

Réponse à consultation

Sur la Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné

France Hydrogène salue la proposition de nouvelle Stratégie nationale hydrogène (SNH2), essentielle d'une part pour tenir compte du changement de contexte énergétique et géopolitique, d'autre part pour capitaliser sur les enseignements tirés des trois premières années écoulées depuis le lancement de la première SNH en septembre 2020. La SNH2 soumise à consultation couvre en grande partie les enjeux de la chaîne de valeur (production, filières utilisatrices, chaîne manufacturière, transport et distribution ...), et constitue une base solide pour atteindre l'objectif fixé par le Président de la République dans le plan France 2030 : faire de la France un leader de l'hydrogène décarboné.

Au nom de la filière, France Hydrogène dresse ici des propositions d'ajustements et/ou d'enrichissements.

Résumé exécutif

Sur le premier chapitre « *Objectifs de déploiement* », France Hydrogène formule les recommandations suivantes :

- Sur le double objectif de déploiement de capacités d'électrolyse en France proposé par le Gouvernement, de 6,5GW en 2030 et 10GW en 2035 : préciser « *a minima de 10 GW en 2035* » au regard des besoins volumiques en hydrogène décarboné identifiés par les filières industrielles à cet horizon ;
- Sur les objectifs volumiques de production et utilisation d'hydrogène décarboné¹, et des besoins énergétiques associés :
 - 2030 : **préciser que le besoin minimal en hydrogène décarboné proposé de 600kt est un besoin / objectif minimal d'hydrogène électrolytique**. Ajouter un objectif de production de 80kt d'hydrogène à partir de biomasse, une valeur cohérente sur le plan écologique (disponibilité et hiérarchie des usages de la biomasse), industriellement atteignable, et devant permettre de réduire d'environ 4,4TWh les besoins électriques pour l'électrolyse de l'eau. En conséquence, les besoins électriques associés à la filière hydrogène doivent être réajustés : de 33 à 45 TWh. Enfin, indiquer qu'il est prévu la production de 230kt d'hydrogène à partir de vaporeformeurs existants couplés à des dispositifs CCS ; la qualification de ces volumes d'hydrogène décarboné (i.e respectant un contenu carbone plafond de 3,38kg CO₂/kg H₂) devra être prouvée.
 - 2035 : préciser que le besoin minimal en hydrogène décarboné mentionné dans le document (1Mt) porte sur l'hydrogène électrolytique. Le besoin électrique correspondant total serait donc de 59 à 75TWh. Nous anticipons les mêmes volumes additionnels qu'en 2030 pour l'hydrogène produit à partir de vaporeformeurs existants couplés à des dispositifs CCS (230kt), dont la qualification en hydrogène décarboné doit encore être prouvée.
- Sur la disponibilité de l'électricité et les modes de couplage des électrolyseurs :
 - Relever les objectifs SFEC de déploiement des EnRe en cohérence avec ce que le Syndicat des énergies renouvelables (SER) estime réaliste : inscrire la France sur une trajectoire de 10 GW/an de photovoltaïque à partir de 2028, et conserver à 2 GW par an la cible actuelle pour l'éolien terrestre. Et inscrire ces objectifs dans la loi de Souveraineté énergétique. En plus de l'effort porté sur le maintien de la performance opérationnelle et le renouvellement du parc nucléaire, ce niveau

¹ Est désigné par « *hydrogène décarboné* » tout hydrogène dont le mode de production émet moins de 3,38kg CO₂/kg H₂. Cette catégorie englobe « *l'hydrogène renouvelable* », et « *l'hydrogène bas-carbone* », au sens de [l'article L811-1 du Code de l'énergie](#).

- d'accélération sur les EnRe est indispensable pour disposer en 2030 des quantités d'électricité nécessaires à l'atteinte des objectifs (climatiques et industriels) associés à la SNH2.
- Mentionner dans la SNH2 l'intérêt potentiel du modèle de « connexion semi-directe » entre des actifs EnR et des électrolyseurs pour prévenir le goulet d'étranglement rencontré sur l'infrastructure d'injection électrique, prévoir des travaux d'investigation et, le cas échéant, de planification territoriale pour ce mode de couplage. [Intérêt détaillé à la partie 2.2 de cette [note sur les infrastructures](#)]
 - Ajouter le paragraphe suivant dans la SNH2, sur la production d'hydrogène maritime : « Organiser en 2024 une réflexion concertée entre les services de l'Etat, les filières industrielles et énergétiques concernées, et les gestionnaires de réseaux électrique et gazier, pour travailler ensemble à une feuille de route nationale de déploiement de l'hydrogène produit en mer, et définir le degré d'ambition française qui guidera nos travaux sur les années à venir, en vue d'actions concrètes et planifiées : études de faisabilité et d'impact, modèles économiques, démonstrateurs, fermes pilotes ». [Intérêt détaillé dans cette [note trilatérale France Hydrogène – SER – EVOLEN](#)]
- Sur la compétitivité de l'électricité :
 - Après la mention du « développement de contractualisations de long terme », préciser que des discussions seront menées entre le Gouvernement, EDF, France Hydrogène et les futurs producteurs d'hydrogène par électrolyse, pour développer un cadre réglementaire et un ensemble de dispositions contractuelles (sur nucléaire et sur PPAs EnR, qui ne présentent pas les mêmes caractéristiques) en vue d'assurer une stabilité et prévisibilité des volumes et prix d'électricité pour les producteurs d'hydrogène par électrolyse, avec pour objectif de tendre vers un prix moyen d'approvisionnement en électricité à 60€/MWh hors boîte à outils (ce qui doit permettre un prix net rendu site autour de 40€/MWh après application de la boîte à outils²). Ces travaux devront tenir compte des spécificités structurelles (partage du risque associé, nouveaux usages, capacités non déployées à date, flexibilités et effacements ...) et réglementaires (sourcing PPA, contenu carbone et autres critères pour qualifier l'hydrogène de renouvelable ou bas-carbone) afférentes à la production d'hydrogène électrolytique par rapport aux EI/HEI traditionnels.
 - Pour l'approvisionnement en électricité renouvelable sous PPA, mentionner l'étude parmi les options envisagées d'un schéma de CfD avec possibilité de basculement ex-post en PPA plafonné, tel que [proposé de manière détaillée dans cette note](#).
 - Pour l'approvisionnement en électricité nucléaire compétitive, annoncer qu'un schéma spécifique devra être étudié entre la CRE, EDF et les producteurs d'hydrogène par électrolyse, avec un intérêt préliminaire pour la réplique du modèle de joint-venture EDF-BPI actuellement conçu pour les « électro-sensibles » (mais allocation d'un volume hydrogène spécifique, compte tenu de l'importance des besoins et de leur croissance dans le temps). [La proposition détaillée dans cette [note](#)]
 - Sur l'obsolescence graduelle des vaporeformeurs existants :
 - Expliciter dans la SNH2 la trajectoire de décarbonation envisagée pour les quatre sites de production d'ammoniac existants, telle que discutée entre France Hydrogène et les services de l'Etat : avant 2030, intégration d'un minimum de 15% d'hydrogène électrolytique dans un premier temps et déploiement d'un dispositif CCS sur les vaporeformeurs existants liés à des sites d'ammoniac pour décarboner les volumes restants ; puis déploiement d'usines 100% électrolytiques avant 2040, une fois que les sites existants d'ammoniac auront achevé leur cycle d'amortissement. Expliciter davantage le rôle complémentaire des vaporeformeurs existants couplés avec du CCS, aux côtés de l'électrolyse, pour la décarbonation de la pétrochimie.
 - En ce sens, permettre à l'hydrogène produit par vaporeformage avec CCS pour des usages ammoniac et/ou pétrochimiques, d'être éligible au CcfD prévu pour la décarbonation des 50 sites

² Est désigné par l'expression « boîte à outils » un ensemble de dispositifs permettant de réduire ex-post le prix net rendu site de l'électricité : abattement TURPE, abattement TICFE, effacement / interruptibilité, et compensation des coûts indirects du carbone

industriels les plus émetteurs de CO₂. L'enveloppe budgétaire liée doit être distincte des 9,2Mds prévus pour le volet Hydrogène de France 2030 ; en effet, l'enveloppe budgétaire initialement engagée pour le développement de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone doit être fléchée exclusivement sur d'autres modes de production, et en premier lieu l'électrolyse. Enfin, ce financement du SMR-CCS sur les sites existants d'ammoniac par le « CcfD 50 sites » doit impérativement être conditionné par l'utilisation minimale de 15% d'hydrogène électrolytique par ledit site.

- Sur l'hydrogène naturel : en conformité avec les annonces du Président de la République, préciser que ce volet sur l'hydrogène naturel sera bien alimenté par des « financements supplémentaires », et non par des ponctions sur l'enveloppe Hydrogène existante du plan France 2030.

Sur les 2^{ème} (« *Coordonner le développement des réseaux d'hydrogène économiquement pertinents en tenant compte des particularités des territoires* ») et 7^{ème} chapitres (« *Faire du déploiement de l'hydrogène une opportunité pour flexibiliser notre système énergétique : une capacité d'effacement des électrolyseurs et des stockages à développer ainsi qu'une priorisation des usages d'hydrogène* »), France Hydrogène formule les commentaires et recommandations suivants :

- La filière est en phase avec le triptyque proposé par le Gouvernement pour la géographie de la production et des usages : pôles de consommation centralisés, semi-centralisés autour des plateformes industrielles de plus petite taille, et des pôles « diffus ». La filière souligne tout particulièrement le rôle majeur que doivent jouer les projets de production semi-centralisés (20-100MW) pour la réussite de la SNH2, en complémentarité avec les projets plus massifs. A ce titre, la filière appelle à compléter la figure 3 (p.24) en représentant le Grand Port Maritime de Bordeaux ainsi que Port-la-Nouvelle parmi les pôles industriels.
- Prévoir, dans la SNH2, d'établir un schéma directeur des infrastructures d'ici 2025 et notamment de fixer dans le volet réglementaire de la PPE un objectif quantitatif de capacités de stockage et leurs interconnexions aux bassins d'ici 2030. *[Intérêt détaillé [dans cette note](#)]* Il est également nécessaire de définir au plus vite le cadre réglementaire applicable aux infrastructures hydrogène pour permettre les premières décisions d'investissement avant 2025.
- Sur les flexibilités :
 - Alors que le bassin sud-ouest dispose d'importantes capacités de stockage pouvant potentiellement être mises en service d'ici 2030 et connectées a minima aux zones industrielles de Lacq et du GPM de Bordeaux, l'inscription du bassin sud-ouest en post-2040 pour le déploiement de l'infrastructure apparaît particulièrement contradictoire avec l'objectif affiché de faire de l'hydrogène un levier de flexibilité du système électrique. France Hydrogène propose d'amender ainsi la dernière phrase du chapitre 7 : « *Les principaux sites potentiels identifiés pour ce stockage se situent à proximité des hubs de Fos-sur-Mer, de Lyon, et la zone sud-ouest (hubs de Lacq et Bordeaux)* ».
 - Lancer en 2024 de manière concertée avec le régulateur, les gestionnaires de réseaux de transport (d'électricité et d'hydrogène), les opérateurs de stockage, France Hydrogène, et les producteurs d'hydrogène, des travaux visant à définir des offres de flexibilité adaptées aux possibilités des électrolyseurs. Ce travail devra être lancé dans les plus brefs délais, afin de pouvoir enrichir les dispositions en ce sens dans le Projet de loi relatif à la Souveraineté énergétique (Article 12). La filière souligne d'ores-et-déjà l'importance d'une contractualisation long terme de capacités flexibles dans le cadre du nouveau mécanisme de capacité.
- Sur l'infrastructure de recharge (mobilité routière), les précisions suivantes en lien avec le Plan Mobilité actualisé proposé par France Hydrogène (janvier 2024) :
 - Pour la recharge des camions long-courriers, correspondant aux stations le long du RTE-T prévues par le règlement AFIR, prévoir le lancement d'un appel d'offres sur un système de reversement de capacité (loyers fixes sur 8 à 10 ans).

- Rappeler que les seuls objectifs du règlement AFIR ne suffisent pas à garantir le maillage de stations suffisant propre à une approche intégrée de la mobilité routière (i.e qui permette des passations de commandes importantes et la structuration de filières industrielles liées sur les segments d'usages pertinents), et que le plan de déploiement des stations doit également adresser les besoins des camions de distribution régionale et VULs. En s'appuyant sur le travail de modélisation des besoins stations mené avec la PFA et l'IRT Systems X, et en le réajustant pour tenir compte des nouvelles hypothèses véhicules, France Hydrogène évalue un besoin d'environ 450 stations sur le territoire français à 2030 (contre 68 pour l'AFIR).
- Mentionner le système de coalition proposé par France Hydrogène comme base de travail pour le déploiement optimal des stations « hors AFIR », car devant permettre de se passer à terme de soutien public sur l'infrastructure en prévoyant le déploiement de stations en lien avec des pré-intentions de commande localisées, ce qui permet l'atteinte d'effets d'échelle et un taux d'utilisation suffisant à la viabilité économique de ladite station. L'accessibilité publique des stations, ainsi que leur capacité à servir camions et mobilité légère (VULs) dans les configurations géographiques s'y prêtant, constitue un levier stratégique pour l'atteinte d'un taux d'utilisation élevé. Si la filière propose un modèle de coalition centré sur les VULs et camions de distribution régionale (+ longs-courriers, mais sur un modèle de soutien distinct), il sera néanmoins clé de veiller à la bonne coordination avec le déploiement d'autres véhicules hydrogène pour dimensionner de manière optimale l'infrastructure de recharge, particulièrement taxis, bus et cars à hydrogène.

Sur le 3^{ème} chapitre, « Favoriser la production d'hydrogène compétitive en France », si la filière salue évidemment la confirmation ou annonce des mécanismes cités – absolument clés pour déployer les premières grandes capacités et lancer la phase de massification de la filière –, ils ne sont pour autant suffisants ni pour l'atteinte de l'objectif de déploiement de 6,5GW de capacités d'électrolyse en 2030, ni pour mettre la France sur la trajectoire de 10GW en 2035. **France Hydrogène appelle à les compléter en prévoyant de travailler à la mise en œuvre d'un cadre structurel propice à la prise de FIDs sur les projets de production et utilisation d'hydrogène décarboné en France :**

- Prix de l'électricité : travailler au cadre réglementaire permettant aux producteurs d'hydrogène d'atterrir sur un prix moyen cible d'approvisionnement électrique de 60€/MWh, en ruban stable composé pour partie d'électricité renouvelable sous PPA et pour partie d'électricité nucléaire (vraisemblablement sous PPA aussi).
- Garantir dans la SNH2 que l'enveloppe allouée à la compensation indirecte des coûts du carbone (ICC) sera suffisamment dotée d'ici 2030 pour bénéficier à la fois aux filières traditionnellement éligibles, et aux producteurs d'hydrogène par électrolyse.
- Sur les outils réglementaire (principalement incitations fiscales extra-budgétaires) visant à inciter les clients des marchés aval à payer un premium suffisant notamment pour compenser post-2030 la perte éventuelle d'un abattement de 20€/MWh sur l'amont (risque de fin de la compensation indirecte des coûts du carbone) :
 - Travailler avec la filière hydrogène nationale à la conception du Bonus-malus incitatif à l'Impact Climatique de l'Azote, pour promouvoir un alignement européen d'une part, pour parer aux risques induits par l'hydrogène bleu importé d'autre part.
 - Mentionner dans le paragraphe suivant qu'un travail similaire sera mené pour la conception d'outils réglementaire visant à créer des marchés aux autres industries de base futures utilisatrices d'hydrogène décarboné : acier, polyamides, chimie méthanol, part chimie de l'ammoniac, etc.
 - Faire apparaître dans cette partie le travail de refonte de la TIRUERT, et évoquer notamment certaines pistes proposées par France Hydrogène dans sa réponse à la consultation dédiée (août 2023) : fixation d'une trajectoire pluriannuelle (10 ans) de sous-mandats d'utilisation d'hydrogène et dérivés par filière de transport portant sur des volumes cohérents avec les usages, traitement plus équitable entre RFNBO et hydrogène non-fossile.

Sur le 4^{ème} chapitre, « *Une stratégie ouverte sur le monde* », France Hydrogène est pleinement aligné avec l'approche gouvernementale du sujet : les imports constituent une opportunité, qu'il s'agit de préparer dès maintenant, en tenant compte de ce qu'il est réaliste d'attendre ou non en fonction des horizons temporels envisagés (volumes, types de molécules ...). C'est dans ce cadre que France Hydrogène a remis aux services de l'Etat une [méta-analyse sur les imports à différents horizons temporels](#). **Il en ressort en particulier que les volumes d'exportation vers l'Europe d'hydrogène et de ses dérivés seront encore limités à 2030-2040.** Il sera ainsi essentiel et sans regret de développer à ces horizons une filière française de production d'hydrogène, mais aussi de carburants synthétiques pour l'aérien et le maritime, afin de permettre à la France de maîtriser l'ensemble des équipements et de prendre le lead sur ces technologies de production.

Sur le 5^{ème} chapitre, « *Une diplomatie hydrogène française à l'international* », France Hydrogène est également aligné avec l'approche gouvernementale. En ce sens, la filière :

- Salue l'annonce d'un relèvement du montant des aides octroyées par le FASEP pour les projets hydrogène sur 3 marchés pilotes, et recommande de réaliser a minima un doublement du plafond (de 800k€ à 1,6M€).
- Sur la subvention à l'investissement pour soutenir l'export de biens industriels français de la filière hydrogène :
 - Soutient pleinement le projet de lancement d'un outil de soutien direct aux investissements d'un montant éventuel de 100M€ sur 3 ans.
 - Compte tenu des besoins financiers par projet et du budget total alloué, recommande de poursuivre l'approche de la concentration des forces et de concentrer les fonds disponibles à un projet emblématique par pays (soit 3 projets au total).
 - Recommande d'octroyer la subvention directement à l'exportateur français, et non à la SPV locale.
- Appelle à rajouter le suivi du pilier international de la banque européenne de l'hydrogène aux priorités diplomatiques, celui-ci pouvant comprendre des critères hors-prix avec un impact sur l'origine des équipements.
- Rejoint l'Etat sur le constat de l'importance fondamentale de participer aux processus de normalisation, aspect clé de la concurrence internationale sur lequel les filières chinoise et américaine se positionnent particulièrement, la filière propose d'insérer des mesures de soutien à ces activités dans la PPE3 via l'ajout de la formule suivante dans la SNH2 : *Soutenir et renforcer les activités de recherche prénormatives et soutenir la participation des acteurs français au développement des normes européennes et internationales suivant la feuille de route européenne publiée par l'European Clean Hydrogen Alliance (ECHA).*
- Souligne l'importance de participer aux actions visant à une reconnaissance mutuelle des schémas de certification de l'hydrogène et de ses dérivés, et encourage en ce sens les services de l'Etat à continuer d'appuyer les travaux des membres de l'ISO TC 197 « *Methodology for determining the GEG emissions associated with the production, conditioning and transport of hydrogen to consumption gate* » pour aboutir à des normes fiables et consensuelles et des travaux de l'IPHE et de IAIE H2 TCP Tâche 47 sur les schémas de certification de l'hydrogène et de ses dérivés.

Sur le 6^{ème} chapitre, « *Renforcer la maîtrise de la chaîne de valeur hydrogène et ses technologies* », France Hydrogène :

- S'aligne sur le constat et la vision du gouvernement concernant la structuration et la maîtrise d'une filière intégrée et propose que soit évoqué l'approche du gouvernement sur la défense commerciale du contenu européen des technologies dans un contexte d'arrivée de technologies extra-européennes sur le marché ; en ce sens, France Hydrogène propose de compléter cette partie en prévoyant d'étudier avec la filière l'opportunité de mettre en place un fonds de garantie sur les performances des

électrolyseurs, devant permettre de rassurer les porteurs de projets et de faciliter la passation de commandes d'électrolyseurs français.

- Appelle à faire apparaître clairement que la SNH2 soutiendra également le développement des stations hydrogène et briques technologiques liées, essentielles au déploiement de la mobilité hydrogène et pour sécuriser des PME-PMI françaises et favoriser leur capacité à devenir des « champions nationaux ». A ce titre, et à l'instar de ce qui est demandé pour les électrolyseurs, France Hydrogène propose de compléter cette partie en prévoyant d'étudier la mise en place de contre-garanties financeurs et assureurs des porteurs de projets.
- Demande la confirmation dans la SNH2 de la reconduction et augmentation du budget du PEPR2 et du programme de prématuration / maturation associé pour renforcer encore la R&D&I : la recherche de base et de rupture technologique sera clé pour le succès durable de la stratégie hydrogène française ;
- Sera attentive à, et force de proposition pour la mise en œuvre ou le développement de dispositifs d'accompagnement pour que la France soit souveraine sur la transformation et le recyclage des platinoïdes, à l'instar de notre proposition d'élargissement du C3IV lors du PLF pour 2024.

Sur le 8^{ème} chapitre, « *Déployer une approche intégrée à l'échelle nationale pour les mobilités hydrogène* », France Hydrogène :

- Propose d'ajouter un passage clair sur les carburants de synthèse aériens et maritimes, et plus spécifiquement sur le lancement sans regret d'une production en France d'ici 2030, actant notamment de travaux à venir avec la formule suivante : *Lancer le développement d'une filière domestique de production de carburants de synthèse maritime et aériens à horizons 2030 et 2035, a minima sur la base de nos besoins pour répondre aux objectifs européens et à ceux définis dans les feuilles de route de décarbonation sectorielles.*
- Propose l'ajout de la formule suivante : *Mettre à l'étude en 2024 l'opportunité industrielle de structurer une filière intégrée de retrofit des navires vers des solutions bas-carbone et, le cas échéant, travailler aux mécanismes d'accompagnement adéquats.*
- Est en phase avec l'Etat sur le besoin d'une approche intégrée à l'échelle nationale de la mobilité hydrogène, et propose à ce titre de s'appuyer sur la [proposition actualisée de Plan Mobilité](#), qui intègre désormais la motorisation ICE et le retrofit dans les plans de déploiement filière. En ce sens, la filière appelle à intégrer dans la SNH2 des objectifs chiffrés sur le parc roulant à 2030 par segments de véhicules, et à prévoir des financements supplémentaires liés. *[Si la filière propose ici un modèle de coalition centré sur les VULs et camions, il sera néanmoins clé de veiller à la bonne coordination avec le déploiement des véhicules hydrogène sur les autres segments pertinents, pour dimensionner de manière optimale l'infrastructure de recharge, particulièrement taxis, bus et cars à hydrogène].*
- Salue l'intérêt porté par l'Etat aux applications hydrogène sur les engins offroad, et souhaite pouvoir participer au groupe de travail du ministère de l'Economie sur la décarbonation de ces véhicules.

Sur le dernier chapitre, « *Garantir les conditions cadres nécessaire au développement de la filière hydrogène française* », France Hydrogène est en phase avec les constats ainsi que l'effort déjà mené et renouvelé par le Gouvernement (lois APER et Industrie Verte, volet compétences-métiers ...). La filière souligne néanmoins que sur **l'évolution du cadre réglementaire et normatif, il apparaît un besoin d'accélérer sur la mise en œuvre de la feuille de route signée conjointement avec France Hydrogène, notamment sur l'évolution des ICPE 3420, 4715 et 1416** ; l'ensemble des évolutions réglementaires nécessaires sont détaillées dans [ce document](#).

Enfin, la filière appelle à inclure dans la SNH2 des passages sur les points suivants :

- **Zones non-interconnectées (ZNI)**, et particulièrement de mener avec la filière un travail pour le développement de dispositifs (budgétaires, extra-budgétaires, accompagnement technique ...) spécifiques, adaptés pour le développement de l'hydrogène décarboné dans les ZNI ;
- **Usages stationnaires de l'hydrogène**. Ceux-ci peuvent apporter des solutions de décarbonation pour des infrastructures et besoins importants, qui ne sont pas mentionnés dans la stratégie soumise à consultation. A ce titre, France Hydrogène propose la mise en place d'un système de bonus-malus incitatif appliqué aux générateurs électro-hydrogènes, qui doit permettre de substituer un nombre important de générateurs fossiles sans impact sur les finances publiques (les bonus étant alimentés par les recettes fiscales du malus).

Table des matières

| | |
|---|----|
| 1- Objectifs de déploiement : installer 6,5 GW de capacité de production électrolytique bas-carbone en 2030 et de 10 GW en 2035..... | 9 |
| 1.1. Un objectif cohérent de déploiement de capacités d'électrolyse, mais un objectif volumique global d'hydrogène décarboné à ajuster | 9 |
| 1.2. Besoins électriques associés..... | 13 |
| 1.3. Stratégie d'approvisionnement des électrolyseurs – modes de couplage / planification territoriale associée | 16 |
| 1.4. Stratégie d'approvisionnement des électrolyseurs – contractualisations de long terme et réforme du marché de l'électricité..... | 18 |
| 1.5. Lancement des imports | 21 |
| 1.6. Obsolescence graduelle des vaporeformeurs et compétitivité des sites existants | 21 |
| 1.7. Production d'hydrogène par voie de biomasse | 23 |
| 1.8. Hydrogène naturel..... | 24 |
| 2- Coordonner le développement des réseaux d'hydrogène économiquement pertinents en tenant compte des particularités des territoires & (partie 7) Faire du déploiement de l'hydrogène une opportunité pour flexibiliser notre système énergétique | 25 |
| 2.1. Organisation de la production en trois axes | 25 |
| 2.2. Réaliser un schéma directeur partagé dès 2024 sur l'infrastructure de transport et stockage d'hydrogène | 25 |
| 2.3. Flexibilités | 27 |
| 2.4. Infrastructure de recharge (mobilité routière) | 28 |
| 3- Favoriser la production d'hydrogène compétitif en France..... | 29 |
| 3.1. Prix de l'électricité | 29 |
| 3.2. Le rôle majeur de la boîte à outils et particulièrement de la compensation indirecte des coûts du carbone (avant 2030) | 29 |
| 3.3. Les outils extra-budgétaires : créer un marché pour les produits industriels et carburants bas-carbone..... | 30 |
| 3.4. Prévenir de changements drastiques de conditions pour donner la confiance nécessaire aux FIDs : proposition de « CfD assurantiel » | 30 |
| 4- Une stratégie ouverte sur le monde, assumant l'émergence d'un marché mondial de l'hydrogène et ses dérivés | 31 |
| 5- Une diplomatie hydrogène française à l'international | 32 |
| 5.1. Export : outil de soutien direct aux investissements | 32 |
| 5.2. Normalisation | 35 |
| 5.3. Certification | 35 |
| 6- Renforcer la maîtrise de la chaîne de valeur hydrogène et ses technologies..... | 36 |

| | |
|---|----|
| 6.1. Réussir la mise à échelle d'une filière française sur les équipements-clés | 36 |
| 6.2. Innovation et maîtrise des « chaînons manquants » | 37 |
| 7- Déployer une approche intégrée à l'échelle nationale pour les mobilités hydrogène | 38 |
| 7.1. Ajouter un volet sur les carburants de synthèse aériens et maritimes | 38 |
| 7.2. Faire de la décarbonation du maritime un vecteur de relocalisation de la construction navale | 39 |
| 7.3. Mobilité routière : la proposition d'approche intégrée de France Hydrogène..... | 39 |
| 7.4. Mobilité ferroviaire et off-road | 41 |
| 8- Garantir les conditions cadres nécessaires au développement de la filière hydrogène française | 41 |
| 9- Ajouts nécessaires | 43 |
| 9.1. Usages stationnaires de l'hydrogène | 43 |
| 9.2. Zones non-interconnectées..... | 44 |

1- Objectifs de déploiement : installer 6,5 GW de capacité de production électrolytique bas-carbone en 2030 et de 10 GW en 2035

1.1. Un objectif cohérent de déploiement de capacités d'électrolyse, mais un objectif volumique global d'hydrogène décarboné à ajuster

La filière salue la proposition du Gouvernement de fixer un objectif d'installation de 6,5GW d'électrolyseurs en France d'ici 2030, et de 10GW d'ici 2035. Cet objectif est cohérent avec les trajectoires sectorielles de décarbonation, les projets associés des industriels producteurs d'hydrogène, et doit contribuer à ouvrir un marché suffisamment profond pour que les fabricants d'électrolyseurs français soutenus par l'Etat dans le cadre de l'IPCEI Hy2Tech, puissent réussir leur phase de massification et les économies d'échelle associées. Au vu des besoins volumiques en hydrogène décarboné à 2035 (voir ci-bas ; qui seront adressés en partie par de l'électrolyse domestique, pour partie par d'autres modes de production, pour partie peut-être par des imports), il est néanmoins nécessaire de préciser : « *et a minima de 10 GW d'ici 2035* ».

France Hydrogène se félicite par ailleurs de l'initiative du Gouvernement de doubler, dans la SNH2, l'objectif capacitaire d'électrolyse par un objectif volumique de production d'hydrogène décarboné. **Comme mentionné dans notre [réponse à la consultation sur la Stratégie française énergie climat \(SFEC\)](#), il paraît essentiel que cet objectif volumique puisse – a minima pour 2030 – être inscrit dans la PPE3.**

Si France Hydrogène observe bien une convergence générale avec les chiffres avancés par le Gouvernement, certains éclaircissements ou ajustements nous apparaissent nécessaires.

Partant d'une consommation actuelle (2021) d'environ 430kt d'hydrogène issue d'une production dédiée (i.e hors coproduit), l'Etat estime que la France aurait un besoin total en hydrogène produit spécifiquement (carboné

et décarboné) de 770kt en 2030. Cette vision nous paraît sous-estimer le besoin total, comme illustré par le tableau ci-après :

| Secteur / sous-secteur | Besoin hydrogène produit spécifiquement (kt) | |
|------------------------------------|--|---|
| | Hypothèse basse | Hypothèse haute |
| Raffinage | 130 | |
| Ammoniac | 235 (ajout de 15kt relativement à la consommation actuelle, pour remplacer de l'ammoniac importé sur la plateforme d'Ambès) | 265 (ajout de 45kt relativement à la consommation actuelle, pour remplacer de l'ammoniac importé sur la plateforme d'Ambès ; hypothèse de passage de la 2 ^{ème} phase dudit projet dès 2030) |
| Polyamides | 71kt (inclut le doublement de la plateforme de Chalampé, passant de 30 à 60kt) | |
| Industrie diffuse | 16kt | |
| Sidérurgie | 250kt (incluant un projet d'export d'environ 50 kt pour la sidérurgie sarroise) | |
| Chimie méthanol | 40kt (substitution d'1/3 des imports de méthanol fossile par de la production domestique de méthanol de synthèse décarboné) | |
| Transport aérien | 87kt (besoin minimal identifié en lien avec la filière aéronautique, croisant la feuille de route de décarbonation sectorielle et les objectifs réglementaires de ReFuelEU Aviation) | 165kt (vision projets filière) |
| Transport maritime | 55kt (vision feuille de route décarbonation sectorielle) | 165kt (vision projets filière sur la production domestique d'e-méthanol, une fois déduites les 40kt fléchées vers la chimie méthanol) |
| Transport routier (VUL et camions) | 148kt (Plan Mobilité actualisé de France Hydrogène) | |
| Total | 1031kt | 1250kt |

Il apparaît donc essentiel de réévaluer le besoin total d'hydrogène produit spécifiquement en 2030 à minimum 1Mt, pour bien tenir compte des nouveaux usages. Même en considérant un scénario particulièrement conservateur qui n'allouerait pas de volumes d'hydrogène à la chimie méthanol (poursuite totale des imports du produit fossile venant de pays tiers), ni au transport routier, il resterait un besoin minimal de 880kt.

Dans le sillage de l'analyse précédente, **il apparaît nécessaire de :**

- **Préciser que l'objectif mentionné de production minimale de 600kt d'hydrogène décarboné d'ici 2030 porte spécifiquement sur l'hydrogène électrolytique.**
- **Ajouter un objectif de production de 80kt d'hydrogène à partir de biomasse.**
- **Indiquer qu'il est prévu la production de 230kt d'hydrogène à partir de vaporeformeurs existants couplés à des dispositifs CCS, sous réserve que l'hydrogène produit puisse être qualifié de décarboné (i.e respectant un contenu carbone plafond de 3,38kg CO₂/kg H₂) . [préciser la vision sur l'hydrogène produit par SMR-CCS ne change pas le fait que l'enveloppe budgétaire initialement**

engagée pour le développement de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone devra exclusivement soutenir d'autres modes de production, en particulier électrolyse].

L'affichage d'une vision claire et ciblée sur les installations pour lesquelles il est pertinent de coupler des vaporeformeurs existants avec une solution de capture de séquestration du carbone (SMR-CCS), est essentielle pour mener le travail de planification (sectorielle et territoriale) associée au développement des capacités d'électrolyse.

France Hydrogène appelle le Gouvernement à **explicitier dans la SNH2 la trajectoire de décarbonation envisagée pour les quatre sites de production d'ammoniac existants, telle que discutée entre France Hydrogène et les services de l'Etat : avant 2030, intégration d'un minimum de 15% d'hydrogène électrolytique dans un premier temps et déploiement d'un dispositif CCS sur les vaporeformeurs existants liés à des sites d'ammoniac pour décarboner les volumes restants ; puis déploiement d'usines 100% électrolytiques avant 2040, une fois que les sites existants d'ammoniac auront achevé leur cycle d'amortissement.** France Ce besoin n'était pas inclus dans les précédentes analyses chiffrées partagées aux services de l'Etat, car le secteur manquait de visibilité sur les voies qu'il allait être possible d'emprunter fonction du cadre réglementaire. Alors que la production d'ammoniac est aujourd'hui le premier poste de consommation d'hydrogène en France, nous ne comptabilisons l'utilisation que de 7kt d'hydrogène décarboné en 2030 sur les sites existants, par « vue projets » ; cela est amené à changer radicalement avec la stabilisation du cadre réglementaire européen (laissant une place partielle au CCS pour les sites existants d'ammoniac) et, concomitamment, la finalisation des contrats de décarbonation pour les 50 sites industriels les plus émetteurs du pays. **Il sera également nécessaire que l'Etat précise sa vision quant à la manière de déployer ces dispositifs CCS sur les deux sites de production d'ammoniac (sur quatre) non situés dans un hub portuaire, et pour lesquelles des difficultés d'accès au stockage du CO2 peuvent donc être anticipées.** Pour la décarbonation de la pétrochimie, une « vue projets » montre à 2030 une hybridation entre le recours à de l'hydrogène électrolytique (43kt) et à de l'hydrogène produit par vaporeformage et capture-séquestration du carbone (41kt).

Ce déploiement ciblé du SMR-CCS, et réalisé dans une perspective de complémentarité avec le développement de l'électrolyse, sera rendu possible par l'éligibilité au « CcfD 50 sites » de l'hydrogène bas-carbone produit par SMR-CCS et à destination de ces deux secteurs L'enveloppe budgétaire dédiée doit être distincte des 9,2Mds prévus pour le volet Hydrogène de France 2030 ; en effet, l'enveloppe budgétaire initialement engagée pour le développement de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone doit être fléchée exclusivement sur d'autres modes de production, et en premier lieu l'électrolyse. **Enfin, la filière appelle à ce que le financement du SMR-CCS sur les sites existants d'ammoniac par le « CcfD 50 sites », soit conditionné par l'utilisation minimale de 15% d'hydrogène électrolytique par ledit site.**

Nous obtenons donc les besoins suivants en hydrogène décarboné à 2030 (nous retenons l'hypothèse basse, et précisons en italique l'ajout nécessaire pour parvenir à l'hypothèse haute ; nous prenons par ailleurs l'hypothèse que les solutions SMR-CCS déployées permettront bien le respect du seuil de 3,38kg CO2/kg H2 ce qui devra faire l'objet d'une attention importante) :

| Secteur / sous-secteur | Besoins en hydrogène décarboné ³ (kt) | |
|------------------------------------|---|--|
| | Electrolytique (et 80kt à partir de biomasse, non sectorialisée) | SMR+CCS |
| Raffinage | 43kt (« vue projets ») | 41kt (« vue projets ») |
| Ammoniac | 48kt (33 sur les sites existants – vue scénario ; 15 à Ambès – vue projets) → 78kt dans le scénario haut, où Ambès passe à 45kt dès 2030) | 187kt (les 85% des sites existants ne pouvant être décarbonés par électrolyse du fait de la forte intégration des procédés ; vue scénario) |
| Polyamides | 11kt (vue projets) | - |
| Sidérurgie | 250kt (vue projets) | - |
| Chimie méthanol | 40kt (vue projets) | - |
| Transport aérien | 87kt (vue feuille de route sectorielle) → 165kt dans le scénario haut, basé sur la « vue projets » | - |
| Transport maritime | 55kt (vue feuille de route sectorielle) → 165kt dans le scénario haut, basé sur la « vue projets » | - |
| Transport routier (VUL et camions) | 148kt (scénario du Plan Mobilité actualisé proposé par France Hydrogène) | - |
| Total | 684kt → 902 en hypothèse haute | 228kt |
| | 912kt → 1 130kt en hypothèse haute | |

Ces besoins identifiés ne sont évidemment pas autoportants ou suffisants : il faudra d'une part élaborer le cadre (réglementaire, fiscal, financier ...) pour concrétiser les projets, d'autre part travailler aux manières de combler certains « trous » sectoriels de décarbonation d'ores-et-déjà observables sur des utilisateurs existants, par exemple sur les polyamides (11kt projetées en décarboné sur 71kt) ou sur les 46kt restant à décarboner en 2030 pour les raffineries (relativement à la « vision projets » utilisée dans le tableau ci-haut). Mais ces besoins donnent tout de même des ordres de grandeur qu'il nous semble nécessaire de suivre, **en fixant les trois objectifs volumiques susmentionnés (par voies de production : 620kt a minima pour l'électrolytique ; 80kt à partir de biomasse ; 230kt par SMR-CCS).**

Partant de ce constat en 2030, il apparaît nécessaire de réévaluer également le besoin en hydrogène décarboné en 2035. De fortes incertitudes demeurent à cet horizon, et **à des fins de prudence nous pouvons donc faire dans un premier temps le choix de ne rehausser que les besoins sectoriels actés dans des feuilles de route de décarbonation :**

- Transport aérien : 351kt.
- Transport maritime : 215kt.
- Auquel nous rajoutons les 30kt additionnelles correspondant à la 2^{nde} phase du projet d'ammoniac décarboné sur la plateforme d'Ambès (phase non comptabilisée dans l'hypothèse basse 2030 que nous utilisons ici comme point de départ).

³ Considérant par simplification (afin de donner des vues sectorielles claires) que l'hydrogène produit par vaporeformage et CCS respecte le contenu carbone plafond de 3,38kg CO2/kg H2, ce qui devra faire l'objet d'un travail méthodologique et de preuve.

L'ajout de 454kt (par rapport à 2030) conduit à un besoin minimal en hydrogène électrolytique en 2035, d'environ **1 060kt (auxquelles on somme 80kt pour l'hydrogène produit à partir de biomasse)**. Si l'on considère qu'Arcelor Mittal Dunkerque passe d'ici 2035 à une DRI 100% H₂⁴, un besoin additionnel de 300kt H₂ émerge, nous conduisant à un besoin total de 1360kt d'hydrogène électrolytique (*idem*).

1.2. Besoins électriques associés

Du fait des réajustements détaillés dans [la partie 1.1 sur les besoins en hydrogène décarboné](#) par voie de production (hormis l'hydrogène SMR-CCS bien identifié, nous considérons par simplification que le reste des besoins est adressé par la voie électrolytique, auquel on soustrait 80kt adressées par production à partir de biomasse – cf [partie 1.7](#)), **les besoins électriques associés à la filière hydrogène⁵ devraient être réévalués ainsi :**

- **De 33 à 45 TWhe en 2030** (correspondant à une fourchette de 600 à 820 kt d'hydrogène) ;
- **Et de 59 à 75 TWhe en 2035** (correspondant à une fourchette de 1060 à 1360 kt d'hydrogène). D'ici 2035 ces besoins électriques nationaux pourraient être réduits par recours à l'import d'hydrogène ou de ses dérivés afin de répondre aux besoins des secteurs utilisateurs. Néanmoins, il est anticipé une forte tension à horizon 2035 sur la disponibilité volumique de molécules décarbonées commercées internationalement, comme objectivé par [la méta-analyse de France Hydrogène sur les imports](#) (décembre 2023), et il n'est donc pas fondé d'attendre que les imports permettent de réduire considérablement le besoin électrique associé à la filière hydrogène et à ses filières aval.

A 2030, ces besoins électriques « bouclent » dans le scénario Accélération renouvelable présenté par le Secrétariat général à la planification écologique (SGPE) en juin 2023 (voir page suivante).

Néanmoins, le graphe ci-dessous conclut à une marge pour bouclage de puissance de 39TWh (scénario filière, colonne de droite) dans l'hypothèse du SGPE d'un productible électrique de 591TWhe, contre 560 dans le scénario proposé par la SFEC. **Ce qui fait apparaître une tension sur le bouclage, qui pourrait se produire au détriment de l'atteinte de nos objectifs de production d'hydrogène décarboné à horizon 2030.**

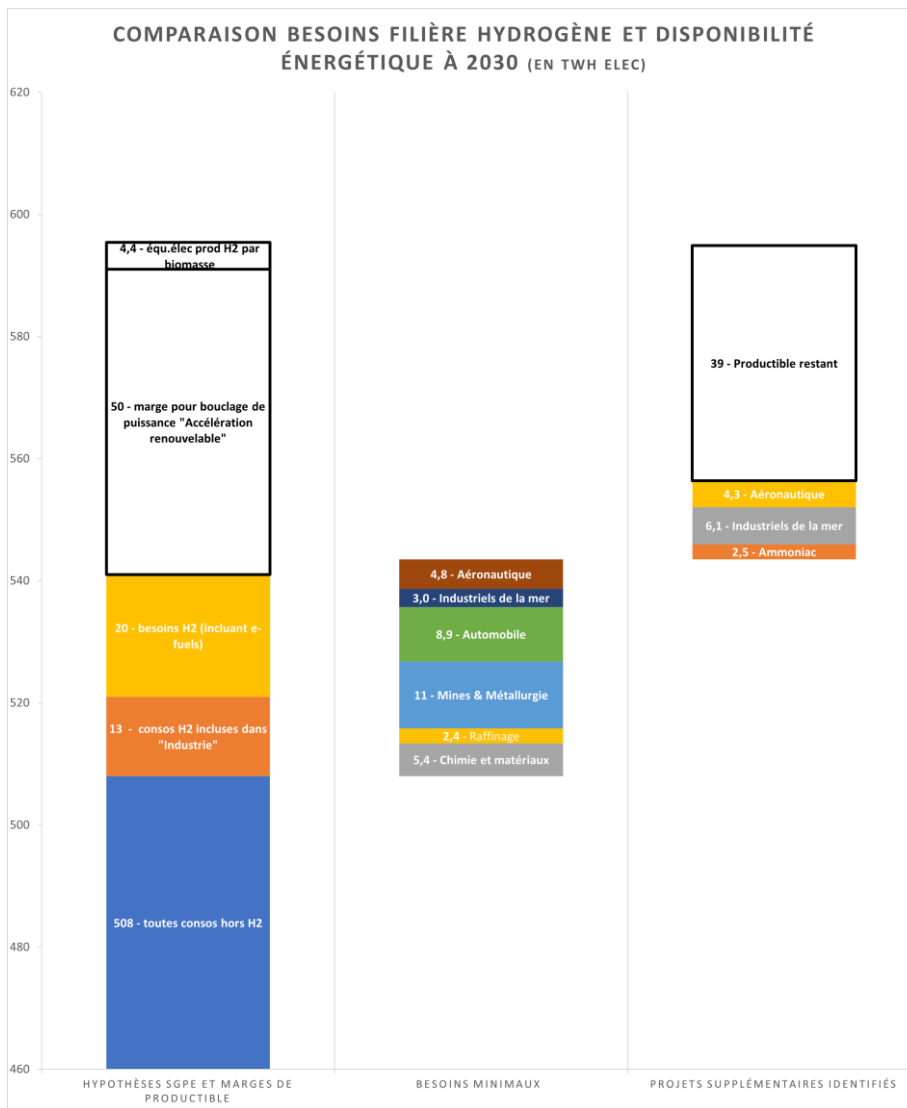
Dans ce contexte, si France Hydrogène salue la volonté du Gouvernement de consolider un socle suffisant de production électrique décarbonée pilotable (nucléaire, par maintien et renouvellement du parc ; et hydraulique) et d'accélérer sur le déploiement des énergies renouvelables, il paraît essentiel à France Hydrogène de fixer dans la Loi relative à la Souveraineté énergétique des objectifs clairs pour les EnRe, et de les relever par rapport à ceux proposés dans la SFEC pour les aligner avec ceux portés par les filières concernées. La filière hydrogène considère que la trajectoire proposée par le Syndicat des énergies renouvelables (SER) doit faire référence :

- Pour le photovoltaïque, nous saluons l'intégration dans le texte de la SFEC d'une possibilité de pouvoir « augmenter l'objectif haut des fourchettes de capacité installée, notamment pour pouvoir lancer des périodes d'appels d'offres supplémentaires », dans le cas où les appels d'offres sont constamment saturés et compétitifs. Dès lors, il apparaît souhaitable d'inscrire la France sur une trajectoire de **10 GW/an à partir de 2028**.
- Pour l'éolien terrestre, la cible actuelle de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie doit être **conservée à 2 GW par an**.

⁴ Considérant une production stable de 6,8Mt d'acier/an, et un besoin de 55kt H₂/Mt acier

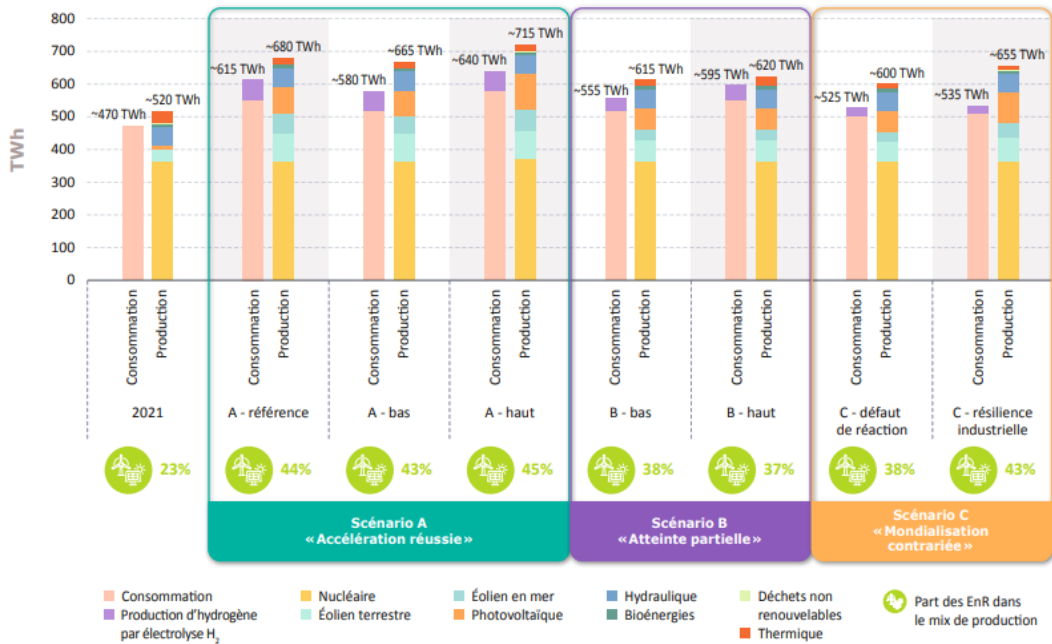
⁵ Nous considérons ici l'hypothèse conservatrice d'un rendement moyen à l'électrolyse de 55kWh/kg H₂.

L'investigation des modes de couplage EnR – électrolyseurs proposés dans la partie 1.3 peut par ailleurs contribuer à l'atteinte de ces objectifs rehaussés.



A horizon 2035, la filière rappelle que RTE prévoit, dans l'ensemble des scénarios de son Bilan Prévisionnel 2023, que les 59 à 75TWh identifiés comme besoins par France Hydrogène seront disponibles. En effet, lorsque l'on observe les soldes électriques entre production et consommation électrique pour chacun des scénarios, et que l'on ajuste en observant le différentiel entre le besoin électrique retenu par RTE pour la production d'hydrogène à cet horizon (diffère selon les scénarios) et celui retenu par France Hydrogène, le solde reste positif, comme illustré ci-dessous.

Figure 4.11 Bouclage et mix à 2035 des différents scénarios



| Scénario | Variante | Productible électrique excédentaire dans le scénario RTE | Quantités d'électricité utilisées pour la production d'hydrogène dans le scénario RTE (TWhe) (et donc à ne pas comptabiliser en besoins supplémentaires) | Quantités d'électricité identifiées comme nécessaires par France Hydrogène (TWhe) | Solde électrique restant avec scénario minimal France Hydrogène (TWhe) | Solde électrique restant avec scénario référence France Hydrogène (TWhe) |
|--|-------------------------|--|--|---|--|--|
| Scénario A "Accélération réussie" | Référence | 65 | 65 | 59 à 75 | 71 | 55 |
| | Bas | 85 | | | 91 | 75 |
| | Haut | 75 | | | 81 | 65 |
| Scénario B "Atteinte partielle" | Bas | 60 | 38 | | 39 | 23 |
| | Haut | 25 | 50 | | 16 | 0 |
| Scénario C "Mondialisation contrariée" | Défaut réaction | 75 | 27 | | 43 | 27 |
| | Résilience industrielle | 120 | | 88 | 72 | |

Par la modularité potentielle des consommations des électrolyseurs (aux conditions détaillées dans [la partie 2.4 de ce document](#), ainsi que dans la [note de France Hydrogène sur les infrastructures](#)), l'hydrogène peut contribuer à ce que la France maximise l'utilisation domestique de son productible électrique décarboné, au bénéfice du développement de son industrie. Ce potentiel doit rester au cœur de la manière d'appréhender le bouclage électrique à 2035.

1.3. Stratégie d’approvisionnement des électrolyseurs – modes de couplage / planification territoriale associée

France Hydrogène est aligné avec le Gouvernement sur la volonté d’alimenter les électrolyseurs « *par le mix électrique français, bas carbone, ou par des installations de production d’électricité renouvelable, en fonction de l’optimum économique qui sera trouvé pour chacune des installations* ».

La possibilité pour les électrolyseurs situés en France de s’approvisionner sur le mix électrique bas-carbone, et donc de les faire fonctionner avec un facteur de charge élevé, constitue a minima un double avantage comparatif pour la filière hydrogène nationale : amortissement plus rapide des CAPEX que nos voisins européens (Suède et Finlande excepté), et moindre dépendance à court terme sur l’infrastructure de stockage et transport d’hydrogène pour assurer la stabilité d’approvisionnement nécessaire aux industries transformatrices en aval. Alors que cet atout bénéficie d’une reconnaissance croissante dans le cadre réglementaire européen, grâce notamment à l’engagement du Gouvernement sur le sujet, il est essentiel de jouer pleinement cette carte. Pour autant, il apparaît nécessaire d’investiguer en parallèle le rôle que pourraient jouer d’autres modes, complémentaires, de couplage des électrolyseurs avec des actifs et/ou le réseau électriques.

France Hydrogène propose ainsi d’enrichir cette partie en prévoyant des travaux d’investigation et, le cas échéant, de planification territoriale sur deux modes spécifiques de couplage des électrolyseurs avec des actifs renouvelables (ou des nœuds de congestion réseau) : la « connexion semi-directe » pour prévenir le goulet d’étranglement sur l’infrastructure d’injection électrique, et la production d’hydrogène maritime (i.e par connexion pour ou tout ou partie de leur puissance de parcs éoliens offshore à des électrolyseurs, localisés en mer ou « à quai »).

Alors qu’un bouclage électrique tendu est anticipé à horizons 2030 et 2035, ces deux configurations de connexion peuvent, avec des temporalités distinctes, contribuer à l’accélération sur le déploiement des énergies renouvelables électriques, et ainsi à relever nos objectifs climatiques et industriels.

1.3.1. « Débloquer » des gisements EnR en prévenant le goulet d’étranglement sur l’infrastructure d’injection électrique

[Les détails de cette proposition sont donnés à la [partie 2.2 de cette note de France Hydrogène](#) sur les infrastructures, l’intérêt de ce mode de couplage étant physiquement conditionné par la proximité d’infrastructures de transport H₂]

L’un des freins majeurs à l’accélération du déploiement des énergies renouvelables électriques vient de la capacité de raccordement de ces nouvelles capacités. Les filières d’énergies renouvelables électriques constatent d’ores-et-déjà des problèmes sur le raccordement qui viennent freiner le déploiement des EnRe, et surtout anticipent une augmentation très forte de ce problème dans les années à venir. La réalisation des objectifs français de déploiement d’EnRe est mise à risque par ce facteur infrastructurel, qui semble par ailleurs brider en amont les valeurs de ces objectifs (les filières EnR évaluant des capacités de développement supérieures à 2030). **Dans ce cadre, France Hydrogène investigate les configurations de raccordement potentielles dans lesquelles la brique électrolyse pourrait servir à « contourner », prévenir le goulet d’étranglement infrastructurel bloquant pour la réalisation de nos objectifs de déploiement d’EnRe.**

Il apparaît clairement que le modèle de connexion directe en « *offgrid total* » (i.e que l’électrolyseur n’est connecté qu’à l’actif EnR) n’est pas viable aujourd’hui en France, et il constituerait par ailleurs une forme de renoncement à l’avantage comparatif de notre facteur de charge (lié au mix électrique décarboné). En revanche, **un modèle de connexion directe entre un actif EnR (qui n’injecte pas sur le réseau électrique) et un électrolyseur qui serait connecté au réseau pour recevoir un complément par soutirage lorsque les actifs EnR ne fonctionnent pas, serait viable économiquement et apporterait des bénéfices infrastructurels importants au système.** En effet, dans les zones de déploiement EnRe, on constate un goulet

d'étranglement sur les « infrastructures d'injection », mais il n'est pas rare de disposer localement de puissance résiduelle sur les « infrastructures de soutirage ».

Ces réflexions préliminaires sur le potentiel de cette configuration mènent bien sûr à un besoin accru de planification territoriale :

- Où cette congestion sur l'injection apparaît-elle la plus importante, aujourd'hui ou de manière anticipée ?
- Ces zones « problématiques » disposent-elles de marges de puissance pour le soutirage ?
- **Le cas échéant, est-ce que ces zones « croisent » la future infrastructure prévisionnelle de transport et stockage d'hydrogène et/ou une proximité avec les territoires industriels identifiés comme propices pour la filière hydrogène ?**

Dans ce cadre il serait nécessaire que GRTgaz et RTE – en lien avec France Hydrogène et les associations représentatives des filières EnR et électriques – prolongent rapidement leur étude par des analyses locales, adressant des horizons de temps plus proches.

Ces difficultés sur le bouclage et l'équilibrage électrique sont anticipées dès 2030, c'est-à-dire demain dans les temporalités de l'énergie et de l'industrie. La filière hydrogène doit être en mesure de contribuer à répondre à ces défis. **Le soutien du Gouvernement à cette vision, à travers une mention claire du rôle potentiel de ce mode de couplage dans la SNH2, sera précieux pour construire les outils réglementaires et financiers nécessaires à la réalisation de ce potentiel.**

1.3.2. La production d'hydrogène maritime

[[Version complète](#) de la déclaration trilatérale France Hydrogène – SER – EVOLEN]

La France s'est fixée pour objectif de devenir l'un des leaders mondiaux sur l'hydrogène décarboné d'ici 2030. Si nous disposons d'atouts majeurs pour concrétiser cette ambition (et en premier lieu notre base nucléaire), la politique française de massification de la production d'hydrogène décarboné doit être lue relativement aux trajectoires d'autres Etats et à différents horizons temporels post-2030 : l'absence de la France sur la production d'hydrogène en mer dans une géopolitique où l'Europe du Nord deviendrait économiquement agressive sur la production d'hydrogène maritime – ce qui se profile –, constituerait un risque à terme pour la compétitivité et résilience de notre base industrielle.

Il existe des synergies entre la production d'hydrogène et la filière éolienne offshore. Le raccordement électrique des parcs offshore peut être limité à cause de contraintes techniques ou géographiques. Le raccordement de parcs offshore éloignés des côtes pourrait, dans certaines configurations, être facilité par une infrastructure hydrogène (hydrogénoduc, « îlot énergétique » ...). Un autre avantage pour la production d'hydrogène issue de parcs offshore est la possibilité d'accroître significativement la flexibilité de la production de l'éolien offshore en limitant les congestions du réseau électrique et l'effet de « cannibalisation » qui pourraient apparaître sur certaines zones.

C'est dans ce cadre que les filières représentées par France Hydrogène, EVOLEN et le Syndicat des Energies Renouvelables (SER) appellent à investiguer les modèles et opportunités de couplage entre éolien offshore et production d'hydrogène par électrolyse. Ce travail prospectif et planificateur pourrait être essentiel à notre souveraineté industrielle future, et s'inscrit dans la logique de faire de l'hydrogène un vecteur d'accélération des énergies renouvelables.

Alors que 2024 apparaît d'ores-et-déjà comme une année charnière pour la planification des façades maritimes, nous proposons de faire inscrire l'intention suivante dans la révision de la SFEC ainsi que dans la SNH2 soumises à consultation :

« En lien avec les filières industrielles et énergétiques concernées, et les gestionnaires de réseaux électrique et gazier, élaborer en 2024 une feuille de route nationale de déploiement de l'hydrogène produit en mer, et définir le degré d'ambition française qui guidera nos travaux sur les années à venir, en vue d'actions concrètes et planifiées : études de faisabilité et d'impact, modèles économiques, démonstrateurs, fermes pilotes ».

1.4. Stratégie d'approvisionnement des électrolyseurs – contractualisations de long terme et réforme du marché de l'électricité

France Hydrogène salue l'affirmation du besoin de développer « des contractualisations de long terme dans le cadre de la réforme du marché de l'électricité ». La filière appelle à ce titre à préciser dans le document de SNH2 qu'une approche spécifique sera nécessaire pour la production d'hydrogène électrolytique.

Activité hyper-électro intensive (HEI), la production d'hydrogène se distingue des autres EI sur de nombreux aspects appelant à des réponses adaptées. De manière non exhaustive : activité peu connue (à la fois technologiquement et concernant les marchés aval) des institutions financières et donc jugée à risque pour une contractualisation PPA, quantités totales d'électricité potentiellement appelées par le secteur, nouveaux usages, etc.

Comme développé dans [cette note](#), un prix d'approvisionnement moyen en électricité à 60€/MWh (hors boîte à outils⁶) doit être pris pour cible en France afin que les producteurs d'hydrogène électrolytique puissent adresser leurs marchés finaux. Cet approvisionnement se fera pour partie en électricité nucléaire, pour partie en électricité renouvelable, qui appellent à deux modalités de régulation et de contractualisation distinctes.

1.4.1. Modalités de régulation du déploiement des EnRe (pour contractualisation avec électrolyseurs)

[[Retrouver ici la note complète](#) sur le modèle de régulation pour le déploiement des énergies renouvelables électriques, proposé par France Hydrogène]

Le succès de la stratégie nationale hydrogène dépend intrinsèquement de la possibilité pour les producteurs d'hydrogène par électrolyse d'accéder à une électricité décarbonée compétitive, dans des quantités suffisantes relativement aux ambitions portées par le Gouvernement et la filière. En ce sens, il s'agit notamment de créer les conditions réglementaires :

- Pour réussir une forte accélération sur le déploiement des énergies renouvelables ;
- Et pour que les hyper électro-intensifs puissent s'approvisionner en électricité renouvelable compétitive via des Power Purchase Agreements (PPAs), ceux-ci constituant la preuve nécessaire pour qualifier l'hydrogène de renouvelable au regard des actes délégués européens définissant les règles de production des RFNBOs.

Dans ce contexte, France Hydrogène recommande une refonte partielle du mode réglementaire de développement des énergies renouvelables, qui doit bénéficier à la filière mais aussi de manière plus générale au développement de PPAs renouvelables (quel que soit le type d'oftakers), ainsi qu'au niveau global de déploiement des capacités éoliennes et photovoltaïques :

Maintenir le développement des énergies renouvelables électriques par CfD bidirectionnel, mais ouvrir la possibilité pour le producteur de sortir temporairement du CfD pour un contrat en PPA, d'une durée initiale de minimum 4 ans, avec possibilité pour le producteur de réintégrer le CfD en cas de défaut de l'acheteur ; ledit PPA serait ensuite reconductible pour des périodes minimales de 1 an. Ce système doit

⁶ Est désigné par l'expression « boîte à outils » un ensemble de dispositifs permettant de réduire ex-post le prix net rendu site de l'électricité : abattement TURPE, abattement TICFE, effacement/interruptibilité, et compensation des coûts indirects du carbone.

être conçu de manière à tenir compte des aspects amont (bancabilité du producteur d'électricité) et aval (prix de l'électricité pour les industriels) des CfD.

France Hydrogène salue l'implication du Gouvernement sur ce sujet, et les premières discussions constructives menées. Comprenant que les réflexions s'orientent plutôt en l'état sur les **AO mixtes**⁷ – avec des designs permettant d'assurer un bandeau nécessaire pour les activités industrielles telles que la production d'hydrogène –, France Hydrogène en reconnaît l'intérêt mais souligne que des stratégies de fléchage seront nécessaires pour que les industries EI/HEI puissent contractualiser avec la part PPA des AO mixtes. En effet, par sa structure l'AO mixte conduit le porteur de projets à vouloir vendre sa production PPA au plus offrant, afin de minimiser son prix de candidature au CfD et maximiser ainsi les chances d'être lauréat. **Si non encadré / orienté, ce modèle conduira mécaniquement à favoriser la vente d'électricité renouvelable au secteur tertiaire (qui dispose structurellement d'une forte propension à payer un premium), alors que les industries hyper-électro-intensives sont les premières à avoir besoin de cette électricité en PPA, y compris pour l'atteinte d'objectifs réglementaires contraignants.**

Piste de solution également évoquée pour les EI/HEI, la filière rappelle qu'une éventuelle modification des lignes directrices concernant les aides d'Etat au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie (LDACEE) pour autoriser une redistribution prioritaire de certains revenus CfD à ces industriels, ne répond pas à l'enjeu réglementaire spécifique pour la production d'hydrogène : le besoin d'être en contrat PPA pour qualifier une partie de la production de RFNBO.

France Hydrogène se tient à disposition des services de l'Etat pour avancer sur l'élaboration, complexe et spécifique, d'une régulation des EnRe permettant aux producteurs d'hydrogène d'accéder sous PPA à une électricité renouvelable compétitive.

1.4.2. Modalités de régulation du déploiement des EnRe (pour contractualisation avec électrolyseurs)

[Retrouver ici la proposition complète de France Hydrogène pour le développement d'un schéma de contractualisation pour accès à l'électricité nucléaire par les producteurs d'hydrogène]

France Hydrogène appelle le Gouvernement à préparer avec EDF la création d'un schéma d'approvisionnement en électricité nucléaire pour les producteurs d'hydrogène par électrolyse, sur un volume annuel d'électricité à négocier, évolutif compte tenu de la croissance de la filière. Les investigations en cours semblent tendre vers un intérêt pour le modèle de joint-venture EDF-BPI France actuellement conçu pour adresser les besoins des « électro-sensibles » (avance-en-tête par la JV, partage du risque de production avec les consommateurs), mais cela reste à confirmer par la filière lors des prochains mois.

Les discussions actuelles pour donner de la visibilité sur les prix de l'électricité à certaines catégories de consommateurs industriels semblent porter sur un volume total d'environ 40TWhe (cumul Exeltium, Contrats d'Allocation de Production Nucléaire, et régime électro-sensibles via JV EDF-BPI France), équivalent aux volumes ARENH.

Il apparaît nécessaire de **préparer dès maintenant le cadre dans lequel pourront s'insérer les producteurs d'hydrogène à partir de 2027-2028 :**

⁷ Un « appel d'offres mixte » (AO mixte) désigne le processus d'octroi par le régulateur (Commission de régulation de l'énergie) d'un soutien public sous la forme d'un contrat pour la différence (CfD) bidirectionnel pour le développement de nouvelles capacités électriques, par le biais d'un appel d'offres concurrentiel dont le cahier des charges comprend la possibilité ou obligation pour les candidats de développer une partie de la puissance concernée sans recours au CfD, et par recours aux PPA.

- Le mécanisme de soutien à la production d'hydrogène décarboné vise à lancer la phase de massification de l'électrolyse en France, et à réaliser les indispensables effets d'apprentissage technologique. En ce sens sa portée sur 1 GW de capacités n'est pas à remettre en question. Mais le déploiement des capacités restantes (3,5 à 4 GW, tenant compte du PIIEC) pour atteindre l'objectif 2030 fixé par la SNH2 (6,5 GW de capacités d'électrolyse, ce qui est sans regret compte tenu des usages finaux) ne pourra être réussi notamment qu'à la condition de procurer une visibilité sur un prix compétitif de l'électricité.
- La filière hydrogène française dispose d'un avantage comparatif théorique grâce à son mix électrique décarboné, devant permettre de faire fonctionner les électrolyseurs avec un facteur de charge élevé et donc d'une part d'amortir plus rapidement les CAPEX (particulièrement importants sur la phase 2024-2030), d'autre part d'assurer la stabilité d'approvisionnement cruciale aux industriels aval sans dépendre de la mise en service immédiate de capacités de stockage massives. Néanmoins, sans visibilité sur le prix d'achat moyen de l'électricité, et compte tenu de la volatilité du marché spot, cette possibilité apparaît particulièrement difficile à intégrer dans les business models des industriels. Ce dernier point est l'un des facteurs conduisant à l'écart très important entre projets ayant passé le stade de l'étude de faisabilité, et projets ayant atteint la décision finale d'investissement (FID).
- **Les besoins en électricité décarbonée de la filière hydrogène française devraient s'élever entre 37 et 48TWh par an d'ici 2030.** Si la totalité de ces quantités n'a bien sûr pas vocation à être adressée par le seul schéma de contractualisation sur capacités nucléaires que nous visons ici, **les quantités concernées par ce schéma resteraient massives et ne peuvent donc aucunement être intégrées dans une enveloppe générale de 40TWh** (celle prévue par les mécanismes susmentionnés : Exeltium, CAPN ...), **par ailleurs fléchée pour une large partie sur des consommations existantes.**
- Les années **2027 et 2028** seront charnières pour la phase de mise en service des premiers projets massifs de production d'hydrogène décarboné. Et c'est à condition de lancer une première vague de projets massifs dans cette fenêtre de temps que la France pourra concrétiser son avance de phase et avantage comparatif théoriques résultant de son mix électrique bas-carbone, et ainsi réussir à lancer des champions industriels sur l'hydrogène. **C'est donc pour cet horizon qu'il faut viser une entrée en vigueur de ce schéma de contractualisation, mais le cadre doit être établi et partagé aux industriels bien en amont pour répondre au problème susmentionné de déficit de prises de FIDs relativement aux projets à l'étude.**

Comme pour les autres schémas, « l'enveloppe » électrique destinée aux producteurs d'hydrogène porterait sur un volume convenu d'électricité. Néanmoins, compte tenu de la trajectoire de forte croissance prévue pour la filière (en accord avec les objectifs de capacités d'électrolyse prévus à 2030 et 2035 dans la SNH2), il sera essentiel de fixer une trajectoire d'évolution de ladite enveloppe.

Le modèle actuellement conçu de joint-venture entre EDF et BPI France pour adresser les besoins des « électro-sensibles », semble être une base adaptée pour le schéma de contractualisation avec des producteurs d'hydrogène :

- Prix :
 - il semblerait que ce modèle, grâce aux effets cumulés de l'avance-en-tête et du partage de risque sur les performances opérationnelles du parc REP, atterrisse sur un prix moyen de **60€/MWh**. Considérant l'application de la boîte à outils et la sécurisation de la compensation indirecte sur les coûts du carbone pour les producteurs d'hydrogène, **ce prix de 60€/MWh devrait permettre d'aboutir à un prix net rendu site permettant aux producteurs d'hydrogène d'adresser un marché.**
 - un travail sur la modulation heures pleines / heures creuses, et la combinaison de ce schéma avec les heures d'approvisionnement en EnR sous PPA, pourrait encore améliorer la performance du modèle.
- Schéma : la réalisation de l'avance-en-tête à 100% par BPI semble adaptée aux besoins globaux de la filière hydrogène et à ses spécificités (i.e le fait que les électrolyseurs ne sont pas déployés à date et ne représentent donc pas une consommation électrique pré-existante à la création du schéma contractuel, et la place de *pure players* aux côtés d'ETI et de grands groupes sur ces futures consommations massives d'électricité).

1.5. Lancement des imports

La filière est en phase avec le Gouvernement sur l'intérêt, pour répondre à la demande, de s'appuyer « également sur des importations d'hydrogène ou de ses dérivés, dès lors que celui-ci est disponible de manière compétitive et décarbonée », ce qui implique de préparer dès maintenant le lancement des imports post-2030 compte tenu de la temporalité associée à ce déploiement à l'international. C'est dans ce cadre que France Hydrogène a remis aux services de l'Etat une [méta-analyse sur les imports à différents horizons temporels](#). **Il en ressort en particulier que les volumes d'exportation vers l'Europe d'hydrogène et de ses dérivés seront encore limités à l'horizon 2030 voire 2040.**

En effet, au niveau mondial, seuls trois projets d'exportation de molécules ont atteint le stade de la décision finale d'investissement, et l'AIE indique que plus de 75 % des projets d'exportation annoncés à 2030 ne sont encore que des « concepts » sur lesquels un développeur de projet communique sans savoir si le projet est faisable. Si les pays d'Afrique du Nord et, dans une moindre mesure, du Moyen-Orient, seraient les mieux positionnés pour fournir d'importants volumes de d'hydrogène décarboné et de ses dérivés au meilleur prix aux pays européens, d'après la majorité des études référencées, le déploiement de ces projets dans ces pays comprend de nombreux défis à relever (surdimensionnement des parcs renouvelables ; WACC pays/régionaux parfois élevés du fait de situations politiques et sécuritaires instables ; impact cumulé des deux facteurs précédents sur l'intensité capitalistique des projets dans un contexte inflationniste, ...). Par ailleurs, dans ce contexte de disponibilité limitée des molécules décarbonées commercées internationalement, l'Europe risque d'être en compétition avec le Japon et la Corée du Sud pour capter les volumes d'exportation disponibles. Alors que la méta-analyse ne fait ressortir une meilleure compétitivité de la molécule importée par rapport à la production domestique que dans certaines configurations limitées, et conditionnée par la prise d'hypothèses optimistes sur les projets menés dans des pays extra-européens (pas de prise en compte du WACC, et non-exhaustivité des postes de dépense), ce point sur la concurrence inter-étatique/régionale pour l'accès aux volumes d'exportation disponibles est absolument clé et peu pris en compte dans les études : les prix de marché auxquels les pays européens achèteront de l'hydrogène et ses produits dérivés s'établiront en fonction de l'équilibre entre l'offre disponible et la demande ; en cas de déséquilibre, un fournisseur avec des coûts de production bas pourra ainsi vendre ses molécules à des prix élevés. « Face » notamment à deux Etats particulièrement contraints sur la production énergétique nationale (Japon et Corée du Sud), et pouvant donc accepter des niveaux de prix élevés pour capter ces volumes d'exports, cet écart entre coût de production et prix de vente peut devenir majeur.

Dans ce contexte, il est totalement sans regret et indispensable à l'atteinte de nos objectifs climatiques et industriels (maintenir et renforcer notre autonomie stratégique sur les industries de base) de développer a minima 6,5 GW de capacités d'électrolyse en France d'ici 2030, et a minima 10 GW d'ici 2035. La planification de l'infrastructure de transport et de stockage devra ainsi nécessairement prendre ces données de production comme hypothèse d'entrée.

Cette analyse doit désormais être complétée par une étude focalisée sur les flux intra-européens et portant donc plus sur les canalisations ; les résultats de cette étude (en cours) de France Hydrogène seront partagés au printemps 2024 aux services de l'Etat.

1.6. Obsolescence graduelle des vaporeformeurs et compétitivité des sites existants

France Hydrogène rejoint pleinement le Gouvernement dans l'objectif de sortie de la dépendance aux énergies fossiles, et le besoin résultant « d'anticiper l'obsolescence graduelle des vaporeformeurs » et d'accompagner « le déploiement des nouvelles méthodes de production d'hydrogène sans impact sur la compétitivité des sites concernés ».

Comme mentionné dans la [partie 1.1](#), un cas particulier concerne les sites existants de production d'ammoniac : du fait de la très forte intégration des procédés (la chaleur du vaporeformeur est indispensable au procédé Haber-Bosch de synthèse de l'ammoniac en aval), aller au-delà de 15% d'hydrogène « externe » (non produit

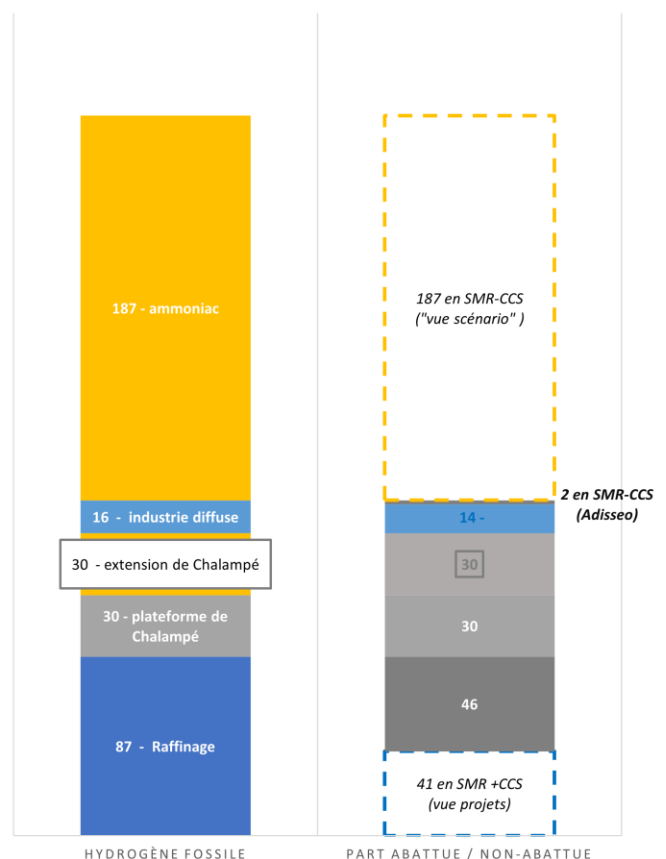
dans le vaporeformeur) impliquerait un remplacement total de l'usine d'ammoniac. Une transformation très capitalistique et aux délais de réalisation importants. Alors que les 4 sites existants de production d'ammoniac en France ne devraient être amortis qu'autour de 2040, et que la maîtrise de l'approvisionnement en ammoniac représente un enjeu majeur de souveraineté agricole, **France Hydrogène est en phase avec la voie qui semble proposée par l'Etat lors d'échanges bilatéraux : d'ici 2030, intégration de 15% d'hydrogène électrolytique et déploiement d'un dispositif CCS sur les vaporeformeurs existants liés à des sites d'ammoniac ; puis déploiement d'usines 100% électrolytiques avant 2040, une fois que les sites existants d'ammoniac auront achevé leur cycle d'amortissement. La filière appelle à expliciter cette vision dans la SNH2, afin de donner la visibilité nécessaire aux acteurs pour construire les projets.**

Pour la décarbonation de la pétrochimie, France Hydrogène rappelle l'intérêt de la voie SMR-CCS, complémentaire à l'électrolyse, et appelle à expliciter cette vision dans la SNH2 : alors que le déploiement de 6,5GW de capacités d'électrolyse en France d'ici à 2030 et d'au moins 10GW d'ici à 2035 représente un défi industriel certain, que l'on anticipe un bouclage électrique tendu à ces horizons, et que l'un des enjeux du lancement de la production d'hydrogène décarboné est de structurer en aval l'émergence de nouvelles filières d'usages, il est utile de capitaliser en partie sur les vaporeformeurs pour la décarbonation de certains usages existants. Nous ne reflétons en cela que la « vue projets » : sur les 130kt d'hydrogène produites spécifiquement pour les raffineries, d'ici 2030 84kt seraient décarbonées, dont 43kt par électrolyse et 41kt par SMR-CCS. L'utilisation de la voie SMR-CCS pour décarboner l'hydrogène de la pétrochimie est par ailleurs compatible avec l'atteinte de nos objectifs européens : le quota de 1% de RFNBO dans les transports serait en effet largement atteint par les autres postes de consommation identifiés (transports maritime, aérien, et routier).

En ce sens, France Hydrogène appelle à clarifier rapidement que l'hydrogène produit par vaporeformage avec CCS pour des usages ammoniac et/ou pétrochimiques, soit éligible au CcfD prévu pour la décarbonation des 50 sites industriels les plus émetteurs de CO2. L'enveloppe budgétaire dédiée doit être distincte des 9,2Mds prévus pour le volet Hydrogène de France 2030 ; en effet, l'enveloppe budgétaire initialement engagée pour le développement de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone doit être fléchée exclusivement sur d'autres modes de production, et en premier lieu l'électrolyse. Enfin, pour l'ammoniac, ce financement du SMR-CCS sur les sites existants par le « CcfD 50 sites » doit impérativement être conditionné par l'utilisation minimale de 15% d'hydrogène électrolytique par ledit site.

Pour les vaporeformeurs alimentant d'autres usages industriels existants (représentés ci-contre), la voie reste à tracer. La filière souligne néanmoins que la voie SMR-CCS pour ces autres usages apparaît incompatible avec l'atteinte du double objectif européen d'utilisation d'ici 2030 de 33,6% d'hydrogène renouvelable et 77% d'hydrogène non-fossile dans l'industrie. **Les modes de production non-fossiles devraient donc être privilégiés pour ces autres usages industriels** (ainsi que l'hydrogène produit à partir de gaz résiduaux fatals, qui peut être décompté du dénominateur servant à calculer la part de RFNBOs dans la consommation d'hydrogène de l'industrie d'un Etat).

HYDROGÈNE FOSSILE RESTANT EN 2030, PAR FILIÈRE UTILISATRICE (EN KT H2)



Enfin, comme mentionné par le Gouvernement dans le chapitre 7 de la SNH2, la possibilité physique d'exploiter les électrolyseurs avec flexibilité dépend de la disponibilité des capacités de stockage d'hydrogène et/ou de « *la mobilisation de capacités excédentaires de production non électrolytiques (vaporeformeurs existants en surcapacité connectée à un réseau hydrogène dans un hub centralisé)* ». La filière souligne que ce dernier schéma appelle, le cas échéant, à une planification poussée des hubs centralisés, dans le sens où les unités de vaporeformage ont un besoin de fonctionner à des minima qui sont d'un niveau conséquent (>50%), et que celle-ci devra s'articuler de manière cohérente avec les considérations développées dans ce chapitre sur les principaux usages pertinents pour la voie SMR-CCS.

1.7. Production d'hydrogène par voie de biomasse

La filière salue l'intérêt marqué par l'Etat dans la SNH2 pour les technologies de production d'hydrogène à partir de biomasse (pyrogazéification, pyrolyse et plasmalyse), qui peuvent « *trouver toute leur pertinence dans des situations locales précises, en prenant en compte la hiérarchie des usages de la biomasse* ». **France Hydrogène propose d'enrichir ce paragraphe d'un objectif de production de 80kt d'hydrogène à partir de biomasse d'ici 2030, qui contribuerait à l'atteinte de l'objectif volumique global d'hydrogène décarboné tout en réduisant d'environ 4,4 TWh les besoins électriques de la filière.** [*Pour la plasmalyse du méthane, si un recours au biométhane doit être privilégié, le recours transitoire à du CH4 d'origine fossile peut être envisagé à 2030, à des fins de lancement et industrialisation de cette technologie de production*]

Volumes adressables et capacité industrielle projetée

Le volume de biomasse théoriquement disponible en France pour différents usages est estimé d'après France Agrimer 2020 à près de 160 millions de tonnes par an. Une quantité dite « volume supplémentaire disponible » de près de 6 millions de tonnes de biomasse sèche n'est aujourd'hui pas exploitée. Il faut environ 15 kg de biomasse sèche pour produire 1 kg d'hydrogène. Une allocation de 100% de ces 6 Mt à la production d'hydrogène permettrait donc de produire environ 400 000 tonnes d'hydrogène par an.

De façon à ce que la filière de production d'hydrogène à partir de biomasse puisse offrir dès 2030 une contribution conséquente, il est nécessaire que la SNH2 intègre dès à présent ces procédés dont les niveaux de maturité sont désormais compatibles avec les premiers déploiements industriels. Si l'on fait l'hypothèse d'une exploitation de 20% du gisement disponible en 2020, on arriverait à une production de **80 000 tonnes d'hydrogène par an à 2030 par procédé de conversion de biomasse**. Cela est atteignable industriellement, et pourrait permettre une **diminution substantielle de l'électricité nécessaire pour l'électrolyse de l'eau de l'ordre de 4,4 TWh**, alors qu'une tension importante est anticipée sur le réseau électrique français dans les prochaines années.

A noter que les estimations de potentiel biomasse supplémentaire disponible pour la production d'hydrogène, qui concluent à ce potentiel significatif à l'horizon 2030, ont été conduites en tenant compte des usages concurrents, parfois plus pertinents, y compris le besoin de conserver une part de la biomasse résiduelle « sur champ » pour le développement de pratiques agricoles plus résilientes (notamment paillage).

Hiérarchie des usages de la biomasse

Par ailleurs, **si la hiérarchisation des usages de la biomasse est indispensable, il apparaît nécessaire de veiller à ne pas établir a priori une hiérarchisation stricte par exemple entre usages existants de la biomasse et nouveaux usages, notamment production d'hydrogène par procédés innovants, ceux-ci pouvant dans certains cas être écologiquement plus pertinents que les usages connus**. En effet, certains gisements aujourd'hui encore sous-valorisés (e.g le bois de vigne) et présentant une part non négligeable du

volume total théorique disponible de 160 millions de tonnes de biomasse durable, pourraient précisément être valorisés grâce à l'émergence de ces nouveaux procédés.

Aussi, le potentiel de résidus et co-produits de biomasse adressable étant par nature très dépendant du contexte local, la question de l'allocation de ces ressources aux différents usages ne peut être hiérarchisée au niveau national. Les usages les plus pertinents de la biomasse doivent pouvoir être considérés au cas par cas par les territoires en se basant sur leurs ressources et leurs besoins, par le biais des schémas biomasse régionaux.

Les co-bénéfices environnementaux et synergies territoriales de la production d'hydrogène à partir de biomasse

La production d'hydrogène à partir de biomasse peut offrir de multiples co-bénéfices environnementaux. En effet, certains procédés (thermolyse, plasmalyse) permettent de co-produire du carbone solide, offrant de multiples modes de valorisation territoriaux (e.g biochar pour l'amendement des sols) et des procédés à émissions négatives dont le rôle dans l'atteinte de la neutralité carbone est bien documenté⁸. Certains procédés de production d'hydrogène à partir de biomasse permettent de co-produire de façon significative du CO₂ biogénique gazeux, dont la disponibilité constitue un enjeu pour la décarbonation de filières industrielles existantes (notamment agro-alimentaire), mais aussi pour la production de molécules de synthèse bas-carbone (e-méthanol, e-SAF, e-méthane).

Enfin, la production d'hydrogène par biomasse peut être vecteur de synergies importantes pour d'autres secteurs engagés dans la décarbonation et la réduction de leur dépendance à des intrants extérieurs, à la fois dans l'agriculture et dans l'industrie. Par exemple, en valorisant les résidus de chanvre, la production d'hydrogène donne un modèle économique à la culture de chanvre (économe en eau et en intrants de synthèse) française pour approvisionner l'industrie des pâtes à papiers en fibres, qui réduirait ainsi ses imports en pâte cellulosique à fort impact environnemental.

1.8. Hydrogène naturel

La filière salue l'annonce par l'Etat du lancement d'une « *étude exploratoire sur l'hydrogène naturel permettant d'évaluer d'ici à 2025 le potentiel d'extraction en France, son intérêt économique et ses impacts environnementaux* ». Si de nombreuses inconnues subsistent à date, qu'il restera essentiel de tenir compte des temporalités réalistes de déploiement et de ne pas freiner l'effort mis sur les autres modes de production d'hydrogène décarboné connus (particulièrement électrolyse) du fait d'attentes placées dans l'hydrogène naturel, celui-ci pourrait devenir à terme un levier important de diversification et d'accroissement de la production d'hydrogène décarboné, et a donc à ce titre toute sa place dans la SNH2. **En conformité avec les annonces du Président de la République, France Hydrogène veillera à ce que ce volet sur l'hydrogène naturel soit bien alimenté par des « financements supplémentaires », et non par des ponctions sur l'enveloppe Hydrogène existante du plan France 2030.** La filière attend des précisions rapides sur ces financements qui devront permettre de développer les outils et méthodes pertinents pour son exploration, mieux comprendre sa possible accumulation dans les sous-sols et réduire le risque exploration, en vue des campagnes de mesures et de forages d'exploration.

Les études sur les impacts environnementaux de l'hydrogène natif devront inclure un volet sur l'évaluation (et l'élaboration d'une méthodologie cohérente) de l'empreinte carbone de cet hydrogène, afin de pouvoir le caractériser ou non comme hydrogène bas-carbone, i.e ayant un contenu carbone inférieur à 3,38kg CO₂/kg H₂. C'est évidemment à condition de respecter ce seuil que l'hydrogène naturel présentera un intérêt pour la décarbonation de l'industrie et des transports.

⁸ E.g estimation par le GIEC d'un potentiel de séquestration de 2,6 milliards de tonnes de CO₂/an par le biochar ; SNBC 2020, estimation par le Ministère de la transition écologique et solidaire qu'une dizaine de MtCO₂ d'émissions négatives pourraient être produites annuellement en France grâce aux technologies BECSC, ou équivalence (notamment production d'hydrogène par thermolyse ou plasmalyse de biomasse)

2- Coordonner le développement des réseaux d'hydrogène économiquement pertinents en tenant compte des particularités des territoires & (partie 7) Faire du déploiement de l'hydrogène une opportunité pour flexibiliser notre système énergétique

2.1. Organisation de la production en trois axes

Partageant le constat que « *la production de l'hydrogène par électrolyse décarbonée disponible dans le réseau permet de pouvoir optimiser l'organisation territoriale de la production en fonction des usages* », France Hydrogène est en ligne avec le triptyque proposé par le Gouvernement pour la géographie de la production et des usages : pôles de consommation centralisés, semi-centralisés autour des plateformes industrielles de plus petite taille, et « *des pôles « diffus » en dehors des grands axes industriels français, notamment sur le réseau autoroutier pour la réponse aux objectifs du règlement AFIR* ».

La filière rappelle à ce titre l'importance toute particulière – et complémentaire aux pôles centralisés – des projets de production semi-centralisés, dont le rôle a été objectivé dans la [contribution de juin 2023 de France Hydrogène](#) au processus de révision de la Stratégie nationale hydrogène (pour le ramp-up technologique et donc dérisquage de la filière, atteinte des principales économies d'échelle, minimisation des coûts logistiques et valorisation d'opportunités territoriales diverses : foncier, « culture industrielle » ...). Associés à un travail de planification territoriale des usages, les projets de production semi-centralisés sont des vecteurs pour faire bénéficier des économies d'échelle de l'industrie à des usages plus diffus mais présents sur l'ensemble du territoire, tels que la mobilité routière. **A ce titre, la filière appelle à compléter la figure 3 (p.24) en représentant le Grand Port Maritime de Bordeaux ainsi que Port-la-Nouvelle parmi les pôles industriels.**

C'est dans ce cadre que France Hydrogène appelle à veiller à ce que l'effort particulier pour « *que les principaux bassins industriels français bénéficient de premières capacités de production d'hydrogène* » à horizon 2030, ne soit pas entendu de manière trop restrictive : si les plateformes de Dunkerque, de Fos, et du Havre embarquant l'axe Seine, doivent bien sûr être au cœur de l'effort porté, il sera essentiel de porter simultanément cet effort notamment sur le bassin rhônalpin, Moselle-Rhin, Sud-Ouest avec l'importance de la plateforme de Lacq et du Grand Port maritime de Bordeaux, de Port-la-Nouvelle, et enfin du Grand port maritime de Nantes Saint-Nazaire.

France Hydrogène rappelle qu'à moyen terme la planification territoriale des nouveaux usages pourra se faire, dans certaines configurations, en lien avec le potentiel de production « local » spécifique. Cela peut être particulièrement le cas avec le couplage éolien offshore et électrolyse, qui pourrait entraîner un développement accru des usages de l'hydrogène décarboné par exemple sur les façades littorales bretonne et occitane.

2.2. Réaliser un schéma directeur partagé dès 2024 sur l'infrastructure de transport et stockage d'hydrogène

France Hydrogène salue l'attention portée par l'Etat, dans la SNH2, à la préparation du développement des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène. Si la filière partage l'approche progressive de développement de l'infrastructure hydrogène (intra-hub, puis interconnexion entre hubs, et enfin interconnexions transfrontalières), **il semble en revanche nécessaire d'investiguer dès 2024 l'intérêt qu'une première phase d'interconnexion entre hubs (infra-national) soit réalisée d'ici 2030.**

[Comme détaillé dans cette note](#), France Hydrogène propose de **prévoir, dans la SNH2, d'établir un schéma directeur des infrastructures et notamment de fixer dans le volet réglementaire de la PPE un objectif quantitatif de capacités de stockage et leurs interconnexions aux bassins d'ici 2030.**

L'élaboration dès 2024 d'un premier schéma directeur partagé sur l'infrastructure hydrogène doit particulièrement :

- **Permettre aux projets localisés dans les hubs (centralisés et semi-centralisés) et qui se lancent actuellement, d'intégrer dans leur *business plan* la possibilité d'optimisation offerte par les infrastructures de stockage**, en ayant une visibilité d'une part sur la disponibilité de l'infrastructure (et à quel horizon temporel), d'autre part sur les conditions tarifaires d'accès.
- **Maîtriser les risques d'actifs échoués et/ou de sous-utilisation de l'infrastructure**, en modélisant les flux d'hydrogène sur la base de la vision (territorialisée et « temporalisée ») de la production et consommation d'hydrogène décarboné en France, selon les modes de fonctionnement des électrolyseurs envisagés par les acteurs de la filière (a minima sur la 1^{ère} phase de déploiement : facteur de charge élevé mais pouvant osciller entre 6000 et 8000 heures selon les stratégies des porteurs et conditions de rémunération des flexibilités), en intégrant les développements de production et de consommation post-2030 ainsi qu'éventuellement certains flux d'imports⁹. C'est sur cette base partagée de compréhension des enjeux technico-économiques que la France pourra réaliser un déploiement optimal de l'infrastructure hydrogène.
- **S'appuyer sur toutes les infrastructures existantes (gaz et pétrole) et les zones de servitude attachées afin de maîtriser les coûts**. A court terme des tracés de canalisations pétrolières existantes pourraient en effet accueillir de nouvelles canalisations hydrogène (à moindre coût donc) pour relier l'offre et la demande. A différents horizons (selon l'utilisation de « l'infrastructure fossile », voir notamment rapport de la CRE¹⁰ concluant du besoin de continuer à dédier la majorité des réseaux de transport existants à l'acheminement du méthane et de biométhane au moins jusqu'en 2035), des canalisations gazières et pétrolières pourront également être converties à l'hydrogène. La réutilisation pour de nouveaux usages de ces « canalisations fossiles » existantes peut être soumise à concurrence, notamment entre l'infrastructure CO₂ et H₂ : le cas échéant, les arbitrages devront être réalisés en tenant compte de la maturité des différentes technologies, comme mentionné par le Haut Conseil pour le Climat dans son avis sur la stratégie CCUS française¹¹.

Compte-tenu des temps de développement des réseaux de transports d'hydrogène (24 mois de procédure administratives et 24 à 36 mois de construction), les décisions d'investissement devront être prises en 2025 afin de permettre aux réseaux d'être en service avant 2030. **En parallèle de la planification, il est donc également nécessaire de clarifier au plus vite le cadre réglementaire applicable aux infrastructures hydrogène** ainsi que les mécanismes d'investissement afférents (dans le cadre de la transposition du paquet européen « Hydrogène et Gaz ») pour permettre aux opérateurs de décider leur investissement et aux futurs utilisateurs de s'engager auprès de ceux-ci dans la réservation de leurs capacités de transport.

Les gestionnaires d'infrastructures estiment être en mesure de mettre en service d'ici 2030 de 0,9 à 1,1 TWh H₂ de capacités de stockage dans les Landes, Manosque et Etrez, et un réseau interconnectant ces stockages et hubs hydrogène, en se basant notamment (mais pas seulement) sur les projets listés à date par l'ENTSOG.

Concernant l'infrastructure de transport d'hydrogène, ce qui est envisagé à 2030 permet bien un niveau de connexion suffisant des actifs de stockage d'hydrogène mentionnés, avec des hubs, pour valoriser l'ensemble du potentiel :

- Pour Manosque, la connexion locale avec la zone de Fos (HYnframed) est prévue pour 2030.

⁹ Suite à la réalisation d'une première note sur les imports, France Hydrogène travaille à un approfondissement du sujet spécifiquement pour les flux intra-européens.

¹⁰ CRE, Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone, septembre 2023

¹¹ [Avis du Haut Conseil pour le Climat](#), novembre 2023

- Pour Etrez, l'interconnexion visée à terme repose sur la canalisation HY-FEN, qui permettra notamment de manière directe une connexion avec la vallée de la chimie rhodanienne et Fos, avec la plateforme de Chalampé via le croisement avec RHYn (dont la mise en service est prévue avant 2030), et avec le bassin lorrain via entre autres le croisement avec MosaHyc (dont la mise en service est prévue en 2027). Si l'ensemble du tracé HY-FEN devrait être disponible à horizon 2030, la mise en service de premiers tronçons avant 2030 permettrait de connecter Etrez à une partie de ces hubs.
- Dans la zone sud-ouest, la réalisation de l'infrastructure HySoW doit permettre de valoriser les importantes capacités de stockage locales d'ici 2030 également, d'abord par un axe nord-sud connectant le Grand Port Maritime de Bordeaux au site de stockage dans les Landes et au bassin de Lacq, puis avec un axe est-ouest, reliant le site de stockage à Toulouse, puis à Port-La Nouvelle et Fos. **A ce titre, France Hydrogène alerte le Gouvernement sur l'incompréhension engendrée dans la filière par la représentation a priori d'une infrastructure seulement post-2040 pour la zone sud-ouest (figure 3).**

2.3. Flexibilités

La filière rejoint le Gouvernement sur l'intérêt de « *faire du déploiement de l'hydrogène une opportunité pour flexibiliser le système énergétique* »

Bien que les conditions de réussite technologiques restent à investiguer plus profondément avec la filière au premier semestre 2024, les électrolyseurs peuvent en effet devenir un vecteur de « flexibilité de la demande ». La valeur système et marginale (i.e au niveau des électrolyseurs) de ce fonctionnement flexible est d'ailleurs désormais objectivée par RTE (Bilan Prévisionnel 2035), qui estime que ce mode permettrait d'obtenir un gain net de 0,5 à 0,9€ sur le coût du kilo d'hydrogène produit, sous certaines conditions (potentiellement maximalistes) qui doivent être prochainement précisées avec la publication du volet Hydrogène du Bilan prévisionnel 2035. A minima pour la première phase de déploiement, les acteurs industriels évaluent plutôt la possibilité d'un mode de fonctionnement que l'on pourrait qualifier de « semi-flexible » (par rapport au « flexible » de RTE), i.e une réduction raisonnée du facteur de charge (fourchette basse autour de 6000h/an de fonctionnement) et qui ne constituerait en aucun cas une perte de l'avantage comparatif lié à notre mix électrique décarboné : d'une part parce que le facteur de charge moyen resterait bien supérieur à la moyenne européenne, mais aussi et surtout parce qu'il s'agirait d'un « facteur de charge contrôlé », i.e que la baisse vient d'un arbitrage économique rationnel, et non subi comme dans les autres Etats européens bridé par le temps de fonctionnement des parcs éoliens et/ou photovoltaïques.

Comme indiqué par l'Etat dans la SNH2, l'activation de ce potentiel de flexibilités est conditionnée par « *l'accès [des électrolyseurs] à des stockages massifs d'hydrogène* ». Le nombre de sites concernés par cette possibilité, et donc la capacité totale d'électrolyse qui pourra rendre des services majeurs au système électrique, est ainsi directement corrélée à la vision qui sera impulsée par le Gouvernement et le régulateur pour mettre en service des capacités de stockage souterrains et réaliser une première connexion avec des bassins d'ici 2030, complétés sans doute pour certains tronçons sur la période 2031-2033. **Dans ce cadre, France Hydrogène :**

- **Rappelle le besoin (mentionné dans la partie 2.2) de prévoir, dans la SNH2, d'établir un schéma directeur des infrastructures et notamment de fixer dans le volet réglementaire de la PPE un objectif quantitatif de capacités de stockage et leurs interconnexions aux bassins d'ici 2030.**
- **Appelle à considérer le bassin sud-ouest comme pouvant faire l'objet de déploiement d'infrastructures d'ici 2030.** Ce bassin dispose d'importantes capacités de stockage pouvant potentiellement être mises en service d'ici 2030 et connectées a minima aux zones industrielles de Lacq et du GPM de Bordeaux, et bénéficier par la suite à d'autres bassins lorsque les interconnexions seront réalisées. **L'inscription du bassin sud-ouest en post-2040 pour le déploiement de l'infrastructure apparaît particulièrement contradictoire avec l'objectif affiché de faire de l'hydrogène un levier de flexibilité du système électrique.** La filière propose d'amender ainsi la dernière phrase du chapitre 7 : « *Les principaux sites potentiels identifiés pour ce stockage se situent à proximité des hubs de Fos-sur-Mer, de Lyon, et la zone sud-ouest (hubs de Lacq et Bordeaux)* ».

La possibilité physique d'exploiter les électrolyseurs avec flexibilité dépend de la disponibilité des capacités de stockage d'hydrogène et/ou, tel que souligné par le Gouvernement, à « *la mobilisation de capacités excédentaires de production non électrolytiques (vaporeformeurs existants en surcapacité connectée à un réseau hydrogène dans un hub centralisé)* ». Ce dernier schéma appelle d'ailleurs, le cas échéant, à une planification poussée des hubs centralisés, dans le sens où les unités de vaporeformage ont un besoin de fonctionner à des minima qui sont d'un niveau conséquent (>50%), et en lien avec les réflexions développées à la [partie 1.6](#), i.e en lien autant que possible avec des unités couplées à des dispositifs CCS.

Quelque soit le schéma retenu (stockage H₂ ou mobilisation complémentaire de vaporeformeurs) pour permettre un fonctionnement flexible des électrolyseurs, celui-ci doit pouvoir correspondre à un intérêt économique du producteur. A ce titre, **la filière appelle le Gouvernement à lancer en 2024 de manière concertée avec le régulateur, les gestionnaires de réseaux de transport (d'électricité et d'hydrogène), les opérateurs de stockage, France Hydrogène, et les exploitants d'électrolyseurs, des travaux visant à définir des offres de flexibilité adaptées aux possibilités des électrolyseurs.** Ce travail devra être lancé dans les plus brefs délais, afin de pouvoir enrichir les dispositions en ce sens dans le Projet de loi relatif à la Souveraineté énergétique (Article 12). **La filière souligne d'ores-et-déjà l'importance d'une contractualisation long terme de capacités flexibles dans le cadre du nouveau mécanisme de capacité.**

Alors que la filière hydrogène est marquée par un écart temporel important entre les projets annoncés et les décisions finales d'investissement, la possibilité d'intégrer à partir de fin 2024 la brique « valorisation des flexibilités » (y compris en cours de vie du projet) dans les plans d'affaires des parties prenantes, revêt une importance majeure.

2.4. Infrastructure de recharge (mobilité routière)

France Hydrogène est en phase avec le constat du Gouvernement que « *les déploiements territoriaux locaux resteront nécessaires, y compris pour alimenter les usages intensifs de mobilité* », et salue l'annonce d'un travail par l'Etat sur le « *maillage territorial des infrastructures de ravitaillement prévus par le règlement européen sur le déploiement des infrastructures de carburants alternatifs (AFIR)* ». La filière propose les précisions suivantes, en lien avec le [Plan Mobilité actualisé de France Hydrogène \(janvier 2024\)](#) :

- Pour la recharge des camions long-courriers, correspondant aux stations le long du RTE-T prévues par le règlement AFIR, un soutien financier au déploiement de l'infrastructure sera nécessaire pour parer au risque économique de fréquentation pris par les exploitants de stations et combler le manque à gagner de la sous-utilisation initiale. Pour le déploiement de ces stations, France Hydrogène propose de **mettre en œuvre rapidement un système de reversement de capacité (via des loyers fixes sur 8 à 10 ans, dont le montant serait déterminé suite à appel d'offre concurrentiel¹²)**, qui garantit notamment à l'Etat un plus grand contrôle sur la performance opérationnelle des stations dans le temps (contrairement à un simple soutien CAPEX) et la mise en place d'un réseau optimisé.
- **Les besoins en stations de recharge hydrogène vont bien au-delà des seuls objectifs AFIR.** En s'appuyant sur le travail de modélisation des besoins stations mené avec la PFA et l'IRT Systems X, et en le réajustant pour tenir compte des nouvelles hypothèses véhicules, **France Hydrogène évalue un besoin d'environ 450 stations sur le territoire français à 2030 (contre 68 pour l'AFIR)**. Il sera ainsi nécessaire de prévoir comment réaliser un déploiement rationnel, optimal de ces stations « hors AFIR ». Comme cela porterait sur des véhicules (principalement VULs et camions de distribution régionale) dont les profils d'utilisation sont prévisibles (contrairement aux flux des camions long-courriers), il est possible de rationaliser le déploiement de cette infrastructure en la liant à des pré-intentions de commandes (de véhicules) localisées qui permettent d'atteindre des effets d'échelle sur la station et de d'assurer ainsi l'atteinte rapide d'un taux d'utilisation suffisant permettant la viabilité économique de ladite station (sans soutien public). Si la filière propose un modèle de coalition centré sur les VULs et camions de distribution régionale (+ longs-courriers, mais sur un modèle de soutien distinct), il sera néanmoins clé de veiller à la bonne coordination avec le déploiement d'autres véhicules hydrogène

¹² Explications plus détaillées sur ce système dans [Enabling CO2 standards – a policy toolkit to foster the implementation of AFIR in European Member States](#), octobre 2023

pour dimensionner de manière optimale l'infrastructure de recharge, particulièrement taxis, bus et cars à hydrogène.

- France Hydrogène se propose d'animer une coalition réunissant les acteurs de la chaîne de valeur (constructeurs et rétrofiteurs, transporteurs, gestionnaires de stations ...) afin de mettre en œuvre ce Plan. Les Régions devront également être impliquées dans la coalition, en tant qu'acteurs clés pour mener concrètement et réussir ce travail de planification territoriale. Le soutien de l'Etat dans la SNH2 à ce travail de coordination, serait précieux pour sa réussite.

3- Favoriser la production d'hydrogène compétitif en France

France Hydrogène salue la confirmation du mécanisme de soutien à la production d'hydrogène décarboné, l'annonce d'un mécanisme de bonus-malus incitatif à la Baisse d'Impact Climatique de l'Azote, et l'annonce de la clôture prochaine de l'instruction des 10 dossiers français restants dans le PIIEC Hydrogène. Si ces mécanismes sont absolument clés, notamment pour déployer les premières grandes capacités et lancer la phase de massification de la filière, ils ne sont pour autant pas suffisants ni pour l'atteinte de l'objectif de déploiement de 6,5GW de capacités d'électrolyse en 2030, ni pour mettre la France sur la trajectoire de 10GW au moins en 2035. **La filière appelle à les compléter en prévoyant de travailler à la mise en œuvre d'un cadre structurel propice à la prise de FIDs sur les projets de production et utilisation d'hydrogène décarboné en France.** [L'essentiel de ces propositions sont détaillées dans cette note.](#)

3.1. Prix de l'électricité

Comme mentionné à la partie 1.4 de la présente note, la filière hydrogène française présente un besoin de prix d'approvisionnement moyen en électricité à 60€/MWh (hors boîte à outils) pour être en mesure d'adresser un marché sans soutien public. Cet approvisionnement se fera pour partie en électricité nucléaire, pour partie en électricité renouvelable, qui appellent à deux modalités de régulation et de contractualisation distinctes :

- [Proposition](#) de schéma de contractualisation pour que les producteurs d'hydrogène aient accès à une électricité nucléaire compétitive.
- [Proposition](#) de modèle de régulation du déploiement des EnRe pour que les producteurs d'hydrogène soient en mesure d'accéder à une électricité renouvelable compétitive.

Les premières réflexions sur la combinaison entre les deux sources d'approvisionnement électriques (nucléaire et renouvelables) sont développées dans la note relative au nucléaire. **La création de ce cadre structurel favorable sur l'approvisionnement en électricité est un pré-requis pour la réussite du déploiement des capacités au-delà des projets PIIEC et du gigawatt soutenu par le mécanisme dédié.**

3.2. Le rôle majeur de la boîte à outils et particulièrement de la compensation indirecte des coûts du carbone (avant 2030)

Une électricité à environ 40€/MWh en prix net rendu site, dans les conditions françaises (possibilité de fonctionnement des électrolyseurs à facteur de charge élevé), doit permettre aux producteurs d'hydrogène d'adresser durablement un marché (considérant un cours du gaz naturel ne redescendant pas en-dessous de 30€/MWhPCI et un prix du CO2 à 100€/t). La « boîte à outils », avec un poids particulièrement fort de la compensation indirecte des coûts du carbone, doit permettre d'obtenir un abattement équivalent à 20€/MWh (d'où la recherche d'un prix moyen cible, dans les schémas de contractualisation électrique, de 60€/MWh garantissant un approvisionnement stable des électrolyseurs).

A ce titre, il apparaît essentiel de garantir que l’enveloppe allouée à la compensation indirecte des coûts du carbone sera suffisamment dotée d’ici 2030 pour bénéficier à la fois aux filières traditionnellement éligibles, et aux producteurs d’hydrogène. Faire figurer une réassurance de ce type dans la SNH2 apporterait de la confiance à l’ensemble du secteur.

3.3. Les outils extra-budgétaires : créer un marché pour les produits industriels et carburants bas-carbone

A partir de 2030, la compensation indirecte des coûts du carbone n’apparaît pas sécurisée du fait notamment de l’inclusion de l’hydrogène dans le mécanisme européen d’ajustement carbone aux frontières (CBAM). La période 2024-2030 doit être celle permettant l’élaboration et le lancement effectif des **règles et outils extra-budgétaires** qui, pour chacun des produits industriels et segments de transports concernés, incitant les clients des marchés aval à payer un premium suffisant pour compenser cette perte d’un abattement de 20€/MWh sur l’amont.

En ce sens, France Hydrogène :

- Salue l’annonce d’un mécanisme de bonus-malus incitatif à la Baisse d’Impact Climatique de l’Azote. Celui-ci sera crucial pour envoyer le signal-prix adéquat à la prise de FIDs sur les projets de production d’ammoniac bas-carbone utilisé à des fins de production d’engrais azotés. **La filière souhaite participer au le travail technique de conception de cet outil en 2024, et notamment promouvoir un alignement européen sur ce premier outil concret de mise en œuvre des articles 22a et b de RED3** ; cet alignement sera clé pour l’impact sur la compétitivité comparée de nos filières agricoles. Un premier point d’attention émerge à ce stade sur la manière réglementaire de ne pas subir la concurrence d’ammoniac bleu importé (avec un intrant gaz parfois très compétitif, notamment aux Etats-Unis et dans le Golfe), alors même que la France prévoit de décarboner dans un premier temps (cf [parties 1.1](#) et [1.6](#)) sa production d’ammoniac par le recours (à 85%) aux solutions CCS.
- Rappelle qu’en France, la production d’engrais azotés ne correspond « qu’à » 57% des débouchés de l’ammoniac. D’autres outils extra-budgétaires doivent donc être conçus pour **couvrir la part chimie des débouchés de l’ammoniac**.
- De la même manière, il est essentiel de mentionner dans la SNH2 qu’un travail sera mené pour la conception d’outils régulateur (particulièrement incitations fiscales extra-budgétaires) pour **créer des marchés aux autres industries de base futures utilisatrices d’hydrogène décarboné : acier, polyamides, chimie méthanol, etc.**
- Dans les transports maritime, aérien et routier, la refonte de l’outil déjà existant de la TIRUERT sera centrale. Cet outil n’est que très peu mentionné dans la SNH2, que ce soit dans ce chapitre 3 ou dans le 8, consacré aux mobilités. **La filière appelle à faire apparaître plus clairement le travail de refonte de la TIRUERT dans le chapitre 3, et à évoquer notamment certaines pistes [proposées par France Hydrogène dans sa réponse à la consultation dédiée \(août 2023\)](#)** : fixation d’une trajectoire pluriannuelle (10 ans) de sous-mandats d’utilisation d’hydrogène et de ses dérivés par filière de transport portant sur des volumes cohérents avec les usages planifiés (cf [partie 1.1](#)), traitement plus équitable entre RFNBO et hydrogène non-fossile ou recyclé (en cohérence avec les combats portés au niveau européen). La simplicité d’application de la « nouvelle TIRUERT » sera également clé.

3.4. Prévenir de changements drastiques de conditions pour donner la confiance nécessaire aux FIDs : proposition de « CfD assurantiel »

Sur une telle base il resterait néanmoins nécessaire de fournir des réassurances, puisque la possibilité d’adresser durablement un marché à ces prix est conditionnée par l’évolution du contrefactuel carboné. La production d’hydrogène étant une activité intense sur le plan capitalistique, réassurer peut par ailleurs permettre

de diminuer le taux de financement moyen et donc la compétitivité finale de l'hydrogène décarboné. Partant de ce constat :

- **France Hydrogène souhaite travailler à l'élaboration d'un CfD bidirectionnel sur l'hydrogène décarboné, qui prendrait comme point de référence unique pour le décarboné les conditions positives mentionnées ci-haut (prix net de l'électricité rendu site de 40€/MWh, ou équivalence post-2030 par changement du référentiel de prix marché grâce au déploiement complet des outils extra-budgétaires), et viendrait couvrir le risque d'un changement drastique des conditions du contrefactuel carboné, avec une baisse des cours du gaz et/ou du CO2 sur l'EU-ETS.**
- Le mécanisme de soutien à la production d'hydrogène décarboné, en cours de lancement et que nous soutenons pleinement, porte sur 1GW pour réussir la phase de massification par des subventions. **Le mécanisme proposé par France Hydrogène pour le « après le premier GW » repose sur une conception différente, car ne vise pas à subventionner mais bien à couvrir un risque et rendre ainsi les projets finançables ; et, dans le sillage de cette logique de réassurance, le CfD serait bidirectionnel, i.e qu'en cas d'augmentation importante des cours du gaz et/ou du CO2 sur l'EU-ETS par rapport au scénario de référence, l'Etat percevrait le différentiel.** Nous précisons bien ici que la possibilité pour la filière hydrogène de ne plus nécessiter de subventions « post 1^{er} GW » repose *sine qua non* sur les conditions cumulatives de mise en place coordonnée de l'ensemble des dispositifs structurants susmentionnés (régulation EnR et nucléaire, « boîte à outils » ...), sur le fait que ceux-ci portent sur des volumes d'électricité suffisants relativement aux besoins du secteur, et que le « CfD réassurance » soit bien développé et appliqué.

4- Une stratégie ouverte sur le monde, assumant l'émergence d'un marché mondial de l'hydrogène et ses dérivés

La filière est pleinement en phase avec l'approche prise par le Gouvernement sur l'import d'hydrogène et ses dérivés : les imports constituent une opportunité, qu'il s'agit de préparer dès maintenant, en tenant compte de ce qu'il est réaliste d'attendre ou non selon les horizons temporels envisagés (volumes, types de molécules ...). C'est dans ce cadre que France Hydrogène a remis aux services de l'Etat une [méta-analyse sur les imports à différents horizons temporels](#). **Il en ressort en particulier que les volumes d'exportation vers l'Europe de d'hydrogène décarboné et de ses dérivés seront encore limitées à 2030-2040 ([voir partie 1.5 de la présente note](#)).**

Dans ce contexte, la totalité des besoins identifiés à 2030, et une partie majeure des besoins identifiés à 2035 (cf [partie 1.1](#)) semblent devoir être adressées par la production domestique. Cette analyse doit désormais être complétée par une étude focalisée sur les flux intra-européens et portant donc plus sur les canalisations ; les résultats de cette étude (en cours) de France Hydrogène seront transmis au printemps 2024 aux services de l'Etat.

France Hydrogène est par ailleurs aligné avec le Gouvernement sur la focalisation des soutiens publics à la production nationale.

5- Une diplomatie hydrogène française à l'international

France Hydrogène salue le renforcement de la participation gouvernementale dans les organisations intergouvernementales et multilatérales où il siège, ainsi que le financement d'experts techniques français auprès de pays offrant des opportunités économiques dans le cadre de la transition énergétique à l'instar d'autres pays comme l'Allemagne ou les Etats-Unis.

5.1. Export : outil de soutien direct aux investissements

À travers l'export, un soutien indispensable à l'outil industriel domestique

France Hydrogène rejoint l'affirmation de la stratégie nationale selon laquelle « *La réussite de la stratégie française pour l'hydrogène passera par l'international* » et que « *le développement de la filière à l'export est indispensable pour lui permettre d'atteindre une taille critique suffisante et sécuriser durablement des parts de marché à l'international* » (p.27).

La prise de commande à l'export constitue déjà le socle du développement de plusieurs filières industrielles française d'excellence, très intensives en capital, à l'instar de la filière aéronautique et spatiale et la base industrielle et technologique de Défense.

L'association se félicite de la volonté du gouvernement de structurer une diplomatie économique hydrogène. Nous sommes alignés avec l'objectif visant à soutenir le carnet de commande des sites de production accompagnés par l'Etat français, de manière mutuellement avantageuse avec l'ensemble de nos partenaires internationaux.

Vitesse et concentration des forces : les atouts clés d'une diplomatie au service de la filière

France Hydrogène encourage vivement un déploiement dans les plus brefs délais, dès 2024, des mesures annoncées dans la stratégie. La vitesse de déploiement de la diplomatie économique française, couplée à une approche intégrée des multiples dispositifs et acteurs existants, constituera un atout décisif pour permettre à la filière de sécuriser des positions sur des marchés clés, à l'heure où la concurrence internationale se renforce. Cet impératif de vitesse et de concentration des forces s'applique autant au déploiement des nouveaux outils annoncés qu'à l'application des outils existants.

Pilote stratégique, conseillers hydrogène, experts techniques : des ressources précieuses

A ce titre, l'association soutient pleinement l'instauration d'un pilote de la stratégie internationale hydrogène afin de mobiliser l'ensemble des acteurs concernés par le soutien à l'export de la filière autour d'un plan d'action opérationnel commun.

Le déploiement de conseillers hydrogène en ambassade et d'experts techniques internationaux supplémentaires au sein d'institutions partenaires offrira un soutien précieux au développement de règles du jeu équitables pour la filière H2 française à l'international.

Rajouter le suivi du pilier international de la banque européenne de l'hydrogène aux priorités diplomatiques

France Hydrogène soutient les deux priorités diplomatiques mentionnées dans la stratégie, à savoir « *l'établissement de partenariats énergétiques stratégiques, avec une vision partagée des « standards pour l'hydrogène »* » (plus précisément, la normalisation et la certification) ainsi que la « *défense d'une neutralité en matière de choix technologique sur la production de l'électricité à l'origine de l'hydrogène* ». L'association invite également à suivre avec attention l'émergence des dispositifs de soutiens européens d'importation de molécules, comme le volet international de la banque européenne de l'hydrogène et le mécanisme allemand H2Global. Ces outils peuvent comprendre des critères prix et hors prix pour la sélection des offres de fourniture

de molécules, avec un impact sur les équipements. La capacité à suivre de près et influencer le développement éventuel de ces mécanismes devrait figurer dans les priorités de la diplomatie économique française de l'hydrogène.

Déplafonnement du FASEP

Focus sur le FASEP Études : un nécessaire doublement du plafond

France Hydrogène salue la proposition de relever le montant des aides octroyées par le FASEP pour des projets hydrogène sur trois marchés pilotes. La phase de l'étude de faisabilité constitue une étape critique entre le concept et la décision finale d'investissement. Cette phase définit les caractéristiques techniques du projet, et son caractère plus ou moins favorable aux spécificités des offres technologiques françaises.

Un doublement du plafond du FASEP Etudes, passant de 800 k EUR à 1,6 M EUR, constituerait un minimum indispensable pour réaliser des études de faisabilité cohérentes avec les projets pouvant être soutenus par le mécanisme de soutien à l'investissement (cf. point suivant). Les études de faisabilité peuvent représenter 2 à 5 % du montant total d'un projet hydrogène. Un montant de 1,6 M EUR permettrait ainsi de lancer l'étude de la faisabilité d'un projet compris approximativement entre 30 M EUR et 80 M EUR.

Une part française de 85 % du FASEP Études pourra être maintenue. La filière compte de nombreux groupes d'ingénierie et bureaux d'études capables de réaliser des études de faisabilité.

Focus sur le FASEP Innovation verte : des montants conséquents calibrés pour d'autres outils

Les démonstrateurs hydrogène doivent de plus en plus être dimensionnés pour de la forte puissance. Les projets en cours de déploiement dans les pays émergents et en développement sont composés de tranches d'une capacité l'ordre de la centaine de mégawatts d'électrolyseur (avec l'ambition d'atteindre à terme une capacité de production de l'ordre du gigawatt). Dans ce contexte, un démonstrateur d'électrolyseur nécessite une capacité d'au moins 10 MW, soit un coût d'investissement pouvant atteindre près de 10 M EUR. À titre de comparaison, l'électrolyseur le plus puissant installé en France en 2023 dispose d'une capacité d'environ 5 MW. D'autres outils de financement existants, comme les prêts du Trésor voire le mécanisme de subvention à l'investissement, pourraient utilement être employés pour soutenir ces projets vitrine, prémisses d'une mise à l'échelle.

Subvention à l'investissement

Distribution des fonds : privilégier la concentration des fonds sur 3 projets vitrines

France Hydrogène salue le projet de lancement d'un outil de soutien direct aux investissements, d'un montant éventuel de 100 M EUR sur trois ans, à répartir entre les projets, dans trois pays pilotes encore à définir. Cet outil doit soutenir l'exportation de biens industriels français de la filière hydrogène.

Toutefois, l'effet de levier de cette subvention risque d'être inopérant si le montant total est réparti sur un trop grand nombre de projets, sur trois pays sur trois ans. Ce risque est d'autant plus grand que les pays présélectionnés tendent à accueillir des projets avec des tranches d'une capacité de production de l'ordre de la centaine de mégawatts, et l'ambition d'atteindre le gigawatt à termes.

Dans ce contexte, France Hydrogène recommande de poursuivre l'approche de la concentration des forces, promu par ce volet international de la stratégie hydrogène française, et de concentrer les fonds disponibles à un projet emblématique par pays dans les trois années à venir (soit trois projets au total). Un appel à projet ouvert aux industriels ayant des capacités de production en France pourrait permettre aux acteurs de se réunir en consortium, pour soumettre un projet éligible auquel attribuer les fonds. Cette approche en consortium encouragerait utilement une démarche « groupée » des acteurs de la filière sur plusieurs millions de la chaîne de valeur pour proposer une offre française intégrée et une vitrine pour d'autres projets à l'international.

La filière est favorable à un soutien à l'export encore renforcé, mais souligne que cela devra se faire par des financements supplémentaires aux 9,2Mds € prévus pour le volet Hydrogène de France 2030.

Doctrine : réserver les fonds aux projets soutenant le carnet de commande des équipementiers en France

L'emploi de cette subvention à l'investissement pourra être utilement réservé aux investissements dans des projets de production, stockage, transport, distribution et/ou utilisation de molécules d'hydrogène ou ses produits dérivés.

Les investissements dans des usines de fabrication de biens industriels (comme une usine d'électrolyseurs à l'étranger) devraient être écartés du périmètre d'application de cette subvention, afin de ne pas soutenir des projets de délocalisation industrielle. Les projets de construction d'usines d'équipements à l'étranger bénéficient déjà du soutien financier et non financier des autorités publiques locales.

Attribution des fonds & part française : réserver l'octroi à l'exportateur français plutôt que la SPV locale

Cette subvention serait attribuée directement à l'exportateur français (permettant de bonifier son offre commerciale). Cette option apparaît plus sécurisante pour les équipementiers que l'octroi à la société portant le projet à l'étranger. Elle éviterait à l'équipementier d'avoir à supporter le risque de change, si les fonds confiés à une société de projets devaient être convertis dans une autre devise que l'euro. En l'absence de part française définie, une attribution de la subvention à l'équipementier offrirait plus de garantie sur l'origine géographique des équipements. Un couplage de la subvention avec d'autres mécanismes capables de sécuriser l'achat d'équipement avec une part française, comme le crédit export acheteur de Bpifrance, apparaîtrait pertinent.

Périmètre des biens éligibles : sites de production soutenus par France 2030

Le périmètre des biens éligibles à cette subvention pourra utilement correspondre au périmètre du soutien accordé à la filière par le plan France 2030, comprenant notamment les électrolyseurs, les piles à combustibles et les réservoirs. Ces biens devront être produits sur le territoire français pour être éligibles à cette subvention. Les règles applicables à la combinaison d'un soutien à l'export et d'un précédent soutien à l'outil productif de type France 2030 pourront être utilement détaillées aux acteurs de la filière.

Sélection des trois marchés pilotes

France Hydrogène salue et encourage la volonté de concentrer le déploiement des nouveaux outils et dispositifs de soutien à l'export sur trois marchés pilotes.

France Hydrogène est aligné sur les trois critères retenus pour identifier les trois marchés pilotes :

- Pays disposant d'un potentiel de marché, accessible pour les entreprises françaises, avec un niveau de maturité
- Pays dans lesquels les outils d'accompagnement à l'export peuvent avoir un caractère différenciant
- Pays pour lesquels il est possible de s'appuyer sur notre coopération institutionnelle

Il est bien noté que la méthodologie adoptée exclue de facto les pays de l'Union européenne, les États-Unis, le Canada, l'Arabie saoudite, Oman, le Japon ou encore l'Australie, pays où des instruments comme le FASEP ne peuvent s'appliquer.

L'association alimentera les services de l'Etat sur la cartographie du déploiement à l'international de la filière française et fera remonter l'intérêt exprimé par les acteurs industriels pour des géographies spécifiques dans les pays émergents et en développement.

L'Europe et les États-Unis, deux géographies clés pour les acteurs de la filière

France Hydrogène recommande toutefois de mobiliser les ressources disponibles sur les pays où les acteurs français de l'hydrogène sont les plus actifs à l'international. En 2023, l'Europe a concentré 60 % des plus de 200 annonces de développement d'affaires recensées par France Hydrogène. Les 5 pays avec le plus d'annonces réalisées ont été, par ordre décroissant, l'Allemagne, les États-Unis, l'Espagne, les Pays-Bas et le Royaume-Uni. Sur les 35 contrats annoncés à l'international en 2023 par des acteurs français de l'hydrogène, 23 l'ont été en Europe, 7 en Asie-Pacifique et 5 en Amérique du Nord. L'Europe réunit également la moitié des

annonces de partenariats signés et 80 % des actualités liés à des projets communiqués par les acteurs de la filière en 2023 dans le monde.

L'association appelle au renforcement et la bonne coordination des dispositifs d'accompagnement de la Team France Export, notamment Business France et Bpifrance pour favoriser le développement économique de la filière sur ces marchés clés. Le soutien à la venue d'acheteurs étrangers sur des salons français et le financement de leurs visites de sites industriels constitue également un atout clé pour positionner les acteurs français, en particulier des PME. Une diplomatie économique pré-industrielle pourra également être précieuse, à travers le renforcement de la participation de représentants français à l'établissement de normes industrielles et de sécurité ou encore la formation.

5.2. Normalisation

La filière salue notamment la mention des enjeux afférents aux processus de normalisation, aspect clé de la concurrence internationale sur lequel les filières chinoise et américaine se positionnent particulièrement. **France Hydrogène appelle en conséquence à renforcer cette partie en insérant des mesures de soutien à ces activités pour la PPE3 avec la formule suivante** : *Soutenir et renforcer les activités de recherche pré-normatives et soutenir la participation des acteurs français au développement des normes européennes et internationales suivant la feuille de route européenne publiée par l'European Clean Hydrogen Alliance (ECHA).*

5.3. Certification

France Hydrogène appuie la volonté du gouvernement d'appliquer les mêmes exigences aux molécules d'hydrogène produites nationalement qu'importés, afin de garantir des règles du jeu équitables, notamment en matière d'intensité carbone (en prenant en compte l'ensemble des étapes de la chaîne de valeur, production, conversion, transport international, reconversion, distribution), de corrélation temporelle, géographique et d'additionnalité.

Des critères additionnels, comme des critères sociaux, environnementaux et de gouvernance, pourraient utilement s'appliquer aux importations d'hydrogène. Ces exigences viseraient notamment à soutenir dans les pays émergents le développement de projet de production bénéfiques et respectueux des communautés locales, leur économie et leur écosystème.

A titre d'exemple, le ministère allemand de l'Économie et du Climat (BMWK) [a fixé des critères supplémentaires aux importations d'hydrogène financés par l'instrument H2 Global](#) dans le cadre des enchères lancés en décembre 2022. Pour être éligibles, l'ammoniac, le méthanol et le carburant d'aviation durable de synthèse doivent respecter les critères de REDII et des actes délégués, être produits exclusivement à partir d'électricité renouvelable, respecter des critères environnementaux (conduite d'une étude d'impact environnementale au standard européen, interdiction du déplacement des populations ou de l'accaparement illégal des terres ; interdiction de localiser les infrastructures de toute la chaîne de valeur dans ou à la frontière de zones protégées, de zones avec une biodiversité importante, des capacités de stockage du carbone ou des sites culturels ; preuve de l'utilisation durable des ressources en eau, interdiction de l'utilisation des ressources d'eau « fossile » dans les régions arides, gestion durable des résidus et d'une électricité renouvelable en cas de désalinisation, etc.), des critères sociaux (droit du travail conformes aux standards de l'Organisation internationale du travail, création de valeur locale par l'emploi de PME et des femmes) et des critères climatiques (respect de l'Accord de Paris).

L'élaboration d'un système de certification international universel, semblable à un marché de crédits carbone, risque de prendre trop de temps pour être mis en œuvre d'ici à 2050. Par conséquent, la reconnaissance mutuelle des différents systèmes de certification est d'une importance capitale pour établir un marché mondial intégré de l'hydrogène à faibles émissions et de ses dérivés, tout en garantissant l'application des systèmes de certification européens. La normalisation des méthodes d'évaluation de l'empreinte carbone des molécules constitue une étape clé pour reconnaître des certificats non européens et préserver la confiance des utilisateurs. Les travaux en cours menés par l'IPHE et l'ISO pour l'établissement de normes internationales en la matière apparaissent comme fondamentaux pour opérationnaliser un mécanisme de reconnaissance mutuelle des systèmes de certification. La filière encourage les services de l'Etat à continuer d'appuyer les travaux des

membres de l'ISO TC 197 « *Methodology for determining the GEG emissions associated with the production, conditioning and transport of hydrogen to consumption gate* » pour aboutir à des normes fiables et consensuelles, et des travaux de l'IPHE et de IAIE H2 TCP Tâche 47 sur les schémas de certification de l'hydrogène et de ses dérivés.

6- Renforcer la maîtrise de la chaîne de valeur hydrogène et ses technologies

La filière hydrogène est alignée avec la vision et les propositions développées dans ce chapitre : « *une stratégie réellement souveraine sur la production de l'hydrogène ne peut faire l'économie de la maîtrise de ses équipements* ».

6.1. Réussir la mise à échelle d'une filière française sur les équipements-clés

France Hydrogène rejoint tout d'abord le constat posé par l'Etat : « *cette stratégie doit avant tout être portée par la filière elle-même* », les majors français et les donneurs d'ordre doivent participer à l'essor des PME et ETI françaises sur les équipements, notamment en ouvrant systématiquement leurs appels d'offre aux fournisseurs d'équipements français. Tout programme ou dispositif facilitant cette collaboration entre grands groupes et PME/ETI permettra de renforcer la filière française et sa souveraineté industrielle.

En ce sens, la filière rejoint la volonté de l'Etat de se concentrer « *à l'aval sur l'industrialisation [...], sur la constitution et la maîtrise de la chaîne de valeur autour des futurs majors français de l'hydrogène soutenus par le PIIEC* », et l'approfondissement du travail de cartographie à cette fin. Alors que cette position s'inscrit dans un contexte d'arrivée sur le marché européen d'une concurrence extra-européenne plus compétitive tout particulièrement au sujet des électrolyseurs, France Hydrogène soutient la ligne défendue par le Gouvernement sur le renforcement des outils visant à préserver le contenu européen des différentes briques technologiques. Cette politique de défense commerciale est la condition *sine qua none* au développement des acteurs européens et vise à faire fructifier les investissements consentis ces dernières années notamment via les PIIEC.

La filière accueille favorablement les travaux sur le bilan carbone des équipements clés pour l'hydrogène. Afin de faciliter sa mise en place, de garantir son applicabilité quels que soient les équipements et leurs projets et d'éviter de rencontrer des difficultés analogues au bilan carbone des batteries, il sera nécessaire d'associer les constructeurs de ces équipements à ces travaux le plus en amont possible. Ces derniers devraient préalablement adresser le sujet complexe de la définition d'un électrolyseur, concept dont les caractéristiques varient en fonction des publications (évoquant parfois seulement un stack ou un stack associé à un EPU, etc.), mais qui doit être traité prioritairement pour définir le périmètre d'application du calcul de l'impact carbone. France Hydrogène accueille la création de ce bilan carbone d'autant plus favorablement qu'il devrait permettre de mettre en lumière l'impact environnemental moindre des équipements européens par rapport aux équipements extra-européens. **Le contenu carbone des équipements doit être utilisé à ce titre comme critère hors-prix dans les appels d'offres / à projets publics**, comme proposé par le ministère de la Transition énergétique dans le cahier des charges soumis à consultation (octobre 2023) du mécanisme de soutien à la production d'hydrogène par électrolyse ; la filière avait appelé à un renforcement du poids de ce critère¹³.

France Hydrogène propose de compléter cette partie en prévoyant d'étudier avec la filière l'opportunité de mettre en place un fonds de garantie sur les performances des électrolyseurs, devant permettre de rassurer les porteurs de projets et de faciliter la passation de commandes d'électrolyseurs français. En effet, alors que la maturité technologique de l'électrolyse (notamment alcaline) avait été démontrée depuis les années 1960 sur des stacks d'une puissance inférieure à 1 MW, les stacks d'une puissance supérieure actuellement mis sur le marché rencontrent des difficultés techniques de fiabilité et de performance. Comme le montrent en effet plusieurs rapports parus en 2023¹⁴, ces problèmes techniques concernent l'ensemble des

¹³ [Note de position sur les critères de notation hors-prix du mécanisme de soutien à la production d'hydrogène décarboné](#), France Hydrogène, octobre 2023

¹⁴ 2H 2023 Hydrogen Electrolyzer Market Outlook - Growth Pains, Bloomberg, 28 août 2023

constructeurs dans le monde, aussi bien en Europe, qu'aux Etats-Unis ou en Chine. La remontée récente et généralisée de ces difficultés techniques retarde les décisions finales d'investissement dans les projets, dont la multiplication est essentielle pour fiabiliser les électrolyseurs et assurer la croissance industrielle des constructeurs. Il apparaît donc essentiel de mettre en place un dispositif permettant de rassurer les porteurs de projets, débloquer ainsi les décisions finales d'investissement et instaurer un environnement favorable au partage des REX entre les parties prenantes d'un projet. La mise en place provisoire d'un fonds de garantie, qui viendrait dédommager les porteurs de projet en début de projet si les niveaux de performance des électrolyseurs ne sont pas atteints, pourrait permettre de contribuer à l'atteinte de cet objectif. A l'instar du fonds de garantie pour les contrats d'approvisionnement de long terme lancé en 2022, un groupe de travail piloté par les autorités permettrait de définir l'opportunité et les caractéristiques de ce fonds.

Enfin, France Hydrogène appelle à faire apparaître clairement que la SNH2 soutiendra également le développement des stations hydrogène et briques technologiques liées, essentielles au déploiement de la mobilité hydrogène et pour sécuriser des PME-PMI françaises et favoriser leur capacité à devenir des « champions nationaux ». A ce titre, France Hydrogène propose :

- De compléter la cartographie simplifiée de la chaîne de valeur hydrogène (figure 4, p.30) de la manière suivante

| Fabrication | Assemblage système | Intégration |
|-----------------|--------------------|-------------------------|
| Groupe froid | Station CSD | Site de conditionnement |
| Compresseur | Conditionnement | Site de distribution |
| Vanne | Transport | |
| Stockage | | |
| Instrumentation | | |

- et à l'instar de ce qui est demandé pour les électrolyseurs, France Hydrogène propose de compléter cette partie en prévoyant d'étudier la mise en place de contre-garanties financeurs et assureurs des porteurs de projets.

6.2. Innovation et maîtrise des « chaînons manquants »

En tant que représentant de l'ensemble des acteurs de la filière, l'action de France Hydrogène s'applique aussi à identifier les technologies innovantes qui contribuent à trouver des alternatives mieux-disantes ou à renforcer l'efficacité énergétique des équipements actuels. C'est un atout majeur de la filière nationale : les acteurs français de la recherche (CEA, CNRS et IFPEN) ont constitué le podium mondial des meilleurs dépositaires de brevets sur la période 2011 - 2020 ([OEB-AIE 2023](#)). Ainsi, la filière salue l'annonce par le Gouvernement d'un appui renouvelé sur les canaux existants pour la R&D&I et le développement de briques technologiques. Nous interprétons cela notamment comme la reconduction du PEPR H2 (TRL 1 à 4) et du programme de prématuration / maturation associé (TRL 5-6), ce que France Hydrogène salue, et appelle à une augmentation significative du budget afférent, nécessaire pour donner les moyens à la recherche française de rester à la pointe des innovations. Nous continuerons par ailleurs à suivre l'instruction des projets issus des troisième et quatrième vagues du PIIEC tels que celui sur les technologies à membrane échangeuse d'anions (AEMEL) porté par Gen-Hy qui répondrait au double enjeu de l'alternative à l'usage de matériaux critiques et d'augmentation des rendements et celui sur les nouvelles générations de membranes pour les mobilités et les électrolyseurs proposé par Michelin.

La filière salue particulièrement la volonté affichée de l'Etat de s'impliquer « dans la maîtrise des matières premières nécessaires à la chaîne de valeur hydrogène à son amont, comme les platinoïdes pour les technologies PEM et piles à combustible ». France Hydrogène se tient prêt à travailler à l'identification des dispositifs d'aide adéquats, à l'instar du fonds d'investissement dédié aux minerais et métaux critiques, et rappelle qu'une extension du C3IV aux activités de transformation et/ou recyclage des platinoïdes a déjà proposée dans le cadre du PLF2024 (déposée à l'Assemblée nationale et au Sénat, avant d'être sortie du texte final). Dans la perspective du renforcement des actions visant à visibiliser et contribuer à la prise en compte de

l'enjeu des matières premières critiques, France Hydrogène entend participer au développement de l'Observatoire français des ressources minérales pour les filières industrielles (OFREMI). Ce travail conjoint devrait permettre à terme de contribuer à la rédaction des programmes nationaux prévus dans le Critical Raw Materials Act, qui devront présenter des mesures visant notamment à « encourager le progrès technologique et l'utilisation efficace des ressources afin de modérer l'augmentation attendue de la consommation de matières premières critiques de l'Union » liées à la filière.

Enfin, France Hydrogène accueille favorablement les initiatives visant à réaliser le couplage entre énergie nucléaire et électrolyse haute température, qui doit permettre d'améliorer significativement le rendement du procédé d'électrolyse et embarque des filières françaises d'excellence sur l'ensemble de la chaîne. La filière salue par ailleurs les efforts déployés par le Gouvernement pour le lancement de champions français des petits réacteurs modulaires (SMR) de 3^{ème} et 4^{ème} génération, dont certains designs sont particulièrement adaptés à la production d'hydrogène et de carburants de synthèse, et pourraient représenter post-2035 une nouvelle étape importante dans le déploiement de l'hydrogène en France.

7- Déployer une approche intégrée à l'échelle nationale pour les mobilités hydrogène

7.1. Ajouter un volet sur les carburants de synthèse aériens et maritimes

France Hydrogène appelle à ajouter un passage clair sur les carburants de synthèse aériens et maritimes dans la SNH2, et plus spécifiquement sur le lancement sans regret d'une production en France d'ici 2030, actant notamment de travaux à venir avec la formule suivante : *Etablir une stratégie pour le développement d'une filière domestique de production de carburants de synthèse maritime et aériens à horizons 2030 et 2035, a minima sur la base de nos besoins pour répondre aux objectifs européens et à ceux définis dans les feuilles de route de décarbonation sectorielles.*

Au regard de [la méta-analyse réalisée par France Hydrogène sur les imports d'hydrogène](#) et/ou de ses dérivés, il apparaît en effet clairement que la France ne peut pas attendre d'éventuels imports (physiques ou virtuels par Book and Claim, flexibilité du règlement ReFuelEU Aviation) pour atteindre ses objectifs d'utilisation d'e-fuels dans les transports maritime et aérien à horizons 2030 et 2035 . Le lancement d'une filière nationale de production apparaît ainsi **sans regret**, d'autant que la France dispose d'atouts structurels (mix électrique décarboné, disponibilité du CO2 biogénique ...) pour lancer une filière compétitive sur les premiers volumes. La bonne intégration de la production d'e-fuels maritimes et aériens dans la SNH2 est d'autant plus importante que que les projets afférents pourraient représenter le premier poste de consommation d'hydrogène décarboné d'ici 2030 (cf [étude Trajectoire 2030 – Volet 2](#)), et ainsi être décisif pour la structuration manufacturière (débouchés initiaux) et territoriale de la filière hydrogène.

Il s'agit donc de créer le cadre réglementaire intégré nécessaire au lancement immédiat de la filière de production de carburants de synthèse en France, i.e le passage des projets à la prise de décision finale d'investissement (FID). Cela implique notamment, avec les filières concernées :

- De mener un travail global pour boucler électriquement (cf 1.2), éventuellement en s'appuyant sur certains modes de couplage entre EnR et électrolyseurs (cf 1.3).
- D'élaborer une fiscalité envoyant le signal-prix adéquat pour le recours à ces carburants bas-carbone (cf 3.3), éventuellement couplée à des « mécanismes d'investissement sectoriels » ;
- De développer des schémas de contractualisation permettant aux producteurs sde carburants de synthèse d'avoir une visibilité sur un accès compétitif à des volumes d'électricité renouvelable et nucléaire (cf 3.1) ainsi que sur le bénéfice de la boîte à outils et particulièrement de la compensation indirecte des coûts du carbone (cf 3.2).
- D'élaborer des outils de garantie / réassurance (cf 3.4).

Ci-dessous les besoins identifiés en carburants de synthèse pour les filières aérienne et maritime en France à horizons 2030 et 2035.

| | 2030 | | 2035 |
|----------|------------------------------------|---|------------------------------------|
| | Feuille de route sectorielle / CSF | Vision projets (Trajectoire 2030 – volet 2) | Feuille de route sectorielle / CSF |
| Maritime | 55kt | 165kt | 215kt |
| Aérien | 87kt | 165kt | 351kt |

7.2. Faire de la décarbonation du maritime un vecteur de relocalisation de la construction navale

France Hydrogène salue la poursuite des actions menées par l'Etat pour « *le développement de nouvelles motorisations de rupture dans le domaine du maritime et de l'aérien en particulier, par le biais des différents canaux dédiés (CORIMER, CORAC, finalisation du PIIEC Hydrogène)* ».

A ce titre, France Hydrogène souligne que la décarbonation du transport maritime ouvre des opportunités de relocalisation de certaines activités industrielles liées à la construction navale. Il en va de la manufacture en France de certains équipements clés (e.g piles à combustible forte puissance), mais aussi du retrofit des navires. Si la relocalisation de construction de certains types de navires apparaît peu réaliste, les enjeux et possibilités semblent différents sur les activités de transformation des navires existants. En avançant simultanément sur la maîtrise de ces nouvelles motorisations (méthanol, ammoniac, hydrogène) et sur la structuration de chaînes pour leur intégration par opérations de retrofit, la France aurait potentiellement une place à prendre. **France Hydrogène propose ainsi l'ajout de la formule suivante : Mettre à l'étude en 2024 l'opportunité industrielle de structurer une filière intégrée de retrofit des navires vers des solutions bas-carbone et, le cas échéant, travailler aux mécanismes d'accompagnement adéquats.**

7.3. Mobilité routière : la proposition d'approche intégrée de France Hydrogène

[Le Plan Mobilité actualisé à retrouver [ici](#)]

France Hydrogène se réjouit de la volonté du Gouvernement de procéder à une analyse par usages et non segments pour la mobilité routière hydrogène, et de cibler à ce titre les usages « intensifs ».

La filière rejoint le Gouvernement sur la nécessité d'adopter une approche intégrée à l'échelle nationale pour la mobilité routière à hydrogène. **C'est dans ce cadre que France Hydrogène a réalisé, et actualisé en janvier 2024, une proposition de Plan Mobilité portant sur le déploiement des VUL, camions de distribution régionale, et camions long-courriers à hydrogène (véhicules neufs et rétrofités ; PAC et ICE¹⁵) d'ici 2030.** Si la filière propose ici un modèle de coalition centré sur les VULs et camions, il sera néanmoins clé de veiller à la bonne coordination avec le déploiement des véhicules hydrogène sur d'autres segments pertinents pour dimensionner de manière optimale l'infrastructure de recharge, particulièrement **taxis, bus et cars à hydrogène.**

Décarboner l'intégralité du parc de VUL et de camions apparaît crucial pour l'atteinte de nos objectifs climatiques à horizon 2030 et 2050. A ce titre, le recours à des véhicules hydrogène sur les segments susmentionnés est

¹⁵ Motorisation à combustion interne à hydrogène

incontournable pour adresser les besoins des fractions des parcs VULs et camions présentant des typologies d'usage intensif. **Lancer le développement de la mobilité hydrogène sur ces segments au cours de la période 2023-2030 sera non seulement essentiel pour l'atteinte de nos objectifs sectoriels de décarbonation, mais également pour générer de la valeur industrielle et sociale en France.** Des acteurs français se sont en effet stratégiquement positionnés le long de la chaîne de valeur liée : équipementiers clés (ceux soutenus dans le cadre du PIIEC Hy2Tech, mais aussi des positionnements émergents de motoristes sur l'ICE-H2), constructeurs (Stellantis et Hyvia, seuls positionnés au niveau mondial sur le VUL-H2 à date), et rétrofiteurs.

Les changements conjoncturels de prévisions de coûts ainsi que les dernières évolutions réglementaires et industrielles ont conduit France Hydrogène à actualiser ses projections de parc de la mobilité hydrogène en France. Les hypothèses de déploiement retenues s'appuient sur la mise à jour de deux études prospectives de marché¹⁶ pour les VULs et les poids lourds neufs hydrogène (PAC et ICE-H2) et les remontées des rétrofiteurs positionnés sur les deux technologies.

France Hydrogène propose ainsi **une combinaison de dispositifs ciblés pour déployer d'ici 2030 de manière optimale les VULs, les poids lourds de distribution régionale, et les poids lourds long-courriers à hydrogène. Ces mécanismes s'inscrivent dans une approche intégrée à l'échelle nationale, et adaptée à chaque segment.** L'approche intégrée, optimisée, est rendue possible par la coordination et la prise d'engagements réciproques par les acteurs (constructeurs / rétrofiteurs, opérateurs de flottes / transporteurs, gestionnaires de stations, obligés TIRUERT) au sein d'une coalition pilotée et soutenue par l'Etat. La mobilisation efficace de la TIRUERT constitue une seconde condition clé de succès.

Pour les VULs et les camions régionaux, en lien avec des intentions de commande localisées et effectuées dans le cadre d'une coalition, il est en effet possible de dimensionner l'infrastructure de recharge de manière à ce qu'elle soit rapidement rentable sans soutien public autre qu'un système de garantie (planifier l'atteinte rapide d'un taux d'utilisation suffisant), et qu'elle délivre à la pompe un hydrogène relativement compétitif. L'utilisation du véhicule permettra alors d'amortir les surcoûts élevés à l'achat et de réduire *in fine* le surcoût total de possession (TCO) anticipé relativement au diesel (surcoût à l'achat du véhicule). **Seul ce surcoût TCO anticipé (planifié) doit être financé par l'Etat, ce qui réduit considérablement le besoin en deniers publics pour l'amorçage de ces filières industrielles.**

Pour les camions long-courriers, l'équation est différente. En effet, malgré un surcoût initial très important à l'achat du véhicule hydrogène relativement au diesel, le poids du « carburant » est tel dans le TCO qu'un hydrogène compétitif à la pompe (4,4€/kg – atteignable grâce au modèle de coalition) permet d'atteindre un TCO inférieur à l'équivalent diesel dès les premières unités déployées. **L'achat du camion n'aurait donc pas besoin d'être soutenu par l'Etat.** Dans le cas des long-courriers, il apparaît en revanche impossible de garantir un taux d'utilisation initial suffisant des stations déployées le long du réseau transeuropéen de transport (RTE-T). Le besoin de soutien par l'Etat se déplace alors sur le financement des stations de recharge hydrogène. **France Hydrogène recommande en ce sens la mise en œuvre rapide d'un système de reversement de capacité** (via des loyers fixes sur 8 à 10 ans, dont le montant serait déterminé suite à un appel d'offre concurrentiel), qui garantit notamment à l'Etat un plus grand contrôle sur la performance opérationnelle des stations dans le temps (contrairement à un simple soutien CAPEX) et la mise en place d'un réseau optimisé.

La mise en œuvre coordonnée de ces leviers d'amorçage du déploiement de la mobilité hydrogène sur ces trois segments pertinents, en misant sur les complémentarités entre les différentes motorisations hydrogène (ICE et PAC) et entre véhicules neufs et rétrofités, doit permettre de déployer d'ici à 2030 :

- **150 000 VUL à hydrogène ;**
- **Près de 9 000 camions à hydrogène¹⁷, dont 3000 opérant sur la distribution régionale, et près de 6000 long-courriers.** Ce parc roulant serait composé d'un mix de véhicules neufs et de véhicules rétrofités, ainsi que de motorisations piles à combustible et ICE-H2. Ce scénario conduit à un besoin annuel de 83kt d'hydrogène décarboné pour les camions. :

¹⁶ Le World Automotive Outlook (WAPO) 2023 pour les VULs et l'étude Vision'AIR 2023 pour les poids lourds menées par la PFA

¹⁷ Hypothèses de parc à travailler et consolider avec les services de l'Etat et la PFA

Enfin, compte tenu du travail précis de planification territoriale que requiert la mise en œuvre de cette approche intégrée de la Mobilité hydrogène, **la participation des Régions dans ces coalitions sera cruciale.**

Enfin, si le Plan Mobilité proposé ici donne l'architecture principale que nous identifions nécessaire pour le déploiement de la mobilité hydrogène, des leviers additionnels et complémentaires doivent être investigués, notamment :

- Renforcer les **quotas de véhicules zéro-émissions pour certains types de flottes professionnelles intensives** ;
- La **création d'autoroutes décarbonées avec une tarification des péages qui récompense les véhicules zéro émission** constituerait également un atout fort en particulier pour le déploiement de camions hydrogène. C'est ce type de levier qui a permis l'émergence de l'écosystème logistique Hydros spider en Suisse qui cumule plus de 6 millions de kilomètres parcourus avec des camions hydrogène pour les besoins de la grande distribution.
- **Étudier la mise en place de contre-garanties financeurs et assureurs des porteurs de projets de stations.**

7.4. Mobilité ferroviaire et off-road

France Hydrogène salue l'intérêt renouvelé de l'Etat pour le développement de solutions ferroviaires à hydrogène lorsque l'électrification directe ou les batteries électriques apparaîtraient moins viables, et notamment sur certains segments de fret. Au-delà de l'étude des cas d'usage pertinents en France, il sera important de mettre les acteurs du ferroviaire à hydrogène au cœur de la diplomatie hydrogène française et de la stratégie d'export, pour adresser des cas d'usages non rencontrés en Europe et donner la profondeur de marché nécessaire aux acteurs industriels liés (Alstom au premier plan).

Par ailleurs, la filière salue l'inscription des engins offroad dans la feuille de route hydrogène gouvernementale. Sur ces machines, une offre se structure (en PAC et ICE, engins neufs et rétrofités) et peut pour partie créer de la valeur industrielle en France, notamment par la réutilisation de lignes de production pour des moteurs thermiques. Pour les engins de chantier, l'enjeu d'avitaillement en hydrogène peut croiser et mutualiser les besoins afférents à des groupes électro-hydrogène, solution de décarbonation pour l'alimentation électrique de ces sites non raccordés au réseau. **En ce sens, il apparaît nécessaire de prévoir que la filière hydrogène soit représentée dans le groupe de travail du ministère de l'Economie sur la décarbonation des engins non-routiers.**

8- Garantir les conditions cadres nécessaires au développement de la filière hydrogène française

France Hydrogène salue l'ensemble des évolutions du cadre réglementaire adoptées depuis début 2023 en application de la Loi pour l'accélération des énergies renouvelables (APER) et de la Loi Industrie Verte. Alors que la filière hydrogène doit passer de moins de 50MW d'électrolyse déployés à 6,5GW en 7 ans, l'ensemble de ces mesures seront clés.

Sur l'évolution du cadre réglementaire et normatif, la filière hydrogène souligne le besoin d'accélérer sur la mise en œuvre de la feuille de route signée conjointement avec France Hydrogène. L'évolution prioritaire doit porter sur les ICPE 3420, 4715 et 1416 ; l'ensemble des évolutions réglementaires nécessaires sont détaillées dans [ce document](#).

Enfin, France Hydrogène salue l'engagement renouvelé de l'Etat dans le domaine de la formation et des compétences ; l'association continuera à s'impliquer sur ce volet aux côtés de l'Etat.

Après avoir apporté un éclairage - en synergie avec les acteurs de l'emploi et de la formation - sur les besoins en termes de compétences et de formations dans le cadre d'une réponse au premier volet « Diagnostic » de l'appel à manifestation d'intérêt, **France Hydrogène souhaite continuer à s'impliquer pleinement sur ces**

enjeux en coordonnant une réponse nationale au second volet « Dispositif de formation » grâce à la mobilisation d'un consortium d'envergure. Par des dispositifs concrets et opérationnels combinant des expérimentations en territoire boostées par des impulsions nationales et une capacité de mutualisation et de massification, France Hydrogène poursuit les objectifs suivants

- Permettre à la filière d'être visible et attractive auprès du grand public et auprès de ses futurs travailleurs.euses en présentant son rôle dans la transition énergétique et ses opportunités de carrière. La création d'outils répondant à ses objectifs sont essentiels, ainsi qu'une présence accentuée dans les grands rendez-vous nationaux tel que la semaine de l'industrie ou encore la fête de la science. L'accessibilité et la diffusion de ces outils est essentiel.
- En étroite collaboration avec l'éducation nationale, coordonner et harmoniser la coloration des diplômes jusqu'au niveau 5. La formation initiale représente la source la plus importante de potentiels salariés.es de la filière sur le long terme.
- En complément, et pour les besoins plus immédiats, la formation continue ne doit pas être négligée. Afin de répondre au besoin des territoires et des entreprises, nous pensons qu'il est pertinent de capitaliser sur des expériences afin d'améliorer l'installation d'une entreprise/usine sur un territoire ainsi sur des dispositifs de recrutement innovant. Le portage de dispositifs de formation continue par des structures aux réseaux nationaux comme les CCI est un axe de travail afin d'obtenir un maillage territorial satisfaisant.
- De même qu'il est nécessaire de satisfaire en priorité les besoins des entreprises lors de la création de dispositifs de formation – un observatoire national des besoins en compétences est envisagé afin de répondre à cet enjeu - il est fondamental de compléter l'approche théorique par des apprentissages pratiques. Au vu des spécificités de l'hydrogène et de ses enjeux sur la sécurité, des actions sur la disponibilité de plateaux techniques sur le territoire national sont nécessaires et le cas échéant des investissements en équipement peuvent être envisagés.

France Hydrogène travaille à la mobilisation de son réseau d'adhérents et au-delà afin de réunir les acteurs de l'emploi et de la formation, de la recherche, de l'éducation nationale, de l'enseignement supérieur, des collectivités territoriales – particulièrement les régions -, les pilotes des lauréats CMA actuels des industries afin de répondre conjointement aux enjeux évoqués, avec les synergies et les complémentarités de chacune des parties.

9- Ajouts nécessaires

Enfin, la filière appelle à inclure dans la SNH2 des passages sur les usages stationnaires de l'hydrogène (9.1) et les Zones non-interconnectées (ZNI – 9.2).

9.1. Usages stationnaires de l'hydrogène

Les usages stationnaires de l'hydrogène peuvent apporter des solutions de décarbonation pour des infrastructures et besoins importants, qui ne sont pas mentionnés dans la stratégie soumise à consultation. Ce marché en croissance forte représente en 2023 (source Global Market Insight) \$ 41,7 Mds \$ pour 3,2 Mios d'unités. Il répond à des besoins résidentiels, commerciaux et industriels :

- le secours électrique (data centers, aéroports, hôpitaux, station d'épuration, sites industriels, etc.),
- l'alimentation des sites non raccordés au réseau électrique (îles, zones rurales isolées, chantiers, festivals, tournages), ce qui représente notamment des enjeux croisés avec les ZNI (cf [partie 9.2](#)).
- La maintenance réseau (électrique, télécoms...).

Pour des raisons environnementales et de santé publique, le remplacement des groupes électrogènes diesel est un objectif fondamental. En phase d'exploitation, les solutions de groupes électro-hydrogène sont silencieuses, et n'émettent ni CO₂ ni de particules fines.

En complément des applications citées précédemment, les générateurs électro-hydrogènes répondent à de nouveaux usages en cas d'effacement électrique lors d'une période de pointe de demande (et d'insuffisance d'offre). Dans certaines configurations d'effacement, en fonction des caractéristiques du process de production, l'utilisation d'un groupe électrogène zéro-émission peut permettre à l'industriel d'augmenter le service instantané apporté au réseau en accroissant sa baisse de soutirage électrique et en la compensant pour partie grâce à la production en relai du groupe électro-hydrogène.

Enfin, les groupes électro-hydrogène constituent également un levier important pour réussir l'alimentation électrique à quai des navires de marine marchande ou de croisière. Les groupes électro-hydrogène contribuent ainsi à l'atteinte de l'objectif gouvernemental pour la décarbonation et l'électrification des ports, avec 175 millions d'euros d'investissements prévus dans le cadre du plan de relance et 200 millions d'euros au total pour le secteur portuaire (2021), chaque port étant obligé d'élaborer une trajectoire de transition écologique. Ce volet de la transition énergétique du transport maritime représente non seulement un enjeu climatique, mais également un enjeu de pollution de l'air des zones portuaires, et indirectement de l'acceptabilité dans les métropoles portuaires de dispositifs plus globaux de type zones à faibles émissions mobilité (ZFE-m ; voir rapport Leseul-Millienne sur le sujet). **France Hydrogène propose à ce titre d'appliquer un taux de suramortissement fiscal plus important pour les solutions zéro-émission de recharge à quai des navires, que les solutions à partir de GNL.**

Le développement de ces usages peut par ailleurs être vecteur de création de valeur ajoutée industrielle, des entreprises manufacturières françaises étant positionnées sur ces solutions. Il est en ce sens essentiel de mentionner que la stratégie continuera de veiller au développement des usages stationnaires de l'hydrogène. A ce titre, France Hydrogène propose **la mise en place d'un système de bonus-malus incitatif appliqué aux générateurs zéro-émission, qui doit permettre de substituer un nombre important de générateurs fossiles sans impact sur les finances publiques** (les bonus étant alimentés par les recettes fiscales du malus appliqué aux générateurs fossiles). Ce dispositif aurait un fonctionnement similaire à celui appliqué par exemple aux véhicules de catégorie N1 à l'Article 97 de la Loi de finances 2024.

9.2. Zones non-interconnectées

Le projet de stratégie nationale hydrogène actualisée ne traite pas du déploiement de l'hydrogène dans les ZNI (Outre-mer, Corse, îles du ponant), et la majorité des dispositifs mis en place ou proposés pour accélérer le déploiement de l'hydrogène en France hexagonale ne sont pas adaptés aux ZNI, voire excluent explicitement les ZNI de leur champ d'application (exemple : la TIRUERT qui ne s'applique pas en Outre-mer). Il est important que la SNH2 couvre l'ensemble du territoire national à travers des dispositifs applicables et adaptés, l'hydrogène constituant également un enjeu majeur pour la décarbonation des ZNI.

L'hydrogène : enjeu majeur pour la décarbonation des ZNI

Les ZNI ont l'obligation légale, par la LTECV de 2015, de viser une autonomie 100 % renouvelable. C'est pour cela, et pour tenir compte de leurs caractères particuliers, qu'elles sont dotées de PPE spécifiques.

Comme l'Hexagone, ces territoires doivent se préparer à la décarbonation des mobilités, et donc mettre en place les filières spécifiques, avec encore plus d'acuité que dans l'Hexagone, l'éloignement nécessitant de développer des compétences locales. L'hydrogène est un des vecteurs énergétiques nécessaires à cette transition, dans laquelle les territoires sont fortement engagés. C'est aussi une grande opportunité de développement économique, car l'hydrogène décarboné peut être produit et consommé localement.

La solution batterie ne permettra pas de répondre à tous les enjeux. Ainsi, pour la mobilité lourde terrestre comme pour certains usages professionnels de VUL, les reliefs et climats de certains territoires ZNI (climat tropical, fortes variations de température entre été et hiver en Corse...) ne permettent pas à la batterie de couvrir tous les besoins. Il en est de même pour les engins et les groupes électrogènes de chantier. Pour le maritime (dessertes inter-îles, navettes en cabotage, tourisme, pêche), la solution batterie, par son poids, n'est pas envisageable. De plus, ces usages professionnels, de jour, nécessitent des recharges de nuit, à des heures où il est plus difficile de décarboner le réseau électrique insulaire. Le vecteur hydrogène permet de déphaser les phases de production et d'usage et contribue à réduire l'impact environnemental des batteries, qu'il faudrait installer sur le réseau afin de les recharger. Enfin, le raccordement de plusieurs dizaines de chargeurs de puissance sur des sites de recharge rapide, sur les petits réseaux électriques des ZNI, pose un problème évident. L'alimentation de navires à quai est un autre exemple concret.

L'hydrogène peut au contraire apporter des services aux réseaux électriques des ZNI, par sa capacité de stockage plus longue durée que celle des batteries (projet CEOG en Guyane, sites isolés) et en délivrant de fortes puissances sans soutirage, par l'effacement des électrolyseurs à la demande, mais aussi par la valorisation des surplus de production ENR qui sont aujourd'hui écartés. L'hydrogène peut également contribuer à l'amélioration de la résilience du territoire (maintien des services stratégiques à la suite de phénomènes naturels : ouragans, séismes).

Recommandations

Les acteurs publics et industriels œuvrent à créer une filière spécifique dans chaque ZNI, avec la réalisation d'études stratégiques sur la plupart des territoires et plus d'une vingtaine de projets, dont la moitié déjà en cours.

Cependant, de nombreux freins limitent le déploiement de l'hydrogène dans les ZNI : absence d'industries lourdes consommatrices d'hydrogène sur lesquelles appuyer un déploiement massif, coût et absence de marché de l'électricité (pas de PPAs), réseaux électriques fragiles et encore fortement carbonés, absence de TIRUERT dans les Outre-mer, éloignement, surcoûts (acheminements, constructions antisismiques et anticycloniques, tropicalisation...).

Encore plus que dans l'Hexagone, l'accélération du déploiement des solutions hydrogène dans les ZNI requiert des mécanismes de soutien public, spécifiques et adaptés aux contextes des ZNI. L'application aux projets hydrogène en ZNI des mêmes règles qu'en France hexagonale et la mise en concurrence avec les projets situés en métropole défavorisent mécaniquement les projets situés en ZNI, dont le coût est inévitablement plus élevé.

En ce sens, France Hydrogène recommande de prévoir dans la SNH2 :

- **De mener avec la filière un travail pour le développement de dispositifs (budgétaires, extra-budgétaires, accompagnement technique ...) spécifiques, adaptés pour le développement de l'hydrogène décarboné dans les ZNI ;**
- D'ouvrir ces dispositifs à tous les modes de production d'hydrogène décarboné (notamment excès d'hydrogène coproduit) ;
- De travailler au développement des PPAs en ZNI ;
- D'aider au développement de toutes les applications stationnaires hydrogène, qui évitent la charge sur les réseaux électriques locaux fragiles et carbonés ;
- De soutenir la mobilité maritime à hydrogène (cabotage et dessertes inter-îles en particulier)