

Atouts et enjeux de l'électrolyse pour la transition énergétique

Mathilde Françon*, Olivier Houvenagel*,
Marc Le Du*, Alberto Tejada*

@74876

Mots-clés : hydrogène, électrolyse, transition énergétique, système électrique, flexibilité

Les ambitions françaises et européennes sur l'hydrogène pour la transition énergétique appellent un développement massif de l'électrolyse. Il reposera sur la croissance de la production d'électricité décarbonée en France et se traduira par une consommation d'électricité supplémentaire. Il n'aura pas les mêmes conséquences, et n'offrira pas les mêmes opportunités, selon la façon dont fonctionneront en pratique les électrolyseurs. Les modalités techniques, les performances en matière de réduction des émissions, le coût de la transformation et le bilan économique en dépendent largement. Cet article présente les principaux résultats et les perspectives des analyses menées par RTE sur ces enjeux.

1. L'hydrogène : un enjeu pour la transition énergétique

L'année 2020 a vu une montée en puissance de la place de l'hydrogène dans les réflexions nationales et européennes sur la transition énergétique. Cela s'est traduit par la publication de la stratégie européenne hydrogène par la Commission européenne [1]; des stratégies nationales hydrogène par l'Allemagne [2], le Portugal [3], l'Espagne [4], les Pays-Bas [5]. La stratégie «France Hydrogène» a quant à elle été présentée le 8 septembre 2020 par les ministres de la Transition écologique et de l'Économie, des Finances et de la Relance [6].

Cette évolution rapide traduit l'ambition de se placer très tôt en leader sur ce secteur afin de structurer une réelle filière industrielle sur l'hydrogène, portant le développement d'une brique importante pour la transition

énergétique. L'hydrogène bas carbone offre en effet une solution pour réduire les émissions du secteur industriel, dans le secteur des transports ou les usages du gaz naturel de réseau. À plus long terme, la production et le stockage d'hydrogène bas carbone pourraient offrir une solution complémentaire de production pilotable d'électricité utile aux besoins de flexibilité du système, tout particulièrement intéressante dans la perspective de scénarios avec une part importante d'énergies renouvelables.

Dans tous les cas de figure, la première étape consiste à développer en France, au cours de la prochaine décennie, la production hydrogène bas carbone dans des volumes significatifs. Ce développement reposera en grande partie sur l'électricité, qui présente l'avantage d'être aujourd'hui déjà très largement décarbonée en France (à 93 %), via l'électrolyse de l'eau.

Les modalités de cette transition nécessitent d'être précisées. Le développement massif de

* RTE (cf. biographies p. 83-84).

l'électrolyse reposera sur la croissance de la production d'électricité décarbonée programmée en France par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et se traduira par une consommation d'électricité supplémentaire. Il n'aura pas les mêmes conséquences, et n'offrira pas les mêmes opportunités, selon la façon dont fonctionneront en pratique les électrolyseurs. Les modalités techniques, les performances en matière de réduction des émissions, le coût de la transformation et le bilan économique en dépendent largement.

Telles sont les questions auxquelles répond une étude publiée par RTE [7], analysant les enjeux du développement de l'électrolyse en France à l'horizon 2035, en se basant sur un modèle à grande échelle du système électrique européen. Cet article en présente les principaux résultats et les perspectives.

Cette étude s'inscrit dans le cadre du programme de travail engagé en 2018 et décliné au cours des dernières années sur les nouveaux usages de l'électricité : mobilité électrique (synthèse des principaux résultats publiée en mai 2019 [8]), production d'hydrogène par électrolyse (objet de cet article) et le chauffage dans le secteur du bâtiment en collaboration avec l'ADEME [9].

Elle participe également de la mise en œuvre du plan de déploiement de l'hydrogène publié par le gouvernement, en répondant à la demande du ministre de l'Énergie sur les services que peuvent rendre les électrolyseurs au système électrique [10].

Enfin, elle contribue à alimenter les travaux de RTE et la concertation en cours sur la construction des scénarios de long terme du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050, et notamment les scénarios d'un système électrique national « 100 % renouvelables ».

2. Deux raisons distinctes de développer l'hydrogène souvent confondues dans le débat

Dans les projections sur l'évolution du mix énergétique à long terme, l'hydrogène est souvent présenté à la fois comme une source de flexibilité pour le système électrique et un facteur de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Pour autant, ces raisons doivent être distinguées dans l'analyse.

2.1. À moyen terme, un intérêt clair pour décarboner l'hydrogène utilisé dans l'industrie

À l'heure actuelle, l'hydrogène consommé en France correspond presque exclusivement à des usages industriels non énergétiques, principalement dans les secteurs du raffinage pétrolier, de la production d'ammoniac et de la chimie. L'hydrogène utilisé dans ces procédés est produit essentiellement à partir de procédés utilisant des combustibles fossiles (à 95 % à partir de gaz, pétrole et charbon), émetteurs de CO₂. Une partie de cette production est « fatale » et inhérente aux activités industrielles concernées. Ces « coproductions » sont en particulier importantes dans le raffinage de pétrole, la sidérurgie (cokerie) et la production de chlore. Une autre partie de l'hydrogène est produite par des unités dédiées de vaporeformage du méthane : elle pourrait être remplacée par de l'hydrogène bas carbone.

Une des priorités identifiées par l'État pour le développement de l'hydrogène consiste à convertir la production conventionnelle de l'hydrogène industriel vers un mode de production décarboné. La loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat prévoit ainsi de développer l'hydrogène bas carbone et renouvelable, avec la perspective d'atteindre environ 20 à 40 % des consommations totales d'hydrogène et d'hydrogène industriel à l'horizon 2030.

L'autre objectif assigné à l'hydrogène à moyen terme est de faciliter la décarbonation de la mobilité lourde, secteur pour lequel l'utilisation directe de l'électricité est moins aisée

que pour les véhicules légers. Il s'agit donc de développer de premières utilisations énergétiques de l'hydrogène bas carbone, en particulier dans le transport routier par camions ou par bus.

Enfin, l'utilisation de l'hydrogène en mélange au gaz naturel permettrait d'en diminuer la part fossile, dans la limite des taux compatibles avec les infrastructures et les usages du gaz, étudiés par les acteurs de la filière [11].

Le remplacement du vaporeformage de gaz naturel par l'électrolyse tel que prévu par les orientations des pouvoirs publics conduirait à une réduction des émissions en France qui s'élève à environ 6 millions de tonnes par an à l'horizon 2035, soit un peu plus de 1 % des émissions nationales. Ce potentiel de réduction des émissions de CO₂ grâce à l'hydrogène bas carbone pourrait à terme aller bien au-delà de ces références si ses usages se développent, soit dans de nouveaux procédés industriels (sidérurgie par exemple) soit en tant que vecteur énergétique (chaleur industrielle, fabrication de combustibles de synthèse pour le transport aérien ou maritime...).

2.2. Un second enjeu de plus long terme : constituer une solution de stockage pour assurer l'équilibre du système électrique

Un autre motif consiste à considérer l'hydrogène comme une solution de stockage et déstockage (principe du *power-to-gas-to-power*) qui serait nécessaire à l'équilibre du système électrique. L'hydrogène joue alors le rôle de « tampon » : il est produit par électrolyse à partir d'électricité décarbonée, il est stocké (par exemple dans les cavités salines ou dans les réseaux gaziers après conversion en méthane de synthèse), il est transformé en électricité dans les périodes de faible production éolienne ou solaire. Il peut alors devenir un composant inhérent au fonctionnement du système électrique (à l'instar des moyens de production pilotables aujourd'hui).

Cependant, à l'horizon 2035, le stockage par hydrogène n'est pas indispensable pour répondre à un besoin de compensation de la variabilité des énergies renouvelables, même si les analyses de RTE suivant différents scénarios à cet horizon montrent que l'introduction d'une plus grande part d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque non pilotable entraîne une augmentation des besoins de flexibilité sur tous les horizons : annuel, hebdomadaire et journalier. À l'horizon 2035, le système électrique devrait en effet encore disposer d'un grand nombre de flexibilités :

- en France, par les groupes de production pilotables (nucléaire, hydraulique...), le pilotage de consommation (eau chaude sanitaire, véhicules électriques), l'effacement, l'écrêtement éventuel de production renouvelable,
- dans les pays voisins, par les groupes de production pilotables accessibles via les interconnexions.

Par ailleurs, le faible rendement énergétique du *power-to-gas-to-power* (entre 25 % et 35 % selon les technologies actuelles) et ses coûts élevés ne le rendent pas compétitif à moyen terme par rapport aux solutions existantes. À ces échéances, l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de « stockage d'électricité » n'est donc pas nécessaire pour obtenir une diversification du mix électrique (réduction de la part du nucléaire à 50 %) et accueillir les volumes d'énergies renouvelables prévus par la PPE.

Son étude revêt en revanche un fort intérêt à plus long terme (horizon 2050), en particulier pour le stockage saisonnier dans des mix électriques comprenant une part importante d'énergies renouvelables variables. En effet, les scénarios reposant exclusivement ou très majoritairement sur les énergies renouvelables devront nécessairement s'appuyer sur des moyens d'équilibrage, dont les différentes formes de stockage. Dans ces cas de figure, la boucle *power-to-gas-to-power*, via l'hydrogène, constitue une option à considérer, malgré son faible rendement énergétique (environ 25-35 %).

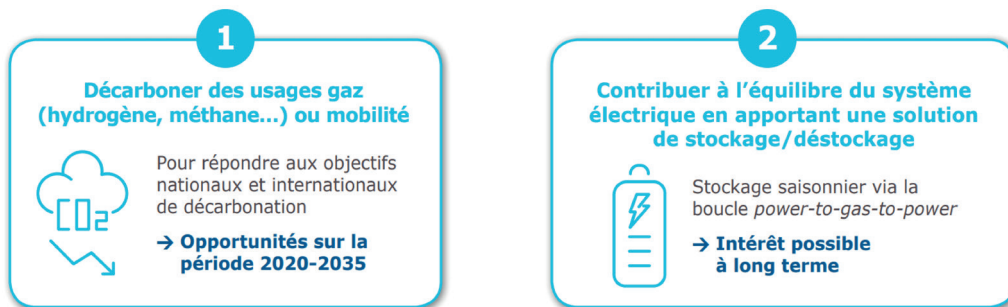


Figure 1. Deux raisons distinctes de développer l'hydrogène, à des horizons de temps différents

3. Le système électrique projeté à 2035 est en mesure d'accueillir le développement de l'électrolyse sans difficulté particulière

3.1. La production d'électricité décarbonée prévue en 2035 est suffisante pour alimenter l'électrolyse

Parmi les technologies envisageables pour la production d'hydrogène bas carbone, la priorité porte sur le développement de l'électrolyse, afin de limiter le recours aux technologies de capture et de stockage du carbone qui présentent encore des incertitudes en matière de disponibilité, de fiabilité et d'acceptabilité.

Sur le plan technique, l'intégration au secteur électrique d'électrolyseurs en grand nombre se traduit en premier lieu par une consommation d'électricité significative, de l'ordre de 30 TWh à horizon 2035 dans les trajectoires définies par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Accueillir un tel volume ne présente pas de difficulté technique particulière dans le cadre de la feuille de route énergétique fixée par les pouvoirs publics.

Du point de vue de l'énergie, la PPE conduit à une productible d'électricité décarbonée d'environ 615 TWh à horizon 2035. Ceci apparaît largement suffisant pour couvrir le développement de l'électrolyse envisagé par les

pouvoirs publics. En effet, même en supposant une forte croissance de l'électrolyse au cours des prochaines années (permettant de produire 630 000 tonnes d'hydrogène par an, soit 60 % de la consommation actuelle d'hydrogène), moins de 5 % du productible électrique décarboné total (nucléaire et renouvelable) y serait consacré à cet horizon.

Du point de vue des appels de puissance et de la sécurité d'approvisionnement, l'accueil de l'électrolyse ne suscite pas non plus d'inquiétude. Ceci est lié d'une part aux caractéristiques du système électrique de la PPE, qui doit disposer de marges significatives à cet horizon en lien avec le développement des énergies renouvelables, des effacements et des interconnexions. De plus, les électrolyseurs sont par nature flexibles et pourront s'effacer lors des pointes de consommation.

3.2. Les électrolyseurs pourraient fournir des services de flexibilité au système électrique

La capacité des électrolyseurs à faire varier leur niveau de consommation électrique en quelques secondes leur offre la possibilité technique de fournir des services au système électrique, pour l'équilibre offre-demande et pour l'exploitation du réseau. RTE fera en sorte d'intégrer au mieux ces nouveaux objets aux mécanismes existants.

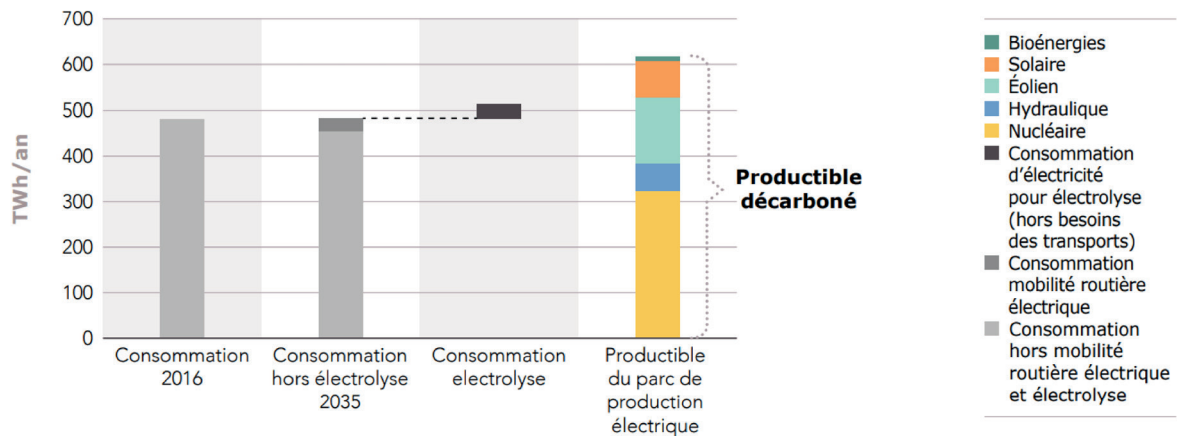


Figure 2. Consommation électrique annuelle et produisible du parc électrique décarboné (renouvelable et nucléaire) français à l'horizon 2035, selon les orientations publiques sur l'évolution du parc de production d'électricité

Sauf cas très particulier, la valeur associée à la fourniture de ces services devrait toutefois être limitée au regard des coûts des électrolyseurs.

Dans le détail, la fourniture de services à l'équilibre offre-demande (services système fréquence, réserves rapides et complémentaires...) peut être rémunératrice, mais constitue un marché de petite taille où la concurrence avec d'autres flexibilités est vive (gestion active de la demande, batteries). La participation des électrolyseurs à ces services est par ailleurs associée à des contraintes réelles en matière de disponibilité et d'activation qui peuvent affecter le volume de production d'hydrogène.

S'agissant des services pouvant être apportés au réseau, les analyses menées dans le cadre du schéma de réseau publié en septembre 2019 [12] montrent que la valeur associée à la résolution des congestions reste faible par rapport à d'autres solutions (développement de réseau, écrêtements localisés), y compris dans des zones de fort développement des énergies renouvelables. Un cas d'intérêt particulier est identifié à ce stade : la localisation

d'électrolyseurs sur les côtes normandes pour contribuer à la résolution des congestions sur le réseau de l'axe Normandie-Manche-Paris en cas de fort développement de la production électrique (éolien en mer et nucléaire) sur cette zone.

4. Différents modes de production d'hydrogène par électrolyse, dont les caractéristiques techniques et l'économie diffèrent très sensiblement

L'analyse des modèles d'acteurs actuellement envisagés pour la production d'hydrogène décarboné en France conduit à envisager plusieurs modes de fonctionnement possibles pour les électrolyseurs. Trois modes opérationnels, volontairement très marqués, sont explorés dans l'étude et illustrés sur la Figure 3 :

- 1) un approvisionnement sur le marché sur les périodes de surplus renouvelable ou nucléaire ;
- 2) un approvisionnement sur le marché de l'électricité en base, hors situations de tension ;

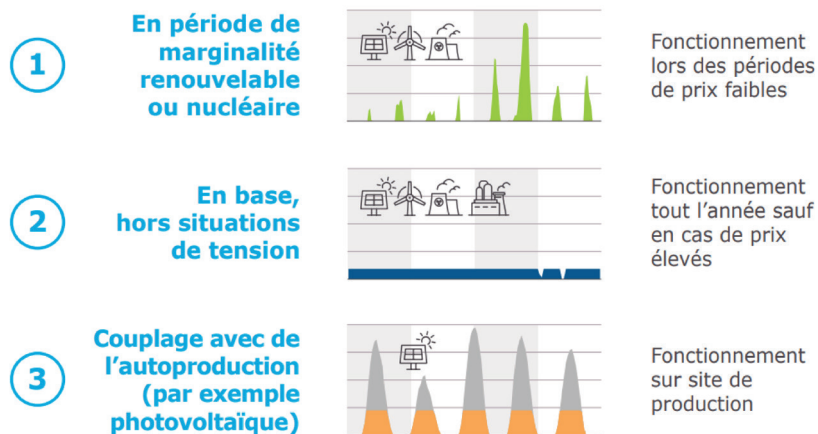


Figure 3. Trois modes opératoires de l'électrolyse retenus dans les analyses

3) un couplage avec de la production renouvelable (par exemple photovoltaïque) dans le cadre de modèles « locaux ».

Ces modèles conduisent à des facteurs de charge des électrolyseurs et à des enjeux techniques et économiques très différents d'un mode à l'autre. Ces modèles types ont une visée illustrative, et il est probable en pratique que différents modèles verront le jour, comme l'atteste la grande diversité des projets actuellement en cours de constitution, notamment dans le cadre de démarches soutenues par certaines collectivités (régions, métropoles). En pratique, le choix du mode opératoire pourra être un intermédiaire entre ces trois modes, et sera déterminé par les exploitants des électrolyseurs en fonction de plusieurs paramètres.

Le coût de production de l'hydrogène et les enjeux économiques : pour produire un hydrogène compétitif, les exploitants des électrolyseurs sont susceptibles de rechercher un compromis sur la durée de fonctionnement entre amortissement des coûts fixes (privilégiant une durée annuelle de fonctionnement longue) et accès à des prix de l'électricité faibles (privilégiant un fonctionnement centré sur les heures de prix les plus faibles). Le choix du mode opératoire peut également dépendre des incitations fiscales ou des modes

de subvention mis en place par les pouvoirs publics.

Les contraintes industrielles et en particulier le besoin éventuel de continuité d'approvisionnement en hydrogène : pour une application industrielle, s'écarter d'un approvisionnement en base peut conduire à des surcoûts. Si le fonctionnement des électrolyseurs n'est pas permanent, une solution de stockage (ou de flexibilisation du process utilisant l'hydrogène) doit alors être prévue. Ceci doit être intégré à l'analyse économique et aux coûts de bascule vers l'hydrogène bas carbone. L'injection directe dans le réseau gaz ne nécessite pas de stockage intermédiaire tant que les limites d'injection ou d'évacuation locales ne sont atteintes.

Les enjeux environnementaux et en particulier les impacts en matière d'émissions de CO₂ sont différenciés selon les modes opératoires et pourront donc également influencer le choix des exploitants. Les producteurs d'hydrogène pourront en effet être incités à produire de l'hydrogène ayant la plus faible empreinte carbone, que ce soit via des normes (par exemple caractérisant des garanties d'origine), des signaux économiques (taxes, subventions...) ou encore des enjeux de marketing (valorisation du caractère décarboné de l'hydrogène...).

5. Les gains sur les émissions de CO₂ sont clairs au niveau de la comptabilité nationale

L'électricité produite en France est dès aujourd'hui très largement décarbonée (à 93 %) et la fermeture annoncée des dernières centrales au charbon conduira à en améliorer encore le bilan carbone dans les prochaines années.

Cette configuration est favorable au développement de nouveaux usages tels que la bascule vers l'électrolyse de la production d'hydrogène conventionnelle. Quel que soit le mode opératoire des électrolyseurs, la substitution de l'électrolyse au vaporeformage de gaz naturel conduit à une réduction des émissions de l'ordre de 9 kg de CO₂ par kg d'hydrogène produit (soit près de 6 millions de tonnes de CO₂ par an en France en 2035), tandis que l'impact sur les émissions du secteur électrique français reste faible.

Pour autant, une analyse rigoureuse de l'effet sur les émissions doit nécessairement prendre en compte l'interconnexion du système

français avec ses voisins ainsi que l'évolution du mix concomitante au développement des nouveaux usages de l'électricité :

- À parc inchangé, l'analyse à l'échelle européenne est plus nuancée. Toutes choses étant égales par ailleurs, le surcroît de consommation électrique en France (pour alimenter les électrolyseurs) conduit à réduire les exports d'électricité décarbonée vers les autres pays. Or, l'export d'électricité décarbonée pour éviter de la production des centrales au charbon ou au gaz — ces dernières étant encore très présentes dans le mix européen en 2035 — économise davantage de CO₂ que le remplacement du gaz par l'électricité pour produire de l'hydrogène, comme l'illustre la Figure 4. Par exemple, l'utilisation d'un kWh d'électricité décarbonée pour substituer de l'électrolyse au vaporeformage de gaz naturel permet d'éviter d'émettre environ 180 g de CO₂; son utilisation pour éviter le fonctionnement d'une centrale à charbon permet d'éviter l'émission d'environ 750 g de CO₂. Si l'électrolyse se faisait au détriment des exportations d'électricité évitant le fonctionnement de groupes de productions à combustibles fossiles, le bilan en

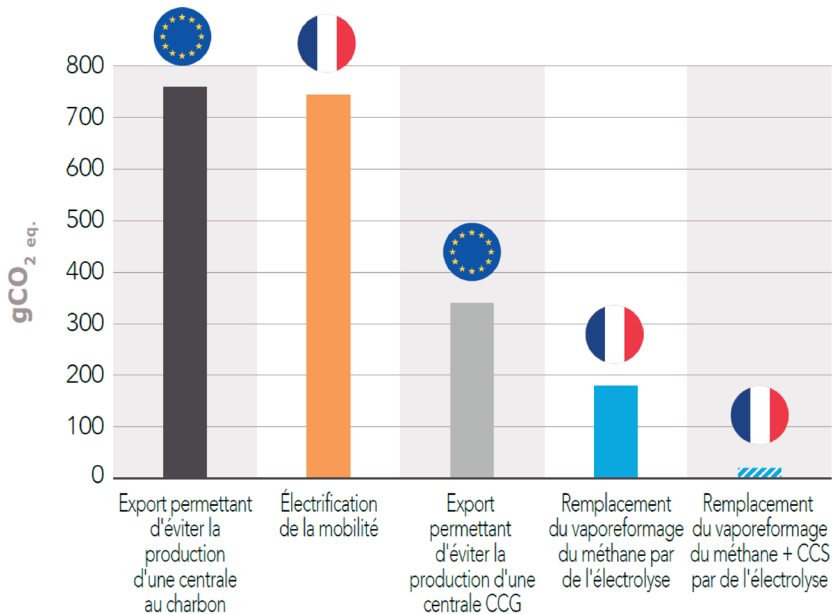


Figure 4. Émissions évitées par la production d'1 kWh d'électricité décarbonée en France en fonction de son utilisation, en France ou en Europe

termes d'émissions de CO₂ serait donc négatif à l'échelle européenne.

- Cet effet est contrebalancé par l'augmentation de la production décarbonée prévue au titre de la PPE. En intégrant cette adaptation, qui augmente le productible décarboné au fur et à mesure que doivent se développer les nouveaux usages de l'électricité comme l'électrolyse, les exportations d'électricité sont maintenues.

En comptabilisant tous ces effets, le développement de l'électrolyse associé à l'adaptation du parc de production d'électricité décarbonée en France conduit à éviter l'émission annuelle d'au moins 5 millions de tonnes de CO₂, à l'horizon 2035 dans le scénario du projet de PPE.

Ces perspectives peuvent être augmentées en intégrant les gains possibles dans le secteur des transports (mobilité lourde) ou au périmètre de la consommation de gaz (injection dans les réseaux).

6. Pour la collectivité, la production d'hydrogène bas carbone se justifie — sous l'angle économique — dans la plupart des cas étudiés en intégrant une forte valeur du carbone

En raisonnant du point de vue de la collectivité, indépendamment des signaux de prix et des régulations régissant les échanges entre acteurs, la comparaison du coût complet de l'électrolyse avec celui du vaporeformage est fortement dépendante de la valorisation de l'externalité CO₂. Comme l'illustre la Figure 5, le coût collectif de production d'hydrogène par électrolyse, intégrant les investissements dans les électrolyseurs et le stockage d'hydrogène et les coûts de production et d'acheminement de l'électricité, varie en 2035 de 3,0 à 6,5 € par kg d'hydrogène, en fonction du mode opératoire des électrolyseurs. Cette valorisation suppose qu'une partie des coûts d'adaptation du parc de production d'électricité (prolongation de la durée d'exploitation du nucléaire et développement des énergies renouvelables) est affectée

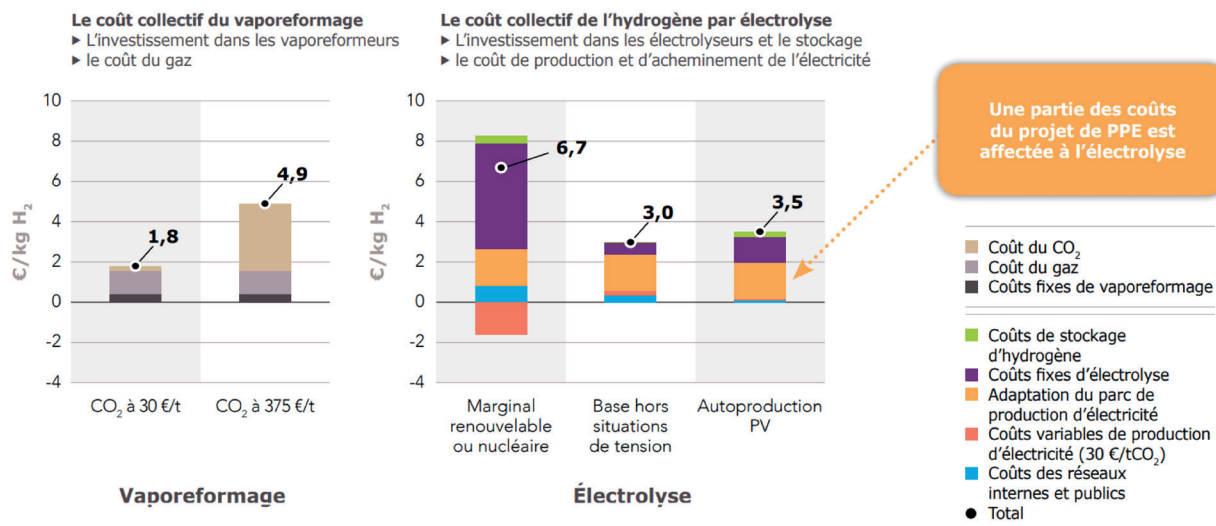


Figure 5. Comparaison des coûts collectifs du vaporeformage et de l'électrolyse

à la production d'hydrogène par électrolyse, à hauteur d'environ 2 € par kg d'hydrogène.

Pour une hypothèse de valorisation faible du CO₂ (30 €/t), le coût complet de l'électrolyse apparaît très largement supérieur à celui du vaporeformage de gaz naturel, de l'ordre de 1,8 € par kg d'hydrogène. C'est ce qui explique que l'hydrogène utilisé aujourd'hui soit d'origine fossile.

En revanche, en retenant une forte valeur pour l'externalité environnementale, par exemple en considérant la valeur tutélaire du carbone à l'horizon 2035 (375 €/t), le coût du vaporeformage de gaz naturel atteindrait 4,9 € par kg d'hydrogène, plus élevé que les coûts de production par électrolyse pour plusieurs modes opératoires. Cette valeur tutélaire du carbone est le coût implicite des émissions de CO₂ permettant de juger de l'intérêt de solutions permettant d'éviter les émissions de CO₂. Ceci montre qu'il est pertinent, du point de vue socio-économique, de substituer l'électrolyse au vaporeformage de gaz naturel dans les quinze prochaines années.

7. Pour les acteurs, l'intérêt économique dépend systématiquement du soutien public et des régimes de taxation, et intègre bien d'autres paramètres que le coût des électrolyseurs

Dans la pratique, le développement effectif de la filière sera déterminé par la compétitivité comparée des différents modes de production de l'hydrogène (carbonés et décarbonés) du point de vue des acteurs économiques, en intégrant l'ensemble des signaux économiques auxquels ceux-ci sont confrontés. Comme l'illustre la Figure 6, le coût de revient pour le producteur d'hydrogène peut s'écarter du coût collectif de la Figure 5, notamment en raison des coûts associés à la fourniture d'électricité, vus au travers des prix de marché.

À cadre réglementaire et tarifaire inchangé et sauf si le prix du CO₂ atteignait le niveau

de la valeur tutélaire du carbone en 2035, le prix de l'hydrogène décarboné produit par électrolyse apparaît, dans les trois modes, supérieur à celui du vaporeformage de gaz naturel, même en tenant compte de baisses de coûts importantes des électrolyseurs. Le développement de la filière sera donc dépendant de l'évolution de la fiscalité et du soutien public.

Les modes opératoires sont néanmoins caractérisés par des sensibilités différentes :

- Pour le mode n° 1 (approvisionnement sur le marché en situation de surplus renouvelable ou nucléaire), le prix de l'électricité sur le marché de gros a peu d'effets sur l'équation économique, car le fonctionnement est par construction centré sur les périodes de prix faibles. Néanmoins, ce mode de production implique des durées de fonctionnement réduites, conduisant à augmenter le dimensionnement des électrolyseurs pour une même production d'hydrogène, et éventuellement à développer une chaîne aval de distribution d'hydrogène intégrant des installations de stockage dédiées nécessaire pour pallier la variabilité du fonctionnement des électrolyseurs. Le coût de production correspondant à ce mode opératoire est donc très sensible au coût des électrolyseurs et du stockage d'hydrogène.

- Pour le mode n° 2 (approvisionnement en base sur le marché de l'électricité), le coût des électrolyseurs n'apparaît pas déterminant, ce qui peut conduire à relativiser le débat actuel sur l'évolution du coût d'investissements pour des installations d'électrolyse. L'enjeu identifié par l'étude porte plutôt sur l'accès à des prix bas de l'électricité. De manière paradoxale, l'augmentation du prix du carbone sur le marché européen ETS ne permet pas de favoriser l'hydrogène bas carbone (par rapport à l'hydrogène issu d'énergies fossiles) dans ce mode : en effet, le prix de l'électricité européen ne traduit pas le coût modéré et le caractère décarboné du parc français et reste très dépendant du prix du CO₂ sur le marché ETS. Ainsi, l'augmentation de ce prix conduit finalement à augmenter le coût de fourniture d'électricité, indépendamment du

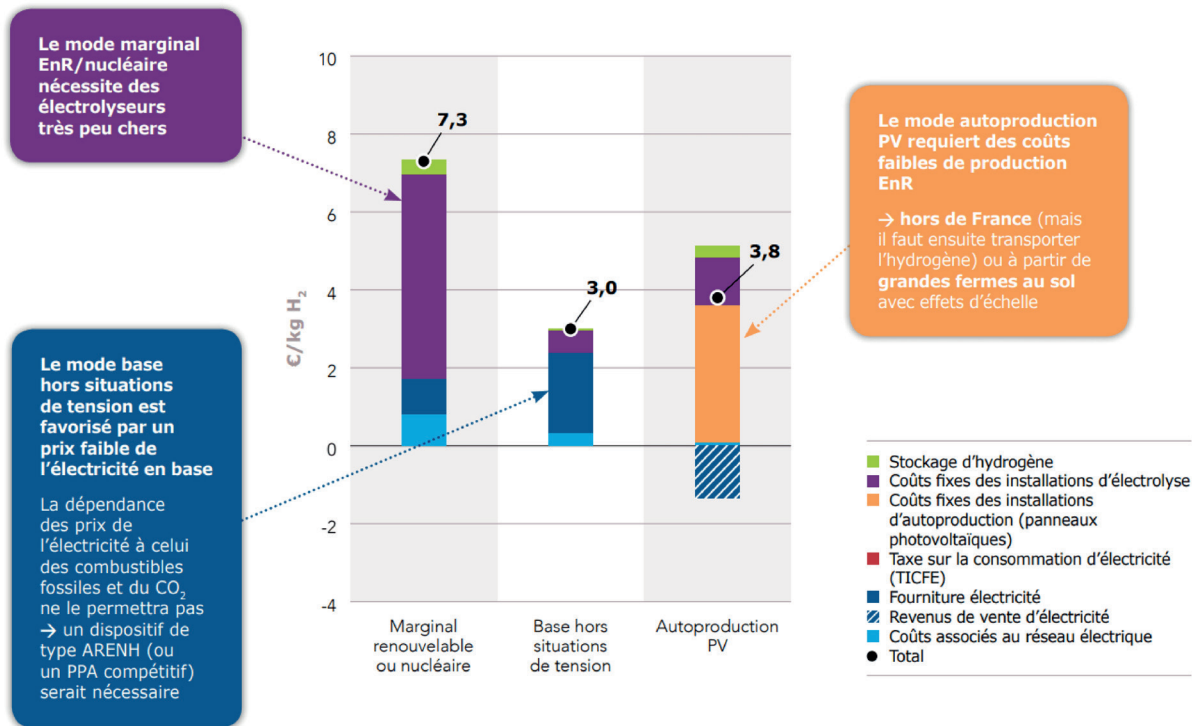


Figure 6. Coût de revient pour le producteur d'hydrogène en fonction du mode opératoire de l'électrolyseur

mix de production français, et pénalise donc la production d'hydrogène bas carbone par électrolyse. Un dispositif permettant d'insensibiliser les coûts de fourniture aux prix du CO₂, par exemple de type PPA, serait donc nécessaire.

- Pour le mode n° 3 enfin (couplage avec de l'autoproduction), le déterminant principal du modèle économique porte sur le coût complet des installations de production renouvelable qui sont couplées aux électrolyseurs. Le mode opératoire simulé est par ailleurs mixte, le producteur d'hydrogène vendant sur les marchés de l'électricité les productions renouvelables non utilisées pour l'électrolyse. Ce modèle génère donc des revenus qui, au contraire du mode n° 2, intéressent le producteur d'hydrogène à des prix élevés de l'électricité.

8. À long terme, la place de l'hydrogène dépendra des choix publics sur le mix électrique français

Au-delà de l'horizon 2035, la place de l'hydrogène comme vecteur énergétique et éventuellement comme solution de stockage saisonnier dans des mix électriques avec une part importante d'énergies renouvelables dépend des choix d'évolution sur le système électrique et doit donc faire l'objet d'études approfondies.

RTE a engagé des études de ce type dans le cadre de la construction des prochains scénarios de long terme du Bilan prévisionnel, qui couvriront la période 2035-2050, horizon de la neutralité carbone. Ces travaux ont été lancés début 2019 et font, jusqu'à l'été 2021, l'objet d'une vaste concertation articulée autour de différents groupes de travail thématiques.

Atouts et enjeux de l'électrolyse pour la transition énergétique

Concernant l'hydrogène, les priorités identifiées en concertation portent d'une part sur l'étude de développements diversifiés de l'électrolyse, suivant les possibles usages de l'hydrogène et les alternatives d'approvisionnement, et d'autre part sur le rôle de l'hydrogène en soutien aux besoins de flexibilité du système électrique à long terme.

8.1. Quel développement de l'hydrogène à 2050 ?

Dans le cadre des études du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050, deux trajectoires de développement de l'hydrogène sont proposées à la concertation, s'appuyant sur les ambitions françaises affichées dans la stratégie nationale publiée récemment, et en comparaison de ses équivalents européens. Les usages sont découpés selon plusieurs grandes catégories qui se distinguent notamment par le type d'utilisation qui est faite de l'hydrogène (et pas uniquement par secteur) : les usages matériau de l'hydrogène (essentiellement industriels); les usages énergétiques directs (sous forme gazeuse ou liquide); la fabrication de combustibles de

synthèse faisant intervenir de l'hydrogène (méthane, méthanol, ammoniac à vocation énergétique...).

La trajectoire de référence s'inscrit dans les orientations du scénario AMS de la SNBC, avec un recours modéré à l'hydrogène dans les usages énergétiques finaux. Il s'agit pour l'essentiel de décarboner les usages « matériau » industriels de l'hydrogène. Son utilisation pour la mobilité lourde est également prise en compte, conformément aux orientations du plan national hydrogène et aux options laissées ouvertes dans la SNBC (plusieurs options laissées possibles sur la mobilité lourde, entre électrification et recours à l'hydrogène).

Une trajectoire « hydrogène + » accorde une plus grande part à ce vecteur en permettant le déploiement de solutions de décarbonation matures dans certains secteurs industriels (sidérurgie en particulier) et en proposant des solutions de décarbonation aux soutes du transport international. Il s'agit là d'alternatives à d'autres vecteurs énergétiques, pouvant réduire les risques de non atteinte de la neutralité carbone

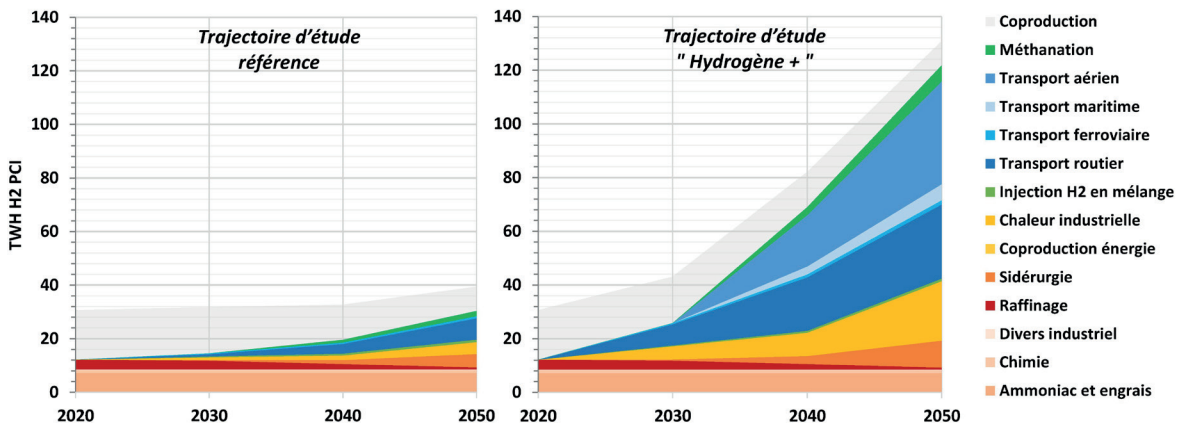


Figure 7. Deux trajectoires d'étude de développement de la consommation d'hydrogène en France (hors production d'électricité), proposées à la concertation par RTE pour l'analyse des scénarios de long terme du système électrique

en cas de mobilisation moindre du potentiel de biomasse. Une telle trajectoire est bien entendu conditionnée à la levée d'importantes incertitudes technologiques, industrielles et logistiques.

À ce stade, l'analyse n'intègre pas les éventuels besoins d'hydrogène pour la production d'électricité, caractérisés par ailleurs en fonction des scénarios de mix électriques français et européen.

8.2. Quelle représentation de l'interaction entre système électrique et vecteur hydrogène ?

L'électrolyse est une des sources d'approvisionnement possible pour l'hydrogène décarboné, source privilégiée en France. D'autres pays européens misent également sur la production par vaporeformage de gaz naturel avec captage de carbone, voire sur des importations d'hydrogène vert fabriqué en dehors de l'Europe.

Les gestionnaires européens de réseaux de gaz ont par ailleurs annoncé des perspectives de réseaux interconnectés d'hydrogène, constitués en partie sur la base de conversions des réseaux actuels de gaz naturel [13].

Dans le cadre de l'étude des scénarios du Bilan prévisionnel, intégrant les trajectoires de consommation d'hydrogène évoquées précédemment, la modélisation du système électrique européen intègre le vecteur hydrogène. Le simulateur de système électrique Antares [14], développé et utilisé par RTE pour les études du Bilan prévisionnel, représente l'exploitation attendue du système électrique interconnecté à une résolution temporelle horaire, pour un grand nombre de chroniques d'aléas (consommation, production éolienne, solaire et hydraulique, disponibilité des centrales nucléaires et fossiles, etc.). Le simulateur permet de trouver les programmes de production et les utilisations des flexibilités de consommation (ici le fonctionnement des électrolyseurs) permettant de minimiser le coût d'exploitation du système, à capacités de production, de réseaux et de flexibilités données. Il peut être

utilisé au sein d'une boucle d'investissement (AntaresXpansion) permettant en outre de donner les capacités conduisant au moindre coût complet, tenant compte des coûts fixes d'investissement et d'exploitation et des coûts variables de fonctionnement. Ce simulateur est utilisé dans le cadre de ces travaux avec une modélisation enrichie de manière à intégrer de manière explicite le système hydrogène. Bien que simplifiée, cette modélisation permet de représenter les principales interactions entre électricité et hydrogène, en tenant compte des possibilités de mutualisation des différentes consommations, productions et stockages d'hydrogène à la maille européenne, permises par les réseaux.

Le paramétrage de la modélisation suivant différents scénarios est en cours d'analyse : répartition des sources d'approvisionnement en hydrogène, répartition de l'électrolyse suivant les différents modes opératoires, dimensionnement des stockages et des réseaux...

8.3. Quelle place de l'hydrogène dans la réponse aux besoins de flexibilité du système électrique en 2050 ?

Les besoins de flexibilité du système électrique en 2050 dépendront notamment de la part des énergies renouvelables intermittentes dans le mix de production et de leur type (éolien terrestre, *offshore*, photovoltaïque) [15]. En particulier, RTE analyse dans les travaux du Bilan prévisionnel à 2050 des scénarios sans renouvellement de la production électronucléaire en France, pour lesquels les productions renouvelables intermittentes fournissent la quasi-totalité de l'énergie nécessaire et induisent des besoins d'équilibrage importants [16].

La réponse à ces besoins requiert des leviers mobilisables, tant du côté de la consommation (effacement, pilotage de la demande) que de la production (moyens de production décarbonée pilotables disponibles en France ou accessibles via les interconnexions) ou du stockage (batteries...). Dans ce cadre, l'utilisation de l'hydrogène bas carbone comme combustible

Atouts et enjeux de l'électrolyse pour la transition énergétique

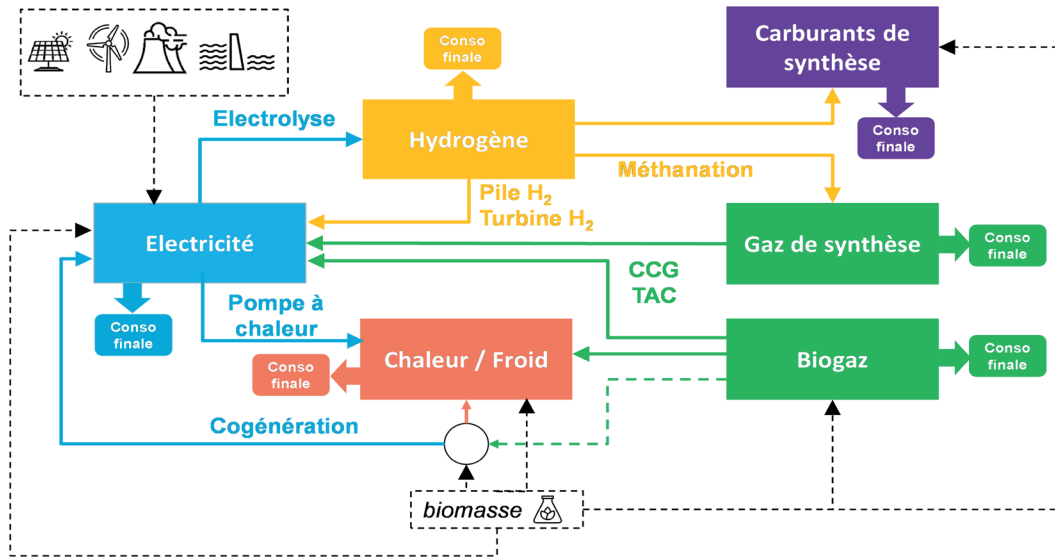


Figure 8. Principales interactions entre système électrique et autres vecteurs énergétiques

de groupes de production pilotables pourrait contribuer aux leviers d'équilibrage, en alternative ou en complément aux autres leviers. Son utilisation pourrait être directe, via des turbines à hydrogène par exemple, ou après transformation en méthane de synthèse, via des groupes de production classique à gaz. L'une ou l'autre solution dépendent de perspectives encore incertaines sur les technologies, les infrastructures de réseau et de stockage de l'hydrogène, l'existence de sources de carbone pour la fabrication de gaz de synthèse... La pertinence économique dépend par ailleurs des alternatives envisageables à cet horizon comme — outre le nucléaire — le biogaz, la biomasse ou les productions fossiles avec captage de carbone, envisagées par certains pays européens. Enfin, comme on l'a mentionné, différentes sources d'approvisionnement en hydrogène bas carbone peuvent être envisagées, y compris des imports extraeuropéens.

C'est en examinant l'ensemble des enjeux associés à ces paramètres que les travaux du Bilan prévisionnel de RTE permettront d'analyser les perspectives de l'hydrogène dans l'équilibre du système, et les conditions éventuelles d'émergence d'un rôle pour le *power-to-gas-to-power*.

9. Conclusion

Ces analyses conduiront à préciser la place de l'hydrogène dans les scénarios de décarbonation du système énergétique, en vue d'atteindre l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. Elles permettront d'anticiper l'essor de la filière hydrogène et de ses interactions avec le système électrique, et d'apporter des orientations sur les usages et services ayant le plus de valeur, pour que l'hydrogène soit pleinement au rendez-vous de la transition énergétique.

RÉFÉRENCES

- [1] European Commission, "A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe", 8 juillet 2020. [En ligne].
- [2] German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, "The National Hydrogen Strategy", July 2020. [En ligne].
- [3] Republica Portuguesa, "Portugal National Hydrogen Strategy (EN-H2) : a new ally in the energy transition in Portugal", 08/2020. [En ligne].
- [4] Gobierno de España, "Hoja de ruta del hidrogeno : una apuesta por el hidrogeno renovable", Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 10/2020. [En ligne].

- [5] Government of the Netherlands, “Government Strategy on Hydrogen”, 03/2020. [En ligne].
- [6] Ministère de la Transition écologique et solidaire, Ministère de l'Économie et des Finances, «Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France», 09/2020. [En ligne].
- [7] RTE, «La transition vers un hydrogène bas carbone : atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2035», RTE, Paris, 2020.
- [8] RTE, «Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique», RTE, Paris, 2019.
- [9] RTE - ADEME, «Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035?», RTE - ADEME, Paris, 2020.
- [10] Ministère de la Transition écologique et solidaire, «Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique», juin 2018. [En ligne].
- [11] GRTgaz - GRDF - Teréga - Storengy - Elengy - Géométhane - Régaz - RGDS, «Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel», Paris, 2019.
- [12] RTE, «Schéma décennal de développement du réseau», RTE, Paris, 2019.
- [13] Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga, “European Hydrogen Backbone - How a dedicated hydrogen infrastructure can be created?”, Guidehouse, Utrecht, 2020.
- [14] «Antares simulator», [En ligne]. Available: <https://antares-simulator.org/>.
- [15] Thomas Heggarty, David Game, Thibault Prévost, Jean-Yves Bourmaud, Yannick Jacquemart, «Le stockage : un levier de flexibilité parmi d'autres», *La Revue de l'Énergie*, n° 640, pp. 29-45, septembre-octobre 2018.
- [16] RTE and IEA, “Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050”, January 2021. [En ligne].