



Compétitivité de la France: Rôle des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène

Une initiative de GRTgaz, HDF Energy,
Soladvent, Storengy, Teréga, TotalEnergies

Au sein du Comité Stratégique de Filière
Nouveaux Systèmes Énergétiques (CSF NSE)

NOVEMBRE 2021

Impression



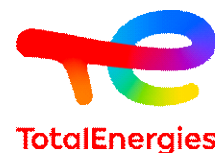
Date
Novembre 2021

Design
Annemiek Schellenbach | byannem.nl

Auteurs
Anthony Wang, Silvia Yordanova,
Romain Capaldi

Contact
Guidehouse France
3-5 Rue St Georges, 75009 Paris
France
+33 (0)1 87 16 40 37
Guidehouse.com

Une initiative de



Au sein du



**Nouveaux Systèmes
Énergétiques**
Comité stratégique de filière

*L'étude ne saurait engager l'ensemble
des membres du CSF.*

Table des matières

	Résumé de l'étude	IV
1.	Introduction et méthodologie	1
2.	Le rôle des infrastructures de transport et stockage dans la réduction du coût de l'hydrogène livré et les investissements à réaliser	3
3.	L'impact des infrastructures sur la compétitivité et l'attractivité des territoires, la résilience du système et la filière d'électrolyse française	8
4.	Une trajectoire de déploiement sans regrets se dessine	10
5.	L'engagement des pays européens dans la constitution des infrastructures dédiée	12
6.	Conclusions et mise en perspective	15
7.	Annexe	16

Résumé de l'étude

Le rôle des infrastructures hydrogène dans le contexte de la neutralité carbone en France

La France s'est engagée pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Cet objectif constitue un véritable défi pour l'ensemble des acteurs publics, industriels et investisseurs. Dans ce cadre, l'hydrogène renouvelable et bas-carbone jouera un rôle majeur, au côté de l'efficacité énergétique, de l'électricité bas-carbone et des gaz renouvelables. L'hydrogène sera notamment indispensable dans les secteurs difficiles à décarboner comme l'industrie (pétrolière et chimique), la mobilité lourde et pour la production d'électricité à la demande.

Afin d'éclairer le rôle de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone pour la compétitivité des entreprises françaises et la décarbonation de l'industrie, au sein du Comité Stratégique de Filière Nouveaux Systèmes Énergétiques (CSF NSE), les entreprises GRTgaz, HDF Energy, Soladvent, Storengy, Teréga et TotalEnergies ont étudié le rôle des infrastructures de réseaux de transport et de stockage dans le cadre du déploiement de l'hydrogène à grande échelle pour répondre à la stratégie nationale. Cette stratégie qui vise à la fois à diminuer les émissions des gaz à effet de serre et à développer une industrie française de l'hydrogène (électrolyseurs, pile à combustible, stations de recharge d'hydrogène, ...) vient d'être renforcée par le gouvernement qui souhaite installer la France comme leader mondial de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone à travers le plan France 2030.

Grâce à une modélisation avancée des systèmes énergétiques (électriques et hydrogène) optimisant la production et la demande sur un pas de temps horaire pour 2030 et au-delà, cette étude compare différents archétypes d'infrastructures selon différentes caractéristiques: le coût de l'hydrogène livré, les investissements, la sécurité d'approvisionnement et l'impact sur la compétitivité.

Cette approche de simulation permet d'appréhender le rôle des infrastructures dans un contexte de demande dynamique d'hydrogène bas-carbone et renouvelable. Selon les hypothèses de demande et les résultats de la modélisation, plusieurs messages clés sur le rôle des infrastructures émergent.

Une trajectoire de déploiement optimale

Les résultats de cette étude montrent une trajectoire de déploiement optimale, progressive, de développement d'infrastructures de réseau et de stockage, à l'intérieur des bassins industriels, entre les bassins industriels puis avec des interconnexions avec les pays voisins. Cette trajectoire de déploiement sera progressive et étroitement liée à l'évolution de la demande d'hydrogène bas-carbone et renouvelable. Au regard des temps longs de déploiement des canalisations et des stockages souterrains d'hydrogène, il est important de construire dès à présent une vision cible partagée et une planification associée des infrastructures, sur le modèle des plans décennaux en électricité et en gaz, pour optimiser les décisions d'investissements.

Des bénéfices sur le coût de l'hydrogène livré, les investissements et la compétitivité

La modélisation conduite indique qu'en massifiant les capacités de production, la mise en œuvre d'infrastructures hydrogène entre les bassins industriels permettrait de réduire le coût de l'hydrogène livré de 10% d'ici 2030 (demande d'hydrogène estimée à 670 kt/an). De plus, la connexion des infrastructures françaises au reste de l'Europe permettrait de réduire le coût de l'hydrogène de 32% d'ici 2040 (demande d'hydrogène estimée à 1800 kt/an), à condition que les stratégies de production et de consommation des pays voisins se confirment.

Les infrastructures hydrogène entre les bassins industriels permettent de réduire les coûts d'investissements cumulés de 9% en 2030, soit de 300 millions d'euros, et de 19% d'ici 2040, soit de 3 milliards d'euros par rapport à un scénario sans infrastructures hydrogène.

En donnant accès à un hydrogène compétitif et une plus grande sécurité d'approvisionnement, les infrastructures permettent d'améliorer la compétitivité et l'attractivité

des bassins français pour les industriels. De plus, en mutualisant les sources d'approvisionnement et en faisant appel à des stockages massifs souterrains, elles améliorent la résilience du système énergétique et contribuent à affirmer la souveraineté énergétique nationale. Notamment, les stockages dédiés hydrogène jouent un double rôle clé en assurant à la fois une flexibilité court terme et la constitution de stocks stratégiques pour sécuriser les usages et absorber les périodes de faible production.

Enfin, en donnant de la visibilité sur les projets de production par électrolyse de plus grande échelle, les infrastructures hydrogène contribueront au développement d'une filière française d'électrolyseurs compétitive.

Une stratégie française à définir en prenant en compte les développements de nos voisins européens

Au-delà de ces caractéristiques, il sera nécessaire de suivre et prendre en compte l'évolution des pays européens qui ont déjà ou sont en train de mettre en œuvre des stratégies hydrogène incluant un volet infrastructures de transport et de stockage. La France est bien placée pour participer et bénéficier d'un réseau paneuropéen interconnecté d'hydrogène. Il sera important de déterminer comment la France peut valoriser son positionnement géographique stratégique.

Une poursuite des travaux pour maximiser les bénéfices

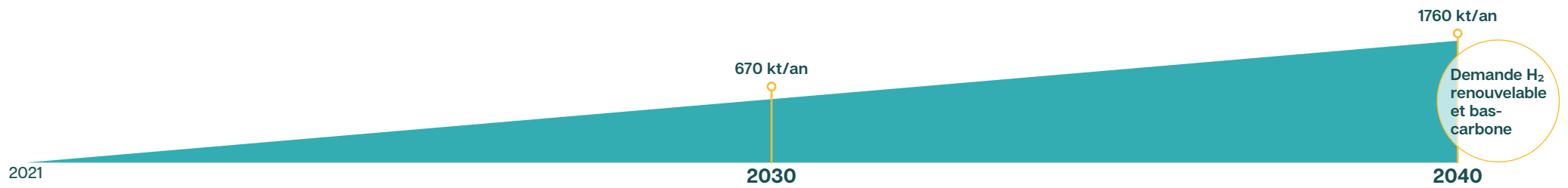
À la suite de cette première étude, des pistes d'optimisation sont d'ores et déjà identifiées pour maximiser les bénéfices des infrastructures et optimiser les coûts d'investissements complets. Ces optimisations sont au nombre de sept et sont les suivantes:

1. Collaboration avec les transporteurs électriques et gaz pour optimiser les investissements des infrastructures électrique, gaz et hydrogène, de manière intégrée;
2. Arbitrage sur les infrastructures existantes et nouvelles pour maximiser la conversion et optimiser les coûts;
3. Optimisation et massification de l'intégration des capacités d'énergies renouvelables (éolien offshore, onshore et solaire) en adéquation avec la production nucléaire;
4. Valorisation des stockages souterrains d'hydrogène pour une utilisation locale et inter-régionale;
5. Définition des trajectoires de transition intra bassins industriels, entre les bassins et d'interconnexions européennes pré 2030, 2040, 2050, en fonction de la demande;
6. Utilisation de la production d'hydrogène décarboné par SMR/CCS (conversion des unités de production existantes SMR avec CCS et nouvelles unités);
7. Collaboration avec les pays limitrophes et l'UE pour identifier les besoins de transit et sécuriser les investissements associés nécessaires.

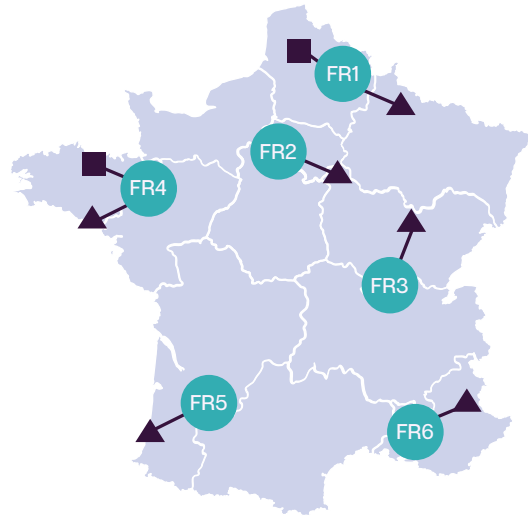
Ainsi, il est proposé de poursuivre les travaux en relation avec l'Etat, en particulier dans la perspective de la révision de la Programmation Pluriannuelles de l'Énergie et de la Stratégie Nationale Bas-Carbone.

C'est pourquoi le Comité Stratégique de Filière a prévu d'approfondir l'analyse en associant plus largement les acteurs du marché de l'électricité et notamment le transporteur; les principaux industriels consommateurs piliers centraux des bassins français ainsi que les producteurs d'électrolyseurs qui en ont exprimé le souhait. Ces travaux permettront d'affiner les résultats de cette étude et partager les travaux avec les services de l'Etat, pour compléter la stratégie industrielle hydrogène nationale et soutenir et accélérer sa mise en œuvre y compris sur le volet infrastructures.

L'Etat a réaffirmé ses ambitions sur la compétitivité de l'hydrogène bas-carbone et l'accélération de la mise en œuvre de la stratégie hydrogène. La poursuite des travaux contribuera directement à ces priorités.

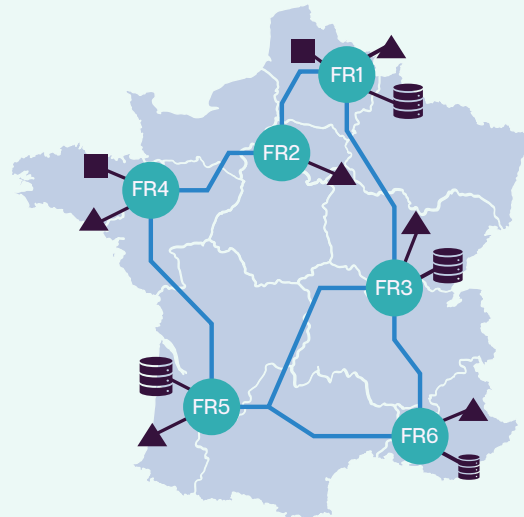


Ecosystèmes nationaux isolés



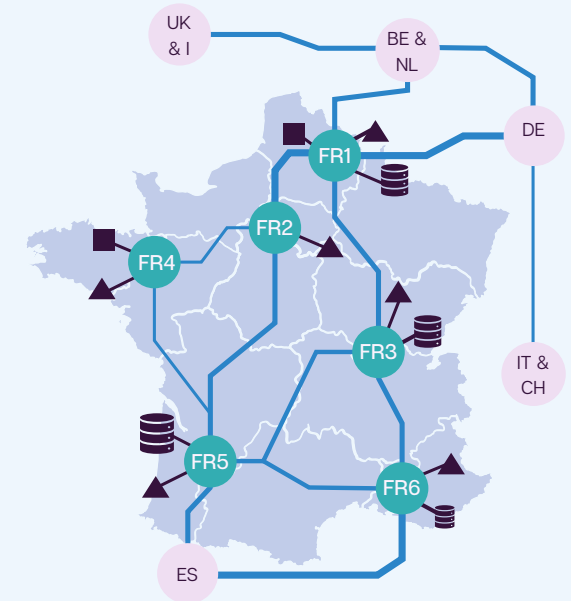
- ▲ Electrolyseurs
- ▢ Stockage souterrain
- SMR CCS

Ecosystèmes nationaux intégrés



- 10 % réduction du coût de l'H₂ livré.
- 9 % réduction des investissements.

Ecosystèmes nationaux et Européens



- 32 % réduction du coût de l'H₂ livré.
- Investissements de €1,6 Mds.

Une trajectoire sans regrets

- Développement des infrastructures hydrogène intra- et inter-bassins.
- Reconversion des infrastructures de gaz naturel existantes.
- Planification stratégique.

Autres bénéfices



Stockage | Sécurité d'approvisionnement, résilience du système et souveraineté énergétique nationale.



Massification des capacités de production d'électrolyse.



Compétitivité pour les industriels français.

1. Introduction et méthodologie

L'étude menée par Guidehouse a pour objectif de fournir une évaluation du rôle des infrastructures de transport et de stockage hydrogène dans le contexte de la stratégie française pour l'hydrogène et, plus globalement, dans un contexte européen de décarbonation.

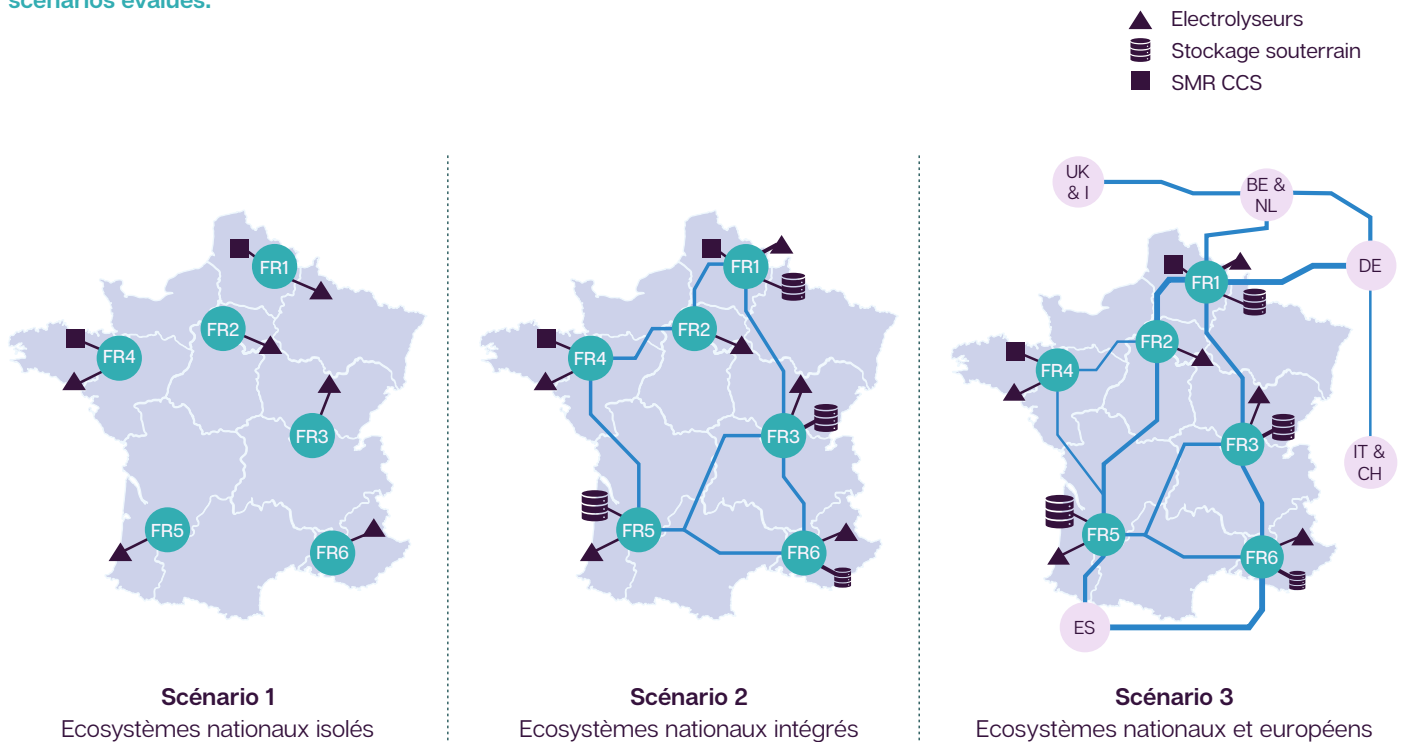
La méthode de réalisation est basée sur un modèle d'optimisation du système énergétique français en minimisant les coûts pour le système énergétique. La modélisation a été réalisée sur la base d'un équilibrage horaire de l'offre et de la demande pour des jours représentatifs par saison et cela pour le système d'électricité et d'hydrogène. Le périmètre géographique de modélisation a couvert la France et les pays transfrontaliers ou proches : l'Espagne, l'Italie, la Suisse, l'Allemagne, la Belgique, les Pays-Bas et le Royaume-Uni. Pour plus de précision, la France a été découpée en 6 régions représentatives.

En se basant sur les paramètres présentés plus haut, trois scénarios d'archétypes d'infrastructures ont été modélisés:

- **Scénario 1. Ecosystèmes nationaux isolés** | Production d'hydrogène uniquement sur site sans infrastructures de réseau et de stockage massifs dédiés;
- **Scénario 2. Ecosystèmes nationaux intégrés** | Production d'hydrogène uniquement au niveau national. Réseau de transport dédié entre les bassins industriels limité sur le territoire national sans interconnexions avec les pays voisins. Un système d'infrastructures de stockage semi-centralisé d'hydrogène dédié;
- **Scénario 3. Ecosystèmes nationaux et européens** | Production nationale et importations. Un système de stockage centralisé d'hydrogène dédié. Réseau de transport dédié avec un développement des connexions transfrontalières. Recours à l'hydrogène le plus compétitif.

FIGURE 1

Présentation illustrative des trois scénarios évalués.



Source: Guidehouse

L'étude analyse plusieurs configurations du système énergétique français avec différentes hypothèses de demande, de prévisions de coûts de production et de conditions limites d'infrastructures électriques et d'hydrogène. Les conclusions présentées dans ce rapport se réfèrent spécifiquement au scénario principal, le scénario de demande de base, décrit plus en détail ci-dessous. La quantification des coûts et des avantages est donc spécifique à ce scénario de base, mais les tendances qualitatives générales et les conclusions concernant la valeur et le rôle de l'infrastructure de l'hydrogène sont également pertinentes pour d'autres scénarios. L'ensemble des hypothèses qui ont été adoptées sur la demande, l'offre ou encore l'infrastructure sont présentées dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 1

Résumé des hypothèses du scénario de base.

<p>Demande</p>	<p>Hydrogène décarboné l'étude se base sur une demande d'hydrogène dite « de base » estimée à 670 kt/an d'ici 2030, soit 22,1 TWh (pouvoir calorifique inférieur¹), principalement dans l'industrie, la mobilité et pour la production d'électricité. Dans le secteur industriel, l'estimation a été basée sur des évaluations « bottom-up » de la demande d'hydrogène industriel par site. Dans la mobilité, l'évaluation a été faite par région. L'étude ne prend en compte que la demande additionnelle d'hydrogène renouvelable et bas-carbone: la conversion de l'hydrogène gris existant n'est pas intégrée dans la modélisation. La demande prise en compte dans cette étude est cohérente avec le chiffre communiqué par France Hydrogène dans l'étude: « Trajectoire pour une grande ambition Hydrogène ».² Les hypothèses adoptées concernant la demande dans les autres pays européens sont issues de l'étude « European Hydrogen Backbone » (EHB).³</p> <p>Nota Bene : Une demande haute a été également estimée à 1 300 kT/an en 2030. Cette note ne présente pas les résultats de la modélisation de cette demande haute, qui est néanmoins traitée dans l'étude complète.</p> <p>Electricité Les hypothèses sur la demande d'électricité à horizon 2040 proviennent de RTE pour la France et du « Ten Year Network Development Plan" (TYNDP) publié par ENTSO-E pour les pays Européens.</p>
<p>Offre</p>	<p>Hydrogène Les capacités de production d'hydrogène sont obtenues du modèle d'optimisation. Concernant la production par électrolyse, l'hypothèse adoptée suppose que l'électricité utilisée provient du réseau. Au sujet de l'hydrogène bleu, plusieurs contraintes sont fixées sur la disponibilité du CCS selon les différentes régions. Les paramètres utilisés pour les importations sont basés sur les stratégies des états et du rapport EHB.</p> <p>Electricité Les hypothèses de RTE (scénario N1 Nucléaire, version de 2020) et TYNDP sont considérées comme le déploiement de base avec par la suite, des capacités supplémentaires qui se sont rajoutées suite aux résultats du modèle d'optimisation.</p>
<p>Infrastructure</p>	<p>Hydrogène Les capacités, le timing, et les potentiels de réutilisation des canalisations de gaz naturel sont basés sur les données de GRTgaz et de Teréga. Les potentiels de stockage et les localisations sont basés sur les données de Storengy et Teréga.</p> <p>Electricité Les hypothèses et scénarios du TYNDP et de RTE (version de 2020) sont utilisées.</p>

1 Dans cette étude, la valeur énergétique de l'hydrogène est exprimée en utilisant son pouvoir calorifique inférieur (PCI, 1 kt = 33,3 GWh).

2 France Hydrogène (2021): Trajectoire pour une grande ambition hydrogène. <https://www.afhpac.org/presse/sur-la-trajectoire-d-une-grande-ambition-hydrogene-3405/>

3 European Hydrogen Backbone (2021): Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/2021-ehb-analysing-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen/

2.

Le rôle des infrastructures de transport et stockage dans la réduction du coût de l'hydrogène livré et les investissements à réaliser

Messages clés

Coût de l'hydrogène livré

- La mise en œuvre des infrastructures hydrogène entre les bassins industriels peut réduire le coût de l'hydrogène livré de 10% d'ici 2030 (demande d'hydrogène estimée à 670 kt/an) et de 4% d'ici 2040 (demande d'hydrogène estimée à 1800 kt/an);
- La connexion des infrastructures françaises au reste de l'Europe permet de réduire le coût de l'hydrogène de 19% d'ici 2030 (670 kt/an) et de 32% d'ici 2040 (1800 kt/an).

Coûts d'investissement cumulés

- Les infrastructures hydrogène entre les bassins industriels permettent de réduire les coûts d'investissements cumulés de 9% en 2030 (670 kt/an) et 19% d'ici 2040 (1800 kt/an);
- La mise en place des infrastructures nécessaires pour soutenir un marché de l'hydrogène liquide et paneuropéen nécessite des investissements de l'ordre de 3,9 milliards d'euros d'ici à 2030 (670 kt/an) et de 1,6 milliard d'euros d'ici à 2040 (1800 kt/an).

À l'aide de la modélisation du système énergétique, cette étude a évalué deux indicateurs économiques clés d'une importance cruciale pour les acteurs du marché de l'hydrogène, les décideurs et les régulateurs dans chaque scénario d'infrastructure.

2.1

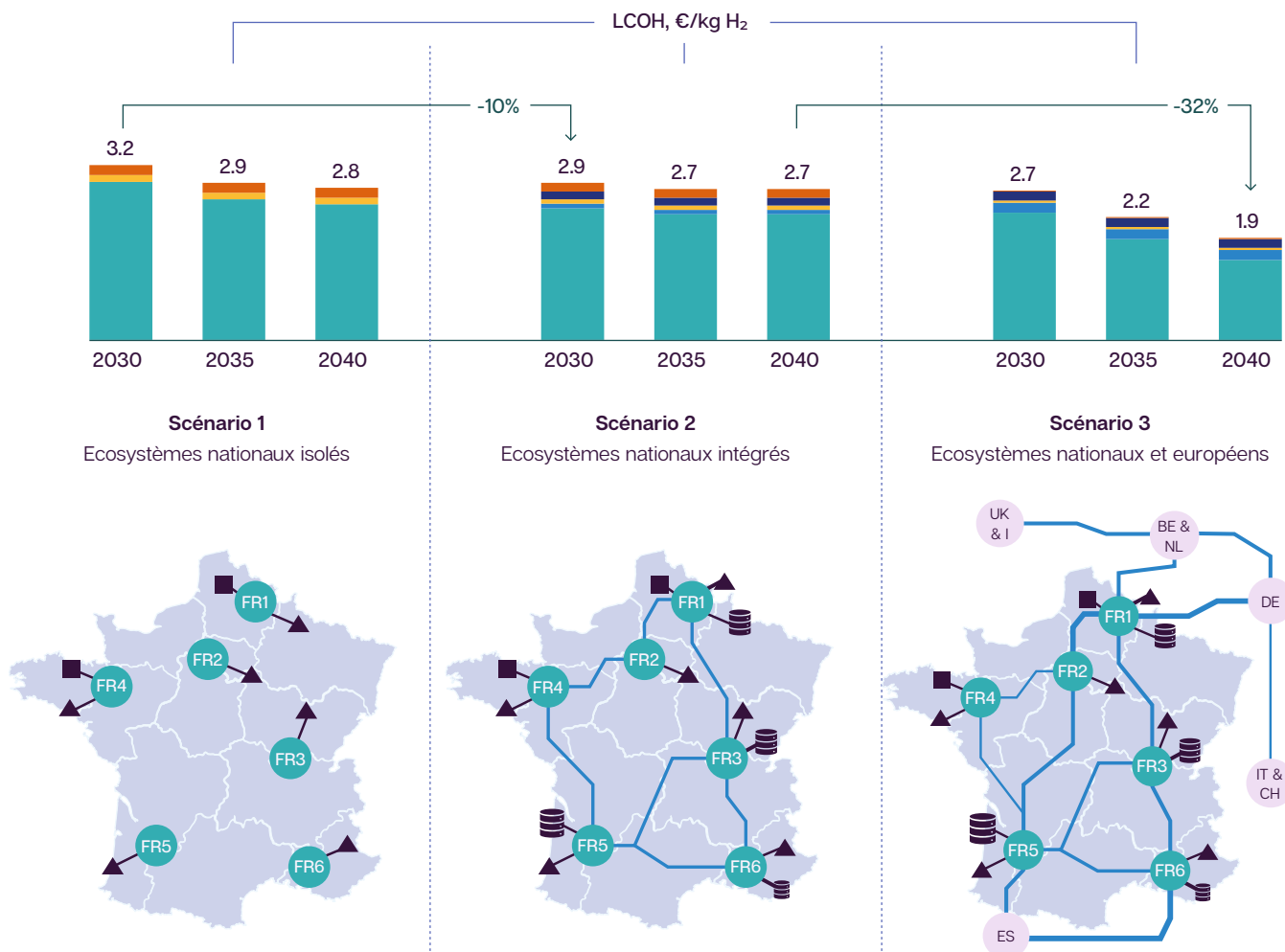
Impact des infrastructures hydrogène sur le coût de l'hydrogène livré

Tout d'abord, l'étude estime le coût de l'hydrogène livré, illustré dans la Figure 2. Cela reflète le coût unitaire de l'hydrogène payé par un client raccordé au réseau de transport, y compris la production, le transport (hors distribution) et le stockage. Ce paramètre est essentiel pour tout consommateur industriel, car il représente un coût variable majeur et influence donc fortement sa compétitivité industrielle.

FIGURE 2

Coût de l'hydrogène livré par scénario. selon l'étude de modélisation basée sur les hypothèses présentées dans l'annexe de ce rapport.

■ Production | H₂
■ Transport | H₂
■ Transport | électricité
■ Stockage | H₂
■ Stockage | électricité



Source: Guidehouse

Par exemple, si un producteur d'acier comme ArcelorMittal souhaite produire 1,6 millions de tonnes de DRI (« Direct Reduced Iron » aussi appelé éponge de fer) à base d'hydrogène vert par an,⁴ il lui faudra environ 4,2 TWh ou 130 kilotonnes d'hydrogène par an.⁵ Dans ce cas, une différence hypothétique du coût de l'hydrogène livré de 0,5 €/kg H₂ se traduit par une augmentation des coûts d'exploitation annuels de 64 millions €.

Les résultats de la Figure 2 montrent que le développement des infrastructures de transport et stockage contribue à la réduction du coût de l'hydrogène livré en permettant des effets d'échelle et une utilisation plus efficace des actifs de production. En effet, les infrastructures de transport et stockage dédiées à l'hydrogène entre les bassins industriels (S2) ont le potentiel de réduire le coût de l'hydrogène renouvelable et décarboné pour les consommateurs français, y compris l'industrie, de 10% d'ici 2030 (demande d'hydrogène estimée à 670 kt/an), soit des économies de coûts de 0,3 €/kg (3,2-2,9), par rapport à un scénario dans lequel aucune infrastructure dédiée à l'hydrogène n'est présente (S1). Cela représente une réduction de 200 millions € par an sur l'ensemble de la demande.

4 Comme l'entreprise prévoit de le faire à Gijón, en Espagne. <https://corporate.arcelormittal.com/media/press-releases/arcelormittal-signs-mou-with-the-spanish-government-supporting-1-billion-investment-in-decarbonisation-technologies>.

5 En supposant que 2,6 MWh d'hydrogène est nécessaires pour produire 1 tonne d'acier. https://ssabwebsitecdn.azureedge.net/-/media/hybrit/files/hybrit_brochure.pdf

De plus, les infrastructures dédiées à l'hydrogène reliant la France au reste de l'Europe (S3) permettraient de réduire le coût de l'hydrogène pour les consommateurs français de 32% d'ici 2040 (demande d'hydrogène estimée à 1800 kt/an), soit des économies de 0,9 €/kg par rapport à un scénario où aucune infrastructure dédiée à l'hydrogène n'est présente.

Selon la modélisation en amont de l'annonce des chiffres, cette différence du coût de l'hydrogène livré de 0,3 €/kg entre S2 et S1 représente une réduction de 200 millions € par an sur l'ensemble de la demande annuelle (670 kt/an) d'ici 2030, soit environ 1,8 milliards €. En plus, d'ici 2040, la différence du coût de l'hydrogène de 0,9 €/kg entre le S3 et le S1 représente une réduction de 1,7 milliards € par an sur l'ensemble de la demande annuelle (1800 kt/an), soit environ 17 milliards entre 2030 et 2040.



ArcelorMittal, leader mondial de la sidérurgie, s'est engagé à réduire ses émissions de CO₂ de 25 % au niveau mondial et de 35 % en Europe en 2030 par rapport à 2018, et à atteindre la neutralité carbone mondiale en 2050. Pour y parvenir, nous devons opérer une véritable révolution industrielle, où l'hydrogène aura une place cruciale, en substitution du charbon, dans de nouvelles installations de transformation du minerai de fer, les DRI. Ainsi, le projet que nous développons sur le site de Dunkerque vise à mettre en œuvre un DRI fonctionnant à l'hydrogène, d'une capacité de 2 millions de tonnes, et émettant trois fois moins de CO₂ qu'un haut-fourneau.

L'hydrogène pourra aussi être employé afin de valoriser le CO₂ résiduel émis en le transformant en carburant ou en intrant pour d'autres industries. Des quantités considérables d'hydrogène seront nécessaires, plusieurs centaines de kt/an à terme, qui devront nous être fournies de façon sûre et stable, à un coût compétitif. C'est la raison pour laquelle le développement d'infrastructures d'approvisionnement sur le territoire national et d'interconnexions internationales est absolument vital pour y parvenir. Le développement de ces réseaux de production et distribution d'hydrogène pourra également contribuer à la décarbonation d'autres industriels et acteurs de la mobilité, constituant ainsi la base d'une économie faiblement carbonée en France.

Eric NIEDZIELA, Président d'ArcelorMittal France et Vice-Président Climate Action ArcelorMittal Europe.

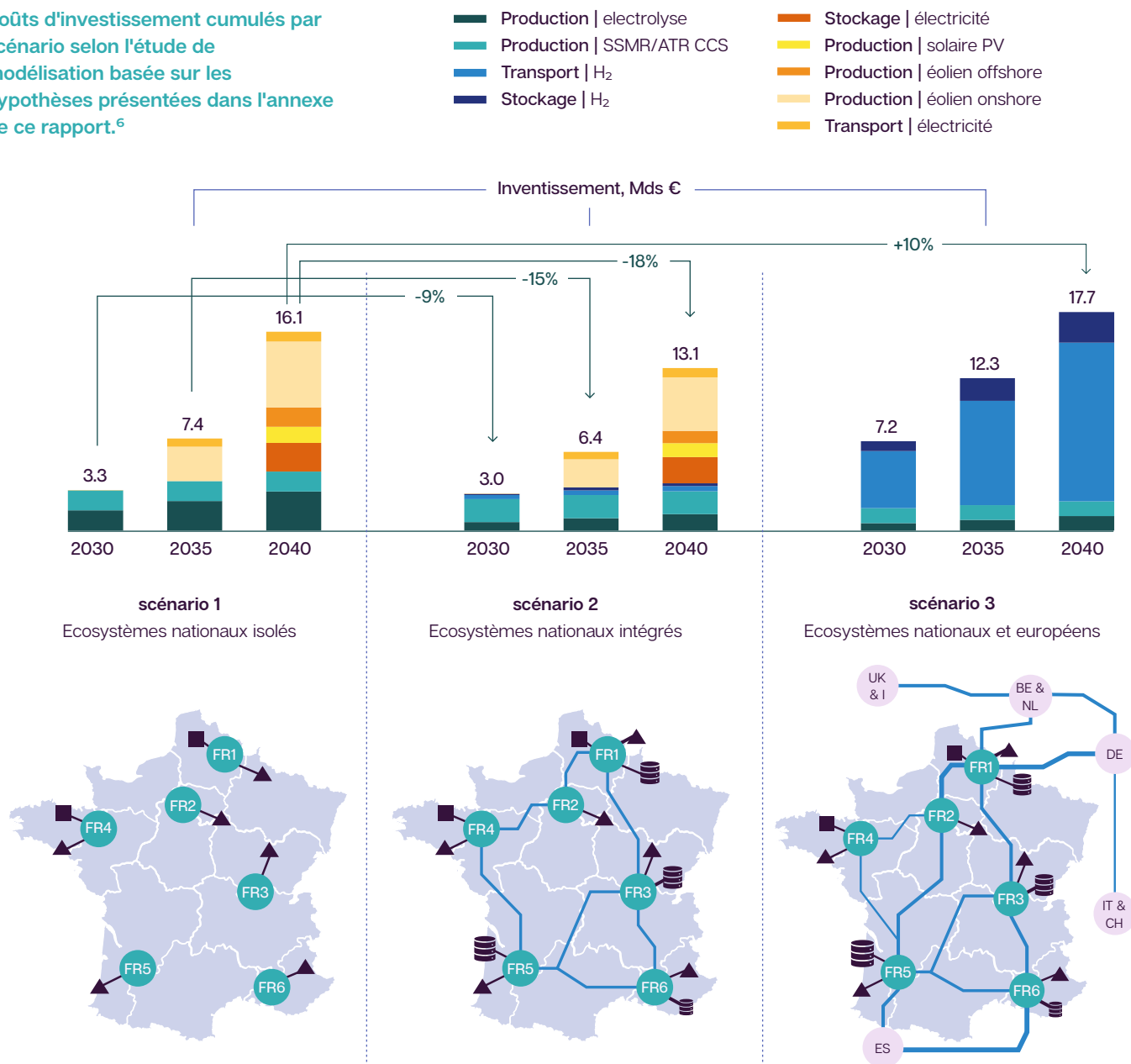


Impact des infrastructures hydrogène sur le coût d'investissement

Deuxièmement, l'étude calcule et présente le coût d'investissement total (supplémentaire), comme le montre la Figure 3. Il s'agit de l'investissement en capital nécessaire dans toutes les parties du système énergétique - production, transport et stockage, tant pour l'hydrogène que pour l'électricité - en plus du scénario de base de construction des infrastructures retenu dans le modèle (scénario N1 de RTE).

FIGURE 3

Coûts d'investissement cumulés par scénario selon l'étude de modélisation basée sur les hypothèses présentées dans l'annexe de ce rapport.⁶



Source: Guidehouse

Les résultats de la Figure 3 montrent que les coûts d'investissements supplémentaires dans les infrastructures de production, de transport et de stockage de l'électricité et de l'hydrogène en France seraient inférieurs de 9% d'ici 2030 et de 15% d'ici 2035, soit environ 0,3 milliards € et 1,0 milliards €, avec la mutualisation des moyens de production et de stockage entre bassins industriels français (S2) par rapport à un scénario dans lequel aucune infrastructure dédiée à l'hydrogène n'est présente (S1).

⁶ Note que cette analyse tient compte de l'effet d'échelle de la taille des électrolyseurs entre les différents scénarios. Les CAPEX d'électrolyseurs dans le S1 ont été augmentées de 25%, une hypothèse plutôt conservatrice (selon une étude d'IRENA la différence entre des électrolyseurs de 10 MW et de 50 MW est de 50%). De plus, le coût estimé ne prend pas en compte le stockage de H₂ et d'électricité potentiellement nécessaires sur site. Cela correspond à une hypothèse conservatrice qui sous-estime le coût de l'hydrogène dans le S1.

Les investissements à réaliser dans le S2 sont inférieurs par rapport aux montants nécessaires pour le S1 pour l'ensemble de la période modélisée, et ce dès 2030. En effet, le S1 nécessite des investissements supplémentaires sur les infrastructures électriques dès 2030 pour renforcer d'abord la production, puis les besoins de stockage d'électricité.

D'ici 2040, les investissements nécessaires pour mettre en place un réseau d'hydrogène interconnecté avec le reste de l'Europe (S3) sont plus élevés, de 1,6 milliards € par rapport au S1 et de 4,6 milliards € par rapport au S2, reflétant un investissement plus important dans les infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène. Cependant, les bénéfices de ces investissements sont répercutés à l'économie française par des prix de l'hydrogène plus attractifs pour les consommateurs, une augmentation anticipable des emplois dans les industries françaises en raison d'un marché de l'hydrogène liquide florissant, et une décarbonation accélérée des secteurs de la mobilité et de l'industrie. Ces investissements représentent aussi des signaux marché long-terme qui donnent de la visibilité aux consommateurs et en particulier aux industriels.

Les bénéfices liés à la liquidité du marché et l'accélération de la décarbonation sont, dans une moindre mesure, également valables pour le S2, qui nécessite moins d'investissements. Cela met en évidence la trajectoire sans regret, qui commence par S2 et évolue vers S3 à mesure que le marché arrive à maturité.

2.3

Etude de sensibilité

Pour s'assurer de la robustesse des résultats, des études de sensibilités ont été réalisées, ainsi qu'une modélisation supplémentaire avec un second jeu d'hypothèses complet.

Les principales sensibilités modélisées sont:

- Hypothèse de demande haute à 1 300 kT/an en 2030;
- Augmentation des coûts d'investissement (CAPEX) des électrolyseurs de 100%;
- Réduction de 50% des coûts d'investissement (CAPEX) des SMR/ATR + CCS (production d'hydrogène bleu);
- Augmentation de 50% des coûts d'importation d'hydrogène en provenance d'Espagne;
- Variation des paramètres financiers tels que le coût du capital (WACC) et la période d'amortissement.

Les conclusions restent les mêmes sur les infrastructures. Le coût de l'hydrogène livré est réduit et une trajectoire de mise en œuvre sans regrets se dessine.

3.

L'impact des infrastructures sur la compétitivité et l'attractivité des territoires, la résilience du système et la filière d'électrolyse française

Messages clés

Compétitivité et attractivité des territoires

- Les orientations prises dès à présent sont déterminantes pour maintenir, développer, ou attirer en France les industriels en attente de plus de visibilité sur les futurs prix et la disponibilité de l'hydrogène décarboné sur le territoire, afin de prendre des décisions d'investissement aujourd'hui;
- L'infrastructure, qu'elle soit énergétique, télécom ou autre, est l'une des conditions de base de choix d'implantation et de maintien de certains industriels dans des territoires donnés. L'accès facilité à une énergie renouvelable et décarbonée, et à un coût maîtrisé, est un atout pour les industriels;
- Les infrastructures hydrogène représentent un avantage considérable pour les projets de production locale en permettant leur massification et en facilitant les effets d'échelle.

Résilience, sécurité d'approvisionnement et souveraineté énergétique

- Le stockage d'hydrogène souterrain assurerait un double rôle: d'une part de constituer des stockages stratégiques et saisonniers pour assurer la souveraineté énergétique et d'autre part d'assurer la demande « en bandeau » des industriels;
- Les infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène sont un outil permettant de renforcer la souveraineté énergétique de la France à coût optimisé pour la collectivité des consommateurs français.

Développement de la stratégie nationale et de la filière électrolyseurs

Le déploiement des réseaux permet à la fois de massifier les productions d'hydrogène décarboné et d'ouvrir la France à des projets en dehors de ces frontières. Ainsi, ils ouvrent des perspectives de plus grande échelle aux fabricants d'électrolyseurs et contribuent à accélérer le développement de la stratégie nationale et de la filière électrolyseurs.

Les conclusions de l'étude montrent que les différents scénarios des infrastructures ont un impact sur la compétitivité, la sécurité d'approvisionnement et sur l'accès à un réseau de transport et de stockage pour les industriels et massification.

3.1

Les infrastructures hydrogène contribueront à l'amélioration de la compétitivité et l'attractivité des territoires.

Les infrastructures contribuent à augmenter l'attractivité des territoires auprès des industriels. La présence d'infrastructures techniques telles que les réseaux télécom, de transport routier ou encore les réseaux énergétiques représentent un critère de choix crucial pour l'implantation des industriels sur un territoire donné. Avec le renforcement du rôle de l'hydrogène dans le secteur industriel, les réseaux de transport et les infrastructures de stockage d'hydrogène sont également considérés comme essentiels par les acteurs déjà présents sur le territoire mais également par les industriels qui souhaitent s'y implanter. Il s'agit d'un facteur d'attractivité majeur. Dans

ce contexte, les acteurs industriels suivent attentivement les orientations prises par la France en matière d'infrastructures hydrogène afin d'avoir plus de visibilité sur l'accessibilité de cette énergie au niveau territorial mais également sur l'évolution des prix.

3.2

Les infrastructures hydrogène améliorent la résilience, la sécurité d'approvisionnement et contribuent à affirmer la souveraineté énergétique nationale.

Le développement d'infrastructures d'hydrogène intégrées et maillées, constituées à la fois d'un réseau de transport et de stockages souterrains, assurent une meilleure sécurité d'approvisionnement, en comparaison d'un système de production d'hydrogène seul sur site.

Le réseau de transport permet d'équilibrer la production et la consommation d'hydrogène au niveau des différents bassins industriels et d'assurer une continuité d'approvisionnement, contrairement à un système de production isolé.

Le stockage centralisé et massif, que ce soit à l'échelle d'une région ou d'un réseau plus large, assure un niveau de sécurité supérieur en assurant un approvisionnement continu des sites industriels et des interruptions non prévues (courtes ou de longues durées de plusieurs semaines). A titre d'exemple, les interruptions non prévues du système gazier ont été estimées à 4 secondes par client en 2020.

3.3

Les infrastructures hydrogène contribueront au développement de la stratégie nationale hydrogène et favorisent l'émergence d'une filière d'électrolyseurs.

La stratégie nationale hydrogène est axée notamment sur l'émergence d'une filière nationale d'électrolyse. Ainsi l'Etat soutient plusieurs projets de production par électrolyse ainsi que des Giga factories qui seront déployés dans les années à venir

Le déploiement des réseaux permet à la fois de massifier les productions d'hydrogène décarboné et d'ouvrir la France à des projets en dehors de ces frontières. Ainsi, ils ouvrent des perspectives de plus grande échelle aux fabricants d'électrolyseurs.

Zoom sur Elogen

Elogen développe des technologies de pointe pour concevoir et produire des électrolyseurs PEM (membrane échangeuse de protons) destinés à produire de l'hydrogène vert.

Bénéficiant de plus de 15 ans d'expertise dans le développement d'électrolyseurs PEM, Elogen s'appuie sur une R&D puissante, une équipe d'ingénieurs hautement qualifiés et des partenariats académiques de premier plan pour continuer à améliorer ses solutions.

Depuis son arrivée au sein du groupe technologique GTT en octobre 2020, Elogen est engagé dans une montée en puissance industrielle, qui lui permettra de réduire le coût de ses électrolyseurs, et de contribuer à atteindre les objectifs français et européens en matière de production d'hydrogène vert.

A la suite de la modernisation de son site des Ulis, en Ile-de-France, Elogen disposera, début 2022, de la plus grande capacité de production d'électrolyseurs sur le territoire français grâce à la mise en place d'une ligne d'assemblage pilote.

L'innovation d'une part et la massification de la production d'autre part permettront à Elogen d'optimiser l'efficacité de ses technologies et la compétitivité de l'hydrogène vert, pour mieux servir ses clients, sur ses différents marchés, en mobilité, dans l'industrie et le stockage d'énergie.

Avec ses solutions technologiques de pointe et comme l'a illustré le récent contrat avec Storengy pour le projet de stockage d'hydrogène vert HyPSTER, Elogen participera activement au développement d'infrastructures de réseau et de stockage qui contribueront à structurer la filière hydrogène et à en améliorer la compétitivité.

4.

Une trajectoire de déploiement sans regrets se dessine

Messages clés

- Une trajectoire d'investissements « sans regret » commence par l'étude et la mise en œuvre des infrastructures d'abord à l'intérieur des bassins industriels, puis entre bassins et enfin avec les interconnexions en lien avec l'évolution de la demande d'hydrogène;
- Cette trajectoire de constitution des infrastructures devra favoriser la conversion des réseaux et stockages existants;
- Pour éviter tout coût échoué, la planification des infrastructures (et notamment entre intra et inter bassins) doit être réalisée avec la vision cible d'une infrastructure interconnectée qui dépendra de la demande des industriels et des pays voisins. La planification stratégique sera clé;
- Au regard des temps longs de déploiement des canalisations et des stockages souterrains d'hydrogène (une durée minimum de cinq ans), il est crucial de construire dès à présent une vision cible partagée et une planification associée des infrastructures, sur le modèle des plans décennaux en électricité et en gaz, pour optimiser les décisions d'investissements.

Dans le contexte de décarbonation et de compétitivité voulues par la France, il est important, en lien avec les pouvoirs publics, de définir et étudier dès aujourd'hui la stratégie et les scénarios à adopter en matière d'infrastructures hydrogène afin d'offrir aux acteurs industriels français tous les moyens possibles pour que ces derniers réussissent le défi de la décarbonation. Cette réflexion devra permettre d'établir une trajectoire pragmatique de déploiement des infrastructures hydrogène qui, d'une part, évitera des coûts échoués, et d'autre part favorisera la résilience du système et la sécurité d'approvisionnement.

La conception et le développement d'un réseau de transport et de stockage de l'hydrogène est un processus qui se réalisera en plusieurs étapes selon les besoins exprimés par les différents industriels et territoires.

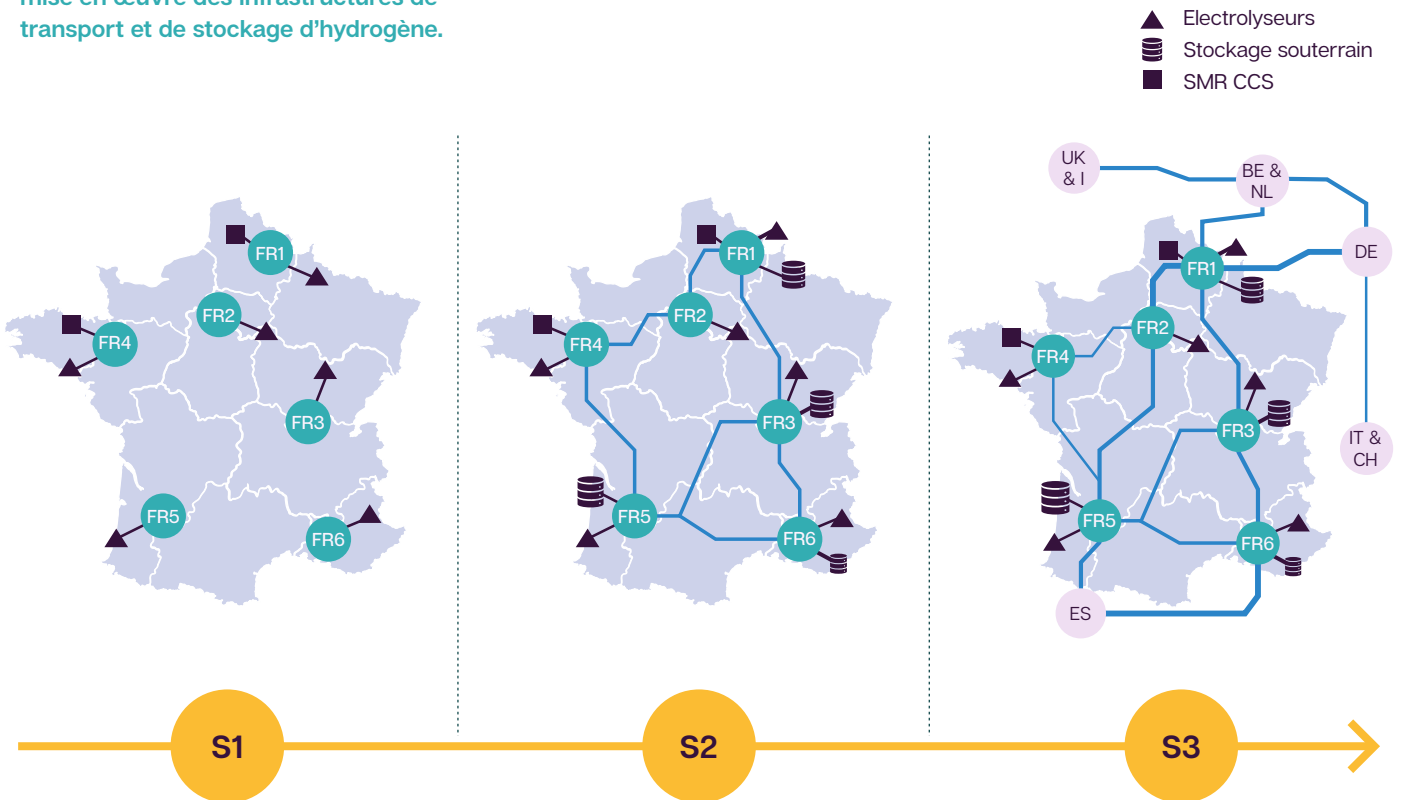
Des écosystèmes industriels totalement intégrés au niveau régional apparaîtront autour d'infrastructures locales pour la logistique et le stockage à une maille territoriale. Cela fera émerger les premiers besoins de créer une liaison permettant le transport d'hydrogène entre territoires avec la connexion des premiers sites. Progressivement, ces connexions se multiplieront pour intégrer d'autres sites voisins mais également pour créer des liaisons avec des bassins plus éloignés sur le territoire français. Cette intégration de plusieurs bassins industriels posera les bases des infrastructures d'hydrogène en France.

Cependant, il est important de définir cette trajectoire au regard d'un système plus long terme et des besoins d'interconnexions entre régions et entre pays. **Une planification stratégique est nécessaire.** La planification des stockages sera particulièrement critique car leurs localisations, dimensionnements et types (cavités salines, aquifères) sont répartis inégalement sur le territoire.

L'augmentation de la demande d'hydrogène en France sera un facteur important dans l'évolution du réseau de transport et de stockage au niveau national mais également au niveau européen. Les besoins d'hydrogène de l'Allemagne et les pays du Nord et la production à grande échelle d'hydrogène attendue dans les pays du Sud détermineront le besoin d'établir des connexions avec certains pays voisins. Ces connexions apporteront plusieurs avantages aux acteurs français avec premièrement la possibilité d'accéder à de l'hydrogène à un coût compétitif et deuxièmement d'exporter de l'hydrogène français vers l'Allemagne et les pays du Nord.

FIGURE 4

Schéma illustratif des étapes de la mise en œuvre des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène.



Par ailleurs, la planification et la mise en œuvre d'un réseau de transport et de stockage de l'hydrogène nécessite une durée minimum de cinq ans avant leur entrée en opération. Dans ce contexte, il est crucial d'initier l'étude et le processus de concertation entre acteurs dès aujourd'hui avec les premiers résultats des travaux de pré-planification début 2022.

5.

L'engagement des pays européens dans la constitution des infrastructures dédiées

Messages clés

- La majorité des Etats européens mettent en place des stratégies d'infrastructures au cœur de leur stratégie hydrogène nationale;
- La France peut à terme valoriser son positionnement géographique stratégique.

5.1

Plusieurs Etats européens mettent en place des stratégies d'infrastructures au cœur de leur stratégies hydrogène nationale.

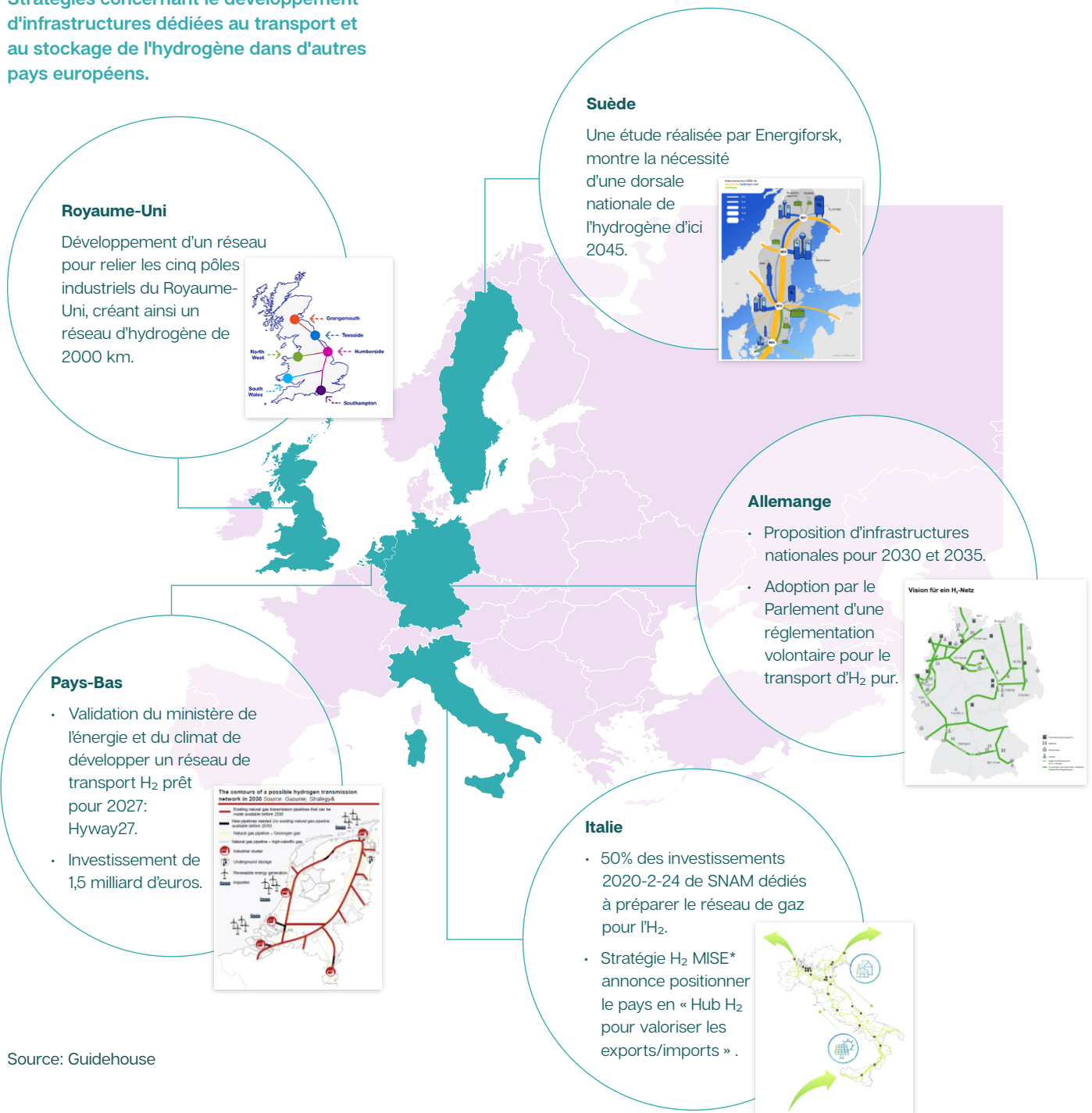
Les Etats européens donnent un rôle de plus en plus important à l'hydrogène décarboné dans un futur mix énergétique décarboné et une industrie compétitive. Bien que les premières discussions politiques se soient concentrées sur la production, la majorité des pays commencent à réfléchir à la manière de garantir que la production d'hydrogène soit connectée à la demande. C'est notamment le cas dans deux types de pays:

- a) Les pays où la demande est élevée mais où l'offre est limitée, par exemple l'Allemagne et, dans une moindre mesure, la Belgique et les Pays-Bas;
- b) Les régions disposant d'un important potentiel d'énergie renouvelable, comme les pays nordiques, les pays baltes et les pays d'Europe du Sud comme l'Espagne et l'Italie.

La plupart de ces pays ont défini ou sont en train de définir des stratégies nationales d'infrastructure pour l'hydrogène, avec des approches et à des horizons temporels différents - comme le résume la Figure 5.

FIGURE 5

Stratégies concernant le développement d'infrastructures dédiées au transport et au stockage de l'hydrogène dans d'autres pays européens.



Source: Guidehouse

- Aux Pays-Bas, l'étude détaillée HyWay 27 menée conjointement par le ministère des Affaires économiques et du climat, le ministère des Finances et les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz naturel a été validée en juin 2021. Elle met en évidence l'intérêt de convertir une partie du réseau et des stockages de gaz naturel de Gasunie à l'hydrogène pour connecter 5 clusters industriels principaux et assurer ainsi aux consommateurs flexibilité et sécurité d'approvisionnement. Sur la base de cette étude, le gouvernement néerlandais a demandé à Gasunie de lancer cette conversion, qui représente un investissement de 1,5 milliard d'euros avec un déploiement pour 2027;
- Aux Royaume-Uni, le développement d'un réseau est envisagé pour relier 5 bassins industriels et créer ainsi un réseau de plus de 2000 kilomètres;

- En Suède, pays dont le mix électrique est aussi décarboné qu'en France grâce au nucléaire et à l'hydraulique, une étude réalisée par Energiforsk montre la nécessité d'une dorsale nationale de l'hydrogène reliant sites de production et pôles de consommation d'hydrogène d'ici 2045;
- En Allemagne, le gouvernement a défini une stratégie d'imports d'hydrogène (+60% de la demande) et la proposition d'infrastructures pour 2030 et 2035. Le pays consacrera 2 milliards d'euros au développement de partenariats avec des pays richement dotés en énergie renouvelable de façon à importer de l'hydrogène renouvelable vers l'Allemagne;
- En Italie, sur la période 2022-2024, 50% des investissements de SNAM, l'opérateur de transport de gaz naturel, sont dédiés à préparer la conversion du réseau à l'hydrogène. La stratégie affichée du gouvernement italien est de positionner « le pays en Hub Hydrogène pour valoriser les exports/imports ».

Ces stratégies nationales des pays européens devront être suivies de près.



Il y a en fait deux grandes stratégies de production d'hydrogène vert. Il y a une stratégie qui consiste à aller faire les énergies renouvelables et faire l'électrolyse très loin et réimporter l'hydrogène, un peu comme on le fait le gaz liquéfié. Il y a une deuxième stratégie qui va être le cœur de la nôtre: on va essayer d'en produire beaucoup en France parce qu'on a la possibilité de faire de l'électrolyse et, en plus, de faire de l'électrolyse très décarbonée. C'est une énorme chance, c'est ce qui nous permettra d'être un leader. À côté de ça, on a de la très bonne recherche, on a de très bons acteurs: Air Liquide et quelques autres industriels. En plus, on a un tissu de start-ups, d'équipementiers, d'entrepreneurs, d'innovateurs qui sont prêts à y aller et qui sont organisés.

Emmanuel Macron, Président de la République française – Présentation du plan France 2030, 12 octobre 2021.⁷

Dans un premier temps, les interconnexions au niveau transfrontalier sont à définir au cas par cas avec des liaisons qui pourront se justifier selon l'évolution de la production et la demande. A titre d'exemple, la demande croissante de l'Allemagne poussera le pays à créer des interconnexions pour réaliser sa stratégie d'importation d'hydrogène.



5.2

La France est bien placée pour participer et bénéficier d'un réseau paneuropéen interconnecté d'hydrogène

Dans le contexte de développement de la logistique de l'hydrogène dans les différents pays européens, la France doit construire ses propres infrastructures pour sécuriser son futur marché hydrogène. Cela lui donne un potentiel important et lui permettra de valoriser sa position géographique et de bénéficier de 2 avantages :

1. Si la France produit de l'hydrogène à un coût compétitif et un niveau de sécurité d'approvisionnement suffisant, elle peut exporter vers les pays voisins qui connaissent une insuffisance d'approvisionnement;
2. Compte tenu de sa situation géographique, la France est également bien placée pour bénéficier d'importations et des transits de flux d'hydrogène provenant notamment de l'Espagne, si celles-ci sont plus compétitives, ce qui peut renforcer la compétitivité de l'industrie française et contribuer à accélérer sa décarbonation.

Ces conclusions dépendent d'une augmentation progressive de la demande d'hydrogène renouvelable et bas-carbone, comme le montrent de nombreuses études. Il sera donc nécessaire de suivre et prendre en compte l'évolution des pays européens qui ont déjà ou sont en train de mettre en œuvre des stratégies hydrogène incluant un volet infrastructures de transport et de stockage. La France est bien placée pour participer et bénéficier d'un réseau paneuropéen interconnecté d'hydrogène.

⁷ Présentation du plan France 2030, Discours du Président. <https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2021/10/12/presentation-du-plan-france-2030>.

6.

Conclusions et mise en perspective

Afin de maximiser les bénéfices sur la compétitivité et la mise en œuvre de la stratégie hydrogène française, il est recommandé de poursuivre ces travaux.

D'une part en travaillant sur sept pistes d'optimisation qui permettront de maximiser les bénéfices des infrastructures. D'autre part en poursuivant et approfondissant ces études et constituer un travail de planification en relation avec l'Etat et avec un élargissement des contributeurs, dans une approche d'intégration sectorielle.

6.1

Sept optimisations complémentaires pour maximiser les bénéfices sur la compétitivité et la stratégie industrielle hydrogène.

Il existe des actions complémentaires qui permettront d'optimiser les bénéfices liés aux infrastructures et réduire les investissements. Ces sept pistes d'optimisations sont les suivantes:

1. Procéder de manière intégrée pour optimiser les investissements des infrastructures électrique et hydrogène, en collaboration avec RTE;
2. Préciser l'arbitrage entre les nouvelles canalisations et les canalisations converties pour optimiser les coûts;
3. Optimiser et massifier l'intégration de grands volumes d'énergies renouvelables (PV, éolien offshore et onshore) en adéquation avec la production nucléaire;
4. Optimiser et valoriser les stockages souterrains d'hydrogène pour une utilisation intra- et inter-régionale et leur dimensionnement pour les périodes sans production et assurer l'indépendance et la souveraineté énergétique française;
5. Définir les trajectoires de transition intra bassins industriels, entre les bassins et la dorsale européenne pré 2030, 2040, 2050;
6. Optimiser l'utilisation de la production d'hydrogène décarboné SMR/CCS (conversion des existants SMR avec CCS et nouveaux);
7. Collaborer avec les pays limitrophes et l'UE pour identifier les besoins de transit et sécuriser les investissements associés nécessaire.

Ces sept pistes d'optimisation seront approfondies lors de la poursuite des travaux.

6.2

Une poursuite et un approfondissement des travaux en relation avec l'Etat.

Il est recommandé de poursuivre les travaux en relation avec l'Etat dans le cadre du CSF:

1. En intégrant plus largement les acteurs du marché de l'électricité et notamment le transporteur; les principaux industriels consommateurs piliers centraux des bassins français ainsi que les producteurs d'électrolyseurs qui en ont exprimé le souhait;
2. Afin de réaliser une planification stratégique de long terme afin que les investissements initiaux dans les bassins servent la vision plus long terme. Les résultats de ces travaux sur les scénarios de planification des infrastructures et les bénéfices et investissements associés pourraient alimenter la future PPE et être intégrés à la Stratégie Nationale Hydrogène.

Annexe

Glossaire

ATR	Reformage autothermique
CAPEX	Dépenses d'investissement
CCS (CO₂ capture and storage)	Captage et stockage du CO ₂
DRI	Fer produit par de la réduction directe
ENTSO-E	Réseau européen de gestionnaires de réseaux de transport d'électricité
LCOH (levelized cost of hydrogen)	Coût moyen de l'hydrogène
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PSA (Pressure Swing Adsorption)	L'adsorption par inversion de pression
SMR	Reformage du méthane à la vapeur
TYNDP (Ten Year Network Development)	Plan décennal du développement du réseau
WACC	Coût moyen pondéré du capital

Hypothèses

A. La demande finale d'hydrogène en France

Afin de rester cohérents avec les hypothèses adoptées par les autres études menées sur le sujet, une hypothèse de demande de base a été formulée en accord avec France Hydrogène. La répartition par secteur est présentée dans le tableau 2 ci-dessous.

TABLEAU 2

Hypothèse de demande de base.

		2030		2035		2040	
		kt	TWh	kt	TWh	kt	TWh
Industrie	Acier	205	6.8	278	9.2	351	11.6
	Ammoniac	60	2.0	190	6.3	320	10.6
	Raffinerie	122	4.0	82	2.7	42	1.4
	Chimie lourde	22	0.7	38	1.3	54	1.8
	Carburant de synthèse	56	1.8	158	5.2	261	8.6
	Industrie diffuse	12	0.4	119	3.9	227	7.5
	Sous-total	477	15.7	865	28.5	1255	41.4
Transport	Transport routier	108	3.6	169	5.6	229	7.6
	Grand maritime	19	0.6	28	0.9	37	1.2
	Transport fluvial & navigation côtière	7	0.2	10	0.3	13	0.4
	Ferroviaire	14	0.5	20	0.7	26	0.9
	Sous-total	148	4.9	227	7.5	305	10.1
Electricité		45	1.5	103	3.4	160	5.3
Chauffage des bâtiments		0	0.0	20	0.7	40	1.3
Total		670	22.1	1215	40.1	1760	58.1

Source: Guidehouse, analyse par site industriel et basé sur des interviews avec des acteurs industriels et des associations.

Une hypothèse de demande haute a également été évaluée, comme le montre le tableau 3.

TABLEAU 3

Hypothèse de demande haute.

		2030		2035		2040	
		kt	TWh	kt	TWh	kt	TWh
Industrie	Acier	205	6.8	319	10.5	511	16.9
	Ammoniac	60	2.0	291	9.6	364	12.0
	Raffinerie	122	4.0	39	1.3	0	0.0
	Chimie lourde	203	6.7	452	14.9	801	26.4
	Carburant de synthèse	184	6.1	777	25.6	978	32.3
	Industrie diffuse	113	3.7	206	6.8	243	8.0
	Sous-total	887	29.3	2083	68.7	2896	95.6
Transport	Transport routier	209	6.9	403	13.3	637	21.0
	Grand maritime	45	1.5	78	2.6	104	3.4
	Transport fluvial & navigation côtière	15	0.5	26	0.9	35	1.1
	Ferroviaire	32	1.1	55	1.8	74	2.4
	Sous-total	301	9.9	561	18.5	849	28.0
Electricité		129	4.3	667	22.0	1818	60.0
Chauffage des bâtiments		0	0.0	30	1.0	152	5.0
Total		1317	43.5	3342	110.3	5715	188.6

Source: Guidehouse, analyse par site industriel et basé sur des interviews avec des acteurs industriels et des associations.

B. La demande finale d'hydrogène dans les régions voisines

Les hypothèses adoptées concernant la demande dans les autres pays européens sont issues de l'étude « European Hydrogen Backbone » (EHB).

TABLEAU 4

Demande d'hydrogène dans les régions voisines.

	2030		2035	
	kt	TWh	kt	TWh
Allemagne	2273	75	8636	285
Pays-Bas	848	28	2667	88
Belgique	606	20	1939	64
Royaume-Uni	1061	35	4576	151
Italie	970	32	4727	156
Espagne	1000	33	3152	104

Sources: European Hydrogen Backbone, Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen (2021).

C. Evolution des capacités existantes de production électrique

L'évolution des capacités existantes de production électrique est cohérente avec le scénario N1 « EnR + nucléaire » de RTE, compatible avec le plan national PPE 2028. Ce scénario prévoit le développement d'EnR et de nouveaux réacteurs EPR par paires, à un rythme de mise en service d'une paire environ tous les cinq ans à partir de 2035.

TABLEAU 5

Evolution des capacités existantes de production électrique, GW.

	2020	2028	2030	2035	2040
Nucléaire existant	61	56	56	47	43
Nouveau nucléaire	0	0	0	3	7
Éolien terrestre	18	35	38	45	54
Éolien sur mer	0	5	6	9	24
Solaire PV	11	40	42	52	57
Thermique	18	16	13	7	4
Hydroélectricité	24	26	27	27	28
Bioénergie	2	3	2	3	3
Total	134	181	184	193	220

Source: RTE, Bilan prévisionnel long terme
« Futurs énergétiques 2050 » (2021).

D. Hypothèses de coûts de production de l'hydrogène

TABLEAU 6

Hypothèses de coûts de production de l'hydrogène.

Paramètre	Unité	2030	2035	2040
Electrolyse - CAPEX	€/kW,el	560	410	260
Electrolyse - OPEX	€/kW,el-an	18	14	13
Electrolyse - efficacité	%	71%	73%	76%
SMR CCS - CAPEX	€/kW,H ₂	1200	1200	1200
SMR CCS - OPEX	% de CA-PEX/an	3%	3%	3%
SMR CCS - taux de captage	%	90%	90%	90%
SMR CCS - transport et stockage du CO₂	€/tCO ₂	50	50	50

Source: Agora Energiewende, « No Regret Hydrogen » ; IRENA, « Green Hydrogen Cost Reduction » ; ASSET, « Hydrogen Generation in Europe » ; H-Vision.

TABLEAU 7

E. Hypothèses de coûts de production de l'électricité

Hypothèses de coûts de production de l'électricité.

Technologie	Paramètre	Unité	2030	2035	2040
Éolien terrestre	CAPEX	€/kW	1000	900	800
	OPEX	€/kW-an	36	35	34
	Facteur de capacité	heures/an	Varie selon la région modélisée.		
Éolien sur mer	CAPEX	€/kW	1300	1100	995
	OPEX	€/kW-an	95	91	87
	Facteur de capacité	heures/an	Varie selon la région modélisée.	90%	4
Solaire PV	CAPEX	€/kW	500	400	330
	OPEX	€/kW-an	10	9	8
	Facteur de capacité	heures/an	Varie selon la région modélisée.		
Thermique	CAPEX	€/kW	750	750	750
	OPEX	€/kW-an	15	15	15
	Facteur de capacité	heures/an	Varie selon la région modélisée.		

Source: Guidehouse Insights, Renewables.ninja, ENTSO-E.

F. Hypothèses de coûts de transport de l'hydrogène

TABLEAU 8

Coûts des canalisations de gaz naturel reconvertis pour le transport de l'hydrogène.

Les hypothèses concernant la disponibilité et la capacité de conversion des canalisations de gaz naturel ont été discutées avec les opérateurs français d'infrastructures gazières et sont conformes aux hypothèses retenues dans le PPE.

Paramètre	Unité	Diamètre		
		500 mm / 20 inch	900 mm / 36 inch	1200 mm / 48 inch
Pression opérationnelle	Bar	50	50	80
Capacité	GW H ₂ (LHV)	1,2	3,6	13
Capex pipeline	M€/km	0,3	0,4	0,5
Open pipeline	% du nouveau Capex/année	0,5-1,7%		
Compresseur	MWe/1000km	26	40	183
Capex compresseur	M€/MWe	3,4		
Opex compresseur F.	% de Capex/an	4%		
Opex compresseur V.	€/MWh	50		

Source: European Hydrogen Backbone (2021).

TABLEAU 9

Coûts des nouvelles canalisations d'hydrogène.

Paramètre	Unité	Diamètre		
		500 mm / 20 inch	900 mm / 36 inch	1200 mm / 48 inch
Pression opérationnelle	Bar	50	50	80
Capacité	GW H ₂ (LHV)	1,2	4,6	13
Capex pipeline	M€/km	1,5	2,2	2,8
Open pipeline	% du nouveau Capex/année	0,5-1,7%		
Compresseur	MWe/1000km	26	40	183
Capex compresseur	M€/MWe	3,4		
Opex compresseur F.	% de Capex/an	4%		
Opex compresseur V.	€/MWh	50		

Source: European Hydrogen Backbone (2021).

G. Hypothèses de coûts de transport d'électricité

TABLEAU 10

Hypothèses de coûts de transport d'électricité.

Paramètre	Unité	HVAC	HVDC	Source
Voltage	kV	380	800	CIGRE Technical Brochure 775 (2019)
Power rating	MW/MVA	2800	8000	CIGRE Technical Brochure 775 (2019)
CAPEX – bas	k€/km/GW	130	180	CIGRE Technical Brochure 775 (2019)
CAPEX – haut	k€/km/GW	250	330	CIGRE Technical Brochure 775 (2019)
CAPEX – ACER	k€/km/GW	200-500	300-450	ACER (2015), used by RTE
OPEX	% of CAPEX/an	1%	1%	e-HIGHWAY 2050 ENTSO-E (2012)
Pertes de ligne	%/100km	1,10%	0,15%	Siemens (2014) & VDE Kassel (2016)

Sources : CIGRE, ACER, ENTSO-E, Siemens, VDE Kassel.

H. Hypothèses de coûts de stockage de l'hydrogène

TABLEAU 11

Coût du stockage de l'hydrogène dans les cavités salines selon différentes sources de la littérature.

Source / Etude	Coût du stockage de l'hydrogène, €/kg
R.K. Ahluwalia et al (2019)	0,18
Bloomberg (2020)	0,23
M. Reuß et al (2017)	0,70
DNV GL (2020)	0,35

TABLEAU 12

Coûts du stockage de l'hydrogène dans les aquifères.

Paramètre	Unité	Valeur
Coût par puits	€	3 000 000
Débit par puits	Nm ³ /h	100 000
Coût par PSA	€	160 000
Débit par PSA	tH ₂ /jour	1,0
Coût par membrane de séparation	% CAPEX PSA	10%
Coût par booster	€	1 000 000
Capacité de stockage	Mm ³ (60 bar)	30
Nombre de puits	#	10
OPEX PSA et membranes	% CAPEX	2%
OPEX site de stockage	€/TWh/an	1 200 000

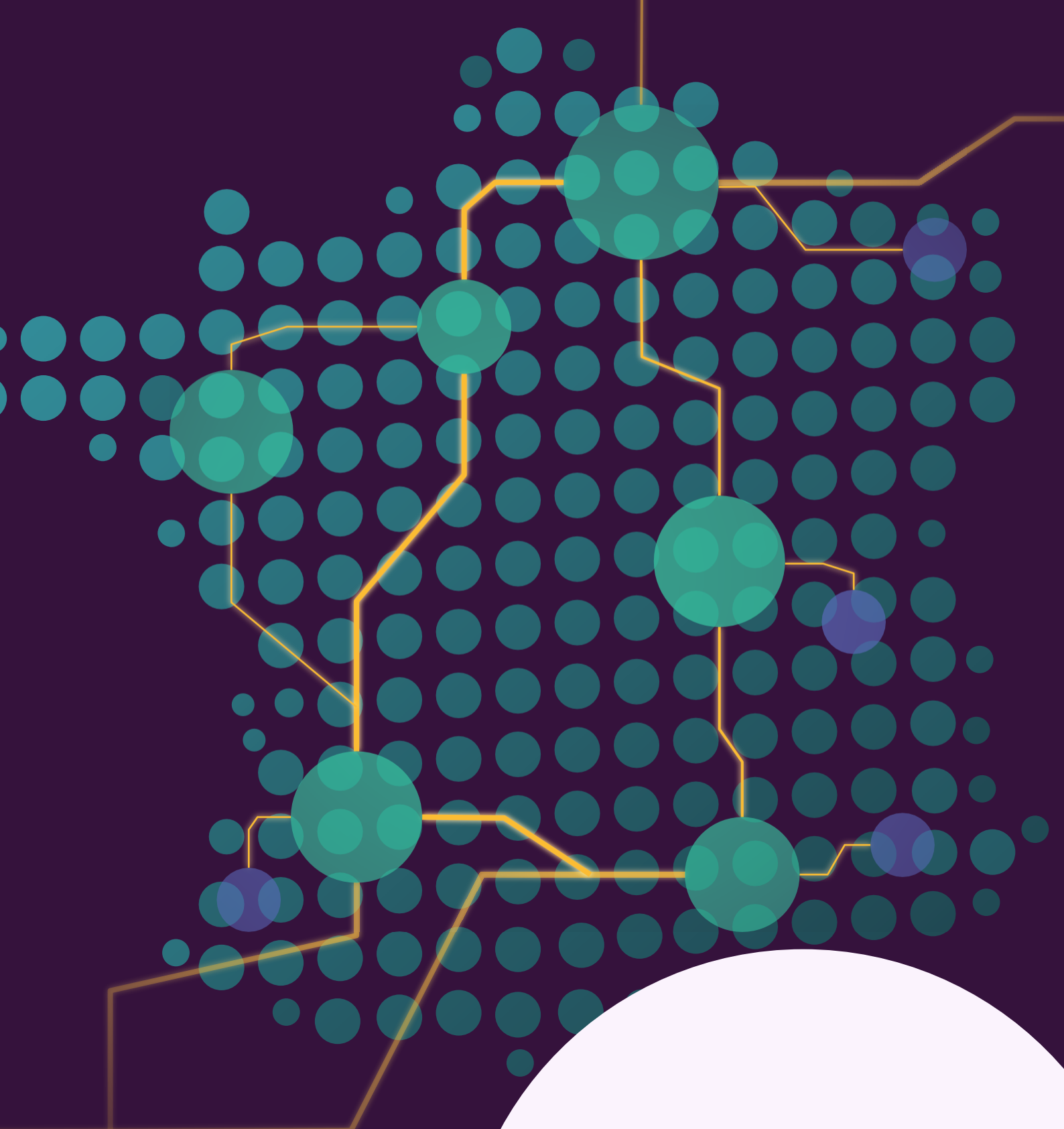
Sources : Analyse Guidehouse

TABLEAU 13

Résultats des hypothèses de demande hautes

Coût de l'hydrogène livré et coûts d'investissements cumulés selon les deux hypothèses de demande.

Paramètre	Hypothèse de demande	S1: Ecosystèmes nationaux isolés			S2: Ecosystèmes nationaux intégrés			S3: Ecosystèmes nationaux et Européens		
		2030	2035	2040	2030	2035	2040	2030	2035	2040
LCOH, €/kg H ₂	Hypothèse de base	3.2	2.9	2.8	2.9	2.7	2.7	2.7	2.2	1.9
	Hypothèse haute	3.0	2.7	2.7	2.8	2.7	2.7	2.7	2.3	1.9
Investissements, Mds €	Hypothèse de base	3.3	7.4	16.1	3.0	6.4	13.1	7.2	12.3	17.7
	Hypothèse haute	7.2	14.4	26.2	6.1	10.6	19.5	8.2	13.9	19.2



Une initiative de GRTgaz, HDF Energy,
Soladvent, Storengy, Teréga, TotalEnergies

Au sein du Comité Stratégique de Filière
Nouveaux Systèmes Énergétiques (CSF NSE)