



La transition vers un hydrogène bas carbone

Atouts et enjeux pour le système
électrique à l'horizon 2030-2035

JANVIER 2020

PRINCIPAUX RÉSULTATS

La transition vers un hydrogène bas carbone

Atouts et enjeux pour le système
électrique à l'horizon 2030-2035

JANVIER 2020

PRINCIPAUX RÉSULTATS

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

L'hydrogène bas-carbone : un atout pour la transition énergétique

Le développement de l'hydrogène bas carbone est une brique importante pour la transition énergétique.

À moyen terme, il offre une solution pour réduire les émissions du secteur industriel en remplaçant un hydrogène aujourd'hui produit à base d'énergies fossiles, comme le prévoit la loi et le décline la programmation pluriannuelle de l'énergie. Il crée également des opportunités pour réduire les émissions dans le secteur des transports (mobilité lourde, en remplacement du pétrole) ou les réseaux gaziers.

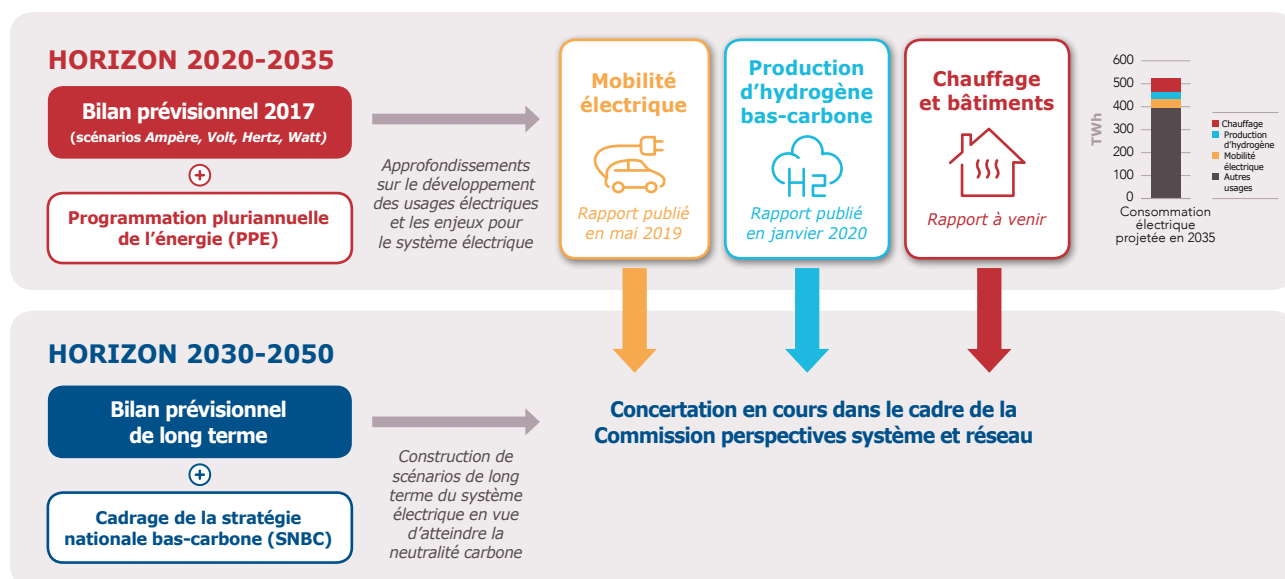
À long terme, développer la production et le stockage d'hydrogène bas-carbone peut offrir une solution complémentaire de flexibilité au système électrique, tout particulièrement intéressante dans la perspective de scénarios avec une part importante d'énergies renouvelables.

Dans tous les cas de figure, la première étape consiste à développer en France, au cours des

dix prochaines années, la production d'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 (à 93 %), via l'électrolyse de l'eau.

Les modalités de cette transition nécessitent d'être précisées. Le développement massif de l'électrolyse reposera sur la croissance de la production d'électricité décarbonée programmée par la 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 doit répondre le rapport de RTE.



Celui-ci vise à répondre, via l'examen d'un grand nombre de variables, aux questions adressées par une large variété de parties prenantes durant la concertation (capacité à accueillir de nouveaux usages de l'électricité, effets sur les émissions, conséquences économiques).

Il s'inscrit à ce titre, dans le cadre du programme de travail engagé en 2018 et décliné au cours des deux dernières années sur les nouveaux usages de l'électricité : mobilité électrique (synthèse des principaux résultats publiée en mai 2019), production d'hydrogène par électrolyse (objet du présent document) et le chauffage

dans le secteur du bâtiment (en collaboration avec l'ADEME).

Il participe également de la mise en œuvre du plan de déploiement de l'hydrogène publié par le gouvernement en juin 2018, en répondant à la demande du ministre de l'énergie sur les services que peuvent rendre les électrolyseurs au système électrique.

Enfin, il contribue à alimenter les travaux et la concertation en cours sur la construction des prochains scénarios de long terme du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050, et notamment les scénarios «100% renouvelables».

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 et un facteur de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Pour autant, ces raisons sont bien distinctes sur le plan théorique, et doivent être distinguées dans l'analyse :

- D'une part, il s'agit de décarboner des usages existants, par exemple pour les usages actuels de l'hydrogène dans l'industrie mais potentiellement aussi pour la mobilité lourde (de manière complémentaire aux solutions entièrement électriques) ou, à moyen terme, pour alimenter le réseau de gaz existant en substitution du gaz fossile (dans une certaine limite).
- D'autre part, l'hydrogène pourrait contribuer, dans certaines conditions à l'équilibre du système électrique en apportant une solution de stockage et déstockage (principe du *power-to-gas-to-power*).

À l'horizon 2030-2035, l'enjeu du développement de l'hydrogène bas carbone participe bien d'une démarche de décarbonation et relève ainsi du premier motif. À ces échéances, l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage n'est 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.

À plus long terme (horizon 2050) en revanche, les scénarios reposant exclusivement ou très majoritairement sur les énergies renouvelables devront nécessairement s'appuyer sur du 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 (entre 25% et 35% selon les technologies actuelles).

1

Décarboner des usages gaz (hydrogène, méthane...) ou mobilité



Pour répondre aux objectifs nationaux et internationaux de décarbonation

→ **Opportunités sur la période 2020-2035**

2

Contribuer à l'équilibre du système électrique en apportant une solution de stockage/déstockage



Stockage saisonnier via la boucle *power-to-gas-to-power*

→ **Intérêt possible à long terme**

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 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. Une autre (environ 40%) 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 industriel à l'horizon 2030.

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.

Le remplacement du vaporeformage par l'électrolyse tel que prévu par les orientations des pouvoirs publics conduit à une réduction des émissions en France qui s'élève à environ 6 millions de tonnes de CO₂ par an à l'horizon 2035, soit un peu plus d'1% des émissions nationales.

À terme, le potentiel de développement de l'hydrogène pourrait aller bien au-delà de ces références. Un certain nombre d'études identifient par exemple un potentiel d'utilisation de l'hydrogène pour d'autres usages, comme la sidérurgie, ce qui ouvrirait des perspectives de développement importantes.

L'hydrogène peut également être utilisé comme vecteur en substitution aux carburants pétroliers (pour la mobilité lourde) ou au gaz fossile (via l'injection directe dans le réseau gaz ou en remplacement du gaz utilisé dans certains procédés industriels). Si ces pistes se concrétisent, le potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre augmentera d'autant.

Le système électrique projeté par la PPE est en mesure d'accueillir le développement de l'électrolyse sans difficulté particulière

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.

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 un 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 projeté par 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.

Les électrolyseurs devraient être « techniquement aptes » à fournir des services de flexibilité au système électrique, mais la valeur associée reste de second ordre dans l'économie de l'hydrogène à moyen terme

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.

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 montrent que la valeur associée à la résolution des congestions reste faible par rapport à d'autres solutions (développement de réseau, écrêttements 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'électrolyseur 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.

Le rapport de RTE permet de tester différents modes de production d'hydrogène bas-carbone, dont les caractéristiques techniques et l'économie différent 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 opératoires, volontairement très marqués, sont explorés dans l'étude :

- 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 ;
- 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.

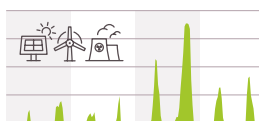
À titre d'exemple, l'étude montre que même à horizon 2030-2035, les périodes d'excédents de production d'électricité décarbonée, caractérisées par des prix de l'électricité faibles voire nuls,

seraient très inégalement réparties dans l'année et susceptibles d'être très fortement variables. Un modèle où l'hydrogène bas-carbone serait produit uniquement durant ces périodes conduirait à une production d'hydrogène irrégulière, ce qui soulève des enjeux importants pour l'organisation de l'aval de la chaîne (intégration industrielle et/ou nécessité de développer des capacités de stockage d'hydrogène dédiées pour assurer une continuité dans la fourniture d'hydrogène).

Ces situations-type 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). Pour obtenir des effets d'échelle et atteindre les objectifs énergétiques de la France, des facteurs de charge significatifs semblent néanmoins nécessaires pour au moins une partie des installations d'électrolyse (entre 3000 et 6000 heures par an).

1

En période de marginalité renouvelable ou nucléaire



Fonctionnement lors des périodes de prix faibles

2

En base, hors situations de tension



Fonctionnement tout l'année sauf en cas de prix élevés

3

Couplage avec de l'autoproduction (par exemple photovoltaïque)



Fonctionnement sur site de production

Les gains sur les émissions 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, les réductions des émissions du vaporeformage sont réelles (réduction des émissions de près de 6 millions de tonnes de CO₂ par an en France), 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 ;

- ▶ 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.

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).

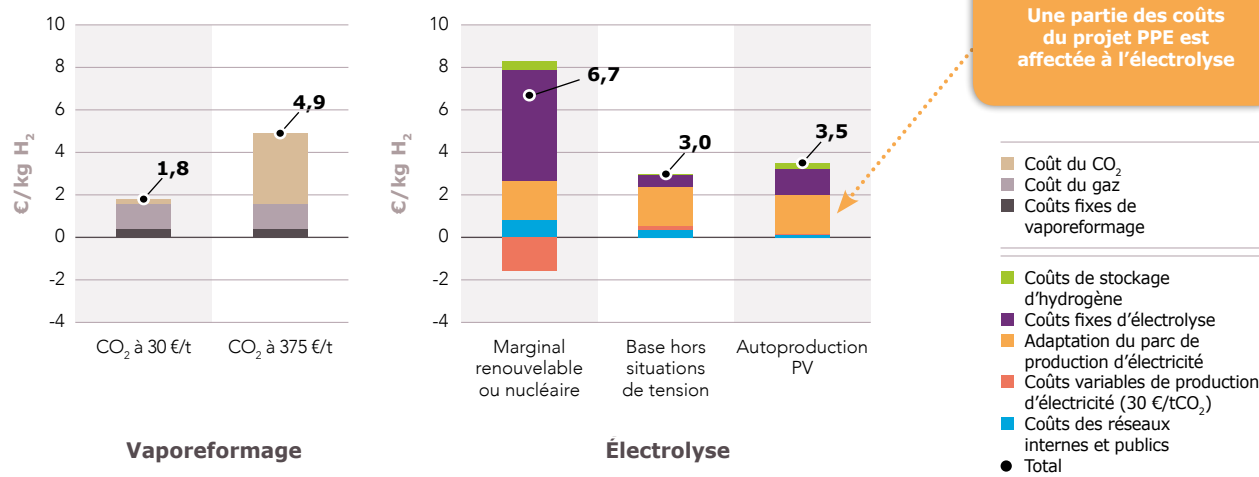
Pour la collectivité, la production d'hydrogène bas-carbone se justifie – sous l'angle économique – dans la plupart des cas étudiés en intégrant une forte valeur du carbone

En raisonnant du point de vue de la collectivité, la comparaison du coût complet de l'électrolyse avec celui du vaporeformage est fortement dépendante de la valorisation de l'externalité CO₂.

Pour une hypothèse de valorisation faible du CO₂ (30 €/t), le coût complet de l'électrolyse apparaît très largement supérieur à celui du vaporeformage. 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) – l'électrolyse apparaît généralement moins coûteuse. Ceci montre qu'il est pertinent, du point de vue socio-économique, de substituer l'électrolyse au vaporeformage dans les quinze prochaines années.

Comparaison des coûts collectifs du vaporeformage et de l'électrolyse



Pour les acteurs, l'intérêt économique dépend 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.

À cadre réglementaire et tarifaire inchangé, le prix de l'hydrogène décarboné produit par électrolyse apparaît, dans les trois modes, supérieur à celui du vaporeformage, 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 situations 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 nécessaires pour pallier la variabilité du fonctionnement des électrolyseurs.
- 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 pénaliser la production d'hydrogène bas carbone par électrolyse.

- Pour le mode n°3 enfin (couplage avec de l'auto-production), le déterminant principal du modèle économique porte sur le coût complet des installations de production renouvelable qui sont couplées aux électrolyseurs.

À long terme, une place de l'hydrogène comme vecteur et solution de stockage qui variera selon les choix publics sur le mix électrique en France

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. Ces travaux ont été lancés début 2019 sous l'égide de la Commission perspectives système et réseau et font actuellement l'objet d'une vaste concertation articulée autour de différents groupes de travail thématiques. Ils se poursuivront tout au long de l'année 2020, et comprendront notamment une contribution spécifique sur les scénarios 100% renouvelables dans le cadre d'une coopération avec l'Agence internationale de l'énergie.

Les priorités identifiées actuellement en concertation portent sur l'étude du développement d'un grand nombre d'usages possibles pour l'hydrogène, tels que différents modes de verdissement du gaz (injection directe dans le réseau gaz, transformation en méthane de synthèse), différents usages industriels (sidérurgie en particulier), les solutions de stockage saisonnier, ou encore le positionnement de ces analyses par rapport aux scénarios d'imports de gaz vert.

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.

SOMMAIRE

14

1. L'état des lieux initial :

des politiques publiques qui érigent en priorité la décarbonation de l'hydrogène utilisé dans l'industrie à horizon 2030

18

2. L'enjeu de l'étude approfondie :

une compréhension fine des modes de production de l'hydrogène bas-carbone en France

26

3. Des scénarios différenciés

pour rendre compte des différentes modalités de production de l'hydrogène par électrolyse

36

4. Analyse technique :

un système électrique en mesure d'accueillir le développement de la production d'hydrogène par électrolyse

46

5. Analyse environnementale :

une réduction significative des émissions de CO₂ de l'industrie avec le développement de l'électrolyse

50

6. Analyse économique vue de la collectivité :

des coûts de transition vers l'électrolyse élevés mais qui se justifient pour la réduction des émissions de CO₂

58

7. Analyse économique vue des acteurs :

la compétitivité de l'hydrogène bas carbone dépend des modes de soutien public et de tarification de l'énergie

1. L'ÉTAT DES LIEUX INITIAL : DES POLITIQUES PUBLIQUES QUI ÉRIGENT EN PRIORITÉ LA DÉCARBONATION DE L'HYDROGÈNE UTILISÉ DANS L'INDUSTRIE À HORIZON 2030

1.1 L'hydrogène est déjà présent dans le paysage industriel français aujourd'hui

Dans le débat sur la transition énergétique, l'hydrogène est parfois présenté comme une révolution pour le transport et la production d'énergie, comme le furent par exemple l'électricité ou le gaz naturel à une autre époque. L'hydrogène est en effet susceptible de remplacer à terme les carburants pétroliers utilisés dans les transports (pour les trains, bateaux, voitures, poids lourds...) ou encore de se substituer au gaz naturel brûlé dans les chaudières ou les centrales électriques, sans émettre de gaz à effet de serre.

Pour autant, l'hydrogène n'est pas uniquement un sujet prospectif et est déjà présent dans le paysage industriel : la demande mondiale d'hydrogène

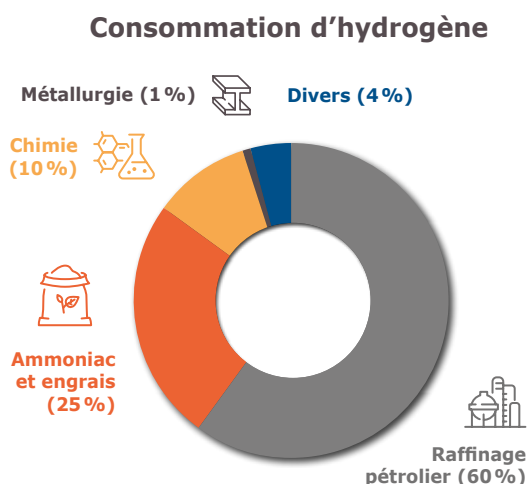
atteint aujourd'hui environ 110 millions de tonnes par an (70 millions de tonnes d'hydrogène pur et 40 millions de tonnes en mélange avec d'autres gaz, en partie comme un sous-produit), dont près d'un million pour la France.

Les applications actuelles de l'hydrogène sont quasi-exclusivement industrielles : il est utilisé pour le raffinage de produits pétroliers ; il est nécessaire, combiné à l'azote, pour la production d'ammoniac utilisé en particulier pour la fabrication d'engrais ; en chimie, il intervient en particulier dans la fabrication du méthanol ; il est également utilisé en métallurgie, en verrerie...

Les usages de l'hydrogène (H_2) en tant que combustible énergétique restent pour l'instant anecdotiques (sous forme liquide, c'est le carburant utilisé pour la propulsion des lanceurs de navettes spatiales et de satellites) mais certains voient dans le développement des véhicules à pile à combustible une option crédible pour réduire les émissions du secteur des transports. Pour l'instant, seuls quelques véhicules à hydrogène circulent en France.

Néanmoins, l'hydrogène utilisé aujourd'hui est une solution carbonée. Si son utilisation n'émet pas en tant que telle de gaz à effet de serre, sa production actuelle repose essentiellement sur la transformation d'hydrocarbures (gaz, charbon, pétrole) et est donc émettrice de CO_2 . **En France, la production d'hydrogène conduit ainsi à l'émission d'environ 10 Mt CO_2 /an, soit environ 2 à 3 % des émissions nationales.**

Figure 1. Consommation d'hydrogène en France aujourd'hui



1.2 Le premier enjeu consiste à décarboner la production de cet hydrogène pour ses applications industrielles

L'hydrogène, comme intrant industriel (pour le raffinage ou la production d'engrais notamment), est un produit difficilement substituable : pour ces usages, l'enjeu consiste donc à décarboner sa production.

Une partie de la production d'hydrogène est néanmoins fatale, et inhérente à certains procédés industriels : électrolyse de la saumure pour la production de chlore, oxydation des coupes pétrolières dans le cadre du raffinage, gazéification du charbon, ces deux derniers procédés étant émetteurs de CO₂ contrairement à l'électrolyse de la saumure. Il est difficile de remplacer ces modes de production.

Au-delà de cette «production fatale» d'hydrogène fossile à la marge de certains procédés industriels, une partie significative de la production d'hydrogène est aujourd'hui assurée par des unités dédiées de vaporeformage du méthane. Ce procédé représente environ 40 % de la production

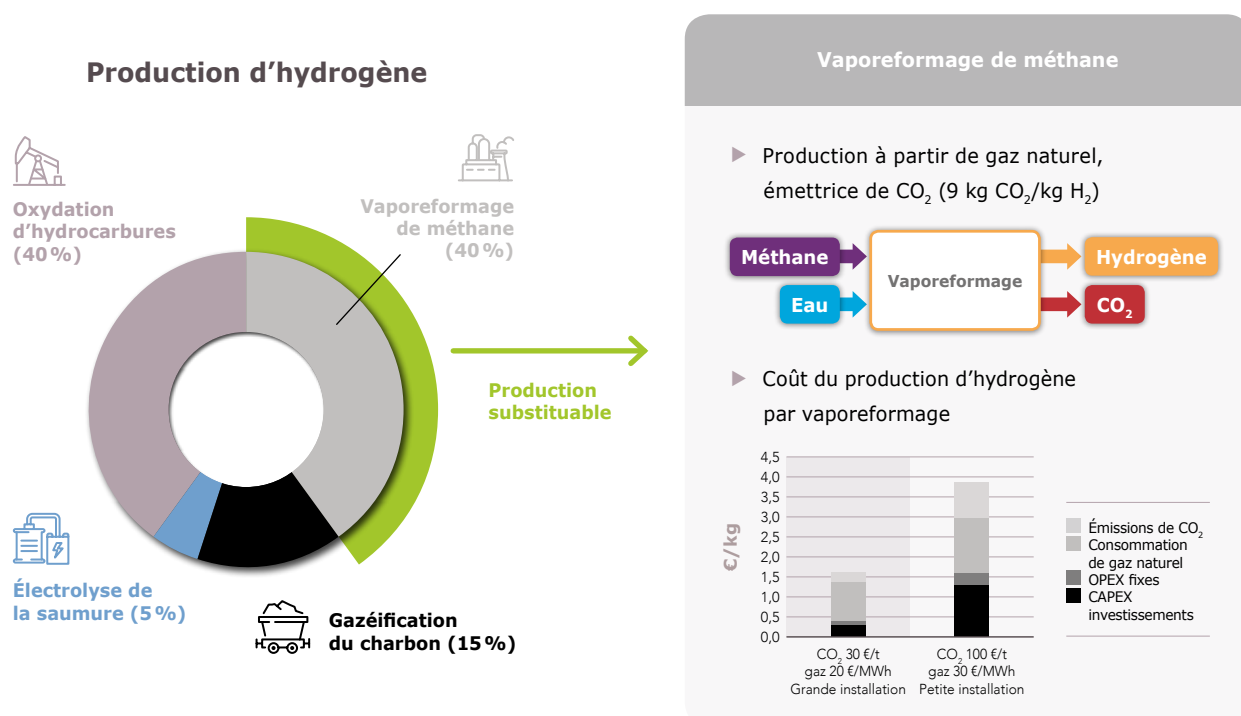
française d'hydrogène et conduit à des émissions de l'ordre de 4 MtCO₂/an.

Ainsi, la transition vers des modes de production bas-carbone constitue une option crédible pour réduire les émissions de CO₂ du secteur industriel.

En France, **les orientations publiques définies dans la loi énergie-climat et dans les projets de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et de stratégie nationale bas-carbone (SNBC) donnent une priorité claire à la décarbonation de l'hydrogène utilisé aujourd'hui dans l'industrie.** Les objectifs récemment inscrits dans la loi énergie-climat illustrent cette priorité : ils consistent en l'atteinte d'un taux d'hydrogène bas-carbone de 10 % à horizon 2023, et compris entre 20 et 40 % à horizon 2030.

Ces ambitions pourraient constituer un premier socle permettant de préparer la filière pour d'autres usages de l'hydrogène à terme.

Figure 2. Émissions et coût de production d'hydrogène à partir du vaporeformage du méthane



1.3 Au-delà, il existe des perspectives de développement de nouveaux usages de l'hydrogène, qui se traduisent dans différents scénarios européens ou régionaux

Au-delà de son utilisation comme intrant dans des procédés industriels, l'hydrogène peut être utilisé comme un vecteur énergétique, en remplaçant par exemple le gaz, le pétrole ou l'électricité.

Il est notamment envisagé pour des usages directs :

- la mobilité, en particulier la mobilité lourde se prêtant plus difficilement à l'électrification que les véhicules légers : transport routier et maritime, éventuellement transport ferroviaire sur les lignes pour lesquelles l'électrification présente des difficultés techniques ou ne serait pas rentable...
- des usages dans l'industrie, notamment dans le secteur de la sidérurgie pour la réduction du minerai de fer, ou dans les cimenteries ;
- des usages thermiques dans l'industrie ou le bâtiment, en brûlant l'hydrogène ou en l'utilisant dans des piles à combustible en cogénération électricité/chaaleur.

À condition qu'il soit produit par des sources décarbonées, il peut également être utilisé pour réduire les émissions du système gazier, aujourd'hui responsable d'environ 100 MtCO₂/an en France (contre environ 20 MtCO₂/an pour le secteur électrique). Trois modes sont actuellement envisagés à cet effet :

- le mélange d'une portion d'hydrogène au méthane dans les réseaux de gaz naturel, dans des proportions faibles (de 6 % à 20 % en volume, soit 2 à 7 % en énergie selon les éléments récemment rendus publics par les gestionnaires de réseau de gaz)¹ ;
- la transformation en *méthane de synthèse* à l'issue d'un processus de méthanation nécessitant l'ajout

de CO₂ : ce méthane de synthèse présente alors les mêmes caractéristiques que le gaz naturel et peut être injecté sans limitation dans les réseaux publics de transport et de distribution de gaz ;

- la conversion du réseau ou de portions de réseau à l'hydrogène pur et l'adaptation des équipements finaux (chaudières...).

L'ampleur du développement de ces nouveaux usages est très incertaine. Celui-ci dépend de plusieurs facteurs, de nature technique (gains en performance de certaines technologies comme la pile à combustible en particulier pour la mobilité, ou la méthanation et le captage de CO₂ pour la fabrication de méthane de synthèse) ou économique (prix de l'hydrogène bas-carbone par rapport à l'hydrogène produit à base de solutions fossiles et présence économique entre les différentes méthodes de réduction des émissions).

En conséquence, il n'existe pas de consensus sur la place à long terme de l'hydrogène bas carbone, dans les scénarios de décarbonation massive. Au-delà du socle que constitue la demande prévisionnelle d'hydrogène pour des usages industriels, les perspectives peuvent varier dans des proportions considérables : certains scénarios prévoient une utilisation limitée de l'hydrogène comme vecteur énergétique, tandis que d'autres reposent largement sur le développement de l'hydrogène dans le domaine de l'énergie (verdissement du gaz...) et des transports (mobilité lourde). Certains acteurs de la filière projettent ainsi un développement à grande échelle en France avec une multiplication par deux de la demande d'hydrogène d'ici 2030 et par cinq à l'horizon 2050.

1. Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel – GRT Gaz et al. 2019

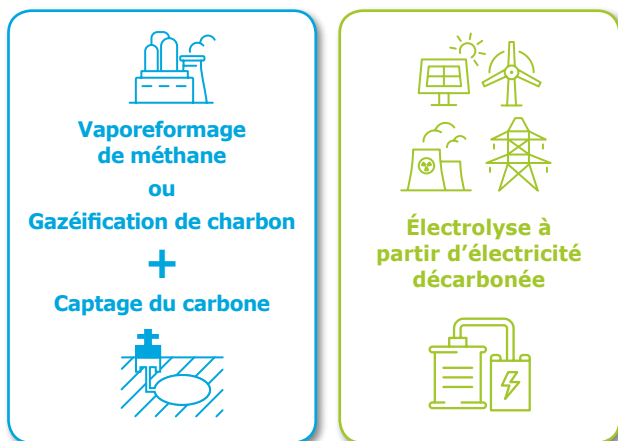
1.4 Parmi les différentes technologies envisageables pour une production bas carbone de l'hydrogène, l'électrolyse de l'eau apparaît comme la technologie privilégiée en France

Pour que l'utilisation de l'hydrogène constitue une solution performante en matière de lutte contre le réchauffement climatique, l'hydrogène utilisé en France doit être produit en émettant le moins de gaz à effet de serre possible.

Plusieurs technologies sont ainsi envisagées pour produire de l'hydrogène bas-carbone. Deux d'entre elles atteignent un niveau de maturité permettant d'envisager un développement industriel :

- le vaporeformage de méthane ou la gazéification du charbon associé à un système de captage et stockage du CO₂ émis ;
- l'électrolyse de l'eau à partir de sources décarbonées d'électricité.

Figure 3. Technologies envisageables pour une production à grande échelle d'hydrogène bas carbone



D'autres solutions sont parfois évoquées comme le vaporeformage de biogaz ou la gazéification de biomasse. Pourtant, si l'hydrogène produit par ces procédés est bien neutre en carbone, un certain nombre de scénarios – et notamment la SNBC – privilégient d'autres priorités d'utilisation du biogaz et de la biomasse compte tenu de leurs gisements limités. Ceci devrait conduire, selon la logique de la stratégie nationale bas-carbone (SNBC) à privilégier pour eux un usage thermique permettant un meilleur rendement énergétique.

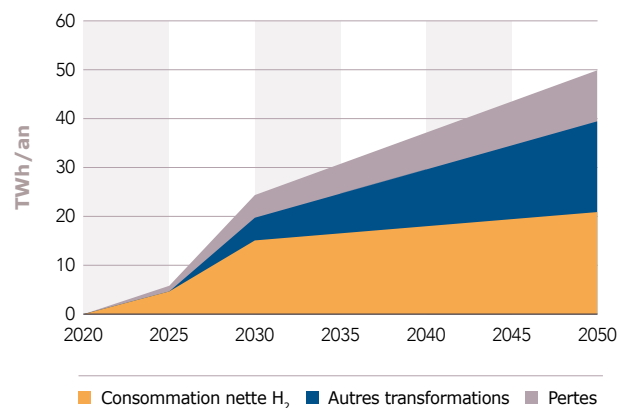
La SNBC, dans sa version projet, implique par ailleurs un recours limité aux solutions de captage et de stockage du CO₂. Elle indique en effet que « *le recours aux technologies de capture et de stockage de carbone se veut prudent et raisonnable par rapport à d'autres scénarios. [...] Par exemple, elles ne sont pas utilisées pour capter et stocker des émissions issues de la combustion d'énergies fossiles.* »

Dans ce contexte, c'est bien l'électrolyse de l'eau qui est supposée constituer la principale voie de développement de l'hydrogène bas-carbone en France.

Cette technologie nécessite des volumes importants d'électricité. Ainsi, le suivi des trajectoires de la SNBC – qui se situe, comme expliqué ci-dessus, en deçà des projections de certains acteurs – conduit déjà à une consommation supplémentaire d'électricité de près de 30 TWh à l'horizon 2035 (pour une production d'hydrogène annuelle d'environ 630 000 tonnes), et jusqu'à 50 TWh de consommation électrique à l'horizon 2050.

Ces perspectives invitent donc à étudier un environnement de développement à grande échelle de solutions d'électrolyse dans le système électrique. Ceci est l'objet du présent rapport.

Figure 4. Perspectives de consommation d'électricité pour la production d'hydrogène (Source : DGEC, Synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l'énergie et le climat)



2. L'ENJEU DE L'ÉTUDE APPROFONDIE : UNE COMPRÉHENSION FINE DES MODES DE PRODUCTION DE L'HYDROGÈNE BAS-CARBONE EN FRANCE

2.1 Deux motifs distincts sont mobilisés pour justifier le développement d'une filière d'hydrogène bas-carbone

Dans les différentes études sur l'évolution du mix énergétique à long terme, l'hydrogène est tantôt présenté comme un moyen de stockage nécessaire pour accompagner le développement de l'éolien ou du solaire, tantôt comme un moyen de réduire les émissions de certains secteurs à moindres coûts, et parfois les deux à la fois.

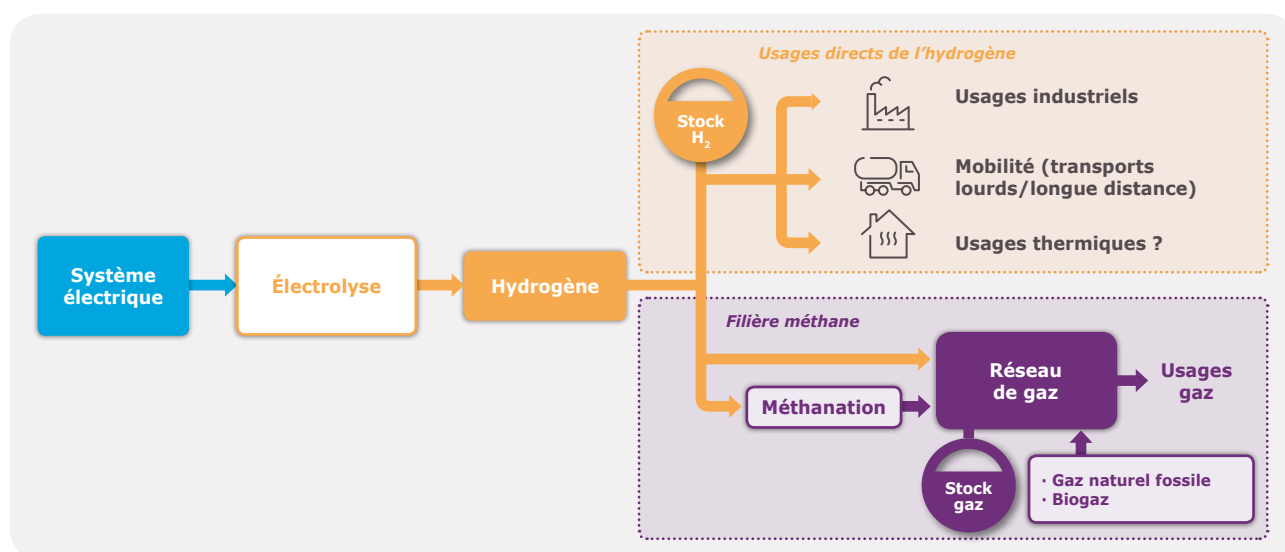
Pour autant, il importe de bien distinguer, sur le plan méthodologique, les deux raisons distinctes qui sont avancées pour soutenir le développement d'une filière de l'hydrogène bas carbone. Selon les horizons temporels considérés, les enjeux ne sont en effet pas les mêmes et ne plaident pas forcément pour le même type de solutions.

► Un premier enjeu : produire un hydrogène bas-carbone pour remplacer des énergies fossiles

Le premier motif consiste bien à *décarboner des usages existants*. Cet objectif concerne les usages actuels de l'hydrogène dans l'industrie – pour lesquels l'hydrogène est peu substituable – mais également le secteur des transports (mobilité lourde) ou des usages énergétiques (alimenter le réseau de gaz existant en substitution du gaz fossile).

Sur un horizon de 10-15 ans, la constitution d'une filière d'hydrogène bas-carbone visée par les politiques publiques (PPE ou plan hydrogène) relève, au premier chef, de ce motif.

Le rapport de RTE est donc concentré sur cet enjeu, qui est le principal à l'horizon 2035.



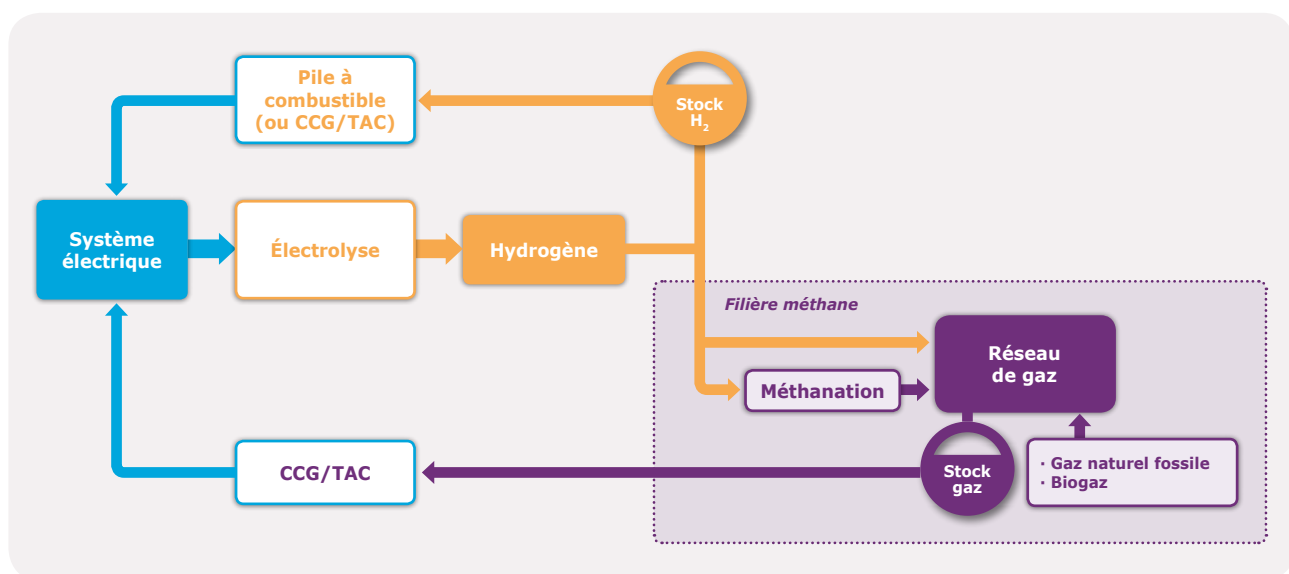
Horizon pour un développement à l'échelle : 2030-2035

► **Un second enjeu : 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*) 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).

Cette solution est néanmoins caractérisée par un rendement énergétique faible (entre 25 % et 35 % selon les technologies actuelles).

Son étude revêt un fort intérêt à long terme, en particulier pour le stockage saisonnier dans des mix électriques comprenant une part importante d'énergies renouvelables variables. En revanche, ni la maturité technique et économique de cette solution, ni les caractéristiques du mix électrique à moyen terme, ne conduisent à en envisager le déploiement autrement que sous la forme de démonstrateurs au cours des dix prochaines années en France métropolitaine.



Horizon pour un développement à l'échelle : 2040-2050, selon les scénarios

2.2 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

Les analyses du Bilan prévisionnel 2017 sur les scénarios comme *Ampère*, *Volt* ou celui projeté par la PPE 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 cependant 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'écêtement éventuel de production renouvelable,
- ▶ dans les pays voisins, par les groupes de production pilotables accessibles via les interconnexions selon la logique du marché intérieur de l'énergie.

En conséquence, dans les quinze prochaines années, malgré l'augmentation des besoins de flexibilité, le système électrique en France peut techniquement fonctionner sans nouvelles solutions de modulation de consommation ou de stockage d'hydrogène, dans le respect des normes actuelles en matière de sécurité d'approvisionnement (critère réglementaire dit « des trois heures »).

Sans être nécessaire, l'électrolyse peut cependant augmenter les leviers disponibles, et se substituer partiellement à certains d'entre eux. En particulier, la flexibilité des électrolyseurs leur permet de consommer pendant les périodes creuses du système électrique et d'éviter ainsi l'écêtement de production éolienne et photovoltaïque et la modulation de la production nucléaire.

S'agissant plus particulièrement des besoins de flexibilité annuelle, les analyses menées par RTE sur les scénarios du Bilan prévisionnel et de la PPE (présentées dans l'encadré ci-contre) ne montrent pas de nécessité technique de développer, d'ici 2035, des solutions de stockage saisonnier pour intégrer les volumes d'énergies renouvelables prévus par les orientations publiques.

Sur le plan économique, selon les hypothèses et projections connues à date, le stockage d'hydrogène produit à partir d'électricité décarbonée et visant à être restitué au système électrique ne semble pas non plus trouver d'espace à l'horizon 2035 en France métropolitaine. Le coût de production de l'hydrogène décarboné par électrolyse à cet horizon est à minima de l'ordre de 3 €/kg (voir section 6). En tenant compte du rendement des moyens permettant de restituer cette énergie au système électrique (de l'ordre de 40 à 50 %), le coût variable de production d'électricité à partir de l'hydrogène stocké ressort à environ 250 €/MWh. Finalement, pour que ce moyen apparaisse compétitif par rapport à une centrale à gaz fossile, il faudrait que le coût implicite du CO₂ émis soit de 400 €/t, soit un niveau supérieur à la valeur tutélaire du carbone projetée jusqu'à 2035.

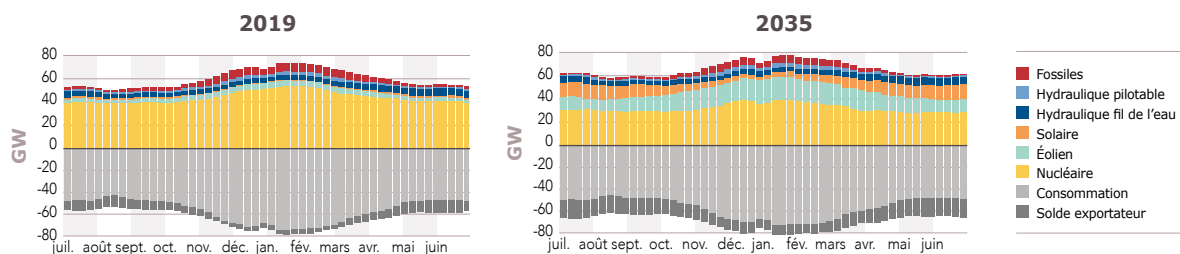
L'intérêt économique d'une telle solution de stockage peut en revanche s'avérer plus rapidement favorable dans d'autres systèmes, par exemple insulaires, bénéficiant d'une part de conditions plus favorables de production renouvelable, et pour lesquels la production de pointe est assurée actuellement par de petits groupes diesel au coût très élevé.

La modulation saisonnière en 2019 et 2035

La flexibilité annuelle consiste à s'adapter aux variations saisonnières de la consommation résiduelle, celle-ci correspondant à la consommation électrique diminuée des productions éoliennes, photovoltaïques et hydrauliques fatales. Les productions fossiles et l'hydraulique pilotable, en France ou accessibles via les interconnexions, participent également à répondre au besoin.

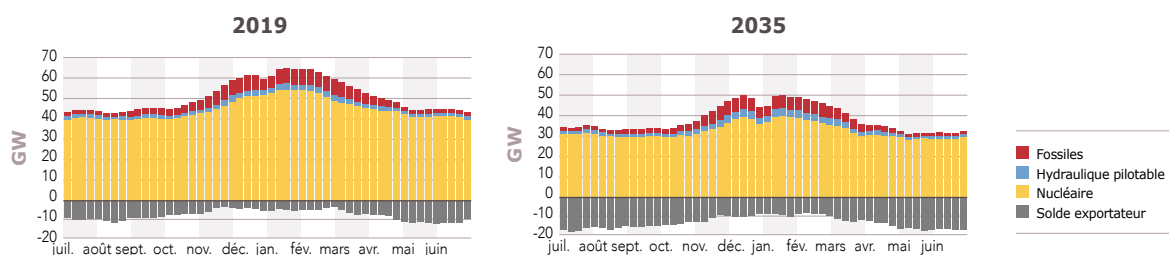
La Figure 5 représente, au pas hebdomadaire, l'empilement des moyens de production permettant de répondre à la demande pour le mix actuel et pour le mix projeté à 2035. Les courbes sont parfaitement symétriques : production (en positif) = consommation + solde exportateur (en négatif). Les saisonnalités des productions éolienne et photovoltaïque tendent à se compenser : plus de production éolienne en hiver et plus de production photovoltaïque en été. La consommation française reste saisonnalisée, avec une consommation hivernale plus importante.

Figure 5. Equilibre annuel offre (en haut) – demande (en bas) France, au pas hebdomadaire



La Figure 6 extrait de cet équilibre les seuls moyens pilotables, tant côté offre (nucléaire, hydraulique pilotable, production thermique fossile) que demande (solde exportateur d'électricité). Elle fait apparaître les saisonnalités compensant celles de la consommation et des productions non pilotables (éolien, photovoltaïque, hydraulique au fil de l'eau). Entre 2019 et 2035 dans ce scénario, les niveaux des productions nucléaires et thermiques fossiles baissent fortement et le solde exportateur augmente, mais leurs rôles dans la modulation saisonnière restent les mêmes : augmentation de la production nucléaire et thermique fossile et diminution du solde exportateur en hiver.

Figure 6. Restriction de la production et la consommation aux leviers pilotables en 2019 et en 2035



Ces illustrations montrent que, à l'horizon 2035 dans ce scénario, la modulation saisonnière requise par l'équilibre offre-demande en France peut se faire sans recours à des moyens de stockage saisonnier d'hydrogène ou de gaz de synthèse, compte-tenu des moyens de production pilotables disponibles en France ou accessibles via les interconnexions.

La production d'hydrogène par électrolyse, si elle était très saisonnalisée avec une production bien plus importante en été qu'en hiver, contribuerait à limiter les besoins de modulation saisonnière en compensant la saisonnalité liée aux autres usages de l'électricité. Selon l'utilisation de l'hydrogène produit, une telle saisonnalité pourrait cependant nécessiter des moyens de stockage significatifs (voir section 3).

2.3 À l'horizon 2040-2050, les perspectives de développement du stockage saisonnier à partir d'hydrogène (*power-to-gas-to-power*) dépendront des choix à venir sur le mix électrique

La modulation saisonnière de la production en France est aujourd'hui assurée par celle des groupes de production pilotables en France (nucléaire, fossile et dans une moindre mesure hydraulique) et dans les pays voisins via la modulation des échanges aux interconnexions, le système électrique fonctionnant selon une logique intégrée à l'échelle européenne. Les scénarios actuels conduisent à considérer que ceci devrait demeurer le cas en 2035, malgré la baisse anticipée des groupes de production pilotables en France et dans les pays voisins.

À plus long terme (horizon 2035-2050), les incertitudes sont plus importantes. Le besoin de solutions de stockage à grande échelle est alors grandement dépendant du scénario retenu pour les différents pays européens.

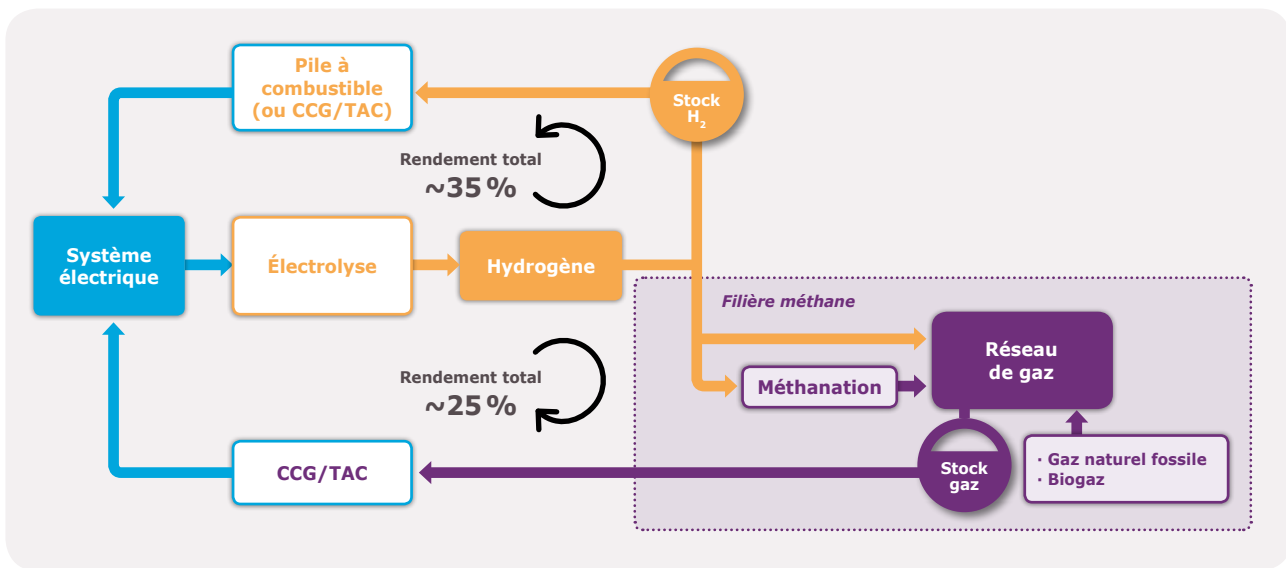
Sur le plan technique, la solution de stockage de l'électricité par *power-to-gas-to-power* est pénalisée par **le faible rendement énergétique (25 %) de la boucle de transformation de l'électricité en hydrogène puis éventuellement en méthane de synthèse pour être stocké, pour enfin être retransformé en électricité via une centrale de production au gaz. La « boucle » passant par la pile à combustible (ou une combustion directe de l'hydrogène dans des CCG ou des TAC si cette solution démontre sa faisabilité technologique) a un rendement à peine meilleur, d'environ 35%.**

Sur le plan économique, son intérêt de solution dépend ainsi grandement des alternatives possibles, et donc des choix publics à venir sur le mix électrique (notamment sur le nucléaire) :

- dans un scénario sans nucléaire et avec un recours restreint à la production d'électricité à partir de biogaz ou de biomasse compte-tenu de gisements limités, les premiers résultats de simulation montrent que le *power-to-gas-to-power* peut constituer une nécessité technique, faute d'alternative de production pilotable ;
- en revanche, si la contrainte de gisements limités de biogaz, biomasse et biocarburants est levée par la possibilité d'imports (y compris de gaz ou carburants de synthèse) depuis des pays extra-européens, si d'autres pays européens autorisent la poursuite de la production thermique en l'assortissant de solution de captage et stockage du carbone, ou si une partie du parc nucléaire est renouvelé, le *power-to-gas-to-power* devient une option économique parmi d'autres. Celle-ci soit s'arbitrer en intégrant le coût des combustibles verts importés ou encore le coût du renouvellement du parc nucléaire.

L'étude de la place du stockage saisonnier à partir d'hydrogène ou de méthane fait actuellement l'objet d'analyses dédiées dans le cadre du prochain Bilan prévisionnel long terme, qui porte sur l'échéance 2050. La concertation sur ces nouveaux scénarios a été engagée en 2019 et prévoit une analyse détaillée des interactions entre électricité et hydrogène dans des scénarios très contrastés sur les énergies renouvelables et le nucléaire notamment. L'origine et le cycle du carbone utilisé en méthanation seront également étudiés de façon détaillée.

Figure 7. Rendements de différentes technologies concernant la production ou transformation d'hydrogène



2.4 L'étude hydrogène porte sur les modalités techniques et économiques de déploiement de l'hydrogène décarboné dans le secteur électrique, selon la méthode éprouvée pour l'étude « mobilité électrique » de mai 2019

L'analyse restituée dans le présent rapport ne porte pas sur la cible pour le développement de l'hydrogène et de l'électrolyse à l'horizon 2030-2035. Celle-ci est en effet supposée déjà définie par la programmation énergie-climat de la France au travers de la loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat et des documents projets de la PPE et de la SNBC.

L'étude de RTE se concentre sur les modalités de fonctionnement de l'électrolyse et sur les enjeux pour le système électrique.

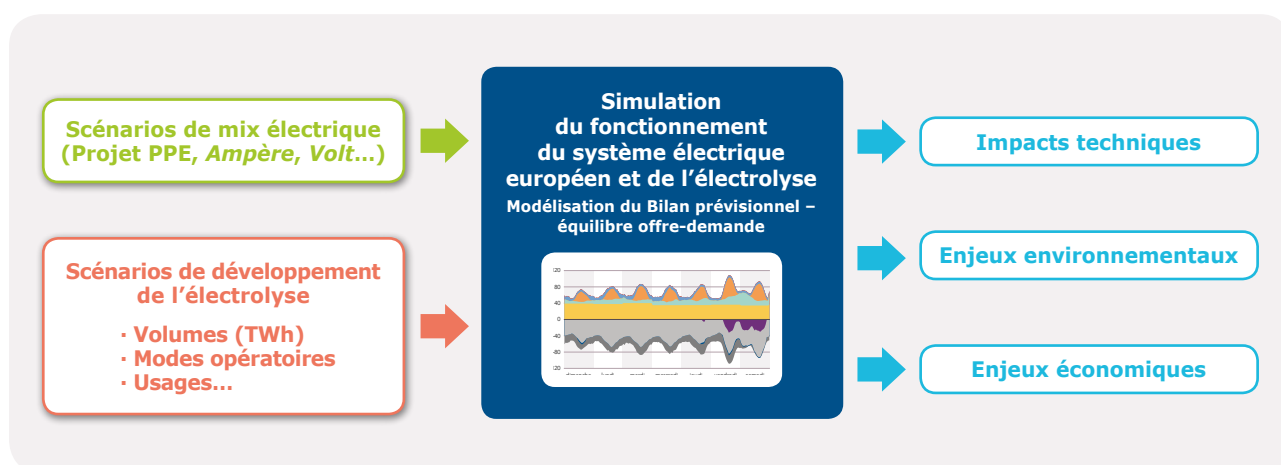
La méthode d'analyse se base sur les principes éprouvés dans le cadre de l'étude sur le développement de la mobilité électrique² publiée par RTE en mai 2019. Elle consiste à simuler le fonctionnement du système électrique européen (en considérant les possibilités d'échanges aux interconnexions), au pas horaire, pour un grand nombre

de chroniques d'aléas (consommation, production éolienne, solaire et hydraulique, disponibilité des centrales nucléaires et thermiques à flamme, etc.) et pour différents scénarios de développement et de modes opératoires de l'électrolyse.

Les hypothèses d'évolution du mix électrique utilisées pour l'analyse sont basées sur les ambitions indiquées dans le projet de PPE publié par le Gouvernement. Elles intègrent en particulier :

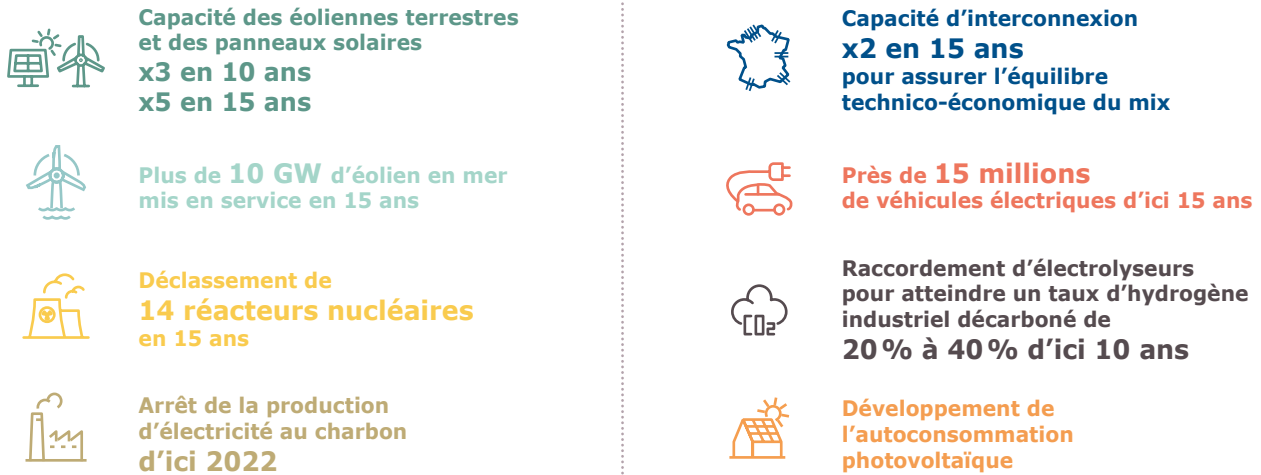
- une accélération du développement des énergies renouvelables (EnR) d'ici 2028 et supposée prolongée sur la période 2029-2035,
- la fermeture des centrales au charbon à moyen terme et l'absence de nouveaux projets de centrales thermiques à combustible fossile,
- un déclassement de quatorze réacteurs nucléaires d'ici 2035 (en comptant ceux de Fessenheim) selon la trajectoire indiquée par le Gouvernement,

Figure 8. Principes de la modélisation utilisée dans l'analyse



2. https://www.rte-france.com/sites/default/files/electromobilite_synthese_9.pdf

Figure 9. Objectifs publics en matière de transformation du mix énergétique, issus des projets de PPE et SNBC



- le développement de la mobilité électrique, à hauteur de plusieurs millions de véhicules,
- une consommation d'électricité finale globalement stable lors des prochaines années et un développement de la production d'hydrogène par électrolyse,
- un développement soutenu des interconnexions.

Les coûts et bilans carbone sont évalués à l'échelle du système complet (système électrique européen et industrie de l'hydrogène), indépendamment de qui porte les coûts et indépendamment des modèles d'affaires des différents acteurs.

3. DES SCÉNARIOS DIFFÉRENCIÉS

POUR RENDRE COMPTE DES DIFFÉRENTES MODALITÉS DE PRODUCTION DE L'HYDROGÈNE PAR ÉLECTROLYSE

3.1 Des modes de fonctionnement qui peuvent varier fortement en fonction du modèle d'affaires

Les trajectoires étudiées dans le rapport de RTE permettent d'atteindre une production de 630 000 tonnes d'hydrogène « bas carbone » par an en 2035, ce qui correspond aux objectifs des pouvoirs publics indiqués dans les documents de cadrage de la PPE et de la SNBC et représente environ 60% de la consommation actuelle d'hydrogène industriel en France.

Au-delà du volume d'électrolyse à développer dans les quinze prochaines années, l'étude montre que le mode de fonctionnement des électrolyseurs sera un paramètre déterminant pour l'analyse des enjeux pour le système électrique. Ainsi, pour atteindre un même objectif en matière de cible de production, des modes opératoires différents peuvent conduire à un dimensionnement d'ensemble, à des enjeux de stockage de l'hydrogène et à des impacts économiques et environnementaux très différents.

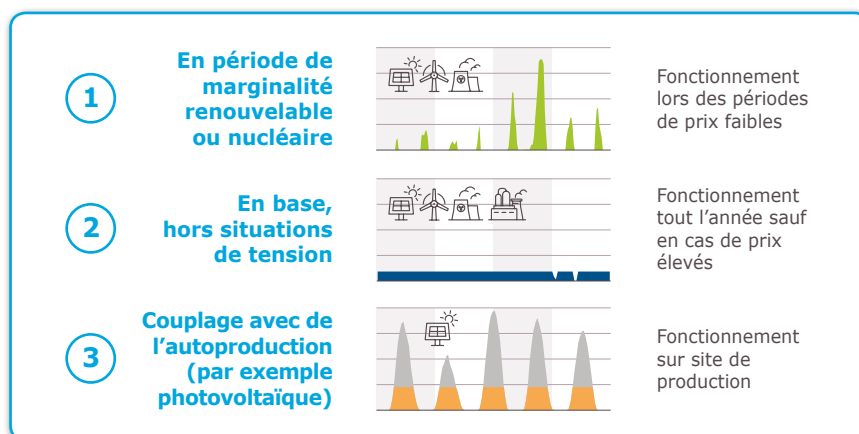
L'étude de RTE explore des scénarios de développement de l'électrolyse selon trois modes de

fonctionnement distincts, détaillés dans les pages suivantes :

- 1) Mode de fonctionnement n°1 : un approvisionnement sur le marché lors des périodes de **marginalité renouvelable ou nucléaire** ;
- 2) Mode de fonctionnement n°2 : un approvisionnement sur le marché en **base, hors situations de tension** ;
- 3) Mode de fonctionnement n°3 : un **couplage des électrolyseurs avec de la production renouvelable locale** (éolien et/ou solaire). Dans l'étude de RTE, ce mode est testé en prenant l'hypothèse d'autoproduction à partir d'installations photovoltaïques.

Ces trois modes constituent des exemples « encadrants ». Ils ne visent pas à prédire les modes de fonctionnement qui se développeront réellement mais à tester les impacts pour le système électrique de plusieurs scénarios extrêmes de développement de l'électrolyse.

Modes opératoires retenus dans les analyses



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 (voir partie 5) 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, des signaux économiques (taxes, subventions...) ou encore des enjeux de marketing (valorisation du caractère décarboné de l'hydrogène...).

Figure 10. Illustration des composantes de coûts fixes de l'électrolyseur et des coûts d'approvisionnement en électricité en fonction du facteur de charge (projections à horizon 2035)

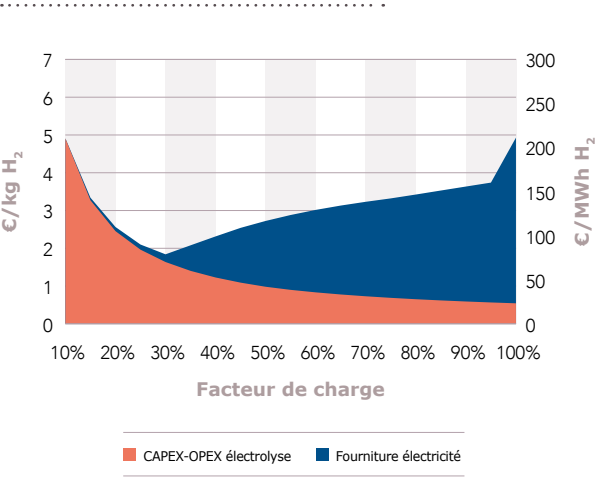


Figure 11. Illustration des cycles de stockage et déstockage d'hydrogène dans le mode opératoire n° 1

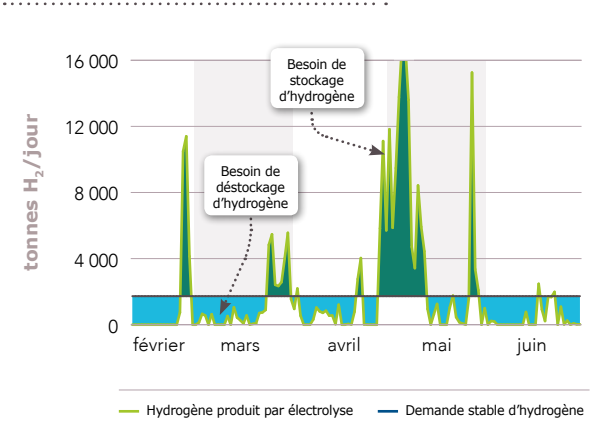
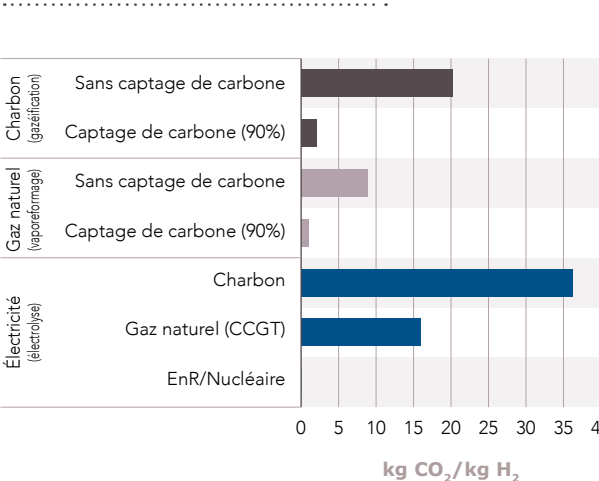


Figure 12. Facteur d'émission en phase d'exploitation pour la production d'hydrogène en fonction de la technologie utilisée (Source : AIE)



3.2 Trois modes de fonctionnement sont analysés en détail

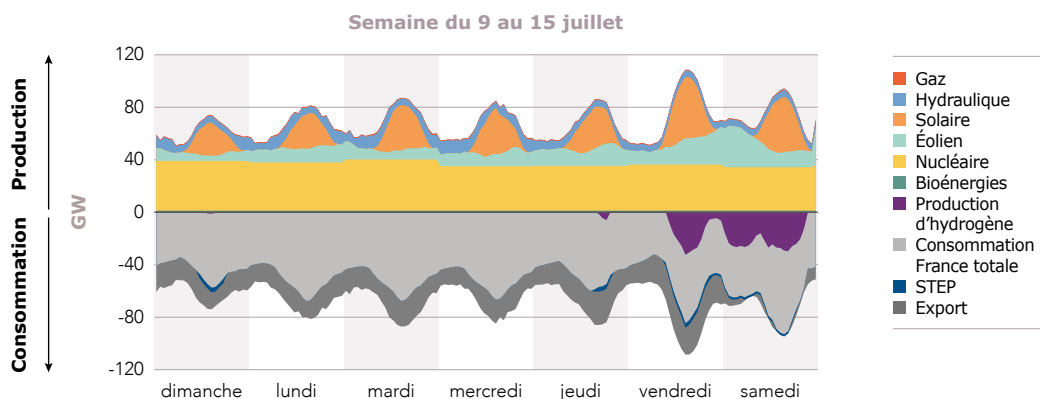
Mode de fonctionnement possible n° 1 : fonctionnement lors des périodes de marginalité renouvelable ou nucléaire



Principe

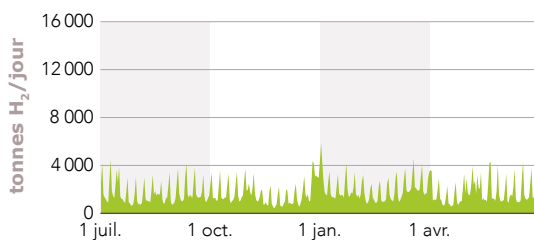
Fonctionnement de l'électrolyseur lors des périodes de marges de production renouvelable ou nucléaire, c'est-à-dire sur signaux de prix faibles. Le seul fonctionnement sur les marges de production renouvelable ne permet pas d'atteindre les objectifs de production d'hydrogène bas-carbone, les excédents renouvelables vus de France étant largement inférieurs aux 30 TWh requis à horizon 2030-2035.

Illustration du mode de fonctionnement sur une semaine-type d'été

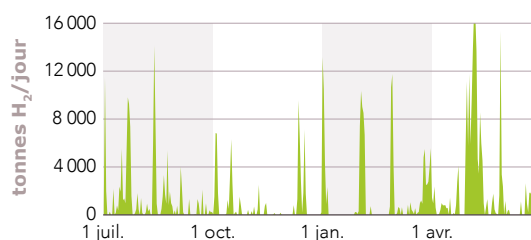


Profil de production d'hydrogène

La production de l'hydrogène dépend fortement des conditions météorologiques et de disponibilité du parc de production et est donc très intermittente.



Profil annuel moyen



Sur une année particulière

Avantages/inconvénients

- + Électricité décarbonée par définition, peu chère sur les marchés
- La durée de fonctionnement annuelle est faible (10 à 20% du temps), d'autant plus que le volume total à produire en France est élevé, ou que les périodes de prix faibles entraînent une concurrence d'autres usages en France ou à l'étranger. Ceci conduit à de grandes puissances d'électrolyse pour produire les volumes requis, à amortir sur des durées courtes (annuités des électrolyseurs importantes)
- La production très variable et aléatoire requiert des stockages si l'usage est contraint

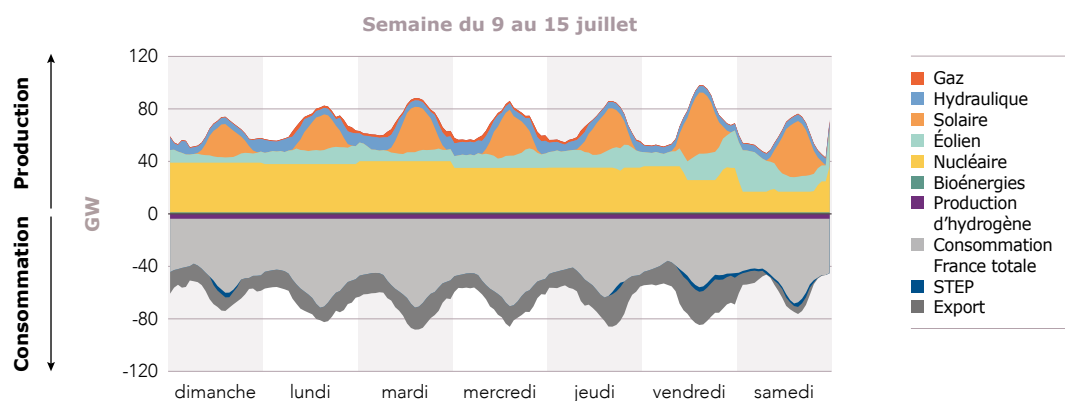
Mode de fonctionnement possible n° 2 : fonctionnement en base, hors situations de tension



Principe

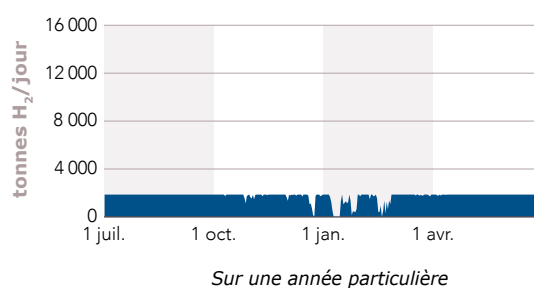
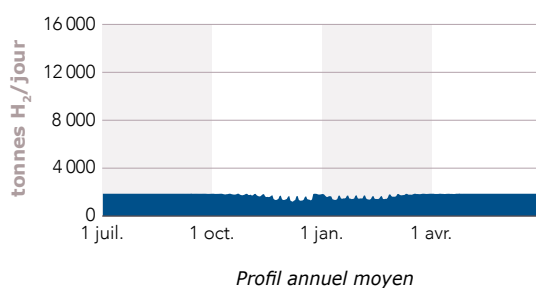
Fonctionnement de l'électrolyseur en continu, sauf lors des situations de tension sur le système électrique (jours de pointe signalés par le mécanisme de capacité et/ou périodes de prix élevés de l'électricité). Ce mode de fonctionnement peut s'accompagner de l'achat de garanties d'origine de la production d'électricité renouvelable.

Illustration du mode de fonctionnement sur une semaine-type d'été



Profil de production d'hydrogène

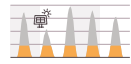
La production de l'hydrogène est assez stable, sauf interruption lors de certains jours, principalement en hiver.



Avantages/inconvénients

- Durée de fonctionnement longue (7000 à 8000 heures par an) permettant un bon amortissement des coûts fixes de l'électrolyse et une bonne continuité de production d'hydrogène
- Impact potentiel sur les émissions directes ou indirectes de CO₂ du système électrique européen
- Coût d'approvisionnement en électricité qui reste élevé sur certaines périodes, et sensible au prix de marché européen de l'électricité donc à l'évolution des prix des combustibles et du CO₂

Mode de fonctionnement possible n°3 : couplage avec de l'autoproduction, par exemple photovoltaïque

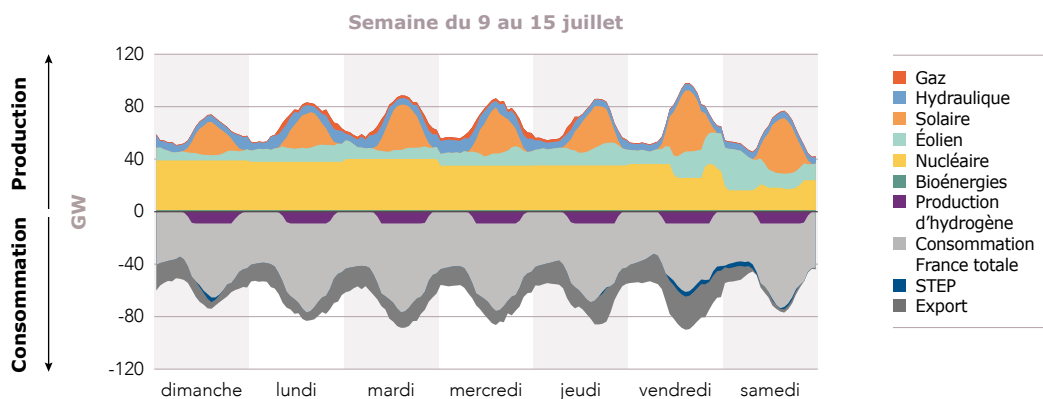


Principe

Fonctionnement de l'électrolyseur au pied d'une installation de production d'électricité d'origine renouvelable : pour bénéficier d'un bon facteur de charge, l'électrolyse est sous-dimensionnée par rapport à la production renouvelable installée. La priorité est donnée à l'alimentation en électricité de l'électrolyse, le reste est injecté sur les réseaux pour être vendu sur les marchés de l'électricité. En cas de tension sur le système électrique (prix élevés), toute la production d'électricité peut être injectée sur le réseau électrique.

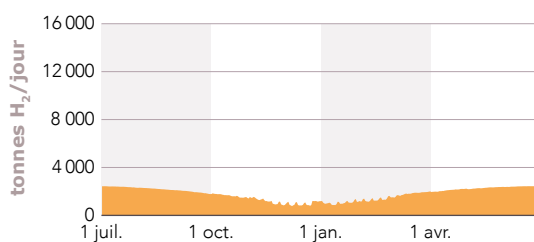
Concrètement, les simulations portent sur une autoproduction photovoltaïque (centrales au sol) suite au cadrage établi en concertation, mais ce modèle fonctionne également en utilisant l'énergie éolienne.

Illustration du mode de fonctionnement sur une semaine-type d'été

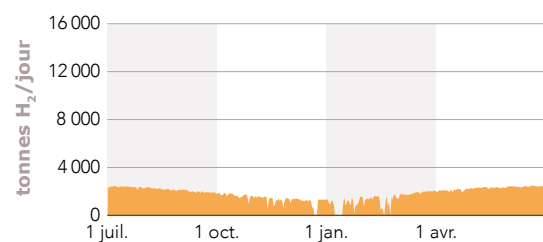


Profil de production d'hydrogène

Dans le cas du couplage avec de l'autoproduction d'électricité photovoltaïque testé, la production de l'hydrogène est diurne, avec une variation dépendant des conditions d'ensoleillement : la production est plus importante en été qu'en hiver.



Profil annuel moyen



Sur une année particulière

Avantages/inconvénients

- Coût d'approvisionnement contrôlé (coûts fixes des panneaux photovoltaïques)
- Durées de fonctionnement de l'électrolyse potentiellement significatives (>40 %)
- Localisation potentiellement éloignée des industries ou des réseaux de gaz existants
- Modèle d'affaires sensible aux revenus de la vente d'électricité, dépendant des prix de marché (préférence pour des prix de marché les plus élevés possible)

3.3 Ces différents modes de fonctionnement trouvent des illustrations concrètes dans une grande variété des projets à l'échelle territoriale

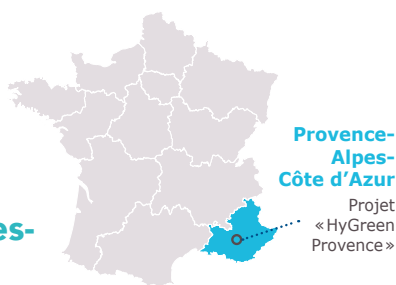
Au cours des récents mois, beaucoup de projets autour de l'hydrogène bas carbone ont vu le jour.

Plusieurs de ces projets s'inscrivent dans des démarches spécifiquement territoriales, engagées par plusieurs collectivités pour promouvoir l'hydrogène bas carbone. Ces politiques participent généralement d'une démarche plus large autour de l'ambition de ces collectivités (régions, métropoles) d'adopter une feuille de route «à énergie positive» ou «neutre en carbone» à horizon 2050. Dans ce contexte, l'hydrogène bas-carbone est souvent considéré comme un élément clé, et son développement est associé à une composante locale de production d'électricité. Différents modes opératoires sont envisagés, en fonction du périmètre sur lequel est réalisée la production d'électricité et de l'objectif associé à la production d'hydrogène.

Il en résulte une grande variété de projets, qui illustrent la diversité des modes opératoires envisageables et les incertitudes pesant encore sur les modèles d'affaires de la production d'hydrogène par électrolyse.

À titre indicatif, plusieurs projets sont présentés par la suite. Il ne s'agit aucunement d'une liste exhaustive.

Le projet «HyGreen Provence» en région Provence-Alpes-Côte d'Azur



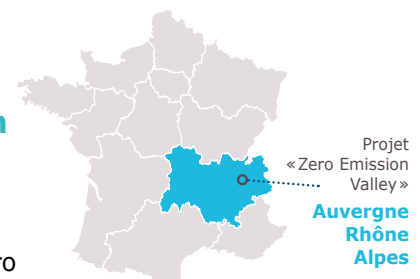
La communauté d'agglomération Durance Lubéron Verdon (DLVA) soutient un projet couplant production photovoltaïque et production et stockage d'hydrogène. Ce projet relève ainsi clairement du modèle n°3 présenté ci-avant. Il s'agit de valoriser un territoire qui d'une part, présente des caractéristiques d'ensoleillement très favorables à la production solaire, et d'autre part, accueille un site de stockage de gaz en cavité saline à proximité de Manosque.

Le développement du projet se veut progressif, avec une première phase couplant 120 MW de parcs photovoltaïques et 12 MW d'électrolyse. À l'horizon 2030, la zone considérée pourrait accueillir 900 MW de production photovoltaïque, répartis sur une quinzaine de sites distincts, et 435 MW d'électrolyse, assurant une production annuelle d'environ 10 000 tonnes d'hydrogène. Le stockage serait alors assuré dans une ou plusieurs cavités salines, d'une capacité de stockage unitaire d'environ 3 000 tonnes d'hydrogène.

La communauté d'agglomération apporte un soin particulier au choix des sites d'implantation des parcs photovoltaïques ainsi qu'à maximiser les retombées économiques locales du projet. L'électrolyse devrait quant à elle être implantée sur le site de stockage existant, exploité par la société Géométhane. Le réseau de transport d'électricité sera donc utilisé pour acheminer l'électricité depuis les sites de production jusqu'à l'électrolyseur : il ne s'agit donc pas d'un pur modèle d'autoproduction «offgrid».

S'agissant enfin de la question de l'usage de l'hydrogène produit, plusieurs pistes sont envisagées : injection directe dans les réseaux publics gaziers, utilisation pour des besoins de mobilité (transports collectifs, alternative au diesel pour la voie ferrée Marseille-Briançon) ou pour des usages industriels sur le territoire de la métropole d'Aix-Marseille (posant alors la question de l'aménagement d'infrastructures de transport dédiées).

Le projet «Zero Emission Valley» en région Auvergne Rhône Alpes



Le programme Zero Emission Valley vise à développer une filière régionale sur la mobilité hydrogène décarbonée en déployant conjointement 1 000 véhicules et 20 stations de charge à l'horizon 2023. Ce déploiement correspond à 25 % des objectifs «mobilité» du plan national de déploiement de l'hydrogène.

Pour cela, la Région Auvergne-Rhône-Alpes, Michelin, Engie, la Banque des Territoires et le Crédit Agricole ont créé la société SAS Hymulsion, chargée d'assurer la conception et l'installation des bornes puis la production et la distribution d'hydrogène dans le cadre du projet.

Le projet vise à éviter la consommation annuelle de 4,3 millions de litres de diesel et l'émission de 13 000 tonnes de CO₂. Cette nouvelle filière de mobilité durable entend répondre aux enjeux climatiques et de qualité de l'air dans les neuf territoires prioritaires de la région, tout en démontrant sa faisabilité industrielle et économique à grande échelle.

L'hydrogène sera produit par quatorze électrolyseurs, alimentés en électricité d'origine renouvelable ; les modalités de la traçabilité de cette origine et leurs implications éventuelles sur le mode opératoire des électrolyseurs sont en cours d'analyse (garanties d'origine, PPA...).

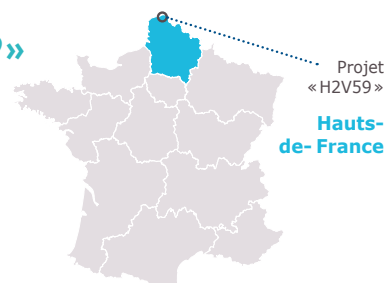
Les quatorze électrolyseurs de 1 MW produiront de 40 à 200 kg d'hydrogène par jour, et alimenteront les 20 stations bi-pression (350 et 700 bars). Des usages industriels de l'hydrogène pourront être couplés à ce besoin de mobilité pour mutualiser le fonctionnement des électrolyseurs. La première station du projet Zero Emission Valley sera inaugurée en février 2020 à Chambéry.

La SAS Hymulsion, qui représente les partenaires du projet, a échangé avec RTE pour évaluer conjointement la flexibilité des électrolyseurs et sa valorisation possible sur les marchés de l'électricité.

- d'une part la réduction de la facture d'électricité de l'électrolyseur résultant de l'addition de ses différentes composantes (approvisionnement en énergie et en capacité de production, tarif d'utilisation du réseau...). Il s'agit d'exploiter les possibilités de décalage de la consommation électrique vers les heures où le coût de fourniture est le plus faible et vers les heures creuses du tarif d'utilisation du réseau et de baisser la demande aux heures de pointes du mécanisme de capacité.
- d'autre part la valorisation de services au système électrique permettant d'apporter un complément de rémunération au modèle d'affaires du projet (voir § 4.4 et § 7.5). Cette valorisation est envisagée par la participation à différents

mécanismes de marché : certification de la capacité d'effacement sur le mécanisme de capacité, participation à l'appel d'offres réserves rapides et aux services système.

Le projet « H2V59 » en région Hauts-de-France



Le projet H2V59, porté par la société H2V, consiste à créer une usine de production d'hydrogène implantée sur un terrain appartenant au Grand port maritime de Dunkerque.

La production d'hydrogène serait assurée par deux unités identiques fonctionnant environ 7 500 h/an (85% du temps), correspondant au mode opératoire n°2 « base hors situation de tension ». Chaque unité d'environ 100 MW comprendrait 26 électrolyseurs, et produirait en moyenne 14 000 tonnes d'hydrogène par an.

Le projet prévoit également l'implantation d'une usine d'assemblages d'électrolyseurs dans les Hauts de France.

L'hydrogène produit a une vocation énergétique : il serait injecté dans le réseau de transport du gaz naturel, mélangé au méthane.

Le dossier de concertation préalable du projet précise que « H2V entend obtenir des certificats d'origine garantissant que l'électricité consommée et acheminée par le réseau public de transport d'électricité est d'origine renouvelable [...] La fourniture d'électricité pour alimenter l'usine H2V59 fera l'objet d'appels d'offres auprès des fournisseurs d'électricité renouvelable ». Durant cette phase de concertation qui s'est conclue fin 2019, l'origine de l'électricité a été un des thèmes de préoccupation des participants, notamment « en raison de la méconnaissance (et la méfiance que cela induisait) des mécanismes de garantie d'origine ».

H2V porte également un projet similaire en Normandie, dans la zone industrielle de Port-Jérôme près du Havre. L'hydrogène produit serait dans ce cas destiné aux usages industriels de la zone.

Le projet «Solarzac» en région Occitanie

Le projet «Solarzac», porté par la société Arkolia Énergies, se présente comme un projet de «parc d'activités énergétiques», photovoltaïque et agropastorale, dans le cadre de la reconversion d'un vaste domaine privé situé sur le sud du plateau du Larzac.



Lors de la concertation préalable menée sous l'égide d'un garant, le maître d'ouvrage a proposé trois scénarios pour le projet, dont l'un comporte un couplage entre production photovoltaïque et production de «gaz vert» (scénario n°3). Dans ce scénario, une partie de la production (~40%) des 320 MW de panneaux photovoltaïques est ainsi utilisée pour produire de l'hydrogène à partir d'électrolyse sur

site. Cet hydrogène est ensuite recombéné, via un processus de bio-méthanation, avec du CO₂ capté dans l'air ambiant, en vue de produire du méthane et de l'injecter dans le réseau public de gaz. Selon les promoteurs du projet Solarzac, l'intérêt principal de ce scénario est de pouvoir optimiser l'utilisation de la production d'électricité locale, en limitant le développement d'ouvrages de raccordement au réseau électrique et en disposant d'une technologie de *power-to-gas* adaptée à l'intermittence de la production photovoltaïque.

À l'issue de la concertation préalable, marquée par des expressions d'opposition ou de prudence, mais aussi par un intérêt certain pour la technologie proposée, le maître d'ouvrage s'est toutefois engagé à élaborer un nouveau scénario, de taille réduite et à forte dimension agricole, et à apporter des garanties supplémentaires pour favoriser l'acceptabilité du projet.

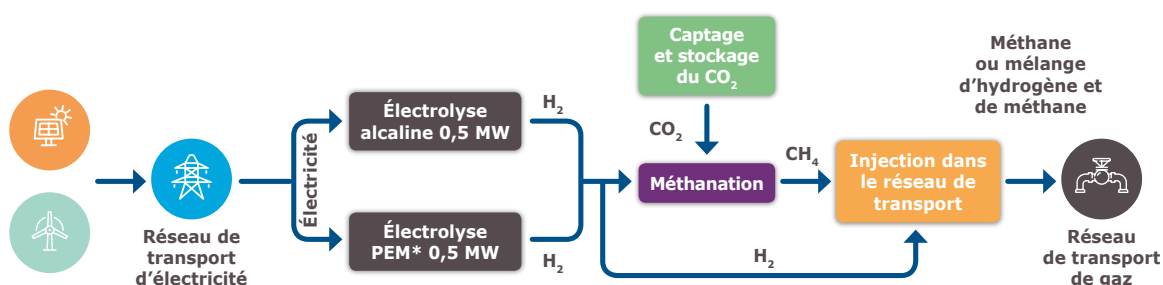
Le démonstrateur Jupiter 1000

Le projet Jupiter 1000 consiste en un démonstrateur (contrairement aux projets évoqués ci-dessus qui constituent des projets commerciaux) situé sur le site du Grand Port Maritime de Marseille à Fos-sur-Mer. L'installation a pour but de tester l'injection d'hydrogène produit par électrolyse et de méthane de synthèse dans le réseau de transport de gaz. Il s'agit de mettre en œuvre une installation innovante de production d'hydrogène d'un mégawatt, constitué de deux électrolyseurs de deux technologies différentes : PEM (membrane) et alcaline. Le démonstrateur comprendra également une unité de captage de CO₂ sur les cheminées d'un industriel voisin et

une unité de méthanation pour convertir l'hydrogène produit et le CO₂ ainsi recyclé en méthane de synthèse.

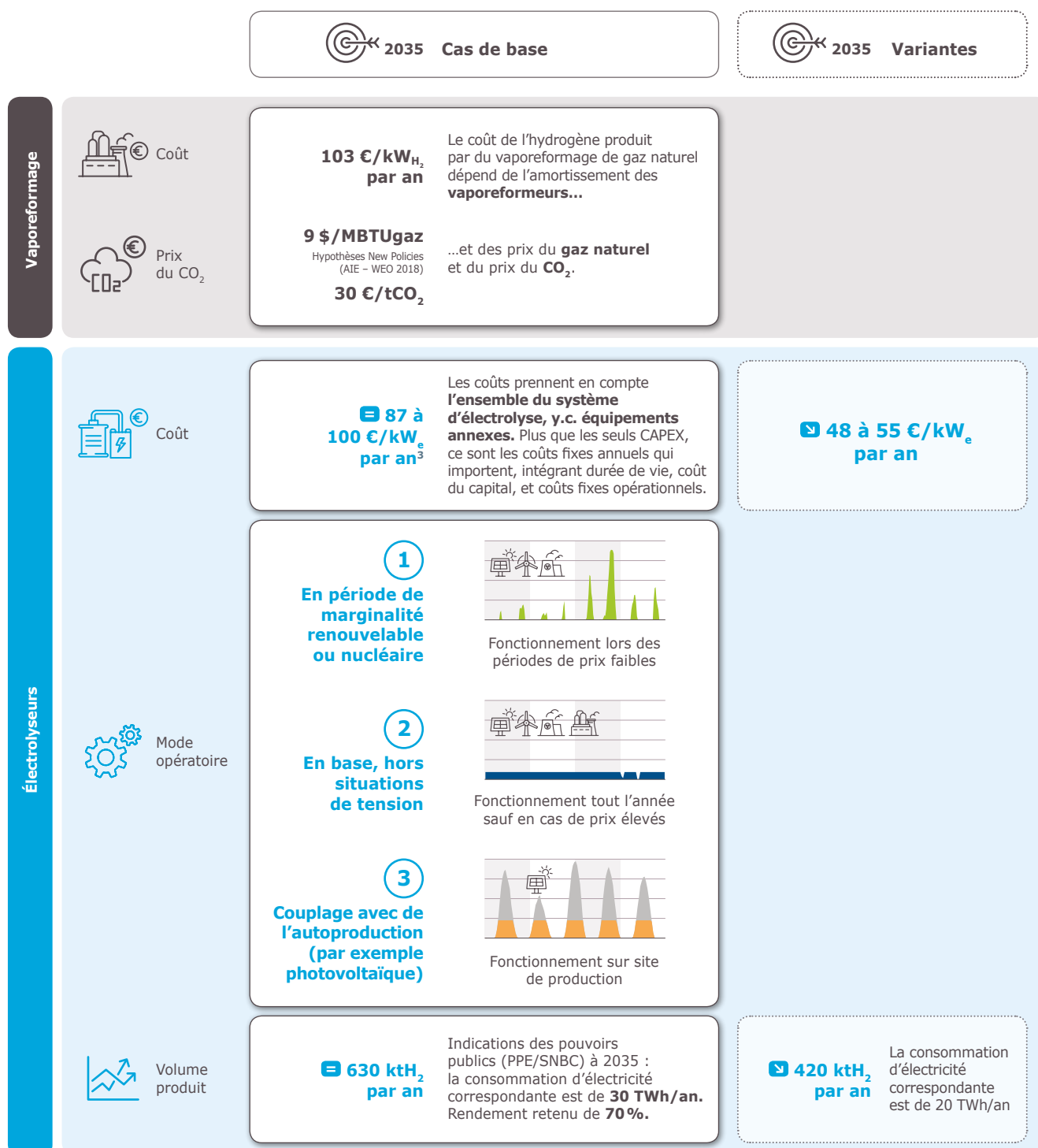
Le consortium est piloté par GRTgaz.

RTE a rejoint en 2017 ce projet réunissant une dizaine de partenaires industriels. Pour RTE, il s'agit de tester en conditions réelles le fonctionnement technique d'électrolyseurs et d'évaluer les possibilités pour de telles installations de rendre des services au système électrique, en tenant compte non seulement de leurs possibilités techniques, mais également des éventuelles contraintes d'exploitation induites par leur intégration dans un système plus complexe allant jusqu'à l'injection dans les réseaux de gaz.



3.4 Le développement de l'électrolyse : une identification des différents paramètres clés pour comparer au vaporeformage

Comme pour les études du Bilan prévisionnel ou pour l'étude sur la mobilité électrique, l'analyse est menée sur un cas de base et sur de nombreuses variantes, permettant d'identifier la sensibilité des résultats à différents paramètres-clés.



3. Fourchette en fonction de la durée d'utilisation annuelle, tenant en compte du remplacement nécessaire de la pile (Source : AIE 2019, The Future of Hydrogen)

		2035 Cas de base	2035 Variantes																			
Électrolyseurs	 Usages	 Industrie L'usage industriel de « l'hydrogène matériau » qu'il convient de décarboner en priorité nécessite un approvisionnement en continu .	 Transport  Injection directe réseau de gaz  Méthane de synthèse  Bâtiment																			
	 Cavités salines	15 €/MWh déstocké Faute de données précises sur les coûts correspondants, un coût normatif est retenu, sur la base d'une utilisation standard de stocks gaziers . Compte-tenu de l'utilisation atypique des stocks de certains modes, cet ordre de grandeur pourrait être fortement majoré , ce qui fera l'objet d'analyses ultérieures.																				
Adaptation du parc de production	 Nucléaire	226 €/kW/an L'électrolyse ne se développera pas pour les volumes envisagés en marge du système électrique, mais va de pair avec une adaptation du parc de production décarbonée , par augmentation des capacités installées de la production éolienne ou photovoltaïque et/ou un maintien de la capacité nucléaire existante.																				
	 Éolien	124 €/kW/an  Solaire	<table><tr><td></td><td>Solaire</td><td>Éolien</td><td>Maintien du nucléaire</td></tr><tr><td>CAPEX (€/kW)</td><td>550</td><td>1188</td><td>737</td></tr><tr><td>OPEX fixe(€/kW/an)</td><td>15</td><td>40</td><td>121</td></tr><tr><td>Durée de vie (ans)</td><td>25</td><td>25</td><td>10</td></tr><tr><td>WACC (%/an)</td><td>5%</td><td>5%</td><td>7%</td></tr></table>		Solaire	Éolien	Maintien du nucléaire	CAPEX (€/kW)	550	1188	737	OPEX fixe(€/kW/an)	15	40	121	Durée de vie (ans)	25	25	10	WACC (%/an)	5%	5%
	Solaire	Éolien	Maintien du nucléaire																			
CAPEX (€/kW)	550	1188	737																			
OPEX fixe(€/kW/an)	15	40	121																			
Durée de vie (ans)	25	25	10																			
WACC (%/an)	5%	5%	7%																			
Coûts variables	 Prix du CO ₂	30 €/tCO₂ <table><tr><td>gaz</td><td>charbon</td></tr><tr><td>9</td><td>84</td></tr><tr><td>\$/MBTU</td><td>\$/t</td></tr></table> Hypothèses New Policies (AIE-WEO 2018)	gaz	charbon	9	84	\$/MBTU	\$/t	100 €/tCO₂ <table><tr><td>gaz</td><td>charbon</td></tr><tr><td>8</td><td>67</td></tr><tr><td>\$/MBTU</td><td>\$/t</td></tr></table> Hypothèses Sustainable Development (AIE-WEO 2018)	gaz	charbon	8	67	\$/MBTU	\$/t							
	gaz	charbon																				
9	84																					
\$/MBTU	\$/t																					
gaz	charbon																					
8	67																					
\$/MBTU	\$/t																					
Réseau	 Coût	17 €/MWh_e Mode ① 7 €/MWh_e Mode ② 2 €/MWh_e Mode ③ Pour assurer son alimentation en électricité ou, dans le cas du mode en autoproduction, pour injecter les surplus de production d'électricité, l'électrolyseur requiert un accès au réseau d'électricité . Différents arbitrages sont possibles sur le niveau de tension de raccordement au réseau public, suivant les contraintes locales de site, le coût des raccordements et les compléments de réseaux à internaliser dans l'installation.																				

4. ANALYSE TECHNIQUE : UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN MESURE D'ACCUEILLIR LE DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE PAR ÉLECTROLYSE

4.1 Quel que soit le mode opératoire, le mix électrique français sera largement capable de produire l'électricité nécessaire pour atteindre les objectifs d'hydrogène bas-carbone

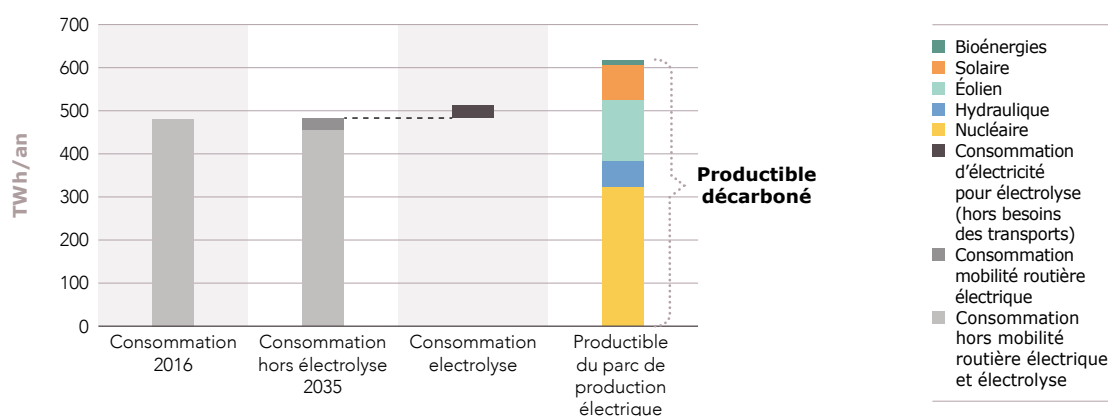
Les volumes d'électricité nécessaires pour atteindre les objectifs de production d'hydrogène bas carbone fixés par les pouvoirs publics à terme sont significatifs. Ils représentent près de 30 TWh de consommation électrique supplémentaire en 2035 selon les objectifs de la PPE-SNBC.

Cet accroissement de consommation ne représente toutefois que 5 % de la production électrique totale à cet horizon. Ainsi, **la consommation des électrolyseurs ne constitue pas une difficulté pour le système électrique en matière d'énergie.** Le mix électrique projeté par les pouvoirs publics dans le projet de la PPE comprend un volume important de production d'électricité, même décarbonée, supérieur à la consommation estimée à cet horizon. La production supplémentaire associée à

l'électrolyse, pour les volumes envisagés par la loi et la SNBC, est inférieure en volume au chauffage électrique, et correspond à environ 12 millions de véhicules électriques.

Cette consommation ne devrait pas constituer non plus une difficulté pour le système électrique en matière d'appels de puissance : les électrolyseurs sont par nature flexibles et pourront s'effacer pendant les périodes de tension du système électrique. En ce sens, les résultats développés dans cette étude sur l'hydrogène ne présentent pas le même enjeu que sur la mobilité électrique, où le développement du pilotage de la recharge constitue un levier important pour l'optimisation du système électrique et la sécurité d'approvisionnement.

Figure 13. Consommation électrique annuelle et productible du parc électrique décarboné (EnR et nucléaire) français à l'horizon 2035, selon les orientations publiques sur l'évolution du parc de production d'électricité



4.2 Le mode opératoire a des impacts sur le dimensionnement des électrolyseurs, sur les appels de puissance et sur les besoins de stockage d'hydrogène

Les trois modes opératoires étudiés dans ce rapport peuvent permettre de produire une quantité annuelle d'hydrogène importante et d'atteindre les objectifs fixés.

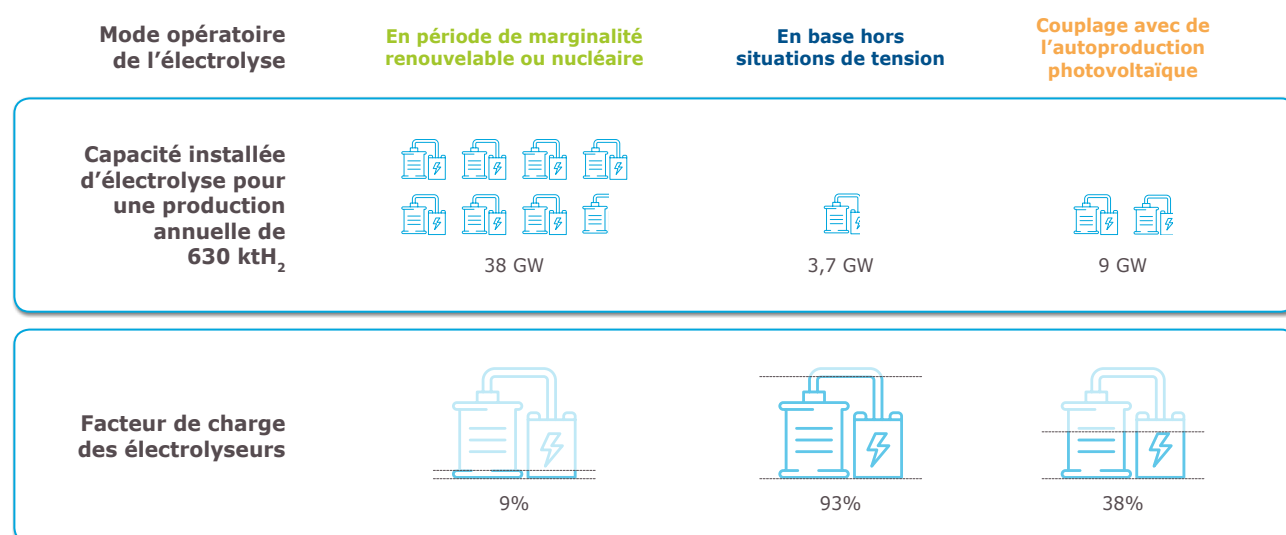
Cependant, atteindre des volumes élevés d'hydrogène bas carbone par électrolyse aura des implications très différentes selon les modes de fonctionnement envisagés, notamment en ce qui concerne la puissance des électrolyseurs, le besoin de stockage d'hydrogène et le dimensionnement des installations associées et les conséquences sur le système électrique. Ces trois indicateurs sont détaillés ci-après.

Dimensionnement des électrolyseurs

Si la production d'hydrogène bas carbone est uniquement concentrée sur les périodes de prix faibles (périodes pendant lesquelles il existe du productible renouvelable ou nucléaire non utilisé), elle devra intervenir durant un nombre réduit d'heures

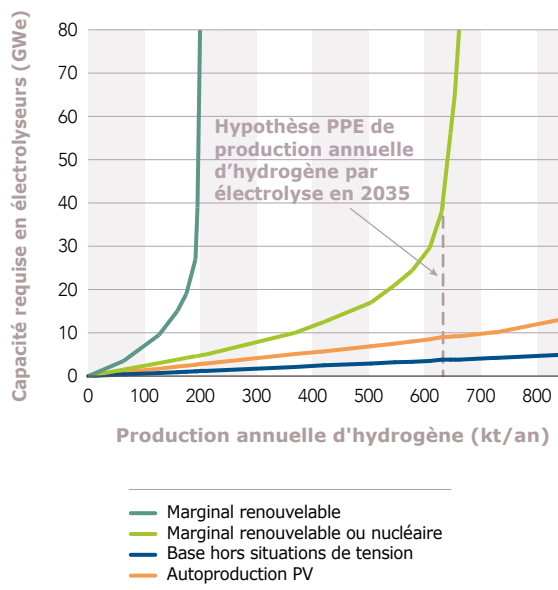
de l'année. En effet, même à horizon 2030-2035, il ne devrait pas exister tant de périodes dans l'année où aucune centrale fossile ne serait nécessaire pour assurer l'équilibre en temps réel du système. Ce constat amène à un résultat important : en supposant (cas extrême) que les 630 000 tonnes d'hydrogène soient produits uniquement durant ces périodes, la puissance combinée des électrolyseurs requise s'élèverait à 38 GW. Ceci peut constituer en soi une difficulté, la capacité industrielle à développer autant d'électrolyseurs en une quinzaine d'années n'étant pas assurée vu d'aujourd'hui.

En revanche, pour les modes opératoires fonctionnant en base ou avec de l'autoproduction photovoltaïque, la durée de fonctionnement est plus importante et se traduit par une capacité totale d'électrolyse requise beaucoup plus faible, respectivement de 3,7 GW (mode n°2, en base hors situation de tension) et 9 GW (mode n°3, en couplage avec de l'autoproduction photovoltaïque).



❖ Dans le mode « marginal renouvelable ou nucléaire », le facteur de charge moyen des électrolyseurs dépend fortement du volume de production d'hydrogène visé

Figure 14. Capacité installée nécessaire d'électrolyseurs en fonction de la production d'hydrogène, à parc de production donné



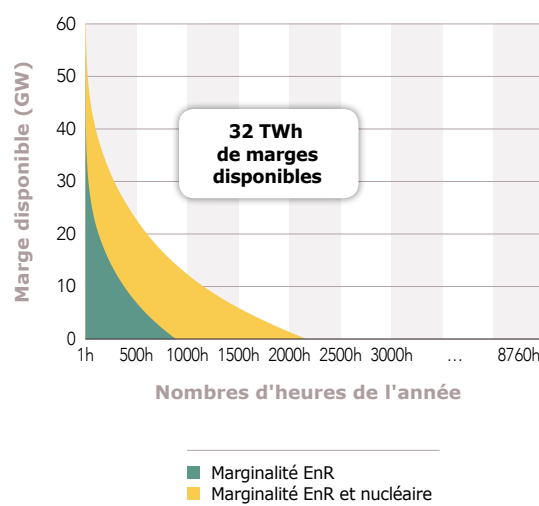
Le mode opératoire n°1 consiste à concentrer le fonctionnement des électrolyseurs sur des périodes pendant lesquelles il existe du productible renouvelable ou nucléaire non utilisé, afin de garantir un approvisionnement en électricité peu coûteux et décarboné. Les marges de productible renouvelable ou nucléaire ne sont toutefois pas illimitées.

En outre, plus le développement d'installations d'électrolyse fonctionnant sur ce mode est important et plus les périodes pendant lesquelles il existe des marges de production d'électricité décarbonée sont restreintes, conduisant ainsi à un facteur de charge faible des électrolyseurs.

Comme présenté ci-avant, si les objectifs de la PPE en matière d'hydrogène bas-carbone (~600 000 t/an) étaient atteints avec des installations fonctionnant exclusivement sur ce mode opératoire, une capacité très importante d'électrolyseurs serait requise (38 GW) pour un facteur de charge moyen ne dépassant pas les 10%.

En revanche, un volume cible plus faible d'hydrogène produit via ce mode de fonctionnement peut être atteint avec des capacités d'électrolyse très nettement inférieures : par exemple, pour un volume-cible correspondant à un tiers des objectifs de la PPE (~200 000 t/an), une capacité installée d'électrolyseurs près de dix fois inférieure à celle évoquée ci-dessus (~4 GW) suffit à couvrir le besoin, ceux-ci ayant un facteur de charge nettement plus important (de l'ordre de 30%).

Figure 15. Monotone d'excédents renouvelables et marge nucléaire accessibles en France en tenant compte des interconnexions



❖ Dans le mode « marginal renouvelable ou nucléaire », l'accès aux marges de production décarbonée pour l'alimentation des électrolyseurs est en concurrence avec d'autres usages flexibles

En ciblant l'alimentation des électrolyseurs en électricité sur des périodes pendant lesquelles il existe des marges de production à bas coût et décarbonée (électricité d'origine renouvelable et nucléaire), ce mode opératoire valorise la flexibilité des électrolyseurs et permet d'optimiser l'utilisation de mégawatt-heures à coût variable faible et décarbonés qui sinon risqueraient d'être perdus.

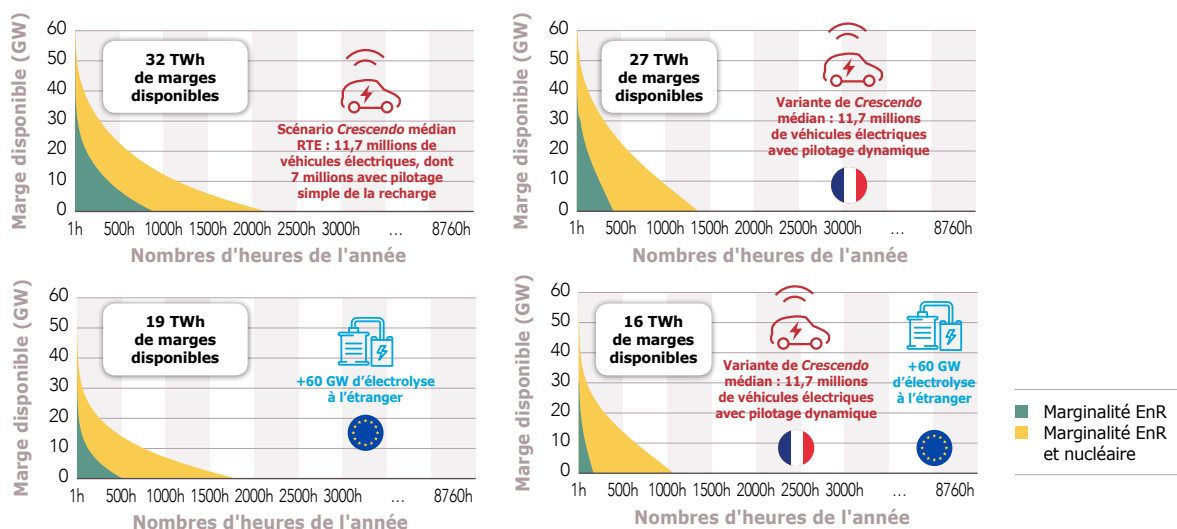
Néanmoins, d'autres usages électriques flexibles, ou d'autres électrolyseurs situés ailleurs en Europe, sont susceptibles de poursuivre des stratégies similaires pour optimiser leur approvisionnement en électricité. En particulier, les analyses présentées dans le rapport sur la mobilité électrique publié par RTE en mai 2019 ont montré un fort intérêt à développer des dispositifs de pilotage de la recharge, visant à concentrer la recharge des véhicules lors des périodes de prix faibles, en particulier les périodes de marginalité renouvelable ou nucléaire. De même, le développement éventuel de batteries stationnaires est susceptible de conduire à un stockage

des excédents de production renouvelable et nucléaire sur ces périodes.

Dans le mode de fonctionnement n°1, l'accès à un approvisionnement électrique d'origine renouvelable ou nucléaire fait donc l'objet d'une concurrence entre les électrolyseurs et d'autres moyens flexibles (usages, stockages...).

Le scénario de référence utilisé par RTE pour cette étude intègre un développement médian de la flexibilité sur la recharge des véhicules électriques (scénario *Crescendo médian* du rapport mobilité électrique) et un développement de l'électrolyse ailleurs en Europe selon des modes de fonctionnement qui ne ciblent pas spécifiquement un approvisionnement lors des périodes de prix faibles. Dans un scénario de développement accru du pilotage de la recharge des véhicules électriques et/ou d'un volume important d'électrolyseurs en Europe fonctionnant sur le principe du mode n°1, il devient plus difficile, voire impossible, d'alimenter les électrolyseurs en France avec de l'électricité provenant exclusivement des périodes de marginalité renouvelable ou nucléaire.

Figure 16. Excédents renouvelables et marges nucléaires en fonction du parc de véhicules électriques pilotés et de la consommation d'électrolyse à l'étranger

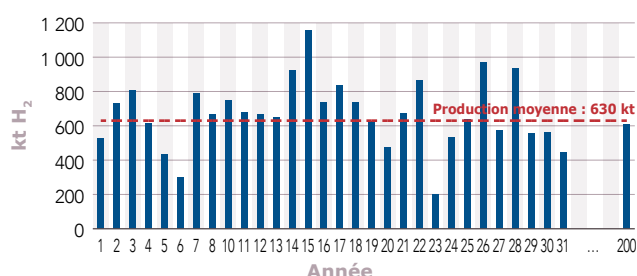


Dimensionnement du stockage

De même, le mode opératoire choisi aura une influence importante sur la continuité ou la variabilité de la production d'hydrogène, et par conséquent sur le besoin d'installations associées de stockage d'hydrogène pour couvrir la demande associée.

À titre d'exemple, pour une production d'hydrogène visant à alimenter en bande un procédé industriel, le mode opératoire n°1 (marginal renouvelable et nucléaire) implique un besoin de stockage important (plusieurs centaines de kilotonnes d'hydrogène) de manière à (i) recevoir des grandes quantités d'hydrogène pendant des périodes courtes et (ii) assurer un stockage saisonnier voire interannuel pour garantir un approvisionnement même pendant des années présentant peu de périodes de prix faibles. En effet, comme illustré sur la figure ci-dessous, dans ce mode de

Figure 17. Production annuelle effective d'hydrogène dans les différents cas de figure simulés



fonctionnement, la production peut varier fortement selon les conditions climatiques et les aléas de groupes nucléaires.

Ce besoin de stockage peut constituer une autre difficulté importante pour la mise en œuvre de ce mode opératoire, dans la mesure où il se traduirait par des coûts significatifs mais également des problèmes potentiels d'acceptabilité de la proximité de sites de stockage en raison notamment de la perception de risques d'accidents industriels.

Pour d'autres usages que l'alimentation d'un procédé industriel en bande (par exemple l'injection directe dans le réseau gaz), le besoin de continuité d'approvisionnement en hydrogène n'est pas le même, mais peut comporter d'autres contraintes pour ce mode opératoire (par exemple, limite sur le taux d'hydrogène admissible dans le réseau gaz à chaque instant).

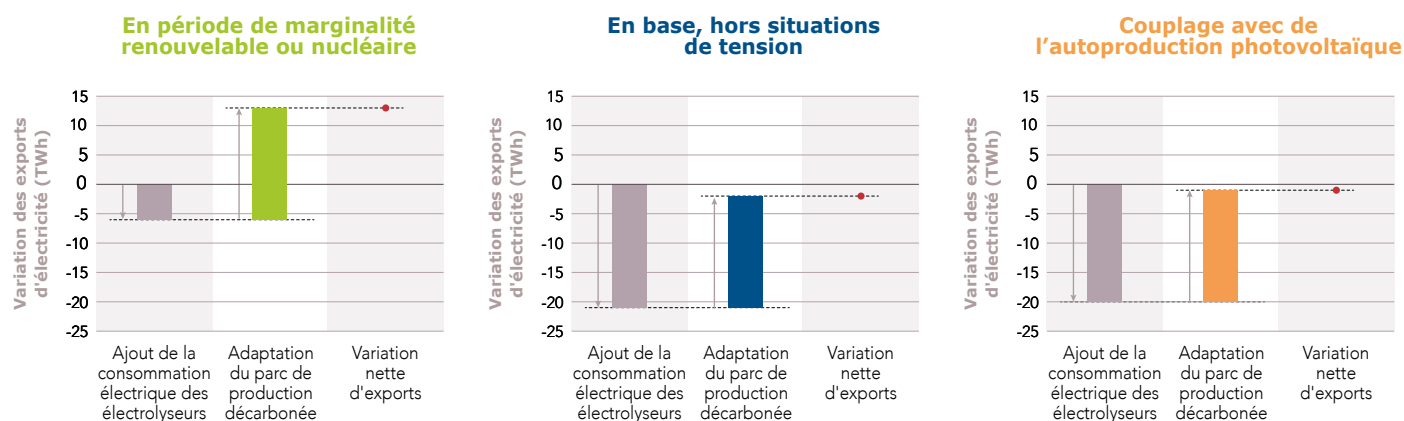
Dans le mode n°2 (base, hors situations de tension) le besoin de stockage est dans tous les cas bien moindre du fait d'une plus grande régularité de la production. Le stockage permet d'assurer une fourniture constante pendant les périodes d'effacement des électrolyseurs (prix d'électricité élevés ou participation aux mécanismes de réserves).

Pour le mode n°3 (couplage avec de l'autoproduction photovoltaïque), la production est également plus régulière que pour le mode n°1 (marginal renouvelable et nucléaire). Néanmoins, la différence de production entre la journée et la nuit, ainsi qu'entre l'été et l'hiver, suppose un besoin de stockage significatif pour assurer une fourniture en bande.

Mode opératoire de l'électrolyse	En période de marginalité renouvelable ou nucléaire	En base hors situations de tension	Couplage avec de l'autoproduction photovoltaïque
Utilisation annuelle du stockage d'hydrogène pour assurer une fourniture en bande	500 000 t H ₂	45 000 t H ₂	375 000 t H ₂
Dimensionnement du stockage d'hydrogène pour assurer une fourniture en bande	1,89 Mt H ₂	0,13 Mt H ₂	0,13 Mt H ₂

Influence sur le solde d'exports d'électricité

Figure 18. Variation des exports français d'électricité en fonction du mode opératoire des électrolyseurs

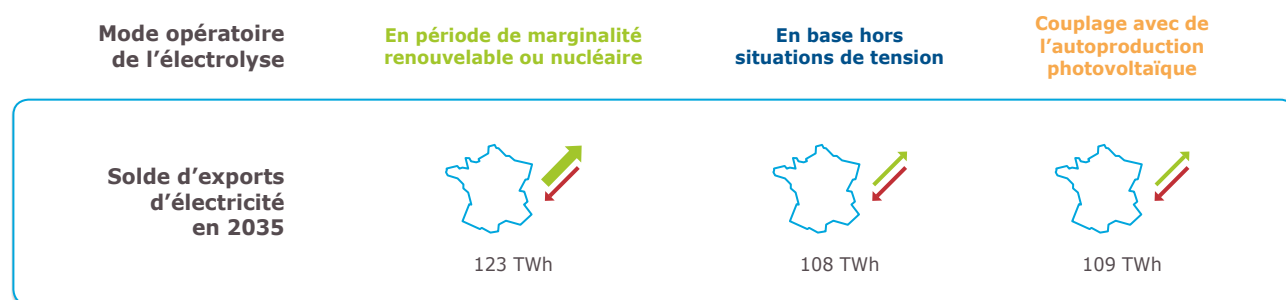


Les bilans énergétiques (pour la production d'électricité) et les soldes d'exports d'électricité dépendent également du mode opératoire utilisé.

- ▶ En positionnant la consommation des électrolyseurs lors des périodes où la production renouvelable et nucléaire ne peut pas trouver de débouchés, la production d'hydrogène n'influence que marginalement le bilan des échanges d'électricité (elle intervient à un moment où une partie de l'électricité décarbonée était très abondante et pouvait être

perdue). Inversement, dans les modes opératoires base et autoproduction, la consommation des électrolyseurs est en concurrence directe avec d'autres consommations dans les pays voisins, ce qui a tendance à réduire les exports.

- ▶ L'adaptation du parc de production d'électricité par augmentation des capacités installées de la production éolienne et photovoltaïque, ou par un maintien de la capacité de la production nucléaire permet de compenser la réduction des exports (modes base hors pointe et autoproduction PV) ou de les augmenter (mode marginal décarboné).



4.3 La localisation des électrolyseurs sur le territoire national constitue un enjeu de second ordre, hors cas spécifiques très particuliers

Le réseau est prêt à accueillir les électrolyseurs

Pour atteindre les objectifs fixés dans la loi, et au-delà suivre une trajectoire comme celle de la SNBC, une option consiste à développer des électrolyseurs de taille importante (de l'ordre de la centaine de mégawatts) pour bénéficier d'économies d'échelle. Ce type d'électrolyseur est susceptible de se raccorder en très haute tension, directement sur le réseau public de transport. Les coûts associés dépendent directement de la distance entre l'installation à raccorder et le réseau du niveau de tension adéquat le plus proche.

En France, deux projets de raccordement pour des électrolyseurs de grande taille existent, à Dunkerque et à Port Jérôme. Les raccordements envisagés consistent en la création d'ouvrages permettant de relier les installations au réseau 225 kV : création d'un poste électrique et de deux nouvelles liaisons aériennes d'une centaine de mètres reliant l'installation au réseau 225 kV existant dans le cas de l'usine de Port Jérôme et création d'une liaison électrique souterraine à 225 kV d'environ 4 kilomètres vers le poste de Grande-Synthe dans le cas de l'usine de Dunkerque.

Une analyse en profondeur des enjeux pour le réseau public de transport a été publiée par RTE le 17 septembre 2019 dans le cadre du schéma décennal de développement du réseau⁴ (SDDR). Ce schéma montre que le réseau est actuellement bien maillé, avec peu de zones de fragilité (seule l'alimentation de la Bretagne présente aujourd'hui une vigilance spécifique).

Ainsi, il n'existe pas de contre-indication spécifique à la localisation des électrolyseurs en France pour ce qui concerne l'évolution de la consommation d'électricité. Notamment, les zones industrielles

et portuaires, fréquemment envisagées du fait de la proximité des activités industrielles, bénéficient généralement d'une très bonne qualité d'alimentation et d'un dimensionnement adéquat des réseaux publics d'électricité.

Dans quelques cas spécifiques, une localisation adaptée peut être source d'économies pour la collectivité

Dans le SDDR, RTE a analysé la sensibilité des renforcements nécessaires du réseau à plusieurs paramètres, et notamment au développement de nouveaux usages comme la production d'hydrogène bas-carbone. Ces études avaient également pour objectif de vérifier la possibilité que la localisation judicieuse de nouvelles installations puisse soulager le réseau et permettre de repousser voire de remettre en cause la nécessité de renforcements structurels.

Ce débat prend une acuité particulière vu les perspectives de développement de l'hydrogène dans certains pays d'Europe du nord : en Allemagne ou aux Pays-Bas notamment, la localisation d'électrolyseurs de grande taille à proximité des points d'atterrissage des lignes de raccordement des fermes d'éoliennes en mer est fréquemment présentée comme une alternative à des renforcements particulièrement coûteux (par exemple, verticales nord-sud du réseau électrique allemand). Ceci implique d'utiliser les infrastructures gazières existantes pour transporter l'hydrogène décarboné sur de longues distances, ou à construire de nouvelles infrastructures dédiées à l'hydrogène.

Les études menées dans le SDDR montrent que les enjeux sont très différents concernant la France :

- le réseau national est bien dimensionné et les renforcements nécessaires ne sont pas du même

4. https://www.rte-france.com/sites/default/files/sddr2019_synthese_1.pdf

ordre de grandeur qu'en Allemagne (le plan allemand nécessite, sur les dix prochaines années, des investissements trois fois supérieurs à ceux requis en France) ;

- les aménagements structurants à opérer en France à horizon 2030 ne consistent pas en la construction d'ouvrages neufs en site vierge mais au renforcement de lignes existantes ; ils sont nécessaires dans tous les scénarios étudiés dès lors que le développement de l'éolien terrestre et du photovoltaïque se situe sur une trajectoire relevant de celle de la PPE.

Un seul cas spécifique est identifié s'agissant de la Normandie : dans certains scénarios, la production d'électricité sur le littoral normand (en additionnant

la production des réacteurs nucléaires et des parcs éoliens en mer prévus au titre des appels d'offres passés ou projetés sur la zone) pourrait être très importante et nécessiter une refonte du réseau de la diagonale Normandie-Manche-Paris. Dans ce cas, la localisation d'électrolyseurs de forte puissance à proximité des atterrages ou des réacteurs nucléaires pourraient conduire à repousser un renforcement structurant.

RTE a appelé, dans le SDDR, à une planification renforcée dans certaines zones, dont le littoral normand, pour anticiper ces modifications structurantes. Le développement possible de la production d'hydrogène bas carbone pourrait faire partie des outils à examiner à ce titre.

Figure 19. Structure du réseau et sites de production nucléaire et éolienne en mer sur le littoral des régions Normandie et Hauts de France

*Sur le littoral de Normandie et Hauts-de-France,
à l'horizon 2025 :*

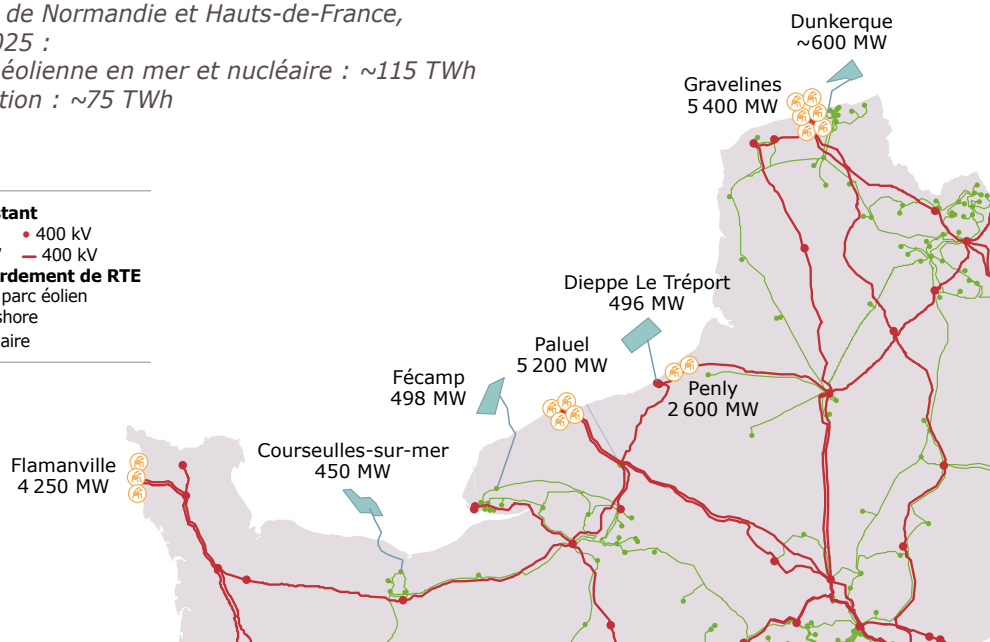
- Production éolienne en mer et nucléaire : ~115 TWh
- Consommation : ~75 TWh

Réseau RTE existant

Postes ● 225 kV ● 400 kV
Lignes — 225 kV — 400 kV

Projets de raccordement de RTE

— Raccordement parc éolien
■ Parc éolien offshore
○ Réacteur nucléaire



4.4 Les électrolyseurs devraient être « techniquement aptes » à fournir des services de flexibilité au système électrique

Dans le cadre du plan hydrogène publié par le gouvernement en juin 2018, RTE a été spécifiquement interrogé sur l'intérêt d'une participation des électrolyseurs aux différents mécanismes permettant de garantir l'équilibre du système électrique (services système et réserves pour l'équilibrage).

En tant que consommation flexible, un électrolyseur peut participer à l'ensemble des services au système gérés par RTE, récapitulés dans le Tableau 1. Pour la réserve secondaire (aFRR), la participation des sites de soutirage doit cependant se faire via un marché secondaire (bourse ou gré-à-gré) : les flexibilités sont vendues à un responsable de réserve,

Tableau 1. Possibilités de participation des consommateurs aux services au système électrique gérés par RTE, et rémunération actuelle

Objectif	Activation	Capacité totale France	Sens de la consommation	Rémunération actuelle	
				Puissance	Énergie
Contenir la déviation de fréquence	< 30 s Automatique	Interruptibilité 1600 MW	↓	Fonction de la dispo et de la puissance (~30 à 70 k€/MW/an)	-
		Réserve primaire (FCR) 600 MW	↕	Enchère journalière (2018* : ~13 €/MW/h)	Prix spot
Rétablir la fréquence à 50 Hz et rétablir les échanges aux frontières	< 400 s Automatique	Réserve secondaire (aFRR) 500 à 1000 MW	↕	Tarif régulé (2020 : ~19 €/MW/h)	Prix spot
	< 15 minutes Manuelle	Réserve rapide (mFRR) 1000 MW	↓	Appel d'offres annuel (2020 : ~5,6 k€/MW/an)	Prix offre ajustement
Reconstituer les réserves primaires et secondaires, anticiper un déséquilibre à venir, gérer les congestions sur le réseau de transport	< 30 minutes Manuelle	Réserve complémentaire 500 MW	↓	Appel d'offres annuel (2020 : ~3,9 k€/MW/an)	Prix offre ajustement
	Délai variable Manuelle	Ajustement 8,4 TWh en 2018	↕	-	Prix offre ajustement
Garantir la sécurité d'approvisionnement en période de pointe	-	Mécanisme Capacité 95 GW	↓	Enchère de capacités (2020 : ~17 k€/MW/an)	Prix offre ajustement

Outre les rémunérations associées à la vente des services mentionnés dans ce tableau, les consommations flexibles peuvent participer aux appels d'offres effacement. Ce mécanisme de soutien est organisé chaque année pour faciliter le développement de la filière des effacements de consommation d'électricité en vue d'atteindre les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (article L271.4 du code de l'énergie).

* non consolidée au moment de la rédaction de ce rapport, la valeur moyenne des enchères pour la réserve primaire en 2019 (journalière depuis juillet 2019) était en baisse, sous les 10 €/MW/h.

qui agrège les capacités de plusieurs sites et les vend à RTE.

Les exigences techniques associées à la fourniture de services au système sont néanmoins importantes, et doivent être préalablement qualifiées. Par exemple, la participation à la réserve primaire requiert des délais de réaction très courts (< 30 s). Si les électrolyseurs apparaissent théoriquement capables d'y répondre lorsqu'ils sont «à chaud»,

leurs performances devront faire l'objet de tests afin de vérifier l'aptitude technique à rendre le service.

La vérification des performances d'un électrolyseur au regard des exigences requises pour participer à ce type de service, en tenant compte des contraintes induites par l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz, son stockage ou sa méthanation, constitue justement l'un des objets d'étude du démonstrateur Jupiter 1000.

5. ANALYSE ENVIRONNEMENTALE : UNE RÉDUCTION SIGNIFICATIVE DES ÉMISSIONS DE CO₂ DE L'INDUSTRIE AVEC LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉLECTROLYSE

5.1 Remplacer l'hydrogène d'origine fossile par de l'hydrogène bas-carbone : une réduction des émissions nationales dans tous les scénarios

En France, la production d'électricité est déjà très largement décarbonée.

En 2018, les émissions associées au secteur électrique se sont élevées à 20 millions de tonnes de CO₂, contre par exemple 274 millions en Allemagne, 68 millions au Royaume-Uni, ou 93 millions en Italie. Ramenées à la population, les émissions du secteur électrique en France sont parmi les plus faibles au monde, seuls des pays comme la Norvège (production d'électricité presque entièrement hydraulique) ou la Suisse (nucléaire et hydraulique) étant comparables.

Les orientations de la PPE vont conduire à améliorer encore cette performance. Avec la fermeture des centrales au charbon, prévue pour 2022, un gain d'environ 7 millions de tonnes est attendu. À compter de 2022, la croissance des énergies renouvelables devrait également conduire à réduire les durées de fonctionnement des centrales à gaz. Dans les scénarios *Ampère*, *Volt* ou *PPE*, le système électrique français atteint vers 2030-2035 des niveaux d'émissions extrêmement faibles, de l'ordre de 10 millions de tonnes par an.

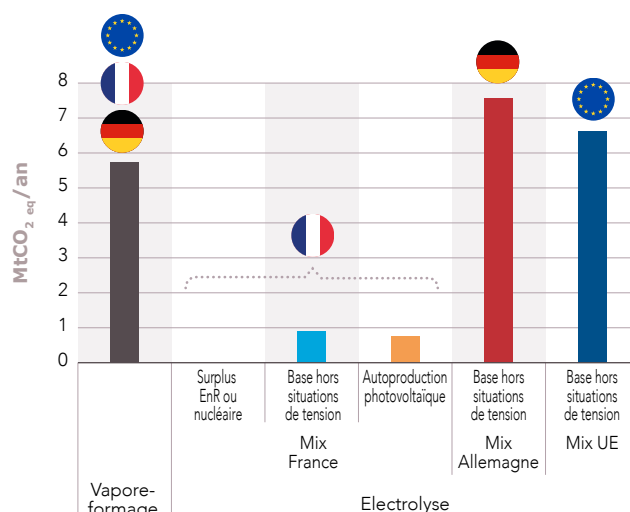
Cette configuration est particulièrement favorable à la bascule vers l'électricité pour la production d'hydrogène.

Étant donné que le vaporeformage du gaz naturel conduit à émettre environ 9 kg de CO₂ par kg d'hydrogène produit, le transfert de 630 000 tonnes d'hydrogène de ce mode de production vers l'électrolyse conduit à réduire les émissions nationales de près de 6 millions de tonnes par an. Sur l'ensemble

de la période 2020-2035, **le développement de l'hydrogène bas-carbone permet ainsi d'éviter en France environ 46 millions de tonnes de gaz à effet de serre.**

Ce résultat, cohérent avec les principales études existantes sur le sujet, découle bien de la nature du mix électrique en France. Projeté sur un mix utilisant en partie importante (Allemagne) ou en quasi-totalité (Pologne) le gaz et le charbon comme combustibles pour l'électricité, la production d'hydrogène par électrolyse a plutôt une influence négative sur les émissions de CO₂.

Figure 20. Émissions de CO₂ sur le territoire considéré dans chaque cas (France, Allemagne ou UE, hors effets sur les imports et exports) pour 630 kt de production d'hydrogène, à parc électrique inchangé



5.2 À parc électrique donné, exporter l'électricité, dans la limite des capacités du réseau, réduit néanmoins davantage les émissions de CO₂ que produire de l'hydrogène bas carbone

L'analyse du bilan carbone de la bascule vers l'électrolyse pour la production d'une partie de l'hydrogène utilisé pour l'industrie en France ne peut pas se résumer à une analyse nationale. En effet, le système électrique fonctionne de manière interconnectée.

Le développement de nouveaux usages en France est ainsi susceptible de modifier les échanges entre la France et ses voisins, et notamment de modifier l'utilisation des moyens de production fossiles dans les pays interconnectés.

Pour être complète, l'analyse des émissions doit donc porter sur le système électrique européen dans son entièreté. C'est ce que permet le modèle utilisé par RTE pour le Bilan prévisionnel, qui représente le parc de production et la consommation à l'échelle européenne avec précision.

S'agissant de la production d'hydrogène bas carbone, ce type d'analyse est d'autant plus important que l'export d'électricité décarbonée apparaît, toutes choses étant égales par ailleurs, plus efficace en matière de réduction des émissions européennes que le remplacement du vaporeformage par l'électrolyse de l'eau.

Ce résultat s'explique par le contenu carbone toujours important des mix électriques de la plupart des pays européens, tant que ceux-ci ont recours à une production importante d'origine fossile, fut-elle au gaz. Ceci reste le cas pour beaucoup de pays européens à l'horizon 2035, même en intégrant leurs ambitions d'évolution du mix électrique prévues par les plans nationaux intégrés énergie et climat (PNIEC).

Ce résultat est marquant et diffère de celui obtenu pour la mobilité électrique : RTE avait conclu en mai 2019 que, toutes choses étant égales par ailleurs, il était plus avantageux de décarboner la mobilité que d'exporter l'électricité produite en France vers d'autres pays. En effet, le rendement du véhicule électrique est très supérieur au rendement d'un véhicule thermique (facteur 3 à 4) et la combustion de pétrole évitée représente des volumes d'émissions importants. Le gain sur les émissions de CO₂ est dans

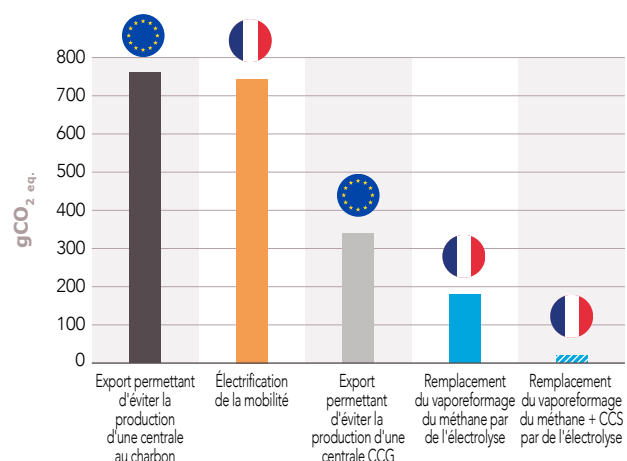
ce cas supérieur à celui obtenu par l'évitement de fonctionnement d'une centrale à gaz, et du même ordre de grandeur que celui de l'évitement de fonctionnement d'une centrale à charbon.

Ces caractéristiques ne se retrouvent pas dans le cas de la transition du reformage du méthane à l'électrolyse de l'eau pour produire l'hydrogène :

- le rendement de l'électrolyse de l'eau est du même ordre de grandeur que celui du vaporeformage (de l'ordre de 70 %) ;
- la production d'électricité à partir de gaz naturel est affectée d'un rendement de l'ordre 55 % pour un CCG, tandis que le vaporeformage utilise directement le gaz naturel : du point de vue énergétique, il est donc plus intéressant d'éviter le fonctionnement d'une centrale à gaz que d'une installation de vaporeformage.

Cette analyse, marginale, permet de prendre en compte la nature européenne du système électrique. Elle est néanmoins par nature partielle car elle se situe à la marge d'un système fixe et ne permet pas de prendre en compte l'évolution de la situation entre deux années données. L'analyse complète nécessite donc d'intégrer l'évolution du parc de production sur l'ensemble de la période.

Figure 21. Émissions évitées par la production d'1 kWh d'électricité décarbonée en France en fonction de son utilisation, en France ou en Europe



5.3 L'analyse complète du bilan carbone nécessite d'intégrer l'adaptation du parc de production d'électricité en France programmée par la PPE

L'évolution du parc de production d'électricité en France est programmée, dans ses grandes lignes, par la PPE. Celle-ci prévoit notamment une forte augmentation du volume de production décarbonée, dans une logique d'accompagnement du développement des nouveaux usages de l'électricité (mobilité, hydrogène bas-carbone, bâtiment) et de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

L'adaptation du mix électrique correspondant aux transferts d'usages vers l'électricité doit donc être intégrée dans l'évaluation des impacts en matière d'émissions de CO₂.

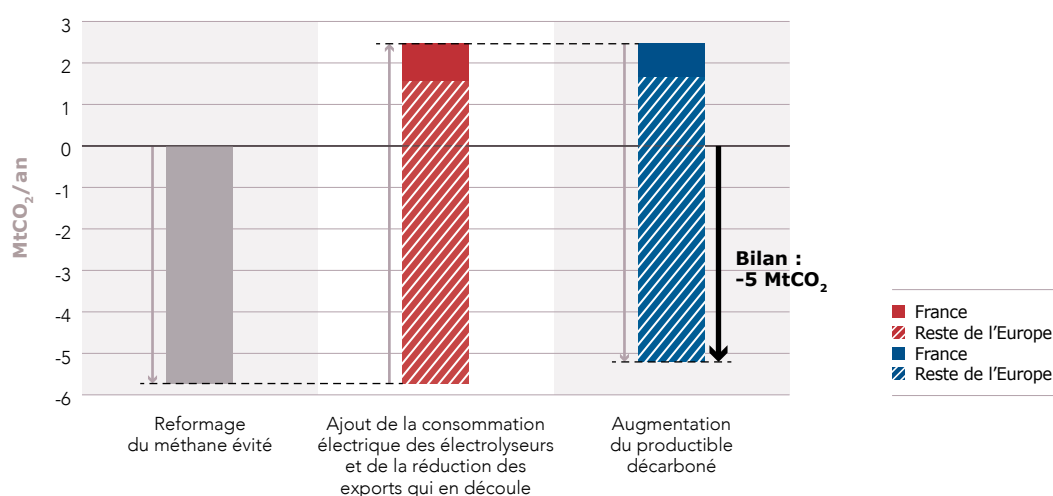
De ce point de vue, l'augmentation de la production décarbonée prévue par la PPE évite alors la diminution des exports qui serait associée au développement de l'électrolyse en France. **A minima, cette adaptation de parc neutralise l'effet qu'aurait pu avoir l'augmentation de la consommation française sur les émissions de CO₂ liée à la production fossile d'électricité** dans les pays voisins de la France.

Le graphique ci-dessous permet ainsi d'illustrer la décomposition des trois effets :

- (1) les émissions évitées au stade de la production d'hydrogène (reformage du méthane évité),
- (2) l'effet induit sur les émissions du système électrique européen du fait de l'ajout de la consommation électrique des électrolyseurs et de la réduction des exports qui en découle,
- (3) la réduction des émissions en France et en Europe associée à l'augmentation du productible décarboné nécessaire pour alimenter une consommation de 30 TWh pour les électrolyseurs.

Dans le mode de fonctionnement n°2 (fonctionnement en base hors situations de tension), les effets 2 et 3 tendent à se compenser. Finalement, l'effet du transfert du vaporeformage vers l'électrolyse associé à une adaptation du mix électrique décarboné conduit à un gain sur les émissions européennes de l'ordre de 5 millions de tonnes par an.

Figure 22. Effet sur les émissions à l'échelle européenne du développement de l'électrolyse à l'horizon 2035 (mode de fonctionnement n°2)



5.4 Dans tous les cas étudiés, une réduction significative des émissions nationales si l'électrolyse se substitue à du vaporeformage

Les trois modes opératoires étudiés pour l'électrolyse n'influent pas de la même façon sur le fonctionnement du système électrique et donc aussi sur les émissions de CO₂ associées à la production d'électricité à l'échelle européenne.

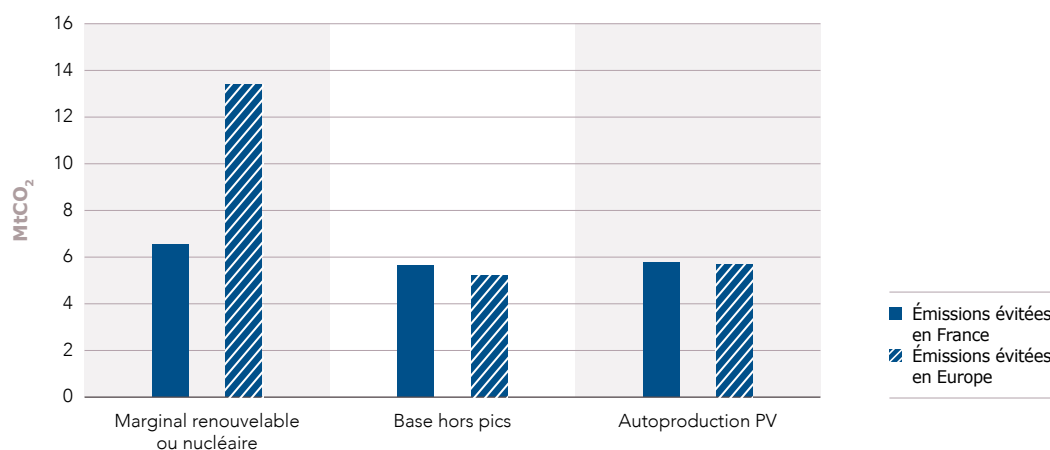
L'analyse complète du bilan carbone pour ces trois modes opératoires permet ainsi d'identifier les modes communs et les différences :

- Quel que soit le mode opératoire, le développement de l'électrolyse permet d'éviter les émissions associées au mode de production conventionnel (vaporeformage), sans accroissement significatif des émissions de CO₂ du mix électrique français. Pour une production de 630 000 tonnes d'hydrogène par an, cela représente près de 6 MtCO₂ évitées annuellement en France.
- À l'échelle du système électrique européen, l'adaptation du mix électrique décarboné permet *a minima* de neutraliser l'effet qu'aurait pu avoir l'augmentation de la consommation française sur le solde d'exports d'électricité et donc sur les émissions de CO₂ liées à la production fossile d'électricité dans les autres pays européens.

- Dans le mode de fonctionnement n°1 (fonctionnement sur les périodes de surplus renouvelable/nucléaire), le développement de l'électrolyse associé à l'adaptation du mix électrique permet de cumuler les bénéfices en matière de remplacement du vaporeformage et de décarbonation du système électrique européen. Ce mode de fonctionnement constitue donc un optimum du point de vue de la réduction des émissions de gaz à effet de serre mais il présente en revanche des inconvénients spécifiques pour la continuité d'alimentation en hydrogène et pour l'amortissement des coûts fixes (voir partie 6.1).

Au-delà des effets liés au remplacement de la production d'hydrogène fossile par de l'électrolyse, des réductions d'émissions de gaz à effet de serre peuvent également être obtenues par des transferts de certains usages vers l'hydrogène : à titre d'exemple, le trafic de poids lourds conduit aujourd'hui à l'émission annuelle d'environ 20 millions de tonnes de CO₂ en France ; la substitution au diesel de 10% de ce segment (l'équivalent de 60 000 poids lourds environ) conduirait donc à éviter l'émission de 2 millions de tonnes de CO₂ par an dans le cas d'un hydrogène décarboné.

Figure 23. Émissions de CO₂ évitées en Europe et en France, en fonction du mode opératoire de l'électrolyse



6. ANALYSE ÉCONOMIQUE VUE DE LA COLLECTIVITÉ :

DES COÛTS DE TRANSITION VERS L'ÉLECTROLYSE ÉLEVÉS MAIS
QUI SE JUSTIFIENT POUR LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO₂

6.1 Les investissements à consentir dans le développement d'électrolyseurs pour atteindre les objectifs publics dépendent fortement des modes opératoires envisagés

L'analyse économique des transformations nécessaires pour décarboner la production d'hydrogène fait l'objet d'un nombre croissant de réflexions et d'études – voir notamment les études de l'AIE⁵, de l'IRENA⁶ ou de DNV-GL⁷. Ces études pointent les synergies possibles entre la production d'électricité renouvelable et l'hydrogène, mais considèrent également que l'hydrogène jouera un rôle modeste dans la prochaine décennie, en raison d'un manque de compétitivité de l'électrolyse par rapport aux solutions utilisant des énergies fossiles, ainsi que d'un manque d'infrastructures de transport et de stockage. Elles mettent également en évidence le rôle des échanges internationaux de produits riches en hydrogène (ammoniac, méthanol, hydrocarbures de synthèse) qui sont susceptibles d'être produits là où les ressources renouvelables sont les plus abondantes et les moins chères.

RTE applique une méthode de chiffrage systématique

L'évaluation des coûts associés à un scénario de transformation pose des questions méthodologiques importantes.

Pour le présent rapport, RTE a appliqué la méthode générique d'évaluation des coûts concertée avec

les acteurs et déjà appliquée dans le Bilan prévisionnel 2017 et dans l'étude sur la mobilité électrique de mai 2019. Cette méthode présente l'avantage d'être systématique, d'intégrer les différents « coûts système » pour l'énergie, et de pouvoir être appliquée à différents types de politiques publiques.

Elle consiste, dans un premier temps, à comptabiliser l'ensemble des composantes de coût du point de vue de la collectivité, indépendamment des acteurs qui portent ces coûts et des mécanismes de redistribution existant entre les différents acteurs économiques (taxes, subventions...). La méthode, déclinée dans la suite de la partie 6, ne vise donc pas à estimer le prix de l'hydrogène du point de vue des acteurs mais bien à évaluer les impacts économiques à l'échelle de la collectivité en vue d'aider à la décision publique. La partie 7 complète l'analyse en évaluant le coût du point de vue des acteurs.

La méthodologie de chiffrage conduit à distinguer :

- pour les installations de vaporeformage du méthane :
 - le coût complet des unités de vaporeformage (amortissement de l'investissement initial et coût d'entretien) ;
 - les coûts de l'approvisionnement en gaz.

5. AIE, 2019, *The Future of hydrogen*

6. IRENA, 2019, *Hydrogen : A renewable energy perspective*

7. DNV-GL, 2019, *Hydrogen in the electricity value chain*

► pour l'électrolyse :

- le coût complet des électrolyseurs (amortissement de l'investissement initial, coût d'entretien) ;
- le coût de l'adaptation du système électrique, en intégrant les réseaux (raccordement des installations et adaptation des réseaux en amont) et la production d'électricité ; dans les analyses présentées ici, on attribue à la consommation des électrolyseurs une part de l'adaptation du mix de production décarbonée d'électricité : nucléaire, éolienne et photovoltaïque, en proportion de leur productible dans le mix ;
- le coût du stockage d'hydrogène nécessaire pour répondre aux besoins de continuité d'alimentation des usages en aval.

Les coûts de transport et de distribution de l'hydrogène ne sont pas évalués à ce stade, dans la mesure où (i) ils dépendent fortement des usages et des modèles d'affaires existants et (ii) ils peuvent être supposés indifférenciés selon le mode de production de l'hydrogène (production conventionnelle par vaporeformage ou électrolyse). Néanmoins, les chiffres présentés pourraient être complétés dans un second temps en intégrant une vision plus précise de l'aval de la chaîne de distribution de l'hydrogène.

Il existe enfin un débat méthodologique sur la valorisation de certaines externalités et en particulier

sur la comptabilisation du coût des émissions de CO₂. Pour des analyses portant sur une transition vers des modes de production décarbonés, la valeur associée aux émissions de gaz à effet de serre peut jouer un rôle important dans l'évaluation économique.

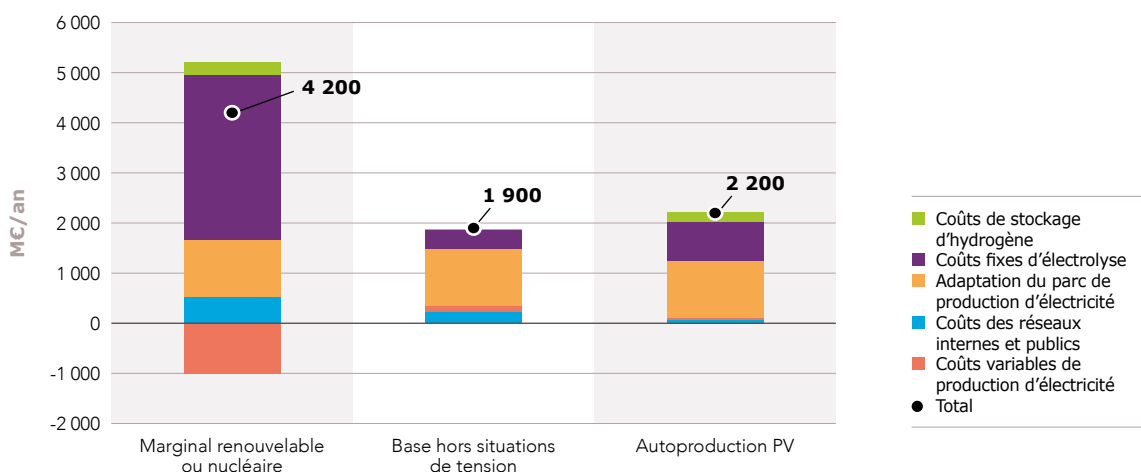
La méthode conduit à évaluer un coût de la transition compris entre 2 et 4 milliards d'euros par an

En appliquant la méthode présentée ci-dessus, le coût complet de transition à l'horizon 2035 pour un volume de 630 000 tonnes d'hydrogène bas carbone pour des usages industriels peut être évalué entre 1,9 et 4,2 milliards d'euros par an, selon les modes opératoires privilégiés pour le développement de l'électrolyse.

Dans ce coût complet, la production d'électricité constitue un poste important de la transition vers l'hydrogène bas carbone (entre 30 % et 60 %).

Cette conclusion diffère de celle des travaux sur la mobilité électrique, pour laquelle les coûts principaux de la transition portent essentiellement sur la construction des véhicules et les infrastructures de recharge.

Figure 24. Coût de la production d'hydrogène bas carbone en fonction du mode de fonctionnement de l'électrolyse



Néanmoins, cette différence est elle-même à relativiser : la conclusion ci-dessus n'est valide que dans la mesure où seuls les usages industriels de l'hydrogène sont concernés (pour un consommateur industriel d'hydrogène, consommer un gaz issu d'une production d'origine fossile ou bas-carbone est techniquement indifférent). Il en va différemment pour les nouveaux usages envisageables de l'hydrogène, comme la mobilité lourde, qui relèvent de transferts d'usages et impliquent donc de nouveaux équipements finaux : le coût de la bascule est alors plus important, avec une conclusion qui serait beaucoup plus proche de celle de l'étude sur la mobilité électrique.

Les coûts associés pour atteindre une production conforme aux objectifs publics apparaissent très variables selon les modes opératoires, dans la lignée des différences techniques mises en avant au paragraphe 4.2 :

- Une production uniquement durant les périodes de «surplus décarboné» (mode de fonctionnement n°1) conduit à un dimensionnement

important des électrolyseurs (38 GW de capacités installées) et donc à une économie de la production d'hydrogène à coûts fixes importants (puissance élevée des électrolyseurs et mise en place d'installations de stockage d'hydrogène dédiées) et coûts variables faibles (approvisionnement durant les périodes de prix faibles)⁸. Au total, le coût de production pour la collectivité atteint alors de l'ordre de 4,2 Md€ par an et est constitué à environ 80 % de l'amortissement des coûts des électrolyseurs.

- Le mode de fonctionnement n°3 (couplage à de l'autoproduction photovoltaïque) conduit à un coût de production plus faible, de l'ordre de 2,2 Md€ par an, en particulier en raison d'un bien moindre besoin de puissance d'électrolyse.
- Le mode de fonctionnement n°2 (en base hors pics) conduit au coût de production le plus bas en raison du dimensionnement plus faible de la capacité d'électrolyseurs, en lien avec leur durée de fonctionnement élevée.

8. Dans une vision française, cette baisse de coûts variables de production d'électricité à l'étranger liée à l'augmentation des exports d'électricité pour ce mode se traduit par un effet du même ordre de grandeur sur la balance commerciale des échanges d'électricité.

6.2 La substitution de l'électrolyse au vaporeformage augmente les coûts de production de l'hydrogène, même en intégrant des hypothèses optimistes sur l'évolution du coût des électrolyseurs...

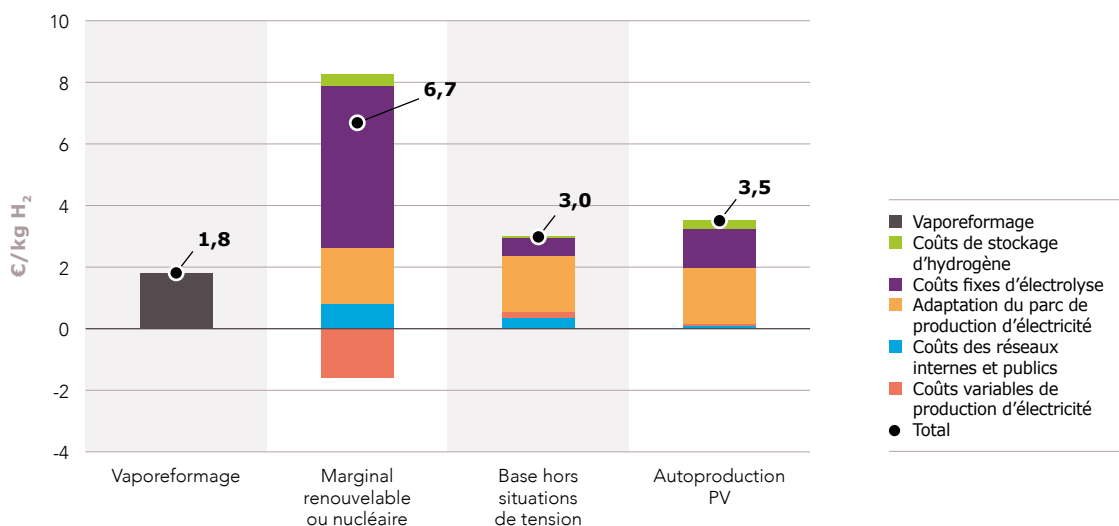
Les coûts associés aux différents modes de production d'hydrogène par électrolyse peuvent être comparés à ceux du vaporeformage, en les rapportant au kilogramme d'hydrogène produit. L'analyse est ici encore menée à l'échelle de la collectivité et ne tient pas compte à ce stade des taxes et autres mécanismes de redistribution pouvant jouer sur le prix final de l'hydrogène du point de vue des acteurs.

En l'absence de valorisation des émissions de gaz à effet de serre et pour les hypothèses retenues, l'analyse montre que le coût de revient pour la collectivité de l'hydrogène produit par électrolyse est supérieur à celui du vaporeformage, quel que soit le mode opératoire privilégié.

La seule composante de coût d'adaptation du système électrique⁹ représentée, dans les modes opératoires n°2 et 3 de l'électrolyse, environ 2 €/kg d'hydrogène produit, soit un niveau supérieur au coût complet de la production d'hydrogène par vaporeformage.

S'agissant des coûts du système d'électrolyse, l'hypothèse retenue dans cette analyse correspond à des annuités de 87 à 100 €/kWe/an suivant la durée annuelle d'utilisation de l'électrolyse (pour une durée longue d'utilisation, les cellules sont remplacées plus fréquemment). Au-delà du seul coût d'investissement initial, les hypothèses sur la durée de vie et le coût du capital peuvent influencer l'évaluation économique de l'électrolyse.

Figure 25. Coût de substitution de l'électrolyse au vaporeformage, pour une livraison annuelle de 630 000 tonnes d'hydrogène en bande.



9. L'hypothèse d'adaptation du parc retenue dans ce calcul est un développement supplémentaire des énergies éoliennes et photovoltaïque, ainsi qu'un moindre déclassement de la production nucléaire existante, au prorata des productibles des trois sources d'énergie dans le mix PPE-SNBC. Rapporté à l'énergie produite, ce coût est d'environ 42 €/MWh d'électricité consommée.

Les hypothèses retenues dans cette étude et présentées dans le Tableau 2 résultent d’une analyse bibliographique et sont en ligne avec celles d’autres analyses récentes (AIE, IRENA...).

Cependant une incertitude forte demeure sur l’évolution des coûts d’électrolyse à 2035 en général et sur les fourchettes des coûts d’investissement en particulier. Plusieurs acteurs anticipent ainsi une baisse des coûts bien plus importante, sous l’effet d’industrialisation de volumes conséquents. Par ailleurs des constructeurs chinois annoncent des systèmes à des coûts de l’ordre de 200 à 300 €/kWe, mais pour des niveaux de fiabilité, de durée de vie et de sécurité qui devront être vérifiés.

Une forte diminution du coût des électrolyseurs réduirait l’écart de coût de l’électrolyse par rapport au vaporeformage, sans toutefois l’annuler. En particulier dans les modes de fonctionnement n°2 et 3 (approvisionnement sur le marché en base hors pics ou couplage avec de la production photovoltaïque locale), le coût des électrolyseurs n’apparaît pas comme une composante dimensionnante de l’analyse.

La sensibilité des modèles d’affaires au coût des électrolyseurs est illustrée et discutée dans les chapitres 7.2 et 7.3.

Tableau 2. Hypothèses de coût de référence des électrolyseurs

Paramètres	Hypothèse retenue à 2035
Durée de vie du système	20 ans
Durée de vie de la pile	90 000 heures
CAPEX – Système	700 €/kWe
CAPEX – Remplacement pile	210 €/kWe
Coûts d’installation, branchement...	30 % CAPEX système
Coûts fixes Opération & Maintenance	2 %/an CAPEX système
Coût moyen pondéré du capital	5%/an

6.3 ... mais la bascule vers l'électrolyse se justifie pour la collectivité dès lors que l'externalité environnementale est valorisée à la hauteur de la valeur tutélaire du carbone

L'évaluation du coût socio-économique pour la collectivité associée aux transitions du système énergétique doit intégrer les impacts environnementaux, et en particulier les impacts en matière d'émissions de gaz à effet de serre.

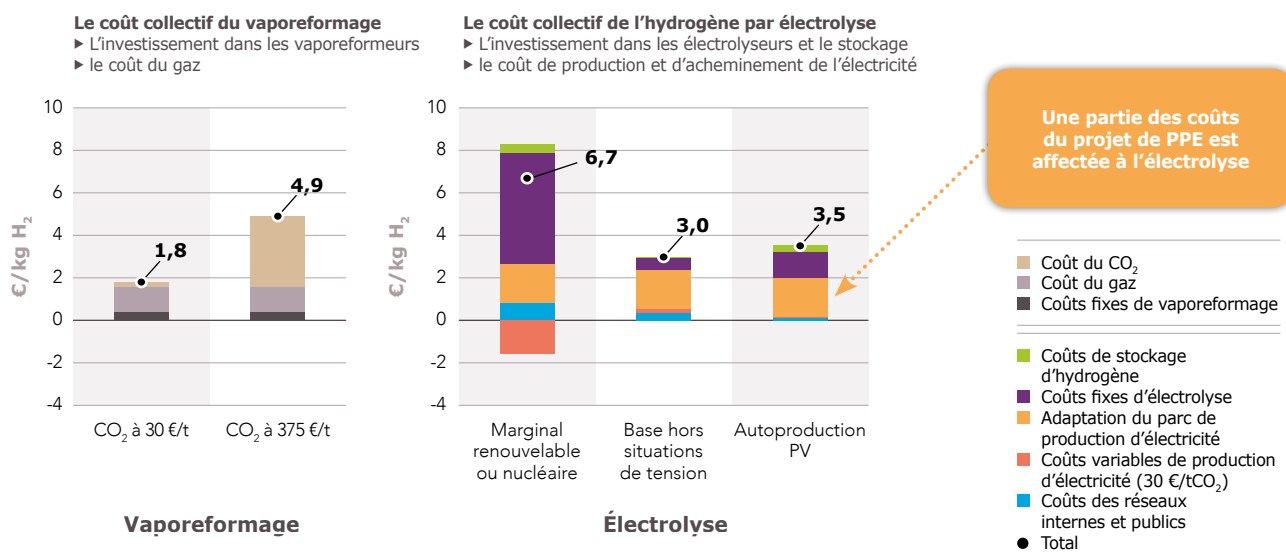
Pour ce faire, plusieurs méthodes existent : une valorisation des émissions à hauteur du prix du carbone sur le marché européen ETS (aujourd'hui de l'ordre de 25 €/t et qui pourrait augmenter à environ 30 €/t selon certains scénarios de l'AIE) ou une valorisation des émissions à hauteur de la valeur tutélaire du carbone définie par les pouvoirs publics. Cette deuxième méthode constitue la référence pour évaluer les investissements pertinents pour le climat en France.

L'analyse économique menée permet ainsi d'évaluer la sensibilité de la comparaison des coûts de l'électrolyse et du vaporeformage à la valeur du carbone. Elle montre qu'une valorisation du CO₂ émis à 30 €/t ne suffit pas à justifier économiquement le développement de l'électrolyse. En revanche, en

intégrant une valorisation à hauteur de la valeur tutélaire du carbone, récemment réactualisée¹⁰, de 375 €/t à l'horizon 2035, le résultat est inversé : dans les modes de fonctionnement n° 2 et 3 (approvisionnement en base ou couplage avec la production renouvelable locale), l'électrolyse apparaît moins coûteuse, du point de vue de la collectivité, que le vaporeformage. Le coût dans le mode opératoire n°1 (fonctionnement sur les périodes de surplus d'énergie renouvelable ou nucléaire) reste en revanche plus important que celui du vaporeformage car les électrolyseurs ne tournent pas assez pour justifier l'investissement initial.

Ces résultats justifient un choix collectif pour la production bas carbone dans des scénarios où le prix du carbone est mis en adéquation avec la volonté de réduire rapidement les émissions dès les prochaines années. Ils plaident pour des facteurs de charge importants de manière à tirer parti du productible décarboné (modes de production n° 2 et 3).

Figure 26. Comparaison des coûts collectifs du vaporeformage et de l'électrolyse



10. Quinet A., 2019, *La valeur de l'action pour le climat : Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques*

6.4 Le coût d'abattement du CO₂ est très variable suivant le mode opératoire et le périmètre (France ou Europe)

Pour compléter l'analyse sur la pertinence économique du développement de la production d'hydrogène par électrolyse en matière d'action pour le climat, une évaluation du coût d'abattement du CO₂ associée à cette transition peut être réalisée. Cet indicateur consiste à rapporter les coûts de la transition aux émissions de CO₂ évitées, permettant ainsi d'identifier les actions prioritaires les moins coûteuses pour réduire les émissions.

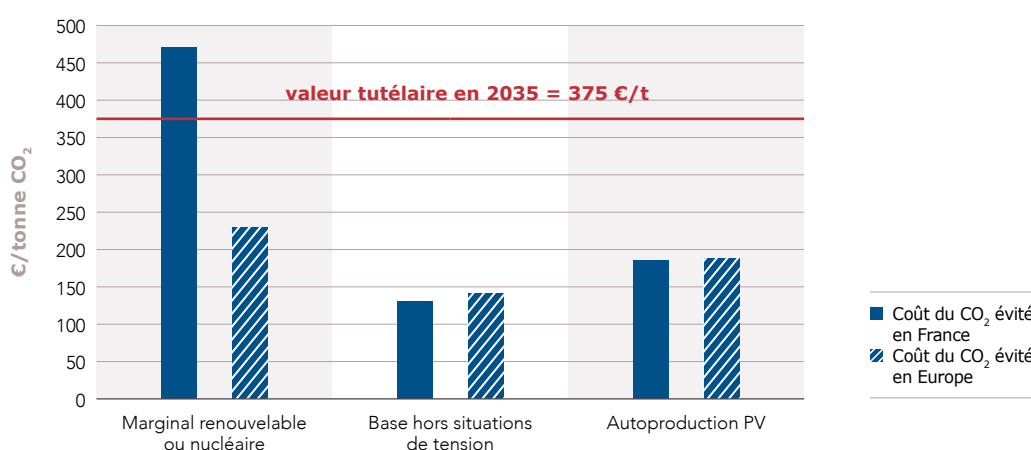
Ceci revient à déterminer un coût implicite du CO₂ évité en fonction du mode opératoire et du périmètre (France ou Europe).

Pour les modes n°2 et 3 (approvisionnement en base hors pics et couplage avec de l'autoproduction), les coûts implicites du CO₂ évité varient peu entre le périmètre Europe et France, et se montent

respectivement à environ 150 à 200 €/t. Ces valeurs sont très inférieures à la valeur tutélaire du CO₂, définie dans le rapport Quinet II à 250 €/t à l'horizon 2030 et 375 €/t à l'horizon 2035, ce qui justifierait de mettre en place les politiques publiques nécessaires pour développer l'électrolyse suivant ces modes.

Les coûts élevés du mode marginal renouvelable et nucléaire conduisent en revanche à un coût d'abattement du CO₂ en France élevé, de l'ordre de 500 €/t, supérieure à la valeur tutélaire du carbone. Le coût implicite du CO₂ évité tombe à 240 €/t si on intègre les émissions à la maille européenne, mais sortant du cadre national défini dans la stratégie de neutralité carbone et implicite au calcul de la valeur tutélaire.

Figure 27. Coût de la tonne de CO₂ évité en Europe et en France en fonction du mode opératoire



7. ANALYSE ÉCONOMIQUE VUE DES ACTEURS : LA COMPÉTITIVITÉ DE L'HYDROGÈNE BAS CARBONE DÉPEND DES MODES DE SOUTIEN PUBLIC ET DE TARIFICATION DE L'ÉNERGIE

7.1 En pratique, le développement de l'électrolyse sera déterminé par sa compétitivité du point de vue des acteurs

Sauf à imposer des normes sur l'hydrogène produit ou consommé en France, le développement effectif de la production d'hydrogène bas carbone dépendra non pas de l'analyse socio-économique globale, mais bien de la compétitivité économique de ce mode de production par rapport aux modes conventionnels, telle qu'elle est perçue par les acteurs économiques (en particulier les industriels consommateurs d'hydrogène).

L'évaluation du prix de l'hydrogène vu de l'acteur implique d'aller plus loin que l'analyse socio-économique menée au périmètre de la collectivité et d'intégrer l'ensemble des méthodes conduisant à traduire le coût complet de l'hydrogène ou de l'énergie vers les acteurs. Si certaines composantes de coût (amortissement des électrolyseurs ou d'éventuels dispositifs de stockage) sont communes aux deux types d'analyse, les signaux économiques auxquels font face les producteurs d'hydrogène peuvent différer des fondamentaux du coût pour la collectivité, du fait de l'existence de taxes et de subventions, de la tarification du carbone ou encore des mécanismes de formation des prix de l'électricité. L'analyse du prix vu de l'acteur doit donc intégrer ces différentes composantes.

S'agissant des prix de l'électricité soutirée pour alimenter les électrolyseurs (dans les modes de fonctionnement n° 1 et 2), ceux-ci peuvent s'établir à différents niveaux selon le mode d'approvisionnement. Dans le cas général où l'industriel s'approvisionne sur le marché de l'électricité, le prix reflète les coûts marginaux de production sur chaque heure de fonctionnement (dépendant notamment du coût variable du moyen de production d'électricité le plus cher

appelé sur le marché européen) et dépend donc de l'évolution des prix des combustibles (gaz ou charbon) et de la tarification du CO₂. Dans certains cas, les consommateurs d'électricité ont toutefois accès à des contrats d'approvisionnement spécifiques, permettant notamment d'accéder à la production d'électricité historique (par exemple l'ARENH). Ce type de contrats peut jouer un rôle significatif dans l'économie de l'électrolyse.

Deux méthodes sont envisageables pour rendre compte de l'évolution des prix de l'électricité à long terme :

- La première s'appuie sur des scénarios de prix exogènes (souvent des prix moyens annuels) : c'est par exemple la méthode qui est considérée dans les projections réalisées par l'AIE ;
- La seconde consiste à simuler un coût complet de l'électricité par pas de temps en se basant sur les données du scénario de base : c'est la méthode utilisée dans le Bilan prévisionnel et les études associées. Dans ce cas, le scénario de prix est donc endogène à l'étude. L'utilisation de cette seconde méthode est indispensable pour pouvoir rendre compte des différences de coûts d'approvisionnement entre les différents modes opératoires de l'électrolyse.

Dans tous les cas, les coûts d'approvisionnement sur le marché ne correspondent pas forcément aux coûts d'adaptation du parc de production décarbonée en France tels qu'évalués dans l'analyse pour la collectivité, qui sont quant à eux liés aux coûts fixes de l'éolien, du photovoltaïque ou à ceux de prolongation du nucléaire existant.

S'agissant des coûts de réseau, ceux-ci peuvent se traduire dans le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE) pour les utilisateurs s'approvisionnant sur le marché (modes 1 et 2) et/ou dans les coûts des infrastructures de réseau nécessaires pour alimenter les électrolyseurs (coûts de raccordement et coûts d'opération et de maintenance des infrastructures de réseau éventuellement détenues en propres par le producteur d'hydrogène).

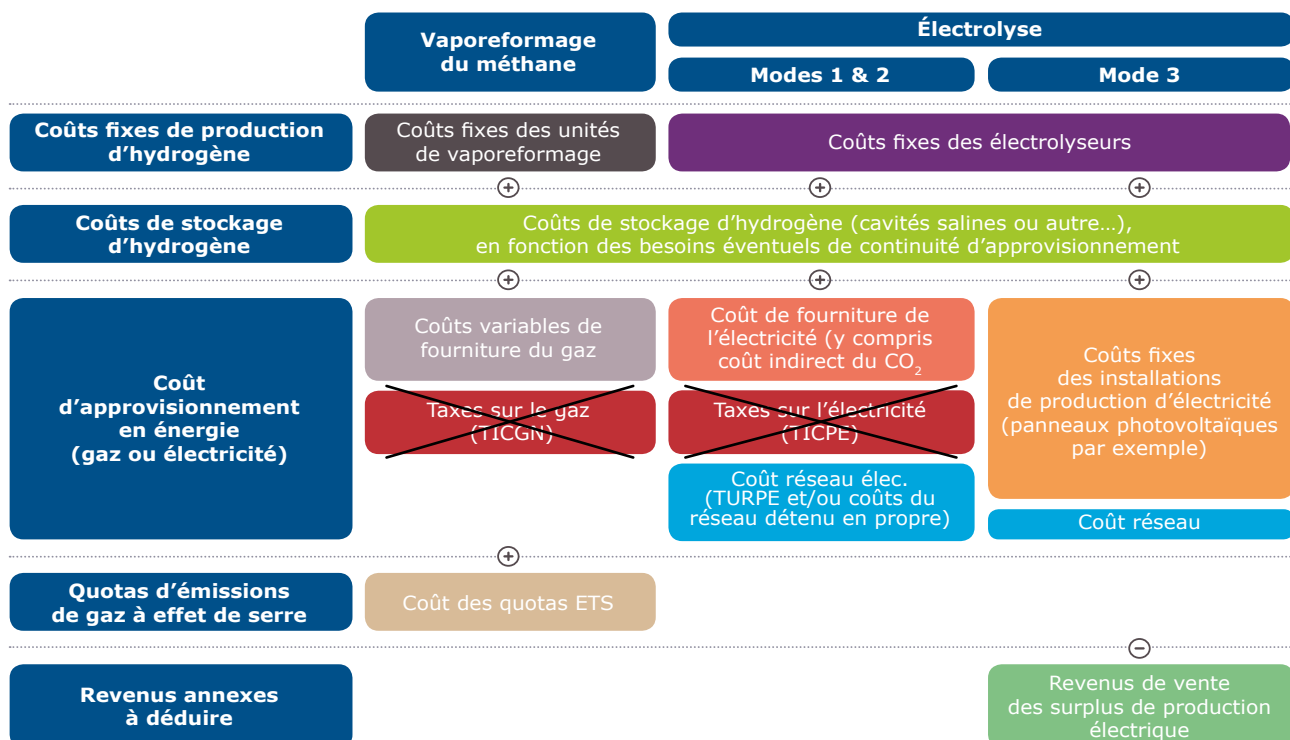
S'agissant des taxes sur l'énergie, les consommateurs d'électricité doivent s'acquitter de la CSPE (Contribution au service public de l'électricité) aussi appelée TICFE (Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité), d'un montant de 22,5 €/MWh. Cette taxe porte sur l'ensemble de l'électricité consommée mais il existe des exemptions ou des exonérations totales ou partielles pour certaines consommations (certains usages spécifiques, consommateurs électro-intensifs présentant un profil de charge spécifique ou encore électricité autoproduite dans un modèle d'autoconsommation individuelle). **Les procédés d'électrolyse font partie des usages exemptés.**

De la même manière, les consommateurs de gaz sont soumis à la TICGN (Taxe intérieure de

consommation sur le gaz naturel), dont le montant actuel est de 8,45 €/MWh. À ce jour, cette taxation ne s'applique toutefois pas à la production de l'hydrogène par vaporeformage, car le gaz consommé est utilisé comme matière première et non comme combustible énergétique.

Enfin, s'agissant de la **tarification du carbone** applicable aux secteurs de l'industrie et de la production d'énergie pour leurs émissions directes, celle-ci dépend aujourd'hui du marché européen du carbone EU ETS (*European Union Emission Trading Scheme*). Le prix des quotas d'émissions sur ce marché peut varier au cours du temps et s'établir à des niveaux très différents – en pratique, largement inférieurs – par rapport à la valeur tutélaire du carbone. Ce prix joue un rôle directeur sur le coût de production de l'hydrogène par vaporeformage (les industriels doivent acheter des quotas même s'ils en reçoivent aussi un certain nombre gratuitement) mais également sur la production d'hydrogène par électrolyse, via l'impact sur les prix de l'électricité. Dans ce dernier cas, l'impact indirect de l'ETS sur le coût de l'électrolyse pourrait être éventuellement compensé par des aides spécifiques, à condition que l'électrolyse fasse partie des usages éligibles au titre des règles européennes.

Figure 28. Illustration des composantes de coûts vus des acteurs pour les différents modes de production d'hydrogène



7.2 Chaque mode de production possède une sensibilité spécifique à certains facteurs

La structure de coût à laquelle sont exposés les acteurs du secteur de l'hydrogène bas carbone apparaît, de prime abord, très différente selon les modes envisagés.

Elle implique bien évidemment un investissement dans les électrolyseurs, et ce point est considéré comme l'élément dimensionnant par de nombreux acteurs. Dans le cadre de la concertation, des perspectives très différentes d'évolution à moyen terme du coût d'une installation d'électrolyse ont été proposées : pour une référence de 700 €/kW en 2035 (voir Tableau 2, valeur hors coûts d'environnement, cohérente avec les études de l'AIE et de l'IRENA), des cibles à 500 €/kW voire même 200 €/kW voire moins ont pu être avancées (construction d'électrolyseurs en Chine¹¹).

L'analyse des coûts réalisée dans le cadre de ce rapport permet néanmoins de mettre en avant d'autres facteurs dans l'équation économique (notamment les coûts d'approvisionnement en électricité détaillés dans la partie précédente). Ceci conduit à relativiser certaines perceptions fortement ancrées, comme la nature très capitalistique de l'investissement dans les électrolyseurs mais aussi l'idée qu'une diminution drastique du coût des électrolyseurs suffirait à elle seule à rendre la production d'hydrogène bas carbone très compétitive par rapport à l'hydrogène d'origine fossile.

Au titre des enseignements de cette analyse, il apparaît également que chaque mode de production d'hydrogène par électrolyse présente un profil de sensibilité particulier :

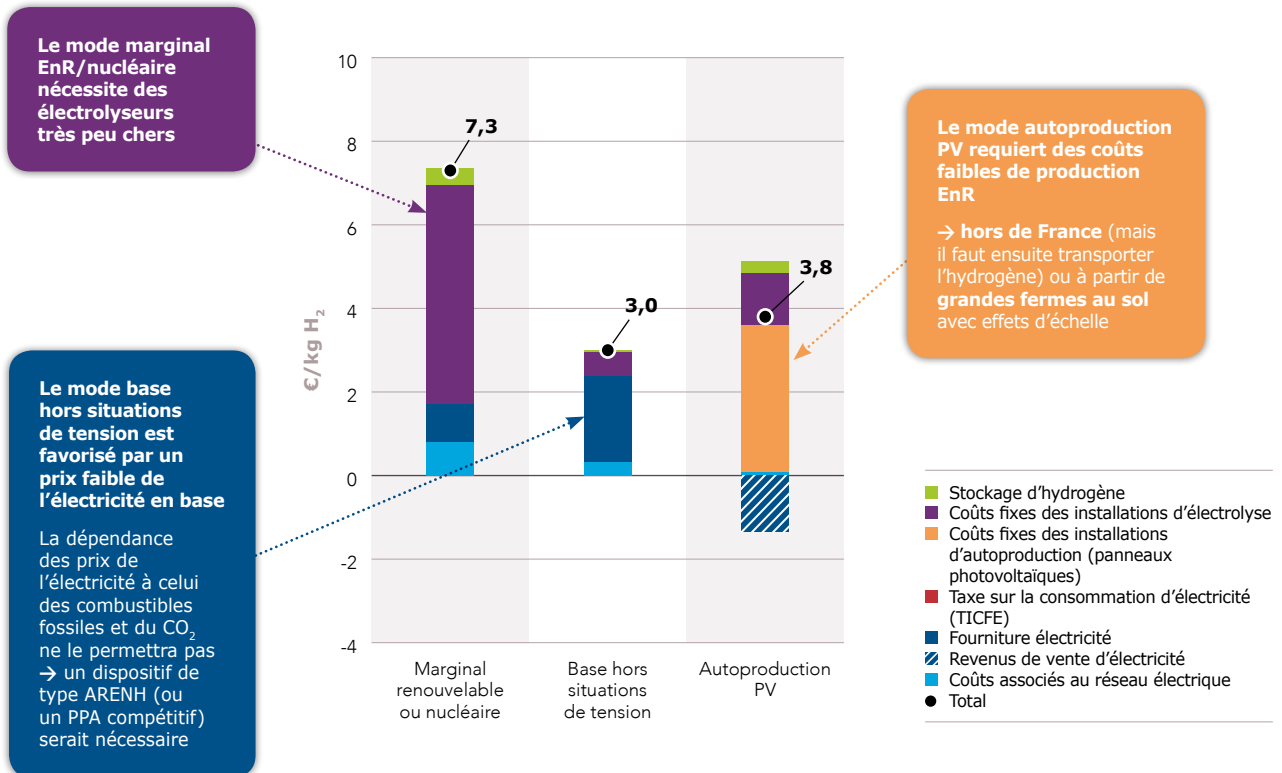
► Le mode de fonctionnement n°1 « **marginal renouvelable ou nucléaire** » nécessite une puissance importante d'électrolyse pour pouvoir maximiser la production d'hydrogène bas carbone durant les phases de prix bas de

l'électricité : le prix unitaire des électrolyseurs constitue donc le paramètre principal ;

► Le mode de fonctionnement n°2 « **base hors situations de tension** » implique un approvisionnement « en bande » en électricité : c'est donc le prix moyen de marché, et l'accès à une électricité bon-marché traduisant la performance économique du parc français et son caractère très majoritairement décarboné qui constitue la variable principale. Dans ce modèle, les coûts fixes de l'électrolyseur apparaissent de second ordre dans l'équation économique ;

► Le mode de fonctionnement n°3 « **autoproduction avec contenu local** » permet de s'affranchir des prix de marché de l'électricité et donc du prix du CO₂. L'enjeu principal porte sur la maîtrise du coût complet de l'installation d'autoproduction. Dans le cas – par exemple – d'un approvisionnement solaire, il dépend donc du coût des panneaux photovoltaïques, et semble ainsi pointer vers de grandes fermes solaires au sol (les projets envisagés correspondant à ce mode opératoire, nécessitent en effet de telles installations situées dans le sud de la France pour produire de l'hydrogène à un prix compétitif). Différentes variantes sont envisageables, intégrant par exemple le couplage avec de la production éolienne, en particulier offshore (les électrolyseurs peuvent alors être localisés à proximité des atterrages des fermes d'éoliennes en mer, mais le modèle intègre dans ce cas l'utilisation du réseau) ou reposant sur de grandes fermes solaires mais hors d'Europe de manière à faire baisser les coûts (l'analyse économique doit alors intégrer le transport de l'hydrogène produit par bateau et son intégration à la chaîne aval en France). Ces différents modèles sont étudiés plus en détail dans le cadre de la construction des scénarios 2050.

11. Voir analyse BloombergNEF, *Hydrogen : the Economics of Production From Renewables, Costs to plummet*, Août 2019

Figure 29. Coût de revient pour le producteur d'hydrogène en fonction du mode opératoire de l'électrolyseur

7.3 Pour concurrencer l'hydrogène fossile, un soutien public reste nécessaire

Le prix de référence de l'hydrogène produit par vaporeformage de gaz naturel est dans cette étude estimé à environ 1,8 €/kg, comprenant une valorisation du CO₂ à 30 €/tonne (correspondant à la projection à 2035 du scénario *New Policies* de l'AIE-WEO 2018), et sans tenir compte des quotas pouvant être alloués gratuitement à cette production conventionnelle d'hydrogène.

Même en se projetant à l'horizon 2035 avec une hypothèse de baisse significative du coût des électrolyseurs et en intégrant une possibilité d'appliquer la TICGN au vaporeformage à son niveau actuel (portant le prix de l'hydrogène produit de manière conventionnelle à un peu plus de 2 €/kg), **le prix de revient de l'hydrogène produit par vaporeformage apparaît nettement inférieur à celui produit par électrolyse, quel que soit le mode opératoire.** L'écart de coût de revient s'établit entre environ +1 €/kg et +8 €/kg selon les modes de fonctionnement de l'électrolyse étudiés et les hypothèses d'évolution des coûts considérées.

La décomposition du coût de revient par composantes permet d'envisager les conséquences de différentes hypothèses de tarification ou d'évolution des coûts des fondamentaux sur les coûts de revient. À titre d'exemple, la Figure 30 illustre l'effet sur les coûts de revient de l'hydrogène produit par électrolyse de plusieurs variantes : hypothèse d'une réduction d'un facteur deux des coûts fixes des électrolyseurs, d'une réduction des coûts du photovoltaïque d'environ un tiers (pour le mode en autoproduction), d'une augmentation des prix de l'électricité d'un facteur deux, ou encore d'une augmentation des coûts du stockage de l'hydrogène.

Les coûts présentés dans cette section correspondent à des productions de grande taille, et sont dans tous les cas inférieurs aux coûts de l'hydrogène livré, en général par camion, sur des sites consommant de faibles quantités d'hydrogène (usages diffus dans les secteurs du verre, de l'agroalimentaire, de la métallurgie, de

l'électronique...). Le coût de ce transport peut augmenter très sensiblement le prix d'achat de l'hydrogène livré, jusqu'à atteindre 8 à 10 €/kg, voire jusqu'à 20 €/kg. Dès lors, certaines parties prenantes s'interrogent sur la possibilité de développer des électrolyseurs de petite taille à proximité de ces sites de consommation «diffuse» d'hydrogène, pour lesquels l'électrolyse apparaît alors compétitive par rapport à l'approvisionnement conventionnel. Cette perspective est également avancée dans le projet de PPE et dans le rapport sur le plan de déploiement de l'hydrogène remis par la DGEC et le CEA au ministre de la Transition écologique et solidaire en 2018.

Si les résultats présentés dans l'étude de RTE tendent à confirmer que le coût de production d'hydrogène par électrolyse peut être inférieur à celui de l'hydrogène livré de manière conventionnelle pour les usages industriels diffus, la place économique de l'électrolyse pour ces usages doit être analysée plus en détail en tenant compte de l'ensemble de la chaîne de l'hydrogène, et notamment de ses circuits de distribution.

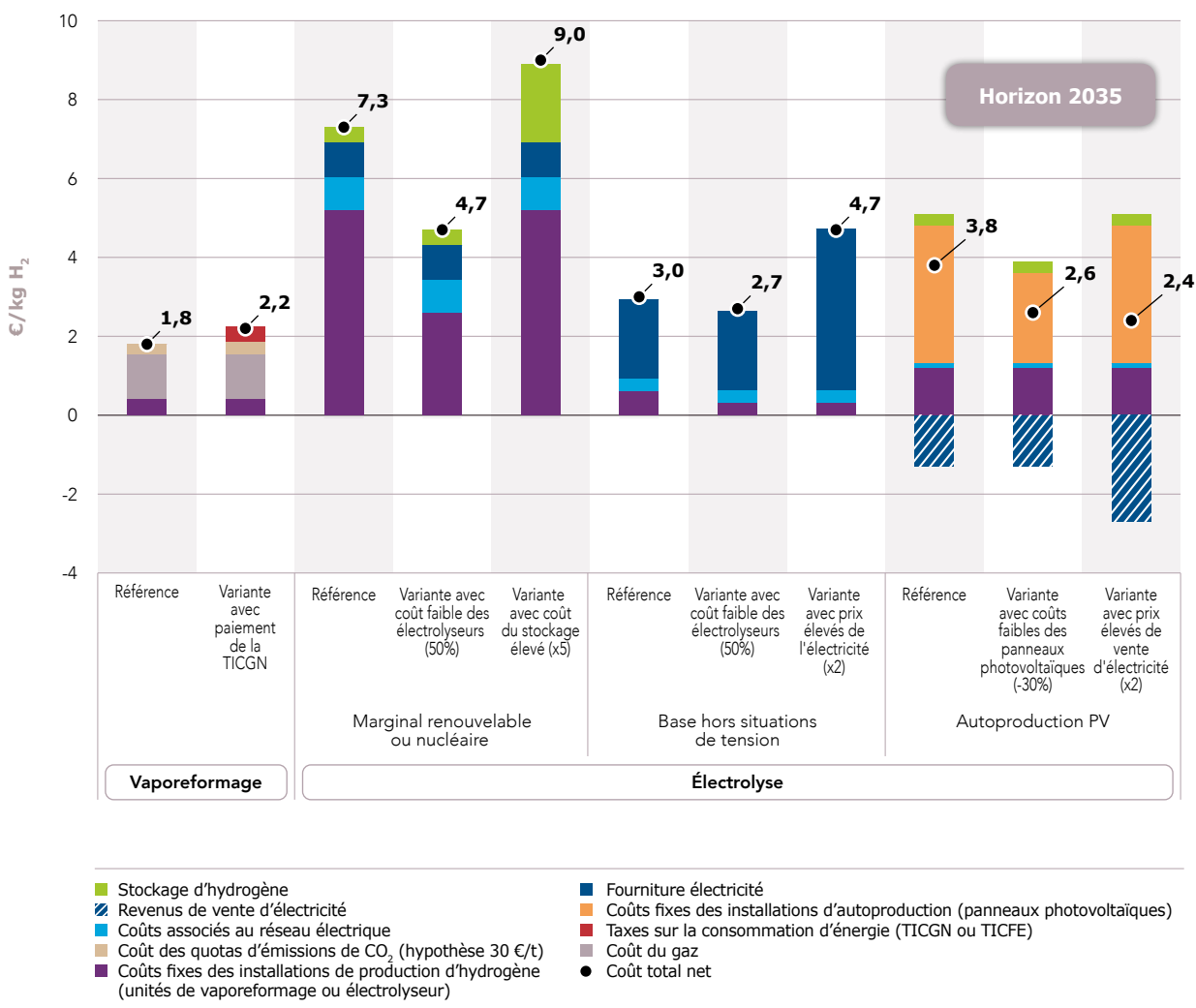
En particulier, il convient de noter que s'il est effectivement possible de développer des électrolyseurs de petite taille, cela est *a priori* également le cas pour les unités de vaporeformage. Dans les deux cas, cela se traduit par une augmentation relative de la part fixe des équipements, pour des questions d'échelle.

Par ailleurs le transport d'hydrogène en petites quantités se fait généralement en bouteilles en acier ou composite sous pression, ce qui répond non seulement à une problématique d'acheminement mais également à une problématique de conditionnement et de stockage. Pour que la comparaison soit juste, il faudrait donc intégrer également ces fonctions : il ne suffit alors pas de disposer d'une production à proximité du lieu de consommation, car même dans ce cas le conditionnement en bouteilles sous pression peut représenter une partie significative des coûts. Pour s'affranchir de ces coûts de conditionnement

et de transport, il faudrait envisager une utilisation directe de l'hydrogène sur site, en sortie d'électrolyseur, qui fonctionnerait à la demande en fonction des besoins, potentiellement très ponctuels. La question de l'amortissement des

coûts d'électrolyse pour une utilisation de cette nature doit alors être instruite. Ceci pourra faire l'objet d'analyses ultérieures, requérant d'identifier très précisément les usages envisagés.

Figure 30. Coût de la production d'hydrogène pour différentes variantes de : type de production, mode opératoire, taxes, coût des électrolyseurs, prix de l'électricité, coût des panneaux photovoltaïques, coût du stockage



7.4 L'augmentation du prix du CO₂ sur le marché ETS est paradoxalement susceptible de décourager la bascule vers la production d'hydrogène bas carbone en France

Compte-tenu du bilan carbone favorable de l'électrolyse en France, il pourrait être attendu qu'une pénalisation plus importante des émissions de CO₂ via le marché européen ETS favorise ce mode de production en renchérissant les coûts de vaporeformage du gaz naturel.

De manière paradoxale, l'analyse montre pourtant qu'une augmentation du prix des quotas d'émissions de CO₂ sur le marché européen pourrait avoir un effet opposé, et entraîner une hausse plus importante sur le prix de revient de l'hydrogène bas carbone que sur l'hydrogène d'origine fossile.

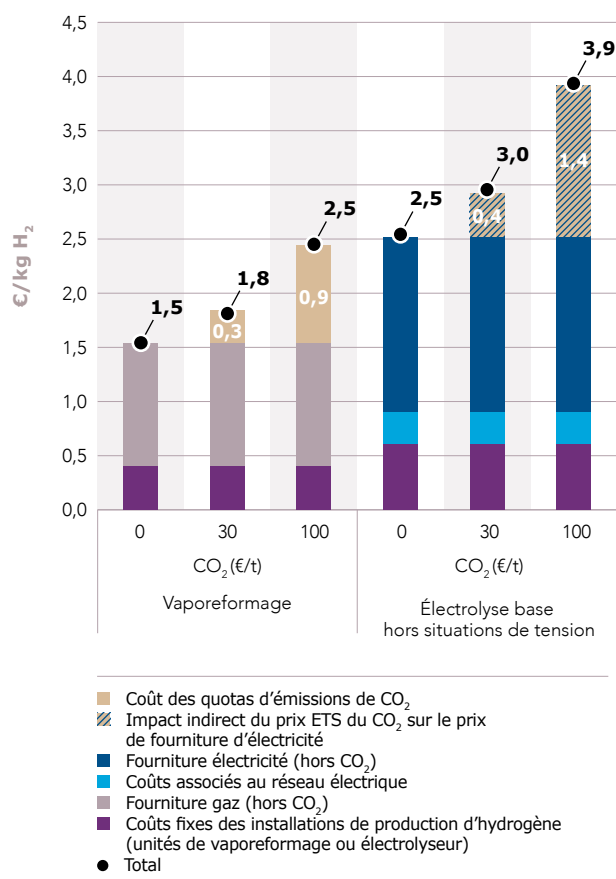
Dans le cas où les effets indirects du prix du CO₂ sur les coûts d'approvisionnement de l'électrolyse ne seraient pas compensés, et même dans le cas où le vaporeformage ne bénéficie plus de quotas alloués gratuitement, la part liée au CO₂ dans le prix de revient de l'hydrogène augmente environ 50 % plus vite pour l'électrolyse que pour le vaporeformage. À titre d'exemple, à l'horizon 2035, pour un prix du CO₂ sur le marché ETS à 100 €/tonne, la part du CO₂ dans le prix de revient par vaporeformage est d'environ 0,9 €/kg contre 1,4 €/kg pour l'électrolyse en mode base hors pointes.

Ce paradoxe s'explique par la formation des prix de l'électricité sur le marché européen : bien que l'électricité soit en très grande partie décarbonée en France, la formation des prix obéit à une logique déjà largement européenne. Le prix de l'électricité sur les marchés est ainsi souvent déterminé par des centrales thermiques, qui demeureront une composante importante du parc de production européen à horizon de 10 ans même en intégrant la hausse très importante des énergies renouvelables et les programmations énergétiques des différents États européens. En d'autres termes, le moyen « d'ajustement » de l'équilibre offre-demande européen qui détermine le prix spot de l'électricité sur le marché, aussi appelé moyen marginal, reste souvent une centrale thermique fossile située à

l'étranger (environ 70% du temps dans le scénario simulé à l'horizon 2035). Cette sensibilité du prix de marché de l'électricité à celui du CO₂ indique donc que, toutes choses étant égales par ailleurs, l'exportation d'électricité réduirait de manière plus importante les émissions de CO₂ européennes du secteur électrique que la substitution de l'électrolyse au vaporeformage en France (comme expliqué au paragraphe 5.2).

Une augmentation du signal-prix européen du CO₂ ne conduit donc pas automatiquement à

Figure 31. Sensibilité des prix de revient de l'hydrogène au prix du CO₂ pour le vaporeformage et pour l'électrolyse (mode base hors pointes)



favoriser le développement de l'électrolyse en France. Pour que cela puisse être le cas, deux conditions sont nécessaires : (i) réduire les allocations gratuites de quotas pour le vaporeformage et (ii) compenser les effets indirects du prix du CO₂ sur le marché ETS sur le coût de l'électricité livrée aux électrolyseurs. Le principe d'une telle compensation est en effet prévu par la directive européenne sur l'organisation de l'ETS, mais la production d'hydrogène par électrolyse ne fait aujourd'hui pas partie des usages éligibles¹².

Ces deux conditions ne sont par ailleurs pas suffisantes : même avec une pénalisation importante des émissions de CO₂ à 100 €/tonne qui ne s'appliquerait qu'au vaporeformage, le coût de revient

de l'hydrogène conventionnel apparaît de l'ordre de 2,5 €/kg et reste donc inférieur au coût de revient de l'électrolyse. **En complément, d'autres mécanismes incitatifs peuvent favoriser le développement de l'électrolyse :** taxation des énergies fossiles, subventions à l'investissement, tarification ou contrats spécifiques pour l'approvisionnement en électricité pour l'électrolyse...

La part CO₂ du prix de revient mise en évidence dans la Figure 31 est intégrée au prix de marché de l'électricité. Cela montre également la sensibilité du modèle d'affaires à une évolution des prix de marché de l'électricité, qui pourrait aussi venir de fluctuations des cours mondiaux des différents combustibles (gaz, charbon...).

12. Les lignes directrices concernant certaines aides d'État dans le contexte du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre sont actuellement en cours de révision pour la période 2021-2030. La liste définitive des secteurs industriels qui seront éligibles à une compensation du surcoût de l'électricité sur cette période ne sont aujourd'hui pas connus, mais il semble possible que l'électrolyse soit exclue de ce dispositif.

7.5 La fourniture de services de flexibilité au système électrique peut apporter un complément de rémunération

L'analyse technique du fonctionnement des électrolyseurs conclut à leur aptitude à fournir des services de flexibilité au système.

Que ce soit pour fournir des services d'équilibrage offre-demande ou pour gérer les congestions sur le réseau de transport, les électrolyseurs seront en concurrence avec d'autres flexibilités : effacement ou report d'autres consommations flexibles, stockages stationnaires ou embarqués (véhicules électriques), groupes de production pilotables... Ces leviers sont activés par le jeu des marchés, ou par RTE en dernier ressort, selon un ordre de préséance économique. Les flexibilités les plus compétitives déterminent la rémunération.

Ceci rend difficile l'anticipation de la rémunération de ces services à moyen-long terme, qui dépendra de la concurrence des moyens de flexibilité et de leurs coûts d'activation.

À titre d'exemple, la participation de la France à la réserve primaire européenne est limitée à environ 600 MW. Depuis la mise en place d'enchères

Figure 32. Évolution du prix marginal hebdomadaire des appels d'offre de la réserve primaire

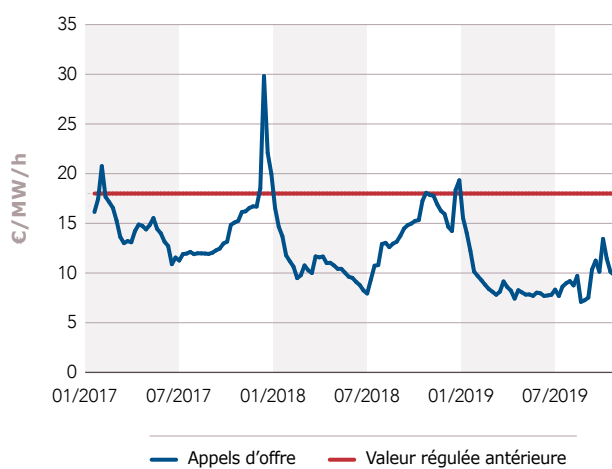
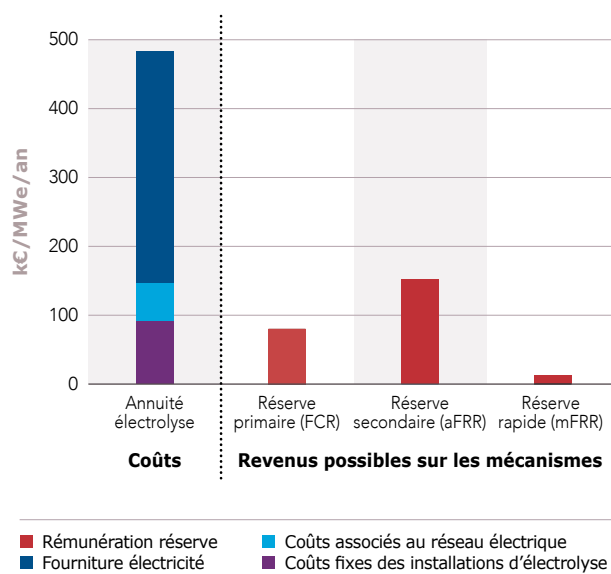


Figure 33. Coût d'électrolyse en 2035 pour un fonctionnement base (8 000 h/an) et rémunération des réserves aux prix actuels



hebdomadaires, puis quotidiennes depuis le 1^{er} juillet 2019, la rémunération de cette réserve a nettement diminué et présente une saisonnalité marquée. Une forte participation attendue des batteries (de tous types) et de l'effacement de consommation pourrait entraîner à terme une nouvelle baisse de la rémunération de ces services sur les marchés associés.

Les ordres de grandeur des coûts actuels des flexibilités conduisent à considérer **que la participation des électrolyseurs aux services au système électrique pourra constituer un complément de rémunération, mais ne saurait justifier à elle seule le développement de l'électrolyse.**

Par ailleurs, la participation des électrolyseurs à ces services les astreint à des contraintes de disponibilité, de modulation et de localisation spécifiques, dont il convient d'évaluer les éventuels surcoûts sur le modèle d'affaires des producteurs d'hydrogène.



Le réseau
de transport
d'électricité

RTE

Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com



