

Le réseau
de transport
d'électricité

Enjeux du développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène associés au développement de l'électrolyse et leviers d'optimisation avec le système électrique

Juillet 2023

Synthèse

La transition énergétique et l'atteinte de la neutralité carbone imposent la sortie des énergies fossiles au profit des énergies bas-carbone.

L'hydrogène bas-carbone⁽¹⁾ produit par électrolyse est appelé à jouer un rôle significatif pour atteindre les objectifs de décarbonation, en complément des autres solutions de production d'énergie bas-carbone telles que l'électrification directe et les bioénergies (biométhane, biocarburants, biomasse solide pour l'énergie). Il s'agit d'une part de substituer l'hydrogène produit à partir d'énergies fossiles actuellement utilisé pour des usages « matière » (notamment pour la production d'ammoniac et le raffinage de produits pétroliers) et d'autre part de substituer des énergies fossiles par de l'hydrogène bas-carbone ou ses dérivés (carburants de synthèse) dans certains secteurs difficiles à électrifier (transport aérien, maritime, certains segments du transport routier, sidérurgie, etc.).

La Stratégie nationale bas-carbone publiée en 2020 (SNBC 2) prévoyait la production d'environ 1 000 kt/an d'hydrogène par électrolyse à l'horizon 2050. Afin d'accélérer la décarbonation de certains secteurs, conformément aux ambitions du paquet « *fit for 55* », l'État français envisage une accélération de ces objectifs, avec une production d'hydrogène par électrolyse qui atteindrait 600 kt/an dès l'horizon 2030⁽¹⁾.

Au-delà des usages industriels et pour le secteur des transports, l'hydrogène peut aussi constituer un vecteur de stockage d'électricité (boucle *power-to-hydrogen-to-power*) permettant de contribuer à la sécurité d'alimentation en électricité, sous réserve de développer des capacités de stockage d'hydrogène et des centrales électriques à l'hydrogène.

Ces différents usages de l'hydrogène et les enjeux en matière de consommation et de production d'électricité pour l'électrolyse ont notamment été largement documentés dans les *Futurs énergétiques 2050* publiés par RTE en octobre 2021.

Les usages et l'infrastructure hydrogène ont aussi été l'objet des *Perspectives Gaz* ainsi que du *Plan décennal de développement du réseau de GRTgaz*, en lien notamment avec l'électrolyse mais aussi les autres types de production, ainsi que la possibilité d'importations et d'exportations avec les pays adjacents.

Le développement de l'hydrogène produit par électrolyse soulève des interrogations sur les besoins d'infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène et leur bonne planification avec les infrastructures de transport d'électricité.

Pour éclairer ces débats, RTE et GRTgaz ont mené une étude conjointe pour évaluer les enjeux liés au développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène et les leviers d'optimisation vis-à-vis du système électrique. Elle compare les coûts et les bénéfices de différentes configurations contrastées de développement d'infrastructures structurantes d'hydrogène (réseau de grand transport d'hydrogène, stockages massifs). Ceci permet d'identifier des tendances sur l'intérêt de telles infrastructures, ainsi que les leviers d'optimisation conjointe de ces infrastructures hydrogène avec les infrastructures du système électrique, notamment concernant la localisation des électrolyseurs. Cette étude ne vise donc pas à identifier les choix « optimaux » sur le développement des infrastructures ni les horizons auxquels les éventuels investissements dans ces infrastructures devraient être réalisés.

L'étude repose sur des modélisations cohérentes des systèmes électriques, méthane et hydrogène, afin de représenter précisément les interactions entre ces différents vecteurs. Les analyses portent sur les besoins d'infrastructures « interrégionales » (réseau de grand transport d'électricité et réseau principal de gaz) à l'horizon 2050. Elles ne se substituent pas aux nécessaires réflexions et études sur la planification territoriale dans certains bassins industriels.

La définition du cadrage et des hypothèses s'est appuyée sur une concertation avec les acteurs

(1) Dans le cadre de cette étude, le terme hydrogène bas-carbone désigne l'hydrogène produit par électrolyse, qu'il soit qualifié de bas-carbone ou de renouvelable selon la terminologie des textes européens.

(2) Secrétariat Général à la Planification Écologique - document de travail « La planification écologique dans l'énergie » (juin 2023).

concernés, prenant comme référence le cadre des orientations publiques, avec notamment l'hypothèse que la France n'est pas structurellement importatrice ou exportatrice de molécules d'hydrogène et que le seul mode de production d'hydrogène est celui par électrolyse de l'eau (voir annexes).

Les analyses menées, croisant les enjeux des systèmes électriques et gaziers, montrent que le principal intérêt des infrastructures dédiées de transport d'hydrogène sera de connecter les bassins hydrogène avec des stockages salins, de manière à permettre aux électrolyseurs de moduler leur consommation d'électricité dans le temps. L'étude permet ainsi de documenter un « angle mort » de la discussion actuelle sur l'hydrogène, à savoir les prérequis nécessaires en matière de développement d'infrastructures d'hydrogène pour que la production d'hydrogène par électrolyse se développe comme un usage flexible du système électrique conformément au narratif souvent déployé.

En effet, la plupart des usages actuels ou futurs de l'hydrogène (centrales électriques mises à part) nécessite un approvisionnement relativement constant en hydrogène. En l'absence de capacités de stockage ou d'autres modes de production alternatifs à l'électrolyse, les électrolyseurs doivent ainsi fonctionner en bande. Développer des capacités de stockage massif dans des cavités salines (existantes ou non), ainsi que des infrastructures de transport d'hydrogène adaptées, permet de concentrer la production d'hydrogène par électrolyse lors des périodes où le système électrique dispose de marges de production renouvelable ou nucléaire à faible coût variable et d'éviter le fonctionnement concomitant des électrolyseurs et de centrales au gaz, qui serait énergétiquement inefficace. Comme préalablement identifié dans les *Futurs énergétiques 2050*, le fonctionnement flexible présente des bénéfices importants pour le système électrique (meilleure efficacité énergétique à travers l'optimisation de l'utilisation de

la production d'électricité bas-carbone, évitement de capacités de production électrique renouvelables et de pointe). Cette étude démontre que ces bénéfices quantifiés plus finement excèdent largement les coûts des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène nécessaires à ce fonctionnement flexible.

Le bénéfice net pour la collectivité est estimé à environ 1,5 Md€/an à l'horizon 2050 dans la configuration de référence de l'étude (scénario bas de production d'hydrogène d'environ 35 TWh_{PCI} soit environ 1 Mt/an). L'intérêt économique de développer des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène apparaît globalement robuste aux hypothèses économiques considérées (voir partie 1.6).

Au second ordre, le développement de canalisations de transport d'hydrogène pourrait aussi permettre, dans certaines configurations et à des horizons au-delà de 2035, d'ouvrir de nouvelles perspectives de localisation des électrolyseurs pour limiter certains besoins de renforcement sur le réseau électrique. L'enjeu économique global est en revanche beaucoup plus limité que celui associé à la flexibilité des électrolyseurs, et a moins fait l'objet d'analyses de sensibilité.

Le développement de certaines infrastructures de transport d'hydrogène pourrait permettre, à terme, de localiser les électrolyseurs en dehors des zones de consommation d'hydrogène (qui sont en général des zones de forte consommation d'électricité). Cela peut ainsi potentiellement soulager le réseau électrique et différer ou limiter certains renforcements.

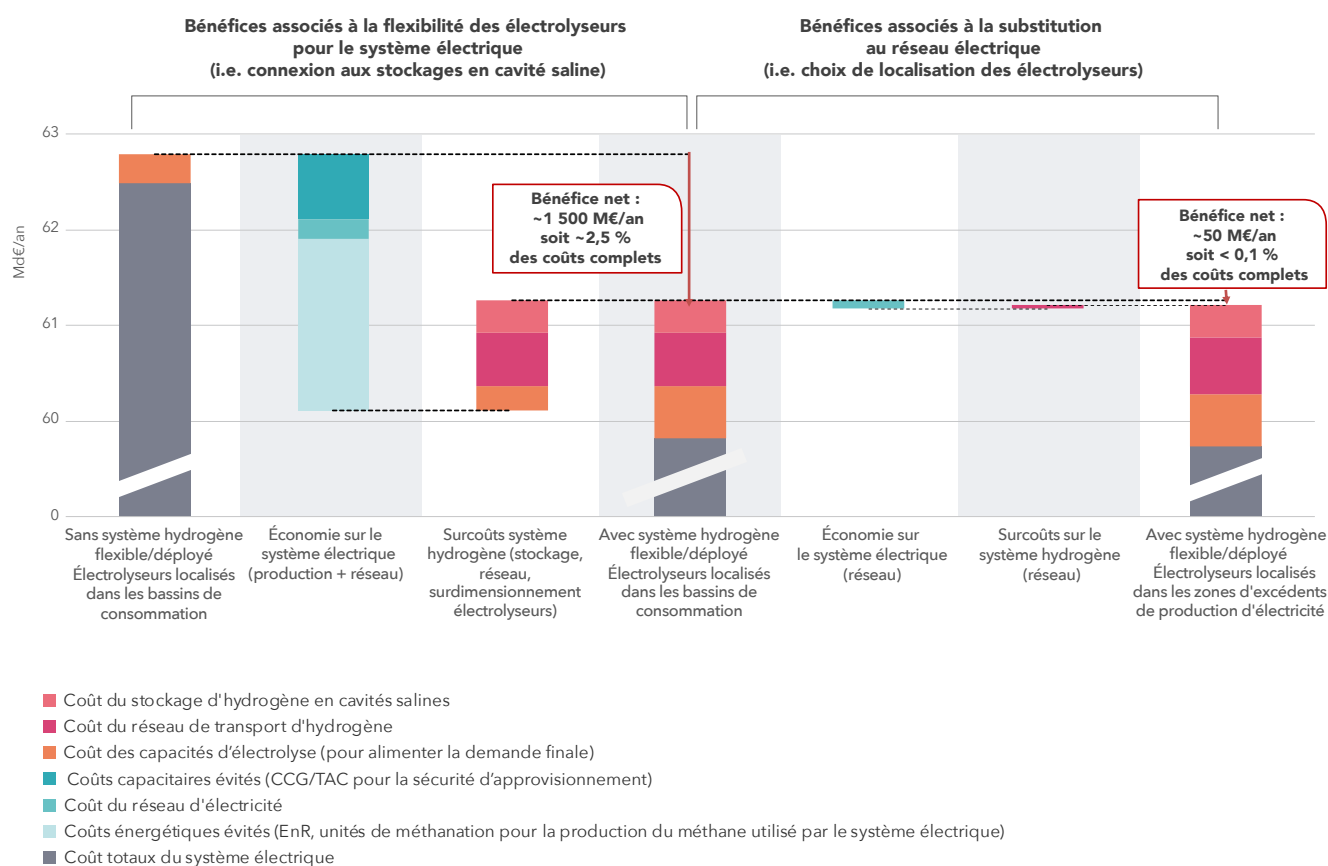
Les analyses menées montrent que ce levier peut permettre de limiter les besoins d'investissement sur le réseau électrique mais les coûts évités sur le réseau électrique sont en grande partie, dans les configurations étudiées, compensés par des dépenses d'investissement dans le transport

d'hydrogène : l'enjeu économique global apparaît assez limité, environ 10 à 40 fois inférieur (selon les scénarios) au bénéfice sur la flexibilité des électrolyseurs permise par la connexion aux stockages (*voir partie 2*).

Par ailleurs, cette optimisation n'apparaît possible que pour un horizon au-delà de 2035 : à court terme, des renforcements structurants du réseau électrique sont de toute manière nécessaires et déjà engagés pour accompagner la décarbonation des zones industrielles (production d'hydrogène et électrification des procédés).

La priorité de développement du réseau d'hydrogène devra ainsi porter sur la connexion des bassins d'hydrogène avec les capacités de stockage. Au second ordre, des optimisations sur la localisation des électrolyseurs pour soulager le réseau électrique ne doivent pas être exclues à long terme (au-delà de 2035) et certaines configurations spécifiques pourront faire l'objet d'analyses technico-économiques approfondies.

FIGURE 1 : Comparaison des coûts complets du système électrique+hydrogène, dans différentes configurations de flexibilité du système hydrogène et de localisation des électrolyseurs (scénario bas, avec une production d'hydrogène par électrolyse de 35 TWh_{PCI}/an soit ~1 Mt/an)



Développer des capacités importantes de stockage d'hydrogène en cavités salines (de plusieurs TWh) et les connecter à tout ou partie des bassins hydrogène présente de l'intérêt sur le plan économique

1.1. Flexibiliser l'ensemble de la production d'hydrogène nécessite des volumes de stockage d'hydrogène importants

La plupart des usages actuels ou futurs de l'hydrogène (centrales électriques mises à part) nécessite un approvisionnement relativement constant en hydrogène. Pourtant, le « narratif » de l'hydrogène est souvent associé à une production calée sur celle de la production d'électricité renouvelable variable, selon un mode de fonctionnement flexible des électrolyseurs. Ce mode de fonctionnement constitue notamment un mode privilégié pour produire de l'hydrogène « renouvelable », selon les textes européens en cours de négociation.

Un fonctionnement flexible des électrolyseurs peut ainsi contribuer à optimiser le coût de l'électricité et donc de l'hydrogène produit mais nécessite soit des capacités de stockage d'hydrogène, soit une source de production alternative flexible permettant de prendre le relais de la production par électrolyse (par exemple, le vaporeformage de méthane fossile ou de biométhane, avec ou sans capture de CO₂, la pyrolyse du méthane, etc.).

Néanmoins, compte tenu des orientations des pouvoirs publics et des dynamiques industrielles actuellement constatées, les volumes de production d'hydrogène par des voies alternatives à l'électrolyse pourraient être très limités à terme, une fois les unités actuelles de vaporeformage substituées par des électrolyseurs. Ainsi, la flexibilité potentielle des électrolyseurs qui pourrait être apportée transitoirement par le maintien d'unités de vaporeformage n'est pas considérée dans cette étude. En leur absence, la flexibilité des électrolyseurs reposera sur le développement de capacités de stockage d'hydrogène. Ces capacités de stockage devraient permettre par ailleurs d'utiliser le vecteur hydrogène pour les centrales thermiques potentiellement nécessaires à la sécurité d'approvisionnement électrique (boucle *power-to-hydrogen-to-power*).

Flexibiliser l'ensemble de la production d'hydrogène scénarisée dans cette étude nécessite des volumes de stockage d'hydrogène importants :

- dans le scénario de demande basse (35 TWh_{PCI}/an), le volume utile nécessaire à cette flexibilisation est d'environ 10 TWh_{PCI} ;
- dans le scénario de demande haute (120 TWh_{PCI}/an), il s'élève à environ 25 TWh_{PCI}.

La disponibilité de tels volumes et les solutions technologiques permettant de les rendre accessibles sont l'objet des parties 1.2 et 1.3. La pertinence économique d'un tel volume de stockage, et des infrastructures pour y accéder est l'objet des analyses menées, et est présentée dans les parties 1.4 à 1.6.

1.2. Le stockage en cavité saline constitue la principale option pour disposer d'un système hydrogène flexible, même si d'autres solutions peuvent être envisagées

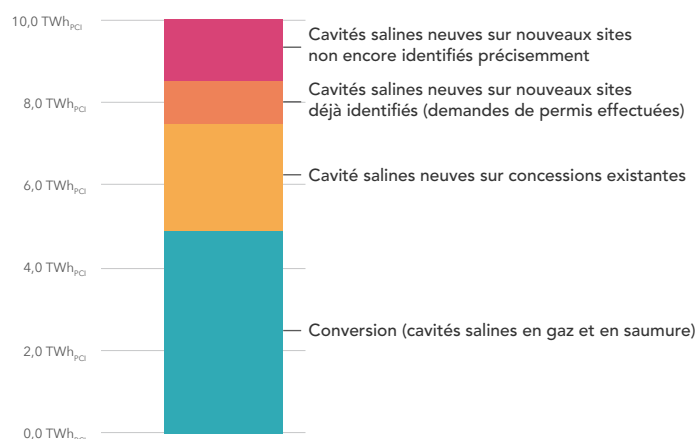
Parmi les différentes solutions possibles pour stocker l'hydrogène, le stockage en cavité saline apparaît aujourd'hui comme la solution la plus mature, la plus économique et permet de stocker des volumes importants.

Des capacités de stockage d'hydrogène en cavité saline existent déjà dans le monde, même si elles sont utilisées comme des réserves de sécurité par des industriels. D'autres solutions de stockage massif d'hydrogène peuvent exister (stockage en milieu aquifère ou dans des gisements déplétés) mais sont beaucoup moins matures : le TRL (*Technology Readiness Level*) du stockage en cavité saline est de 7-8, contre 3-4 pour le stockage en milieu aquifère ou gisements de gaz naturel déplétés.

Les opérateurs de stockage français ont été consultés. Storengy et Teréga ont estimé qu'il est possible de développer a minima une capacité de stockage d'hydrogène de 8,5 TWh_{PCI} sur des sites salins existants ou déjà identifiés et voire de façon réaliste 10 TWh_{PCI} via de nouveaux sites à qualifier. La figure 2 montre la répartition entre sites existants (soit en utilisant des cavités existantes utilisées pour le méthane ou non utilisées, soit en créant de nouvelles cavités sur les sites existants), nouveaux sites déjà identifiés (dans des zones où les caractéristiques géologiques le permettent) et nouveaux sites à qualifier. Cette capacité est de l'ordre de grandeur identifié dans cette étude pour flexibiliser l'ensemble de la production d'hydrogène dans le cas d'une demande d'hydrogène basse (10 TWh_{PCI} de volume utile pour 35 TWh_{PCI} de consommation).

Ces capacités restent néanmoins inférieures au volume utile de 25 TWh_{PCI} qui serait pertinent à développer dans une configuration de production d'hydrogène de 120 TWh_{PCI}. Une telle capacité de stockage nécessitera soit (i) de développer de nouveaux sites en cavités salines additionnels, qui restent à qualifier soit (ii) de stocker l'hydrogène en milieu aquifère, dont la faisabilité technique n'est pas encore avérée et dépendante de la géologie de chaque site, soit (iii) de connecter le système français à des pays ayant un gisement de cavité saline important (Allemagne, Pays-Bas, Belgique, Royaume-Uni, etc.).

FIGURE 2 : Hypothèses de capacités de stockage d'hydrogène en France (en TWh_{PCI} « utile ») dans la configuration de référence étudiée



1.3. La conversion à l'hydrogène de toutes les capacités salines existantes est compatible avec les besoins de flexibilité du système méthane retenus dans cette étude

Les stockages salins constituent aujourd'hui les stockages les plus flexibles du système gazier. Ils sont capables de faire varier le débit d'injection et de soutirage (ainsi que d'inverser soutirage et injection) sur des durées beaucoup plus courtes que les stockages aquifères.

Le scénario d'évolution de la consommation de méthane considéré dans l'étude est construit de façon prudente par rapport aux ambitions publiques : la demande finale est la trajectoire haute de la SNBC actuellement en vigueur et le nombre de pompes à chaleur hybrides retenu est celui scénarisé dans les *Futurs énergétiques 2050* (2,5 millions de PAC hybrides). Dans ce scénario de consommation de méthane, le système méthane serait exploitable même sans maintien de cavités salines pour le stockage de méthane.

Néanmoins, ce résultat reste adhérent aux hypothèses d'évolution du système méthane, étant entendu que dans certains des scénarios avec un volume et/ou une pointe de méthane plus importants que ceux retenus, quelques cavités de stockage rapide pourraient être nécessaires pour gérer la pointe et les congestions sur le réseau de transport de méthane⁽¹⁾.

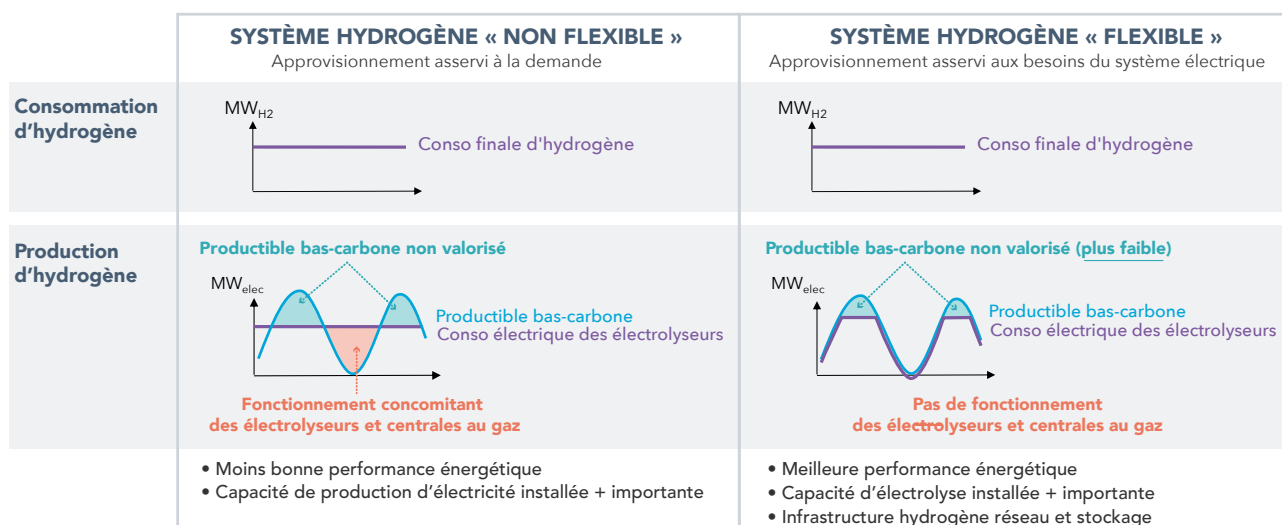
(1) Voir l'étude *Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050*, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone, avril 2023, <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/avenir-des-infrastructures-gazieres-aux-horizons-2030-et-2050-dans-un-contexte-d-atteinte-de-la-neutralite-carbone>.

1.4. Un fonctionnement flexible des électrolyseurs, permis par du stockage souterrain d'hydrogène et des infrastructures de transport, permet d'optimiser le fonctionnement du système électrique

Le scénario de référence considéré dans l'étude correspond à une configuration dans laquelle le mix électrique permet d'atteindre la neutralité carbone en associant développement du nucléaire et de la production renouvelable (scénario N2 des *Futurs énergétiques 2050*) et où la production d'hydrogène nationale est flexible, grâce au développement de capacités de stockage salin et d'un réseau pour connecter les bassins hydrogène (et les éventuelles centrales thermiques fonctionnant à l'hydrogène) à ces stockages salins. Cette configuration dans laquelle la production d'hydrogène par électrolyse est flexible est appelée par extension « système hydrogène flexible ». L'évaluation de l'intérêt économique de ces infrastructures hydrogène nécessite de comparer cette configuration à une configuration sans ces infrastructures, où la production d'hydrogène par électrolyse n'est en conséquence pas flexible. Dans cette configuration alternative, les électrolyseurs fonctionnent en bande (en étant asservis à la demande finale) et les besoins d'équilibrage du système électrique qui ne peuvent être couverts par la flexibilité des électrolyseurs et les centrales de production d'électricité à l'hydrogène doivent être couverts par des centrales au méthane décarboné (biométhane ou e-méthane, produit en France ou importé), grâce aux capacités de stockage de méthane. Cette configuration dans laquelle la production d'hydrogène par électrolyse n'est pas flexible est appelée par extension « système hydrogène non flexible ». En l'état des solutions connues, le système électrique ne peut se passer de la flexibilité offerte par les molécules (hydrogène ou méthane).

Dans une configuration de « système hydrogène non flexible », il n'est pas possible de concentrer la production d'hydrogène lors des périodes où le système électrique dispose de marges de production renouvelable ou nucléaire à faible coût variable et il est parfois nécessaire de démarrer des centrales au gaz de façon concomitante avec le fonctionnement des électrolyseurs. Ce fonctionnement du système électrique est énergétiquement moins efficace et nécessite d'installer plus de capacités de production d'électricité à partir de centrales thermiques de pointe. L'analyse montre que dans le scénario « bas » (avec une production d'hydrogène de 35 TWh_{PCI}/an, soit 1 Mt/an), le développement d'une capacité de stockage de l'ordre de 10 TWh_{PCI} et d'infrastructures de transport permettant de connecter ces capacités de stockage à l'ensemble des bassins hydrogène de France permet (i) d'améliorer l'efficacité énergétique du système électrique de ~15 TWh/an (réduction des écrêtements de production d'électricité renouvelable, celle-ci pouvant être transformée en hydrogène et stockée, réduction de la modulation du nucléaire et réduction des besoins de méthane liés à l'absence de fonctionnement concomitant des électrolyseurs et des centrales au gaz) et (ii) de réduire d'environ 5 GW le besoin en capacité de pointe.

FIGURE 3 : Implication des hypothèses sur la flexibilité du système hydrogène



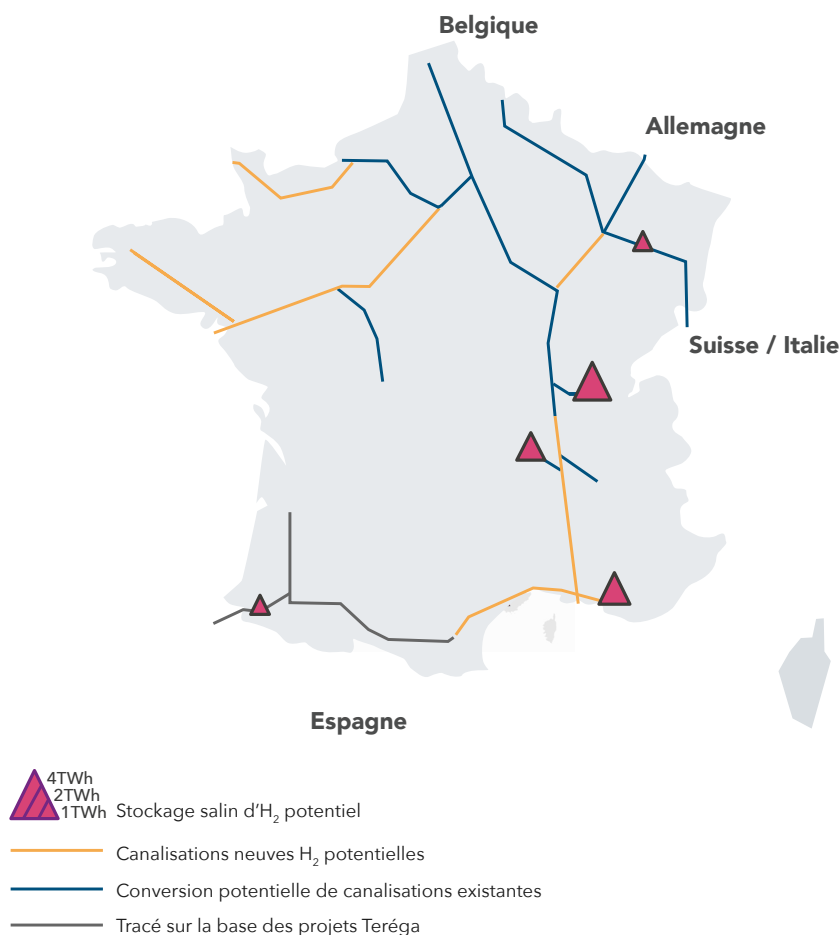
➡ ~15 TWh d'énergie économisée
➡ ~5 GW de capacité de pointe évitées

L'évaluation des bénéfices dépend de l'alternative considérée pour la flexibilité et donc ici plus particulièrement du coût du méthane bas-carbone (voir *partie 1.6*). D'un point de vue économique, avec les hypothèses de coût de référence, la flexibilité apportée au système électrique par les infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène représente un bénéfice annuel de l'ordre de 2,5 Md€/an pour une production d'hydrogène par électrolyse de 35 TWh_{PCI} et dans un scénario de type N2 2050 (~64 % d'EnR dans le mix de production).

1.5. Le coût annualisé des infrastructures nécessaires pour disposer d'un système hydrogène flexible est nettement inférieur aux bénéfices pour le système électrique

Dans la configuration de référence de l'étude (mix électrique N2, consommation hydrogène basse, sans transit par la France et une flexibilité complète des électrolyseurs asservis aux besoins du système électrique), le développement des infrastructures hydrogène représenterait un investissement total de l'ordre de 10 Md€ (~3,5 Md€ pour le stockage et ~7 Md€ pour le transport), correspondant à un coût total annualisé de moins de 1 Md€/an. Ces coûts sont évalués en tenant compte des possibilités de conversion des cavités salines et d'une partie des canalisations actuellement utilisées pour le méthane, la conversion présentant un avantage économique ainsi qu'un impact environnemental réduit. Les analyses ont permis d'identifier que plus de 50 % d'un futur réseau de grand transport d'hydrogène pourrait correspondre à des canalisations converties. Néanmoins, les possibilités de conversion dépendront du rythme de baisse de la consommation et de la pointe de méthane.

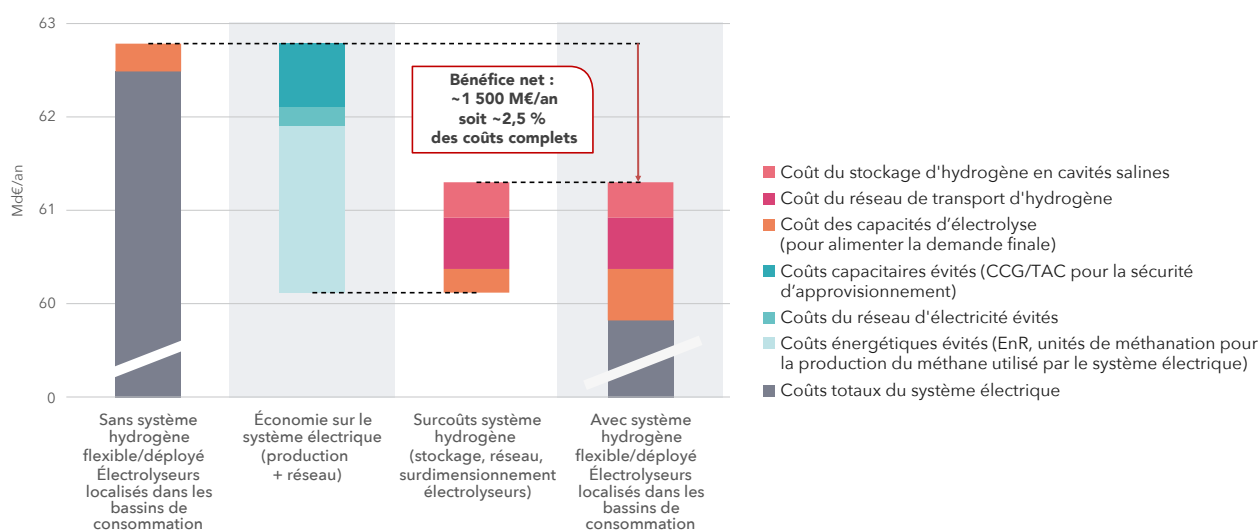
FIGURE 4 : Infrastructure de stockage et de réseau d'hydrogène considérée dans le scénario de référence



1.6. Les analyses de sensibilité montrent la robustesse de l'intérêt économique à déployer un système hydrogène flexible, mais invitent à poursuivre l'étude pour identifier le niveau de flexibilité et de déploiement optimal

Selon les hypothèses de référence considérées sur le coût du méthane (vecteur de flexibilité alternatif en cas d'absence d'un système hydrogène flexible), le coût du réseau hydrogène et le coût du stockage en cavité saline, les bénéfices pour le système électrique couvrent largement les coûts de développement d'un système hydrogène flexible, pour un bénéfice net estimé à 1,5 Md€/an dans la configuration avec une production d'hydrogène par électrolyse de $\sim 35 \text{ TWh}_{\text{PCI}}/\text{an}$ et sans transit en France.

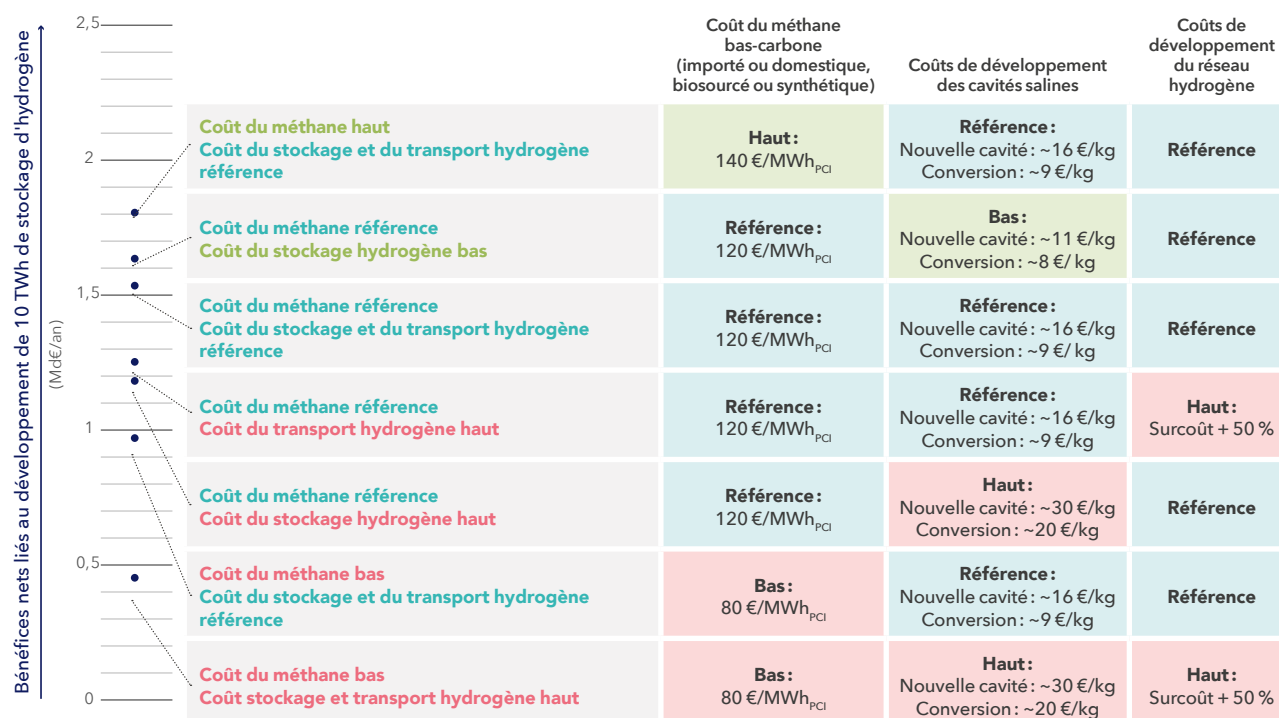
FIGURE 5 : Bénéfices nets à disposer d'un système hydrogène flexible dans la configuration de référence et avec les hypothèses de coûts de référence



Pour vérifier la robustesse du résultat, des analyses de sensibilité ont été menées à la fois sur le coût du méthane et celui des infrastructures d'hydrogène. La variante « haute » sur le coût des infrastructures de transport d'hydrogène permet notamment de se placer dans une configuration extrêmement pessimiste de coût des canalisations augmenté de 50 % par rapport à un coût de référence déjà conservatif (aléas sur les tracés, sur le coût des matériaux, moindres possibilités de conversion des canalisations existantes, etc.).

La combinaison de paramètres (voir figure 6) montrant le moins de bénéfices nets est celle d'une infrastructure hydrogène plus coûteuse que dans les hypothèses de référence combinée à l'accès à du méthane qui serait à l'inverse peu coûteux. Dans cette configuration, le bénéfice net est d'environ 0,45 Md€/an. La combinaison de paramètres maximisant les bénéfices à disposer d'un système hydrogène flexible est celle d'une infrastructure hydrogène au coût de référence combinée à l'accès à du méthane à coût élevé. Dans cette configuration, le bénéfice net est d'environ 1,8 Md€/an.

FIGURE 6: Sensibilité des bénéfices nets à disposer d'un système hydrogène flexible dans la configuration de référence aux hypothèses de coûts considérées



Le coût du réseau de transport d'hydrogène a aussi été évalué dans le cas où la France serait un pays de transit pour l'hydrogène du sud de l'Europe vers les pays en déficit d'hydrogène du centre de l'Europe. L'infrastructure analysée dans ce cadre contribue à la flexibilité du système électrique et à l'autonomie de la France en bilan annuel, tout en permettant un approvisionnement moins cher en Europe centrale. La pertinence économique d'un système hydrogène flexible reste avérée même en présence de transits importants d'hydrogène par la France. Le coût de l'infrastructure reste toujours largement inférieur aux 2,5 Md€/an de bénéfices pour le système électrique avec 1,6 Md€/an (réseau et stockages) dans un cas de fort transit et de faible consommation nationale d'hydrogène. Du fait des économies d'échelle sur les canalisations, le coût du transport d'hydrogène au kg est réduit pour tous les acteurs, et en particulier les acteurs français.

Toutes les variantes testées confirment l'intérêt économique de développer un système hydrogène flexible reposant sur du stockage massif en cavité saline et un réseau de transport d'hydrogène associé.

L'étude repose sur l'hypothèse d'un mix composé à 64 % de production d'électricité d'origine renouvelable, soit un niveau supérieur aux niveaux actuels et projetés aux horizons 2030 à 2050 selon les orientations publiques. Elle n'intègre pas de variantes avec des besoins de flexibilité plus limités ou plus importants qui résulteraient d'une part moindre ou plus importante des productions renouvelables dans le mix de production d'électricité.

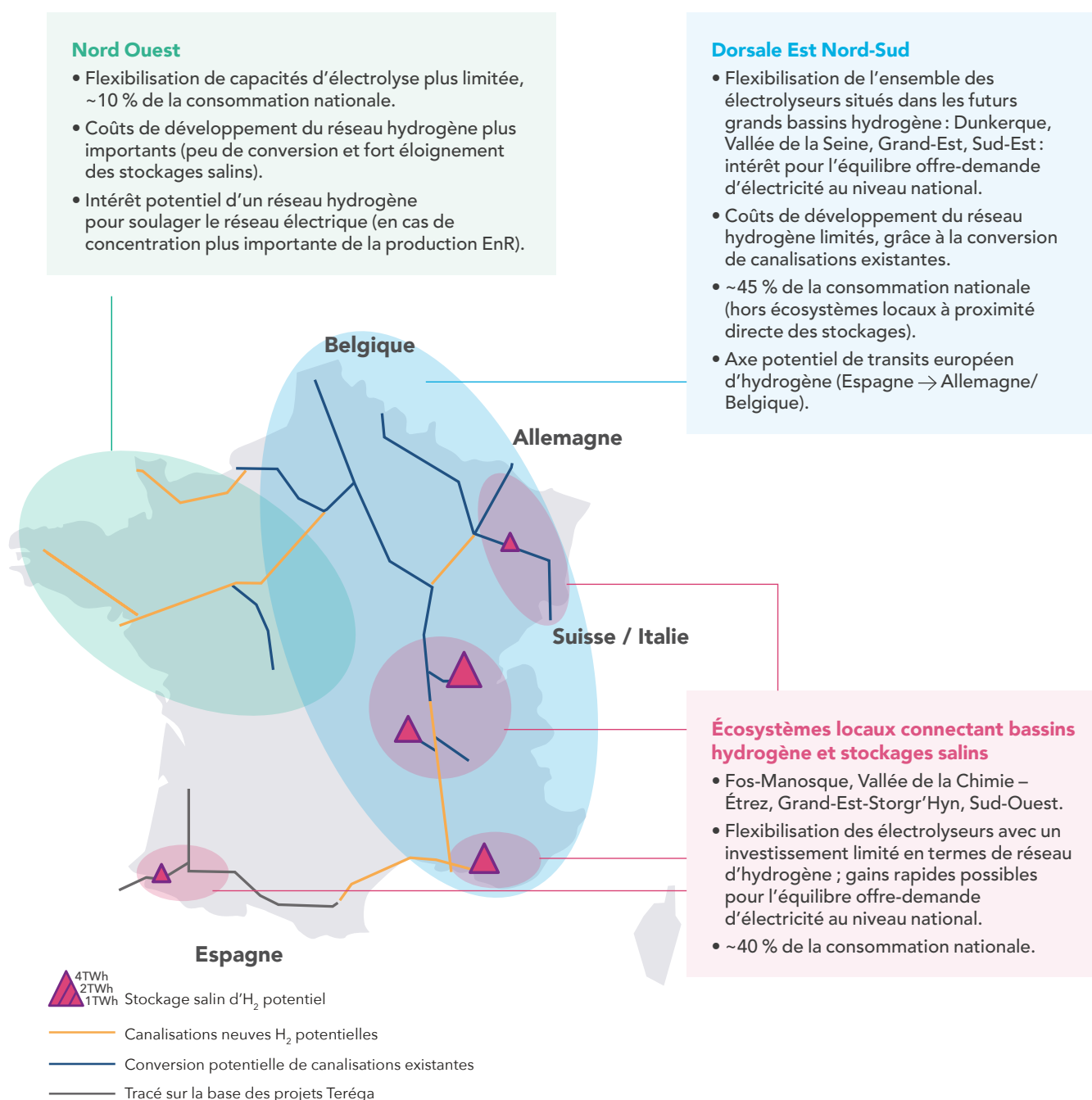
L'étude ne teste pas de configuration où la disponibilité de stockages en cavités salines serait limitée, notamment du fait de l'impossibilité de convertir à l'hydrogène une partie des stockages salins actuels, compte tenu des besoins de flexibilité du système méthane.

L'étude, qui a consisté à comparer une configuration où aucun bassin hydrogène n'est connecté aux stockages salins avec une configuration où tous les bassins hydrogène sont connectés aux stockages salins, ne permet pas d'évaluer la pertinence de situations intermédiaires, dans lesquelles seulement une partie des électrolyseurs situés dans les bassins les plus proches des stockages salins seraient flexibles, et ceux éloignés seraient asservis à la demande d'hydrogène.

En particulier, comme indiqué sur la *figure 7*, la localisation de la demande et production d'hydrogène scénarisées dans le cadre de cette étude (voir *Annexe 2*) amènent le réseau hydrogène à être développé dans l'ouest de la France. Au vu de la distance aux stockages, du potentiel de réutilisation des infrastructures gazières existantes limité, cette partie du réseau appelle à des analyses plus approfondies des coûts et bénéfices. En particulier, l'étude ne teste pas de variante sur la localisation des parcs EnR électriques (en particulier répartition de l'éolien offshore sur les façades maritimes).

De manière générale, il convient de noter qu'une telle étude ne se substitue pas à la justification économique des projets de réseau (hydrogène et électricité) qui devra être menée pour chaque segment.

FIGURE 7 : Réseau hydrogène considéré dans la configuration flexible de référence. Les différentes zones décrivent les enjeux associés aux différentes portions du réseau



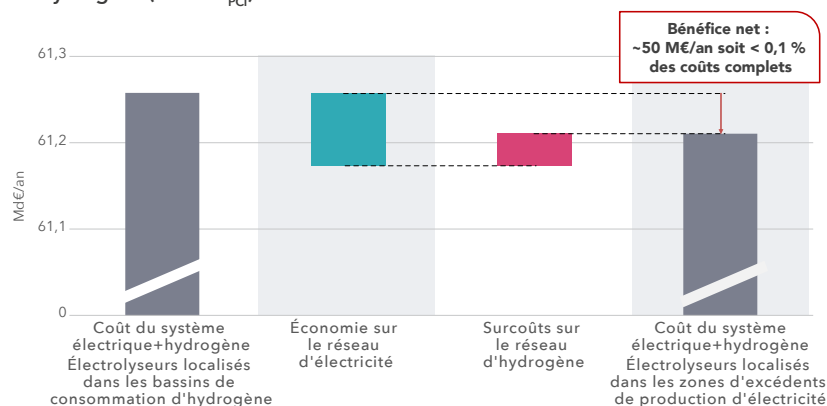
Au second ordre, le développement de canalisations d'hydrogène pourrait aussi permettre, dans certaines configurations, à des horizons au-delà de 2035 et avec un enjeu économique global beaucoup plus limité, de positionner les électrolyseurs à des endroits plus favorables pour le réseau électrique (i.e. proche de lieux de production d'électricité). Des optimisations sont possibles, et leur identification doit être menée au cas par cas.

Dans un contexte où des investissements importants doivent être consentis pour renforcer les capacités du réseau de transport d'électricité, à la fois pour alimenter les bassins de consommation d'électricité et pour accueillir les capacités de production renouvelable, la localisation des électrolyseurs proche de la production d'électricité i.e. dans des zones favorables pour le réseau électrique apparaît comme un levier pour soulager les contraintes sur le réseau électrique à long terme.

Cette perspective semble toutefois limitée à court terme, pour la décarbonation des bassins industriels (Le Havre, Fos, Dunkerque) pour lesquels le premier palier de projets de décarbonation nécessite de toute manière des renforcements structurants du réseau électrique pour accompagner l'électrification des procédés. Ces renforcements sont déjà planifiés, décidés et programmés, et doivent entrer en service pour leur première tranche entre 2027 et 2029 en réponse aux nombreuses demandes de raccordement au réseau électrique et à la forte volonté des pouvoirs publics.

La comparaison de deux configurations contrastées de localisation des électrolyseurs sur le territoire national confirme que les choix de localisation peuvent permettre de limiter les contraintes et les besoins d'investissement sur le réseau d'électricité. Dans une configuration avec une production d'hydrogène par électrolyse de $35 \text{ TWh}_{\text{PCI}}/\text{an}$, localiser les électrolyseurs dans des zones proches des zones de production d'électricité i.e. favorables pour le réseau électrique peut permettre d'économiser un investissement de 100 M€ sur le réseau électrique. Il s'agit d'une économie annuelle de de l'ordre de 80 M€/an, en comptant les coûts annualisés des investissements, les coûts de congestions évitées et les pertes électriques évitées. Ces coûts évités sont en grande partie compensés par des coûts supplémentaires d'investissement et d'exploitation du réseau hydrogène. Au global, le bénéfice économique lié à une localisation des électrolyseurs dans les zones d'excédents de production EnR serait de l'ordre de 50 M€/an dans une configuration « basse » de développement de l'électrolyse et sans transit, et pourrait monter à 150-200 M€/an dans une configuration de production « haute » d'hydrogène (avec $120 \text{ TWh}_{\text{PCI}}$ de production).

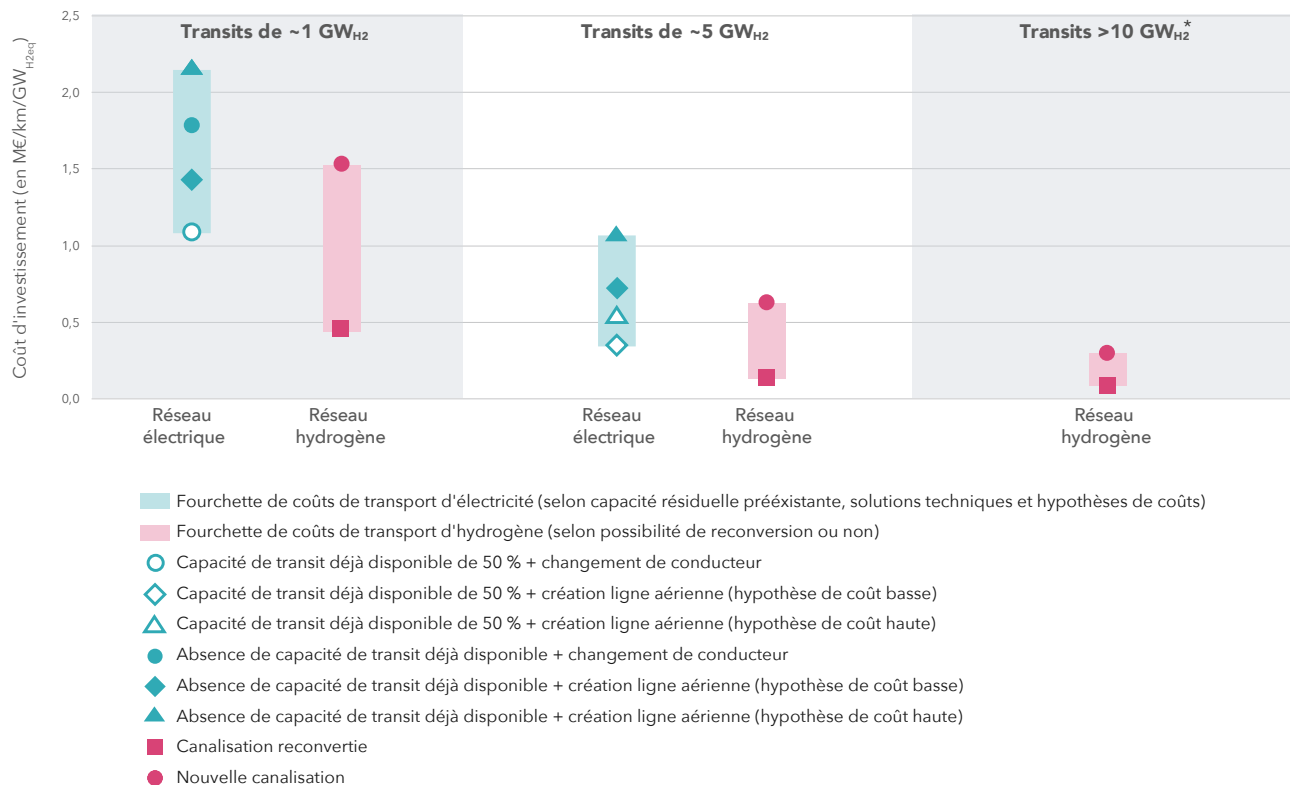
FIGURE 8 : Bénéfices nets à localiser les électrolyseurs proches des zones d'excédents de production renouvelable dans une configuration de consommation basse d'hydrogène ($35 \text{ TWh}_{\text{PCI}}$)



Même si l'intérêt reste relativement limité en valeur, des optimisations de la localisation d'électrolyseurs et du dimensionnement du réseau électrique peuvent être envisagées à long terme et doivent être identifiées au cas par cas. C'est en particulier le cas dans certaines zones contraintes où les renforcements électriques sont particulièrement coûteux ou très contraints (zones naturelles protégées, zones urbaines denses, etc.).

La comparaison des coûts unitaires d'investissement dans des capacités de transport (en M€/km/GW_{H2eq}) montre que les fourchettes de coûts du transport d'hydrogène et d'électricité ne font pas apparaître l'intérêt systématique de privilégier le transport d'hydrogène par rapport au transport d'électricité, sauf si des besoins de transit sur certains axes étaient très massifs (> 10 GW_{H2eq}). La solution de transport optimale dépend beaucoup des capacités résiduelles préexistantes du réseau électrique, des solutions techniques possibles sur le réseau électrique (changement de conducteur, création d'une ligne aérienne sur un axe existant, etc.) et des possibilités de conversion à l'hydrogène de canalisations existantes.

FIGURE 9 : Fourchette de coûts d'investissements dans des infrastructures de transport d'électricité et d'hydrogène (comparée en capacité de transit équivalent d'hydrogène), en fonction des volumes transités



* Pour des besoins de transits massifs (>10 GW_{H2eq}), le transport sous forme d'électricité ne pourrait pas reposer sur une seule liaison et nécessiterait plusieurs couloirs.

La planification détaillée des infrastructures d'hydrogène et d'électricité nécessitera des analyses complémentaires

L'étude menée par RTE et GRTgaz permet de conclure sur l'existence d'un intérêt à développer des infrastructures de stockage d'hydrogène et d'un réseau pour connecter des bassins hydrogène avec les stockages en cavités salines. Néanmoins ces analyses ne suffisent pas pour planifier le développement des infrastructures et ne peuvent se substituer à des analyses permettant de justifier les investissements pour chaque portion du réseau d'hydrogène et d'électricité.

La planification cible à long terme des infrastructures énergétiques (électrique, hydrogène et méthane) pourra faire l'objet d'analyses complémentaires, en recherchant les optimums possibles pour les niveaux et lieux de flexibilisation des électrolyseurs, ce qui n'a pas été l'objet de l'étude. Des études au niveau territorial et local devront également être menées pour déterminer la trajectoire de déploiement adaptée à cette cible. Ces études pourront alimenter les planifications énergétiques territoriales prévues par les pouvoirs publics.

Ces analyses seront menées conjointement par RTE et GRTgaz en concertation avec les acteurs concernés, et alimenteront les travaux en cours sur la révision du schéma directeur de développement du réseau électrique (SDDR), et la planification des infrastructures gazières (*Plan décennal de développement du réseau* de GRTgaz), qui seront publiés au premier semestre 2024.

ANNEXE 1 Hypothèses sur le système électrique

Demande d'électricité

La consommation finale d'électricité en 2050 considérée dans le cadre de cette étude reprend la trajectoire de référence des *Futurs énergétiques 2050*. Cette trajectoire correspond aux orientations de la SNBC actuellement en vigueur, notamment sur le rôle respectif des différents vecteurs dans la consommation finale (~55 %) et sur le développement de l'électrolyse (~50 TWh_{elec}).

Mix de production d'électricité

Différents scénarios de production d'électricité à l'horizon 2050 ont été élaborés et étudiés dans l'étude *Futurs énergétiques 2050*. Deux familles de scénarios avaient été considérées :

- les scénarios « M » sont ceux dans lesquels la France n'investit pas dans de nouveaux réacteurs nucléaires. Ils se distinguent par l'horizon de sortie du nucléaire (2050 ou 2060) ainsi que par le type d'installations de production renouvelable développées et leur localisation sur le territoire ;
- les scénarios « N » sont ceux dans lesquels la France engage un programme de construction de nouveaux réacteurs. Ils se distinguent selon les rythmes de fermeture du parc nucléaire existant et de construction de nouveaux réacteurs, permettant ainsi de décrire une fourchette large sur la part du nucléaire à l'horizon 2050.

Le mix électrique fixé pour cette étude se fonde sur le scénario N2 des *Futurs énergétiques 2050*. Des ajustements sur les capacités de production renouvelables ainsi que sur les capacités d'équilibrage à partir des centrales au gaz ont été effectués dans la variante « hydrogène non flexible », pour assurer le même niveau de sécurité d'approvisionnement dans tous les scénarios.

Coûts du réseau électrique

Dans le cadre de l'étude *Futurs énergétiques 2050*, la consultation publique lancée entre février et avril 2021 avait permis de recueillir l'avis des parties prenantes sur les coûts techniques d'infrastructure relatifs au système électrique. Ce référentiel a été mis à jour de manière à y inclure tous les coûts qui incombent à ces infrastructures. Dans cette étude c'est une trajectoire de coûts haute qui a été retenue.

Tension	Solutions d'évolution du réseau	FOURCHETTE DE COÛTS*	
		Basse	Haute
400 kV	Changement de conducteurs double circuits (M€/km)		1,5
	Changement de conducteurs simple circuit (M€/km)		0,9
	Création d'une liaison aérienne double circuits (M€/km)	2	3
	Création d'une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	1,2	2

* Coûts totaux incluant dépenses techniques, dépenses sèches, dépenses d'insertion et mesures compensatoires.

ANNEXE 2 Hypothèses sur le système gazier

Hypothèses sur les consommations d'hydrogène et de méthane

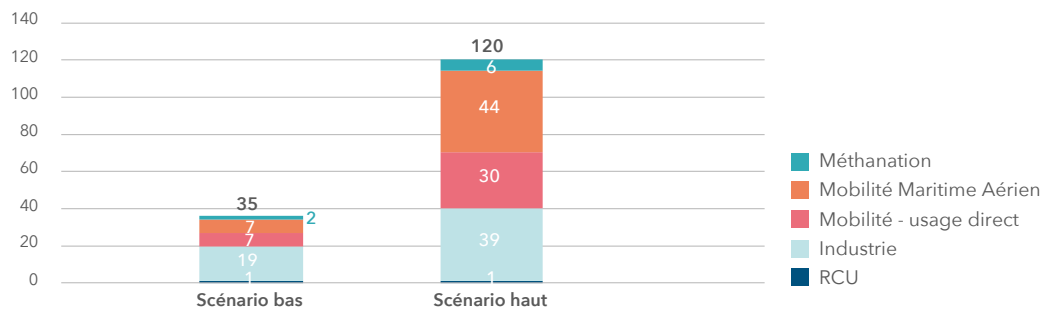
Deux scénarios de consommation d'hydrogène (hors équilibre électrique) ont été pris en compte dans l'étude :

- consommation H₂ basse : 35 TWh_{PCI} d'H₂ par an (soit ~50 TWh d'électricité);
- consommation H₂ plus élevée : 120 TWh_{PCI} d'H₂ par an (soit ~170 TWh d'électricité).

La scénarisation de la consommation de méthane a été construite en cohérence avec la variante haute de la dernière Stratégie nationale bas-carbone publiée en 2020 (SNBC 2, en cours de révision) :

- consommation CH₄ de référence : 202 TWh_{PCI} par an hors production d'électricité (variante haute de la SNBC);
- consommation CH₄ pour la variante : 178 TWh_{PCI} par an du fait de la substitution associée à la plus grande part de l'hydrogène dans les usages finaux pour la variante de consommation d'H₂ plus élevée.

FIGURE 11: Consommation finale d'hydrogène hors coproduit en TWh_{PCI}



Hypothèses sur la localisation de la consommation d'hydrogène

FIGURE 12: Localisation de la consommation dans le scénario bas (en TWh_{PCI})

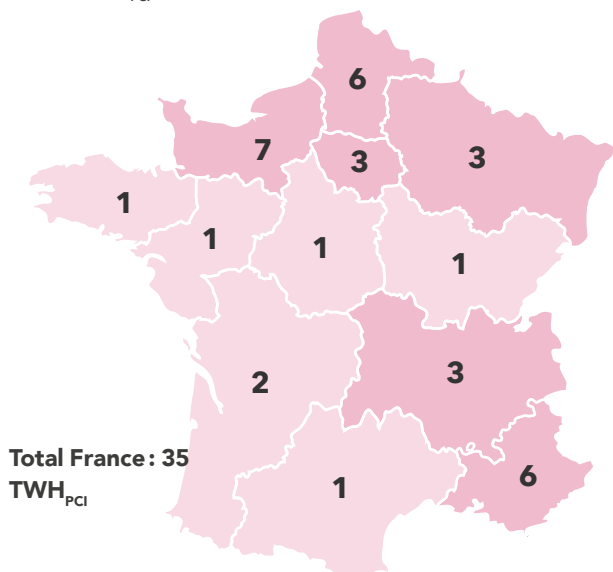
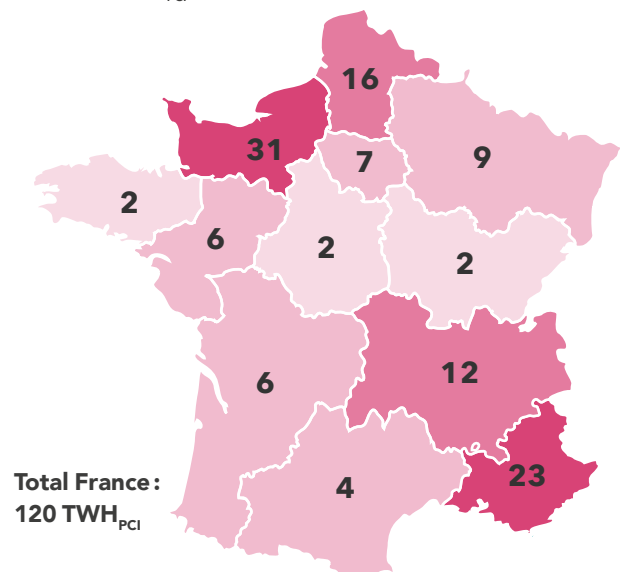


FIGURE 13: Localisation de la consommation dans le scénario haut (en TWh_{PCI})

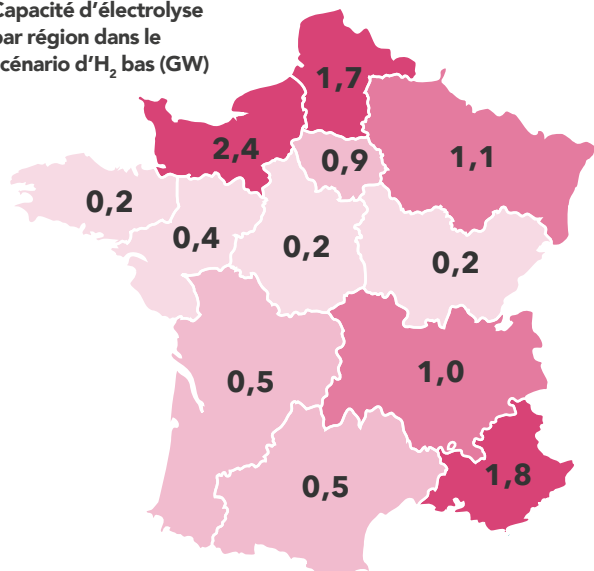


Hypothèses sur la localisation des électrolyseurs

Deux configurations contrastées pour évaluer la sensibilité des besoins d'infrastructures à la localisation des électrolyseurs.

FIGURE 14: Une localisation des électrolyseurs proche de la consommation d'hydrogène

Capacité d'électrolyse
par région dans le
scénario d'H₂ bas (GW)



Consommation
d'hydrogène dans le
scénario bas (en TWh_{PCI})

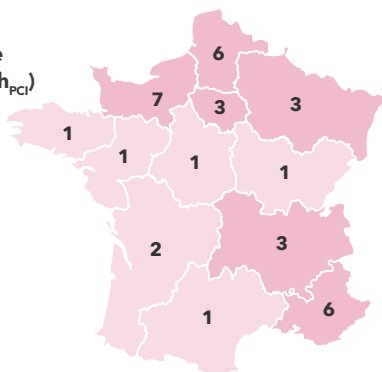
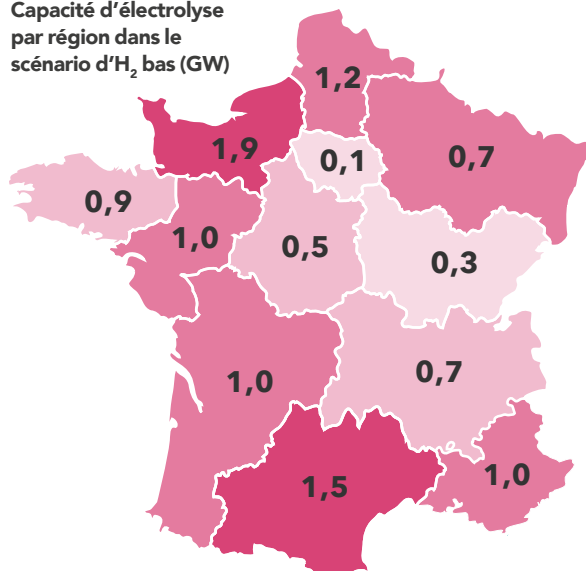


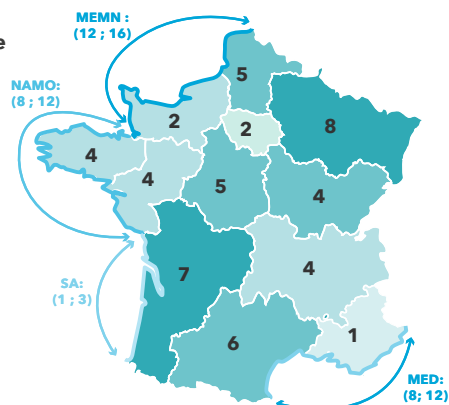
FIGURE 15: Une localisation des électrolyseurs proche de la production solaire et éolienne

Capacité d'électrolyse
par région dans le
scénario d'H₂ bas (GW)



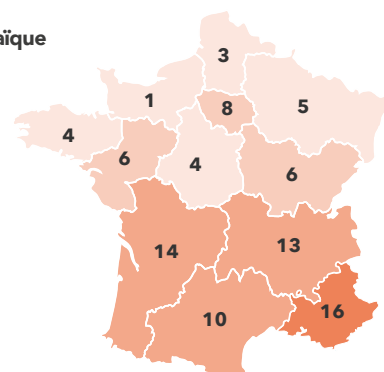
Capacité éolienne
installée dans N2
référence (GW)

N2 (52 GW terr.
+ 36 GW en mer)



Capacité photovoltaïque
installée dans N2
référence (GW)

N2 (90 GW)



Hypothèses de transit d'hydrogène

Compte tenu de l'impact des transits d'hydrogène sur le dimensionnement du réseau, ont été étudiées deux configurations de transits. Une configuration de référence repose sur l'hypothèse d'une absence de flux de transit. Une variante a été simulée, supposant cette fois que les besoins significatifs d'importation d'hydrogène pour les pays du nord de l'Europe, Allemagne notamment, proviennent de la péninsule ibérique et du nord de l'Afrique et transitent à travers la France. Ce transit est permis en particulier par le développement conséquent de capacités d'interconnexions entre la France et l'Espagne. Le développement de ces infrastructures permet un transit aux alentours de 110 TWh_{PCI} en fonction des simulations.

Hypothèses de coûts du réseau hydrogène

Pour les CAPEX des canalisations et des compresseurs, les chiffres retenus se basent sur l'étude des opérateurs gaziers européens « European Hydrogen Backbone » (EHB). Pour les CAPEX canalisation, les coûts élevés de l'étude ont été retenus.

Concernant les CAPEX compression, la valeur intermédiaire de l'étude EHB a été retenue (3,4 M€/MWe). La puissance électrique de compression installée et son utilisation résultent du travail d'optimisation et de dimensionnement de GRTgaz dans le cadre de l'étude. Le coût de l'électricité est de même un résultat du travail de RTE dans le cadre de l'étude.

Les coûts opérationnels annuels d'entretien et d'exploitation des canalisations et des compresseurs sont pris égaux à 2 % du coût d'investissement.

Hypothèses sur les stockages d'hydrogène

Dans cette étude, l'hypothèse conservatrice d'absence de stockage en conduite d'hydrogène (linepack) a été prise afin de ne pas surestimer la capacité du réseau d'hydrogène à assurer son propre équilibre.

Est considéré également dans l'étude que les futurs stockages d'hydrogène en France seront constitués en priorité de cavités salines (cavités salines existantes utilisées aujourd'hui pour le stockage de méthane ou en saumure ou création de nouvelles cavités).

Afin de calculer les coûts complets, a été adjoint au cyclage résultant des simulations gaz, un coût du capital de 5 % ainsi qu'une durée de vie de 50 ans pour les cavités et 25 ans pour les installations de surface. Les estimations de coûts incluent l'ensemble des CAPEX bruts (exploration, gaz coussin, forage, puits, lessivage, équipement de surface gaz). Les OPEX fixes sont estimés à 4 % des CAPEX bruts. Pour le calcul des OPEX énergie, la sollicitation des stockages résultant des simulations gaz a été utilisée, ainsi que le coût de l'électricité résultant des simulations électriques.

Hypothèse de coût des stockages

Type de cavité		Coût
Cavité neuve	CAPEX cavité et équipements de surface	15,6 €/kg _{stockable}
	OPEX fixes	0,6 €/kg _{stockable} /an
	OPEX variables (énergie électrique)	1 kWh _{elec} /kg _{stocké}
Cavité convertie	CAPEX cavité et équipements de surface	8,9 €/kg _{stockable}
	OPEX fixes	0,6 €/kg _{stockable} /an
	OPEX variables (énergie électrique)	1 kWh _{elec} /kg _{stocké}



Le réseau
de transport
d'électricité