¹⁰⁵ « Une quinzaine de trains à hydrogène vont rouler d'ici cinq ans sur la ligne Caen-Alençon-Le Mans-Tours », *France bleu*, 17 mars 2021, [Une quinzaine de trains à hydrogène vont rouler d'ici cinq ans sur la ligne Caen-Alençon-Le Mans-Tours \(francebleu.fr\)](https://www.francebleu.fr/actualites/une-quinzaine-de-trains-a-hydrogene-vont-rouler-d-ici-cinq-ans-sur-la-ligne-caen-alencon-le-mans-tours)

soutenue dans le cadre du CPIER (Contrat de Plan Interrégional Etat-Région), en partenariat avec HAROPA, GRTgaz et la Banque des territoires, afin de travailler au déploiement de stations multi-énergies le long de la Seine (gaz naturel, électricité, hydrogène, carburants de synthèse), destinées au transport fluvial et maritime, voire à d'autres modes.

Au sujet de l'hydrogène stricto sensu, plusieurs initiatives sont conduites : une première barge hydrogène doit être testée prochainement par SOGESTRAN sur la Seine (fin 2021) ; HAROPA travaille également à la construction d'un remorqueur alimenté à l'hydrogène (avec un moteur thermique chargé en bombones d'hydrogène).

Pour le transport maritime, le recours à l'hydrogène demande de repenser complètement la conception des navires (qui doivent être plus long de quelques mètres, afin de pouvoir stocker l'hydrogène). Plusieurs options sont étudiées, notamment l'alimentation des navires en ammoniac ou en carburants de synthèse. Selon différents acteurs auditionnés au cours de cette étude, produire du carburant en recombinaison de l'hydrogène et du CO₂ fait baisser la rentabilité, mais pourrait cependant constituer une voie intéressante lorsqu'il n'est pas possible de décarboner les motorisations autrement. Il en va de même pour l'ammoniac, qui pourrait être pertinent pour le transport maritime, du fait de sa capacité à être stockée et transportée plus facilement que l'hydrogène (dont l'usage comprimé ou liquide sur des navires soulève des enjeux techniques majeurs, compte tenu des volumes nécessaires). En résumé, l'hydrogène, afin de produire de l'ammoniac ou des carburants de synthèse (en étant recombinaison avec du CO₂) constitue une voie a priori pertinente lorsque les usages demandent une très grande autonomie, comme le transport maritime longue distance.

Le transport aérien

Secteur en forte croissance avant la crise sanitaire¹⁰⁶, le transport aérien est également confronté à des défis majeurs en termes de décarbonation, compte tenu de son rôle croissant dans les émissions mondiales de GES. La décarbonation de l'aviation renvoie à des enjeux technologiques considérables, où l'hydrogène est fréquemment évoqué comme une voie possible.

En France, le Plan de soutien à l'aéronautique, adopté en juin 2020 et doté de 15 Md€ mobilisés en faveur de ce secteur particulièrement fragilisé par la crise sanitaire, comprend un soutien en faveur de la R&D et l'innovation « *dans les technologies de l'avion propre* », à hauteur d'1,5 Md€. A cet égard, Airbus a annoncé viser la commercialisation d'un avion « zéro émission » en 2035.

¹⁰⁶ Le trafic aérien, dont la croissance avant la crise sanitaire était importante (autour de + 6 % par an entre 2006 et 2019), a connu une réduction extrêmement importante en raison de la pandémie mondiale (passant de 4,5 Md de passagers en 2019 à 1,8 en 2020). Avant la crise, les prévisions de l'IATA (International Air Transport Association) tablaient sur 8,2 milliards de voyageurs en 2037. (Sources : • [Trafic aérien : croissance de la demande de passagers 2019 | Statista](#) ; « Le trafic aérien mondial va encore doubler d'ici à 2037 », *Les Echos*, 24 octobre 2018).

Actuellement, l'avionneur travaille sur trois concepts d'avions (un appareil à hélices de 100 places, un bi-turboréacteur de 120 à 200 places alimenté à l'hydrogène liquide et contenant également une pile à combustible pour répondre aux besoins de puissance et enfin une aile volante de 200 places « avec un fuselage bien plus large, favorisant le stockage et la distribution de l'hydrogène »¹⁰⁷). Il s'agira de retenir le concept le plus efficace d'ici 5 ans, pour construire les usines et réunir les fournisseurs 2 ans plus tard, afin d'être en mesure de débiter le programme de construction en 2028, dans l'objectif d'une commercialisation en 2035. Airbus travaille à cet égard avec Safran et ArianeGroup, ces derniers étant déjà utilisateurs d'hydrogène liquide pour les lanceurs de fusées. L'une des difficultés concernera l'intégration du réservoir (à très haute pression, et environ 4 fois plus volumineux que ceux stockant du kérosène). Par ailleurs, la décarbonation suppose de disposer d'un hydrogène renouvelable ou décarboné à un coût abordable et en quantité – dans un contexte de concurrence potentielle entre les usages de l'hydrogène (industrie, transport ferroviaire, routier, maritime...).

Une autre option, mobilisant également la production d'hydrogène, tient dans la production d'e-kerosene, à partir de la recombinaison entre hydrogène et CO₂. L'Académie des technologies recommande notamment de recourir à cette technologie pour décarboner le transport aérien, si la technologie est adoptée à l'échelle mondiale¹⁰⁸.

Enfin, l'introduction d'une part de biocarburants dans le kérosène (produits à partir de colza ou d'huile de palme pour les agrocarburants de « première génération », de déchets et résidus, comme des huiles usagées, pour les carburants de « seconde génération ») représente une manière de réduire les émissions de GES du secteur. En mai 2021, un premier vol long-courrier entre Paris et Montréal a eu lieu, avec l'ajout d'une part de biocarburant (issu exclusivement d'huiles de cuisson usagées et de graisses animales) à hauteur de 16 %.

Début 2020, les biocarburants représentaient moins de 0,1 % de la consommation du secteur aérien¹⁰⁹. La législation française prévoit l'incorporation de 1 % de biocarburant sur tous les vols au départ de la France à partir de 2022, puis 2 % en 2025 et 5 % en 2030 (dans le cadre du Green Deal Européen). Plusieurs limites sont cependant soulevées par différents acteurs, à commencer par le coût, supérieur à celui du kérosène. De surcroît, la part relativement modeste de l'incorporation de biocarburants permettra une réduction limitée des émissions de GES du transport aérien. Plus largement, la production de biocarburants de seconde génération – ceux de première génération posant problème en termes de concurrence avec les productions agricoles à vocation alimentaire – repose sur un gisement relativement limité, que la demande en agrocarburants du secteur automobile pourrait également concurrencer.

A nouveau, à l'instar d'autres modes de transport, l'heure est aux expérimentations entre diverses voies de décarbonation (hydrogène, e-kerosene, agrocarburants...). Selon divers

¹⁰⁷ « Airbus ambitionne de commercialiser un avion à hydrogène en 2035 », *Le Monde*, 22 septembre 2020.

¹⁰⁸ Académie des technologies, *op. cit.*, 2020.

¹⁰⁹ « Pourquoi les biocarburants pour les avions tardent à décoller », *Les Echos*, 28 janvier 2020.

acteurs, la mobilisation de ces différents leviers devra être complémentaire de la maîtrise sinon de la limitation de la croissance du trafic aérien : « *l'objectif que les industriels se sont fixé semble difficile à atteindre, puisque l'étape intermédiaire d'une neutralité carbone (stabiliser sa concentration dans l'atmosphère en créant des puits à hauteur de ce qui est émis) impliquerait de remplacer des vols domestiques par des trajets en train, de limiter le trafic aérien mondial au niveau de 2019 pour les long-courriers (y compris en augmentant les prix des billets), et de monter à 45 % de biocarburants, selon le dernier rapport de l'Agence internationale de l'énergie* »¹¹⁰.

Ce passage en revue des différents usages potentiels de l'hydrogène dans le champ des transports suggère de façon générale que ce vecteur énergétique aura incontestablement un rôle à jouer dans la transition énergétique du secteur.

À l'issue de l'examen d'études et de rapports consacrés à ce sujet, et des auditions menées par le CESER, il ressort que l'hydrogène présente des limites dans le champ des transports et mobilités : sa production en premier lieu, au regard de l'énergie à mobiliser pour produire de l'hydrogène et de la concurrence potentielle entre les usages à décarboner, et les difficultés techniques et logistiques liées à la distribution. L'Académie des technologies considère ainsi que la mobilité hydrogène « *ne se développera dans un premier temps qu'à partir d'un nombre limité de points de distribution, réservant de fait son usage aux transports lourds et à des flottes locales* »¹¹¹. Davantage qu'une concurrence avec l'électrification ou des carburants tels que le GNV ou les agrocarburants, il existe certainement une complémentarité à trouver avec l'hydrogène.

80

En matière de transports et de mobilités, le déploiement de véhicules hydrogène (véhicules légers, utilitaires, bus et cars, trains) demeure embryonnaire. Les voies privilégiées concernent essentiellement les transports en commun – les projets sont nombreux en matière de bus et de trains, et dans une moindre mesure d'autocars. Le recours à l'hydrogène dans le transport routier – hormis les bennes frigorifiques développées par Chéreau – paraît encore relativement lointain, la solution GNV étant à ce jour plus mature et moins onéreuse, et privilégiée par les transporteurs.

Au total, l'hydrogène constitue une solution d'avenir, *parmi d'autres*, dans la nécessaire décarbonation du secteur des transports et mobilités, en particulier là où la motorisation électrique par batterie ne peut être privilégiée. L'hydrogène peut ainsi apporter une autonomie bien supérieure aux solutions reposant sur des batteries, et permettre de décarboner des modes où l'encombrement et le poids des batteries rendent difficile cette option (bateaux, trains, camions, bus). L'usage de l'hydrogène apparaît ainsi pertinent pour les véhicules utilitaires légers et les flottes captives, les poids-lourds et les bus, le transport

¹¹⁰ « Les biocarburants peuvent-ils vraiment améliorer le bilan écologique des avions ? », *Le Monde*, 24 juin 2021. https://www.lemonde.fr/les-decodeurs/article/2021/06/24/les-biocarburants-peuvent-ils-vraiment-ameliorer-le-bilan-ecologique-des-avions_6085511_4355770.html Le rapport de l'AIE cité dans l'article est accessible à l'adresse : [Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector \(windows.net\)](#).

¹¹¹ Académie des technologies, *op. cité*, 2020, p. 11.

fluvial et maritime de courte distance (dans ce dernier cas, les e-fuels pourraient également constituer une solution). Pour le transport maritime longue distance, le GNV, le méthanol ou l'ammoniac – produit à partir d'hydrogène – seraient a priori de meilleurs candidats. Enfin, la production de carburants de synthèse (à partir d'hydrogène et de CO₂) constitue une voie à explorer, en particulier pour le secteur aérien et la production d'e-kérosène.

Cependant, il importe de souligner que le levier de la décarbonation des motorisations sera déterminant, mais vraisemblablement insuffisant pour que le secteur des transports soit en mesure d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 – tel que le prévoit la SNBC (hors transport aérien).

3.2. Différents leviers à mobiliser pour décarboner le secteur des transports et mobilités

Au-delà du travail sur les motorisations, plusieurs acteurs auditionnés par le CESER ont souligné l'importance de la sobriété énergétique en matière de transports, c'est-à-dire de la capacité à limiter la consommation énergétique via l'efficacité ou l'efficience énergétique d'une part (allègement du poids des véhicules, aérodynamisme, consommation des véhicules...), et la maîtrise et la limitation des déplacements et des trafics, d'autre part.

Dans son étude consacrée aux enjeux climatiques, le CESER a déjà souligné l'importance du développement de mobilités durables et bas carbone, reposant sur « *le report modal et la réduction des déplacements* » (modes doux et partagés, report vers le transport ferroviaire de voyageurs, priorisation du fret ferroviaire et fluvial...) et la « *décarbonation du parc et des motorisations* » (développement des véhicules électriques ou à hydrogène, décarbonation des transports collectifs...) ¹¹².

Luc Bodineau, coordinateur hydrogène à l'ADEME, considère ainsi que l'hydrogène représente un atout pour la transition énergétique, mais ne constitue qu'« *une partie de la solution* ». « *Si on continue d'avoir toujours plus de voitures individuelles, toujours plus de véhicules lourds comme les SUV, les équiper d'une pile à combustible ne suffira pas à atteindre la neutralité carbone. L'hydrogène n'est intéressant que s'il s'accompagne d'une évolution profonde de nos pratiques, pour aller vers une plus grande sobriété* » ¹¹³. Une étude de France Stratégie indique ainsi qu'en Europe, « *la multiplication par quatre des ventes de SUV depuis 2010 a intégralement annihilé les efforts des constructeurs pour réduire les émissions de CO₂ des voitures neuves* » ¹¹⁴. Cet exemple suggère la nécessité de combiner un ensemble de facteurs, dont la décarbonation des motorisations, pour décarboner les transports.

Dans le travail de thèse qu'il a mené au sujet de la transition énergétique dans le domaine des transports, Aurélien Bigo s'est interrogé sur la façon dont ce secteur pouvait atteindre l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 (objectif fixé par la SNBC, hors transport

¹¹² CESER, op. cité, 2020, p. 42.

¹¹³ « Transition énergétique : le futur va-t-il carburer à l'hydrogène ? », *France info*, 5 juillet 2020.

¹¹⁴ France Stratégie, *Comment faire enfin baisser les émissions de CO₂ des voitures*, Note d'analyse, n°78, juin 2019, <https://www.strategie.gouv.fr/publications/faire-enfin-baisser-emissions-de-co2-voitures>

aérien). Cette étude souligne que 5 leviers doivent être mobilisés conjointement pour permettre la décarbonation des transports : « *report modal global (vers le vélo, la marche, les transports en commun)* » ; « *modération de la demande (urbanisme durable, réduction des distances, consommations locales)* » ; « *hausse du taux de remplissage des véhicules (covoiturage, optimisation de la logistique)* » ; « *amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules (baisse de leur poids, des vitesses sur les routes, progrès technique)* », et enfin « *baisse de l'intensité carbone de l'énergie (via le biogaz, l'électricité, les agrocarburants ou encore l'hydrogène)* »¹¹⁵.

Le levier de l'intensité carbone a une importance majeure dans les différents scénarios vers la neutralité carbone. Toutefois, il existe des freins et des limites pour les différentes technologies, résumés ici par A. Bigo :

- « **Electrique** : adapté surtout pour les véhicules légers, avec un intérêt climatique et environnemental maximal s'il est couplé aux mesures de sobriété (réduction des distances, report modal, baisse des vitesses, du poids et de la taille des voitures, etc.).
- **Hydrogène** : développement très faible à ce jour, faible efficacité de la chaîne énergétique nécessitant de grandes quantités d'électricité et des coûts élevés pour l'hydrogène vert ; pourrait cependant être adapté à l'avenir pour des véhicules lourds.
- **Biogaz** : également adapté pour les véhicules lourds (poids-lourds notamment), mais repose sur des ressources en quantité limitées, et possède des coûts élevés.
- **Agrocarburants** : à éviter pour les cultures dédiées, et à développer pour les biocarburants de 2^{ème} génération, qui souffriront de gisements mobilisables limités »¹¹⁶.

82

Ce passage en revue suggère à nouveau qu'il n'existe pas de solution unique. Dans sa conclusion générale, l'auteur considère qu'il faudra « *combinaison d'une ambition forte sur la technologie ET la sobriété pour avoir une chance de respecter les objectifs de court terme et la contribution des transports à la neutralité carbone, sans compromettre la décarbonation des autres secteurs* ». S'agissant de l'hydrogène, si des progrès en matière de rendement énergétique pourraient intervenir, l'auteur de la thèse cite une étude de T&E¹¹⁷ estimant qu'un véhicule hydrogène demande 2,5 à 3 fois plus d'électricité qu'un véhicule électrique, et considère que « *décarboner les transports terrestres en Europe via les véhicules électriques nécessiterait de l'ordre de 43 % de l'électricité produite en Europe, et 108 % dans le cas des véhicules à hydrogène* ». En raison de cette consommation d'électricité, l'auteur préconise

¹¹⁵ Aurélien BIGO, « Le train, grand oublié de la transition énergétique ? », *The Conversation*, 9 juillet 2018. <https://theconversation.com/le-train-grand-oublie-de-la-transition-energetique-98213>

¹¹⁶ Aurélien BIGO, *Les transports face au défi de la transition énergétique. Explorations entre passé et avenir, technologie et sobriété, accélération et ralentissement*. Thèse de doctorat de l'Institut Polytechnique de Paris, 23 novembre 2020, p. 269.

¹¹⁷ T&E, 2018a. How to decarbonize the European transport by 2050. November 27, 2018. 26 p. [2018_11_2050_synthesis_report_transport_decarbonisation.pdf \(transportenvironment.org\)](https://transportenvironment.org/2018_11_2050_synthesis_report_transport_decarbonisation.pdf)

également de prioriser l'hydrogène « *sur les modes et les véhicules les plus difficiles à décarboner autrement* » (véhicules lourds comme les poids-lourds, ou trains diesel) ¹¹⁸.

¹¹⁸ Aurélien BIGO, *op. cité*, 2020, p. 292 et p. 276-277.

ANNEXES

Energie – Quelques définitions et ordres de grandeur

La quantité d'énergie fournie par unité de temps s'exprime en watt. Pour des raisons pratiques, les mesures sont généralement utilisées avec des multiples :

- 1 kilowatt = 1 000 W
- 1 mégawatt = 1 000 000 W
- 1 gigawatt = 1 000 000 000 W
- 1 térawatt = 1 000 000 000 000 W

En y ajoutant une unité de temps, on obtient la quantité d'énergie effectivement fournie (W/heure par exemple). Ainsi, 1 kWh correspond à l'énergie délivrée par une puissance de 1kW pendant une heure (Donc 1 kWh = 3 600 Ws)

Quelques ordres de grandeur...

Pour donner quelques exemples, 1 kWh représente la consommation d'une télévision LCD allumée entre 5 et 8h selon le modèle (d'une puissance de 125W à 200W donc). La consommation annuelle d'un ménage moyen représente 3.5 MWh.

Selon RTE, la Normandie a consommé en 2020 26.4TWh pour une production totale de 47.9TWh, dont 42TWh d'électricité nucléaire, et 2TWh d'électricité issue d'éoliennes (En 2019, la consommation d'électricité s'élevait en France à 473TWh, ce qui représente environ un quart de la consommation énergétique totale).

Documents de référence

Etudes, rapports, documents officiels

Académie des technologies, *Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée*, juin 2020

Académie des technologies, « L'hydrogène, le nouvel eldorado vert », Communiqué de presse, juillet 2020, 2020

ADEME, *Développer l'hydrogène renouvelable et bas carbone*, septembre 2021.

ADEME, *Etude sur les perspectives du train hydrogène en France*, Thierry HA (HINICIO), Clément DEPATURE (SNCF I&R), Arianne ROZO (ADEME), Cécile LAVERNHE (ADEME) – Septembre 2020

ADEME, *Analyse du cycle de vie relative à l'hydrogène. Production d'hydrogène et usages en mobilité légère*, Expertises, ADEME, Luc BODINEAU, Prestataires : SPHERA, Cécile QUERLEU, Alexander STOFFREGEN, GINGKO 21, Hélène TEULON, septembre 2020

ADEME, *Le captage et le stockage géologique de CO₂ en France : Un potentiel limité pour réduire les émissions industrielles*, Les Avis de l'ADEME, Juillet 2020

ADEME, *Rendement de la chaîne hydrogène. Cas du « Power-to-H₂-to-Power »*, Luc BODINEAU, Pierre SACHER janvier 2020

88

ADEME, *Panorama sur la notion de sobriété*, mars 2019.

ADEME, *Hydrogène – Analyse des potentiels industriels et économiques en France*, 2019

ADEME, *Le vecteur hydrogène dans la transition énergétique*, Les avis de l'ADEME, avril 2018

ADEME, *L'hydrogène dans la transition énergétique*, Fiche technique, mars 2018

AIE, RTE, *Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050*, Synthèse, 2021.

AIE, *Putting CO₂ to use*, septembre 2019

AIE, *The Futur of Hydrogen*, juin 2019

Rudy AMAND, *Analyse sociétale du déploiement de l'hydrogène en Normandie*, ARTEMIS – Approche régionale pour une transition énergétique mixte industrielle et sociétale, décembre 2020

AFHYPAC, « Développons l'hydrogène pour l'économie française », 2018

AFHYPAC « Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau », Mémento de l'hydrogène, février 2016

AFHYPAC « Production et consommation d'hydrogène aujourd'hui », Mémento de l'hydrogène, février 2016

ARTEMIS – *Approche régionale pour une transition énergétique mixte industrielle et sociétale*, DySoLab (Laboratoire des Dynamiques Sociales), Université de Rouen, 2020

Autorité Environnementale, « Avis délibéré de l'autorité environnementale sur la construction et l'exploitation de l'usine de production H2V Normandie à Saint-Jean-de-Folleville », 21 avril 2021

Aurélien BIGO, *Les transports face au défi de la transition énergétique. Explorations entre passé et avenir, technologie et sobriété, accélération et ralentissement*. Thèse de doctorat de l'Institut Polytechnique de Paris, 23 novembre 2020, p. 269.

Nuno BENTO, *La transition vers une économie hydrogène*, Thèse de Doctorat en sciences économiques, Université Pierre Mendès-France, Grenoble II, 2010

CARIF-OREF Normandie, *Filière hydrogène : Besoins en compétences et en formation*, novembre 2019

CEA, « Plan de Déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique », 2018

Lucas CHANCEL, Thomas PIKETTY, *Carbone et inégalité : de Kyoto à Paris. Evolution de l'inégalité mondiale des émissions de CO₂ (1998-2013) et perspectives pour un financement équitable de l'adaptation*, Paris School of Economics, 3 novembre 2015, <http://piketty.pse.ens.fr/files/ChancelPiketty2015ResumeFR.pdf>

CNCCF (Les Conseillers du Commerce extérieur de la France), « Hydrogène, l'heure est venue », 13 décembre 2019

CESE, *Financements des investissements nécessaires pour l'avenir : Enjeux et déclinaisons*, Rapporteurs : Patricia BLANCARD et Didier GARDINAL, 24 février 2021.

CESE, *Rapport annuel sur l'état de la France- Se donner un nouveau cap*, Rapporteurs : M. Daniel KELLER et M. Pierre LAFONT, juillet 2020

CESER de Normandie, *Contribution du CESER, Stratégie nationale pour la biodiversité 2021-2030*, Présenté par Sophie CHAUSSI et Jean-Pierre GIROD, avril 2021.

CESER de Normandie, *Enjeux climatiques : comment les collectivités normandes peuvent agir !*, Rapporteuse : Marie ATINAULT, décembre 2020

CESER de Normandie, *Améliorer les mobilités du quotidien et favoriser leur soutenabilité*, Rapporteur : Patrick MOREL, avril 2019

CESER Pays de la Loire, *Avis sur la feuille de route hydrogène 2020-2030 pour les Pays de la Loire*, 7 juillet 2020

CESER Pays de la Loire, *L'énergie en Pays de la Loire, Réussir la transition énergétique sur le territoire ligérien*, juillet 2020.

CESER Auvergnnes-Rhône-Alpes, *Quels leviers pour les solutions hydrogène décarbonée ?*, novembre 2018

Commission Européenne « Une stratégie pour l'hydrogène en vue d'une Europe neutre climatiquement », 8 juillet 2020

Conseil Général de l'Economie, *La décarbonation des entreprises en France*, ministère de l'Economie, des Finances et de la Relance, février 2021

Olivier DAMETTE, Maxime CREMEL, Heathcliff DEMAIE, Fabrice LEMOINE, « Les enjeux économiques de la filière hydrogène, un enjeu pour la transition énergétique ? », in *Mondes en Développement*, De Boeck Université, vol.0, 2020, p. 89-101

Nicolas DUPUIS, *L'acceptabilité sociale de l'hydrogène et son processus de co-construction, un enjeu pour la transition énergétique dans les territoires*, thèse en aménagement de l'espace et urbanisme, Université du Littoral Côte d'Opale, 15 novembre 2019

France Stratégie, « Comment faire enfin baisser les émissions de CO² des voitures », *Note d'analyse*, n°78, juin 2019, <https://www.strategie.gouv.fr/publications/faire-enfin-baisser-emissions-de-co2-voitures>

Laurent FULCHERI, « Production d'hydrogène décarboné : La troisième voie », in *Responsabilité et environnement*, n°99, juillet 2020

Gouvernement français, « Stratégie nationale pour l'hydrogène décarboné : Lancement de deux appels à projets pour constituer des écosystèmes territoriaux autour de l'hydrogène et développer les briques technologiques et démonstrateurs pour la production, le transport et l'usage de l'hydrogène », Communiqué de presse, 26 octobre 2020

Gouvernement français, « Stratégie Nationale pour le Développement de l'hydrogène décarboné en France », dossier de presse, 8 septembre 2020

Haut Conseil pour le Climat, *Renforcer l'atténuation, Engager l'adaptation*, Rapport annuel 2021, Juin 2021

Haut Conseil pour le Climat, *Redresser le cap, Relancer la transition*, Rapport annuel 2020, juillet 2020.

Haut Conseil pour le Climat, *Agir en cohérence avec les ambitions*, Rapport annuel 2019, juin 2019

R.W. Howarth, M.Z. Jacobson, *How green is blue hydrogen*, Energy Sciences & Engineering, 2021.

Dany LAPOSTOLLE, « L'hydrogène, un médiateur de territorialisation de la transition ? Retour sur trois trajectoires territoriales », in Colloque « Transition énergétique bas carbone : Obstacles et enjeux, 25-26 mars 2021

Frédéric LEMARCHAND, « Transition, mot valise, rêve éveillé ou opportunité ? », in Colloque « Transition énergétique bas carbone : Obstacles et enjeux », 25-26 mars 2021

Paul MALLIET, « L'empreinte carbone des ménages français et les effets redistributifs d'une fiscalité carbone aux frontières », *OFCE Policy brief*, 62, janvier 2020, <https://www.ofce.sciences-po.fr/pdf-articles/actu/carbonevf.jpg.pdf>

Normandie Energies, « Déploiement de l'hydrogène en Vallée de Seine » (DEPLHY), Restitution, 18 février 2021.

OPECST, *Les modes de production de l'hydrogène*, Les Notes Scientifiques de l'Office Parlementaire d'Evaluation des choix scientifiques et technologiques : Note n°25 – Avril 2021

Opérateurs Gaziers, *Valeur des infrastructures de gaz naturel pour la filière hydrogène*, 2019

ORECAN (Observatoire Régional Energie-Climat-Air de Normandie), « Inventaire de consommation d'énergies et des GES », 2021.

RTE, *Futurs énergétiques 2050, Bilan de la Phase I*, Résumé exécutif, juin 2021.

RTE, *Bilan prévisionnel long terme « Futurs énergétiques 2050 »*, janvier 2021.

RTE, *La transition vers un hydrogène bas carbone. Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035*, janvier 2020

Benoît SIMIAN, *Le verdissement des matériels roulants du transport ferroviaire en France*, 2018.

T&E, 2018a. *How to decarbonize the European transport by 2050*. November 27, 2018. 26 p. [2018 11 2050 synthesis report transport decarbonisation.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/default/files/2018-11/2018_11_2050_synthesis_report_transport_decarbonisation.pdf) (transportenvironment.org)

Edwin ZACCAÏ, *Deux degrés. Les sociétés face au changement climatique*, Presses de Sciences Po, « Hors collection », 2019

Articles de presse et tribunes

« Air Liquide, Borealis, Esso, TotalEnergies et Yara coopèrent en vue de contribuer à la décarbonation du bassin industriel normand », totalenergies.com, [Air Liquide, Borealis, Esso, TotalEnergies et Yara coopèrent en vue de contribuer à la décarbonation du bassin industriel normand](https://www.totalenergies.com/fr/actualites/air-liquide-borealis-esso-totalenergies-et-yara-cooperent-en-vue-de-contribuer-a-la-decarbonation-du-bassin-industriel-normand) | Totalenergies.com, Communiqué de presse commun – 12 juillet 2021

« Des collectivités vendéennes parient sur l'hydrogène », La Gazette des Communes, [Des collectivités vendéennes parient sur l'hydrogène \(lagazettedescommunes.com\)](https://www.lagazettedescommunes.com/actualites/collectivites-vendeennes-parient-sur-lhydrogene) – 29 juin 2021

« Les biocarburants peuvent-ils vraiment améliorer le bilan écologique des avions ? », *Le Monde*, 24 juin 2021, [Les biocarburants peuvent-ils vraiment améliorer le bilan écologique des avions ? \(lemonde.fr\)](https://www.lemonde.fr/actualites-monde/article/2021/06/24/biocarburants-peuvent-ils-vraiment-ameliorer-le-bilan-ecologique-des-avions_6061112_3218.html)

« Hace produit de l'énergie avec les petites vagues mais la France n'y croit pas encore », France Culture, [Hace produit de l'énergie avec les petites vagues mais la France n'y croit pas encore \(franceculture.fr\)](https://www.franceculture.fr/actualites/hace-produit-de-lenergie-avec-les-petites-vagues-mais-la-france-n-y-croit-pas-encore) – 26 avril 2021

« TER : De Paris à Normandie en train... à Colza », La Croix, [TER : de Paris à la Normandie en train... à colza \(la-croix.com\)](#) – 6 avril 2021

« L'hydrogène, une solution incertaine pour la mobilité », le Monde, [L'hydrogène, une solution incertaine pour la mobilité \(lemonde.fr\)](#) – 28-29 mars 2021

« Une quinzaine de trains à hydrogène vont rouler d'ici cinq ans sur la ligne Caen-Alençon-Le Mans – Tours », France bleu, [Une quinzaine de trains à hydrogène vont rouler d'ici cinq ans sur la ligne Caen- Alençon-Le Mans-Tours \(francebleu.fr\)](#) – 17 mars 2021

« Les investissements annoncés dans l'hydrogène dépassent 300 millions de dollars », transitionenergies.com, [Les investissements annoncés dans l'hydrogène dépassent 300 milliards de dollars - Transitions & Energies](#) – 23 février 2021

« L'hydrogène, trop gourmand en énergie pour être écologique », Célia IZOARD, Reporterre, [L'hydrogène, trop gourmand en énergie pour être écologique \(reporterre.net\)](#) – 1^{er} février 2021

« Le plan hydrogène français entérine discrètement la relance du nucléaire », Célia IZOARD, Reporterre, [Le plan hydrogène français entérine discrètement la relance du nucléaire \(reporterre.net\)](#) – 2 février 2021

« L'hydrogène, un rêve industriel mais pas écologique », Célia IZOARD, Reporterre, [L'hydrogène, un rêve industriel mais pas écologique \(reporterre.net\)](#) – 3 février 2021

92

« E-fuel would be wasted on cars while it's badly needed to decarbonise planes and ships – Study », Transport et Environnement, [E-fuel would be wasted on cars while it's badly needed to decarbonise planes and ships – study | Transport & Environment](#) – 7 décembre 2020

« A trop demander à l'hydrogène, on ne rend pas service à la transition énergétique », Cédric PHILIBERT, Le Monde, [« A trop demander à l'hydrogène, on ne rend pas forcément service à la transition énergétique » \(lemonde.fr\)](#) – 1^{er} novembre 2020

« Hydrogène : Créer un réseau régional, c'est avancer malgré les incertitudes », Carine SEBI, Anne-Lorène VENAY, Nuria MORATAL, Le Monde, [Hydrogène : « Créer un réseau régional, c'est avancer malgré des incertitudes techniques et financières élevées » \(lemonde.fr\)](#) – 1^{er} novembre 2020

« Jean-Marc Jancovici : Sus à l'hydrogène ! », Jean-Marc JANCOVICI, L'Express, [Jean-Marc Jancovici : sus à l'hydrogène ! - L'Express](#) – 1^{er} octobre 2020

« L'hydrogène, nouvel eldorado », Le Monde, [L'hydrogène, nouvel eldorado de la politique énergétique française \(lemonde.fr\)](#) – 27 septembre 2020

« Airbus ambitionne de commercialiser un avion à hydrogène en 2035 », *Le Monde*, 22 septembre 2020, [Airbus ambitionne de commercialiser un avion à hydrogène en 2035 \(lemonde.fr\)](#)

« Transition énergétique : le futur va-t-il carburger à l'hydrogène ? », *France info*, 5 juillet 2020, [Transition énergétique : le futur va-t-il carburger à l'hydrogène ? \(francetvinfo.fr\)](#)

« Pourquoi les biocarburants pour les avions tardent à décoller », *Les Echos*, 28 janvier 2020, [Pourquoi les biocarburants pour les avions tardent à décoller | Les Echos](#)

« Le trafic aérien mondial va encore doubler d'ici à 2037 », *Les Echos*, 24 octobre 2018, [Le trafic aérien mondial va encore doubler d'ici à 2037 | Les Echos](#)

Aurélien BIGO, « Le train, grand oublié de la transition énergétique ? », *The Conversation*, 9 juillet 2018. <https://theconversation.com/le-train-grand-oublie-de-la-transition-energetique-98213>

Connaissance des Energies – Fiche « Hydrogène Energie », [Hydrogène énergie : définition, production, application, enjeux, sécurité \(connaissancedesenergies.org\)](#)

Textes légaux

Ordonnance n°2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène

Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat

Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte

Liste des sigles

ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie
AIE	Agence Internationale de l'Energie
ATECOPOL	Atelier d'Ecologie Politique
CCUS	Carbon Capture, Utilization & Storage
CCS	Capture et Stockage du CO ₂
CERTAM	Centre d'étude et de recherche technologique en aérothermique et moteurs
CESE	Conseil Economique Social et Environnemental
CLBC	Carburants liquides bas-carbone
CO ₂	Dioxyde de carbone
DGEC	Direction Générale de l'Energie et du Climat
ENR	Energies Renouvelables
FEDER	Fonds Européen de Développement Economique Régional
GES	Gaz à Effet de Serre
GNV	Gaz Naturel pour Véhicules
GRDF	Gaz Réseau Distribution France
Gt	Giga Tonnes
GW	Gigawatt
H ₂	Dihydrogène
HCC	Haut Conseil pour le Climat
KgeqCO ₂	Kilogramme équivalent CO ₂
LEC	Loi Energie Climat
Mt	Millions de tonnes
MTES	Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire
MW	Mégawatt
ORECAN	Observatoire Régional Energie Climat Air Normandie
PEM	Polymer Electrolyte Membrane
PME	Petites et Moyennes Entreprises
PMI	Petites et Moyennes Industries
POX	Partial Oxydation
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
R&D	Recherche et Développement
SNBC	Stratégie Nationale Bas Carbone
TEPC	Transition Energétique pour la Croissance Verte
TeqCO ₂	Tonne Equivalent CO ₂
TW	Térawatt
VHYGO	Vallée Hydrogène Grand Ouest
VUL	Véhicule Utilitaire Léger

L'hydrogène en Normandie

Petite molécule, grands enjeux



L'engouement est indiscutable : avec 7,2 milliards € dans l'enveloppe de la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, il n'est pas étonnant de voir des projets fleurir en grande quantité. La Normandie n'échappe pas à la règle, et cherche aujourd'hui à structurer un écosystème régional, dans lequel la décarbonation de la production fait figure de priorité. Mais fabriquer de l'hydrogène vert ou bas-carbone n'a rien d'évident : de lourds investissements sont nécessaires et la concurrence est déjà rude entre régions. Mutualisation et priorisation seront les clés de la réussite.

Octobre 2021

Présenté par Marc Granier

Avec le concours de Pierre Allain et Pierre Landais

Crédit couverture : Laurent Gence, Unsplash / Photomontage CESER

ISBN : 978-2-492245-05-3



CONSEIL ÉCONOMIQUE SOCIAL ET ENVIRONNEMENTAL RÉGIONAL

Caen Abbaye aux Dames - CS 50523 - 14 035 CAEN Cedex 1 | 02 31 06 98 90

Rouen 5 rue Schuman - CS 21129 - 76 174 ROUEN Cedex | 02 35 52 56 30

ceser.normandie.fr