

9

LE RÔLE DE L'HYDROGÈNE ET DES COUPLAGES

LE RÔLE DE L'HYDROGÈNE ET DES COUPLAGES

ENTRE LES SECTEURS DU GAZ ET DE L'ÉLECTRICITÉ

9.1 La place de l'hydrogène dans le mix énergétique fait l'objet de nombreux débats récents

9.1.1 La promesse de l'hydrogène bas-carbone

La place de l'hydrogène dans les scénarios de neutralité carbone est l'un des grands enjeux actuels de la prospective énergétique.

Depuis quelques années seulement, et en particulier depuis la parution en 2019 du rapport de l'Agence internationale de l'énergie *The Future of Hydrogen*, le développement de «l'hydrogène vert» ou «hydrogène bas-carbone» a été érigé dans de nombreux pays, dont la France, parmi les priorités de politique énergétique.

Ce renversement est d'autant plus spectaculaire que l'hydrogène tenait jusqu'alors une place marginale dans les stratégies énergétiques et climatiques mondiales. Le renforcement des objectifs de lutte contre le changement climatique, avec notamment l'adoption de l'objectif de neutralité carbone plutôt que de «facteur 4», a largement joué pour en renforcer l'intérêt dans la mesure où il requiert une décarbonation plus stricte de l'ensemble de l'économie, et du secteur gazier en particulier. Au-delà, il est certain que la promesse d'une «révolution de l'hydrogène» peut apparaître comme une solution séduisante aux défis de la neutralité carbone, l'hydrogène étant un vecteur combinant flexibilité, absence d'émission au niveau consommateur et faculté à être produit en masse à base d'électricité bas-carbone. L'hydrogène n'en est pas moins un vecteur possédant certains défauts (caractère explosif, densité plus faible que le méthane, volatilité...), même si les technologies disponibles

permettent *a priori* de gérer la chaîne logistique de l'hydrogène.

Pourtant, il demeure des questions fondamentales sur le rôle de l'hydrogène dans le système énergétique de demain, qui intéressent directement les analyses des «Futurs énergétiques 2050».

D'une part, il existe une confusion entre deux utilisations distinctes de l'hydrogène :

- la première consiste à le consommer comme un vecteur énergétique distinct, appelé à alimenter certains usages énergétiques de manière directe (industrie, transports) ou indirecte (en étant transformé en méthanol ou ammoniac de synthèse, pouvant alimenter des cargos ou des avions par exemple) ;
- la seconde consiste à l'utiliser comme un moyen de stockage d'énergie sous-tendant le fonctionnement d'un système électrique à haute composante en énergies renouvelables.

Si ces deux finalités peuvent s'alimenter l'une et l'autre dans la perspective d'un système hydrogène intégré, elles demeurent conceptuellement distinctes dans l'analyse : il est possible de développer une économie de l'hydrogène bas-carbone même sans besoin de flexibilité saisonnière pour le système électrique, et *a contrario* il serait possible d'utiliser de l'hydrogène dans un système 100 % renouvelable même sans en développer l'usage final.

D'autre part, des questions fondamentales demeurent sur le fonctionnement technique et l'économie générale d'un système hydrogène. Parmi les interrogations figurent notamment les suivantes :

- ▶ le *lieu de production* : alors que la stratégie française consiste à produire l'hydrogène sur le territoire national selon le principe de souveraineté énergétique posé par la SNBC, d'autres pays comme l'Allemagne comptent spécifiquement sur des imports d'hydrogène, depuis des pays européens ou extra-européens, pour atteindre la neutralité carbone ;
- ▶ les *méthodes de production* : le plan de relance et la stratégie française promeuvent le développement de l'hydrogène bas-carbone, produit à partir d'électrolyse de l'eau en utilisant une électricité bas-carbone comme celle produite en France. À moyen terme, cette stratégie passe par le développement de gros électrolyseurs, installés à proximité des zones industrielles ou des centres de consommation, et soutirant sur le réseau en bande. À plus long terme, les perspectives sur les modèles de développement des électrolyseurs sont plus ouvertes et certains projettent la possibilité de produire l'hydrogène bas-carbone de manière flexible selon la production des énergies renouvelables : certains acteurs bâtissent ainsi des modèles d'affaires sur la base de systèmes intégrant des grands parcs solaires à des électrolyseurs fonctionnant donc de manière plus ponctuelle. Enfin, d'autres pays, notamment sur le pourtour de la mer du Nord, entendent promouvoir « l'hydrogène bleu » produit à base d'énergies fossiles mais associées à des dispositifs de CCS ;
- ▶ les *modes de stockage et de transport* : une fois produit, l'hydrogène doit être stocké, puis distribué. Certains modèles pointent vers la création de petits stocks-tampons à proximité des centres industriels, tandis que d'autres nécessitent d'être couplés à de grands stocks, par exemple dans des cavités salines,

et d'être connectés à un grand réseau gazier interconnecté.

- ▶ les *stratégies d'utilisation* : s'il apparaît relativement consensuel d'utiliser les premiers volumes d'hydrogène bas-carbone pour remplacer les consommations actuelles d'hydrogène fossile, les stratégies divergent au-delà, allant d'usages comme la mobilité lourde (ferroviaire sur les lignes difficilement électrifiables, aviation par la production de combustibles de synthèse) ou l'industrie (sidérurgie, chaleur...) à d'autres usages comme le chauffage.

Ainsi, plusieurs visions contrastées s'articulent sur la place de l'hydrogène à long terme et sur l'envergure des infrastructures à déployer pour assurer son développement.

D'un côté, des études portées par la Commission européenne ou par certains gestionnaires de réseau gaz (étude Tennet – Gasunie, sur la zone Pays-Bas/Allemagne ou encore l'étude « European Hydrogen Backbone »¹ portée par un consortium de gestionnaires de réseau gaz européens) projettent un développement très important de l'hydrogène à long terme (plusieurs centaines voire milliers de térawattheures en Europe) et proposent des plans de développement d'un réseau d'hydrogène à grande échelle couvrant l'ensemble du continent européen.

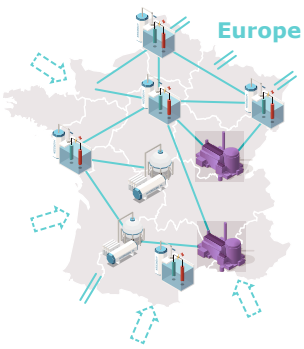
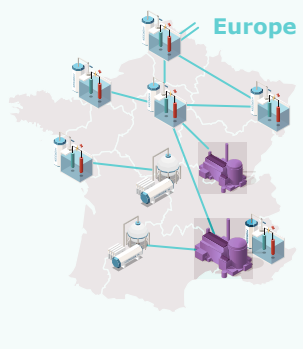
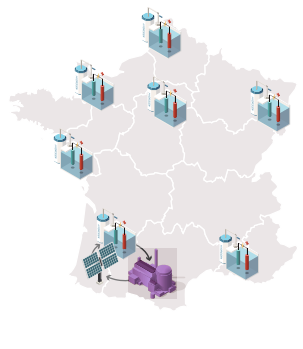
De l'autre, d'autres acteurs comme Agora Energiewende² ou l'IDDRI³ suggèrent de concentrer dans un premier temps le développement de l'hydrogène sur des usages privilégiés dans l'industrie et indiquent par ailleurs que la construction d'un réseau d'hydrogène transeuropéen n'est pas la priorité. D'après ces acteurs, ce type d'infrastructures présente un risque de coûts échoués important, en l'absence de vision claire et consensuelle sur les projections de demande d'hydrogène, le développement des modes de production et les arbitrages possibles entre utilisation du réseau électrique et développement d'un réseau hydrogène.

1. Gas for Climate, 2020 – https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/

2. Agora Energiewende, 2021, *No-regret hydrogen* – <https://www.agora-energiawende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/>

3. IDDRI, Agora Energiewende, 2021, *Hydrogène : un réseau transeuropéen n'est pas la priorité* – <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/billet-de-blog/hydrogene-un-reseau-transeuropeen-nest-pas-la-priorite>

Figure 9.1 Illustration de différentes configurations possibles pour le développement de l'hydrogène à long terme (liste non exhaustive)

	Vision d'un système hydrogène largement interconnecté et très flexible	Référence : Système hydrogène flexible	Vision d'un système hydrogène peu flexible
Électrolyse	<ul style="list-style-type: none"> • Électrolyseurs flexibles 	<ul style="list-style-type: none"> • Électrolyseurs flexibles 	<ul style="list-style-type: none"> • Électrolyseurs non flexibles : fonctionnement en bande
Stockage & réseau	<ul style="list-style-type: none"> • Stockage largement accessible à l'échelle européenne • Fortes interconnexions + routes commerciales avec le reste du monde, pour importer de l'hydrogène à moindre coût 	<ul style="list-style-type: none"> • Stockage largement accessible (soit via les interconnexions, soit via son développement en France) • Échanges possibles avec l'étranger pour mutualiser les capacités de stockage, mais pas d'imports massifs 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilités de stockage très limitées • Pas d'imports-exports
Production thermique	<ul style="list-style-type: none"> • Centrales thermiques utilisant l'hydrogène du réseau (produit en France ou importé) 	<ul style="list-style-type: none"> • Centrales thermiques utilisant principalement l'hydrogène du réseau • Variante avec combinaison de méthane de synthèse et de biométhane 	<ul style="list-style-type: none"> • Centrales thermiques alimentées par du méthane de synthèse produit localement
Coût du gaz pour la production d'électricité	<ul style="list-style-type: none"> • Environ 70 €/MWh_{PCI} 	<ul style="list-style-type: none"> • Environ 120-130 €/MWh_{PCI} 	<ul style="list-style-type: none"> • Environ 160 €/MWh_{PCI}
Cartographie schématisée du réseau			

 Électrolyseur
  Stockage H₂
  Centrale thermique
  Routes commerciales d'import de gaz décarboné
  Interconnexions

9.1.2 La prise en compte de l'hydrogène dans les « Futurs énergétiques 2050 »

Les «Futurs énergétiques 2050» accordent une place importante au sujet de l'hydrogène, qui s'est traduite, d'une part, par la création d'un groupe de travail dédié sur les interfaces entre secteur électrique et les autres vecteurs, d'autre part sur l'élaboration d'une variante spécifiquement consacrée à l'analyse d'une perspective de développement très poussé du vecteur hydrogène (variante «hydrogène +»).

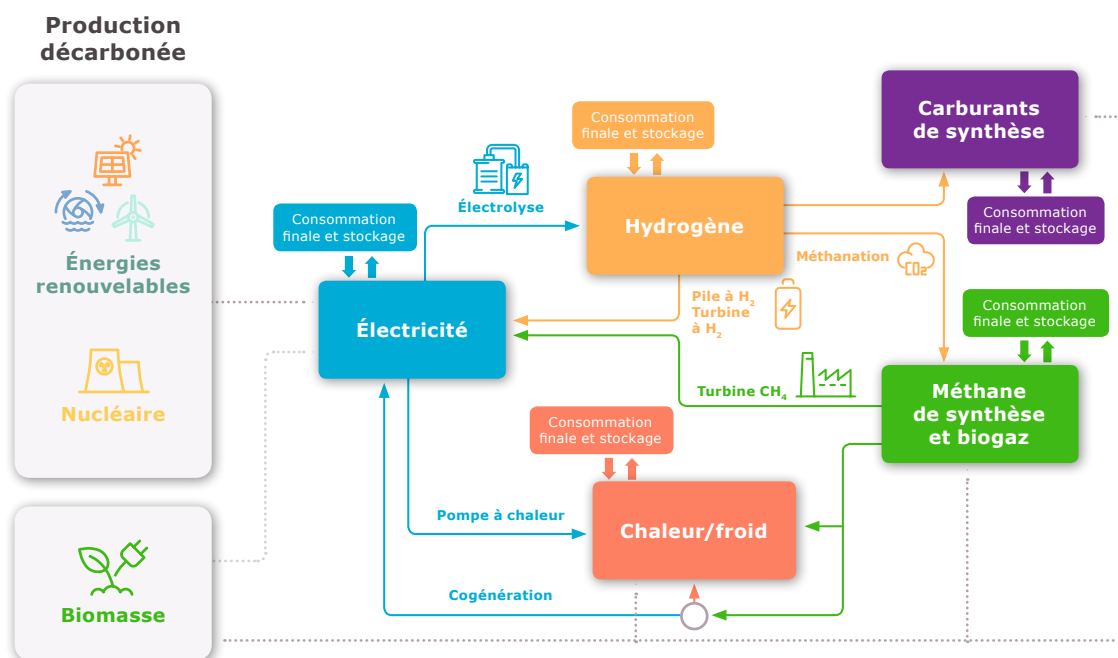
Les systèmes gazier et électrique sont d'ores et déjà en interface, via les centrales thermiques produisant de l'électricité à partir de gaz. À long terme, les interactions entre le système électrique et les autres vecteurs sont appelées à se développer et se multiplier : la décarbonation complète du secteur énergétique conduit en effet à envisager de nouveaux transferts entre vecteurs en vue de décarboner plus facilement certains usages de l'énergie ou de bénéficier de complémentarités entre vecteurs.

Dans ce contexte, l'une des évolutions importantes projetées dans les scénarios de décarbonation consiste à développer la production d'hydrogène par électrolyse à partir d'électricité bas-carbone. L'hydrogène ainsi produit peut alimenter certains usages directs ou être transformé en combustibles ou carburants de synthèse sous forme gazeuse (méthane...) ou liquide (ammoniac, méthanol...) qui pourront eux-mêmes servir à des usages énergétiques. L'hydrogène ou ses dérivés peuvent également être réutilisés pour produire de l'électricité dans des centrales thermiques.

Le développement de ces nouvelles interfaces implique en conséquence des évolutions profondes de l'organisation du système énergétique.

Les analyses réalisées par RTE dans le cadre de l'étude «Futurs énergétiques 2050» ne visent pas à prendre parti sur l'intérêt d'un développement à grande échelle des infrastructures de production et

Figure 9.2 Principales interactions entre l'électricité et les autres vecteurs énergétiques



de transport d'hydrogène mais intègrent un point d'attention spécifique sur le rôle des couplages entre les secteurs du gaz et de l'électricité dans le développement du système électrique français.

Le cas de référence restitué dans l'étude s'appuie (i) sur un développement modéré de l'utilisation de l'hydrogène dans le mix énergétique correspondant aux ambitions de la Stratégie nationale bas-carbone (légèrement rehaussées pour tenir compte de la stratégie Hydrogène France), (ii) sur le cas d'un système hydrogène flexible dans lequel le fonctionnement des électrolyseurs peut

être modulé en fonction des conditions d'équilibre offre-demande.

Toutefois, de nombreuses variantes sont étudiées, à la fois sur le volume d'hydrogène produit et sur les modalités de développement et de flexibilisation du système hydrogène, et les conditions adhérentes à chaque configuration sont précisées dans la suite de ce chapitre. Ces différentes variantes et analyses de sensibilité permettent ainsi d'identifier les enjeux sur le dimensionnement du mix électrique et sur la contribution de l'hydrogène à la flexibilité du système.

9.2 Deux raisons distinctes de développer la production d'hydrogène bas-carbone à partir d'électrolyse

Le développement de l'hydrogène bas-carbone constitue l'une des solutions mises en avant pour atteindre la neutralité carbone.

Au cours des dernières années, des visions ambitieuses de développement de l'hydrogène se sont développées, et les pouvoirs publics ont défini en septembre 2020 une stratégie hydrogène en lien avec le plan France Relance adopté à l'issue de la crise sanitaire de 2020. La Commission européenne ainsi que de nombreux États européens ont également publié des stratégies sur l'hydrogène prévoyant un développement ambitieux au cours des prochaines décennies : l'intérêt pour le vecteur hydrogène est donc largement partagé en Europe. Dans cette perspective européenne, l'un des rôles fondamentaux du vecteur hydrogène serait d'élargir l'effort de décarbonation à des secteurs laissés aux énergies fossiles dans la majorité des scénarios. L'électrification totale des secteurs actuellement utilisateurs d'énergies fossiles est difficilement atteignable et des incertitudes subsistent sur la possibilité du recours à la biomasse en quantités suffisantes, nécessitant la mobilisation d'un potentiel important en lien avec la transition

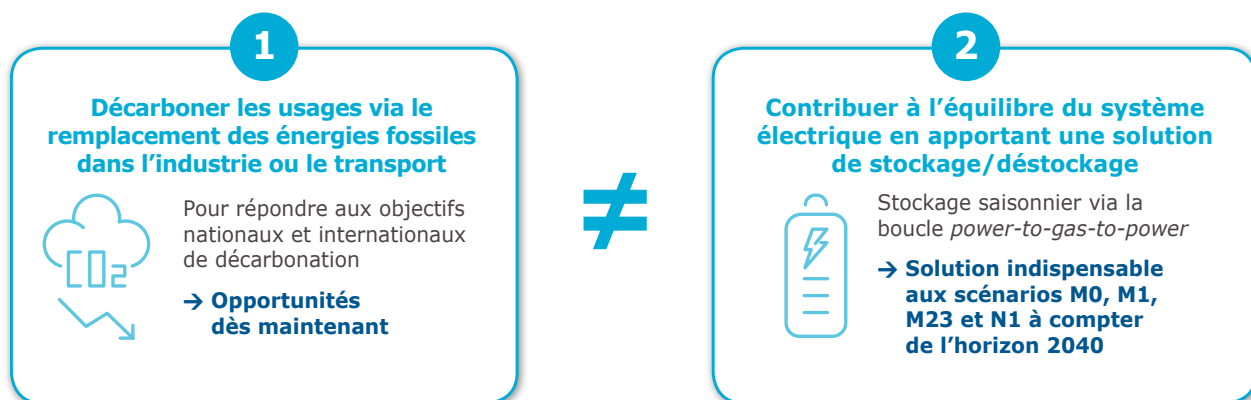
simultanée du modèle agricole. L'hydrogène apparaît alors comme un moyen de traiter le cas des énergies fossiles non abattues.

Dans l'étude «Futurs énergétiques 2050», la production d'hydrogène bas-carbone est intégrée aux scénarios. Elle constitue un poste de consommation d'électricité qui peut être significatif. Le vecteur hydrogène peut également, dans certains scénarios, être utilisé pour stocker de l'énergie injectée depuis le réseau électrique ou produite directement par des énergies renouvelables dédiées.

RTE a analysé en détail les principaux modes de production d'hydrogène dans un rapport dédié publié en janvier 2020. Ce rapport avait déjà mis en évidence les deux raisons distinctes qui peuvent justifier le développement de l'hydrogène à long terme. Ces deux motifs sont bien distingués dans la nouvelle étude, même si les développements potentiels de l'hydrogène qu'ils induisent pourraient générer des synergies d'infrastructures.

D'une part, l'hydrogène constitue un moyen de décarboner des secteurs difficiles voire impossibles à

Figure 9.3 Deux raisons distinctes de développer la production d'hydrogène bas-carbone



électrifier sur le plan technique ou économique (production d'ammoniac, sidérurgie, aviation, transport maritime, certains volets de la mobilité lourde...). Pour certains usages, l'hydrogène apparaît en compétition avec l'usage direct de l'électricité. Celle-ci présente des avantages : les véhicules à hydrogène ont une meilleure autonomie que les véhicules électriques et peuvent se recharger rapidement ; ils peuvent donc parcourir de longues distances ou transporter de lourdes charges. Mais l'utilisation de l'hydrogène n'est pas exempte d'inconvénients : la production d'hydrogène bas-carbone et sa conversion en électricité (pour un moteur électrique par exemple) nécessite des étapes de transformation qui occasionnent des pertes, le stockage d'hydrogène doit obéir à des normes strictes, son stockage en grands volumes requiert des cavités «étanches»... Les incertitudes associées se traitent par les variantes.

D'autre part, **le développement de centrales thermiques et de stockages de gaz décarbonés pour couvrir les besoins de flexibilité inter-saisonniers du système électrique s'avère indispensable dans les scénarios comprenant de larges proportions d'énergies**

renouvelables variables : comme présenté au chapitre 7, cinq des six scénarios étudiés dans les «Futurs énergétiques 2050» impliquent de disposer de cette solution en France d'ici 2050. Dans l'étude «Futurs énergétiques 2050», le bouquet de flexibilités de chaque scénario (combinaison de batteries, flexibilité de la consommation, écrêttements de production, construction de centrales thermiques utilisant des combustibles décarbonés comme l'hydrogène bas-carbone ou du méthane de synthèse, recours aux importations via les interconnexions) est déterminé par optimisation en choisissant la solution de moindre coût.

Les scénarios de référence de l'analyse de RTE supposent que la France n'utilise pas de biométhane pour la production d'électricité, la ressource en biomasse étant utilisée prioritairement pour d'autres usages. Les gaz décarbonés requis pour l'équilibrage du système électrique sont produits via une boucle de *power-to-hydrogen-to-power*. L'alternative de disponibilité de biométhane pour la production d'électricité (ou d'imports de gaz verts peu onéreux) et l'alternative de recours au méthane de synthèse en remplacement de l'hydrogène sont traitées par des variantes.

9.3 L'hydrogène comme matériau et combustible énergétique (« hydrogène final ») : un développement tiré par la décarbonation des usages dans l'industrie et dans le transport lourd, dans des proportions incertaines

9.3.1 De multiples usages possibles pour l'hydrogène à long terme, avec des perspectives plus particulièrement dans l'industrie et le transport lourd

L'hydrogène est dès aujourd'hui utilisé dans différents secteurs industriels, avec environ un million de tonnes consommées en France chaque année et plus de soixante millions à l'échelle mondiale.

L'utilisation actuelle de l'hydrogène est néanmoins concentrée essentiellement sur des usages « matériau » et non sur des usages énergétiques. Il convient en effet de distinguer plusieurs types d'usages pour l'hydrogène :

- les usages matériau, essentiellement industriels : l'hydrogène est alors utilisé en tant que matière première dans le cadre de procédés chimiques en particulier, par exemple pour la désulfuration de composés pétroliers (raffinage de pétrole) ou encore pour la fabrication d'ammoniac pour la production d'engrais.
- les usages énergétiques directs de l'hydrogène : l'hydrogène est dans ce cas utilisé en tant que combustible comme source d'énergie directe, sous forme gazeuse ou liquide, pour la mobilité (par exemple avec des piles à combustible), pour la production d'électricité (piles à combustible ou turbines) ou pour la chaleur (chaudières).
- la fabrication de combustibles de synthèse à partir d'hydrogène (usages énergétiques indirects) : il peut s'agir de méthane gazeux, ou encore de combustibles liquides comme le méthanol, l'ammoniac (à vocation énergétique), etc. L'hydrogène n'est dans ce cas pas utilisé comme combustible direct mais constitue un des éléments de base des gaz ou carburants de synthèse.

Figure 9.4 Consommation actuelle d'hydrogène en France et sources

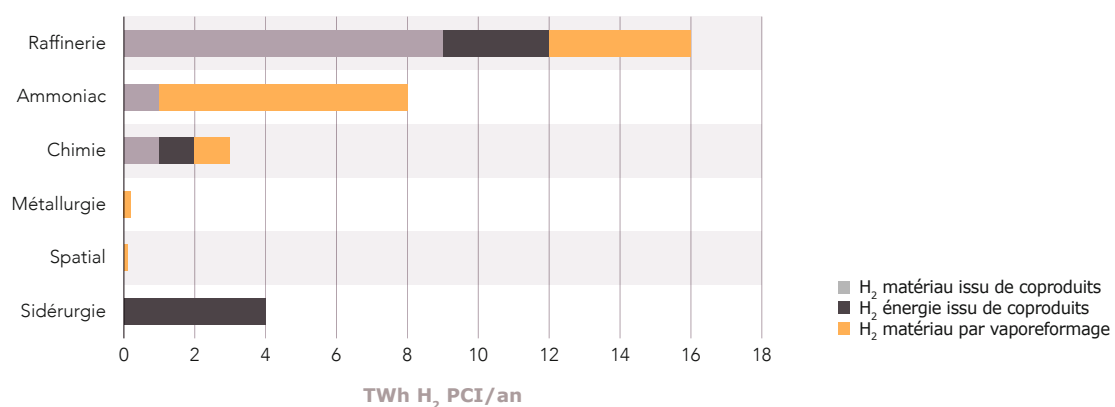
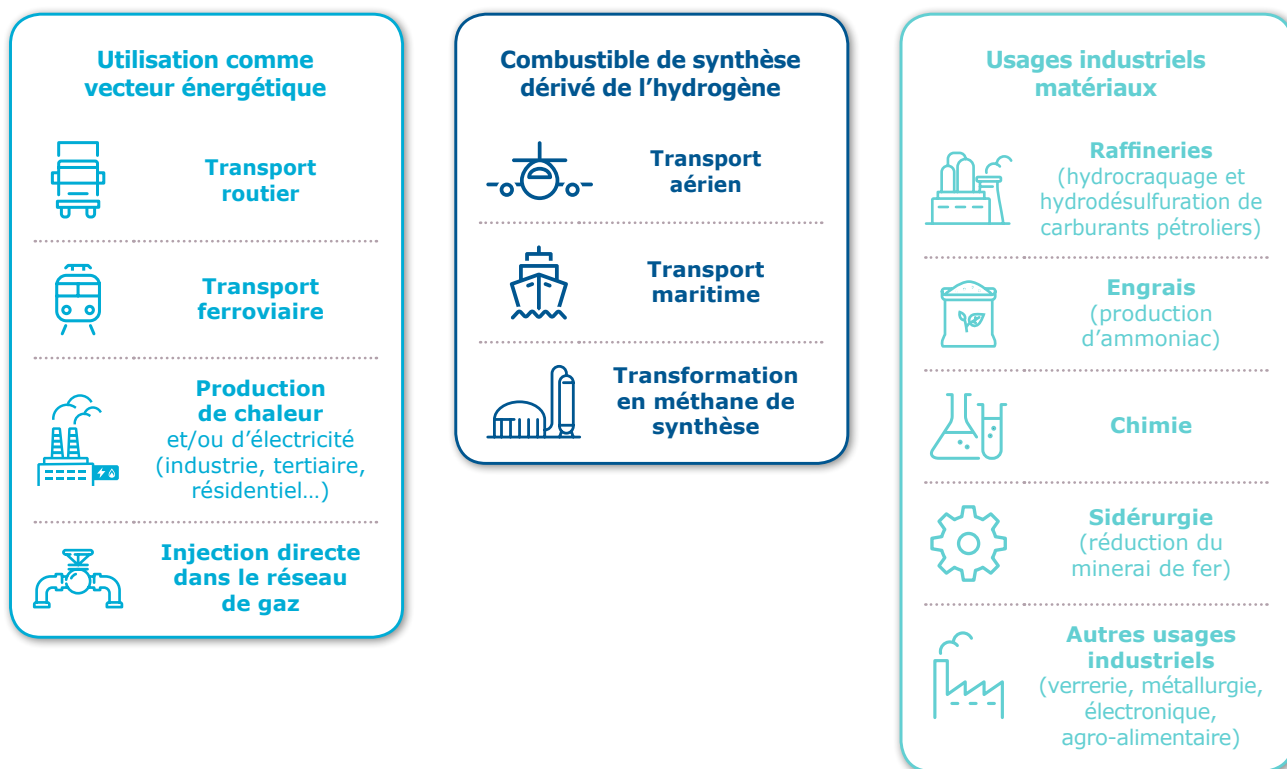


Figure 9.5 Usages de l'hydrogène à moyen et long terme



Pour le secteur de l'hydrogène, le premier enjeu consiste à décarboner la production pour les usages matériau actuels de l'hydrogène, qui est aujourd'hui quasi totalement issue d'énergies fossiles via des procédés fortement émetteurs de gaz à effet de serre.

À moyen terme, le développement de l'électrolyse pour remplacer les unités actuelles de production d'hydrogène (notamment unités de vaporeformage du méthane) constitue ainsi un des axes prioritaires identifiés dans la stratégie hydrogène de la France, ainsi que dans celles d'autres pays.

À plus long terme, les usages matériau actuels de l'hydrogène sont appelés à se réduire, étant donné que les principaux secteurs concernés (raffinage, production d'engrais) sont marqués par des projections de baisse d'activité, en lien avec la

décarbonation de l'économie et la transformation du système agricole. De nouveaux usages matériau, notamment dans la sidérurgie ou les biocarburants, pourraient en revanche se développer.

Ses usages énergétiques sont quant à eux amenés à croître, dans une logique d'élargissement du marché de l'hydrogène, pour permettre la décarbonation de certains usages spécifiques. Le développement de ces usages de l'hydrogène à long terme dépendra de la concurrence avec d'autres solutions de décarbonation (électrification directe, biocarburants, biométhane...).

Dans le détail, le développement de l'hydrogène bas-carbone, au-delà des usages traditionnels dans les raffineries et les usines d'engrais, pourrait concerner plus spécifiquement quelques secteurs et usages bien identifiés :

- ▶ dans la sidérurgie, l'utilisation de l'hydrogène est envisagée pour la réduction du minerai de fer (procédé type Hybrit), avec des volumes pouvant être conséquents à l'échelle européenne à long terme. Les perspectives précises restent néanmoins incertaines dans la mesure où des procédés sidérurgiques alternatifs pourraient également se développer, comme la réduction directe via des solutions électriques (procédé Ulcowin) ;
- ▶ dans le reste de l'industrie, l'hydrogène pourrait être utilisé pour la production de chaleur dans de nombreux procédés et secteurs. Le développement de cet usage dépendra de la concurrence avec d'autres solutions : chaudières biomasse (sous réserve de disponibilité de la ressource), pompes à chaleur ou chaudières électriques (qui peuvent techniquement répondre aux différents besoins de chaleur mais sont plus pertinentes pour les besoins de chaleur à basse et moyenne température), ou encore chaudières à gaz utilisant du biométhane ou des dispositifs de captage et de stockage du carbone ;
- ▶ pour le transport routier, l'hydrogène présente un intérêt plus particulier pour les poids lourds (bus, autocars et camions). La décarbonation de ce secteur est en effet plus difficile que pour les véhicules légers (remplacés par des voitures électriques) en particulier lorsque les

autonomies requises sont très importantes (fret grande distance, ...). Le recours à l'hydrogène est une possibilité, avec là encore plusieurs solutions concurrentes : véhicules électriques à batteries ou à caténaires, biodiesel et autres biocarburants, bio-GNV, etc.

- ▶ dans le transport ferroviaire, l'hydrogène constitue un combustible de substitution envisageable pour les trains au diesel. Ce segment représente toutefois des volumes qui devraient rester limités en France où la part des lignes électrifiées est déjà importante et où le gisement de substitution au diesel devrait rester faible.
- ▶ dans le transport aérien et maritime, l'hydrogène ou ses dérivés sont également envisagés comme solution pour fournir des carburants de synthèse bas-carbone.
- ▶ enfin, une partie de l'hydrogène produit pourrait être injecté directement dans le réseau de gaz, dans des limites de volumes compatibles avec les caractéristiques du réseau et des équipements, ou être transformé en méthane de synthèse pour contribuer à la décarbonation des réseaux de méthane, même si cette dernière perspective semble aujourd'hui plus incertaine et moins d'actualité du fait des pertes supplémentaires induites par l'étape de méthanation et de la difficulté à assurer un approvisionnement en carbone.

9.3.2 Plusieurs trajectoires contrastées de développement de l'hydrogène final sont étudiées pour évaluer les conséquences sur le dimensionnement et le fonctionnement du système électrique

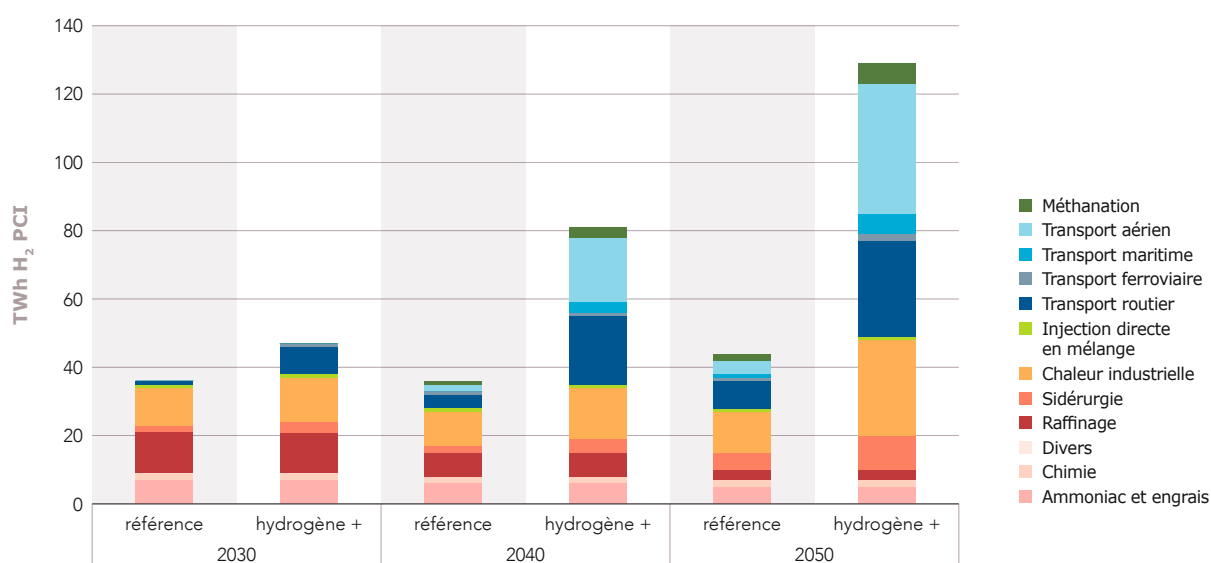
Les perspectives de développement de l'hydrogène ont fait l'objet de nombreuses discussions au cours des ateliers de travail. Au vu des incertitudes présentées dans la section précédente sur l'essor des différents usages de l'hydrogène, l'étude a retenu plusieurs trajectoires contrastées :

► **une trajectoire de référence, qui s'inscrit dans les orientations du scénario AMS de la SNBC et intègre les objectifs du plan de relance et de son volet hydrogène.** La SNBC se concentre essentiellement sur la décarbonation des usages industriels actuels de l'hydrogène et un développement ciblé sur quelques usages comme le transport routier. Malgré la décroissance des secteurs historiques (raffinage, engrais), les volumes d'hydrogène consommés augmentent à long terme. Par rapport aux projections de la SNBC, les volumes ont été légèrement rehaussés, notamment dans le transport routier et l'industrie, en cohérence

avec les orientations les plus récentes de la stratégie hydrogène et avec les retours issus de la consultation publique. La trajectoire de référence atteint ainsi environ 45 TWh_{PCI} d'hydrogène bas-carbone en 2050 pour les seuls usages finaux (donc hors contribution à la flexibilité du système électrique), mais avec une partie qui resterait issue de coproductions fatales. Les volumes à produire à partir d'électrolyse seraient ainsi de l'ordre de 35 TWh_{PCI}, soit environ 50 TWh_e d'électricité.

► **une trajectoire «hydrogène +», qui repose sur un développement plus fort de ce vecteur dans certains secteurs industriels (sidérurgie en particulier) et pour la décarbonation des routes maritimes et aériennes du transport international, via des carburants de synthèse.** Dans cette trajectoire, les usages de l'hydrogène se développent de manière importante, conduisant à

Figure 9.6 Consommation d'hydrogène (hors utilisation pour la production électrique) dans les trajectoires de référence et «hydrogène +»



Note : une partie de l'hydrogène consommé est couverte par de la coproduction fatale

réduire la sollicitation d'autres sources d'énergies décarbonées (par exemple la biomasse) et/ou de se substituer aux énergies fossiles dont l'utilisation est encore rendue possible par la SNBC dans la mesure où elle est compensée par des puits. L'hydrogène prend alors une part très significative de la production de chaleur haute température dans l'industrie et du transport routier de marchandises (35 % du parc de camions et tracteurs routiers en 2050). Pour la

fabrication de combustibles de synthèse, son utilisation à échelle industrielle facilite la décarbonation des sources. Cette trajectoire aboutit finalement à une consommation d'hydrogène final d'environ 130 TWh_{PCI} à l'horizon 2050.

Ces deux trajectoires conduisent à un dimensionnement différent du mix électrique, afin de couvrir les besoins d'électricité pour l'électrolyse.

9.4 L'hydrogène au service de l'équilibre du système électrique

9.4.1 Des centrales thermiques nécessaires dans certains scénarios et pouvant être alimentées directement par de l'hydrogène ou indirectement par du méthane de synthèse lui-même issu de l'hydrogène

Les simulations du fonctionnement du système électrique et les analyses restituées dans le chapitre 7 ont montré que le recours à des moyens thermiques fonctionnant aux «gaz verts» apparaît nécessaire *a minima* dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables. Cette nécessité est liée à l'absence d'autres technologies permettant de stocker des quantités importantes d'énergie sur des durées longues, à défaut de disposer de moyens de production d'électricité pilotables comme le nucléaire ou, comme c'est envisagé par d'autres pays, de centrales à combustibles fossiles avec capture et stockage de carbone (CCS).

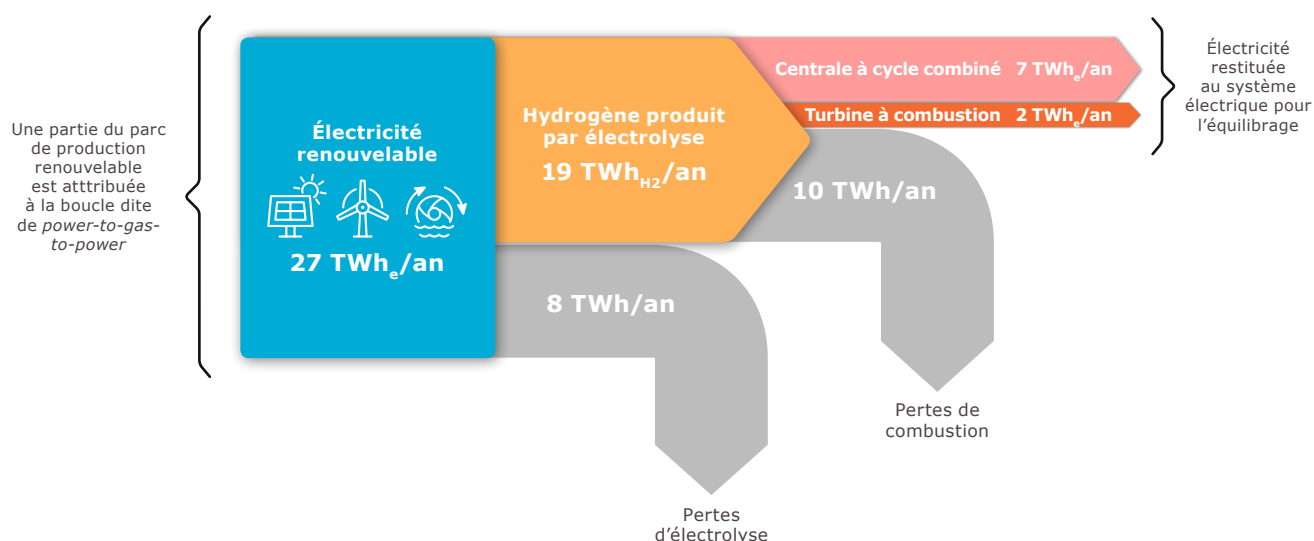
Des approfondissements sont nécessaires pour qualifier proprement le type de «gaz vert» et de

couplage avec l'électricité à privilégier : hydrogène produit en France ou importé, méthane de synthèse, biométhane... Des éléments de comparaison des coûts des technologies des différentes solutions sont présentés à la partie 11.3.5.3 (*les coûts du thermique décarboné et des gaz verts*).

Pour suivre les orientations de la SNBC adoptée en 2020 et plus particulièrement afin de limiter la pression sur la ressource en biomasse, le recours aux technologies de captage et de stockage de carbone ou encore l'import massif de combustibles décarbonés, deux solutions sont susceptibles d'être privilégiées :

► L'utilisation d'hydrogène produit en France par électrolyse, dans des centrales thermiques ou

Figure 9.7 Diagramme illustrant le fonctionnement de la production d'électricité thermique à partir d'hydrogène (valeurs correspondant au scénario M23 2050 dans une configuration de système hydrogène flexible)



des piles à combustible pour produire de l'électricité. Cette possibilité nécessite l'accès à des infrastructures de stockage en quantité suffisante (*voir ci-après*), afin de pouvoir stocker l'hydrogène produit lors des périodes les plus favorables pour le système électrique et de le restituer lors des périodes de tension sur l'équilibre offre-demande ;

- Le recours à du méthane de synthèse produit en France, via des procédés de méthanation transformant l'hydrogène en méthane avant l'utilisation dans les centrales thermiques : ceci requiert une étape supplémentaire de transformation et dégrade le rendement énergétique d'ensemble mais permet d'utiliser les infrastructures gazières existantes sans devoir les adapter à un gaz différent.

Dans ces deux cas, la production de gaz de synthèse (hydrogène ou méthane) en vue d'alimenter des centrales électriques implique de disposer de suffisamment de capacités de production d'électricité bas-carbone dans le mix. Il est donc nécessaire d'en tenir compte dans le dimensionnement du mix électrique.

Dans leurs configurations de référence, **les scénarios des « Futurs énergétiques 2050 » sont présentés en retenant la première option, c'est-à-dire en considérant que des centrales thermiques utilisent un stock d'hydrogène bas-carbone (boucle *power-to-hydrogen-to-power*) plutôt qu'un stock de méthane de synthèse.**

Ce choix de fonder les scénarios sur un « système hydrogène » plutôt qu'un « système méthane » tient à la perspective qu'un tel système soit à terme plus compétitif, en évitant notamment les coûts liés à l'étape de méthanation, la mise en

place d'une logistique d'approvisionnement en CO₂ et des pertes supplémentaires de rendement.

Cette option nécessite néanmoins des prérequis importants et est soumise à des incertitudes technologiques (la mise au point des turbines à hydrogène est encore en cours d'expérimentation) et surtout industrielles : disponibilité de stockages d'hydrogène (stockages salins notamment) et développement d'un réseau d'hydrogène.

Des analyses économiques complémentaires seront toutefois nécessaires pour conforter l'option la plus compétitive et/ou la plus favorable sur le plan industriel.

Dans l'ensemble, la boucle consistant à produire des gaz verts (hydrogène ou méthane) à partir d'électricité pour ensuite produire de l'électricité lors des périodes de tension du système électrique présente un rendement relativement faible. Dans l'exemple de la boucle *power-to-hydrogen-to-power*, en prenant en compte les rendements des étapes d'électrolyse (~70 % de rendement PCI), de stockage (quelques pourcents de pertes) et de reconversion en électricité dans des centrales thermiques (~60 % dans des cycles combinés au gaz et ~40 % dans des turbines à combustion), le rendement final d'ensemble est de l'ordre de 30 %. Une partie des pertes de transformation dégagées sous forme de chaleur pourrait être récupérée pour alimenter des réseaux de chaleur et améliorer le rendement énergétique d'ensemble. Ceci requiert cependant des conditions spécifiques : localisation géographique des électrolyseurs et des centrales de thermiques à proximité de réseaux de chaleur, coordination temporelle des transformations et des besoins de chaleur (avec éventuellement stockage de la chaleur pour restitution plusieurs mois après), etc.

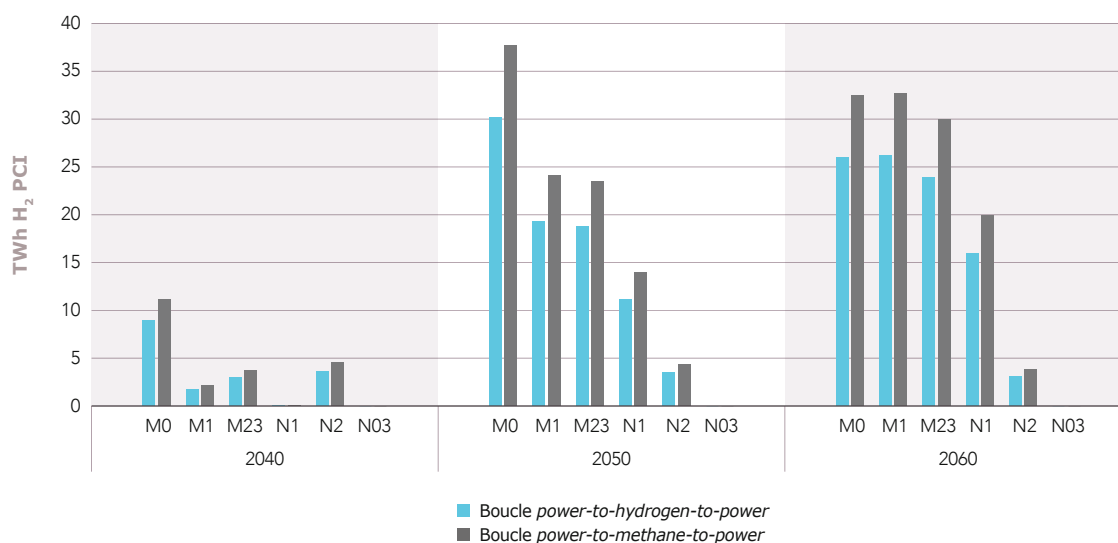
9.4.2 Des besoins significatifs dans les scénarios à haute part en énergies renouvelables

D'après les analyses sur l'équilibre offre-demande d'électricité restituées dans le chapitre 7, le thermique décarboné constitue une solution nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans les scénarios à haute part en énergies renouvelables, mais avec des volumes qui varient significativement selon les scénarios.

L'optimisation économique du bouquet de flexibilités de chaque scénario conduit à développer le recours à l'utilisation de gaz verts pour la production d'électricité, et ce de manière plus importante dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables

variables (*voir chapitre 7*). Pour les scénarios 100 % renouvelable, la production nationale annuelle moyenne d'hydrogène requise pour alimenter les besoins d'équilibrage du système électrique est de l'ordre de 25 TWh_{H₂-PCI} en 2060. Elle est également significative pour le scénario N1 (de l'ordre de 15 TWh_{H₂-PCI}) et moindre pour le scénario N2 (environ 3 TWh_{H₂-PCI}). Le scénario N03 ne recourt pas à la production d'électricité à partir de gaz verts en France, mais s'appuie uniquement sur les autres flexibilités : batteries, flexibilité de la consommation, écrêtements de production, recours aux flexibilités à l'étranger à travers les importations.

Figure 9.8 Besoins d'hydrogène pour l'équilibrage en France aux différents horizons (configuration de référence : absence de flexibilité de la production d'électricité au biogaz)



9.5 Dans l'ensemble, un volume total d'hydrogène produit par électrolyse en France compris entre 35 et 65 TWh_{PCI} selon les scénarios, dans la trajectoire de référence

Au total, en additionnant les consommations d'hydrogène pour les usages finaux et pour les besoins du système électrique (dans le cas où l'hydrogène est la solution privilégiée pour l'approvisionnement des centrales thermiques) et en tenant compte de la satisfaction de ces besoins par coproduction à hauteur d'environ 10 TWh_{PCI}/an, **le volume annuel moyen d'hydrogène produit par électrolyse en France est compris entre 35 et 65 TWh_{PCI} selon les scénarios (dans la trajectoire de référence pour la consommation).**

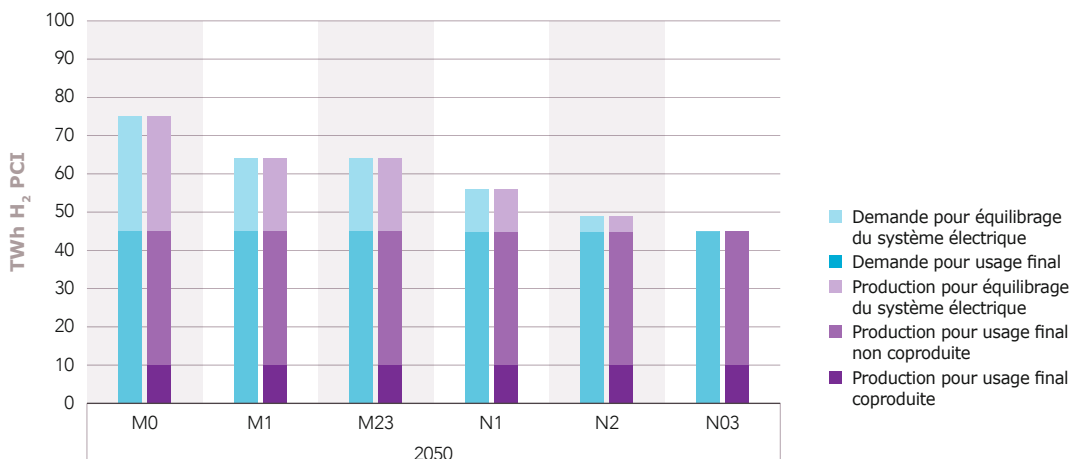
Dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables, **le recours à l'hydrogène pour alimenter des centrales thermiques représente ainsi**

une part importante du besoin total d'hydrogène en France, avec des volumes consommés du même ordre que pour l'hydrogène final. Cette part est par ailleurs susceptible de varier d'une année sur l'autre, en fonction des besoins réels d'équilibrage du système associés en particulier aux conditions météorologiques (ce point est discuté au chapitre 9.8).

Compte tenu du rendement des électrolyseurs, ces volumes représentent entre 50 et 93 TWhe de consommation d'électricité à l'horizon 2050. Une partie de l'hydrogène est ensuite restituée au système électrique via les centrales thermiques.

Figure 9.9

Volume total d'hydrogène utilisé en France dans les différents scénarios à l'horizon 2050 (configuration de référence : développement d'une boucle *power-to-hydrogen-to-power* en France avec possibilités de stockage de l'hydrogène)



9.6 La flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse : des impacts déterminants pour la sécurité d'approvisionnement électrique

9.6.1 Différents modes opératoires sont envisagés pour les électrolyseurs

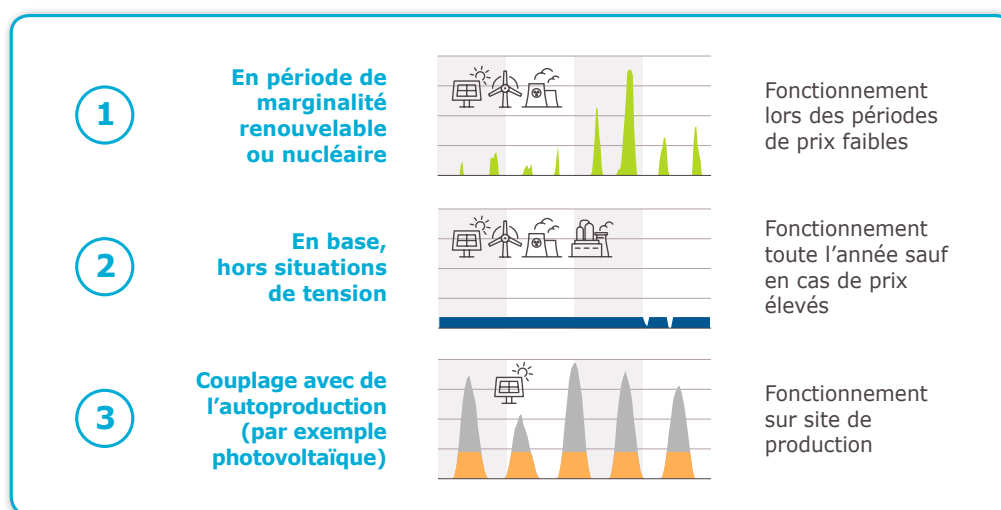
Le rapport publié par RTE en janvier 2020 sur le développement de l'hydrogène bas-carbone avait mis en évidence des impacts très variables pour le système électrique en fonction des modes de fonctionnement des électrolyseurs, à la fois sur le plan technique et sur les enjeux économiques et environnementaux (effet sur les émissions de CO₂ notamment). Plusieurs modes de fonctionnement distincts avaient ainsi été étudiés, selon que les électrolyseurs opèrent en base ou uniquement lors des périodes de prix faibles lorsqu'existent des marges de production renouvelable ou nucléaire, ou qu'ils sont couplés avec des moyens d'autoproduction.

Un fonctionnement fondé sur les signaux de prix faibles (mode n°1) permet de cibler un

approvisionnement en électricité à bas coût et bas-carbone, avec des effets très positifs sur les émissions de gaz à effet de serre. En revanche, il implique un fonctionnement intermittent de l'électrolyse et donc un amortissement plus difficile des coûts fixes des électrolyseurs.

À l'inverse, un fonctionnement en bande des électrolyseurs (mode n°2) permet de limiter les problématiques de stockage pour les consommateurs d'hydrogène souhaitant un approvisionnement continu. Avec des durées de fonctionnement étendues, les coûts fixes des électrolyseurs sont en outre plus rapidement amortis. Toutefois, un tel mode opératoire contribue faiblement à la flexibilité du système électrique et à l'optimisation de l'utilisation du mix.

Figure 9.10 Illustration de différents modes de fonctionnement possibles pour les électrolyseurs



Enfin, un mode opératoire intégrant un couplage avec l'autoproduction (mode n° 3) conduit à désensibiliser l'approvisionnement en électricité des prix de marché. Plusieurs variantes de ce mode opératoire sont envisageables, avec différents couplages possibles (photovoltaïque, éolien, voire nucléaire) et avec des installations pouvant être raccordées

au réseau électrique (afin de valoriser des surplus de production photovoltaïque par exemple) ou à l'inverse non raccordées au réseau électrique en autoproduction dite *offgrid* (la quasi-totalité de la production électrique est alors consommée par les électrolyseurs mais avec un facteur de charge potentiellement faible).

9.6.2 À moyen terme, un fonctionnement des électrolyseurs majoritairement en base

À moyen terme (horizon 2030-2035), il est attendu que les électrolyseurs fonctionneront majoritairement en base. Ceci serait en effet de nature à favoriser l'équation économique de la production d'hydrogène bas-carbone en permettant des durées de fonctionnement élevées. Il en résulte un meilleur amortissement des coûts fixes des électrolyseurs et *in fine* une réduction des besoins de soutien public et des surcoûts par rapport aux solutions fossiles. Une telle configuration permet également de fournir un approvisionnement continu en hydrogène sans nécessiter d'infrastructures lourdes de transport et de stockage d'hydrogène, favorisant ainsi le déploiement pour décarboner des usages industriels existants (raffinerie, engrais) qui ont des besoins d'alimentation en hydrogène tout au long de l'année.

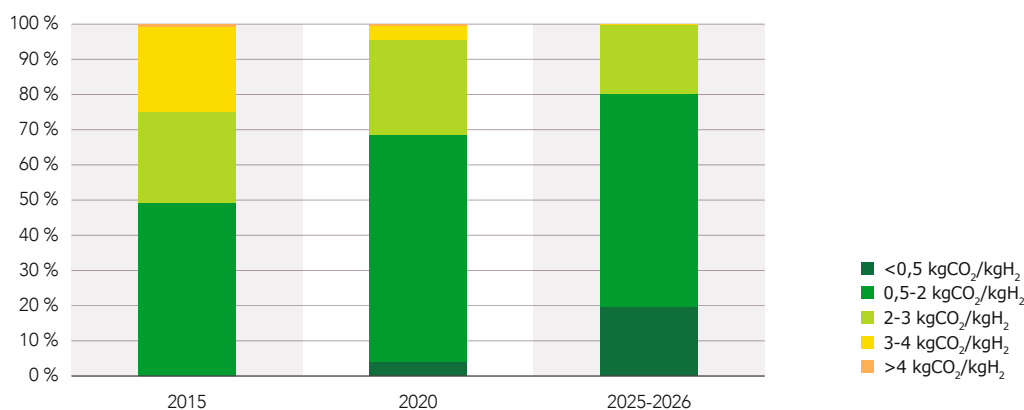
Le mode opératoire privilégié et les périodes de fonctionnement dépendront également de la réglementation européenne, de la taxonomie verte européenne et des méthodes de comptabilisation du bilan carbone des électrolyseurs. En appliquant une méthode consistant à évaluer le contenu CO₂ horaire de l'électricité (i.e. émissions moyennes de la production d'électricité nationale à chaque heure) et à le convertir en contenu carbone de

l'hydrogène, **les analyses réalisées par RTE ont montré que le contenu carbone horaire de l'hydrogène produit par électrolyse resterait inférieur à 3 kgCO₂/kgH₂**, même à l'horizon 2025.

Sous réserve que la méthode de calcul soit proche de celle testée ici et que le seuil définissant l'hydrogène bas-carbone soit fixé autour de 3 kgCO₂/kgH₂ (ou à une valeur supérieure), cette définition ne serait pas contraignante pour le fonctionnement des électrolyseurs en France : ceux-ci pourraient ainsi opérer en base en soutirant de l'électricité sur le réseau, tout en conservant un bilan d'émissions permettant de qualifier l'hydrogène produit de « bas-carbone » et ainsi être éligible aux dispositifs de soutien spécifiques.

Ce modèle pourrait en outre être favorisé par la mise en œuvre des dispositifs de compensation des coûts indirects du carbone permettant de désensibiliser le prix de marché payé par les exploitants d'électrolyseurs de l'évolution du prix du CO₂ sur le marché ETS, et par des mécanismes de soutien public adaptés visant à couvrir l'écart par rapport aux solutions reposant sur les énergies fossiles.

Figure 9.11 Distribution du contenu carbone de l'hydrogène produit par électrolyse (hypothèse de rendement des électrolyseurs : 70 %)



9.6.3 À long terme, des modes de fonctionnement des électrolyseurs potentiellement plus flexibles pour favoriser l'équilibre offre-demande d'électricité

À plus long terme, les analyses montrent **qu'un mode de fonctionnement plus flexible calé sur les périodes les plus favorables pour le système électrique, c'est-à-dire lorsqu'il existe des marges de production d'électricité bas-carbone, est susceptible de se développer**. Cette évolution serait ainsi favorisée par :

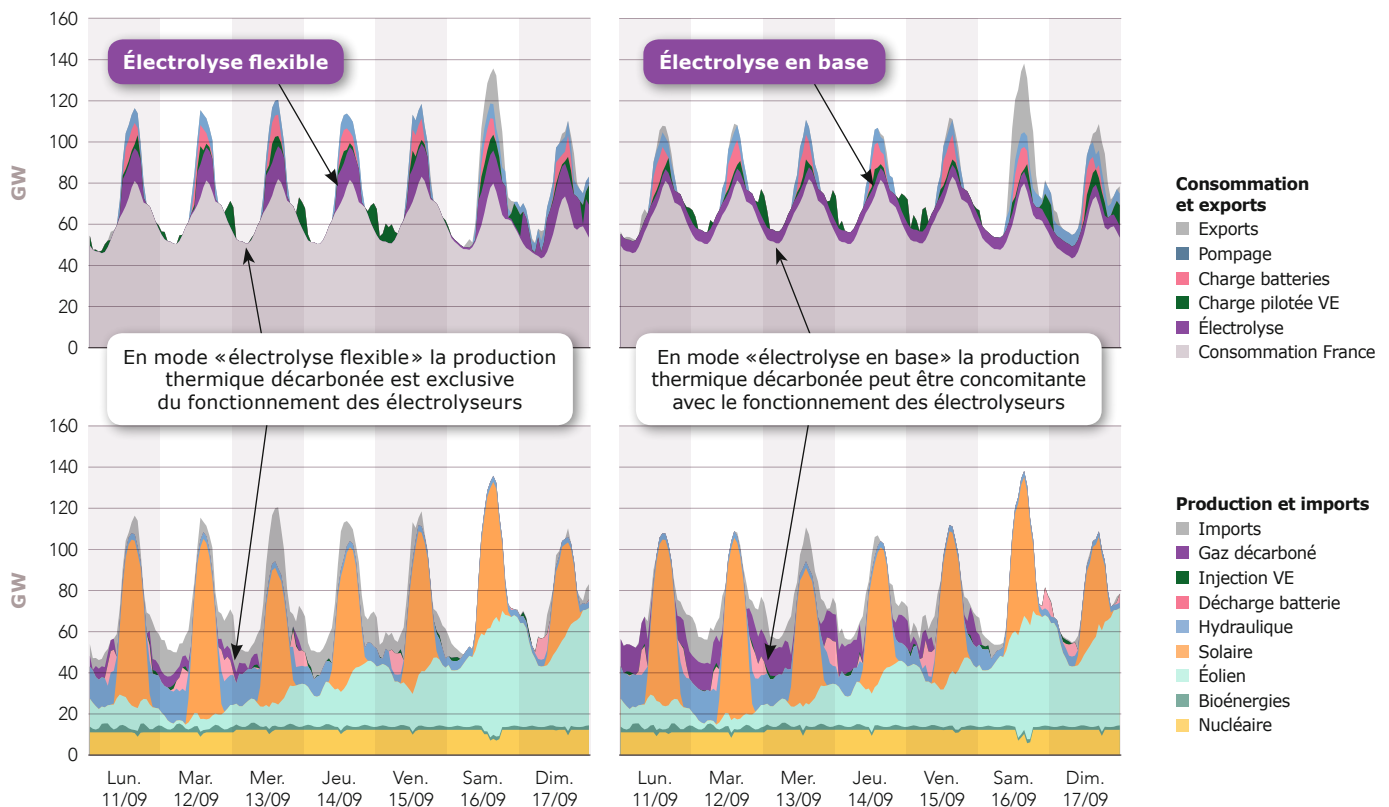
- ▶ la diminution attendue des coûts des électrolyseurs, qui rend le modèle économique de l'hydrogène produit moins sensible aux durées de fonctionnement ;
- ▶ la décarbonation totale de l'électricité en France et en Europe, qui conduit à disposer de marges

de production d'électricité bas-carbone plus fréquemment dans l'année et assure un contenu carbone faible pour l'hydrogène produit ;

- ▶ le développement des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène, qui permettra d'absorber plus facilement le fonctionnement variable des électrolyseurs (voir section 9.8).

Dans l'étude «Futurs énergétiques 2050», plusieurs configurations sur le mode de fonctionnement et la flexibilité des électrolyseurs ont été testées, afin d'évaluer la sensibilité sur le fonctionnement du système électrique.

Figure 9.12 Exemple de courbes de charge des électrolyseurs dans le mix électrique du scénario M23 2050, sur une semaine de septembre – Comparaison de la configuration de référence où les électrolyseurs fonctionnent de façon flexible (à gauche) et de la configuration où les électrolyseurs fonctionnent en bande (à droite)



Dans la configuration de référence, la plupart des électrolyseurs sont supposés pouvoir fonctionner de manière flexible même si un talon d'électrolyseurs continue de fonctionner en base. Cela permet un effacement régulier de la consommation d'électricité des électrolyseurs, participant ainsi à l'équilibre du système électrique en fonction des conditions météorologiques. Le recours à la production à partir de gaz verts est alors réduit. Ceci implique en revanche de disposer de capacités d'électrolyse significatives, permettant de produire les quantités d'hydrogène requises sur une durée diminuée des périodes d'effacement, ainsi que de capacités suffisantes de stockage d'hydrogène pour assurer l'adéquation entre l'offre et la demande d'hydrogène à tout instant (cf. section 9.8.1).

Dans le cas où les électrolyseurs privilégient plutôt un fonctionnement en base (par exemple s'il n'existe pas de possibilités de stockage d'hydrogène à grande échelle), leur contribution à la flexibilité du système électrique est moindre. Il est alors nécessaire de développer des moyens de flexibilité supplémentaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement, notamment avec des centrales de production thermique décarbonée devant fonctionner plus fréquemment, faute d'effacer la consommation des électrolyseurs. Les capacités

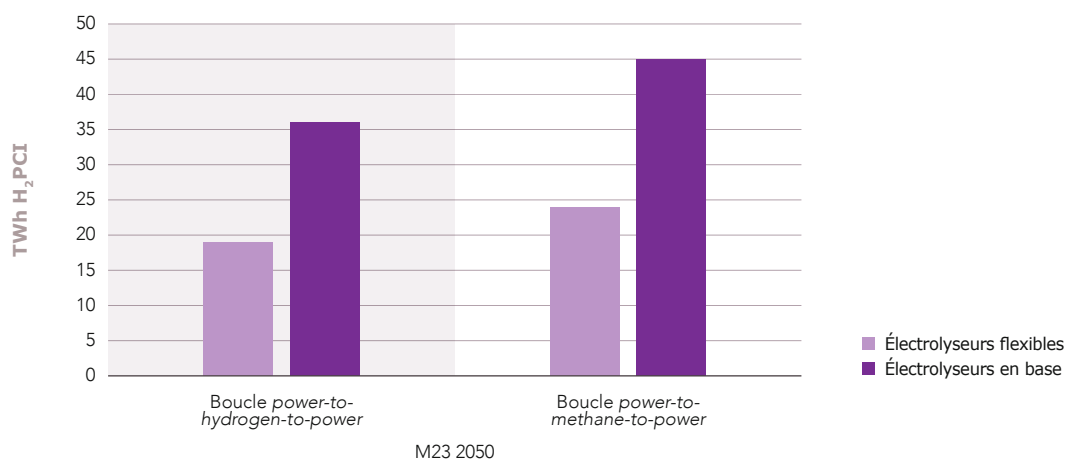
d'électrolyse sont alors moindres, l'hydrogène pouvant être produit sur une durée plus longue.

Dans cette configuration, le fonctionnement des électrolyseurs en base peut être concomitant à celui de la production d'électricité à partir de gaz verts nécessaire à l'équilibre du système, comme l'illustre la figure 9.12. Si ce gaz vert est de l'hydrogène (ou du méthane de synthèse fabriqué à partir d'hydrogène), cela revient à consommer et à produire de l'hydrogène au même instant en différents points du territoire. Du fait des rendements de transformation des électrolyseurs et des centrales électriques, cela conduit à détruire de l'énergie.

A contrario, lorsque les électrolyseurs sont flexibles (configuration de référence retenue dans l'analyse de RTE), le fonctionnement des électrolyseurs et celui de la production d'électricité à partir de gaz verts n'interviennent jamais au même moment. Cela permet de limiter les quantités de gaz requises pour l'équilibrage : par exemple dans le scénario M23 en 2050, 19 TWh_{H₂-PCI} sont requis pour un fonctionnement flexible des électrolyseurs, contre environ le double pour un fonctionnement en base.

Dans l'hypothèse d'utilisation de méthane de synthèse à la place de l'hydrogène, ce facteur deux est

Figure 9.13 Besoins d'hydrogène pour l'équilibrage en France dans le scénario M23 2050 en fonction de la flexibilité des électrolyseurs et du système hydrogène



inchangé mais les volumes augmentent en raison des rendements de transformation supplémentaires. L'utilisation de méthane de synthèse et non d'hydrogène permettrait d'utiliser les infrastructures gazières existantes, facilitant le stockage du gaz et donc la flexibilité du système, mais induirait des volumes de consommation électrique plus

importants. Par ailleurs, les possibilités de production flexible de méthane de synthèse devraient être vérifiées, en lien notamment avec les besoins d'approvisionnement en CO_2 requis par la fabrication du méthane de synthèse. Le besoin de flexibilité pourrait ainsi engendrer un besoin de stockage de CO_2 .

9.7 L'approvisionnement en hydrogène pour couvrir les besoins finaux et les besoins pour la flexibilité du système électrique

9.7.1 La consommation d'électricité pour la production d'hydrogène a un effet de premier ordre sur le dimensionnement du mix électrique

Le mode d'approvisionnement constitue un des enjeux déterminants pour le développement de l'hydrogène à long terme.

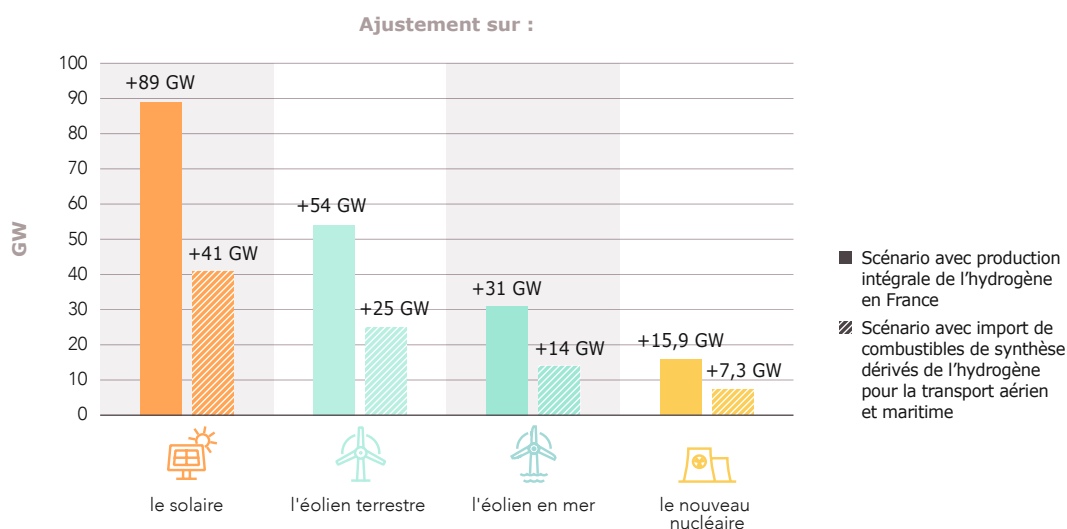
Afin de limiter au maximum les importations de combustibles énergétiques à long terme (conformément aux orientations de la SNBC), le cadrage de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » prévoit que, dans la configuration principale des scénarios, l'hydrogène utilisé en France est produit par électrolyse sur le territoire national.

Cette perspective conduit à un dimensionnement spécifique du mix électrique, qui doit ainsi tenir compte des besoins d'électricité pour l'électrolyse.

Dans les scénarios fondés sur la trajectoire de consommation de référence, les besoins pour la production d'hydrogène final (50 TWh_e d'électricité nécessaire pour l'électrolyse sur les 645 TWh_e de consommation totale d'électricité) sont directement intégrés dans la consommation totale d'électricité et sont donc couverts par les mix étudiés. Sans méconnaître les incertitudes sur la faculté à déployer les capacités nucléaires et renouvelables prévues dans chacun des scénarios, les trajectoires de développement considérées pour le mix électrique sont adaptées à un approvisionnement national pour l'intégralité des volumes d'hydrogène prévus par la SNBC.

Dans une configuration de type « hydrogène + », en revanche, le surcroît d'hydrogène à fournir conduit

Figure 9.14 Capacités additionnelles nécessaires en 2050 par rapport au scénario de référence, pour le « scénario hydrogène+ », en cas d'ajustement seulement sur une filière



à un enjeu d'une ampleur différente sur le dimensionnement du mix électrique. Même si une partie de l'hydrogène supplémentaire à produire se substitue à de l'électrification directe dans les transports et l'industrie – ce qui a donc un effet baissier sur la consommation d'électricité par rapport à la trajectoire de référence –, une autre partie importante se substitue aussi largement à l'utilisation de la biomasse (biocarburant, biogaz ou bois-énergie) et n'est donc pas compensée par un effet baissier sur la consommation d'électricité « directe ».

Ainsi, **dans cette configuration et dans le cas où l'hydrogène serait produit de manière intégrale en France, la consommation d'électricité totale atteindrait de l'ordre de 755 TWh, soit environ 100 TWh de plus que dans la trajectoire de référence.** Pour alimenter ce niveau de consommation, des capacités de moyens bas-carbone significatives seraient nécessaires comme illustré sur la figure ci-contre. Cette configuration

rend l'inflexion sur le rythme de développement des moyens de production d'électricité bas-carbone encore plus exigeante que dans les scénarios de mix principaux.

Dans un cas intermédiaire où la France s'autoriserait à continuer d'importer des combustibles notamment pour approvisionner certains secteurs contraints comme le transport aérien et maritime⁴, le surcroît de consommation électrique en France serait nettement moindre et atteindrait 50 TWh de plus que dans la trajectoire de référence. Dans une telle configuration, reposant sur le principe de l'existence de pays exportateurs nets de combustibles décarbonés, la France pourrait importer directement des carburants de synthèse dérivés de l'hydrogène (ammoniac, méthanol...) sous forme liquide, dans la mesure où leur transport sur longue distance (par bateau notamment) est plus adapté que celui de l'hydrogène (*voir partie 9.7.3*).

4. La SNBC publiée en 2020 prévoit en particulier de continuer à recourir aux imports de produits pétroliers pour ces secteurs, quitte à compenser leurs émissions avec des puits de carbone

9.7.2 Un enjeu économique sur le coût d'approvisionnement

Au-delà de la capacité «physique» à développer suffisamment de moyens de production bas-carbone pour couvrir l'intégralité des besoins de production d'hydrogène, les choix d'approvisionnement pourront dépendre fortement des coûts comparés de production et d'acheminement de l'hydrogène.

Les analyses réalisées dans le cadre de l'étude «Futurs énergétiques 2050» intègrent une modélisation explicite et endogène de la production d'hydrogène par électrolyse en France : le coût de l'hydrogène utilisé en France n'est donc pas une hypothèse exogène mais bien un résultat de simulation du système électrique.

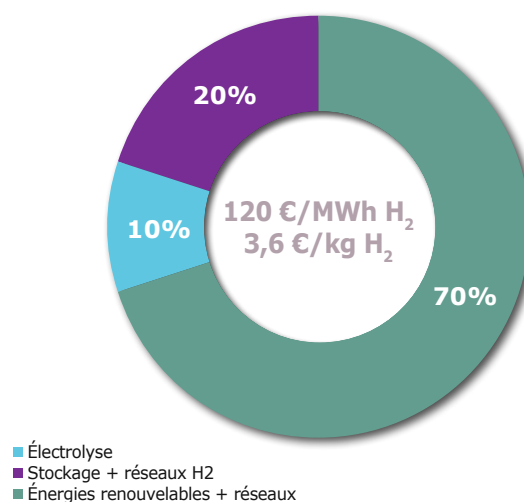
L'analyse permet ainsi d'évaluer les coûts complets de production de l'hydrogène en France à long terme. Ceux-ci incluent les moyens nécessaires à l'électrolyse (coûts de la production d'électricité, des électrolyseurs et du réseau électrique nécessaire) ainsi que l'éventuel transport et stockage de l'hydrogène.

Il convient de noter que ce calcul reflète une évaluation normative des coûts de l'hydrogène à l'échelle de la collectivité mais peut s'écarter du prix effectif auquel sera échangé l'hydrogène entre les différents acteurs de la chaîne. En particulier, la convention retenue ici consiste à affecter une part moyenne du coût des énergies renouvelables présentes dans le mix en 2060 (intégrant donc des parcs renouvelables ayant fait l'objet d'investissements plusieurs années auparavant et/ou des petites installations sur toiture plus onéreuses) ainsi qu'une part du coût d'adaptation des réseaux dans le calcul du coût de production d'hydrogène par électrolyse.

Or, dans un modèle où l'électrolyseur soutire de l'électricité sur le réseau national et s'approvisionne sur les marchés de l'électricité, le prix de l'électricité peut se révéler très différent du coût

Figure 9.15

Estimation des coûts de production, de transport et de stockage d'hydrogène dans les scénarios étudiés



moyen des énergies renouvelables, et dépend fortement du fonctionnement du marché de l'électricité à cet horizon. D'autres modèles sont également possibles avec par exemple des électrolyseurs alimentés par des parcs photovoltaïques en autoproduction (totale ou partielle) : ceux-ci ont notamment fait l'objet d'analyses détaillées dans le cadre du rapport sur l'hydrogène bas-carbone publié par RTE en janvier 2020. Dans ces modèles, les électrolyseurs bénéficient d'un approvisionnement en électricité dont le coût est potentiellement plus stable mais leur durée de fonctionnement peut être réduite, ce qui accroît la part du coût lié à l'amortissement des électrolyseurs. Les perspectives d'émergence des différents modèles et leurs impacts sur le fonctionnement du système électrique à long terme pourront faire l'objet d'analyses complémentaires dans les prolongements des «Futurs énergétiques 2050».

9.7.3 Un recours possible à des importations

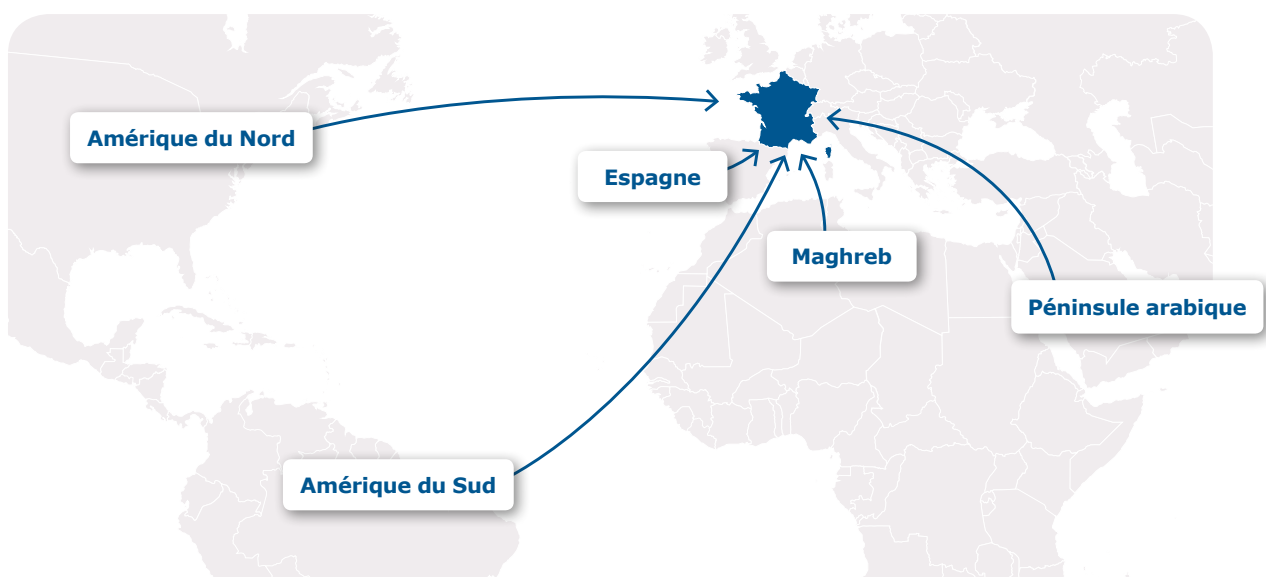
Une alternative – s'écartant du cadrage de la SNBC – pourrait être de recourir à des imports d'hydrogène depuis d'autres pays, qui pourraient s'avérer plus compétitifs. Il s'agirait par exemple d'importer de l'hydrogène produit à partir d'électricité photovoltaïque dans des zones très ensoleillées au sud de la France ou à partir d'électricité d'origine éolienne dans la mer du Nord. Cette perspective nécessiterait de disposer de capacités de transport adaptées :

- ▶ soit par canalisation, ce qui nécessite la construction d'infrastructures conséquentes (canalisations souterraines ou sous-marines sur plusieurs centaines, voire plusieurs milliers de kilomètres) avec des enjeux industriels et politiques spécifiques ;
- ▶ soit par bateau, notamment pour permettre des imports depuis des régions éloignées (Amérique, Moyen-Orient...), mais avec une difficulté technico-économique spécifique pour ce mode de transport : la densité de l'hydrogène sous forme gazeuse étant relativement faible, le transport par bateau d'hydrogène gazeux n'est pas évident. Il serait alors nécessaire de liquéfier

l'hydrogène (mais avec des coûts et pertes énergétiques conséquentes) ou de le transformer en des carburants liquides plus aisément transportables (ammoniac, méthanol...). Dans ce dernier cas, la transformation en carburant de synthèse et sa retransformation éventuelle en hydrogène à l'arrivée sont également coûteuses sur le plan énergétique. Vu d'aujourd'hui, la perspective d'import par bateau n'apparaît donc *a priori* pertinente que pour l'import de carburants énergétiques dérivés de l'hydrogène (ammoniac, méthanol...) qui ne seraient pas retransformés en hydrogène mais utilisés comme énergie finale.

Au-delà des incertitudes économiques, le recours aux imports soulève une question politique sur l'indépendance énergétique. Même si le mix énergétique français est dès aujourd'hui fortement dépendant de l'import de combustibles fossiles, le maintien d'une part de dépendance à d'autres pays pour des combustibles tels que l'hydrogène n'est pas jugé souhaitable pour un certain nombre d'acteurs.

Figure 9.16 Routes commerciales envisagées pour l'importation d'hydrogène décarboné à l'horizon 2050



9.8 Les infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène seront de nature à favoriser la flexibilité des couplages avec le secteur électrique mais des études complémentaires sont nécessaires pour évaluer leur dimensionnement

9.8.1 Stockage de l'hydrogène : des capacités de stockage nécessaires pour assurer une relative flexibilité des infrastructures de production d'hydrogène

L'hypothèse retenue dans la plupart des études et scénarios comprenant un développement important de l'hydrogène consiste à considérer que les systèmes de production d'hydrogène (électrolyseurs) seront relativement flexibles et qu'ils pourront adapter leur fonctionnement aux conditions d'équilibre offre-demande électrique. La production d'hydrogène par électrolyse est ainsi régulièrement présentée comme une solution permettant d'adapter la demande d'électricité à la production des énergies renouvelables, notamment lors des périodes de forte production. L'hydrogène est ainsi supposé constituer une solution de stockage d'énergie bas-carbone, là où l'électricité apparaît aujourd'hui difficilement stockable.

Pour autant, **cette flexibilité du système hydrogène présuppose la disponibilité de capacités de stockage conséquentes**, à défaut de sources alternatives d'approvisionnement en hydrogène. Il s'agit notamment de pouvoir stocker l'hydrogène produit lors des périodes les plus favorables du point de vue du système électrique (par exemple, périodes de forte disponibilité des renouvelables et du nucléaire et de faible consommation) et de le restituer lorsque les utilisateurs d'hydrogène en ont besoin, c'est-à-dire tout au long de l'année pour les usages dans l'industrie et la mobilité et essentiellement l'hiver pour la production d'électricité. De manière générale, **le rôle de l'hydrogène est donc favorisé par un réseau de transport et des capacités de stockage adéquats.**

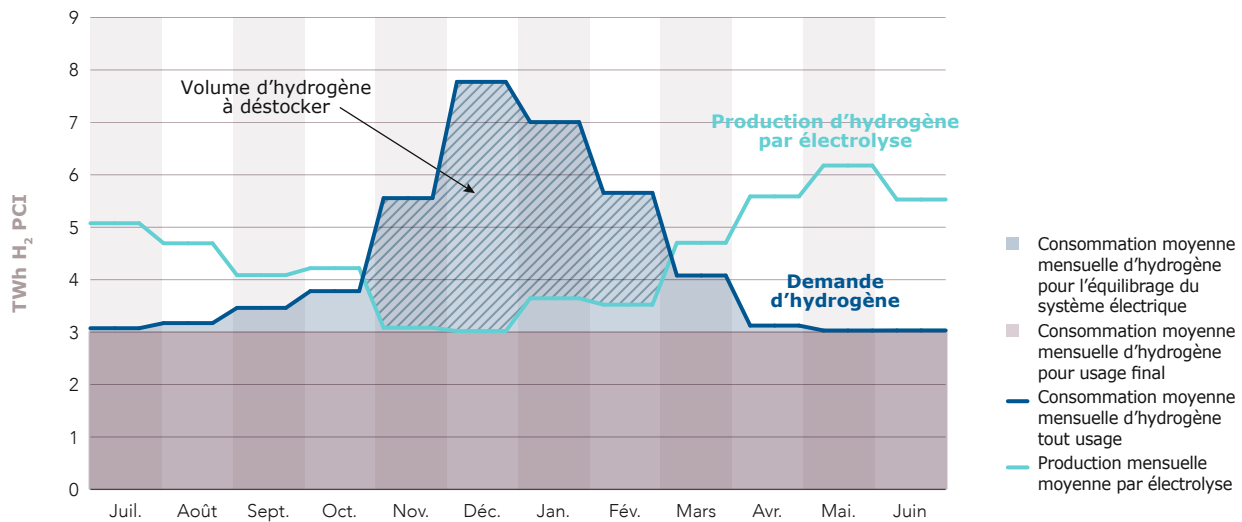
À défaut d'accès aux capacités de stockage, le développement de l'hydrogène perdrait l'un de ses intérêts – à savoir sa flexibilité – et d'autres solutions pourraient alors prendre une place plus importante : électrification directe, recours au méthane de synthèse...

Dans l'analyse technique des scénarios, la configuration principale étudiée prend l'hypothèse que l'hydrogène peut être stocké aisément et donc utilisé de manière flexible. Dans ces conditions, les simulations du fonctionnement du système électrique montrent alors que l'hydrogène serait produit tout au long de l'année, au fil des périodes de forte production renouvelable, mais de manière plus importante au printemps et à l'été lorsque les marges de production du système électrique sont les plus élevées. À l'inverse, la demande d'hydrogène pour l'équilibre du système électrique tend à se concentrer sur la période hivernale, pendant laquelle les moments de tension sur l'équilibre offre-demande sont plus fréquentes.

Dans ce type de configuration, **un besoin de stockage d'hydrogène de plusieurs térawatt-heures, voire de quelques dizaines de térawatt-heures, apparaît nécessaire pour absorber la flexibilité des électrolyseurs.**

Or, les capacités de stockage d'hydrogène en France restent aujourd'hui incertaines. Les capacités de stockage en cavités salines (sites les plus adaptés au stockage de l'hydrogène, plus volatil que le méthane) sont évaluées autour de 3 à 5 TWh en France⁵, soit un niveau potentiellement

5. Gas Infrastructure Europe, 2021, *Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system*

Figure 9.17 Profil annuel moyen de production et de demande d'hydrogène dans le scénario M23 à l'horizon 2050

insuffisant pour bénéficier pleinement de la flexibilité du système hydrogène. Un développement de capacités de stockage supplémentaires en France (notamment via l'adaptation des stockages de méthane ou le développement de nouvelles infrastructures qui pourraient permettre d'atteindre une capacité de l'ordre de 30 TWh selon l'étude mentionnée ci-dessus) ou l'accès à des volumes importants de stockages salins disponibles dans le reste de l'Europe (en particulier en Allemagne et mer du Nord) via des interconnexions, constitue dès lors un prérequis pour assurer pleinement la flexibilité des moyens hydrogène, notamment dans les scénarios « M ».

Au-delà de l'enveloppe saisonnière, la production d'hydrogène par électrolyse d'une part et la consommation d'hydrogène d'autre part peuvent également varier fortement d'une année à l'autre, selon les conditions climatiques et la disponibilité des moyens de production. Les années où la demande d'hydrogène est la plus élevée en raison des besoins d'équilibrage du système électrique correspondent fréquemment à des années de faible production par électrolyse. Pour assurer une totale flexibilité, le système hydrogène devra donc être en mesure de gérer les variations interannuelles, soit en disposant de réserves spécifiques pour absorber ces variations, soit en ayant ponctuellement recours aux imports/exports.

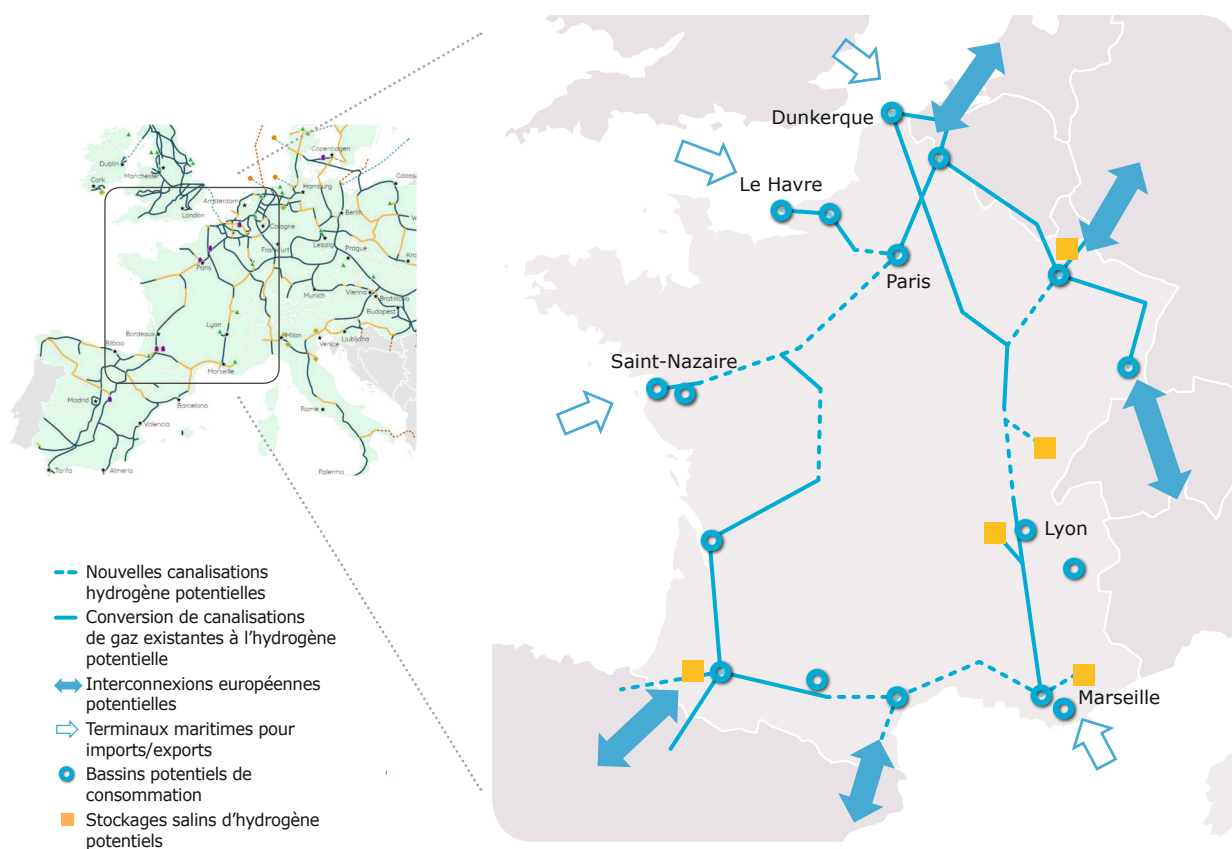
9.8.2 Transport de l'hydrogène : un besoin d'infrastructures qui dépend de la localisation des électrolyseurs et du stockage

Le développement de l'hydrogène implique également une réflexion sur les besoins d'infrastructures de transport de l'hydrogène.

D'une part, à l'échelle nationale, le développement d'une infrastructure de transport d'hydrogène peut contribuer à permettre l'accès à des capacités de stockage disponibles en France (cf. *point précédent*) et d'envisager ainsi une flexibilité du fonctionnement des électrolyseurs. Il permettrait également le foisonnement de la production et la consommation d'hydrogène sur l'ensemble du territoire national.

Les caractéristiques du réseau à développer dépendent néanmoins fortement de la localisation des différentes infrastructures de production, de stockage et de consommation d'hydrogène. En particulier, il existe un débat sur la localisation des électrolyseurs en lien avec le développement des réseaux électrique et gazier. De manière caricaturale, deux visions s'affrontent. D'un côté, une localisation des électrolyseurs au plus près des centres de consommation d'hydrogène avec un approvisionnement des électrolyseurs via le réseau électrique national. De l'autre, une localisation des électrolyseurs au plus près des centres

Figure 9.18 Préfiguration de la structure potentielle d'un réseau hydrogène européen incluant la France en 2040 dans l'hypothèse d'un système hydrogène flexible, inspirée de l'étude European Hydrogen Backbone (Gas for Climate, 2021)



de production d'électricité (notamment énergies renouvelables) et un acheminement de l'hydrogène produit vers les centres de consommation par des canalisations dédiées.

D'autre part, à l'échelle européenne, le développement d'un réseau transeuropéen d'échanges d'hydrogène permettrait le foisonnement de la demande et la mutualisation des capacités de stockage sur un périmètre plus large – et en particulier, pour la France, la connexion à des stockages importants situés en Allemagne et en

mer du Nord. Pour certains acteurs, la construction d'un tel réseau pourrait également contribuer à rendre accessible des imports d'hydrogène à des prix compétitifs, potentiellement plus faibles que pour l'hydrogène produit en France.

Des études complémentaires seront menées par RTE et GRTgaz au cours de l'année 2022 sur les besoins d'infrastructure de réseau (électricité et gaz) et de stockage dans les différents scénarios de développement de l'hydrogène.