



15 NOV - 03 DEC 2021

L'HYDROGÈNE DANS LA RÉGION PROVENCE-ALPES- CÔTE-D'AZUR

Adrien Ansaldi, Clément Boutaric, Pierre Claudet, Théophile Dechelotte,
Robin de Truchis de Varennes, Paul Etienne, Alexandre Gavaudan,
Augustin Goubault, Romain Guillaumé, Grégoire Leboucher, Augustin Le
Corre, Siriu Liu, Arthur Riche, Quentin Rieg, Tabea Thümmeler-Kaiser,
Yunmeng Shu

*Étude menée sous la direction de
Pedro Affonso Nobrega*

Table des matières

0.1	Introduction des enjeux liés à l'hydrogène	5
0.2	La région Provence-Alpes-Côte-d'Azur	6
0.3	Les objectifs de l'étude	7
1	L'outil RHyEG et son développement	8
1.1	Description de l'outil et insertion dans un contexte global	8
1.2	Choix du logiciel Excel	8
1.3	Chronologie du développement de l'outil	9
1.4	Difficultés rencontrées	10
1.5	Structure du logiciel	10
1.5.1	Structure globale	10
1.5.2	Logique de construction	11
1.5.3	Calcul des émissions de CO ₂	11
1.5.4	Calcul des coûts	12
1.6	Hypothèses et limites	14
1.6.1	Hypothèses et incertitudes	14
1.6.2	Domaine de validité du modèle	15
1.6.3	L'échelle temporelle et ses limites	16
1.7	Territoires ciblés	16
1.7.1	Durance-Luberon-Verdon Agglomération	16
1.7.2	Le bassin industriel de Fos-sur-Mer	17
1.7.3	Le département des Hautes-Alpes	18
1.7.4	La métropole de Nice	19
2	Scénarios envisagés et résultats associés	20
2.1	Les trajectoires envisagées concernant le mix électrique, le réseau de transport d'hydrogène et la demande en hydrogène	20
2.1.1	Les besoins énergétiques à l'horizon 2050	20
2.1.2	La production électrique à l'horizon 2050	21
2.1.3	La structure du réseau de transport de l'hydrogène	24
2.1.4	Les scénarios relatifs à la demande en hydrogène	24
2.2	Scénario global de référence et résultats associés	25
2.2.1	Définition du scénario	25
2.2.2	Résultats associés	25
2.3	Analyse de sensibilité	28
2.3.1	Les impacts de la demande en hydrogène	28
2.3.2	Les impacts de la structure du réseau d'hydrogène	30
2.3.3	Les impacts du mix électrique	32
3	Conclusion	34

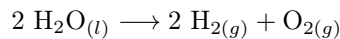
A ANNEXE 1 Bibliographie	35
B ANNEXE 2 L'hydrogène : caractéristiques, production, transport, usages et enjeux	37
B.1 Généralités sur la molécule de dihydrogène	37
B.2 La production d'hydrogène	38
B.2.1 L'électrolyse de l'eau	38
B.2.2 La production fossile et le vapocraquage	40
B.2.3 L'hydrogène issu de la biomasse et l'hydrogène fatal	41
B.2.4 Les possibilités d'importation	42
B.2.5 La situation en région PACA	43
B.3 Les usages de l'hydrogène	46
B.3.1 Un carburant pour pile à combustible	46
B.3.2 L'hydrogène, une nouvelle ressource à brûler ?	47
B.3.3 La méthanation et l'injection dans le réseau de gaz naturel	48
B.3.4 Un réactif chimique au potentiel intéressant	49
B.4 Le stockage de l'hydrogène	51
B.4.1 Le stockage en cavité saline	51
B.4.2 Le stockage en bouteille	52
B.5 Le transport de l'hydrogène	53
B.5.1 Le transport par voie routière	53
B.5.2 Le rôle des pipelines dans le transport d'hydrogène	54
B.5.3 Le transport maritime	55
B.5.4 Une autre alternative : transporter l'hydrogène sous d'autres formes	55
B.5.5 Synthèse des différents moyens de transport et des coûts associés	56
B.6 Impacts socio-environnementaux et économiques de la filière	57
B.6.1 Le coût du déploiement de l'hydrogène	57
B.6.2 La réglementation dans le domaine de l'hydrogène	57
B.6.3 Les risques environnementaux	57
B.6.4 L'emploi dans le secteur de l'hydrogène	58
B.6.5 L'acceptabilité, un facteur prépondérant dans le déploiement de la filière	59
C ANNEXE 3 État de l'art	65
D ANNEXE 4 Index des acronymes employés	68
E ANNEXE 5 Table des figures	69
F ANNEXE 6 Liste des tableaux	70
G Remerciements	71

Introduction

0.1 Introduction des enjeux liés à l’hydrogène

La transition énergétique des combustibles fossiles vers les énergies renouvelables est aujourd’hui devenue un enjeu fondamental et central de nos sociétés, non seulement en raison des impacts négatifs des énergies fossiles que nous connaissons, dont le réchauffement climatique est le principal représentant, mais également en raison de leur caractère épuisable. Ainsi, le développement et l’utilisation de nouvelles sources d’énergie renouvelables et moins polluantes devient nécessaire. Cependant, ces dernières présentent de nombreuses nouvelles problématiques inhérentes à leur nature, non concentrée, non stockable et intermittente pour la plupart, au contraire des ressources fossiles, aisément stockables et possédant un contenu énergétique particulièrement important. Il devient alors inévitable et pressant de répondre à ces problématiques par divers outils ; le dihydrogène (désigné par abus de langage par “hydrogène” par la suite) figurant sans doute parmi les plus sérieuses solutions envisageables.

Dans les faits, bien qu’il ne soit pas une énergie primaire, car non présent à l’état naturel sur Terre (ou en quantités extrêmement négligeables et peu voire pas exploitables étant donné sa légèreté trop importante pour être retenu par la gravité terrestre), il peut adopter le rôle de vecteur énergétique, à la fois en tant que potentiel moyen de transport d’énergie mais aussi de stockage. On peut en effet le produire de manière dite durable par électrolyse de l’eau grâce à de l’énergie électrique selon la réaction suivante :



Il est alors possible de convertir de l’énergie à l’origine électrique sous forme “massive”. Cette nouvelle forme peut par la suite être reconvertie en électricité selon la réaction inverse dans une pile à combustible, ou même en énergie thermique en le brûlant. Son grand atout est alors de ne pas émettre de gaz à effet de serre lors de son utilisation, sa réaction de combustion ne produisant que de l’eau ¹ (d’où sa qualification “d’énergie propre”). Tout le problème réside alors dans le rendement de ces différentes étapes, qui fait perdre une certaine quantité d’énergie au cours de toute la chaîne, à la fois lors du stockage et du transport du gaz. Cela le fait ainsi directement entrer en concurrence avec d’autres outils ayant le même objectif, telles que les batteries électriques, ou encore les Stations de Transfert d’Energie par Pompes (barrages de montagne fonctionnant de manière réversible comme le barrage de Grand’Maison dans les Alpes) pour ne citer que les principaux.

Cependant, bien que l’électrolyse (avec utilisation d’une électricité elle-même issue de sources renouvelables) soit le mode de production vers lequel il faut se diriger pour un usage durable et en accord avec la transition énergétique, la production d’hydrogène reste encore aujourd’hui très fortement carbonée et peu durable, car celui-ci est extrait à 90% du vaporequage d’hydrocarbures (notamment du gaz naturel) à l’heure actuelle dans le monde, processus émettant dans le même temps de grandes quantités de CO₂.

L’hydrogène peut aussi présenter un intérêt en tant que tel, comme réactif déjà actuellement utilisé par l’industrie chimique pour divers usages. Ses utilisations principales sont aujourd’hui la production d’ammoniac selon le procédé Haber-Bosch, composant essentiel des engrais, ou encore la désulfuration des hydrocarbures dans les raffineries qui vise à éviter l’émission d’oxyde de soufre lors de leur combustion, composé provoquant

1. L’eau n’est en effet pas considérée comme gaz à effet de serre lors de son émission anthropique.

des pluies acides. D'autres usages restent cependant encore à explorer dans l'industrie, comme l'usage dans la sidérurgie en tant que réducteur du minerai de fer, aujourd'hui réduit grâce au coke, procédé fortement émetteur de CO₂, ou même l'usage en tant que combustible pour décarboner des processus nécessitant un fort chauffage (industrie du verre notamment).

Les usages potentiels de l'hydrogène dans le futur sont donc, on l'a vu, assez nombreux, un des enjeux principaux résidant ainsi dans sa production par des énergies renouvelables. En effet, il pourrait être utilisé pour stocker les surplus de production de ces énergies, souvent lorsque l'usage de celles-ci dans le même temps est relativement faible (en été ou en pleine journée), pour par la suite compenser les creux de production et répondre à la demande survenant au même moment (notamment en hiver et en début et fin de journée).

L'étude doit cependant aussi s'inscrire dans une analyse globale du secteur, notamment en termes de risques liés à son exploitation (inflammabilité et explosivité), mais aussi en terme de contraintes liées à son transport, qui demande des infrastructures très particulières de par ses caractéristiques physico-chimiques. Ces questions peuvent alors fortement conditionner le déploiement de ces technologies et mener à des choix stratégiques sur les domaines où celles-ci seraient intéressantes à déployer, ainsi que sur les formes et les échelles à adopter.

0.2 La région Provence-Alpes-Côte-d'Azur

La région Provence-Alpes-Côte-d'Azur est la cinquième région la plus peuplée de France avec plus de cinq millions d'habitants et la septième région la plus étendue de France. Elle abrite trois grandes métropoles : la métropole d'Aix-Marseille, la métropole de Toulon, ainsi que la métropole de Nice. Elle présente ainsi des enjeux et potentiels d'utilisation et de production de l'hydrogène assez nombreux, de par le caractère assez varié de son territoire. Elle est par exemple constituée de zones très rurales et isolées (au nord et à l'est), tel que le département des Hautes-Alpes, dans lequel l'hydrogène peut être utile pour améliorer son autonomie énergétique tout au long de l'année. Elle abrite aussi d'autres territoires extrêmement industrialisés (notamment autour de Fos-sur-Mer), dans lesquels certains processus industriels (notamment dans la sidérurgie) peuvent être décarbonés par son utilisation et offrir des potentialités de production par récupération d'énergie fatale (énergie produite par d'autres processus et qui serait perdue sans sa récupération).

De plus, l'hydrogène peut aussi avoir un intérêt pour un usage grand public, notamment dans le secteur résidentiel pour le chauffage, en complément ou non de gaz naturel, ou encore dans le secteur du transport lourd (camion, bateaux, etc) ; secteur qui constitue un enjeu majeur autour de l'unité urbaine de Nice. Enfin, la région, de par sa localisation géographique et son climat méditerranéen, offre un très grand potentiel de production photovoltaïque, qui nécessite en aval un réseau de stockage adapté, rendu partiellement possible par les cavités salines présentes dans la région (par exemple dans les hauteurs de Manosque et plus généralement dans l'agglomération Durance-Lubéron-Verdon, qui possède un très grand foncier disponible).

Enfin, comme démontré par la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné présentée en septembre 2020 par le gouvernement, auquel il alloue 7 milliards d'euros d'ici 2030 (budget augmenté très récemment de 2 milliards d'euros en octobre par le président Macron), puis par le Plan Régional Hydrogène de la région, présenté quelques mois plus tard, ainsi que les nombreux rapports internationaux

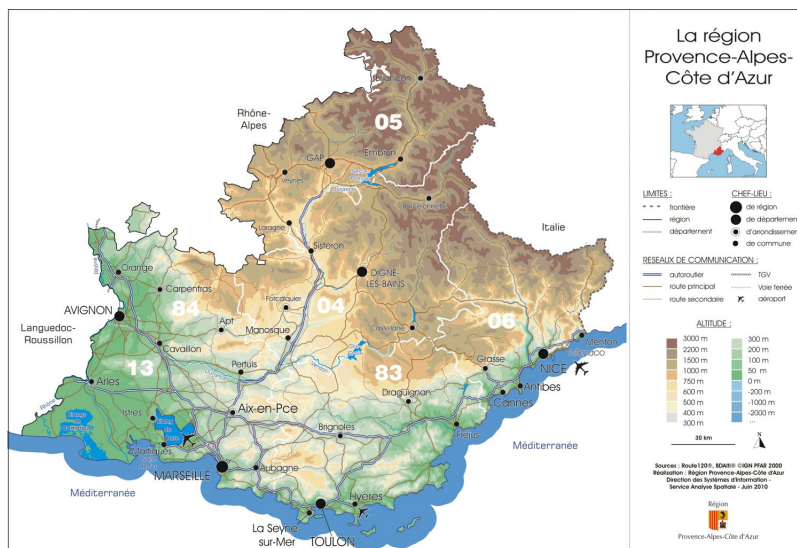


FIGURE 1 – Carte de la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur

de diverses agences (dont l'Agence Internationale de l'Énergie) sur le sujet, il est indéniable que cette filière est en plein essor à toutes les échelles. On peut donc s'attendre à de très nombreuses évolutions du domaine dans les années à venir, notamment sur les technologies disponibles et leurs coûts associés, le tout évoluant dans une transformation radicale de nos sociétés vers un objectif de décarbonation, qui doit nécessairement être accompagné d'une certaine sobriété énergétique.

0.3 Les objectifs de l'étude

Dans ce cadre, nous avons été chargés par Stéphane Faudon, responsable de la mission H₂ de la région, d'étudier le développement potentiel de l'hydrogène sur le territoire provençal et de développer un outil informatique dédié à la prédiction des demandes et des coûts qu'impliquerait un déploiement de l'hydrogène. L'objectif de ce MIG est donc double. D'une part, il s'agit d'étudier les potentiels de l'hydrogène dans la région, notamment en terme de production, de stockage et d'usages, particulièrement au travers de quatre zones correspondant à chacun des mini-projets, chacune ayant ses spécificités propres, que ce soit en termes de capacités ou en termes de besoins : le bassin industriel de Fos-sur-Mer, le département des Hautes-Alpes, la métropole de Nice et l'agglomération Durance-Lubéron-Verdon. Le déploiement de cette technologie est étudié à l'horizon 2050, comme proposé par les nombreux plans énergétiques de la région et du pays sur ce domaine, par exemple le rapport "Futurs énergétiques 2050" publié récemment par RTE. D'autre part, il s'agit de développer un logiciel de calcul sous la forme d'un tableur, permettant, pour une zone géographique donnée, d'obtenir la quantité nécessaire d'infrastructures de tous types et les coûts associés au déploiement des technologies hydrogènes, des infrastructures de transport nécessaires à partir de différentes données, qu'elles soient inhérentes à la région ou qu'elles dépendent de l'évolution des marchés économiques.

Cet outil nous permettra par la suite de tester différents scénarios énergétiques et de demande pour la région, notamment à partir de ceux proposés pour la France par RTE, afin d'étudier notamment leur faisabilité en pratique sur le plan du déploiement de l'hydrogène, et les coûts impliqués. L'intérêt de la

démarche ne réside alors pas tellement dans la prédiction de chiffres “exacts”, car soumis à beaucoup trop d’incertitudes sur le futur, mais d’obtenir des intervalles réalistes, d’étudier l’influence des différents facteurs d’entrée sur la sortie du logiciel et enfin de contribuer aux choix énergétiques de demain en ayant conscience de ce qu’impliquent certaines décisions.

1 L’outil RHyEG et son développement

Dans le contexte d’un marché de l’hydrogène en très forte croissance, nous avons été sollicité par la région PACA pour développer un outil numérique destiné à anticiper le développement de la filière au niveau régional, et plus particulièrement les coûts et infrastructures nécessaires à ce développement. L’objectif de cette partie est ainsi de proposer une description la plus fidèle possible du cheminement nous ayant mené à la forme finale de notre outil numérique, que nous avons baptisé RHyEG, pour *Regional Hydrogen Energetic Guideline*.

1.1 Description de l’outil et insertion dans un contexte global

On l’a vu, l’objectif principal de notre étude était de fournir à des décideurs publics au niveau régional un outil permettant de comprendre et de chiffrer ce qu’impliquerait dans différents secteurs une transition énergétique s’appuyant sur l’usage plus ou moins massif de l’hydrogène, notamment en terme de coûts, d’infrastructures et d’impact environnemental. En gardant cette finalité à l’esprit, nous avons décidé de créer un logiciel de calcul relativement simple et intuitif pour l’utilisateur. Il peut prendre en entrée un scénario de développement régional sur le plan énergétique, particulièrement axé sur l’hydrogène, ou bien des données indépendantes directement rentrées par l’utilisateur. Il en ressort alors les conséquences en terme d’infrastructure, de coûts et d’émissions de CO₂. Concrètement, des données sur la consommation, la production locale, le stockage disponible, la composition de ses importations vont être remplies automatiquement dans le logiciel selon différents scénarios. De plus, l’utilisateur peut effectuer une analyse de sensibilité des paramètres en changeant lui-même des entrées afin d’observer l’évolution des sorties en fonction des données de départ.

Ce logiciel ne se restreint pas seulement à la considération de l’hydrogène : il est en effet nécessaire de l’intégrer dans un système plus global, notamment en terme énergétique pour connaître les moyens de production électrique considérés et leur développement futur. C’est en cela que notre projet s’intègre dans une démarche d’ingénieur généraliste : nous élargissons notre champ de vision non seulement à la technique et aux sciences derrière la filière hydrogène mais aussi aux impacts économiques, environnementaux et sociaux afin de répondre à un enjeu de société.

1.2 Choix du logiciel Excel

Il a alors été nécessaire de choisir l’outil sur lequel nous allions réaliser notre logiciel, le choix principal portant entre un programme Python et Excel. Nous avons rapidement choisi Excel du fait de sa facilité de prise en main, de sa robustesse liée à sa simplicité, et de son caractère “grand public”. En effet, une interface graphique y est déjà intégrée, améliorant énormément l’ergonomie d’utilisation, et notre logiciel ne requiert de plus aucun outil mathématique suffisamment complexe pour rendre utile et nécessaire l’usage d’un langage de programmation.

De plus, nous destinons notre modèle à des agents de mairie, des énergéticiens, des décideurs publics qui ne sont pas forcément des spécialistes de l’informatique ou de la programmation, il était donc préférable de privilégier un outil accessible à tous. L’usage d’Excel est en effet largement répandu dans le monde professionnel, ce qui facilite beaucoup l’employabilité du logiciel pour le plus grand nombre. C’est pourquoi le choix d’un tableur, suffisamment clair et expliqué, nous a semblé le plus pertinent dans cet objectif de vulgarisation et de côté pratique et concret.

Enfin, nous n’avons pas cherché à réaliser d’optimisation pour minimiser le coût total de l’implantation de l’hydrogène dans la région, ou à trouver la configuration qui émet le moins de CO₂ (cette tâche étant laissée à la partie interprétation réalisée plus tard) et ainsi la puissance de calcul d’un logiciel de programmation n’était également pas nécessaire, comme cela aurait été le cas si nous avions fait de la “big data”, en manipulant de grands volumes de données. Notre logiciel est en effet tourné vers la description et non vers la prévision et l’optimisation. Il se veut outil de compréhension et de clarification et non outil décisionnel.

1.3 Chronologie du développement de l’outil

La première semaine de conférence et de visite de sites industriels puis l’étude plus précise de chacun des territoires décrits par la suite nous ont permis de mieux comprendre les réalités de terrain, les principaux domaines de consommation d’énergie d’une région, ainsi que les potentiels d’utilisation de l’hydrogène. Nous avons en effet été en contact avec Stéphane Faudon, responsable de la mission H₂ pour la région PACA, Guillaume Cervera, ingénieur projet H₂ de Capenergies, les responsables de l’aciérie d’ArcelorMittal, le démonstrateur JUPITER 1000, les responsables du site de stockage en cavité saline de Manosque, les responsables de l’incinérateur EveRé, Clément Lefebvre, chef du service Valorisation Organique et Énergétique de la Métropole Aix-Marseille, Yorick Ligen, ingénieur chez GreenGT, ainsi que Franck Verriest, formateur au sein de l’École Nationale Supérieure des Officiers de Sapeurs-Pompiers d’Aix-en-Provence. Pouvoir échanger avec les différents acteurs locaux de l’hydrogène a également été enrichissant afin de nous apporter une compréhension plus fine des enjeux de la filière, ayant la possibilité de trouver réponse à nos différentes questions. Le début de nos recherches a donc consisté à l’étude de domaines transverses comme la production de l’hydrogène par électrolyse ou bien la production industrielle de l’acier. Une fois ces bases acquises, nous avons procédé par itération : nous avons tout d’abord mis en place la liste des paramètres dont nous aurions besoin. Ensuite, nous avons établi des schémas nous permettant de voir clairement les liens existant entre les différentes données de production, de consommation, d’émission... Nous rentrions tout cela au fur et à mesure dans notre logiciel avec les calculs adéquats.

Finalement, nous avons refondé l’interface du logiciel car la construction étape par étape et donc très linéaire donnait un résultat assez peu ergonomique, la première version de travail étant alors une sorte d’ébauche du logiciel final, nous permettant de mieux définir nos besoins et nos objectifs. Nous avons aussi mis à disposition de l’utilisateur des menus déroulants lui permettant de choisir des scénarios, développés dans la partie suivante, sur le mix électrique, la demande hydrogène ou encore le réseau hydrogène pour toute la région PACA. Les paramètres s’affichent alors automatiquement. L’utilisateur peut ensuite modifier les cases bleues s’il le souhaite et a ensuite accès aux résultats au niveau des cases grises.

Production industrielle nécessitant de l'H2	Quantité (t/an)	Consommation H2 induite (t/an)
Pétrole (baril/an)	800 000	576
Chlore	660 000	-18 546
Ammoniac	10 000	1 775
Méthanol	0	0
Acier DRI et 100% H2	0	0
Acier Haut Fourneau 0% H2	0	0
Acier SmartCarbone : HF et 25% H2	4 000 000	110 000

FIGURE 2 – Apparence visuelle de la feuille du logiciel à remplir

1.4 Difficultés rencontrées

Une des difficultés de ce projet a été de trouver un compromis convenable entre la précision de la description de la région, qui passe par une liste de paramètres et de résultats relativement longue et détaillée (à laquelle s’ajoute la contrainte temporelle des trois semaines), et l’ergonomie du logiciel. Il peut arriver à l’utilisateur de ne pas connaître certains chiffres ou de ne pas forcément avoir de prospections sur l’évolution de sa région dans tel ou tel domaine, et un trop grand nombre de facteurs d’entrée serait alors rebutant à l’utilisation. En effet, selon la formule de Paul Valéry : “tout ce qui est simple est faux, tout ce qui ne l’est pas est inutilisable”.

Une autre difficulté a été de réfléchir aux paramètres les plus appropriés qui sont rentrés par l’utilisateur et quels sont les résultats intermédiaires. Par exemple, pour le secteur des transports, faut-il entrer le kilométrage moyen, la consommation moyenne et le nombre de véhicules ou simplement la quantité totale d’énergie consommée par ce secteur (qui était donnée par certains sites Internet) ? Cela revient au problème précédent, quelle est la frontière de notre modélisation, à quel point devons-nous entrer dans les détails ?

Enfin, une dernière difficulté a été le cantonnement au domaine de l’hydrogène. On l’a vu, l’utilisation de l’hydrogène, que ce soit aujourd’hui ou dans le futur, est intimement liée à l’entièreté du système énergétique national. Cependant, il nous a été impossible de tout traiter et de présenter une solution à un problème posé depuis des décennies à des experts mondiaux : comment aborder la transition énergétique ? Nous nous sommes donc restreints tant bien que mal à l’utilisation de l’hydrogène en région PACA, bien que de nombreux passages du présent rapport concernent l’électricité ou d’autres territoires que la région PACA.

1.5 Structure du logiciel

1.5.1 Structure globale

Pour le bon fonctionnement du logiciel, l’utilisateur devra remplir des données appartenant à différentes catégories, afin de modéliser différentes évolutions de la société, que ce soit sur les plans énergétique, économique ou environnemental. Parmi ces données, on trouve notamment les besoins en électricité ou en hydrogène, les données sur les transports, l’industrie ou encore sur les infrastructures de stockage. Ces paramètres sont ainsi organisés selon ces catégories pour faciliter la lecture et l’utilisation du logiciel. Dans le paragraphe suivant, nous précisons ainsi en détail la structure du logiciel.

1.5.2 Logique de construction

L'utilisateur rentre dans le logiciel (par le biais des scénarios ou non) des chiffres sur la consommation et la production (été et hiver) de son territoire. Il renseigne également les capacités de stockage de ses infrastructures. On peut alors définir par le biais d'un bilan de matière une masse d'hydrogène à importer (ou à exporter) pendant l'été :

$$\text{Consommation} - \text{Production} + \text{Stockage} = \text{Importation}$$

On fait ici l'hypothèse que l'on remplit totalement les capacités de stockage pendant l'été. En effet, les prix de l'électricité et de l'hydrogène sont plus élevés en hiver, d'où l'importance du stockage.

En l'hiver, à la différence de l'été, on obtient la formule suivante :

$$\text{Consommation} - \text{Production} - \text{Stockage} = \text{Importation}$$

En effet, pendant la période hivernale, les infrastructures de stockage sont destinées au soutirage : elles débitent l'hydrogène reçu en hiver afin de pallier à la hausse de la demande, notamment liée aux besoins en chauffage de la population.

Il apparaît clairement que dans ces deux formules l'importation peut prendre des valeurs négatives, étant est une valeur algébrique. Si celle-ci est en effet négative, on parle simplement d'exportation. Le choix que nous avons opéré dans ce cas de figure est alors le suivant : on vend l'entièreté du surplus de production au prix du marché, prix déterminé par semestre. Ce gain d'argent est ainsi déduit du coût total du scénario.

Les différents paramètres sont tous intimement liés : une fois entrés, ces derniers permettent de déterminer la quantité d'infrastructures nécessaires à la production d'hydrogène et d'électricité, les émissions de CO₂ induites par la mise en place d'un tel scénario, ainsi que le montant que la collectivité territoriale devrait déboursier pour atteindre cet objectif.

1.5.3 Calcul des émissions de CO₂

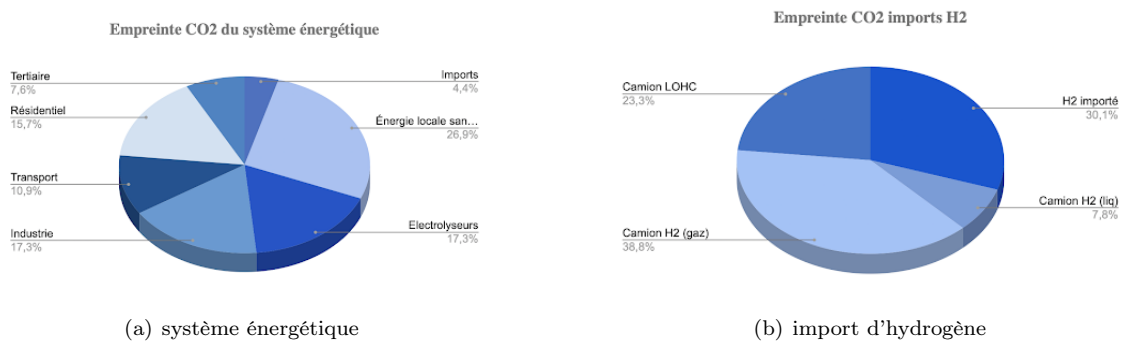


FIGURE 3 – Exemple d'affichage de la répartition des émissions de CO₂ par secteur

Afin de calculer les émissions de CO₂ associées aux paramètres entrés, nous avons utilisé des données techniques sur les émissions de chaque technologie de production d'électricité en 2020. En effet, les données de 2050 ne sont pas toutes disponibles (mais peuvent être rentrées par l'utilisateur s'il les connaît) et il peut être intéressant de connaître le bilan carbone actuel. Les chiffres relatifs au CO₂ sont donc probablement surestimés. Dans le cas où l'utilisateur tenterait de satisfaire les accords de Paris via le logiciel, les émissions seraient alors encore plus basses (ce qui serait très profitable pour le bien-être de notre belle planète). Dans les faits, notre calcul donne un ordre de grandeur des émissions ; un ordre d'idée permettant d'observer la sensibilité relative des différents paramètres et permettant également de choisir des directions politiques visant à diminuer drastiquement les émissions. Nous avons de plus négligé de nombreuses émissions comme les émissions dues à l'alimentation ou encore les émissions liées à la fabrication de pipelines. Ces négligences sont un parti pris en supposant que ces dernières seront négligeables dans le bilan carbone de la région à côté des émissions d'industries telles que ArcelorMittal.

1.5.4 Calcul des coûts

Les coûts de nos scénarios sont composés du coût de notre nouveau parc énergétique, des importations, des installations de stockages et d'utilisation d'hydrogène. On peut décomposer ces coûts en deux parties : le coût de l'électricité et celui de l'hydrogène.

Le coût de l'électricité Celui-ci est composé de son coût d'importation/exportation et de son coût de production, qui dépend du parc énergétique du scénario. Le coût de l'importation/exportation est calculé en fonction des besoins et du coût réseau défini dans le scénario. Le coût de production va dépendre de notre parc énergétique. En entrée, l'utilisateur a donné la capacité qu'il souhaite avoir pour les différentes technologies. On calcule alors le prix de production de l'électricité pour chaque technologie en fonction de la formule suivante :

$$Cost\ of\ production = CRF \times Capital\ cost \times Capacity + OPEX \times Production$$

Explicitons les deux termes de cette somme. Le premier représente le coût d'installations payé annuellement. L'IEA nous donne un prix d'installations des différentes technologies à l'horizon 2050, appelé capital cost ou CAPEX, que l'on exprime en euro par capacité installée. En le multipliant par la capacité voulue, on obtient le prix d'installation de cette technologie dans notre parc énergétique. Pour annualiser le coût, on utilise le Capital Recovery Factor (CRF), qui va nous donner le prix des annuités versées, et qui est défini comme suit :

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}, \text{ avec } \begin{cases} i : \text{taux d'intérêt (financial rate)} \\ n : \text{nombre d'annuités payées (ici on} \\ \text{prend le nombre d'années de vie de l'installation)} \end{cases}$$

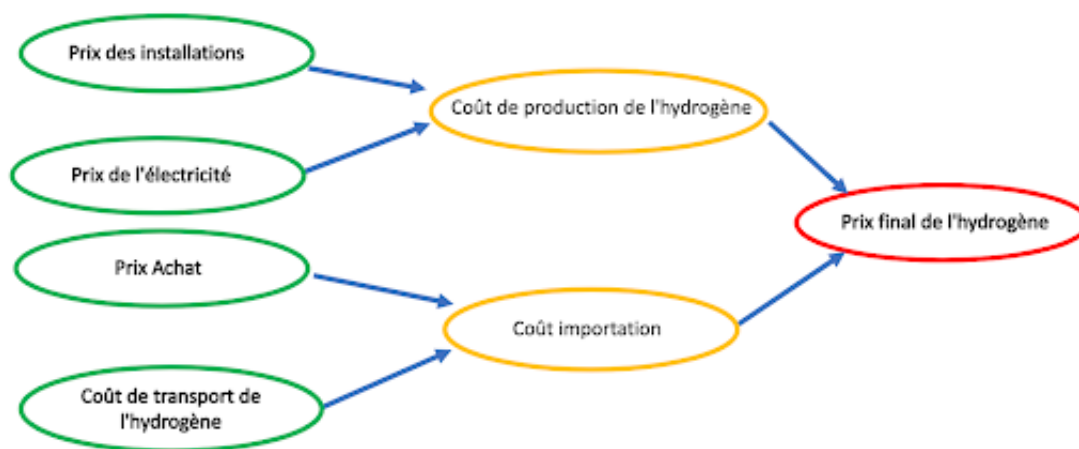
Le deuxième terme de la somme précédente représente le prix d'exploitation de la nouvelle technologie, c'est-à-dire le prix du comburant, de la maintenance, du personnel, ... L'OPEX nous est fourni par le rapport IEA et contient tous ces coûts et est exprimé en euro par unité de production (ici le kWh). En le multipliant par la production, on obtient les dépenses d'exploitations. En sommant ces coûts de production sur chaque technologie, on obtient le coût de production de l'électricité de notre nouveau mix énergétique.

Coût importation et exportation électricité	été	hiver	TOTAL
Coût importation (M€)	0,00000	0,00000	0,00000
Gain Exportation (M€)	1422	5	1427

Coût de la production électricité	Financing rate (%)	Nombre d'années de fonctionnement	Capital recovery factor	Capital Cost (€/kW)	OPEX (€/MWh)	LCDE (€/MWh)	Cost of production (M€/an)
gaz	8%	30	0,089	900	108	/	0
pétrole						/	
charbon	8%	40	0,084	1800	248	/	0
Nucléaire SMR	/	/	/	/	/	60	0
Nucléaire EPR	8%	40	0,084	4050	32	/	1433
Eolien offshore	4%	20	0,074	1278	5	/	385
Eolien Onshore	3,2%	25	0,059	1170	14	/	933
Solaire	3,2%	25	0,059	306	9	/	374
Total cost of production	3125						
Coût total de l'électricité (M€/an)	1698						

FIGURE 4 – Aperçu du calcul du prix de l'électricité par le logiciel

Le coût de l'hydrogène Il se décompose de la même manière et peut être résumé par le schéma 5 :



24

FIGURE 5 – Schéma présentant la composition du coût de l'hydrogène

Ici, le coût de production se calcule de la même manière que précédemment. Le coût d'exploitation est ici seulement le coût de l'électricité nécessaire aux électrolyseurs, comme nous allons le justifier dans le paragraphe qui porte sur nos hypothèses. Le CAPEX apparaît donc seul dans notre feuille de calcul. Le coût de l'importation est celui de l'achat de l'hydrogène selon les régions d'achats (définies par le scénario) et celui du transport, que l'on calcule pour chaque moyen de transport, région d'origine et saison.

Pour calculer le coût total du scénario, il suffit de sommer ces deux coûts et de rajouter les coûts du stockage et de la construction de stations de distribution.

Coût Importation H2	France		Europe		International	
	été	hiver	été	hiver	été	hiver
Prix achat H2 (€/an)	118357596	96645805	0	0	0	0
TOTAL par région et par saison (M€/semestre)	118	97	0	0	0	0
TOTAL par région (M€/an)	215		0		0	
TOTAL Prix achat H2 importé (M€/an)	215					
Coût du transport de l'H2 importé avec différentes technologie	Prix (M€/an)		Prix (M€/an)		Prix (M€/an)	
	été	hiver	été	hiver	été	hiver
Pipeline 60bars	4,21	3	0	0	/	/
Pipeline ammoniac	4,77	3	0	0	/	/
Camion LOHC	18,31	11	0	0	/	/
Camion H2 gaz	31,89	19	0	0	/	/
Camion H2 liq	2,41	1	0	0	/	/
Maritime LOHC	/	/	/	/	0	0
Maritime H2 ammoniac	/	/	/	/	0	0
Maritime H2 liq	/	/	/	/	0	0
TOTAL par région et par saison (M€/semestre)	61,60	38	0	0	0	0
TOTAL par région (M€/an)	99,23		0		0	
TOTAL Prix Transport de l'H2 importé (M€/an)	99,23					

Production H2 sans le coût de l'électricité	Nombre d'électrolyseur	CAPEX (€/kWe)	Financial rate	nombre d'années de fonctionnement	Prix total (M€/an)
PEM	2 378	550	4%	35,6	69
alcalin	849	450	4%	35,6	20
Haute température	716	750	4%	24,2	35

Coût total H2 (M€/an) sans le coût de l'électricité	439
--	------------

FIGURE 6 – Aperçu du calcul du prix de l'hydrogène par le logiciel

1.6 Hypothèses et limites

1.6.1 Hypothèses et incertitudes

Afin de pouvoir effectuer nos calculs de prévision, différentes hypothèses chiffrées, en particulier sur des données techniques et économiques, ont été nécessaires. Nous regroupons en fait une multitude de "sous-modèles" dans notre logiciel. Il est vrai que la validité des données, que ce soient les données pré-remplies ou les données de sortie, sont discutables au vu de la quantité d'hypothèses faites, mais notre logiciel a passé une "épreuve de vérité", qui est son test sur les données de la région PACA², et cette épreuve s'est avéré concluante. Notre logiciel s'inscrit ainsi dans une démarche d'ingénieur, qui vise à mettre en valeur un côté pratique et concret qui viserait à modéliser de manière précise et nette des situations énergétiques et économiques.

Ainsi, RHyEG est constitué de deux feuilles : la première comprend les entrées des scénarios ainsi que les résultats, tandis que la seconde présente les données techniques indépendantes des régions. Ces données techniques sont estimées à l'horizon 2050 et entraînent donc des incertitudes. Elles portent sur des domaines différents, tels que les rendements des différentes technologies (rendement des piles à combustibles, rendement et puissance moyenne des électrolyseurs, rendement des moteurs électriques), les prix des diverses infrastructures (CAPEX et OPEX), la consommation (débit journalier moyen des stations service hydrogène), le prix des modes de transport (prix moyen des systèmes de transport), etc. Pour obtenir ces données, nous nous appuyons principalement sur différents rapports d'organismes spécialisés dans le domaine énergétique, comme celui de l'IEA concernant le futur de l'hydrogène. Cependant, ces chiffres ne sont bien évidemment

2. voir fin du paragraphe 2.6.2

pas certains et fixes dans le temps, étant donné que plus de 25 ans nous séparent de la date butoir qu'est 2050. L'intérêt de la seconde page est le fait qu'il soit ainsi envisageable de réemployer ce logiciel dans plusieurs années, en ayant actualisé les données qui s'y trouvent selon les dernières estimations. Il suffira simplement de modifier les cases correspondantes dans la feuille de calcul les regroupant. De notre point de vue, cette flexibilité certaine que nous avons associée à RHyEG compense en quelque sorte les incertitudes existantes portant sur nos chiffres, ceux-ci pouvant être remplacés par des chiffres plus précis que posséderait l'utilisateur.

De plus, nous avons la plupart du temps considéré les lois d'évolutions des valeurs comme étant linéaires pour les prix et les besoins par exemple. Si certaines sous-hypothèses d'ordre physique sont raisonnables (si un panneau solaire donne 100 W de puissance, alors dix en donneront 1000 W), d'autres sont beaucoup plus discutables, notamment sur le plan économique, étant donné l'existence d'économies d'échelle. En effet, le déploiement important d'infrastructures nouvelles, comme un système hydrogène au niveau régional, bénéficie grandement de ces économies d'échelle. À l'inverse, un faible usage et un sous-développement entraîne nécessairement des coûts plus élevés. De la même manière, nous devons avec grande humilité reconnaître que certaines données économiques sont au-delà de nos capacités : il nous a paru difficile de trouver certaines données telles que le taux de conversion euro/dollar en 2050. La recherche de ces données aura au moins permis à certains d'entre nous d'approfondir nos connaissances d'un point de vue économique.

Nous n'avons également pas modélisé en détail chacune des différentes industries, en les regroupant souvent en grandes catégories, pour avoir uniquement un point de vue global. Il serait ainsi théoriquement possible de détailler chacune des catégories pour éventuellement améliorer la précision globale. En fait, cette limite existe dans toutes les parties du logiciel : celles-ci pourraient toutes être modélisées plus en profondeur afin d'obtenir un modèle plus réaliste.

Enfin, appuyé par la plupart des rapports sur le sujet, nous avons émis l'hypothèse que le coût opérationnel des électrolyseurs ne dépend que du prix de l'électricité. Cette hypothèse est vérifiée à la condition que le facteur de charge des électrolyseurs soit suffisamment élevé, mais cette condition est presque toujours elle-même vérifiée. Ainsi, les coûts courants d'exploitation des électrolyseurs, c'est-à-dire le coût de l'énergie, de l'eau et de maintenance, peuvent être approximés par seulement le coût de l'électricité, qui représentera 95% des coûts opérationnels en 2050.

1.6.2 Domaine de validité du modèle

Cependant, les facteurs d'échelle sont tout de même partiellement pris en compte, mais ce de manière indirecte. En effet, les données utilisées proviennent de rapports généraux qui considèrent souvent un déploiement de l'hydrogène à grande échelle. Par exemple, le prix de l'hydrogène ainsi que de son transport sont des estimations pour des usages globaux ; la plupart des scénarios considérés portant sur de tels emplois, le facteur d'échelle est ainsi bien considéré. La conception du logiciel est également assez générale afin qu'il puisse être employé dans de nombreux contextes et régions, voire même à une échelle nationale. La capacité à entrer manuellement les données de la zone géographique qui présente de l'intérêt à l'utilisateur confère à notre logiciel un trait universel. En outre, les valeurs futures des prix évoqués ci-dessus souffrent sans conteste de l'inévitable incertitude de tout travail prospectif. Cependant, le logiciel est construit de manière à ce que l'utilisateur puisse modifier facilement ces chiffres, s'il considère ceux présents par défaut erronés.

Ainsi, par ce raisonnement, nous estimons qu’il est légitime de conférer à notre logiciel un large domaine de validité. En effet, les formules mathématiques utilisées sont intemporelles et indépendantes du territoire étudiés tandis que les chiffres utilisés sont dépendants de l’époque et de la zone étudiée mais sont facilement modifiables par l’utilisateur, ce qui rend l’outil dans sa globalité (formules mathématiques + données concrètes) intemporel et universel. Par la suite, nous prendrons en compte toutes les limites du modèle ainsi que les incertitudes dans les analyses des résultats.

En conséquence, puisque nous pouvons tester notre logiciel sur une quelconque région et époque, nous avons entré les données actuelles de la région PACA pour effectuer une vérification. Nous avons alors analysé les résultats en termes d’émission de CO₂ (analyser les coûts totaux n’avait pas de sens ici puisque ceux-ci sont calculés autour de l’hydrogène peu présent aujourd’hui). Nous obtenons une émission annuelle de 28 millions de tonnes de CO₂, ce qui est cohérent avec le vrai chiffre qui est de 34 millions de tonnes. Le fait que le chiffre trouvé est moins élevé semble normal puisque notre modèle ne s’intéresse pas à l’entièreté du système énergétique et sous-estime donc les émissions.

1.6.3 L’échelle temporelle et ses limites

Dans notre étude, nous nous sommes concentrés sur un pas de temps saisonnier été-hiver. Cette hypothèse nous a permis de nous focaliser sur les infrastructures de stockage grande échelle comme les cavités salines qui ont une unique campagne de stockage et de soutirage par an. On néglige ainsi le stockage des EnR heure par heure, ce qui nous fait largement sous-estimer les coûts qui seraient liés à l’achat de batterie par exemple. Les émissions de CO₂ seraient aussi bien supérieures si nous devions extraire des terres rares pour des batteries permettant de stocker le surplus quotidien de photovoltaïque ou d’éolien.

1.7 Territoires ciblés

Afin de mieux cerner les enjeux propres à chacun des territoires de la région PACA, nous avons réalisé quatre études de cas. En effet, du fait de la diversité qui y règne, il apparaissait comme inapproprié de ne pas faire de distinctions entre les zones géographiques variées qui composent la région. Ainsi, nous avons dans un premier temps pour se faire une idée précise du sujet étudié en détail quatre territoires et nous nous sommes interrogés sur les besoins en hydrogène propres à chacun de ces territoires. Notre choix s’est porté sur l’agglomération Durance-Luberon-Verdon, le bassin industriel de Fos-sur-Mer, le département des Hautes-Alpes, ainsi que la métropole de Nice. Par la suite, nous détaillons les enjeux particuliers liés à chacune de ces quatre zones.

1.7.1 Durance-Luberon-Verdon Agglomération

La communauté d’agglomération DLVA, située dans les départements des Alpes-de-Haute-Provence et du Var, est un territoire semi-urbain à forte composante agricole regroupant 25 communes. Sa population s’élève à 62 000 habitants, dont un tiers vivent à Manosque, le siège de l’agglomération. D’un point de vue énergétique, le potentiel hydroélectrique de la région est déjà exploité dans son entièreté. La production d’énergie renouvelable, notamment photovoltaïque, est quant à elle en plein développement, conformément aux objectifs régionaux fixés par le SRADDET de la région PACA. L’agglomération s’inscrit également au cœur du plan régional de développement de la filière H₂ en prenant part au projet HyGreen Provence en

partenariat avec Engie et Air Liquide. Ce projet vise à développer la production et le stockage d'hydrogène vert à l'échelle industrielle en s'appuyant sur les ressources solaires de la région. D'ici 2028, les objectifs prévoient une production de 30 000 tonnes d'hydrogène renouvelable par an qui bénéficiera aux secteurs de la mobilité et de l'industrie à l'échelle régionale. Ces grandes quantités d'hydrogène seront stockées dans des cavités salines du site de Géométhane à Manosque. Un réseau de transport de l'hydrogène se doit donc d'être développé pour connecter DLVA au reste de la région PACA.

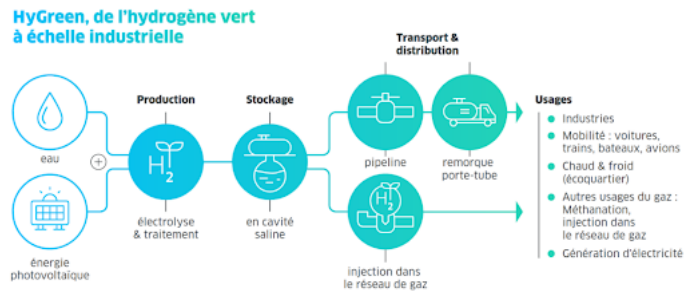


FIGURE 7 – Schéma de développement du projet HyGreen Provence



FIGURE 8 – Vue aérienne de Manosque, place centrale de l'agglomération

1.7.2 Le bassin industriel de Fos-sur-Mer

Fos-sur-Mer est une ville située à 50 kilomètres de Marseille peuplée de 15 600 habitants. La ville est implantée au cœur d'une zone économique importante, tant sur le plan national que sur le plan international. En effet, la présence de la zone industrialo-portuaire de Marseille et la desserte du territoire par les autoroutes menant vers l'Espagne et l'Italie favorisent l'implantation d'entreprises de tous types. Le bassin industriel a ainsi pu attirer de nombreuses industries, comme notamment ArcelorMittal, producteur d'acier et responsable de 30% des émissions de CO₂ de la région, KemOne, producteur de chlore, EveRé, incinérateur de déchets responsable de l'agglomération de Marseille. Ce territoire est donc caractérisé par un nombre d'industries très élevé à l'origine de fortes émissions de CO₂ et d'autres GES. Le potentiel d'utilisation de l'hydrogène sur cette zone est important car il est encore largement possible de développer les EnR, car les procédés industriels sont encore perfectibles et car l'usage d'un hydrogène décarboné dans la région aurait un impact immense sur la qualité de l'air de Fos-sur-Mer.



FIGURE 9 – Aperçu du bassin industriel de Fos-sur-Mer

1.7.3 Le département des Hautes-Alpes

Ce territoire est principalement caractérisé par son aspect montagneux et rural. Il s’agit du troisième département le moins peuplé de France [1], avec une population de 140 000 personnes en 2018, et l’un des moins denses de France, avec 25 habitants au km². La zone montagneuse est ainsi le déterminant principal du département, conditionnant l’activité économique, les transports et l’exploitation générale du territoire. En effet, sur le plan économique, l’activité principale est le tourisme. On retrouve ainsi de nombreuses stations de ski, Serre-Chevalier en étant un représentant principal, et toutes les infrastructures associées. Le lac de Serre-Ponçon génère également une assez grande activité touristique estivale.



FIGURE 10 – La station de ski de Serre-Chevalier, dans les Hautes-Alpes

Pour ce qui est de la production électrique, le département comprend 9 barrages, le seul véritablement important étant celui de Serre-Ponçon, produisant près de 700 GWh d’électricité par an, et pouvant mobiliser une puissance maximale de 300 MW (le tiers d’une centrale nucléaire) de manière pilotable. La région comprend également beaucoup de centrales dites “petite hydraulique” sur les nombreux cours d’eau montagneux, mais leur production est relativement faible. Toutes ces installations permettent cependant une production locale d’énergie. Il y a également une production photovoltaïque diffuse, et une production éolienne très peu développée, les terrains montagneux n’étant pas très adaptés à cette énergie. Au total, RTE donne une production électrique de 1,7 TWh en 2020.

L’hydrogène n’est pour l’instant pas du tout développé dans le département, aucune infrastructure

reliée à la filière n'y est installée. Le seul projet actuel est l'installation d'une station de recharge hydrogène à Gap d'ici 2026. Les potentiels d'utilisation de la technologie sont relativement faibles : nous nous sommes particulièrement intéressés aux possibilités pour rendre des refuges de montagne autonomes énergétiquement par usage d'hydrogène en moyen de stockage énergétique intersaisonnier, ainsi qu'au potentiel de déploiement dans les stations de ski, par exemple pour faire des dameuses à hydrogène, étant un des postes de consommation les plus importants d'une station. Cependant, ces applications restent limitées, et après calculs de notre part, semblent à l'état actuel des choses peu intéressantes comparées à des technologies électriques déjà existantes.

1.7.4 La métropole de Nice

La métropole Nice-Côte-d'Azur est une métropole constituée de 49 communes réparties dans le département des Alpes-Maritimes. Elle abrite environ 550 000 habitants, répartis sur une zone de 1 400 km². Son activité économique principale est le tourisme : en effet, la ville de Nice figure au cinquième rang des villes les plus visitées de France [2], grâce notamment à la Promenade des Anglais, célèbre dans le monde entier.



FIGURE 11 – Vue aérienne de la promenade des Anglais de Nice

De ce fait, l'activité touristique est très importante dans la zone : on y retrouve plus de 240 hôtels, l'aéroport international de Nice-Côte-d'Azur (aéroport français le plus fréquenté hors aéroports parisiens [3]), mais également le Parc National du Mercantour. Face à cette place primordiale qu'occupe le secteur tertiaire dans la métropole, auquel on peut ajouter la densité de population importante de la ville de Nice, de nombreux enjeux énergétiques apparaissent : chauffage et transport en sont les principaux représentants. Sur ce dernier point, il faut par ailleurs noter que la métropole de Nice se situe dans un carrefour entre le Sud-Ouest de l'Europe (Marseille, Espagne) et l'Italie, ce qui rend la présence d'installations de transport terrestre primordiale.



FIGURE 12 – Carte de la métropole de Nice-Côte-d’Azur

2 Scénarios envisagés et résultats associés

2.1 Les trajectoires envisagées concernant le mix électrique, le réseau de transport d’hydrogène et la demande en hydrogène

L’objectif de l’outil mis en place dans la partie précédente est de quantifier les productions, importations d’hydrogène et prix à l’horizon 2050. Pour pouvoir présenter des résultats concrets à la région PACA, nous avons mis en place des scénarios sur lesquels s’appuyer. Ceux-ci concernent trois domaines : le mix énergétique, la demande en hydrogène (plus ou moins élevée) et les importations. Pour chacun d’entre eux, deux ou trois possibilités ont été envisagées à l’horizon 2050, chacune de ces possibilités s’appuyant sur différents documents publiés par le RTE. En ce qui concerne les besoins énergétiques en 2050, nous avons utilisé le scénario proposé par l’ADEME [\[4\]](#).

2.1.1 Les besoins énergétiques à l’horizon 2050

Nous avons tout d’abord eu besoin de quantifier les besoins énergétiques de la région PACA dans différents domaines (résidentiel, tertiaire, transports) ainsi que la production industrielle en 2050. Tout d’abord, afin de calculer les besoins énergétiques du secteur des transports nous avons discerné cinq types de transports présents dans la région PACA : le transport routier particulier, le transport routier de marchandise, le transport ferroviaire, les transports en commun et le transport maritime. La démarche a été la même pour les transports routiers particuliers et de marchandise. Nous nous sommes appuyés sur des données de consommation énergétique en PACA en 2018, en France en 2018 et des prévisions du RTE en 2050. Nous avons ensuite considéré que le poids de la consommation de la région PACA par rapport à la France resterait le même en 2050. Cela nous a permis de calculer la consommation énergétique des transports routiers de la région PACA en 2050. A partir de cette consommation énergétique finale, nous avons calculé le nombre de

véhicules grâce à la consommation moyenne de chaque type de véhicule. Concernant les trois autres types de transports, nous avons procédé différemment. Nous nous sommes plutôt appuyés sur des objectifs locaux de développement. Par exemple, pour le transport ferroviaire, nous avons estimé à 300 le nombre de trains en 2050.

Pour calculer les besoins énergétiques dans les secteurs résidentiels et tertiaires, nous nous sommes basés sur des données fournies par AtmoSud via CIGALE en 2018 : 2,4 Mtep pour le résidentiel et 1,6 Mtep pour le tertiaire. Nous nous sommes ensuite servis des scénarios à l’horizon 2050 de l’ADEME, qui prévoit, à l’échelle de la France, une baisse de 34% de la consommation finale d’énergie dans le résidentiel, et une baisse de 33% dans le secteur tertiaire [5]. Dans le même temps, le SRADDET fixe pour objectif une baisse de 30% de la consommation finale d’énergie dans ces secteurs à l’horizon 2050, ce qui est bien cohérent avec le scénario de l’ADEME. Ces projections supposent de grands travaux de rénovation énergétique du parc de bâtiments existant et la construction de nouveaux bâtiments à haute efficacité énergétique. Le développement des pompes à chaleur pour le chauffage et l’eau chaude sanitaire est par conséquent un facteur déterminant pour l’atteinte de ces objectifs. Ainsi, on détermine la consommation finale d’énergie du résidentiel et du tertiaire. Il faut ensuite déterminer la répartition de cette consommation entre le chauffage, l’eau chaude sanitaire (ECS) et les autres usages (exclusivement électriques). Ce découpage est important à deux égards. Premièrement, les mix énergétiques de ces sous-secteurs sont différents et sont des paramètres significatifs des différents scénarios. Deuxièmement, il permet de prendre en compte la saisonnalité été-hiver, en utilisant les hypothèses suivantes : on ne chauffe que pendant l’hiver, le rapport de l’énergie utilisée pour l’eau chaude sanitaire entre l’été et l’hiver étant de 1/20 [6]. Les autres usages sont uniformément répartis sur toute l’année. On obtient alors les valeurs suivantes en 2050 :

	Énergie finale résidentiel	Énergie finale tertiaire
Chauffage	0,84 Mtep	0,30 Mtep
ECS	0,17 Mtep	0,13 Mtep
Autres usages	0,57 Mtep	0,64 Mtep

TABLE 1 – Besoins énergétiques dans le résidentiel et le tertiaire en 2050

2.1.2 La production électrique à l’horizon 2050

La première inconnue porte sur la répartition de la production électrique par mode de production à l’échelle nationale. Dans son rapport [7], le RTE envisage six scénarios de production électrique. On remarque que chacun de ces 6 scénarios se basent sur l’hypothèse que l’électricité n’est plus produite par les énergies fossiles en 2050, du fait de l’engagement des pays de l’Union Européenne, qui visent à atteindre la neutralité carbone à cette date [8]. Nous avons volontairement choisi de maintenir ces hypothèses et de supposer que la production d’énergie électrique sera totalement décarbonée en 2050. Nous avons par la suite simplifié les six scénarios du RTE en trois scénarios : 100% EnR, 74% EnR - 26% nucléaire et 50% EnR - 50% nucléaire. Il faut souligner le fait que la plus grosse part attribuée à l’énergie nucléaire dans nos trois scénarios est de 50%, alors que cette part était de 70,6% en 2019 (voir figure [13]). Cette prise de position de RTE, que nous avons choisi de maintenir, repose sur le fait que l’énergie nucléaire est considérée depuis longtemps par l’opinion publique comme une énergie dangereuse (à la fois à cause des risques d’accidents majeurs comme

à Tchernobyl en 1986 et Fukushima en 2011 et de la production de déchets radioactifs) et que la grande majorité des centrales nucléaires du territoire français arrivent en fin de vie.

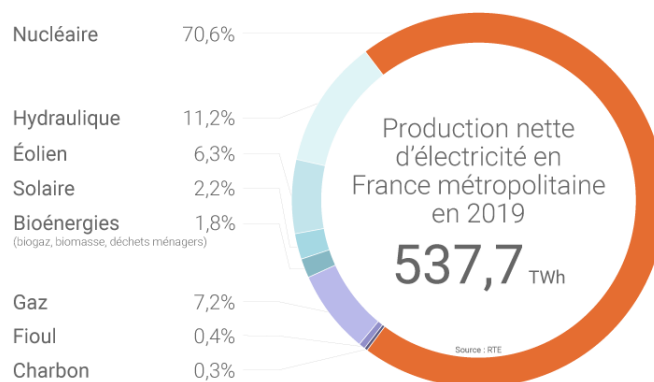


FIGURE 13 – Mix électrique français en 2019

Le scénario 100% renouvelable Le premier scénario (E1) consiste donc en un mix électrique composé à 100% d'énergies renouvelables (solaire, éolienne onshore et offshore, hydraulique, biomasse, autres). Sa production électrique est répartie comme suit :

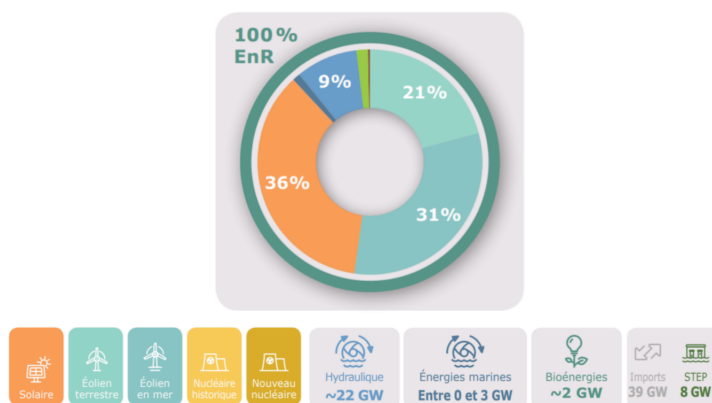


FIGURE 14 – Scénario E1

Ce scénario nécessite un investissement massif dans les énergies renouvelables, tant dans les panneaux photovoltaïques que dans les infrastructures éoliennes. Il se base sur l'hypothèse que les centrales nucléaires actuellement en activité sur le territoire cessent leur activité au fur et à mesure qu'elles arrivent en fin de vie. Il s'agirait donc de non-remplacement de centrales nucléaires obsolètes et non de démantèlement de centrales nucléaires encore totalement fonctionnelles. Ce scénario est le moins privilégié à l'heure actuelle en France à la suite de l'annonce début novembre 2021 du président Emmanuel Macron de son intention de construire de nouveaux réacteurs nucléaires. [9](#)

Le scénario 74% renouvelable - 26% nucléaire Le second scénario (E2) consiste en une part de nucléaire de 26%. Il est représenté par le mix électrique suivant :

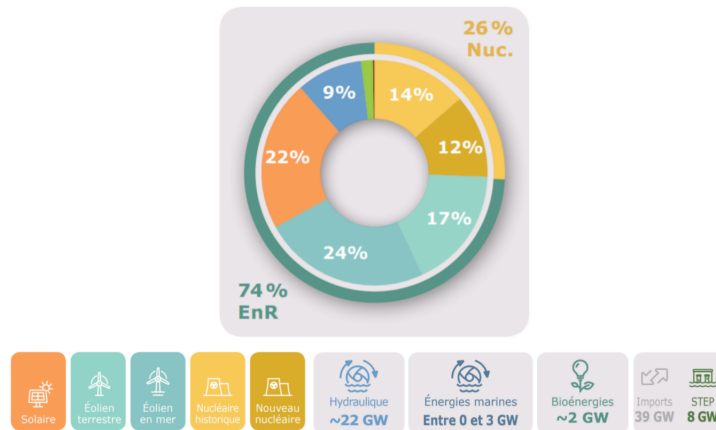


FIGURE 15 – Scénario E2

Ce scénario fait, contrairement au précédent, intervenir la construction de nouvelles centrales nucléaires (de l'ordre d'une dizaine de réacteurs) parallèlement au développement des énergies renouvelables.

Le scénario 50% renouvelable - 50% nucléaire Le troisième et dernier scénario (E3) concernant la production électrique est le moins ambitieux en ce qui concerne les énergies renouvelables. Il se traduit par la répartition suivante :

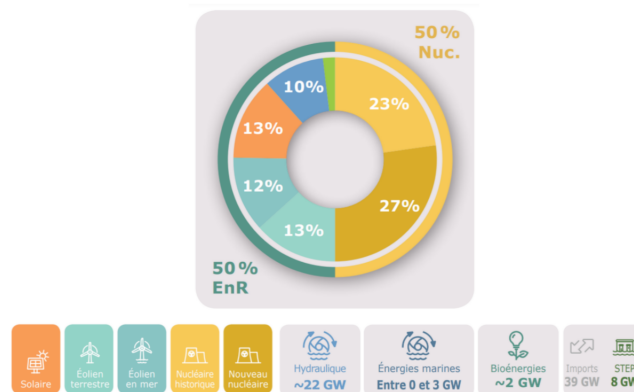


FIGURE 16 – Scénario E3

Il nécessite la construction de nouvelles centrales nucléaires (de l'ordre de la vingtaine de réacteurs). Bien qu'il soit le scénario composé de la plus faible part d'énergies renouvelables, il repose tout de même sur un développement non négligeable de celles-ci, étant donné que les énergies renouvelables représentaient en 2019 21,5% de la production électrique française (voir figure 13).

2.1.3 La structure du réseau de transport de l'hydrogène

Dans son rapport sur l'hydrogène [10], le RTE envisage trois structures différentes pour le fonctionnement du réseau de transport de l'hydrogène en France. Pour des raisons de cohérence et de simplification, nous avons choisi de n'en garder que deux, afin de pouvoir approfondir plus amplement chacun d'eux : le premier s'intéresse au développement de l'hydrogène à l'échelle locale, tandis que le second part d'une hypothèse de développement au niveau international de l'hydrogène (importations, réseau de transport développé entre les territoires, etc).

Le scénario de développement à l'échelle locale Ce scénario (T1) consiste en une production d'hydrogène à l'échelle locale : chaque territoire gère sa propre consommation via la construction d'électrolyseurs et l'importation est très faible. Dans un contexte de réindustrialisation et de délocalisation en France, ce scénario paraît envisageable et réaliste. Dans ce scénario, le prix de l'hydrogène est élevé car il est produit en petites quantités et au niveau local.

Le scénario de développement à l'échelle internationale Ce scénario (T2) consiste en une production d'hydrogène à l'échelle globale : les territoires sont interconnectés entre eux et le réseau de transport de l'hydrogène est développé. Les territoires importent de l'hydrogène depuis d'autres territoires français ou depuis des pays européens. Pour ce faire, le réseau de gaz naturel actuellement en service doit être transformé et adapté pour pouvoir accueillir des canalisations transportant de l'hydrogène. En contrepartie, le prix de l'hydrogène est moins cher car il est produit en quantités massives.

2.1.4 Les scénarios relatifs à la demande en hydrogène

Le scénario de référence Ce scénario (H) constitue le scénario de base mis en place par le RTE. Il repose sur l'hypothèse de poursuite des croissances économique et démographique au rythme sur lesquelles elles sont actuellement lancées. Il est défini par certaines conditions énoncées dans le rapport du RTE : "La trajectoire de référence suppose un bon degré d'efficacité des politiques publiques et des plans (relance, hydrogène, industrie). L'industrie manufacturière croît et sa part dans le PIB cesse de se contracter.". Cette trajectoire de référence est associée à une demande électrique de référence sur l'ensemble de la France qui s'élève à 645 TWh/an. Les données utilisées pour ce scénario ont majoritairement été tirées du rapport de l'IEA [11], qui s'intéresse à l'utilisation de différents types d'énergie et de l'hydrogène en 2050.

Le scénario Hydrogène + Ce second scénario en termes de demande en hydrogène (H+) repose sur une demande forte en hydrogène. Il est défini par ces termes dans le rapport du RTE : "Le développement de la production d'hydrogène décarboné connaît une forte accélération conduisant à une demande finale d'hydrogène nettement plus élevée que dans la trajectoire de référence. L'hydrogène se substitue à l'électrification directe dans certains secteurs difficiles à électrifier (sidérurgie...) ainsi qu'à l'utilisation de biomasse (transport lourd, chaleur industrielle)". Ce scénario va de pair avec une augmentation conséquente des besoins électriques (notamment pour la production d'hydrogène via les électrolyseurs) : ainsi, la demande électrique en France sous ces hypothèses serait de 754 TWh/an.

2.2 Scénario global de référence et résultats associés

2.2.1 Définition du scénario

Afin de pouvoir comparer les différents scénarios et en fournir un sur lequel la région PACA puisse s'appuyer, nous avons défini un scénario de référence sur les trois domaines étudiés précédemment. Pour le définir, nous nous sommes référés aux scénarios qui, au rapport RTE et à nous, paraissent les plus probables. Il s'agit donc d'un scénario subjectif.

Au sujet de la production d'électricité, le scénario envisagé actuellement est le scénario E2 (74% EnR - 26% nucléaire). En effet, un scénario 100% EnR serait un pari technologique et industriel considérable, et ne paraît pas ni probable, ni à l'ordre du jour pour le moment. A contrario, un scénario avec 50% de nucléaire demanderait un effort important sur le maintien des centrales nucléaires actuelles et la construction de plusieurs nouvelles centrales, qui n'est pas totalement à l'ordre du jour. En ce qui concerne la structure du réseau de transport de l'hydrogène, nous avons émis l'hypothèse que la France souhaite être indépendante énergétiquement en 2050, et produire localement l'hydrogène comme l'électricité. La région PACA importe donc peu, et uniquement de l'hydrogène français. Ainsi, le scénario retenu est le scénario T1 (développement de l'hydrogène à l'échelle locale). Enfin, quant à la demande de l'hydrogène, le scénario retenu est le scénario H (hydrogène de référence), le plus réaliste aujourd'hui.

2.2.2 Résultats associés

Consommation Les résultats sur la consommation électrique et la consommation d'hydrogène produits par le logiciel RHyEG sont résumés dans le tableau 2.

Secteur d'activité	Consommation électrique (GWh/an)	Consommation d'hydrogène (t/an)
Industriel	15 144	93 805
Résidentiel	13 443	11 682
Tertiaire	11 387	
Transports	3 539	61 988
TOTAL	43 483	167 475

TABLE 2 – Consommations associées au scénario global de référence

On obtient une augmentation de 15 TWh de la consommation électrique annuelle pour la région PACA par rapport à aujourd'hui, ce qui s'explique par l'électrification de nombreux domaines. Cela reste cependant relativement faible, notamment parce qu'une grande quantité de gaz naturel reste employée (plus de 230 000 t/an) pour le résidentiel et le tertiaire, mais cela est aussi probablement dû à diverses sous-estimations mentionnées plus tôt, notamment lors des différentes hypothèses faites dans le logiciel.

Production Les résultats sur la production d'électricité et d'hydrogène produits par le logiciel RHyEG sont résumés dans le tableau 3.

Saison	Été	Hiver
Production électrique (GWh/semestre)	31 816	26 234
Production d'hydrogène (t/semestre)	78 587	69 623

TABLE 3 – Productions nécessaires pour le scénario global de référence

On observe que le scénario global de référence nécessiterait un fonctionnement accru des installations de production (que ce soit électrique ou d'hydrogène) en été. Cela favorise la production d'hydrogène dit "vert", car celui-ci dépend notamment dans la région de l'activité des panneaux solaires, qui est plus forte en été qu'en hiver.

Importation Les résultats sur l'importation d'électricité et d'hydrogène nécessaires produits par le logiciel RHyEG sont résumés dans le tableau 4.

Saison	Été	Hiver
Importation électrique (GWh/semestre)	-12 117 (exportation)	3 138
Importation d'hydrogène (t/semestre)	13 056	6 210

TABLE 4 – Importations nécessaires pour le scénario global de référence

Le fort potentiel solaire de la région permettrait donc des exportations d'électricité en été, alors qu'aujourd'hui la région PACA dépend massivement des importations en termes d'électricité. Les infrastructures de stockage (essentiellement les cavités salines de Manosque) permettraient de limiter les importations en hiver malgré le fait que la consommation est plus importante qu'en été et que la production est moindre. L'intérêt serait notamment de limiter les coûts : l'hydrogène bas-carbone, provenant d'électricité produite entre autres par des panneaux solaires, sera plus cher en hiver.

Infrastructures nécessaires D'après les résultats produits par notre logiciel sur le scénario global de référence, les infrastructures de production électrique nécessaires pour la région PACA sont présentées dans le tableau 5³. Il est à noter que nous avons arrondi le nombre d'unités nécessaires par excès pour chacune des infrastructures.

Infrastructure	Unités (ou surface)	Prix (€/an)
SMR	0	0
EPR	2	1,2 Md
éolien offshore	507	329 M
éolien onshore	2 954	798 M
panneaux solaires	56 982 867 (m ²)	320 M
TOTAL	-	2,65 Md

TABLE 5 – Infrastructures nécessaires à la production électrique pour le scénario global de référence

3. Attention, ces infrastructures ne doivent pas nécessairement être installées dans la région PACA car nous avons fait l'hypothèse que l'électricité était mutualisée sur l'ensemble du territoire français. Cela est notamment permis par le réseau de transport important que dirige RTE.

On remarque que l'investissement est bien plus grand pour l'éolien que pour le solaire dans ce scénario. En effet, les parts de solaire et d'éolien ont été tirées du scénario RTE qui est à l'échelle nationale. Par conséquent, celles-ci sont une moyenne et ne s'adaptent pas à la spécificité de chacun des territoires. Pour ce qui est de la région PACA, il n'est pas possible de mettre en place autant d'éolien et il serait plus adapté de mettre en place plus de centrales solaires.

Prix totaux Les prix totaux calculés par le logiciel pour la région PACA sont les suivants :

- 1,775 Md€/an destinés à la production électrique (construction des infrastructures + importation)
- 213 M€/an destinés à la production électrique

Nous invitons le lecteur à la prudence sur ces chiffres : il faut garder en tête que ces prix ne sont globalement pas à la charge de la région. Les particuliers achètent en effet leur énergie, de même que les industriels, et les infrastructures ne sont pas entièrement à la charge de la région. La région PACA possède aujourd'hui un PIB annuel supérieur à 150 Md d'euros : les montants obtenus via le logiciel ne paraissent donc pas absurdes. Cependant, le coût des EnR est sous-estimé, car nous n'avons pas tenu compte des infrastructures de stockage (batterie essentiellement) nécessaires à la flexibilité de ces systèmes. Il ne faut pas non plus négliger l'acceptabilité du déploiement de ces infrastructures : 51 kilomètres carrés de panneau solaire et 2 954 éoliennes onshore créent un fort impact paysager, dont l'opinion publique peut se saisir afin de s'opposer à ce scénario.

Empreinte carbone En ce qui concerne les émissions de CO₂ liées au scénario global de référence, les résultats sont compilés dans le tableau [6](#)

Secteur	Émissions de CO ₂ (tCO _{2eq} /an)
Importations	128 001
Électrolyseurs	773 905
TOTAL système énergétique	12 914 407

TABLE 6 – Émissions de CO₂ liées au scénario global de référence

L'empreinte carbone totale du système énergétique prend en compte aussi bien les émissions liées aux importations et aux électrolyseurs que celles liées à la production locale d'énergie, à l'industrie, aux transports, au résidentiel et au tertiaire. Tout d'abord, on observe que les émissions de CO₂ sont essentiellement dues au secteur de l'industrie, qui émet 8,5 millions de tonnes équivalent CO₂ par an, car ArcelorMittal fait dans ce scénario toujours tourner ces hauts-fourneaux avec 75% de CO₂. A titre de comparaison, ArcelorMittal produit aujourd'hui à elle toute seule 8 millions de tonnes de CO₂ par an. De plus, on observe que, en s'appuyant sur les chiffres actuels des émissions carbone des différentes technologies, ce scénario implique presque 13 millions de tonnes équivalent CO₂ par an, pour environ cinq millions d'habitants prévus en 2050 dans la région. Au vu de l'objectif de deux tonnes équivalent CO₂ par an et en ayant en tête que les émissions carbone sont surestimées, ce scénario semble être envisageable pour répondre aux enjeux environnementaux actuels (si et seulement si les autres domaines comme l'alimentaire deviennent neutre en carbone). Il faut néanmoins garder en tête que le pas de temps pris en compte dans notre logiciel (saisonnier) ne prend pas en

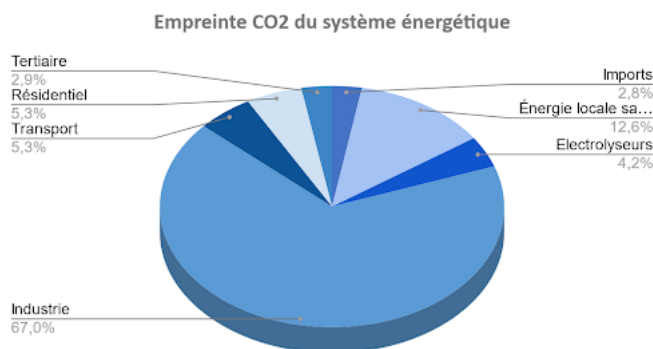


FIGURE 17 – Répartition des émissions de CO₂ dans le scénario global de référence

compte les infrastructures pour le stockage journalier, qui peuvent engendrer des émissions supplémentaires, mais non étudiées ici.

2.3 Analyse de sensibilité

L'objectif de cette sous-partie est d'étudier l'influence de certains paramètres sur les résultats finaux, c'est-à-dire de tester la sensibilité des résultats vis-à-vis des paramètres d'entrée. Ainsi, pour comparer l'influence des différents scénarios d'un domaine, nous avons changé le scénario considéré et gardé les scénarios des deux autres domaines comme définis dans le scénario global de référence.

2.3.1 Les impacts de la demande en hydrogène

Pour analyser l'impact de la demande en hydrogène, on remplace le scénario Hydrogène (H) de référence par le scénario Hydrogène + (H+).

Consommation La consommation d'hydrogène dans les différents secteurs s'en voit augmentée, comme on peut le voir sur le tableau 7.

Secteur	Scénario H	Scénario H+
Transport (t/an)	61 988	129 225
Industrie (t/an)	93 805	183 805

TABLE 7 – Consommation d'hydrogène par secteur et par scénario

Les deux principaux changements en termes de demande en hydrogène entre les deux scénarios concernent les secteurs du transport et de l'industrie. Dans le secteur industriel, la consommation d'hydrogène est doublée, passant de 94 000 t/an à 184 000 t/an, principalement du fait de la fabrication accrue d'acier DRI (le minerai de fer préréduit) pour la décarbonation industrielle, qui provoque ainsi une grande demande en hydrogène. Par conséquent, il y aurait plus d'électricité liée à la production d'hydrogène dans le secteur industriel. Au niveau des secteurs résidentiel et tertiaire, l'écart de consommation d'électricité entre les deux

scénarios n'est pas important, que ce soit l'hiver ou l'été, principalement car l'augmentation de la demande d'hydrogène dans le scénario H+ ne porte pas sur le secteur résidentiel.

Dans le scénario H+, l'utilisation de l'hydrogène augmente de manière significative dans les transports lourds et de manière plus légère dans les transports particuliers, mais il n'y a pas de changement évident pour les transports ferroviaires et maritimes. Par conséquent, dans le cadre de ce scénario, l'utilisation d'hydrogène (en particulier d'hydrogène décarboné) augmente, et le nombre de stations-service en hydrogène avec lui, tandis que le nombre de bornes de recharge électriques stagne voire diminue (en supposant que la consommation totale maintienne le taux de croissance actuel).

Production Les productions d'hydrogène et d'électricité sont modifiés de la manière suivante entre les deux scénarios :

	Scénario H	Scénario H+
Production électrique (GWh/an)	58 050	67 860
Production d'hydrogène (t/an)	148 210	288 682

TABLE 8 – Production d'hydrogène et d'électricité par scénario

La consommation d'hydrogène étant plus élevée dans le scénario H+ et les hypothèses sur l'importation restant inchangées, la production d'hydrogène sera plus importante dans ce scénario que dans celui de référence. De plus, même si la consommation directe d'électricité diminue si on se place dans ce scénario, une quantité supplémentaire d'électricité sera nécessaire pour produire de l'hydrogène par électrolyse. C'est en effet ce que l'on observe via l'analyse des résultats produits par le logiciel.

Importation et stockage En ce qui concerne le stockage, en raison de l'augmentation de la quantité d'hydrogène stockée due à la croissance de la production, le nombre d'infrastructures telles que les cavités salines augmente. Ainsi, dans le cadre de ce scénario, la capacité du stockage d'hydrogène en région PACA est de 22 764 tonnes, soit presque deux fois plus que dans le scénario de référence.

Du côté de l'importation, les résultats calculés par le logiciel sont présentés dans le tableau 9

Importation	Scénario de référence	Scénario Hydrogène+
Électricité été (GWh/an)	- 12 117 (exportation)	- 14 219 (exportation)
Électricité hiver (GWh/an)	3 138	- 54 (exportation)
Hydrogène été (t/an)	13 056	24 917
Hydrogène hiver (t/an)	6 210	15 220

TABLE 9 – Importation d'hydrogène et d'électricité par scénario et par saison

En ce qui concerne l'électricité, la quantité exportée en été est à peu près égale dans les deux scénarios, tandis que l'utilisation et la production plus intensive d'hydrogène permet d'exporter un peu d'électricité

en hiver (au lieu d'en importer 3 000 GWh). Ainsi, dans le domaine des exports et import, le scénario H+ permet de gagner environ 500 millions d'euros de plus que le scénario de référence.

On voit également que la quantité d'hydrogène importée est deux fois plus grande dans le scénario H+ que dans le scénario de référence, car les besoins en hydrogène sont plus élevés dans le scénario H+. Cependant, la production d'hydrogène est la même que dans le scénario de référence. Le coût des importations d'hydrogène passe donc de 101 millions d'euros dans le scénario de référence à 215 millions d'euros.

Prix totaux Les prix totaux des scénarios selon notre logiciel seraient par conséquent les suivants :

- 2 029 M€/an pour le scénario H
- 2 228 M€/an pour le scénario H+

En termes de prix, on observe donc que le scénario H+ nécessite plus d'investissements financiers que le scénario de référence. Bien que ce dernier requiert un budget annuel de 300 millions d'euros pour l'importation de l'électricité (contre 0 pour le scénario H+), il exporte à hauteur de 1 200 millions d'euros, ce qui est moins que le scénario H+ (1 400 millions d'euros). C'est la raison pour laquelle ce dernier présente un coût total de l'électricité inférieur à la référence. En effet, même si le coût total de production de l'électricité est plus élevé en raison de l'utilisation intensive de l'électrolyseur, les gains liés à l'exportation font mieux que compenser cet écart sur les prix de l'électricité.

Empreinte carbone Enfin, en ce qui concerne les émissions de GES, on obtient, selon les scénarios, deux valeurs différentes :

- 12 914 407 tCO_{2eq}/an pour le scénario de référence
- 6 097 457 tCO_{2eq}/an pour le scénario H+

L'empreinte carbone liée à la production d'hydrogène du scénario dans le scénario H+ est deux fois plus élevée que celle du scénario de référence, compte tenu d'une grande production d'hydrogène. Cependant, grâce à l'utilisation intensive d'hydrogène décarboné, notamment dans le secteur industriel, l'empreinte carbone totale du système énergétique diminue de 13 000 000 tCO_{2eq}/an pour la référence à 6 400 000 tCO_{2eq}/an pour le scénario H+.

2.3.2 Les impacts de la structure du réseau d'hydrogène

Dans cette partie, nous analysons l'impact de la structure du réseau d'hydrogène (structure tournée vers la production locale ou vers l'importation) sur la production, l'importation, le stockage, les prix et l'empreinte carbone.

Production Dans le scénario où la France se tourne massivement vers l'importation, la production d'hydrogène sur le territoire est divisée par quatre et la production d'électricité est divisée par deux, comme on peut le voir sur le tableau [10](#).

Production	Scénario de référence	Scénario Import+
Électricité été (GWh/an)	31 816	17 482
Électricité hiver (GWh/an)	26 234	27 395
Hydrogène été (t/an)	78 587	19 647
Hydrogène hiver (t/an)	69 623	17 406

TABLE 10 – Production d’hydrogène et d’électricité par scénario et par saison

On remarque que la production électrique en hiver est plus grande qu’en été, ce qui n’était pas le cas pour le scénario de référence. En effet, dans le scénario de référence, cette électricité est utilisée en été pour produire de l’hydrogène, ce qui n’est pas le cas dans le scénario Import+. En revanche, la production en hiver est sensiblement la même dans les deux scénarios.

Importation et stockage Cependant, il est clair que l’échelle des importations est différente entre les deux scénarios, comme en témoigne le tableau [11](#).

Importation	Scénario de référence	Scénario Import+
Électricité été (GWh/an)	- 12 117 (exportation)	0
Électricité hiver (GWh/an)	3 138	1 164
Hydrogène été (t/an)	13 056	71 996
Hydrogène hiver (t/an)	6 210	58 427

TABLE 11 – Importation d’hydrogène et d’électricité par scénario et par saison

L’import électrique est nul en été, notamment du fait de la faible production d’hydrogène et de la faible consommation pour les secteurs résidentiel et tertiaire. L’importation d’hydrogène est évidemment plus grande, étant donné qu’elle constitue la base de ce scénario.

Prix totaux Les prix associés aux scénarios sur le réseau de l’hydrogène tels qu’ils ont été calculés par notre logiciel RHyEG sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Prix	Scénario de référence	Scénario Import+
Électricité (M€/an)	1 755	1 356
Hydrogène (M€/an)	213	1 178
TOTAL électricité + hydrogène	1 968	2 534

TABLE 12 – Prix de l’hydrogène et de l’électricité par scénario

Le scénario de référence, associé à une autonomie dans la production, est moins cher. Cela est essentiellement dû au fait que le prix de l’hydrogène importé est plus élevé que sa production à domicile, à cause du prix du transport. Cependant, cette hypothèse est discutable : il est envisageable que, dans le futur, existent des hubs de production à si bas prix que le surcoût du transport sera compensé.

2.3.3 Les impacts du mix électrique

Dans ce paragraphe, nous analysons l'impact du mix électrique sur la structure du réseau d'hydrogène (structure tournée vers la production locale ou vers l'importation) sur la production, l'importation, le stockage, les prix et l'empreinte carbone du système énergétique.

Consommation Premièrement, on peut observer que le choix de scénario vis-à-vis du mix énergétique n'a pas d'influence sur la consommation des différents secteurs, sauf sur le taux de CH₄ de synthèse dans le réseau gazier, comme on peut le voir sur le tableau ci-dessous.

	Scénario 50% nucléaire	Scénario 26% nucléaire	Scénario 100% EnR
Taux de CH ₄ de synthèse injecté dans le réseau gazier	0%	3%	5%
Consommation d'hydrogène induite (tH ₂ /an)	7 700	11 700	14 300

TABLE 13 – Changements sur la consommation d'hydrogène selon les scénarios

Cette augmentation est en fait décrite dans les scénarios RTE. Elle paraît assez intuitive car l'augmentation de la production d'énergie non pilotable va de pair avec une utilisation du surplus d'électricité pour faire de l'hydrogène et donc du CH₄ de synthèse.

Production Le tableau ci-dessous compile les chiffres de la production d'électricité et de la production d'hydrogène selon les trois scénarios, comme calculés par le logiciel RHyEG.

Production	Scénario 50% nucléaire	Scénario 26% nucléaire	Scénario 100% EnR
Électricité été (GWh/an)	30 732	31 816	34 488
Électricité hiver (GWh/an)	27 318	26 234	23 562
Hydrogène été (t/an)	77 000	78 500	80 000
Hydrogène hiver (t/an)	66 700	69 500	71500

TABLE 14 – Production d'hydrogène et d'électricité par scénario et par saison

À titre indicatif, en termes de surface occupée par des panneaux solaires, on obtient une empreinte au sol de 34 km² pour le scénario 50% nucléaire, de 56 km² pour le scénario 26% nucléaire et de 93 km² pour le scénario 100% EnR, soit l'équivalent de une, deux et trois fois la surface du lac de Serre-Ponçon respectivement. Les variations observées dans le tableau sont logiques au vu du fait que les EnR produisent plus l'été que l'hiver. Le chiffre sur l'empreinte au sol du solaire est intéressant mais sous-estimé comme expliqué précédemment car les scénarios RTE sur la part d'éolien et de solaire sont moyennés à l'échelle de la France. En effet, dans le scénario 100% EnR, il y a trop d'éolien et pas assez de solaire pour les ressources disponibles de la région PACA.

Importation et stockage Dans le tableau ci-dessous, les résultats en termes de quantité d'importation d'électricité et d'hydrogène sont visibles.

Importation	Scénario 50% nucléaire	Scénario 26% nucléaire	Scénario 100% EnR
Électricité été (GWh/an)	-11 103 (exportation)	-12 117 (exportation)	-14 743 (exportation)
Électricité hiver (GWh/an)	1 939	3 138	5 886
Hydrogène été (t/an)	14 731	13 056	11 939
Hydrogène hiver (t/an)	5 223	6 210	6 867

TABLE 15 – Importation d'hydrogène et d'électricité par scénario et par saison

Pour l'électricité, on remarque qu'on ne fait qu'exporter l'été, et d'autant plus lorsque la part d'EnR augmente. Pour l'hiver, on importe plus avec l'augmentation de la proportion d'EnR. Une chose peut paraître assez illogique : on exporte de l'électricité l'été alors qu'on importe au même moment de l'hydrogène. Il suffirait simplement d'utiliser cette électricité pour produire de l'hydrogène. En fait, ce problème n'est pas traité dans notre travail car il s'agit d'un problème d'optimisation. De même, quel que soit le scénario, on exporte de l'électricité l'été alors qu'elle est nécessaire l'hiver : cela montre que le stockage électrique estival est insuffisant. Ce problème reste donc à optimiser en fonction des différents coûts

En ce qui concerne l'hydrogène, dans la même logique que pour l'injection d'hydrogène, l'import total diminue lorsque la proportion d'EnR augmente car la production d'hydrogène augmente. De la même manière, l'été, l'import diminue car la proportion d'EnR augmente et, l'hiver, l'import augmente car la proportion d'EnR diminue.

Prix totaux En ce qui concerne les prix annuels de chacun des trois scénarios, on obtient :

- 2 010 M€/an pour le scénario 50% nucléaire
- 2 029 M€/an pour le scénario 26% nucléaire
- 1 328 M€/an pour le scénario 100% EnR

On voit que le coût est bien moins élevé pour le scénario 100% EnR car les CAPEX et les OPEX des EnR estimés en 2050 par l'IEA [12] sont très faibles en comparaison à ceux du nucléaire. Le fait que les deux scénarios avec du nucléaire aient à peu près le même prix alors qu'il y a deux fois plus de nucléaire dans l'un que dans l'autre est expliqué par le fait que dans le scénario 50% nucléaire, il y a beaucoup plus de SMR et leur CAPEX et OPEX est moins élevé que celui des EPR.

Empreinte carbone Enfin, en ce qui concerne les émissions de GES, on obtient les valeurs suivantes pour les trois scénarios ici considérés :

- 13 292 000 tCO_{2eq}/an pour le scénario 50% nucléaire
- 12 914 407 tCO_{2eq}/an pour le scénario 26% nucléaire
- 11 793 000 tCO_{2eq}/an pour le scénario 100% EnR

On observe que le scénario 100% EnR émet moins de GES que les autres. En effet, les prédictions sur les émissions associées aux EnR d'ici 2050 sont très inférieures aux émissions d'aujourd'hui, qui sont

cependant plus élevées que celle associées au nucléaire [13]. Lorsque l'on ajoute un pourcentage de nucléaire dans le mix énergétique, cela augmente les émissions. Cependant, cette augmentation n'a de sens qu'avec les prédictions qui portent sur les EnR. Avec l'arrivée de la fusion nucléaire, nous pouvons peut-être espérer une source d'énergie encore moins carbonée et moins dangereuse.

De plus, on observe que le potentiel de décarbonation associé à un déploiement 100% EnR est plus faible que celui associé à un déploiement massif de l'hydrogène, qui entraînerait avec lui un développement des EnR. En effet, la production électrique française émet aujourd'hui peu de GES, alors que l'utilisation d'hydrogène permettrait d'éviter une part importante des émissions, notamment dans les secteurs de l'industrie ou des transports. Ce raisonnement aboutit à une chronologie inverse à celle de la réalité : en France, les EnR ont été développées avant l'hydrogène. Celui-ci intervient ensuite seulement pour pallier leur intermittence.

3 Conclusion

En conclusion, les analyses énergétiques actuelles que nous avons menées et le développement du logiciel RHyEG ont permis de créer un outil relativement simple d'utilisation à destination des régions ou d'industriels à l'horizon 2050. De plus, il apparaît fortement modulable car les données peuvent être facilement changées à la guise de l'utilisateur en fonction de ses besoins. La présence de fortes hypothèses sur certains modèles montre la complexité du sujet et la possibilité pour de futurs MIG ALEF d'analyser plus en détail certains aspects que nous avons dû simplifier. Enfin, la présence de nombreux paramètres fixes modifiables permettent de prendre en compte une éventuelle évolution des technologies que l'utilisateur indiquerait. Notre étude lors de ce MIG nous a permis d'étudier en profondeur le potentiel énergétique de l'hydrogène en PACA qui se révèle très important d'ici à 2050 et de développer en équipe un outil d'utilité publique.

A ANNEXE 1 Bibliographie

Références

- [1] « Liste des départements français classés par population et superficie », Wikipédia, nov. 9, 2021. Consulté le : déc. 14, 2021. [En ligne]. Disponible sur : https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Liste_des_d%C3%A9partements_fran%C3%A7ais_class%C3%A9s_par_population_et_superficie&oldid=188411805.
- [2] « Villes les plus visitées de France - Cartes des villes plus visitées », Actualitix. <https://www.actualitix.com/villes-les-plus-visites-de-france.html> (consulté le déc. 10, 2021).
- [3] « Liste des aéroports les plus fréquentés en France », Wikipédia, déc. 21, 2020. Consulté le : déc. 10, 2021. [En ligne]. Disponible sur : https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Liste_des_a%C3%A9roports_les_plus_fr%C3%A9quent%C3%A9s_en_France&oldid=177875487.
- [4] « Ademe 2035 2050 », ADEME, oct. 2017. [En ligne]. Disponible sur : https://librairie.ademe.fr/cadic/1746/ademe_visions2035-50_010305.pdf?modal=false.
- [5] Consommation d'énergie par usage du tertiaire | Données et études statistiques ». Ministère de la Transition écologique, déc. 20, 2019. Consulté le : déc. 14, 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/consommation-denergie-par-usage-du-tertiaire>.
- [6] V. Weiler et U. Eicker, « Individual Domestic Hot Water Profiles for Building Simulation at Urban Scale », sept. 2019. doi : 10.26868/25222708.2019.210467.
- [7] Rapport cité précédemment.
- [8] « Stratégie à long terme à l'horizon 2050 ». Commission européenne, 2018. Consulté le : déc. 02, 2021. [En ligne]. Disponible sur : https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_fr.
- [9] « Emmanuel Macron annonce la construction de nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR », Le Figaro, nov. 09, 2021. Consulté le : déc. 02, 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.lefigaro.fr/economie/emmanuel-macron-annonce-la-construction-de-nouveaux-reacteurs-nucleaires-de-type-epr-20211109>.
- [10] « Futurs Energétiques 2050 - Chapitre 9 Le rôle de l'hydrogène et des couplages », RTE, oct. 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesdocuments>.
- [11] « Net Zero by 2050 - A road map for the global energy sector », IEA, mai 2021. [En ligne]. Disponible sur : https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050?_hsmi=128712405&_hsenc=p2ANqtz-9b9shuIHs0Vt3AUlmJVsiILMFmaww8cKX7qru67VegnnX41BT3iL0i9yGJWh-j8Kv0i1UFwtSI_wZwxCfG13FuDuWD-w.
- [12] « Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector », IEA, oct. 2021. [En ligne]. Disponible sur : https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf.

- [13] « Energies renouvelables ». ADEME, 2011 Disponible sur : https://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?renouvelable.htm.

B ANNEXE 2 L'hydrogène : caractéristiques, production, transport, usages et enjeux

B.1 Généralités sur la molécule de dihydrogène

Tout d'abord, il apparaît comme nécessaire d'avoir quelques idées sur la molécule de dihydrogène pour bien comprendre les enjeux qui y sont reliés. Bien qu'il s'agisse de la molécule la plus courante de l'Univers, en tant que composant principal des étoiles, nous n'en retrouvons pratiquement pas à l'état natif sur Terre, ou en quantités très faibles, s'échappant de quelques curiosités géologiques. C'est un gaz inodore et invisible, possédant une gamme d'explosivité assez importante, allant de 4 à 76% de concentration dans l'air, ce qui peut poser des problèmes de sécurité comme nous le verrons plus tard. C'est aux conditions normales de pression et de température un gaz très peu dense : un kilogramme d'hydrogène y occupe un volume de 11 m³. Il est cependant possible de le comprimer, comme tous les autres gaz, souvent jusqu'à 700 bars pour l'hydrogène. A cette pression, un kilogramme de H₂ n'occupe plus qu'un volume d'un peu plus de 23L. Afin d'économiser encore plus de place, on peut également le liquéfier à -253°C, température à laquelle un kilogramme de dihydrogène n'occupe plus que 14L. Cependant, ces deux opérations de compression et de liquéfaction coûtent nécessairement de l'énergie, ce qui fait diminuer le rendement des processus associés.

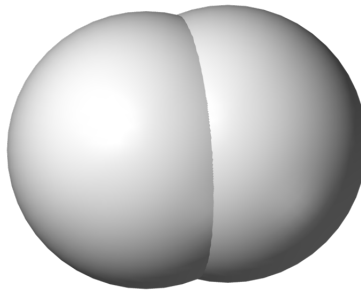


FIGURE 18 – La molécule de dihydrogène

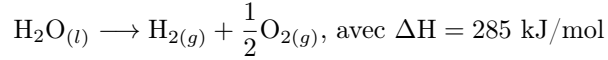
De plus, le dihydrogène est une molécule extrêmement petite (bien plus que la plupart des gaz usuels), ce qui entraîne le fait que sa forme gazeuse est très volatile, a tendance à s'échapper dès qu'elle n'est pas assez bien confinée et n'est pas même retenue par l'attraction terrestre. Ainsi, elle requiert des infrastructures de transport adaptées, les contenants en plastique ou acier usuellement utilisés pour du gaz naturel (principalement du méthane CH₄) étant poreux à l'hydrogène [1].

Cependant, l'atout majeur de la molécule de dihydrogène est sa grande densité massique en énergie. En effet, un kilogramme de dihydrogène contient 33 kWh d'énergie, qui peut être convertie entièrement en énergie thermique dans le cas d'une combustion. À titre de comparaison, un litre d'essence pèse environ 750 grammes et contient 9 kWh d'énergie. Ainsi, l'hydrogène apparaît comme une source très concentrée d'énergie, le plus gros problème étant sa très faible densité gazeuse, nécessitant alors de grands volumes de stockage, ce qui fait en parallèle augmenter la masse de son contenant.

B.2 La production d'hydrogène

B.2.1 L'électrolyse de l'eau

L'électrolyse de l'eau se base sur la réaction d'oxydoréduction suivante :



Cette réaction nécessite de l'énergie électrique. On utilise donc des électrolyseurs. Il existe trois types d'électrolyseurs : l'électrolyseur alcalin, l'électrolyseur Polymer Electrolyte Membrane electrolysis (PEM) et l'électrolyseur haute température (HTE).

L'électrolyseur alcalin La technologie alcaline est la technologie la plus avancée, possédant un rendement actuel d'environ 65-70%. L'énergie électrique nécessaire requise par cette technique pour la production d'un Nm³ d'hydrogène est comprise entre 4,2 et 4,8 kWh. Son fonctionnement consiste en un transfert des ions hydroxyde de la cathode vers l'anode :

Les réactions sur les électrodes sont les suivantes :

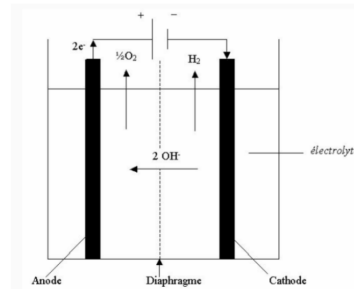
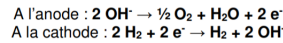
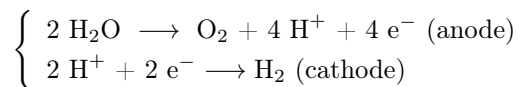


FIGURE 19 – Schéma de fonctionnement d'un électrolyseur alcalin

Il est nécessaire d'imposer une pression d'environ 30 bars pour assurer le bon fonctionnement de l'électrolyseur, qui fonctionne entre 10% et 110% de sa puissance nominale. Les électrolyseurs alcalins possèdent en outre l'avantage d'avoir un CAPEX assez faible (450-1250 €/kW_{el}) et sont de petite ou moyenne capacité (0,5-800 Nm³/h d'hydrogène), ce qui permet un développement massif sur l'ensemble d'un territoire. Pour assurer la présence d'ions hydroxyde (HO⁻), on utilise le plus souvent une solution d'hydroxyde de potassium (KOH). La membrane est liquide mais des travaux de recherche sont menés pour utiliser une membrane solide à la place.

L'électrolyseur PEM L'électrolyse PEM (ou électrolyse acide) consiste, comme son nom l'indique, à un échange de protons entre l'anode et la cathode. Les réactions utilisées sont :



Cette technologie possède un moins bon rendement (60%) et un CAPEX plus élevé (1000-1600 €/kW_{el}) que l'électrolyseur alcalin. Ces moins bons résultats s'expliquent cependant par le fait que cette technologie est

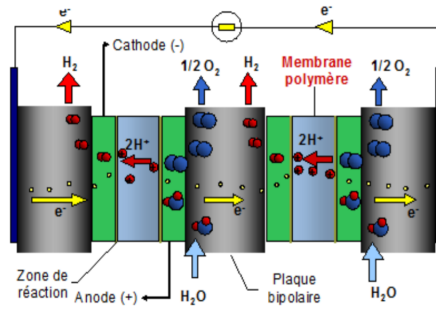


FIGURE 20 – Schéma de fonctionnement d'un électrolyseur PEM

plus récente et est donc plus à même d'évoluer. L'électrolyse PEM a néanmoins comme avantage de pouvoir être utilisée de 0 à 160% de sa puissance nominale et donc d'être très flexible, de ne pas avoir d'électrolyte liquide et d'être assez compact par rapport à la technologie alcaline. L'hydrogène en sortie se trouve à une pression entre 10 et 30 bars et l'électrolyseur fonctionne à température ambiante.

L'électrolyseur HTE L'électrolyse haute température fonctionne par échange d'ions O^{2-} entre la cathode et l'anode. Les réactions employées sont :

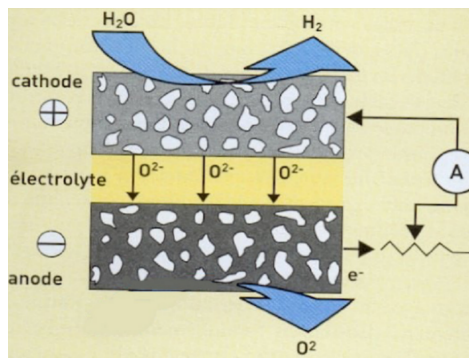
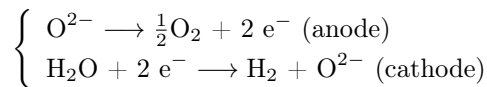
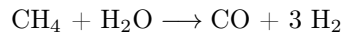


FIGURE 21 – Schéma de fonctionnement d'un électrolyseur HTE

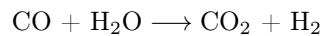
Cette technologie est particulièrement efficace si l'on récupère la chaleur fatale (75-80%) et possède l'autre avantage de fonctionner de manière réversible. Le principal inconvénient de cette électrolyse est son fonctionnement à haute température (650-1000°C). Cette contrainte de température impose une autre contrainte sur les matériaux utilisés : l'utilisation de la céramique, qui est cependant un matériau assez commun. Avec le développement du marché, son prix pourrait atteindre 3€/kg d'hydrogène.

B.2.2 La production fossile et le vapocraquage

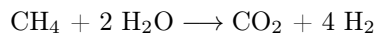
Outre la production de dihydrogène gazeux par électrolyse, qui nécessite un apport énergétique certain, la technologie Natural Steam Methane Reforming (SMR) présente un intérêt grâce à sa flexibilité. De fait, cette méthode permet une production de dihydrogène gazeux modulable en quantité selon les besoins. Actuellement la méthode de vaporeformage souvent mise en place par la société AirLiquide propose des solutions individualisées avec des productions d'hydrogène allant de 10 000 à 200 000 Nm³/h. Elle repose sur deux réactifs facilement exploitables : le gaz naturel (méthane CH₄) et l'eau. La réaction chimique sur laquelle repose cette technologie est la suivante :



Elle doit se réaliser sous une température comprise entre 800 et 900°C et sous une pression de 25 bars. On remarque que, lors de cette réaction, du monoxyde de carbone CO est produit. Or, cette molécule s'avère être toxique. Il est donc nécessaire de trouver des solutions pour rendre intéressante cette méthode. C'est pourquoi on associe la réaction précédente avec la réaction suivante, qui forme aussi du dihydrogène :



Cette deuxième réaction doit être réalisée sous une température comprise entre 200 et 400°C et à pression atmosphérique. Combinées, les réactions conduisent ainsi à la synthèse suivante :

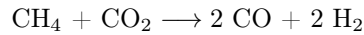


Mises bout à bout, les différentes réactions présentent une efficacité de conversion comprise entre 65 et 75%, un rendement supérieur à celui de l'électrolyse qui est de 50% en général [2]. Finalement, les avantages de cette méthode résident dans son efficacité (quatre fois plus de dihydrogène produit que de méthane consommé), son faible coût énergétique et sa modularité.

Cependant, il est évident que cette méthode produit du CO₂, un gaz que l'on cherche pourtant à éviter dans le cadre de notre étude. C'est donc ici que réside la principale faiblesse de cette méthode. De fait, sans aucun traitement des fumées, le rejet de CO₂ dans l'atmosphère est de 10 kg de CO₂ rejetés par kilogramme d'H₂ produit [3]. Il existe des méthodes de séquestration du carbone : le CO₂ peut être capté lors de la séparation H₂ / CO₂ en fin de réaction. Les rejets de dioxyde de carbone dans l'atmosphère peuvent être alors réduits de près de 70%. Ainsi, malgré le fait qu'elle soit à l'horizon 2050 une méthode non envisageable sans capture de CO₂, elle reste de nos jours principalement utilisée pour la production de dihydrogène en France (96% en 2021), pour des raisons principalement économiques. Dans l'hypothèse où ce moyen de production deviendrait neutre en émission de CO₂ en 2050, ce qui n'est pas improbable comme en témoigne la marque SMR-X [4] (déposée par AirLiquide) qui fabrique des infrastructures dédiées à la technologie SMR avec de faibles émissions de CO₂, il convient de spécifier que la méthode SMR ne s'appliquerait qu'à certains secteurs. En effet, contrairement à un électrolyseur alimentant un véhicule à moteur gazier (moteur brûlant directement le dihydrogène sans passer par une pile à combustible), un tel dispositif ne pourrait y être installé, tant à cause de sa taille qu'à cause de la question de l'alimentation en gaz naturel. De cette manière, la méthode SMR ne s'applique pas pour la mobilité mais bien pour les industries ou le stockage de

dihydrogène.

À titre purement informatif, une autre méthode de reformage existe, appelée reformage à sec du méthane et dont l'équation de la réaction est la suivante :



Son utilisation reste très marginale à cause de son rejet de monoxyde de carbone non négligeable dans l'atmosphère.

B.2.3 L'hydrogène issu de la biomasse et l'hydrogène fatal

En dehors de ces deux grandes sources de production d'hydrogène, il en existe aussi d'autres mineures, sur lesquelles il est plus difficile de compter à grande échelle. La première d'entre elles est la production d'hydrogène à partir de biomasse par processus de pyrolyse, éventuellement suivi d'une gazéification (qui est alors appelée pyrogazéification). La pyrolyse consiste à fortement chauffer des déchets naturels organiques, que cela soit du bois, des matières végétales, ou même des déchets ménagers organiques, à haute température (entre 350 et 650°C, une température plus élevée entraînant en sortie une plus grande quantité de gaz) dans une atmosphère très pauvre en oxygène afin de s'assurer d'une combustion incomplète des composés et de se débarrasser de leurs résidus d'eau et de matières minérales. On peut ainsi obtenir en sortie une phase solide (principalement composée de charbon sous forme de coke), de l'huile de pyrolyse et du gaz de synthèse (aussi nommé gaz de ville ou syngaz). Il s'agit d'un gaz produit et utilisé par l'Homme depuis la fin du XIX^{eme} siècle pour divers usages, composé en proportions diverses d'hydrogène, de monoxyde de carbone, de dioxyde de carbone et éventuellement de faibles proportions de méthane. Il peut alors être traité à nouveau par divers procédés pour en extraire l'hydrogène. Il est aussi possible par la suite de passer par une autre étape de gazéification, qui consiste à chauffer les phases solides et liquides à encore plus haute température (entre 900 et 1200°C), avec une proportion plus importante d'oxygène, pour encore améliorer le rendement de la transformation en gaz de synthèse [5] [6].

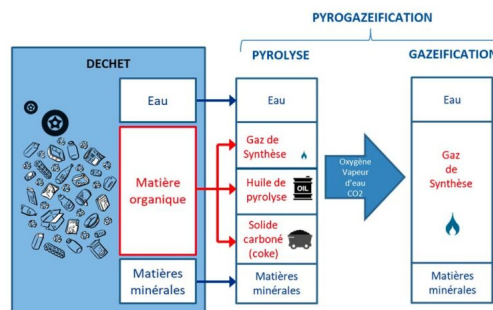


FIGURE 22 – Schéma de fonctionnement de la pyrogazéification

Il est enfin possible, par Water Gas Shift (WGS), d'augmenter la proportion d'hydrogène dans le gaz de synthèse par faible ajout d'eau pour effectuer la réaction suivante :



Un des avantages de cette méthode est le fait qu'elle valorise des déchets qui pourraient ne pas l'être sinon, en permettant notamment de capter le carbone qui aurait normalement été émis par combustion ou décomposition de ces déchets pour en tirer de l'énergie, ou du moins le stocker et empêcher son relargage dans l'atmosphère. On obtient ainsi un bilan neutre en carbone sur toute la chaîne, voire négatif si on arrive à capter le CO₂ en sortie, et l'on peut également réemployer les déchets solides pour en faire du biochar, du charbon d'origine "naturelle", qui sert notamment d'engrais en agriculture. Le syngaz obtenu peut aussi être directement utilisé comme tel comme il l'a été pendant plus d'un siècle, que cela soit pour des usages de chauffage ou d'éclairage en ville.

Pour ce qui est de la région PACA, cette voie de production n'est encore que peu (voire pas) exploitée, la plupart des déchets récupérés étant déjà incinérés pour récupérer leur énergie ou valorisés par méthanisation pour par la suite alimenter une centrale thermique à gaz et en faire de l'électricité. C'est par exemple le cas du site Everé à Fos-sur-Mer. Cependant, il est certain que cette filière peut se développer à l'avenir, la matière première organique n'étant pas prête de disparaître. Elle nécessite cependant un volume de production minimale pour être rentable (près de 800 kg de biomasse/jour), mais cela est tout à fait atteignable avec les infrastructures de collecte et de gestion adaptées [7].

Enfin, d'autres industries peuvent aussi produire de l'hydrogène dit "fatal", c'est-à-dire en sous-produit d'un processus qui ne vise pas à sa production. C'est aujourd'hui majoritairement le cas des raffineries de pétrole, bien que celles-ci le réutilisent directement pour leur propre usage (désulfuration des carburants). Les usines de chlore (comme celle présente à Fos-sur-Mer) en produisent également de manière annexe. En effet, elles électrolysent une solution de chlorure de sodium (NaCl, solution salée) pour récupérer d'un côté du chlore gazeux, et de l'autre une solution de soude, ainsi que du dihydrogène gazeux qui n'est pour l'instant souvent pas récupéré, faute d'infrastructures adaptées et d'opportunités économiques. Il est ainsi possible à l'avenir de développer ces filières, l'hydrogène aujourd'hui relâché dans la nature par l'industrie du chlore en France étant estimé à 55 000 tonnes, soit 5% de la production française totale. [8]

B.2.4 Les possibilités d'importation

Si la production locale n'est pas suffisante pour répondre aux besoins éventuels en hydrogène, il reste la possibilité de l'import depuis l'étranger ou même depuis le reste du territoire national. Cette question va être fortement déterminée par les infrastructures de transport et leur développement, ainsi que les coûts associés. On peut par exemple imaginer des "hubs" mondiaux de production d'hydrogène par électrolyse à l'étranger à partir de ressource renouvelable particulièrement abondante et peu coûteuse, qui exporteraient de grandes quantités d'hydrogène par bateaux ou même par un réseau physique, à un prix relativement réduit, et surtout avec l'assurance que cet hydrogène proviendrait de sources "propres". Par exemple, le Maroc souhaite développer sa filière hydrogène, fort d'une ressource solaire abondante, et serait alors potentiellement un exportateur assez important [9]. Cette centralisation de la production est aussi intéressante économiquement pour diminuer les coûts liés aux électrolyseurs par économie d'échelle.

Il peut aussi être intéressant quand cela est possible (notamment lorsque la distance n'est pas trop importante, comme à l'échelle nationale) de plutôt importer de l'électricité. En effet, c'est une énergie aujourd'hui assez facilement transportable, notamment grâce au réseau électrique à haute tension qui quadrille le pays et est assez performant (en moyenne une perte de 50% de l'énergie pour 1500km [10]). Ainsi, cette élec-

tricité importée peut répondre à des besoins instantanés en hydrogène, notamment pour un usage industriel en tant que réactif, la production d’hydrogène pour du stockage n’ayant que peu de sens ici.

Il serait aussi éventuellement intéressant d’en exporter si sa production devient massive, notamment grâce à un développement particulièrement important du photovoltaïque dans la région PACA, qui permettrait d’en produire à moindre coût et de manière durable, mais ce scénario paraît peu probable, les besoins de la région risquant déjà de répondre à toute la demande, voire même d’en manquer.

B.2.5 La situation en région PACA

On l’a vu, l’électrolyse demande de mobiliser de grandes quantités d’électricité pour la production d’hydrogène, d’où la nécessité de développer en parallèle une production électrique importante, de préférence renouvelable pour s’assurer que l’hydrogène produit soit le moins carboné possible. De plus, l’hydrogène permet de répondre au besoin de stockage d’énergie intrinsèquement lié aux énergies renouvelables, en raison de leur intermittence. En effet, pour prendre le cas du photovoltaïque et de l’éolien, leur pic de production se situe généralement en milieu de journée et la consommation électrique au même moment n’est pas toujours suffisante pour “absorber” toute l’énergie produite. Le surplus de production peut ainsi être converti en hydrogène, pour être réemployé plus tard lorsque la production électrique ne sera pas suffisante pour répondre à la demande (par exemple la nuit, où le photovoltaïque ne produit pas et l’éolien généralement assez peu). Un réseau et une utilisation forte d’hydrogène ne prennent donc de sens que pour une production massive d’énergies renouvelables intermittentes en parallèle ; énergies qui demandent un potentiel géographique particulier pour avoir un sens.

La région PACA possède un bon potentiel de production électrique renouvelable, en particulier en ce qui concerne l’énergie solaire. En effet, son ensoleillement moyen figure parmi les meilleurs de France, et elle dispose de 3 414 km² de zones non exploitées propices à l’installation de photovoltaïque [11]. Le rapport SRADDET [12] de la région PACA a émis l’objectif d’un développement massif de la production photovoltaïque, pour atteindre 46 852 MW en 2050, tandis que la production photovoltaïque s’élevait à 1 223 MW fin 2018. Un cadre spécifique pour le développement de la filière a déjà été énoncé dans un rapport de la DREAL datant de février 2019. Celui-ci privilégie l’installation de panneaux sur les toitures (particuliers et grandes toitures) et ombrières de parking. Le photovoltaïque “au sol” est également considéré dans les zones délaissées.

Les régions montagneuses des Hautes-Alpes, de par leur altitude, permettent un meilleur rendement des panneaux solaires : le fait d’être en hauteur augmente légèrement le rayonnement reçu du Soleil, car celui-ci est moins filtré par l’atmosphère. En plaçant les panneaux suffisamment à la verticale (ce qui permet également d’éviter leur enneigement trop important, mais également de les placer par exemple en façades de bâtiments), on peut augmenter la quantité de lumière reçue grâce aux sommets enneigés environnants, qui agissent comme réflecteurs géants, la neige possédant un albédo (pouvoir de réflexion) extrêmement important. De plus, le climat relativement froid permet de s’assurer que les panneaux ne perdent pas en rendement dû à une température trop haute (ce qui survient dès 25°C) [13].

Dans le panel des énergies renouvelables réside aussi l’énergie éolienne. La région PACA mise également sur cette source pour compléter son réseau électrique en énergie verte (non pilotable). En 2021, la région

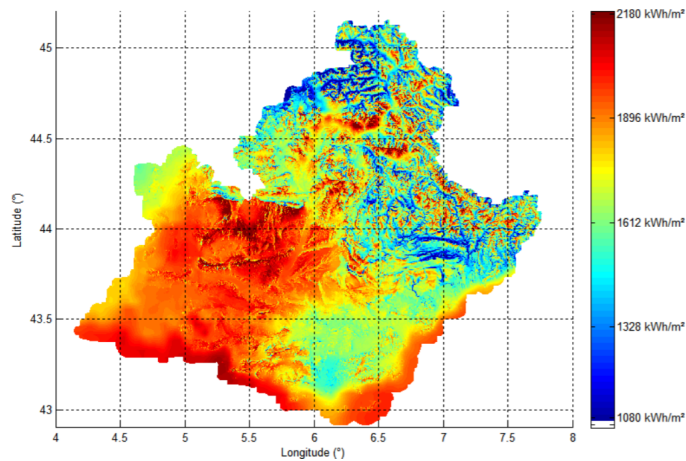


FIGURE 23 – Carte de l'irradiation annuelle globale sur plan incliné de 35° (plein Sud)

possède six parcs éoliens onshore, représentant une puissance totale de 97 MW [14] : cela reste une puissance relativement faible mais cohérente face au potentiel de la région en ce qui concerne le vent. D'après une cartographie à 80 mètres de hauteur réalisée par la région en 2009, seul l'ouest de la région [15] (communes de Fos-sur-Mer, la Seyne-sur-Mer etc. . .) présente un réel potentiel exploitable. En ce qui concerne l'éolien offshore, la région a pour projet d'implémenter 3 éoliennes offshore dans le parc de Faraman en 2022 [16], pour une production de 24 MW. Ces productions restent tout de même négligeables en injection réseau face au potentiel solaire par exemple. De ce fait, la région PACA ne peut miser sur un investissement massif dans l'éolien.

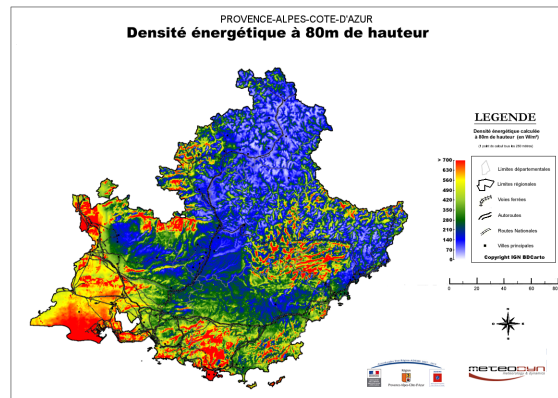


FIGURE 24 – Carte du potentiel éolien dans la région PACA

Enfin, bien que l'énergie hydraulique ne soit pas une énergie intermittente, la région PACA possède des infrastructures hydrauliques importantes : le barrage de Serre-Ponçon, qui en est le principal représentant, possède une puissance maximale de 380 MW et produit actuellement près de 700 GWh par an [17]. Ainsi, cette énergie peut aussi être utilisée pour produire de l'hydrogène en cas de besoin, étant une source parfaitement pilotable. De plus, ce barrage ne possède pas de station de pompage et ne permet donc pas de stocker

d'énergie, rôle que l'hydrogène peut alors partiellement prendre. Cependant, les Alpes, proches de la région PACA possèdent de nombreuses STEP et donc un bon potentiel de stockage électrique, pour une puissance maximale de 5 GW et une énergie stockable qui s'élève à 125 GWh. [18](#)



FIGURE 25 – Le barrage de Serre-Ponçon, barrage en remblai situé dans le département des Hautes-Alpes

En France, l'énergie nucléaire est la première source de production et de consommation d'électricité. Elle provient de 56 réacteurs de différents niveaux de puissance constituant un parc réparti sur l'ensemble du territoire. Cette puissance de frappe énergétique représente 70,6% de la production française soit à peu près 379,5 TWh en 2019 [19](#). L'implantation géographique des centrales nucléaires est cependant très disparate. En effet, le matériel radioactif a besoin d'être refroidi constamment, c'est pourquoi les centrales sont majoritairement au bord de l'océan et de cours d'eau. Ainsi la région PACA peut se vanter d'être tournée vers le nucléaire du futur avec le site de Tricastin (partagé avec la région Auvergne Rhône-Alpes) et le centre de recherches du programme ITER à Cadarache qui se focalise sur la fusion nucléaire, qui pourrait être le salut énergétique de demain. Marseille abrite aussi le bureau de la Division ingénierie du Parc nucléaire, de la Déconstruction et de l'Environnement d'EDF qui s'occupe du projet "Grand Carénage" ayant pour objectif de prolonger la durée de vie des réacteurs existants au-delà de 40 ans.

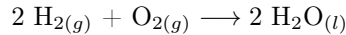


FIGURE 26 – La centrale nucléaire de Tricastin, unique site nucléaire de la région

B.3 Les usages de l'hydrogène

B.3.1 Un carburant pour pile à combustible

L'usage principal de l'hydrogène est la pile à combustible. Ainsi, l'hydrogène s'avère être un vecteur énergétique, ayant donc pour vocation d'être reconverti en énergie électrique à terme. Ce processus se déroule principalement dans des piles à combustible, qui effectuent la réaction inverse de l'électrolyse pour récupérer du courant (et générer de la chaleur au passage) :



On remarque ici directement l'avantage énorme de la technologie hydrogène en terme environnemental. Un moteur hydrogène ne rejette en sortie que de l'eau, composé inoffensif pour l'environnement, surtout dans les quantités ici considérées, très faibles étant donné la grande densité massique énergétique de l'hydrogène. Il faut aussi alors ajouter à la pile une source de dioxygène en parallèle de celle de dihydrogène. La solution la plus employée aujourd'hui est l'emploi de l'air environnant pour des raisons de coût et de simplicité, mais injecter une source pure en dioxygène permet d'augmenter l'efficacité de la pile, et sans doute aussi sa durée de vie. En effet, ces dernières, notamment par leurs membranes électrolytiques d'échange, supportent assez mal les impuretés qui peuvent les détériorer. Il faut alors aussi souvent un système complexe en amont de la pile pour traiter l'air entrant et également la source de dihydrogène afin que ces deux sources soient injectées dans des conditions de pureté et de pression convenables. De plus, il est souvent nécessaire, afin de ne pas gaspiller de dihydrogène, d'avoir un moyen de récupérer le gaz sortant de la pile, qui contient encore souvent du dihydrogène, pour pouvoir le réinjecter en entrée. Ces installations incompressibles sont une des raisons principales du facteur d'échelle énorme d'une pile à combustible, qui les rendent beaucoup moins coûteuses pour une puissance unitaire en fonction de leur taille.

La principale technologie aujourd'hui employée et envisagée pour un déploiement à grande échelle de la pile à combustible est celle de la PEM. Cette dernière emploie comme son nom l'indique une membrane extrêmement particulière entre son anode et sa cathode qui n'est perméable qu'aux ions H^+ (protons), et imperméable à toutes les autres molécules, notamment les gaz. Cependant, elle nécessite des conditions d'emploi très spécifiques, notamment en terme d'hygrométrie (proportion d'eau à l'état gazeux présente dans l'air), de l'hydrogène trop ou pas assez humide pouvant dans les deux cas l'endommager. Les impuretés telles que le monoxyde de carbone CO ou des ions métalliques (pouvant provenir du reste de la pile ou des cathodes ou anodes) peuvent également l'empoisonner, et ainsi réduire son efficacité [20]. En effet, on admet généralement au maximum une concentration en CO de 1 ppm (partie par millions), ce qui demande un traitement en amont de l'air assez rigoureux. Enfin, cette pile nécessite également pour faciliter la réaction d'oxydation de l'hydrogène à l'anode un catalyseur en platine, métal très rare et coûteux, ce qui peut constituer un frein à son emploi. Le platine est aujourd'hui par exemple déjà employé dans les pots catalytiques des voitures pour réduire leurs émissions nocives pour l'environnement, mais l'emploi pour la pile d'une voiture à hydrogène est considérée comme dix fois plus importante.

Le rendement d'une PEM est aujourd'hui situé entre 40 et 60% selon les usages, le chiffre de 50% étant celui le plus souvent retenu. En effet, le rendement de la conversion en électricité est plutôt autour de 60%, mais l'ensemble du système nécessitant de l'énergie pour fonctionner, il fait baisser le rendement. En combinant cela au rendement de l'électrolyse se situant autour de 70%, on obtient un rendement sur toute la

chaîne (power-to-gas-to-power) situé entre 20 et 30%, souvent autour de 25% [21]. Cela peut sembler faible comparé au rendement d'une batterie électrique, plutôt de l'ordre de 80%, mais il faut garder à l'esprit que l'hydrogène ne doit pas forcément entrer en concurrence avec cette solution, mais la compléter lorsqu'elle ne peut parfaitement répondre aux besoins évoqués. De plus, au moins pour un usage fixe de pile à combustible, il est tout à fait envisageable de récupérer la chaleur fatale de la réaction pour un usage de chauffage, souvent résidentiel, ce qui peut considérablement augmenter le rendement apparent de la pile. En effet, les PEM fonctionnent à basse température (80°C), une température trop élevée pouvant endommager la membrane. Il existe aussi d'autres technologies fonctionnant à plus haute température, comme des piles à l'acide phosphorique, autour de 150°C, ou encore d'autres à près de 600 voire 1000°C (notamment pile à oxyde solide, avec un électrolyte en céramique), mais qui sont beaucoup moins employées [22], car beaucoup plus gourmandes en énergie et moins flexibles.

Enfin, pour ce qui est de la tension de sortie, on réalise ce qu'on appelle un stack, c'est-à-dire un empilement de cellules (composées chacune d'une anode, d'une cathode et d'une membrane) en série, pour lesquelles la tension aux bornes est de l'ordre de 0,8 V. Il est ainsi possible d'atteindre la tension souhaitée en empilant le bon nombre de cellules dans un stack. De même, le courant (et donc la puissance) en sortie dépend principalement du débit d'hydrogène introduit dans chacune des cellules, avec bien évidemment un débit maximal à respecter en fonction de la taille de chacune pour ne pas abîmer la membrane fragile sous l'effet d'une pression trop importante. Si l'on souhaite atteindre des courants et donc des puissances particulièrement importantes, il est souvent intéressant de mettre plusieurs piles à combustible en parallèle et ainsi obtenir un courant de sortie plus important. Les plus puissantes des piles sont aujourd'hui autour de 500 kW, mais on peut s'attendre à ce que ce chiffre évolue dans le futur.

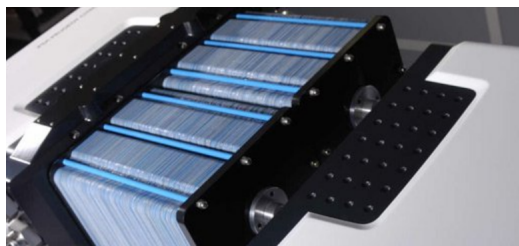


FIGURE 27 – Le stack, empilement de cellules qui compose la pile à combustible

La durée de vie de telles piles a longtemps été un problème, étant assez basse du fait de leur fragilité, mais la recherche a réalisé beaucoup de progrès à ce niveau, qui seront probablement poursuivis à l'avenir. On atteint aujourd'hui par exemple plus de 20 000 heures de fonctionnement selon le fabricant de pile à combustible Héliion, situé à Aix-en-Provence, ce qui est amplement suffisant pour beaucoup d'usages (dont le transport). La membrane est l'élément qui limite le plus la durée de vie : il sera donc peut-être nécessaire de passer à une autre technologie pour augmenter la durée de vie de la pile à combustible.

B.3.2 L'hydrogène, une nouvelle ressource à brûler ?

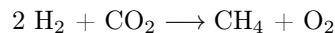
Cependant, l'hydrogène peut aussi être vu comme un carburant (comme les hydrocarbures aujourd'hui) et simplement subir une réaction de combustion, sans que l'on cherche à en tirer de l'électricité. La réaction

chimique est alors la même que dans une pile à combustible, mais on n’obtient ici en sortie que de l’énergie thermique. On peut alors par exemple l’utiliser dans un réacteur à combustion interne “classique” (même s’il faut bien évidemment l’adapter à l’usage de l’hydrogène) ou dans une unité de chauffage. Dans les deux cas, ces deux alternatives n’émettent pas de GES en sortie, contrairement aux hydrocarbures employés actuellement. Des réacteurs à combustion interne au dihydrogène sont déjà développés et d’autres sont en cours de développement, le réacteur “classique” n’étant pas adapté ici. En effet, le mélange air + hydrogène est beaucoup moins dense énergétiquement que l’essence, d’où l’adaptation nécessaire.

Des recherches ont également montré qu’il est aussi possible d’ajouter de l’hydrogène à du carburant classique afin d’améliorer le rendement de la réaction [23]. L’intérêt est ici que le rendement de la conversion de l’hydrogène en énergie thermique est de 100%, l’énergie de la molécule étant définie à partir de cette réaction. C’est en revanche lors de la conversion en énergie mécanique que ce rendement baisse énormément dans un moteur à combustion pour atteindre des rendements classiques de moteur thermiques (autour de 40%), ce qui rend la pile à combustible plus efficace en énergie pour de tels usages, le moteur électrique utilisé en aval ayant un rendement proche de 100%. De plus, cet usage possède aussi l’inconvénient majeur en termes de pollution atmosphérique d’émettre des oxydes d’azote (de formules chimiques N_2O , NO et NO_2 , aussi appelés NO_x) tout comme les moteurs thermiques usuels. Ces composés polluants proviennent des températures parfois extrêmement élevées atteintes localement dans le moteur (autour de $1400^\circ C$) qui suffisent à dissocier les molécules de diazote de l’air en atomes d’azote, qui viennent alors réagir avec le dioxygène de l’air lui aussi parfois dissocié en oxygène, pour former plusieurs oxydes d’azotes différents. Ces molécules causent de gros problèmes de pollution de l’air en milieu urbain notamment, NO et NO_2 en étant les deux responsables. Ils sont nocifs pour la santé humaine, irritant les bronches et autres muqueuses et pouvant augmenter la vulnérabilité des enfants face aux pathogènes. Sur le plan environnemental, N_2O est un puissant GES, possédant un pouvoir de réchauffement global 298 fois supérieur à celui du CO_2 , et est aussi aujourd’hui le premier gaz responsable de la destruction de la couche d’ozone. De plus, tous les NO_x sont globalement oxydants et acides, donc peuvent entraîner l’apparition de pluies acides, mais vont également favoriser la formation d’ozone troposphérique, un gaz qu’on ne doit normalement pas retrouver à de basses altitudes, au sein desquelles il se comporte alors également comme un très puissant gaz à effet de serre.

B.3.3 La méthanation et l’injection dans le réseau de gaz naturel

Toujours pour un usage énergétique, il est aussi possible de convertir l’hydrogène en méthane grâce au processus de méthanation, où le dihydrogène est combiné à du dioxyde de carbone selon la réaction suivante :



Cette réaction est extrêmement exothermique et nécessite d’être effectuée à assez haute température (autour de $400^\circ C$) [24] pour obtenir un rendement convenable. La réaction s’autoalimente donc et la chaleur produite en excédent peut aussi être récupérée pour alimenter un réseau de chaleur et améliorer le rendement total de la conversion.

L’avantage de ce processus est alors d’avoir à manipuler en sortie du méthane, gaz déjà très largement utilisé dans le réseau de gaz naturel principalement pour des usages de chauffage. Il n’y a ainsi pas à s’encombrer d’une infrastructure lourde et coûteuse pour l’hydrogène, mais simplement à réutiliser le réseau

déjà existant. De plus, le bilan carbone de la méthanation est nul, car le dioxyde de carbone employé pour la réaction est idéalement récupéré depuis l’atmosphère par des technologies de CCS. Ce bilan peut même devenir négatif en cas d’installation de technologies de captation de CO₂ après combustion, pour éviter de le relarguer dans l’atmosphère.

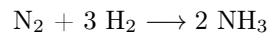
Il existe justement en région PACA un projet démonstrateur de cette technologie, le projet JUPITER 1000, mené par GRTgaz, principal gestionnaire du réseau de gaz naturel en France. Il vise à produire de l’hydrogène par électrolyse, avec une puissance totale actuelle de 1 MW à partir de sources renouvelables environnantes, puis à en convertir une partie en méthane pour l’injecter dans le réseau. Un autre objectif est aussi d’y injecter directement de l’hydrogène pour compléter le méthane, et ainsi diminuer le potentiel d’émission de carbone du mélange. En effet, des recherches ont montré qu’il était possible d’injecter jusqu’à 6% d’hydrogène au mélange sans aucun souci d’étanchéité pour les pipelines. Une plus grande proportion nécessiterait de faire des travaux pour améliorer l’impermeabilité de ces derniers à l’hydrogène.



FIGURE 28 – Vue aérienne des installations du Projet JUPITER 1000

B.3.4 Un réactif chimique au potentiel intéressant

Enfin, un des usages de l’hydrogène est celui de réactif pour l’industrie chimique. C’est d’ailleurs son usage actuel majoritaire. Il s’agit en effet d’un assez bon réducteur (le potentiel standard du couple H₂/H⁺ est par définition égal à 0V), surtout de par le fait qu’il est facile d’emploi et peut être produit en quantité. Ainsi, 40% de l’hydrogène aujourd’hui utilisé dans le monde [25] sert en tant que réactif pour la synthèse de l’ammoniac selon le procédé Haber-Bosch :



L’ammoniac est une molécule essentielle notamment pour la synthèse d’engrais et donc la production alimentaire actuelle. Aujourd’hui, l’hydrogène utilisé dans la réaction est majoritairement produit sur place en amont par vapocraquage du méthane, relâchant ainsi de grandes quantités de CO₂, mais il est ainsi possible pour le futur de décarboner cette production avec de l’hydrogène vert. Il n’y a cependant aucune usine de production d’ammoniac en PACA, la majorité de la production étant faite en Chine, en Russie et aux Etats-Unis [26].

L’autre usage essentiel de l’hydrogène est la désulfuration des hydrocarbures survenant lors de leur raffinage, comptant pour 50% de l’usage mondial [27]. L’hydrogène vient alors réagir avec le soufre contenu

dans le carburant pour l'éliminer par formation de sulfure d'hydrogène, un gaz qui peut être extrait du mélange. Cette étape permet d'éviter l'émission de composés soufrés lors de la combustion du carburant dans un moteur. En effet, ces composés sont responsables de pluies acides et plus généralement d'une pollution très importante de l'atmosphère : la réglementation impose donc des seuils maximaux de soufre dans les carburants. Cet usage constitue l'usage principal d'hydrogène en région PACA, de par les nombreuses raffineries dans la région, notamment dans le bassin industriel de Fos-sur-Mer. Cet hydrogène est souvent produit sur place par SMR, mais est également coproduit lors de certaines étapes du raffinage, ce qui permet de le réinjecter pour la désulfuration et ainsi économiser du réactif.

Enfin, une part plus faible de dihydrogène est employée dans divers synthèses, comme celle du méthanol (composé essentiel pour divers synthèses organiques) à partir notamment de gaz de ville (hydrogène et monoxyde de carbone). Le projet VALHYDATE, mis en place par la plateforme PIICTO (association industrielle du bassin de Fos-sur-Mer), vise en partie à produire du méthanol "bas carbone" grâce à de l'hydrogène fatal et issu d'EnR [28]. L'hydrogène possède également des utilisations dans l'industrie agro-alimentaire principalement pour l'hydrogénation des graisses. Enfin, il est utilisé de manière mineure pour des enjeux de recherche ou encore pour le carburant des fusées.

Un des principaux défis que la région PACA devra relever au sujet de l'utilisation de l'hydrogène en tant que réactif est la réduction du minerai de fer pour la sidérurgie. En effet, la production d'acier nécessite du fer sous forme réduite, alors que ce dernier se trouve sous forme oxydée dans la nature. Aujourd'hui, cette réduction se fait principalement dans les hauts-fourneaux par combustion à très haute température du coke, composé à base charbon, en présence de CO_2 , pour produire du monoxyde de carbone CO , qui va alors venir réduire le minerai de fer. Il est aussi possible de remplacer le coke par du méthane, à nouveau en présence de CO_2 , pour produire du dihydrogène et du CO . Dans les deux cas, la réaction suivante de réduction du minerai émet de grandes quantités de carbone dans l'air, même si cette émission est moindre pour le méthane car de l'hydrogène est partiellement produit, avec une moyenne aujourd'hui de 2 tonnes de CO_2 par tonne d'acier produit [29]. C'est par exemple le cas de l'usine sidérurgique d'ArcelorMittal située à Fos-sur-Mer, qui produit 4 millions de tonnes d'acier par an. Cependant, l'entreprise investit massivement et compte également sur du financement public pour accélérer sa transition vers une réduction du minerai à l'aide d'hydrogène vert, et ce à l'horizon 2030. L'emploi de coke restant nécessaire pour l'injection de carbone dans le fer afin d'obtenir de l'acier, il sera aussi nécessaire pour atteindre la neutralité carbone de capter le carbone émis en sortie d'usine, pour notamment le stocker en couches géologiques profondes.



FIGURE 29 – Vue aérienne des installations d'ArcelorMittal

B.4 Le stockage de l'hydrogène

Du fait de son utilisation comme vecteur énergétique, la question du stockage sur différentes échelles de temps de l'hydrogène est une question centrale.

B.4.1 Le stockage en cavité saline

Le stockage en cavité saline est aujourd'hui la solution la plus mature et la mieux placée pour stocker de l'hydrogène en assez grandes quantités. Ce sont de grandes cavités creusées par l'Homme dans des couches de sel profondes, à plus d'un kilomètre de profondeur par dissolution du sel dans de l'eau. Ces cavités mesurent généralement autour de 300 mètres de hauteur, pour un volume total de $500\,000\text{ m}^3$ et une pression de travail comprise entre 60 et 170 bars. Ainsi, cela correspond à un volume utile de près de 50 millions de Nm^3 , soit environ 5 000 tonnes d'hydrogène et 150 GWh [30]. Ces cavités présentent l'avantage d'être particulièrement stables, imperméables et inertes chimiquement, ce qui assure que l'hydrogène en sortie reste de la même qualité qu'en entrée, avec de surcroît un débit de soutirage relativement important, pouvant atteindre $600\,000\text{ m}^3/\text{h}$ au maximum selon Géométhane. À sa sortie, l'hydrogène comportera cependant un taux d'humidité assez important, trace de l'étape de forage de la cavité. Il convient donc de le déshumidifier en sortie de cavité. De plus, ces cavités ayant une pression de travail minimale, il est impossible de soutirer tout le gaz entré à l'intérieur, et une petite partie est alors perdue pour servir de "coussin", cette quantité devenant cependant négligeable après un long temps d'exploitation.

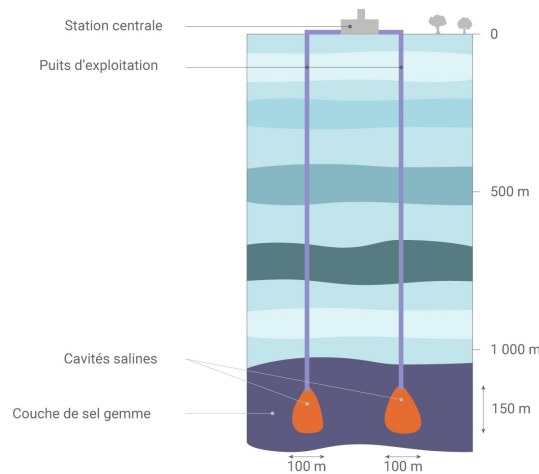


FIGURE 30 – Vue en coupe d'une cavité saline

Aujourd'hui, ces cavités sont principalement utilisées pour stocker du gaz naturel comme sur le site de Géométhane à Manosque, qui possède au total un volume utile de 300 millions de m^3 , ce qui permet d'alimenter l'entièreté de la région en gaz lors des pics de demande en hiver. Le site comprend actuellement sept cavités salines et compte en rendre deux disponibles pour le stockage d'hydrogène. Ce changement va cependant demander quelques ajustements des infrastructures pour être adapté à l'hydrogène, surtout en termes d'étanchéité. Cela s'inscrit notamment dans le projet HyGreen Provence lancé en 2018 par la région,

projet financé à hauteur de 300 millions d’euros pour une durée de 3 à 10 ans qui vise notamment à développer massivement les moyens de stockage d’hydrogène par le biais de ces cavités [31].

Le rapport de l’IEA sur l’hydrogène [32] décrit ainsi cette solution comme meilleur moyen de stockage massif à long terme de l’hydrogène existant à l’heure actuelle. La région PACA possède ainsi un certain potentiel grâce à ses sites déjà existants, mais il est difficile de savoir exactement à quel point le développement de ce mode de stockage s’avérera important. L’IEA estime que la France possède un potentiel total de stockage de 3 à 5 TWh, mais qui se répartit de manière très inégale : l’Est de la France possède les couches géologiques les mieux adaptées. De plus, il existe déjà quatre cavités employées pour l’hydrogène dans le monde (trois aux Etats-Unis et une au Royaume-Uni), ce qui démontre la réalisabilité de cette technologie.

Enfin, Il est aussi possible de stocker l’hydrogène en nappes aquifères, et ce en bien plus grandes quantités qu’en cavités salines, notamment grâce à l’abondance des nappes dans le sous-sol. Cependant, cette solution n’a encore jamais été testée à grande échelle et présente l’inconvénient majeur de ne pas être inerte à l’hydrogène : des réactions chimiques interviennent et provoquent l’apparition de composés parasites, altérant ainsi la qualité de l’hydrogène. Ces nappes ont déjà été utilisées dans le passé pour entreposer du gaz de ville (méthane et hydrogène en parts presque égales). Cette solution n’est donc pas totalement à exclure, mais mérite de plus amples recherches pour s’assurer de sa faisabilité.

B.4.2 Le stockage en bouteille

Outre l’exploitation de cavités existantes pour stocker l’hydrogène gazeux, il est possible de stocker celui-ci dans des bonbonnes en métal pour une utilisation future. Il en existe aujourd’hui quatre types. Elles peuvent être utilisées pour le transport comme pour le stockage sur le plus long terme, comme par exemple dans des stations-service. Cependant, il est clair que cette technologie n’est pas adaptée à un stockage massif comme c’est le cas pour des cavités souterraines. Un de ses avantages principaux est sa flexibilité : il est aisé d’injecter et de soutirer du gaz à l’intérieur, ce qui n’est pas le cas des cavités salines qui fonctionnent souvent en longues campagnes d’injection et de soutirage.

	Maturité	Coûts	Poids	Quantité d’hydrogène associée	Applications recommandées à l’heure actuelle
Type I	Mature	++	-	14 kg/m ³ à 200 bars	Transport et livraison d’H ₂ , entrepôt
Type II	Mature	+	0	14 kg/m ³ à 200 bars	Transport et livraison d’H ₂ , entrepôt
Type III	Mature pour P < 450 bar	-	+	pas de données	Applications mobiles (stockage embarqué)
Type IV	Début de commercialisation pour 700 bars	-	++	42 kg/m ³ à 200 bars	Applications mobiles (stockage embarqué)

TABLE 16 – Tableau comparatif sur les avantages et inconvénients des différents types de bouteilles

La taille des bonbonnes peut varier en fonction de leur finalité : du transport classique (0,06 m³ environ) aux tubes trailer (0,41 m³ environ), en passant par le stockage haute capacité (quelques m³). Cependant,

pour stocker des quantités importantes, les dimensions des installations doivent être importantes. C'est alors que la question de la liquéfaction entre en ligne de compte : elle permet d'augmenter encore plus la masse volumique. Cependant, elle nécessite des installations adaptées, notamment pour assurer la température de -253°C nécessaire à sa liquéfaction.

B.5 Le transport de l'hydrogène

Une fois le dihydrogène produit, il est nécessaire qu'il soit acheminé vers son lieu d'utilisation finale. Dès lors, de multiples solutions sont à la portée du gestionnaire : le paramètre qui fait pencher le décideur vers une solution plutôt qu'une autre est souvent la distance à parcourir. Ainsi, on peut affirmer que les moyens de transport de l'hydrogène décrits par la suite n'entrent que très peu en concurrence et sont plutôt destinés à se compléter.

B.5.1 Le transport par voie routière

La voie routière se présente comme une solution efficace sur les courtes et moyennes distances. De fait, les camions présentent un avantage sur les autres moyens de transport : ils peuvent se rendre directement à la destination finale. Leur flexibilité représente ainsi un critère de choix et in à les privilégier sur des trajets régionaux ou intra-européens. En ayant en tête que le développement des camions roulant à l'hydrogène et donc présentant un bilan carbone neutre sera terminé d'ici 2050, leur utilisation ne pourra être restreinte par des considérations environnementales. Selon les prévisions du RTE, la part de camions roulant à l'hydrogène en 2050 atteindra 35%, mais ce chiffre se fonde sur une technologie qui aujourd'hui ne présente pas une grosse autonomie (environ 400 kilomètres).



FIGURE 31 – Cadre de bouteilles d'hydrogène

Au-delà de l'infrastructure de transport, plusieurs procédés sont utilisés pour transporter la molécule d'hydrogène. Dans cette partie, on considérera uniquement de l'hydrogène transporté sous forme gazeuse et on reviendra sur les autres méthodes par la suite. Comme mentionné précédemment, plusieurs solutions de stockage existent et, dans la plupart des cas, le dihydrogène gazeux sera transporté dans des bonbonnes à différentes pressions. Le futur du transport routier d'hydrogène se fera sans doute à 700 bars et non à 200 bars pour des raisons de rentabilité (selon une conférence donnée par un représentant de l'entreprise suisse GreenGT). En effet, un transport à 700 bars permet de transporter une masse plus importante de dihydrogène

qu'à 200 bars, pour une bonbonne de même volume. La masse volumique du dihydrogène à 200 bars est en effet de $16,8 \text{ kg/m}^3$ contre 38 kg/m^3 à 700 bars. Dans le cas de transport via le système bouteilles + cadres, entre 1 et 2% de la masse totale transportée est de l'hydrogène, la grande majorité de la masse étant celle des cadres et des bouteilles. Une alternative est le semi-remorque à tubes (appelés tube-trailer), qui transporte des tubes horizontaux de 5 à 15 mètres de long. Il permet ainsi de transporter 100 kg d'hydrogène à une pression de 200 bars et une masse supérieure à une tonne à une pression de 700 bars [33]. Malgré tout, cette masse reste plutôt faible et, dès lors que les distances sont de l'ordre du millier de kilomètres, la solution du pipeline semble avantageuse.



FIGURE 32 – Le tube-trailer, méthode de transport routier la plus efficace

B.5.2 Le rôle des pipelines dans le transport d'hydrogène

La plupart des gaz naturels sont aujourd'hui transportés en grande quantité via des réseaux de gazoducs (également appelés pipelines), qui sont souvent le moyen de transport le moins cher pour de grandes quantités de gaz. Il est donc intéressant d'explorer cette voie pour le transport d'hydrogène.

Il existe aujourd'hui plus de 4000 kilomètres de pipelines destinés à transporter l'hydrogène, là où le réseau actuel de gaz naturel mesure près d'un million de kilomètres [34]. Le prix d'utilisation de ces pipelines est faible et ils sont conçus pour durer entre 40 et 80 ans. Les deux principaux défauts des pipelines sont le besoin d'acquiescer des droits pour construire les chemins et les coûts d'investissements élevés. S'ils ne sont plus utilisés pour le gaz naturel, les pipelines actuels pourraient être utilisés pour l'hydrogène, sous réserve de les modifier pour améliorer leur étanchéité⁴. Le principal problème réside dans le fait qu'il faut trois fois plus de volume d'hydrogène que de gaz naturel pour transporter la même quantité d'énergie. Des capacités supplémentaires de transport et de stockage sur le réseau pourraient donc être nécessaires, en fonction de l'ampleur de la croissance de la technologie hydrogène.

La région PACA, quant à elle, possède actuellement un très bon maillage de pipelines pour le gaz naturel [35], bien que celui-ci ne soit pour l'instant pas adapté au transport de l'hydrogène (sauf injection

4. Plus précisément, l'IEA estime qu'au total, un coût de 1 USD/kgH₂ pour transporter l'hydrogène sur 1500 kilomètres serait à prévoir. Le coût de la conversion de l'hydrogène en ammoniac coûte également 1 USD/kgH₂. Même s'il est moins coûteux de transporter l'ammoniac, ce prix de conversion reviendrait à un coût total de 1,5 USD/kgH₂. Plus la distance de transport augmente, plus le coût du transport d'un gaz en pipeline augmente (du fait d'un besoin accru de stations de compression). Comme il faut plus de stations de compression pour l'ammoniac, le prix pour un transport de 2500 kilomètres pour l'ammoniac est équivalent à celui de l'hydrogène (environ 2 USD/kgH₂).

jusqu'à 6% dans le réseau comme vu précédemment), mais ne possède encore aucune pipeline à hydrogène (ou hydrogénéoduc) installé.

B.5.3 Le transport maritime

À l'échelle intercontinentale, le transport maritime s'impose comme étant la manière la plus simple et économique de transporter l'hydrogène. Il serait certes possible d'envisager de construire des pipelines sous-marins mais l'investissement serait exorbitant face au débit qui en résulterait. De la même manière que pour le transport par camion, l'hydrogène serait transporté par des trailers dans des porte-conteneurs qui, à l'horizon 2050, pourraient être alimentés par une pile à combustible. Cependant, d'autres alternatives sont envisagées, comme la construction de navires spécialement conçus pour transporter l'hydrogène, à l'image du projet de la société japonaise Kawasaki Heavy [\[36\]](#).



FIGURE 33 – Vue d'artiste d'un navire transporteur d'hydrogène

B.5.4 Une autre alternative : transporter l'hydrogène sous d'autres formes

Dans les parties précédentes nous avons fait le choix de nous intéresser au transport du dihydrogène uniquement sous forme gazeuse. Cependant, cette forme n'est pas la plus intéressante en termes de coût car elle ne permet pas un emport optimisé à cause des caractéristiques chimiques de la molécule. En fait, l'hydrogène peut être transporté sous différentes formes [\[5\]](#). Pour le transport routier, il est possible de transformer l'hydrogène de plusieurs manières :

- liquéfaction du dihydrogène [\[37\]](#) sous une température inférieure à $-252,85^{\circ}\text{C}$ et des conditions de pressions usuelles technologiques

- Liquid Organic Hydrogen Carrier [\[38\]](#), qui se résume à lier par une réaction de chimie organique le dihydrogène à un solvant père, le principal inconvénient de cette méthode étant le fait de devoir amener ce solvant père déshydrogéné à la source de production, qui implique de créer un réseau séparé de retour

- transport après transformation en molécule d'ammoniac NH_3 [\[39\]](#)

Il est à noter que cette dernière solution peut également être envisagée pour le transport par pipeline, la molécule d'ammoniac étant bien plus facile à manier.

5. Dans un souci de concision, nous invitons le lecteur à se référer aux sources indiquées pour obtenir un développement des technologies envisagées.

Cependant, il est à considérer que ces transformations multiples représentent sur la chaîne de transport totale un coût supplémentaire. De fait, le déroulement est ici d'abord la conversion de l'hydrogène, puis son transport à proprement parler pour enfin restituer la molécule. Il ne s'agit donc plus d'une simple compression ou décompression. La figure suivante permet de comparer les différents coûts pour une distance inférieure à 500 kilomètres.

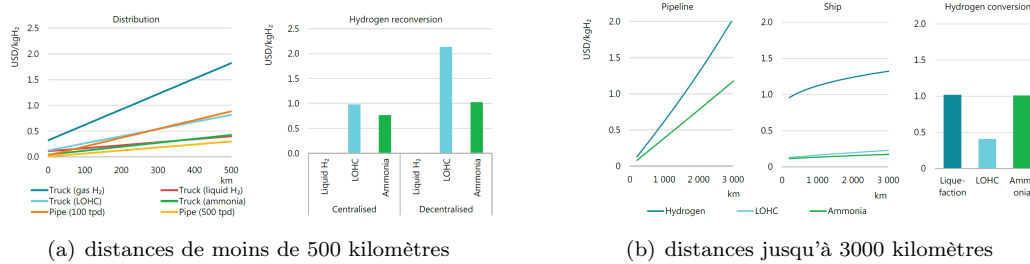


FIGURE 34 – Comparaison des prix pour un transport sous différentes formes et par différents moyens

B.5.5 Synthèse des différents moyens de transport et des coûts associés

Pour conclure cette sous-partie, nous avons, à partir des données fournies par l'IEA, réalisé une synthèse des coûts du transport de l'hydrogène selon le moyen employé et la forme sous laquelle la molécule est transportée. Il est à noter que ces prix sont amenés à évoluer, et ce de manière rapide au vu de la croissance du secteur.

Échelle	Moyen de transport	Prix moyen du cycle de transport (€/kg)
Régionale	Camion (H ₂ gazeux)	0,78
	Pipeline (700 bars)	3,2
Nationale	Camion (H ₂ liquide)	0,968
	Camion (ammoniac)	1,458
	Camion (LOHC)	2,45
	Camion (H ₂ gazeux)	2,56
	Pipeline (700 bars)	3,38
	Pipeline (ammoniac)	3,83
Européenne	Camion (H ₂ gazeux)	7,8
	Pipeline (700 bars)	4
	Pipeline (ammoniac)	4,4
Internationale	Pipeline (700 bars)	3,5
	Pipeline (ammoniac)	4,45
	Maritime (H ₂ liquide)	2,85
	Maritime (ammoniac)	3,65
	Maritime (LOHC)	3,74

TABLE 17 – Tableau récapitulatif des moyens de transport envisagés

B.6 Impacts socio-environnementaux et économiques de la filière

B.6.1 Le coût du déploiement de l'hydrogène

Le coût est aujourd'hui un des problèmes majeurs que rencontre le déploiement de l'hydrogène à grande échelle. En effet, comme cette technologie est encore assez récente et peu mature, la plupart des infrastructures qui y sont reliées manque souvent de compétitivité en termes de prix face à une solution purement électrique avec des batteries, sans parler d'une solution à partir d'hydrocarbures, qui reste aujourd'hui souvent la moins chère, et de très loin. Ainsi, pour que l'attractivité de l'hydrogène augmente, une baisse de prix massive de la technologie ou une forte augmentation du prix des autres technologies (ce qui paraît peu envisageable pour la solution batterie) sont nécessaires. Cette baisse de prix est cependant très probable dans les années à venir, grâce à l'industrialisation et la mise en place de chaînes de production, notamment d'électrolyseurs et de piles à combustible. Le prix de l'hydrogène en lui-même est aussi lié au coût de l'électricité utilisée, qui, rappelons-le, provient idéalement de sources renouvelables, et ces dernières présentent un coût d'opération qui ne cesse de baisser depuis plusieurs années et qui risque de continuer sur cette lancée, ce qui joue en faveur de l'hydrogène.

B.6.2 La réglementation dans le domaine de l'hydrogène

La première réglementation portant sur l'utilisation de l'hydrogène provient en premier lieu, comme souvent en matière d'énergie, de l'Union Européenne. Elle date du début des années 2010, mais reste assez vague et est davantage de l'ordre de l'incitation à explorer cette voie pour décarboner la société, et notamment les transports. D'autres règlements mineurs ont été instaurés les années suivantes, par exemple en France dans le cadre de la programmation interannuelle de l'énergie [40]. La réglementation majeure à ce sujet en France provient de l'ordonnance n°2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène [41], qui vise à fixer les définitions de chacun des termes liés à l'hydrogène pour éviter tout abus (hydrogène bas-carbone, hydrogène renouvelable, etc) ainsi qu'à offrir des garanties de traçabilité et de transparence sur la production et la vente, tout en encourageant le développement de la filière à plus grande échelle. Ainsi, la réglementation précise sur le sujet est extrêmement récente et démontre bien l'intérêt soudain des sociétés pour l'hydrogène ces dernières années, ce qui est paraît encourageant pour le futur du domaine. Cette ordonnance prend place dans le cadre de la Stratégie nationale pour le déploiement de l'hydrogène décarboné, dévoilée en septembre 2020 par le gouvernement et accompagnée d'un budget initial de 7 milliards d'euros, allongé de 2 milliards en octobre 2021 par le président Macron.

B.6.3 Les risques environnementaux

Comme toute technologie déployée par l'Homme, l'hydrogène possède un impact sur l'environnement qu'il convient d'estimer, notamment pour le faire peser sur la balance bénéfice/risque et tenter de diminuer au maximum ces impacts. Tout d'abord, déployer l'hydrogène nécessitera forcément de reconstruire ou modifier des infrastructures, entraînant directement des émissions de GES liées à la construction et aux matériaux utilisés, mais cela dépend bien évidemment de l'échelle de déploiement considérée. Ces impacts sont donc difficilement quantifiables et dépendent fortement du scénario d'emploi considéré.

En ce qui concerne la consommation de ressources, les technologies actuelles posent un problème majeur de consommation de métaux rares, surtout à long terme. En effet, les électrolyseurs et les piles à

combustibles en emploient pour la plupart, notamment celles utilisant la technologies PEM. Celle-ci utilise en effet du platine en tant que catalyseur pour la réaction d’oxydoréduction, à raison de 0,25g/kW, ce qui, pour une voiture, correspond par exemple à près de 30 grammes, là où la consommation actuelle pour les pots d’échappement catalytiques est de 2 à 3 grammes [42]. De plus, le platine est un métal envisagé pour les petits stockages de dihydrogène tels que la mobilité douce (vélos à hydrogène par exemple). Le platine présente l’avantage d’absorber jusqu’à cent fois son poids en hydrogène : il peut donc constituer un petit contenant facile à transporter et sûr. Les réserves de platine sur Terre étant finies, son épuisement est aujourd’hui prévu autour de la décennie 2060, même s’il est probable que de nouveaux gisements soient découverts d’ici là et allongent son exploitation. Il est cependant important de s’interroger sur son usage et de tenter de le cadrer au maximum. C’est aujourd’hui un métal recyclé à plus de 95% dans l’industrie automobile, mais un déploiement massif de l’hydrogène pourrait poser des problèmes d’approvisionnement. Il existe tout de même d’autres technologies de piles à combustible et d’électrolyseurs n’employant pas de platine : elles pourraient constituer de bons substituts. De plus, le monde de la recherche travaille aujourd’hui à diminuer les quantités employées et à trouver d’autres moyens de catalyser la réaction dans les PEM.

Enfin, pour ce qui est des émissions de GES, l’hydrogène aurait plutôt un impact positif, à la condition majeure qu’il soit massivement produit par électrolyse à partir d’une électricité décarbonée (bien qu’électricité décarbonée ne soit pas synonyme d’absence de risque environnemental [6]). Ce n’est aujourd’hui pas du tout le cas, étant produit en très grande majorité grâce aux hydrocarbures. Cette méthode est responsable de plus de 800 millions de tonnes d’émission de CO₂ dans le monde [44] sur les 43 milliards émises au total. Ce n’est donc aujourd’hui pas un vecteur dit “propre”. Comme vu précédemment, il peut aussi poser en cas de combustion les mêmes problèmes que les hydrocarbures en termes d’émissions de NO_x, mais cet impact restera probablement minime étant donné les usages envisagés de la molécule, qui ne serait pas utilisée comme carburant.

B.6.4 L’emploi dans le secteur de l’hydrogène

Compte tenu du fait que le secteur d’hydrogène ne représente actuellement qu’une petite partie de l’énergie en France, il est difficile de clairement prédire le nombre d’emplois potentiellement créés dans les années à venir sur la base des données des années précédentes. Mais selon l’ordonnance du février 2021 relative à l’hydrogène [45], dans le cas où les objectifs réglementaires concernant la production d’hydrogène d’origine renouvelable et bas carbone sont suivis, le marché français de l’hydrogène vert représentera 40 milliards d’euros d’ici 2050, plus de 40 000 créations d’emplois d’ici 2030 et 150 000 d’ici 2050. Cela signifie concrètement une dizaine de milliers d’emplois créés dans la région PACA d’ici 2050. Cependant, le secteur industriel est fortement susceptible d’être impacté par l’utilisation accrue de l’hydrogène, du fait de la part importante qu’il occupe dans la région PACA. Le bassin industriel de Fos-sur-Mer en particulier sera sans aucun doute le plus sensible à toute évolution majeure dans le domaine. Par conséquent, une augmentation de l’utilisation de l’hydrogène entraînera inévitablement une baisse d’activité de ces industries susceptible de

6. Les énergies solaire, éolienne et nucléaire présentent en effet un risque environnemental non négligeable. En ce qui concerne les deux premières, la construction des infrastructures nécessaires fait appel à des matériaux parfois rares et difficiles à extraire de manière “propre”. Du côté du nucléaire, la production de déchets radioactifs par les centrales est un sujet en plein cœur du débat à l’heure actuelle. À titre informatif, la consommation annuelle d’électricité génère aujourd’hui en France moins de 2 kg de déchets radioactifs par personne [43] (contre 100 kg de déchets non radioactifs par personne et par an). 5% de ces déchets (les plus radioactifs) doivent être stockés sous terre, à 500 mètres de profondeur. Ces impacts environnementaux non négligeables posent des problèmes récurrents d’acceptabilité dans la production d’énergie décarbonée.

mener à des suppressions d'emplois.

Selon un nouveau rapport publié par l'Agence Internationale pour les Énergies Renouvelables (IRENA) et l'Organisation Internationale du Travail (OIT), la transition énergétique créera quatre fois plus d'emplois qu'elle n'en détruira. Par analogie avec les énergies renouvelables, nous supposons que ce sera également le cas pour le développement de l'hydrogène, notamment car l'électricité nécessaire à sa production proviendra d'énergies renouvelables. Cependant, il est certain qu'une proportion importante des personnes travaillant dans le secteur des énergies fossiles devront faire face à un changement de carrière. De plus, la filière hydrogène solli des métiers de l'industrie et de l'énergie d'ores et déjà sous tension et dont les compétences sont rares. Si le gouvernement et les acteurs de la filière n'anticipent pas ces difficultés de recrutement, son développement sera freiné et les objectifs fixés par le cadre réglementaires seront difficiles à atteindre. Par conséquent, il est essentiel de prévoir en parallèle des plans de formation et de reconversion professionnelle dans ce domaine pour en assurer sa pérennité à long terme.

B.6.5 L'acceptabilité, un facteur prépondérant dans le déploiement de la filière

Le déploiement de l'hydrogène dans la région PACA dépend fortement de l'acceptabilité sociale et de l'accoutumance des habitants aux technologies et infrastructures associées. L'acceptabilité s'articule autour de différents sujets sensibles : enjeux paysagers, économiques, sociaux, environnementaux et acceptation des risques (de stockage et de transport). Aussi, les scénarios nécessitant des choix politiques marqués à l'horizon 2050 pourraient potentiellement se heurter à des mouvements de contestation publique, en sus des préoccupations techniques, administratives, de capital humain, etc. Néanmoins, le développement de projets liés à l'hydrogène n'est pas nouveau et s'est déjà confronté au public. On peut notamment mentionner les projets HyWay à Lyon (production en série de véhicules à prolongateur de batterie à hydrogène) et Navibus à Nantes (ligne de navette fluviale à hydrogène), qui ont fait l'objet d'études sociologiques sur l'acceptabilité des divers acteurs du projet. Il en ressort que le public est avant tout sensible à l'impact écologique des projets : on parle ici de niveau étendu d'acceptabilité. Il apparaît par ailleurs que ces projets sont d'autant mieux acceptés par les populations jeunes et étudiantes, car celles-ci sont davantage sensibilisées aux enjeux environnementaux et plus à même d'interpréter des éléments hors du quotidien.

Le niveau étendu d'acceptabilité se décline ensuite en niveaux restreints qui se caractérisent par des conceptions et expériences divergentes par rapport à l'énergie et l'hydrogène, en fonction des groupes et des zones géographiques [46]. Ceci met en évidence la nécessité de sensibiliser le public aux échelles locale et nationale. En 2016, 59% des européens se considéraient non informés et seulement 6% se disaient familiers avec les technologies de l'hydrogène et les piles à combustibles [47]. À l'échelle de la région PACA, le plan hydrogène régional annonce comme "action prioritaire de la filière régionale" le fait de mener des actions de sensibilisation et d'information avec les collectivités, les entreprises et le grand public. La région prévoit également la rédaction d'un argumentaire des risques liés à la filière, en plus des formations et interventions dispensées par les pompiers sur le sujet. Pour ce qui est de l'acceptabilité économique, le plan hydrogène prévoit une aide pour la réalisation d'études de faisabilité technico-économique à destination du public [48]. Parmi les projets de démonstration, on peut citer le projet JUPITER 1000 à Fos-sur-Mer, espace d'échange pour les acteurs de la filière (industriels, chercheurs, autorités locales, ...) qui participe en plus au développement des usages de l'hydrogène de demain.



FIGURE 35 – Le Navibus *Jules Verne 2*, bateau à hydrogène nantais destiné au transport de passagers

La question des risques d'exploitation liés à l'hydrogène est aussi un sujet majeur de la filière. Comme vu précédemment, de par sa large gamme d'explosivité, sa volatilité, son caractère inodore et invisible, ce gaz peut constituer un grand risque s'il n'est utilisé dans des conditions suffisantes de sécurité. Pour ce qui est de l'odeur, à la différence du gaz naturel, il est dans la plupart des cas impossible de le parfumer avec un agent odorant, son usage dans une pile à combustible nécessitant qu'il soit particulièrement pur. Cela empêche donc sa détection par l'Homme et augmente largement les risques. De plus, sa flamme ne rayonne quasiment pas de lumière ni de chaleur, ce qui rend les incendies à l'hydrogène plus difficilement visibles et appréciables. Il peut également causer de graves brûlures en cas d'imprudence. Son usage en intérieur nécessite donc en parallèle une ventilation adéquate pour s'assurer d'éviter son accumulation, ce qui rajoute des contraintes pour un usage industriel. L'énergie d'activation de sa flamme est de l'ordre de 10^{-5} J, là où une décharge d'électricité statique est de l'ordre du millijoule. Une minuscule source d'énergie peut alors causer un incendie ou une explosion, comme cela a été le cas dans une station service à hydrogène en Norvège en juin 2019 [49], dans laquelle une fuite d'hydrogène a, en soulevant des graviers au sol, provoqué un petit échauffement qui a suffi à déclencher l'incendie.



FIGURE 36 – Vue aérienne de la station norvégienne en feu

Cependant, ces risques peuvent être cadrés et traités par une préparation adaptée et une bonne appréhension de leurs origines. Il existe par exemple des dispositifs de sécurité dans les modules de stockage, tels que des fusibles thermo-activables, fondant au-dessus de 110°C et relâchant ainsi tout le gaz pour éviter toute explosion en cas de surchauffe, ou encore diverses soupapes de sécurité pour éviter toute surpression. La préparation humaine à gérer ces risques est tout aussi essentielle. C'est pourquoi a été lancé le projet européen HyResponse mené principalement par l'ENSOSP (École Nationale Supérieure des Officiers de Sapeurs-Pompiers) à Aix-en-Provence, afin de former les pompiers en Europe à mieux connaître le risque hydrogène et être en capacité d'y réagir correctement. Cela passe notamment par la rédaction d'un guide et d'une mallette numérique en plusieurs langues sur le risque hydrogène, ainsi que diverses formations théoriques et pratiques. L'ENSOSP possède en effet le seul site européen capable de simuler plus de 80 scénarios à risque. Les entreprises de la région travaillant sur ce domaine font également appel à l'école pour solliciter un accompagnement dans leurs projets sur le thème de la sécurité, comme le projet Masshyla à Fos-sur-Mer mené par Engie et Total visant à produire pour 40MW d'électrolyseur de l'hydrogène décarboné provenant d'une centrale photovoltaïque. Selon les dires d'un formateur de l'ENSOSP, leur objectif est notamment d'éviter la survenue d'incidents majeurs liés à l'hydrogène, qui entraîneraient une réglementation trop contraignante et empêcheraient alors le bon développement de la filière.

Références

- [1] « L'hydrogène, cet hallucinogène », Contrepoints, juin 04, 2018. <https://www.contrepoints.org/2018/06/04/215595-lhydrogene-cet-hallucinogene> (consulté le déc. 01, 2021).
- [2] « Steam reforming », Wikipedia. nov. 30, 2021. Consulté le : déc. 01, 2021. [En ligne]. Disponible sur : https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Steam_reforming&oldid=1057867398.
- [3] « SMR BASED H2 PLANT WITH CCS », IEAGHG, févr. 2017. [En ligne]. Disponible sur : <https://ieaghg.org/terms-of-use/49-publications/technical-reports/784-2017-02-smr-based-h2-plant-with-ccs>.
- [4] « SMR-X™ - Production d'hydrogène avec zéro vapeur », Air Liquide, janv. 05, 2017. <https://www.engineering-airliquide.com/fr/smr-x-production-hydrogene-zero-vapeur> (consulté le déc. 01, 2021).
- [5] « La pyrogazéification : comment ça marche ? » <https://atee.fr/energies-renouvelables/club-pyrogazeification/la-pyrogazeification-comment-ca-marche> (consulté le déc. 01, 2021).
- [6] « Catalogue panorama des solutions H2 », France Hydrogène, oct. 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.afhypac.org/documents>.
- [7] « World Energy Outlook 2019 – Analysis », International Energy Agency IEA, 2019. Consulté le : déc. 01, 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.
- [8] J.-L. Durville, J.-C. Gazeau, J.-M. Nataf, J. Cueugnet, et B. Legait, « Filière Hydrogène-Energie », Ministère de l'écologie, sept. 2015. [En ligne]. Disponible sur : https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/filiere-hydrogene-energie.pdf.

- [9] « Le Maroc prépare un méga projet dans l'hydrogène vert, une lère en Afrique », Masen, nov. 2020. <https://www.masen.ma/fr/actualites-masen/masen-prepare-un-mega-projet-dans-lhydrogene-vert-une-1ere-en-afrique> (consulté le déc. 01, 2021).
- [10] Picbleu, « Électricité Notions de rendement et de pertes sur le réseau », oct. 2021. <https://www.picbleu.fr/page/electri-rendement-pertes-sur-reseau> (consulté le déc. 01, 2021).
- [11] M. Lorcet et S. Mas, « Évaluation macroscopique du potentiel photovoltaïque mobilisable au sol en région Provence-Alpes-Côte d'Azur », CEREMA, avr. 2019. Consulté le : déc. 01, 2021. [En ligne]. Disponible sur : https://www.cerema.fr/system/files/production/2019-07/rapportpv-sol-paca_vf_diffusable.pdf.
- [12] « Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires », Assemblée régionale de la région Sud, Région PACA, juin 2019. [En ligne]. Disponible sur : https://connaissance-territoire.maregionsud.fr/fileadmin/user_upload/Pages_SRADET/Pages_Schema/Sraddet_2020_09/SRADET_SUD_01_Rapport.pdf.
- [13] J. Christin, « Contraintes et opportunités de développement – Étude sur la partie Sud des Alpes », CEREMA, 2016. [En ligne]. Disponible sur : https://www.cerema.fr/system/files/documents/2017/06/energies_renouvalbles_en_zone_de_montagne_-_etude_sur_la_partie_sud_des_alpes.pdf.
- [14] « Production régionale éolienne ». ORECA, 2018. [En ligne]. Disponible sur : <https://oreca.maregionsud.fr/production-denergie-regionale/eolien.html#.YaiDYtDMI2w>.
- [15] « Installations éoliennes raccordées au réseau par département - Cartographie de l'intensité énergétique des vents à 80 mètres de hauteur en Région Sud - DATA SUD ». <https://trouver.datasud.fr/dataset/installations-eoliennes-raccordees-au-reseau-par-departement/resource/73bec051-e9ee-4b9b-a7b3-359221fe170b> (consulté le déc. 01, 2021).
- [16] « Carte de l'énergie éolienne en 2021 ». <https://mapthenews.maps.arcgis.com/apps/instant/media/index.html?appid=11fbf3f54b4a48e49320cd97333c4f1d> (consulté le déc. 01, 2021).
- [17] « Serre-Ponçon, un ouvrage à but multiple ». SMADESEP. Consulté le : déc. 01, 2021. [En ligne]. Disponible sur : <http://www.smadesep.com/cms/index.php/le-lac-destination-nautique-2/presentation/un-ouvrage-a-but-multiple/>.
- [18] « 2020 Hydropower Status Report », International Hydropower Association IHA, 2020. [En ligne]. Disponible sur : https://hydropower-assets.s3.eu-west-2.amazonaws.com/publications-docs/2020_hydropower_status_report.pdf.
- [19] « éco2mix - La production d'électricité par filière », RTE France. <https://www.rte-france.com/eco2mix/la-production-delectri-par-filiere> (consulté le déc. 03, 2021).
- [20] « Pile à combustible à membrane d'échange de protons », Wikipédia. juill. 16, 2021. Consulté le : déc. 01, 2021. [En ligne]. Disponible sur : https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Pile_%C3%A0_combustible_%C3%A0_membrane_d%27%C3%A9change_de_protons&oldid=184700955.
- [21] ibid.
- [22] « Pile à combustible, pile à l'heure de l'hydrogène », I'MTech, nov. 30, 2020. <https://imtech.wp.imt.fr/2020/11/30/pile-a-combustible-hydrogene/> (consulté le déc. 01, 2021).

- [23] C. Ji et S. Wang, « Effect of hydrogen addition on combustion and emissions performance of a spark ignition gasoline engine at lean conditions », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, n 18, p. 7823-7834, sept. 2009, doi : 10.1016/j.ijhydene.2009.06.082.
- [24] M. Nizio, « Plasma catalytic process for CO₂ methanation », phdthesis, Université Pierre et Marie Curie - Paris VI, 2016. Consulté le : déc. 01, 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01612734>.
- [25] « World Energy Outlook 2019 – Analysis », International Energy Agency IEA, 2019. Consulté le : déc. 01, 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.
- [26] « Nitrogen (Fixed) - Ammonia », USGS, 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.usgs.gov/centers/nmic/nitrogen-statistics-and-information>.
- [27] Agence Internationale de l'énergie, voir source ci-dessus.
- [28] « Valhydate : Applications innovantes de l'hydrogène sur un territoire industrialo-portuaire ». Capenergie, 2016. [En ligne]. Disponible sur : https://www.capenergies.fr/wp-content/uploads/2017/05/fiche_DAS1_VALHYDATE.pdf.
- [29] Conférence donnée par ArcelorMittal lors de notre visite.
- [30] P. Gombert et A. Thoraval, « Le stockage souterrain d'hydrogène dans le cadre de la transition énergétique. Maîtrise des risques et impacts ». INERIS, oct. 2019. [En ligne]. Disponible sur : https://www.cnrs.fr/mi/IMG/pdf/hydro2019_presentation_gombert.pdf.
- [31] « HyGreen Provence », Capenergies. https://www.capenergies.fr/portfolio_page/hygreen-provence/ (consulté le déc. 01, 2021).
- [32] Rapport de l'IEA, source déjà évoquée.
- [33] Rapport de l'IEA.
- [34] « Hydrogen pipeline length by country », Statista. <https://www.statista.com/statistics/1147797/hydrogen-pipeline-length-by-country/> (consulté le déc. 01, 2021).
- [35] « Système gazier régional - DREAL Provence Alpes-Côte d'Azur ». <http://www.paca.developpement-durable.gouv.fr/systeme-gazier-regional-r184.html> (consulté le déc. 01, 2021).
- [36] « Fiche 4.1 - Memento sur le transport d'hydrogène ». AFHYPAC, sept. 2019. <http://www.afhypac.org/documents/tout-savoir/Fiche%204.1%20-%20Transport%20hydrog%C3%A8ne%20-%20revmai2016ThA.pdf>.
- [37] « Fiche 4.3 - Memento sur l'hydrogène liquide ». AFHYPAC, sept. 2019. <http://www.afhypac.org/documents/tout-savoir/Fiche%204.3%20-%20Liqu%C3%A9faction%20de%20l%27hydrog%C3%A8ne%20r%C3%A9v.%20P.M.%20janv2019.pdf>.
- [38] « Stocker l'hydrogène par voie chimique grâce au procédé LOHC », *Techniques de l'Ingénieur*, oct. 2021. <https://www.techniques-ingenieur.fr/actualite/articles/stocker-lhydrogene-par-voie-chimique-grace-au-procede-lohc-102990/> (consulté le déc. 01, 2021).
- [39] A. Richel, « L'ammoniac liquide : un carburant vert pour le secteur du transport ? », sept. 2020. <http://www.chem4us.be/energie/lammoniac/> (consulté le déc. 01, 2021).

- [40] « Hydrogène : construire un cadre juridique sans reproduire les erreurs du passé », Actu-Environnement, sept. 2020. <https://www.actu-environnement.com/blogs/arnaud-gossement-isabelle-michel/37/avis-expert-arnaud-gossement-isabelle-michel-droit-hydrogene-53.html> (consulté le déc. 01, 2021).
- [41] Ordonnance n° 2021-167 relative à l'hydrogène. 2021. Consulté le : déc. 01, 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043148001/>.
- [42] « Afhypac - [Décryptage] Le platine est-il un frein au développement des piles à combustible ? », France Hydrogène, avr. 2019. Consulté le : déc. 01, 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.afhypac.org/actualites/articles/decryptage-le-platine-est-il-un-frein-au-developpement-des-piles-a-combustible-1697/>.
- [43] « Les déchets radioactifs ». EDF, juill. 20, 2015. Consulté le : déc. 10, 2021. [En ligne]. Disponible sur : www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electri/les-dechets-radioactifs.
- [44] Rapport IEA.
- [45] Ordonnance évoquée ci-dessus.
- [46] N. Dupuis, « L'acceptabilité sociale de l'hydrogène et son processus de co-construction, un enjeu pour la transition énergétique dans les territoires », phdthesis, Université du Littoral Côte d'Opale, 2019. Consulté le : déc. 01, 2021. [En ligne]. Disponible sur : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-02491400>.
- [47] « Etude sur l'acceptation publique du projet Hyacinth », France collectivité hydrogène FCH, 2013. [En ligne]. Disponible sur : <https://hyacinthproject.eu/wp-content/uploads/2013/12/%C3%89tude-sur-lacceptation-publique-Fr.pdf>.
- [48] « Plan Régional Hydrogène », Région PACA, déc. 2020. [En ligne]. Disponible sur : https://www.maregionsud.fr/fileadmin/Plan_hydrogene_regional.pdf.
- [49] «Explosion d'une station d'hydrogène en Norvège : la cause de la fuite est identifiée», Automobile Propre.<https://www.automobile-propre.com/breves/explosion-dune-station-dhydrogene-en-norvege-la-cause-de-la-fuite-est-identifiee/>(consulté le déc. 10, 2021).

C ANNEXE 3 État de l’art

Le dihydrogène H_2 est un gaz qui pourrait être amené à jouer un rôle majeur dans le secteur de l’énergie. Depuis de nombreuses années, à l’image de cette thèse datant de 2010 [1], certains travaux se penchent sur cette éventualité. Cette thèse étudie ainsi l’avenir de l’hydrogène dans le monde. La première partie de celle-ci traite des infrastructures nécessaires dans le cas d’un développement de l’hydrogène pour différents scénarios et pourrait être utile dans le cadre de notre étude. La seconde partie étudie les freins à ce développement et aborde le problème d’un point de vue socio-économique. Il s’agit de l’un des premiers travaux sérieux sur lesquels nous avons pu nous appuyer. En particulier, le rôle que l’hydrogène pourrait jouer dans la décarbonation des sociétés est analysé dans un article de 2018 [2]. Celui-ci s’intéresse à l’hydrogène comme moyen de réduction des émissions de gaz à effet de serre en Californie à l’horizon 2030. L’État californien envisage en effet d’utiliser principalement de l’énergie solaire et éolienne, ce qui engendre des problèmes d’intermittence. L’hydrogène est donc évoqué dans un premier temps pour éviter ces creux de production électrique, en stockant de l’hydrogène produit à partir d’énergie solaire puis en reconvertissant cet hydrogène en électricité à l’aide d’une pile à combustible. La seconde utilisation de l’hydrogène se situerait dans le transport routier et viserait à décarboner complètement ce secteur. L’auteur de l’article souligne tout de même que l’apport de l’hydrogène ne permettrait pas de résoudre totalement les problèmes d’intermittence.

Pour ce faire, la mise en place de stations hydrogène va s’avérer primordiale au niveau des territoires. Un article publié en 2020 [3] présente les défis futurs pour la conception, la planification et le déploiement des stations hydrogènes. Ces problématiques sont à considérer dans la stratégie hydrogène, et notamment celle de la région Provence-Alpes-Côte-d’Azur. L’industrie des véhicules hydrogène a énormément progressé ces dernières années mais la faible vitesse de déploiement des stations limite le nombre de véhicules hydrogène sur les routes. Différentes solutions sont possibles pour les stations : livraison d’hydrogène gazeux par pipeline ou camion, livraison d’hydrogène liquide par camion, production d’hydrogène gazeux sur site via un électrolyseur ou par vaporeformage du méthane (SMR) avec capture et séquestration de carbone. Le prix de construction d’une station peut être abaissé en augmentant sa taille, en produisant massivement les composantes communes à toutes les stations et en optimisant sa fréquentation. Le déploiement des stations, et particulièrement les choix de localisation et de date de mise en service, est donc un point crucial à optimiser.

Une autre utilisation de l’hydrogène serait son mélange avec le gaz naturel (principalement du méthane CH_4), dans le but de réduire les émissions de gaz à effet de serre liées à la combustion de ce gaz et d’augmenter le pouvoir calorifique inférieur du gaz. Le Royaume-Uni, via son projet HyDeploy, est l’un des pionniers en ce qui concerne le développement de cet usage. Ce projet est analysé dans un article paru en 2019 [4] : l’auteur examine la faisabilité du projet et ses objectifs (fondre l’hydrogène dans la distribution de gaz naturel en toute sécurité et prévoir les infrastructures nécessaires au déploiement tels que les électrolyseurs).

Dans le monde entier, plusieurs territoires (à différentes échelles) ont ainsi déjà lancé des prospections au sujet du développement du vecteur hydrogène et de sa place dans la société d’ici 2030, voire 2050. Tout d’abord, de nombreux pays comme l’Espagne ont annoncé la planification de l’évolution de leur mix énergétique. À la suite de cette annonce, J. J. Bray [5] propose la solution de l’hydrogène pour minimiser les pertes d’énergie produite dans le schéma énergétique proposé par l’Espagne. L’essentiel de l’article est donc consacré à l’utilisation de l’hydrogène comme technologie de stockage d’électricité et présente quelques résultats sur la fourniture d’énergie selon les heures de la journée et les saisons en 2030 dans le cas d’un usage

de l'hydrogène. De la même manière, l'Italie est aussi un sujet d'étude pour le déploiement du transport à l'hydrogène. Cet article [6] présente l'analyse de deux scénarios possibles de déploiement de l'hydrogène en Italie à l'aide du modèle MARKAL (modèle de prospective énergétique à long terme permettant l'analyse chiffrée des différents scénarios énergétiques possibles), en insistant sur le secteur du transport. Deux scénarios sont à l'étude : le scénario Baseline (hydrogène uniquement présent dans des secteurs niches) et le scénario Alternative (utilisation répandue des technologies hydrogène avec 2 millions de véhicules hydrogène à l'échelle nationale en 2030). Cependant, l'électrolyse n'est pas mis en avant dans cet article : les moyens de production faisant intervenir des technologies de séquestration de carbone sont mis à l'honneur, ce qui n'est pour le moment pas envisagé à grande échelle par la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur.

L'étude du rôle de l'hydrogène ne se cantonne cependant pas à l'échelle nationale. D'autres régions françaises, telles que les Midi-Pyrénées [7], ont étudié le développement ainsi que l'optimisation de la *supply chain* de la filière. La conception du problème est similaire à celle que nous avons adoptée mais, contrairement à nous, cible seulement la supply chain de l'hydrogène et non pas l'ensemble du système énergétique de la région. Bien que la méthodologie adoptée ici puisse nous être utile, l'auteur cherche à optimiser l'efficacité de la chaîne et non pas à établir des possibilités pour le futur.

Cependant, le développement de la filière hydrogène pourrait être ralenti par les risques associés à la molécule. Un article datant de 2007 [8] étudie ceux-ci de manière comparative avec les autres sources d'énergie (gasoil, méthane, etc). Cela permet non seulement de cerner les risques, qui seront abordés dans la première partie, mais également de les étudier de manière comparative, car le développement de l'hydrogène se ferait aux dépens d'autres sources énergétiques, et notamment aux dépens des énergies fossiles.

De plus, l'opinion publique pourrait jouer un rôle majeur quant à la vitesse de la mise en place de la filière, comme il est mentionné dans un article de 2008 [9] qui traite de ce sujet au Pays de Galles. D'après l'étude, les principales préoccupations de la population galloise sont les coûts ainsi que la sécurité, tant lors de la production que lors de l'utilisation, bien que, dans l'ensemble, l'hydrogène a le vent en poupe. Ces considérations d'ordre sociologique seront évidemment à considérer lors des études de faisabilité des différents projets associés à la filière.

Références

- [1] N. BENTO. *La transition vers une économie de l'hydrogène : infrastructures et changement technique*. Sous la dir. d'Angelier J.-P. Université Pierre Mendès-France - Grenoble II. 2010.
- [2] D. WANG ET. AL. "Quantifying the flexibility of hydrogen production systems to support large-scale renewable energy integration." In : *Journal of Power Sources* 399 (2018), p. 383-391. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.07.101>.
- [3] D. L. GREEN. "Challenges in the designing, planning and deployment of hydrogen refueling infrastructure for fuel cell electric vehicles." In : *eTransportation* 6 (2020), p. 100086. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2020.100086>.
- [4] T. ISAAC. "HyDeploy : The UK's First Hydrogen Blending Deployment Project." In : *Clean Energy* 3.2 (2019), p. 114-125. DOI : <https://doi.org/10.1093/ce/zkz006>.

- [5] J. J. BREY ET. AL. “Use of hydrogen as a seasonal energy storage system to manage renewable power deployment in Spain by 2030.” In : *International Journal of Hydrogen Energy* 46.33 (2020), p. 17447-57. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.089>.
- [6] M. CONTALDI ET. AL. “Hydrogen perspectives in Italy : Analysis of possible deployment scenarios.” In : *International Journal of Hydrogen Energy* 33.6 (2008), p. 1630-1642. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.12.035>.
- [7] S. DE-LEÓN ALMARAZ ET. AL. “Hydrogen supply chain optimization for deployment scenarios in the Midi-Pyrénées region, France.” In : *International Journal of Hydrogen Energy* 39.23 (2014), p. 11831-45. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.05.165>.
- [8] D. A. CROWL ET. AL. “The hazards and risks of hydrogen.” In : *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 20.2 (2007), p. 158-164. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2007.02.002>.
- [9] S. J. CHERRYMAN ET. AL. “An exploratory study of public opinions on the use of hydrogen energy in Wales.” In : *Public Understanding of Science* 17.3 (2008), p. 397-410. DOI : <https://doi.org/10.1177/0963662506068053>.

D ANNEXE 4 Index des acronymes employés

Dans l'entièreté du rapport, nous avons utilisé librement les acronymes suivants :

CAPEX : *CAPital EXpenditure* (investissements initiaux)

CCS : *Carbon Capture and Storage* (Capture et stockage du CO₂)

DLVA : Durance-Luberon-Verdon Agglomération

DREAL : Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement

ECS : Eau Chaude Sanitaire

EnR : Énergie Renouvelable

ENSOSP : École Nationale Supérieure des Officiers de Sapeurs-Pompiers

EPR : Réacteur à Eau Préssurisée

GES : Gaz à Effet de Serre

HTE : Haute Température (type d'électrolyseur)

IEA : Agence Internationale de l'Énergie

INSEE : Institut National de la Statistique et des Études Économiques

ITER : Réacteur Thermonucléaire Expérimental International

LOHC : *Liquid Organic Hydrogen Carriers* (technique de transformation de l'hydrogène destinée à son transport)

Nm³ : Normo-mètre cube (mètre cube de gaz à température et pression usuelles)

OPEX : *OPerational EXpenditure* (coûts d'exploitation)

PACA : Provence-Alpes-Côte-d'Azur

PEM : *Polymer Electrolyte Membrane* (type d'électrolyseur)

RTE : Réseau de Transport d'Électricité

SMR : *Small Modular Reactor* (type de réacteur nucléaire, de petite capacité)

SMR : *Steam Methane Reforming* (méthode de production d'hydrogène à partir du méthane)

SRADDET : Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires

STEP : Station de Transfert d'Énergie par Pompage

USD : *US Dollar* (dollar américain)

E ANNEXE 5 Table des figures

Table des figures

1	Carte de la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur	7
2	Apparence visuelle de la feuille du logiciel à remplir	10
3	Exemple d'affichage de la répartition des émissions de CO ₂ par secteur	11
4	Aperçu du calcul du prix de l'électricité par le logiciel	13
5	Schéma présentant la composition du coût de l'hydrogène	13
6	Aperçu du calcul du prix de l'hydrogène par le logiciel	14
7	Schéma de développement du projet HyGreen Provence	17
8	Vue aérienne de Manosque, place centrale de l'agglomération	17
9	Aperçu du bassin industriel de Fos-sur-Mer	18
10	La station de ski de Serre-Chevalier, dans les Hautes-Alpes	18
11	Vue aérienne de la promenade des Anglais de Nice	19
12	Carte de la métropole de Nice-Côte-d'Azur	20
13	Mix électrique français en 2019	22
14	Scénario E1	22
15	Scénario E2	23
16	Scénario E3	23
17	Répartition des émissions de CO ₂ dans le scénario global de référence	28
18	La molécule de dihydrogène	37
19	Schéma de fonctionnement d'un électrolyseur alcalin	38
20	Schéma de fonctionnement d'un électrolyseur PEM	39
21	Schéma de fonctionnement d'un électrolyseur HTE	39
22	Schéma de fonctionnement de la pyrogazéification	41
23	Carte de l'irradiation annuelle globale sur plan incliné de 35° (plein Sud)	44
24	Carte du potentiel éolien dans la région PACA	44
25	Le barrage de Serre-Ponçon, barrage en remblai situé dans le département des Hautes-Alpes	45
26	La centrale nucléaire de Tricastin, unique site nucléaire de la région	45
27	Le stack, empilement de cellules qui compose la pile à combustible	47
28	Vue aérienne des installations du Projet JUPITER 1000	49
29	Vue aérienne des installations d'ArcelorMittal	50
30	Vue en coupe d'une cavité saline	51
31	Cadre de bouteilles d'hydrogène	53
32	Le tube-trailer, méthode de transport routier la plus efficace	54
33	Vue d'artiste d'un navire transporteur d'hydrogène	55
34	Comparaison des prix pour un transport sous différentes formes et par différents moyens	56
35	Le Navibus Jules Verne 2, bateau à hydrogène nantais destiné au transport de passagers	60
36	Vue aérienne de la station norvégienne en feu	60

F ANNEXE 6 Liste des tableaux

Liste des tableaux

1	Besoins énergétiques dans le résidentiel et le tertiaire en 2050	21
2	Consommations associées au scénario global de référence	25
3	Productions nécessaires pour le scénario global de référence	26
4	Importations nécessaires pour le scénario global de référence	26
5	Infrastructures nécessaires à la production électrique pour le scénario global de référence	26
6	Émissions de CO ₂ liées au scénario global de référence	27
7	Consommation d'hydrogène par secteur et par scénario	28
8	Production d'hydrogène et d'électricité par scénario	29
9	Importation d'hydrogène et d'électricité par scénario et par saison	29
10	Production d'hydrogène et d'électricité par scénario et par saison	31
11	Importation d'hydrogène et d'électricité par scénario et par saison	31
12	Prix de l'hydrogène et de l'électricité par scénario	31
13	Changements sur la consommation d'hydrogène selon les scénarios	32
14	Production d'hydrogène et d'électricité par scénario et par saison	32
15	Importation d'hydrogène et d'électricité par scénario et par saison	33
16	Tableau comparatif sur les avantages et inconvénients des différents types de bouteilles	52
17	Tableau récapitulatif des moyens de transport envisagés	56

G Remerciements

Nous souhaitons remercier Stéphane Faudon, responsable de la mission H₂ pour la région PACA, Guillaume Cervera, ingénieur projet H₂ de Capenergies, les responsables de l'aciérie d'ArcelorMittal, les responsables du démonstrateur JUPITER 1000, les responsables du site de stockage en cavité saline de Manosque, les responsables de l'incinérateur EveRé, Clément Lefebvre, chef du service Valorisation Organique et Énergétique de la Métropole Aix-Marseille, Yorick Ligen, ingénieur chez GreenGT, ainsi que Franck Verriest, formateur au sein de l'École Nationale Supérieure des Officiers de Sapeurs-Pompiers d'Aix-en-Provence.

Enfin, nous souhaitons remercier tout particulièrement Pedro Affonso Nobrega, chargé de recherche au centre PERSÉE de Sophia Antipolis, pour son aide et son sourire, et sans qui toute l'étude aurait été totalement impossible.