

DISPONIBILITÉ FUTURE DE L'HYDROGÈNE

Webinaire de restitution d'étude
17/12/2024



Quelques informations pratiques

- Merci de couper vos micros et caméras
- Une session de questions-réponses est prévue après chaque intervention. Pour participer :
 - Utilisez le chat écrit
 - Précisez dans le chat si vous souhaitez intervenir à l'oral
- Les présentations seront disponibles sur l'extranet ALLICE sous quelques jours.
- Contactez le 06 27 38 26 76 en cas de souci technique



Bon visionnage !

Sommaire

- Contexte, objectifs et périmètre de l'étude – *Blunomy et Pôlénergie*
- Source de l'hydrogène et chaîne de valeur – *Blunomy et Pôlénergie*
- Usages de l'hydrogène et mécanismes de soutien – *Blunomy et Pôlénergie*
- **Retour sur le projet HyDéTOP pour le secteur Tuiles et Briques – CTMNC**
- Gisement et demande futurs de l'hydrogène en France et en Europe – *Blunomy et Pôlénergie*
- Analyse critique des volumes d'hydrogène anticipés – *Blunomy et Pôlénergie*
- Enjeux d'approvisionnement et d'accessibilité de l'H2 pour les usages industriels - *Blunomy et Pôlénergie*
- **Hydrogène et système électrique – RTE**
- Enjeux de compétitivité de l'hydrogène bas carbone face à ses alternatives – *Blunomy et Pôlénergie*
- Recommandations et conclusions – *Blunomy et Pôlénergie*



Matthew Cleary
Blunomy



Adil Hammouch
Blunomy



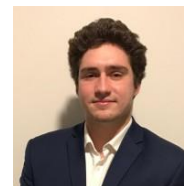
Maëlle Thaller
Blunomy



Adrien Aldeguer
Pôlénergie



Grégory Desmidt
Pôlénergie



Baptiste Menard
RTE



Catherine Poirier
CTMNC



CONTEXTE ET PÉRIMÈTRE DE L'ÉTUDE

Contexte et objectifs de l'étude

Contexte

- L'hydrogène, molécule utilisée dans l'industrie pour ses propriétés chimiques, est désormais considéré comme un **vecteur énergétique prometteur**.
- L'émergence de l'hydrogène vert, produit notamment par électrolyse, en fait **un levier majeur pour réduire les émissions des secteurs industriels difficiles à décarboner et les transports à longue distance**. Il pourrait par ailleurs être appelé à jouer un rôle clé dans le futur réseau électrique, notamment grâce à ses capacités de stockage.
- Dans ce contexte, de nombreuses études ont été menées pour évaluer la disponibilité actuelle et future de l'hydrogène ainsi que la pertinence de ses différents usages, permettant de répondre à la demande croissante à venir.

Objectifs

ALLICE cherche à évaluer les enjeux liés au potentiel de l'hydrogène actuel et futur permettant de répondre à la demande des industriels, sur la base d'études publiques.

L'analyse est ainsi structurée en trois parties:

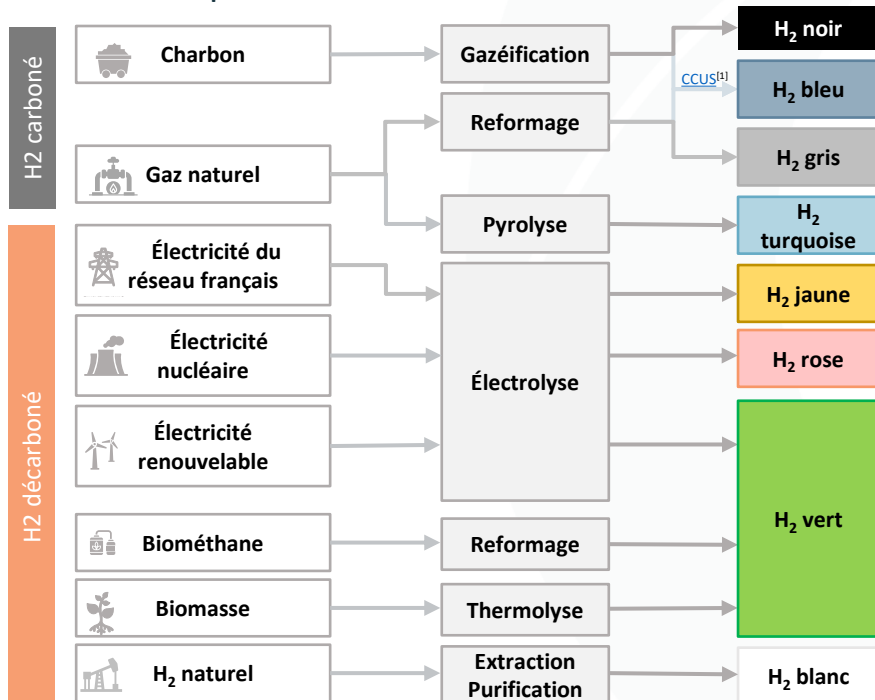
1. **Identification des sources et voies de valorisation de l'hydrogène en France**
2. **Identification du gisement potentiel et de la demande en hydrogène en France et en Europe**
3. **Analyse technico-économique critique de l'adéquation entre capacités de production et besoins des industries, recommandations, et rapport final**



SOURCE DE L'HYDROGÈNE ET CHAÎNE DE VALEUR

Malgré l'existence de nombreux modes de production de l'hydrogène, la production à l'échelle française demeure fortement carbonée

Différentes couleurs sont associées à l'hydrogène en fonction du mode de production



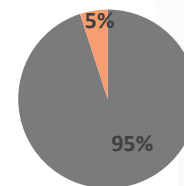
Répartition des modes de production d'hydrogène en France (2020)^[3]



■ Hydrogène carboné

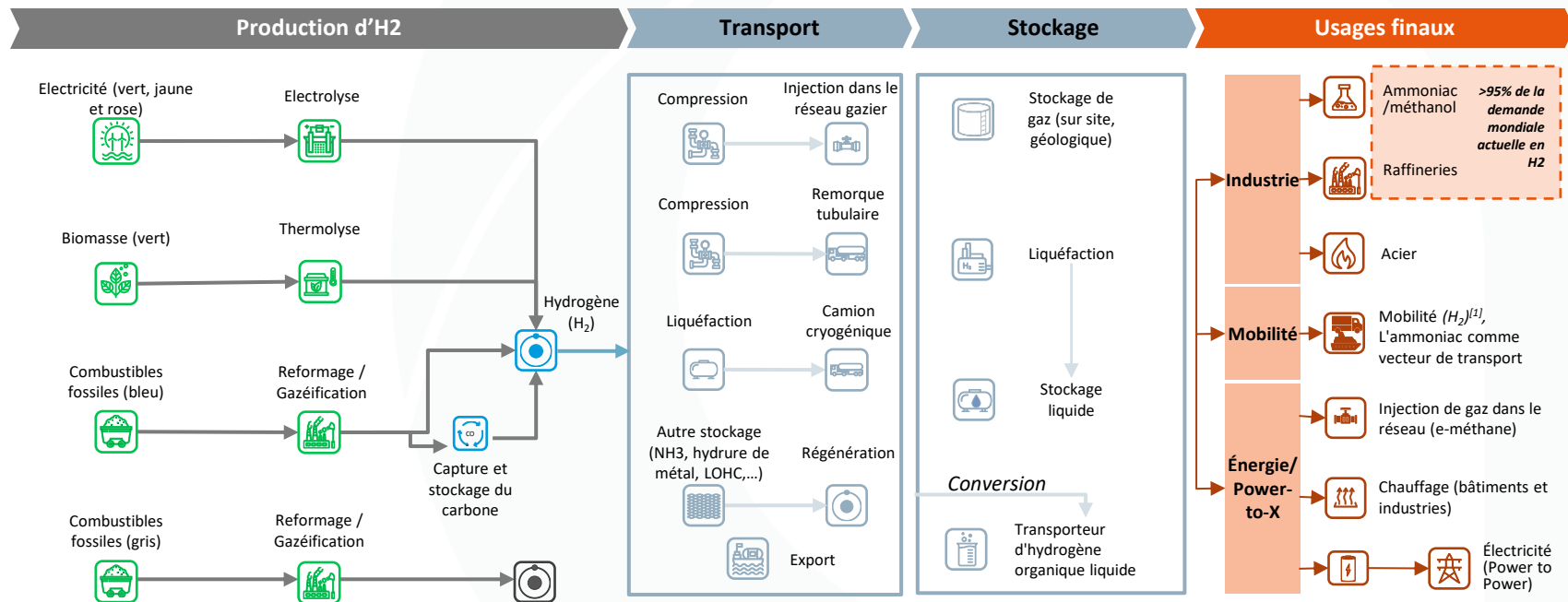
■ Hydrogène décarboné

Production totale d'hydrogène pur en France (2020) :
880 000 tonnes



La majeure partie de l'hydrogène produit en France n'est pas vendu sur le marché, mais autoconsommé, principalement dans les industries pétrolières et chimiques. Cet hydrogène est principalement produit par reformage ou en tant que co-produit des raffineries.

La chaîne de valeur de l'H2 repose sur une production à partir de diverses sources, et un transport et stockage adaptés à ses différents usages finaux



Notes : Les voies indiquées ne sont pas exhaustives ; [1] y compris le transport routier, ferroviaire, maritime et aérien ; [2] Hors ammoniac et méthanol

Source: Analyse Blunomy

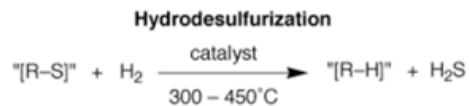


USAGES DE L'HYDROGÈNE

Le raffinage d'hydrocarbures, premier secteur de consommation d'hydrogène en France

Usage

L'hydrogène est utilisé en raffinerie pour hydrotraiter ou hydrocraquer le pétrole brut.



Production

L'hydrogène nécessaire au raffinage de pétrole vient principalement de coproductions (récupération sur cycles aromatiques) liées au raffinage, complété par du vaporeformage de gaz naturel.

Localisation

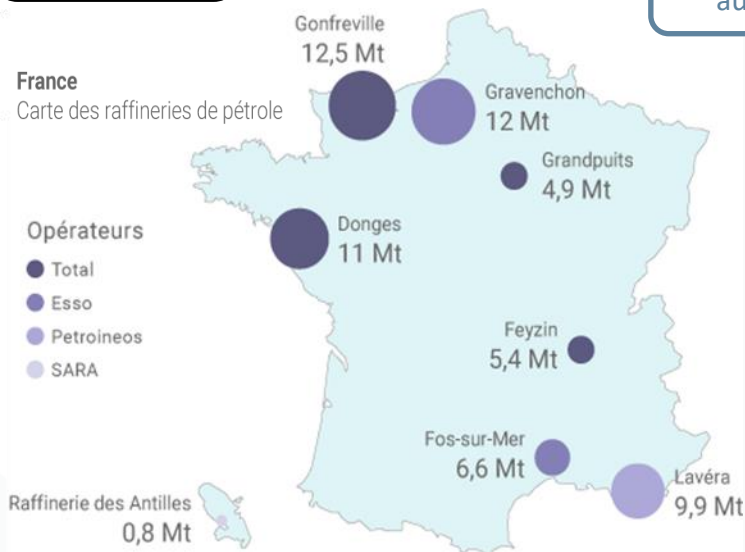
Le raffinage de pétrole en France se concentre sur quelques sites dédiés, avec une concentration des grandes capacités de production proche des façades maritimes et des grandes agglomérations.

Besoin moyen d'hydrogène (Fr):
6,6 kgH₂/TEP_{brute}

Capacité
française :
63 Mt pétrole

Type d'usage :
Propriétés réactionnelles

Alternatives :
aucune

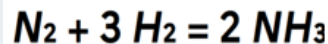


Le besoin d'hydrogène à la tonne en France est défini par prorata sur l'année 2019 entre ADEME, transition(s)2050^[1] pour l'hydrogène et Chiffre clés de l'énergie, édition 2023, SDES^[2], pour le pétrole. Il ne correspond donc pas à une moyenne française, et non pas à un besoin spécifique pour une coupe lourde ou une chaîne soufrée. Autres sources, Pétrole : combien y a-t-il de raffineries en France et où sont-elles situées ? | Connaissances des énergies^[3], Les marchés de l'hydrogène industriel français, situation en 2008 et perspectives, Société chimique de France^[4], les fiches dihydrogène^[5] et pétrole^[6], de l'élémentarium, ressources France Hydrogène^[7].

La production d'ammoniac, second secteur structurant de consommation d'hydrogène en France

Usage

L'hydrogène est utilisé dans les usines de production d'ammoniac comme **matière première pour la réaction Haber-Bosch**



Capacité française :
1,5 millions de tonnes d' NH_3 /an

Besoin d'hydrogène :
180 kg H_2 /t NH_3

Type d'usage :
Matière première

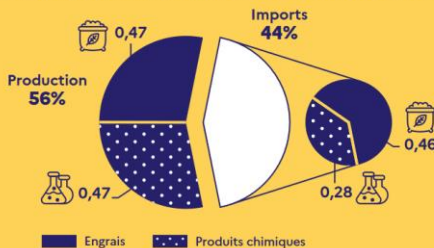
Alternatives :
aucune

Production

La quasi-totalité de l'hydrogène nécessaire à la production d'ammoniac est issu de vaporeformage de gaz naturel

Consommation de l'ammoniac en France : 1,7 Mt/an

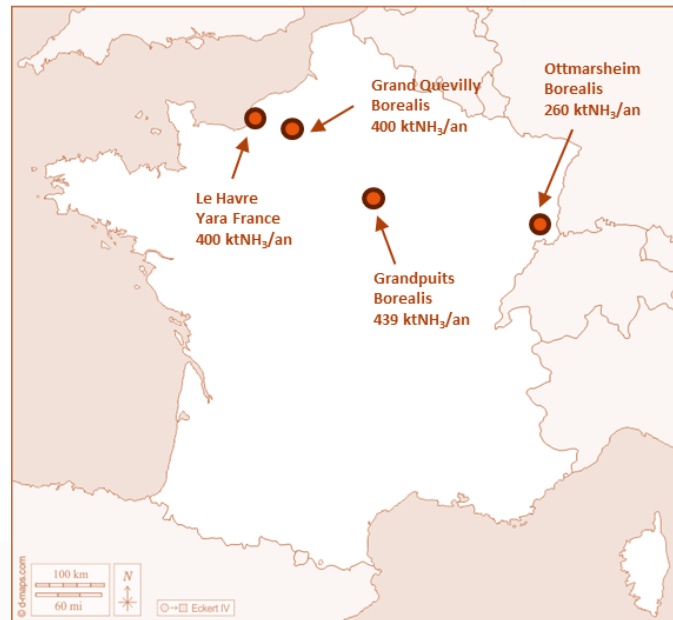
Figure 6 : Consommation moyenne de l'ammoniac en France (Estimation ADEME basée sur des chiffres Borealis, Yara, UNIFA et UN Comtrade)



1,1 million
de tonnes
Production d'ammoniac en France

C'est moins de 1% de la production mondiale et 7% de la production européenne¹⁵

Sites et capacités de production d'ammoniac en France

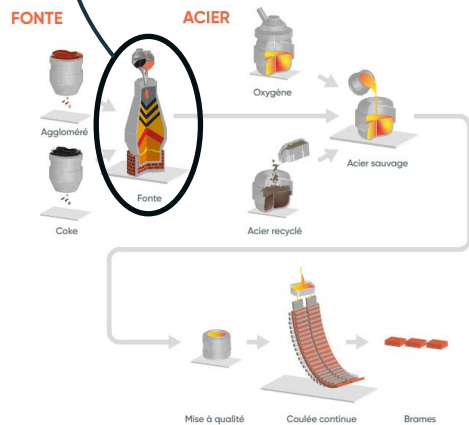


La sidérurgie, troisième secteur de consommation en France, avec un usage transitoire et en mélange et dont la comptabilisation fait débat

Usage

L'hydrogène est utilisé dans la production d'acier comme **agent thermo-réducteur** en mélange dans la production via Hauts-fourneaux (HF)

Température	Réduction par le monoxyde de carbone	Réduction par l'hydrogène
900 °C < T < 1 000 °C	$3 \text{ Fe}_2\text{O}_3 + \text{CO} \rightarrow 2 \text{ Fe}_3\text{O}_4 + \text{CO}_2$ $\text{Fe}_3\text{O}_4 + \text{CO} \rightarrow 3 \text{ FeO} + \text{CO}_2$	$3 \text{ Fe}_2\text{O}_3 + \text{H}_2 \rightarrow 2 \text{ Fe}_3\text{O}_4 + \text{H}_2\text{O}$ $\text{Fe}_3\text{O}_4 + \text{H}_2 \rightarrow 3 \text{ FeO} + \text{H}_2\text{O}$
1 000 °C < T < 1 050 °C	$\text{FeO} + \text{CO} \rightarrow \text{Fe} + \text{CO}_2$	$\text{FeO} + \text{H}_2 \rightarrow \text{Fe} + \text{H}_2\text{O}$



Production

L'hydrogène nécessaire à la production d'acier est **exclusivement produit à partir de gazéification de charbon**. Les volumes associés sont assez variables selon les charbons et leurs taux de CO/H₂ concernés

« Besoin » d'hydrogène :
11,5 kgH₂/t_{AcierHF}

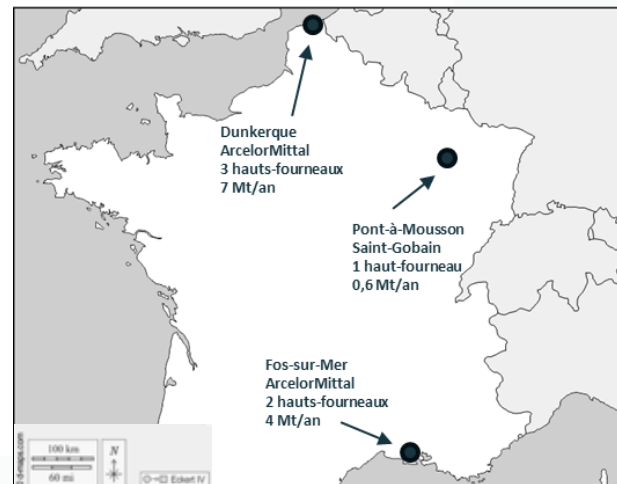
Type d'usage :
Agent thermo
réducteur

Alternatives :
Limitées – acier
recyclé

Capacité française :
11,6 Mt Acier voie
HF

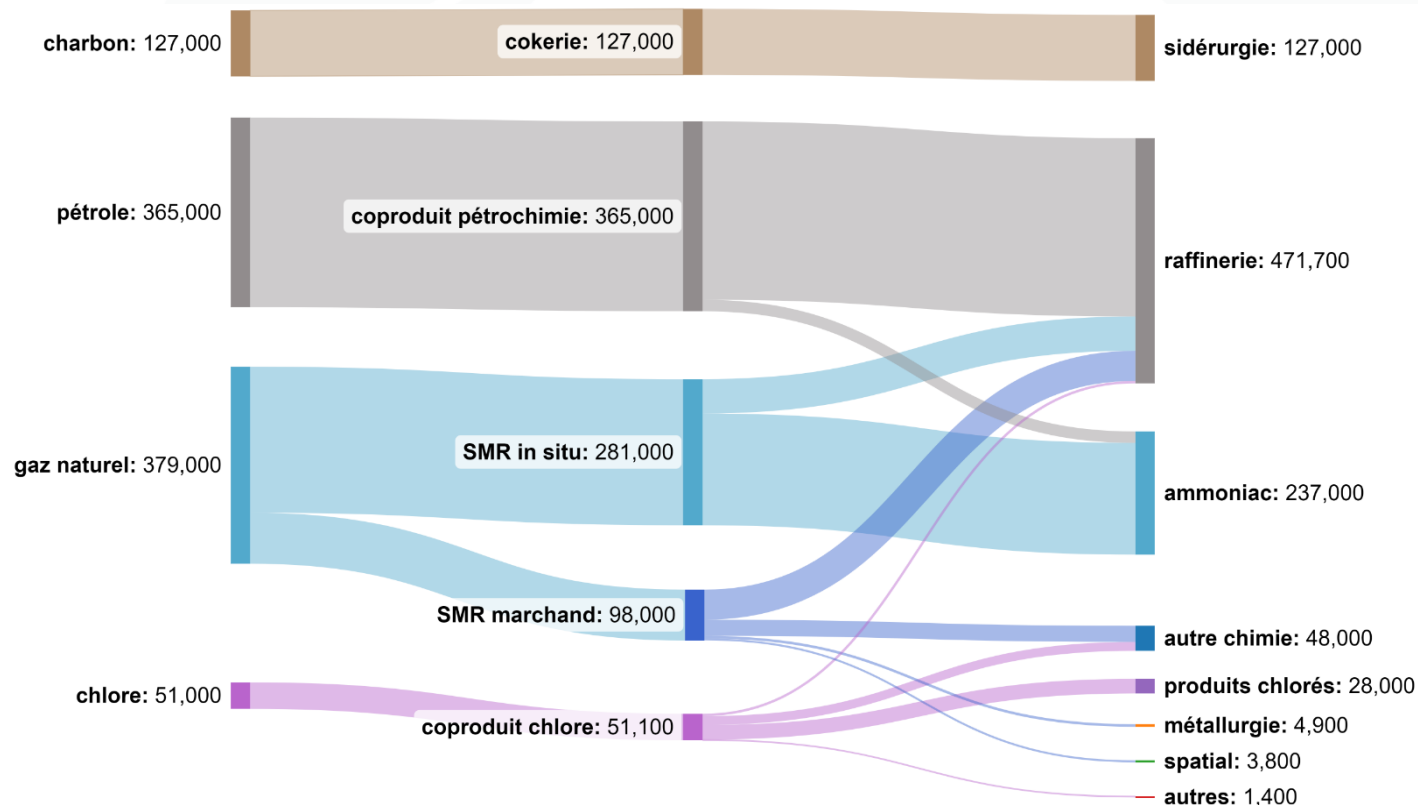
Production
moyenne 2015-
2019 :
15 Mt, dont 10 Mt
voie HF

Sites et capacités de production d'acier brut en France



Les flux de production et de consommations d'hydrogène en France sont fortement silotés, tant sur les vecteurs énergétiques que d'un point de vue géographique

On peut noter un fort cloisonnement des volumes d'hydrogène, avec un usage **charbon** uniquement dédié à la **sidérurgie**, un usage **pétrole** quasi exclusivement dédié au **raffinage**, et un usage **gaz naturel** principalement tourné vers la **production d'ammoniac**, avec un appui au raffinage et à la production marchande

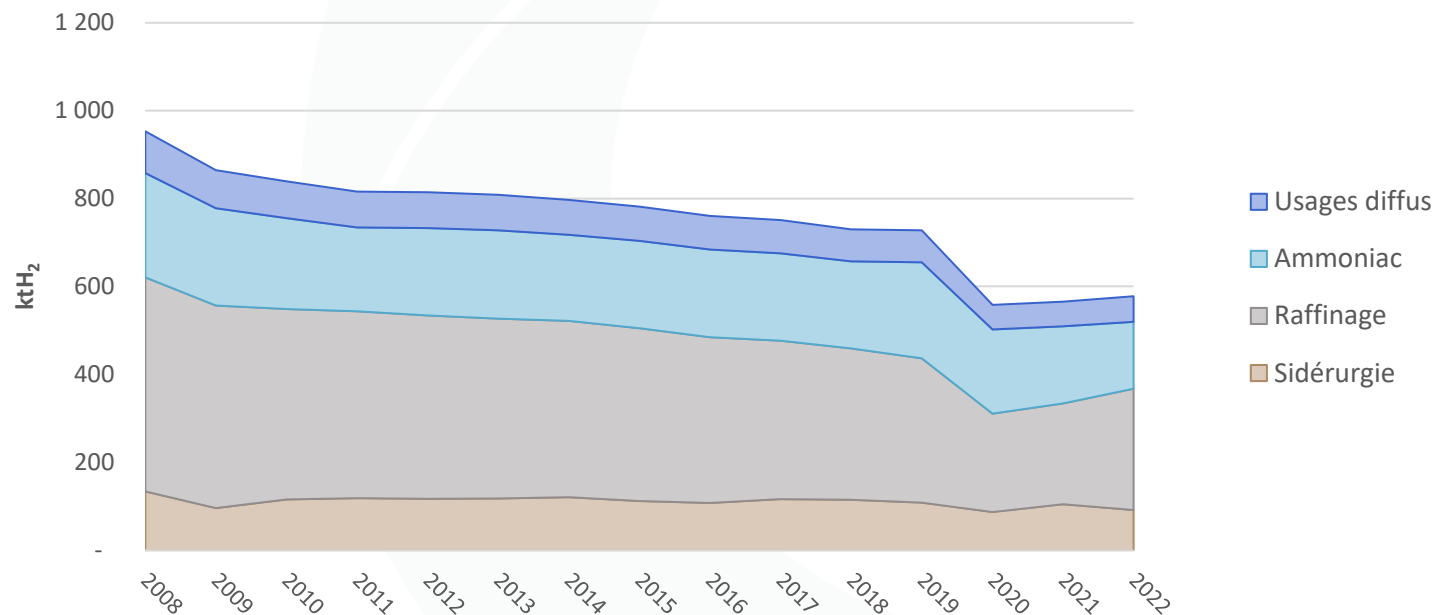


Sankey des flux de consommations d'hydrogène en France en 2008

(pas de données bouclées plus récentes)

Les volumes d'hydrogène consommés en France ont diminué d'environ 40% en 15 ans, au cours de deux périodes distinctes

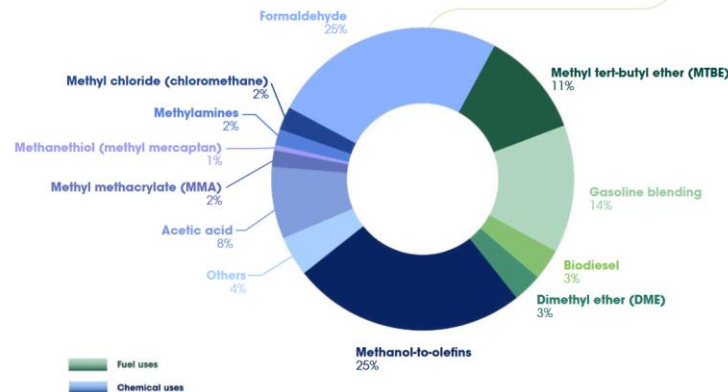
Evolution sensitive des consommations d'hydrogène en France, en ktH₂



Les données du graphique sont issues des prorata hydrogène/matière précédemment exprimés. Les volumes de consommations de pétrole sont issus du SDES^[1] et en partie extrapolés (7 années sur 15 ans disponibles), les volumes d'acier sont issus des statistiques européennes (Eurofer)^[2], avec un taux moyen de production par Haut-fourneau estimé à 65%, les volumes d'ammoniac sont issus des productions d'ammoniac en Europe de l'ouest indiqué par l'IFA^[3] au prorata des capacités françaises/Europe de l'ouest (env.10%). Le reste des productions, marginales dans les visions SCF-ADEME-RTE, sont approximées en ajoutant 10% au total. L'approche est donc ici sensitive et à lire en ordre de grandeur, mais suis cependant les inventaires retrouvés en 2008 (graph. : 953 kt – SCF^[4] : 922 kt) en 2019 (graph hors acier : 620 kt – ADEME^[5] : 618 kt) et 2022 (graph. 578 kt – Observatoire H₂ EU^[6] : 550kt)

La consommation d'hydrogène pour la production de méthanol est amenée à se renforcer au niveau mondial, et à émerger en France

98 million tonnes



Tendance

En l'espace de 10 ans, les productions de méthanol ont doublé dans le monde

Usage

Ici, l'hydrogène sert de matière première pour le procédé de production :



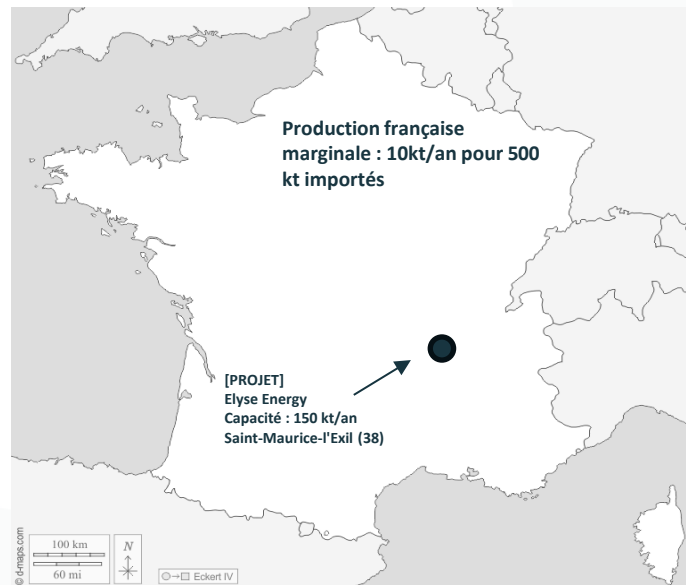
L'hydrogène produit pour le méthanol vient en majorité du gaz naturel (65%) et charbon (35%). Le méthanol a la particularité d'avoir des débouchés énergétiques (Biodiesel, Diméthylether...) et matières (Oléfines, formol...).

Besoin d'hydrogène :
130-190 kgH₂/tMeOH selon voie

Type d'usage :
Matière première

Alternatives :
aucune

Sites et capacités de production de méthanol en France



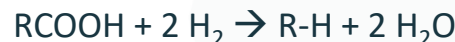
L'utilisation d'hydrogène pour le raffinage de carburant pourrait se maintenir via l'essor de biocarburants type HVO

Usage

Ici, l'hydrogène est utilisé comme un agent de Hydrotraitement pour biocarburant [HVO](#) : "Hydrotreated Vegetable Oil"

Usage **analogue au raffinage du pétrole** : craquage des coupes lourdes éventuelles, et retrait des fractions oxygénées des composants, principalement (acide gras, triglycérides) :

Hydrotraitement pour les acides gras



Hydrotraitement pour les triglycerides



Besoin d'hydrogène :
43 kgH₂/tHVO

Type d'usage :
Propriétés réactionnelles

Alternatives :
aucune

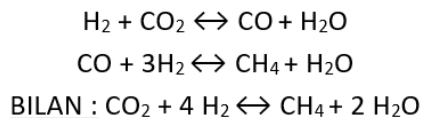


TotalEnergies, La Mède. Future capacité HVO : 550kt/an

Les procédés Power-to-X, permettant de produire des carburants à partir d'électricité via hydrogène, pourraient devenir majeurs en cas de viabilité économique

Usage power-to-gas

Le **Power-to-gas**, ou méthanation vise à **produire du méthane de synthèse** par réaction de Sabatier (cf image). Cette réaction peut être faite par **voie biologique** (bactérie) ou **catalytique** (chimie).



Besoin d'hydrogène :

500 kgH₂/tCH₄

Variable selon les compositions pour Fisher-Tropsch

Type d'usage :

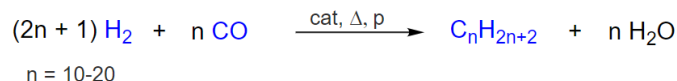
Matière première et vecteur énergétique

Alternatives :

Multiples : méthanisation biocarburants...

Usage power-to-liquid

Le **Power-to-liquid** vise à **produire des carburants de synthèse** à partir de réaction Fisher-Tropsch, en faisant **varier les volumes d'H₂, de CO et les conditions réactionnelles**



De façon plus large, le **Power-to-X** désigne toute voie chimique produisant des carburants à partir d'électricité



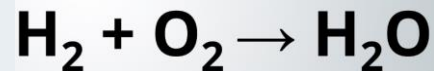
Exemple d'un pilote de power-to-gas sur une unité de méthanisation

L'usage d'hydrogène pour de la production de chaleur présente des perspectives limitées, mais pertinentes pour certains secteurs

Besoin d'hydrogène :
25,4 kgH₂/MWh PCS

Usage

Ici, l'hydrogène est **utilisé comme combustible**, de façon similaire au du gaz naturel.

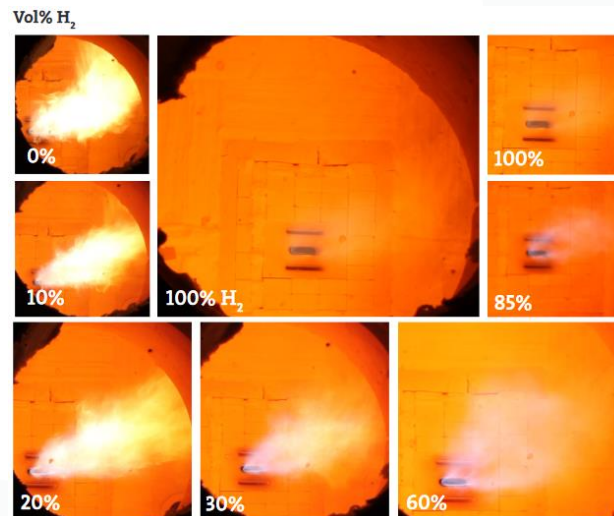


L'hydrogène peut être utilisé **pur ou en mélange avec du gaz naturel (80% GN, 20% H₂)**, avec une alimentation à l'air (**aérocombustion**) ou avec du dioxygène pur (**oxycombustion**).

Type d'usage :
vecteur énergétique

Alternatives :
multiples

Comparaison des flammes d'un bruleur de verrerie selon le taux d'introduction d'hydrogène dans un mix gaz naturel (Air Products)



Forces/faiblesses

Côté avantage, la combustion à l'hydrogène permet une **réduction des suies** et un **meilleur transfert énergétique**, rend le procédé plus réactif, et **change la typologie de flamme**.

Côté limite, la combustion d'hydrogène produit des **températures plus hautes**, **plus de productions de vapeur**, et les **propriétés de l'hydrogène peuvent poser problème** (diffusivité notamment)

Les usages pertinents sont donc plutôt pour les **industries à haute température : >500°C** (verrerie notamment) : **l'hydrogène en mélange est une des voies considérées pour le plan de transition sectoriel du verre par l'ADEME**

L'usage d'hydrogène pour le transport émerge sur toutes les gammes de véhicules, avec des déploiements pour l'instant limités

Usage

Ici, l'hydrogène est utilisé pour la propulsion de véhicules : légers, bus, bennes à ordures ménagères, camions, trains, bateaux, avions. Il existe deux types de technologies :

- ❖ Technologie **pile à combustible (PAC)**
- ❖ Technologie à **combustion interne**

Total flotte en 2023 (en France)	
Type	Nombre
Bus	59
Véhicule particulier	955
Benne à ordure ménagère	3
Camion	3
vélo	300
Total	1320

Besoin d'hydrogène :

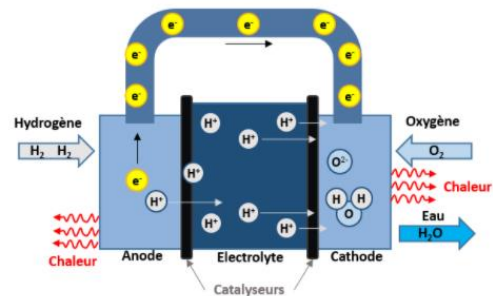
VL : 1 kgH₂/100km
 Camion : 8 kgH₂/100 km
 Bus : 9 kgH₂/100km
 BOM : 17 kgH₂/100km

Type d'usage :
vecteur énergétique

Alternatives :
multiples



Hydrogène + Oxygène → Electricité + Eau + Chaleur



Principe d'une pile à combustible



MÉCANISMES DE SOUTIEN

De nombreux mécanismes sont aujourd'hui existants pour accompagner la filière

 Union européenne	 État français	Régions (Exemple Hauts-de-France)
Clean Hydrogen Partnership ➤ 29 millions d'euros pour les vallées hydrogène	AAP ADEME Écosystème Hydrogène ➤ Reconduction possible	FRATRI ➤ Financement d'étude
Clean energy transition Partnership ➤ En attente de publication	AAP ADEME Décarb Ind ➤ Reconduction validée	FEDER ➤ Encore de l'enveloppe à mobiliser en fonction de la thématique
Banque européenne de l'hydrogène ➤ 3 milliards de budgets alloués	Carbon Contracts for Difference (CCfD) ➤ Cadre à venir	
CEF Transport / Energy ➤ Etude + investissement. ➤ Pour énergie, 850 millions € bloqué	Les présentations de ces mécanismes sont détaillées dans le rapport complet.	
Innovation Funds ➤ 40 milliards sur période 2020-2030		



INTERVENTION CTMNC

Catherine Poirier



Terre et Pierre
Expertise et Innovation

CENTRE TECHNIQUE
DE MATÉRIAUX NATURELS
DE CONSTRUCTION

17 décembre 2024

L'USAGE D'HYDROGÈNE DANS LA CUISSON DES MATÉRIAUX DE CONSTRUCTION EN TERRE CUITE

Projet HyDéTOP

LE CTMNC

CENTRE TECHNIQUE DE MATÉRIAUX NATURELS DE CONSTRUCTION

2 filières

L'industrie des Tuiles et Briques depuis 1957



Les Roches Ornementales et de construction depuis 2007



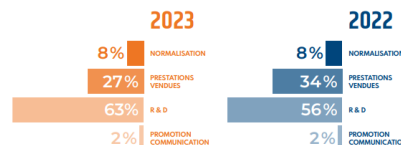
En chiffres

- 70 personnes
- 3 sites : Paris, Clamart, Limoges
- CA en 2023 (k€) : 6,9 M€

Répartition des recettes d'exploitation (en k€)



Répartition des dépenses externes d'exploitation selon la nature d'activité



Missions

- Réalisation d'études institutionnels pour le développement pour les 2 filières (R&D, Transfert, Traitements de surface, Qualité produits, Environnement, Normalisation, Certification, ...)
- Prestations : caractérisation MP et procédé, essais normalisés sur produits et produits mis en œuvre, métrologie des équipement, formations, ...

Compétences

- La céramique et les roches
- Les produits et leur mis en œuvre
- Qualité et Environnement (ACV, FDES, normalisation, certification, contrôles réglementaires, métrologie,...)
- La formation continue

Réseau



LA PROFESSION DE LA TERRE CUITE EN FRANCE

- Ses consommations énergétiques en 2021 :

Consommation énergétique annuelle globale [GN (~85%) et électricité (~15%)] :

11 411 400 GJ
(soit 3,17 TWh/an)

–

3003 MJ/tonne produite
(soit 834,2 kWh/tonne produite)

- Ses émissions de CO₂ en 2021 :

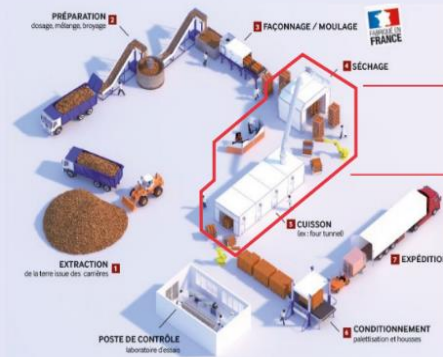
604 Milliers de tonnes CO₂/an

soit

159 Kg CO₂/tonne produite

(0,2% du total des émissions en CO₂ de la France)

ORIGINE DES ÉMISSIONS DE CO₂ DANS LE PROCESS



Combustion d'énergie

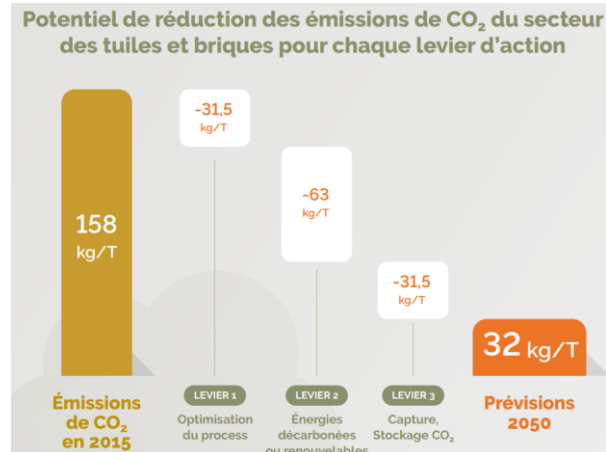
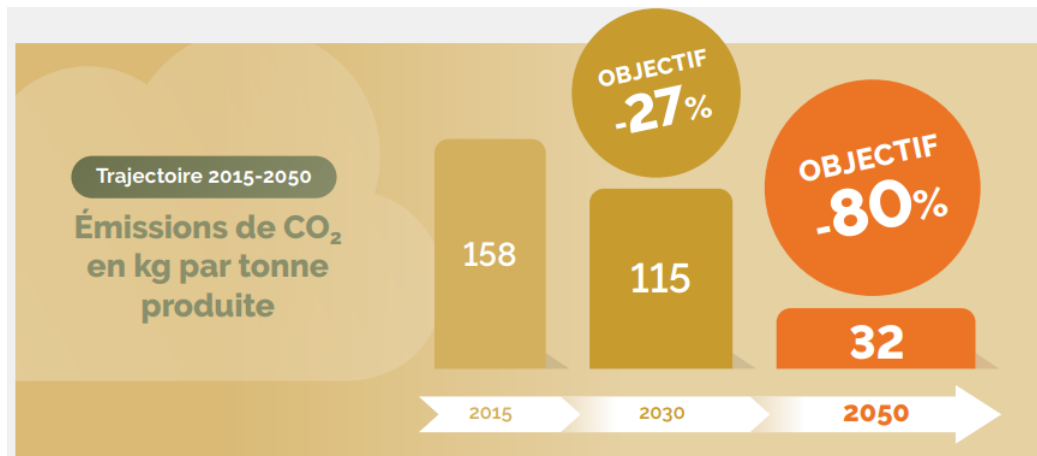
76%

Décarbonation des argiles calcaires

24%

Le potentiel de décarbonation se situe essentiellement au niveau des étapes de séchage et de cuisson, ainsi 76% des émissions de GES proviennent de la combustion du gaz naturel utilisé dans ces étapes du process. Le solde (24%) provient de la décarbonation naturelle des argiles calcaires pendant la cuisson.

FEUILLE DE ROUTE DE DÉCARBONATION DE L'INDUSTRIE DES TUILES ET BRIQUES



La profession a identifié et met en œuvre 3 leviers d'actions dans le cadre de sa feuille de route de décarbonation :

LEVIER 1 : SOBRIÉTÉ ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES

Optimisation des étapes du process de fabrication

20%
DE GAINS
ATTENDUS

LEVIER 2 : ÉNERGIES DÉCARBONÉES

Substitution du gaz naturel par des énergies décarbonées ou renouvelables

40%
DE GAINS
ATTENDUS

LEVIER 3 : LE CO₂ DANS UNE BOUCLE VERTUEUSE

Capture du CO₂, stockage, utilisation

20%
DE GAINS
ATTENDUS

QUELLES ÉNERGIES ALTERNATIVES POUR LA CUISSON ?

(GAMME DE TEMPÉRATURE : 850-1100°C)

Combustible/Energie	Disponibilité	Transposabilité	Propreté atmosphère de cuisson	Régulation en température	Qualité Produits
Biomasse en combustion directe	Priorisation en fonction des usages		Présence de suies	Zones de montée progressive en température	
Biogaz	Priorisation à la transformation en biométhane		Présence de suies/résidus		
Biométhane	Quantités disponibles ?				
Syngaz	Dépendant des entrants (biomasse/CSR)		Présence de suies/résidus		
Hydrogène	Possibilité de production in situ	Brûleurs ?	Projet HyDéTOP		?
Electricité		Développement nouveaux fours			

AMBITIONS DU PROJET HYDÉTOP

- Objectifs du projet :

*Identifier et évaluer les impacts de l'intégration d'hydrogène (gaz décarboné) au GN
(mix H₂/GN étudiés : 0/100, 20/80, 50/50, 75/25, 100/0)
pour la cuisson des produits de terre cuite*

- Impacts étudiés:

Impact sur la qualité produit	Impact sur la mise en œuvre du procédé et les fumées de combustion
- État de cuisson (propriété mécaniques et durabilité du produit) - Homogénéité de cuisson (homogénéité dans la charge, échanges thermiques) - Esthétique (coloration, dépôts, réactions/transformations avec des sous-produits de combustion, ...)	- Utilisation possible de brûleurs actuels ou développement de nouveaux - Effet sur la flamme (longueur, température, vitesse, ...) - Sous produits de combustions (NOx, H₂O, ...)

PARTENAIRES ET ORGANISATION DES TÂCHES

Partenaires projet :



Durée : 36 mois (nov 2021-nov 2024)

Coordination du projet (CTMNC)

Etude fondamentale sur le comportement de la flamme en fonction du mix (CORIA)

Fourniture des brûleur et caractérisation de la flamme avec les mix (CLEIA/JETFLAM)

Réalisation de cycle de cuisson sur des produits dans une cellule (CLEIA)

Caractérisation des produits (CTMNC)

Etude technico-économique de l'intégration d'H2 (CTMNC)

Financeurs:



Terre et Pierre
Expertise et Innovation



PRINCIPAUX RÉSULTATS

- Comportement des brûleurs à l'air libre

3 types de brûleurs :

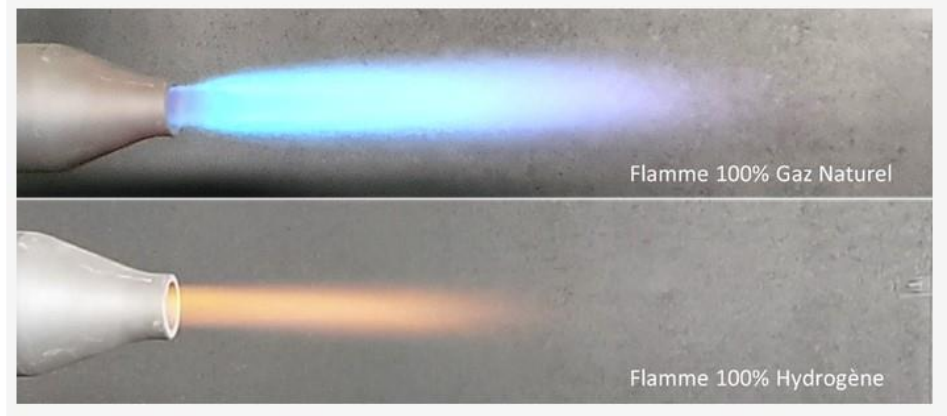
- Jet latéral (P = 50-300kW)
- Jet de voûte (P = 20-120 kW)
- Fleuret (P = 20-60 kW)

5 mix GN/H₂ :

- 6/94
- 20/80
- 50/50
- 75/25
- 0/100



Fonctionnement des brûleurs aux différents mix
Evolution de la longueur et de la couleur de la
flamme avec l'intégration d'H₂



Flammes d'un brûleur à l'air libre avec 100% de gaz naturel et 100% d'hydrogène
@CTMNC-Projet HyDéTOP

PRINCIPAUX RÉSULTATS

- Etude spécifique du comportement de la flamme d'un brûleur en fonction du taux d'aération (λ) et du taux d'intégration d' H_2 (α)

- Observation des zones réactionnelles et longueur de flamme par chimiluminescence des radicaux OH^*
- Observation en couplage des champs de vitesse par PIV et des zones réactives par PIV
- Mesure de température dans la flamme par thermocouple à fil
- Images qualitatives de de flux rayonné par caméra IR



La longueur de flamme plus dépendante du taux d'aération que du taux d'intégration d' H_2
Changement de régime de flamme pour un seuil de 75% d' H_2

PRINCIPAUX RÉSULTATS

- Cuisson de produits dans un cellule d'essais pilote

- Cuisson de produits industriels de plusieurs provenances avec et sans revêtements pour leur coloration pour les différents mix de GN/H₂ (100/0, 6/94, 20/80, 50/50, 25/75, 0/100)
- Mesure de la composition des fumées extraites

Caractérisation des produits par des essais normatifs (dimensionnel, résistance mécanique, résistance au gel, ...) et par mesure de la couleur



Augmentation importante des teneurs en NO_x (x3 à x6 pour 100% H₂ par rapport à une cuisson GN)
[à pondérer d'environ 10% du fait de l'augmentation de la teneur en eau dans les fumées pour 100% d'H₂]

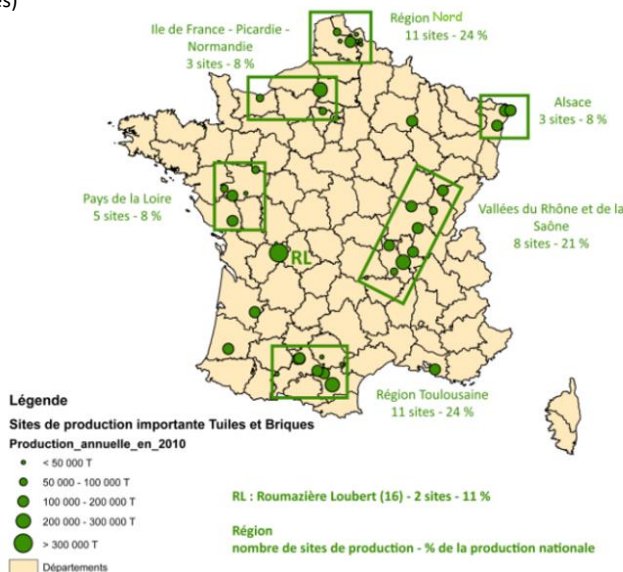
Pas d'impact significatif sur la qualité des produits

PRINCIPAUX RÉSULTATS

- Aspects technico-économiques : estimations des besoins
 - Besoin dans des zones diffuses
 - Besoins importants
- mode de production in situ envisagée unique dans l'étude

Données annuelles pour 2021 pour 41 sites industriels		Valeur maximale pour un site	Valeur minimale pour un site	Valeur Médiane	Global
Besoin en H ₂ pour un usage à 100% de substitution au GN					
Quantité d'H ₂	tonnes/an	5 430	332	1 595	76 598
	tonnes/jour	16	1	4,7	227,3
Puissance électrolyse estimée	MW	43	3	13	607

Carte de répartition des sites industriels des tuiles et briques en France et de leur production annuelle à partir des données CTMNC de 2012 (43 sites)



PRINCIPAUX RÉSULTATS

- Aspects technico-économiques : estimations des coûts de fourniture d'H₂ renouvelable ou bas carbone
 - Réalisation d'une étude de cas par un fournisseur :
 - Estimations de coûts par 2 fournisseurs :



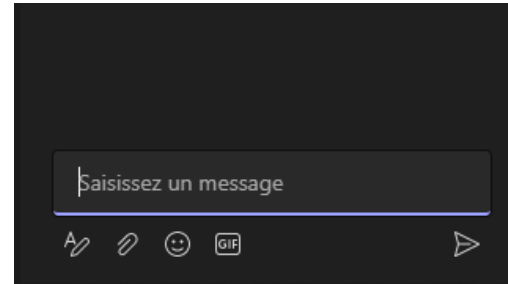
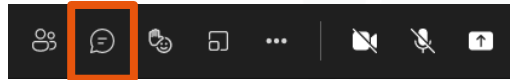
Fourchette tarifaire : 127-235 €/MWh sur 15 ans
(par OPEX importante : coût électricité verte ou bas carbone)

Leviers possibles d'optimisation de ce coût : subventions, mécanismes de compensation, flexibilité électrique, écosystèmes régionaux (mutualisation), valorisation de l'oxygène produit

PRINCIPALES CONCLUSIONS

- La cuisson des produits de terre cuite avec de l'hydrogène seul ou en mix comme combustible est envisageable sans dégradation de la qualité des produits
- Un travail est encore nécessaire sur les brûleurs pour réduire les émissions de NOx tout en conservant les mêmes mouvements des gaz de combustion
- Le coût actuel de ce vecteur énergétique reste encore trop élevé

Des questions ?





GISEMENT ET DEMANDE FUTURS DE L'HYDROGÈNE EN FRANCE

La place de l'hydrogène en 2050, un sujet largement évoqué mais contenant peu d'études complètes et systémiques

Une vingtaine de sources
et d'études investiguées



4 études retenues (les plus
complètes et systémiques)



Transition(s)
2050

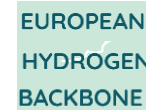


Scénario
négaWatt
2022



Le réseau
de transport
d'électricité

Futurs
énergétiques
2050



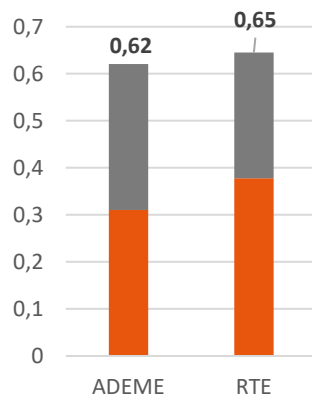
European
hydrogen
backbone

15 scénarios analysés

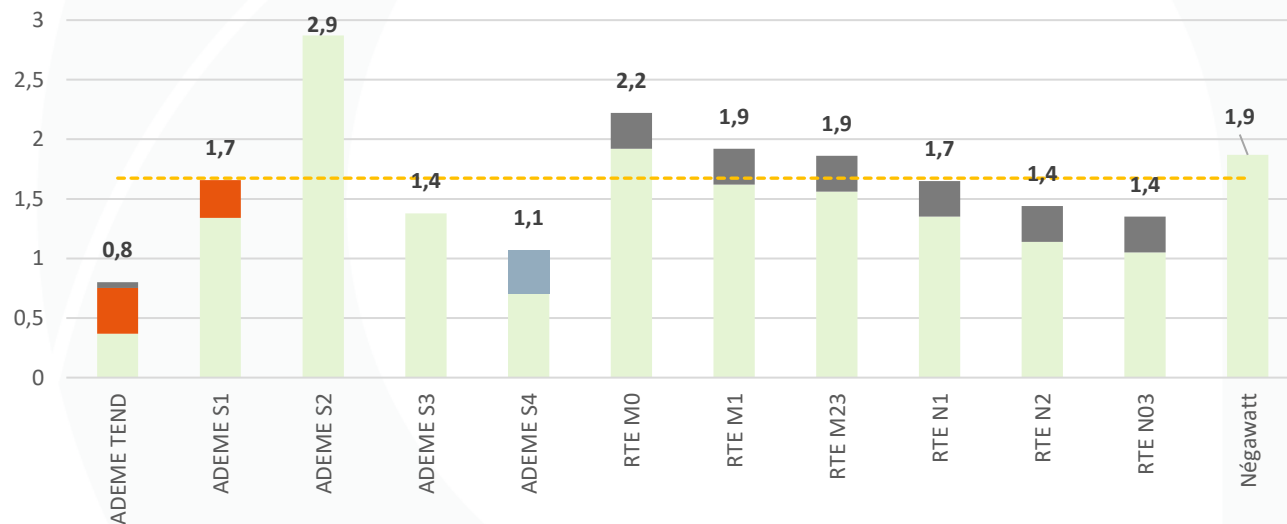
	ADEME					Négawatt	RTE								European Hydrogen Backbone
	TEND	S1	S2	S3	S4		Référence	M0	M1	M23	N1	N2	N03	hydrogène +	
Analyse de la demande	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Analyse de l'offre	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	non, pas de chiffrements fins

Selon les scénarios revus, l'offre d'hydrogène pourrait tripler d'ici 2050, et les modes de production deviendront majoritairement bas carbone

Production d'H₂ en 2019
(Mt H₂):



Production d'hydrogène en 2050 (Mt H₂^[2]) :



Mode de production de l'hydrogène:

Électrolyse

Vaporeformage sans CCUS

Co-produit de raffinerie^[1]

Vaporeformage + CCUS (H2 bleu)

Production moyenne

Notes : [1] Les usages directs de l'hydrogène coproduit comme combustible n'ont pas été considérés, seuls sont conservés les usages en tant que co-produit de raffinerie; [2] La conversion en TWh d'H₂ peut être réalisée à partir du PCI d'H₂ : 33,33 kWh/kg H₂.

À Horizon 2050, tous les scénarios anticipent une augmentation de la consommation d'hydrogène en France, allant d'un facteur 1,25 à un facteur 10

Une demande en croissance

Au travers des 15 scénarios investigués , on peut noter :

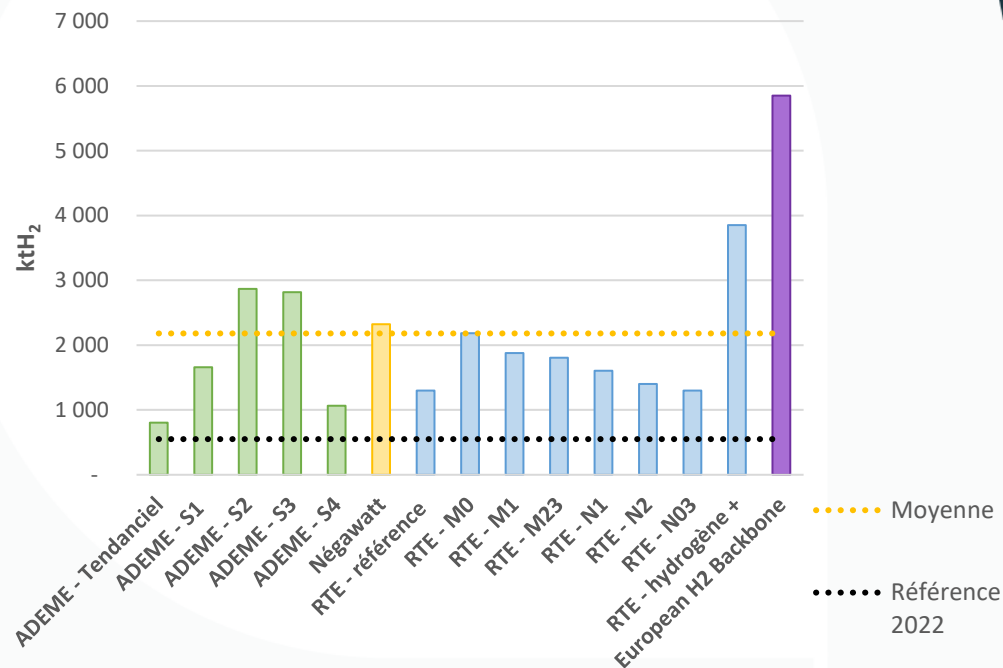
- Qu'aucun scénario ne table sur une baisse de la consommation d'hydrogène en France,
- Qu'en moyenne, les volumes d'hydrogène en France seront multipliés par 3

Une demande volatile

Au travers des 15 scénarios investigués, on peut noter :

- Une **très forte volatilité** entre les sources
- Une **forte volatilité** y compris au sein des différents scénarios de chaque source :
 - ❖ Pour l'ADEME, 804 kth₂ pour le « **scénario tendanciel** » et 2 868 kth₂ pour le « **scénario 2** »
 - ❖ Pour RTE, 1 299 kth₂ pour le « **scénario référence** » et 3 852 kth₂ pour le « **scénario hydrogène +** »

Demande d'hydrogène en France en 2050 selon 15 scénarios distincts

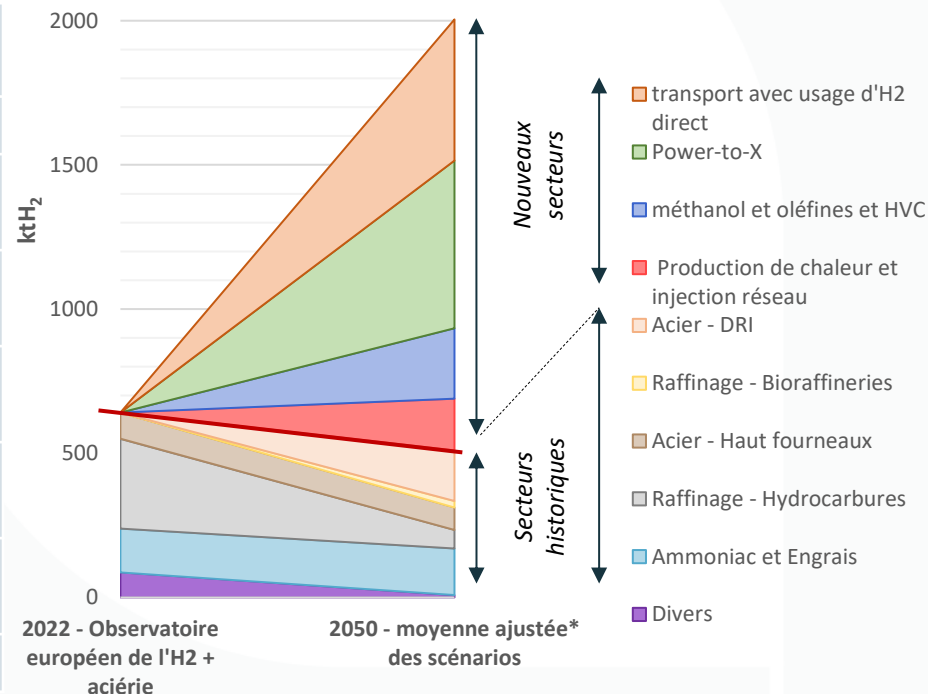


A horizon 2050, l'hydrogène se structure autour de 8 grands secteurs, avec une forte mutation de la demande d'hydrogène

8 grands secteurs de consommations

Secteur	Usages considérés
Transport à l'hydrogène	Utilisation directe d'hydrogène pour la mobilité et le fret
Power-to-X	Production de e-methane et de e-carburant
Méthanol, oléfines et HVC	Méthanol, oléfines et High Value Chemical (HVC)
Chaleur et injection	Chaleur industrielle/bâtiment et injection dans les réseaux de gaz naturel
Production d'acier	Production d'acier Haut fourneaux (HF) et réduction directe (DRI)
Raffinage	Raffinage d'hydrocarbure et bioraffinage (HVO , biokérosène)
Ammoniac	Production d'ammoniac par procédé Haber-Bosch
Divers	Chimie, métallurgie, aérospatial...

Evolution de la demande moyenne* d'hydrogène par usages en France entre 2022 et 2050



À horizon 2050, un certain nombre de points font consensus entre les scénarios, quand d'autres sont soumis à débat



Convergences

Volumes d'hydrogène

Les **volumes d'hydrogène** sont **vus en croissance** dans **tous les scénarios** investigués, avec une **multiplication par 3 en moyenne**

Secteur d'usages

Cinq secteurs d'usages font consensus dans les 15 scénarios investigués. Les volumes associés à chaque usage font cependant débat. On peut ainsi retrouver :

- La **production d'ammoniac**
- La **production de méthanol**, oléfines ou [HVC](#)
- Le **power-to-X**
- Le **transport**
- La **production d'acier**



Divergences

Volumes d'hydrogène

Les **volumes d'hydrogène** **varient largement** entre les différents scénarios

Secteur d'usages

On peut noter 3 secteurs d'usage sujet à débat :

- Le **raffinage/bioraffinage**
- La **production de chaleur et l'injection**
- Les **usages divers**



Le méthanol et produits associés (oléfines et chimie à haute valeur) un nouveau secteur sur le marché français

Un secteur existant via les importations, en forte croissance

Absent aujourd'hui des productions françaises, la production de méthanol et dérivés (oléfines, [HVC](#)), pourrait aller de 75 à 1059 ktH₂

Besoin d'hydrogène :
130-190 kgH₂/tMeOH selon voie

Le marché du méthanol, croissant et soumis à de fortes incertitudes

Avec une consommation française estimée à 0,5 Mt, on peut noter trois scénarios d'évolution :

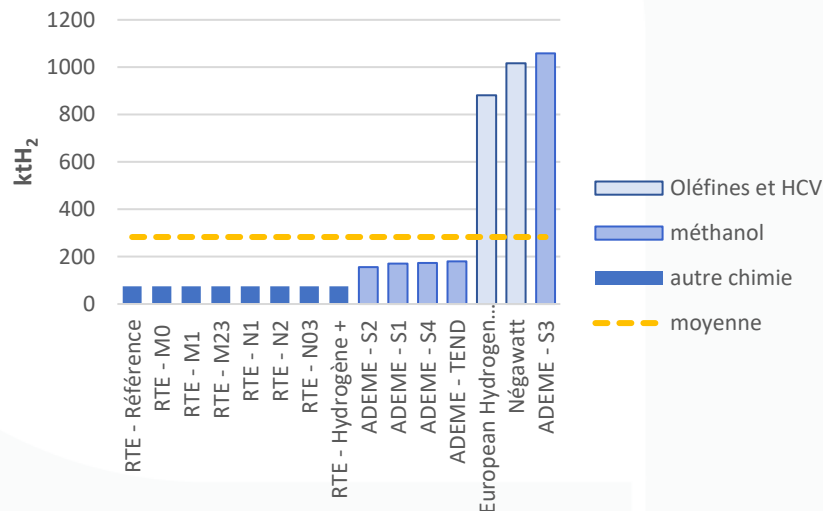
- La production **non précisée** (RTE)
- La production **se concentre sur des usages méthanol hors oléfines** (ADEME –tendanciel, S1, S2, S4)
- La production vise à **produire des e-produits chimiques** à hautes valeurs/oléfines

Le **principal facteur dimensionnant** ici est la **part d'oléfines/HCV** (high chemical value) considérée dans les scénarios.

Incertitudes

Dans le scénario RTE, les usages autres chimies ne mentionnent pas explicitement le méthanol/oléfines/[HVC](#).

Répartition de la demande d'hydrogène en 2050 pour le production de méthanol/oléfines/HCV selon les scénarios





La production de chaleur, l'injection réseau et les usages divers, potentiellement structurant mais fortement débattus

La chaleur et l'injection en émergence, mais débattu

Absent aujourd'hui des consommations françaises, la **production de chaleur et l'injection** pourrait consommer de 0 à 1013 ktH₂ en 2050 avec une moyenne à 223 ktH₂. **Ces usages font cependant débat :**

- Sur l'injection d'hydrogène dans les réseaux de **gaz naturel**, l'ADEME exclut cet usage
- Sur l'**usage d'hydrogène comme vecteur thermique direct dans l'industrie**, Négawatt et l'ADEME les ont exclus
- Sur l'**usage d'hydrogène comme vecteur thermique direct dans le bâtiment**, il est présent uniquement dans l'European Hydrogen Backbone.

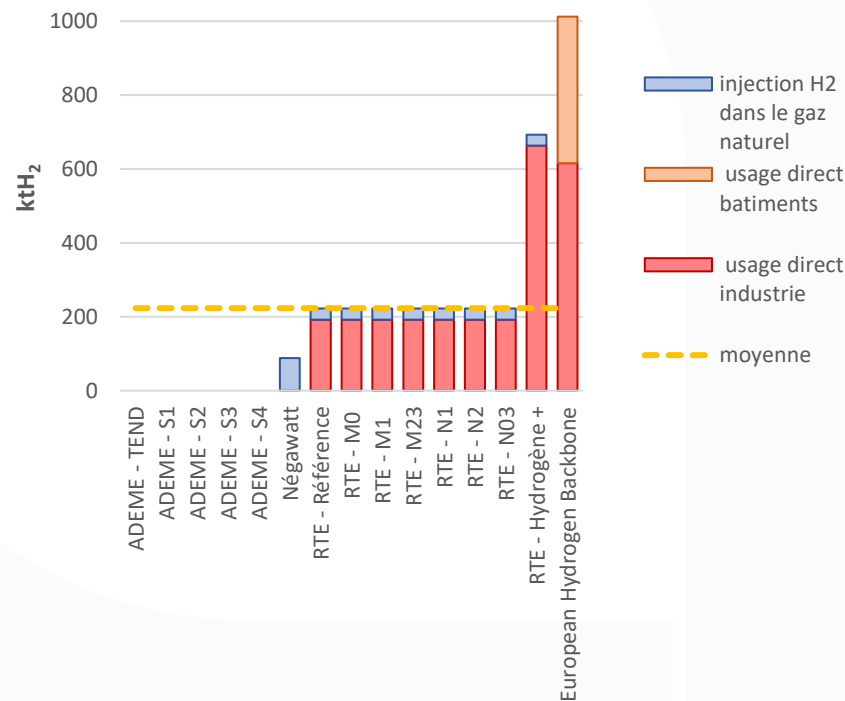
Incertitudes

l'European Hydrogen Backbone, ne précise pas si les usages dans le bâtiment seront purs ou en mélange dans du gaz naturel.

Des usages divers marginaux

Les usages divers sont présents dans le scénario Négawatt, pour 35 ktH₂, et correspondent aux pertes des réseaux H₂

Répartition de la demande d'hydrogène en 2050 pour le production chaleur et l'injection réseau selon les scénarios



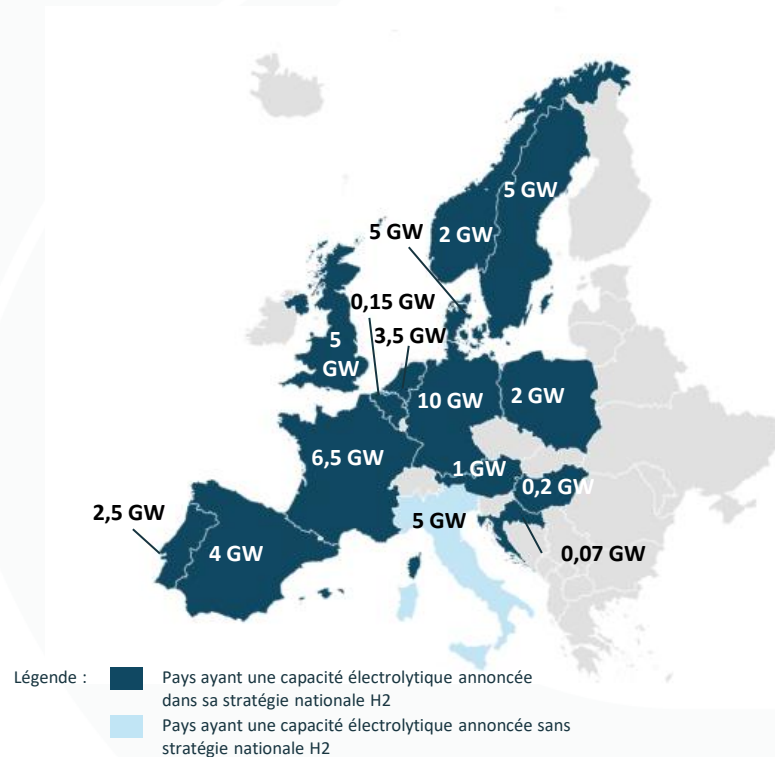


GISEMENT ET DEMANDE FUTURS DE L'HYDROGÈNE EN EUROPE



Les capacités électrolytiques nécessaires présentés dans les scénarios dépassent largement celles prévues par le rythme de développement actuel des électrolyseurs

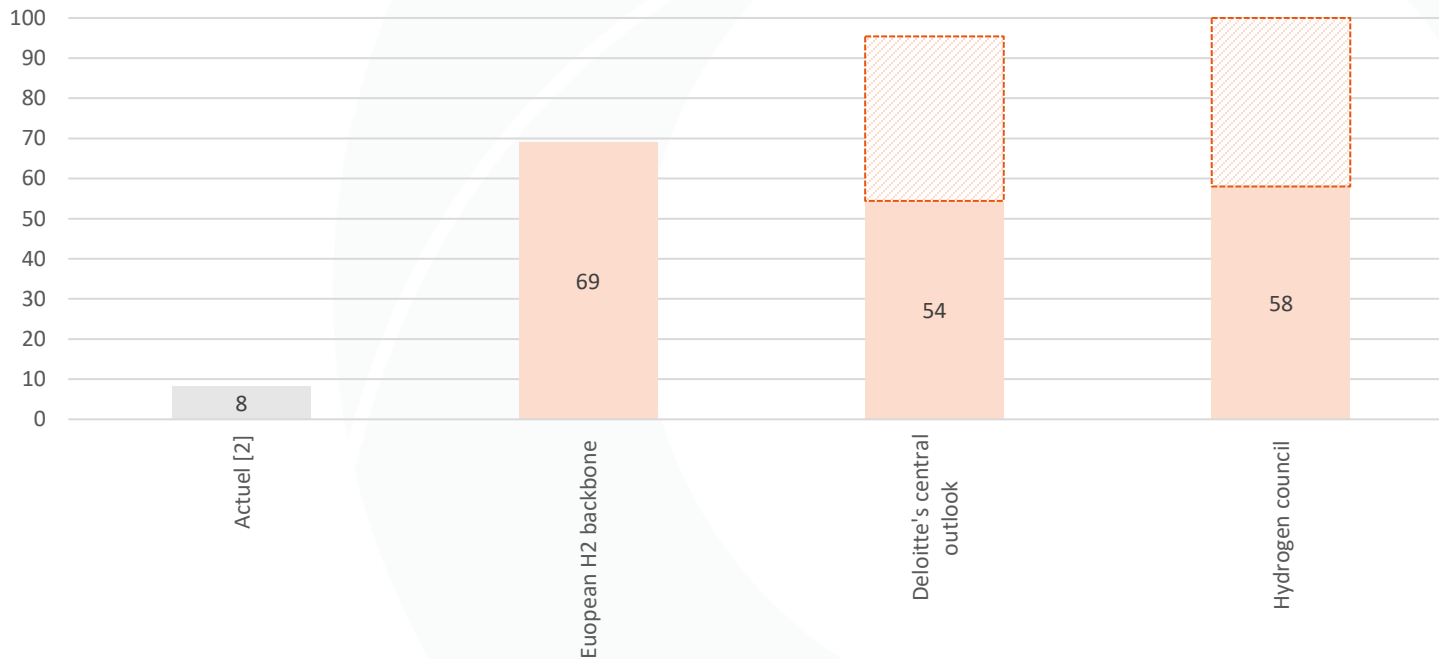
Capacités électrolytiques annoncées par les états dans leurs stratégies nationales en 2030 :





De nombreux rapports anticipent que l'Europe devrait reposer sur les importations d'H₂ à horizon 2050 pour satisfaire ses besoins en hydrogène

Consommation d'hydrogène en Europe en 2050 (MtH₂) :



Légende : Demande en H₂ satisfaite par la production locale

Demande nécessitant des importations pour être satisfaite



Les stratégies européennes Hydrogène – overview des pays limitrophes susceptibles d'avoir des interconnexions avec la France



Espagne – Stratégie nationale définie

Marché actuel

- **Production actuelle (2023)** : 0,81 Mth₂/an
- **Consommation actuelle (2023)** : 0,62 Mth₂/an

Objectifs nationaux

- **4 GW** d'électrolyse d'ici **2030**
- Production d'**1,3 Mth₂/an** vert d'ici **2030** (projets recensés)
- Mise en place d'un réseau de transport

Projets phares

- Valle H2V Navarra
- HyDeal Espagne
- SHYNE
- Catalina
- Hysland H2 project
- Puertollano project
- H2 Med

← Potentiel exportateur



Allemagne – Stratégie nationale définie

Marché actuel

1 737 ktH₂ produits et consommés (hors sidérurgie) : principalement pour le **raffinage** (900 ktH₂) et la production **d'ammoniac** (360 ktH₂)

Objectifs nationaux

Objectif de 10 GW à 2030 (stratégie 2023) et 1 800 km de pipe

Projets phares

Investissement de 10 milliards\$ sur le projet HYPHEN en Namibie, projet DRI à Duisburg (porté par Thyssenkrupp et Air Liquide)



Italie

Marché actuel

- **Production actuelle (2023)** : 0,85 Mth₂/an
- **Consommation actuelle (2023)** : 0,6 Mth₂/an

Objectifs nationaux

- **5 GW** d'électrolyse d'ici **2030**
- **2%** de pénétration d'H₂ dans la consommation d'énergie finale en **2030**, et jusqu'à **20%** en **2050**

Projets phares

- H2iseO
- LIFE3H
- SylverFrog
- Green Crane
- Saipem & Alboran

← Potentiel exportateur



Le Benelux – Stratégie nationale définie

Marché actuel

1 362 ktH₂ produits et consommé (hors sidérurgie) : Principalement pour le **raffinage** (570 ktH₂) et la production **d'ammoniac** (400 ktH₂)

Objectifs nationaux

650 MW prévus en 2025-2026 , 3-4 GW en 2030

Projets phares

Terminaux d'import de 20 Mth₂ depuis Rotterdam en 2050

L'approvisionnement historique en hydrogène, structurellement centralisé à cause du vaporeformage de méthane

Contrainte du vaporeformage

En Europe, la **production d'hydrogène dédiée** (hors co-production) est **dominée très largement par le vaporeformage de méthane**.

Modes d'approvisionnement existants :

Approvisionnement in situ via matière première

Approvisionnement **via unité de vaporeformage in situ ou attenante**, avec une alimentation via réseaux de gaz naturel

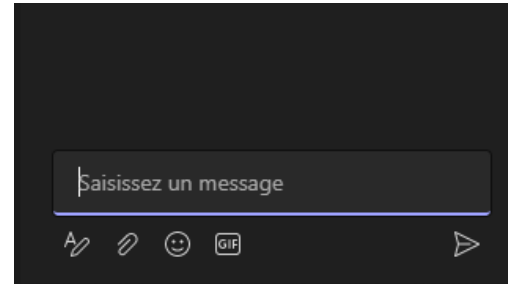
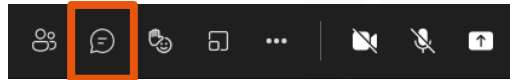
Approvisionnement **via réseau d'H₂ privé** (Air Liquide, Air Products, Linde...) de spécification variable (DN 50-600, PN 65-100 usuellement) et alimenté par un vaporéformeur centralisé.

Approvisionnement par **tube trailer** (hydrogène liquide) issu d'une unité de liquéfaction (ex : WAZIERS, Air liquide, seul site en France) ou comprimé via bombonne



Exemple :
réseaux H₂
Air Liquide
ou Benelux

Des questions ?





ANALYSE CRITIQUE DES VOLUMES D'HYDROGÈNE ANTICIPÉS - ENJEUX D'APPROVISIONNEMENT ET D'ACCESSIBILITÉ DE L'H₂ POUR LES USAGES INDUSTRIELS

■ ■ L'équilibrage production-consommation à horizon 2050, un sujet aussi technique que politique

Besoin d'hydrogène selon les scénarios en 2050

Minimum	Moyen	Maximum
804 ktH₂	2 181 ktH₂	5 851 ktH₂

Besoin d'électricité associée* selon les scénarios en 2050

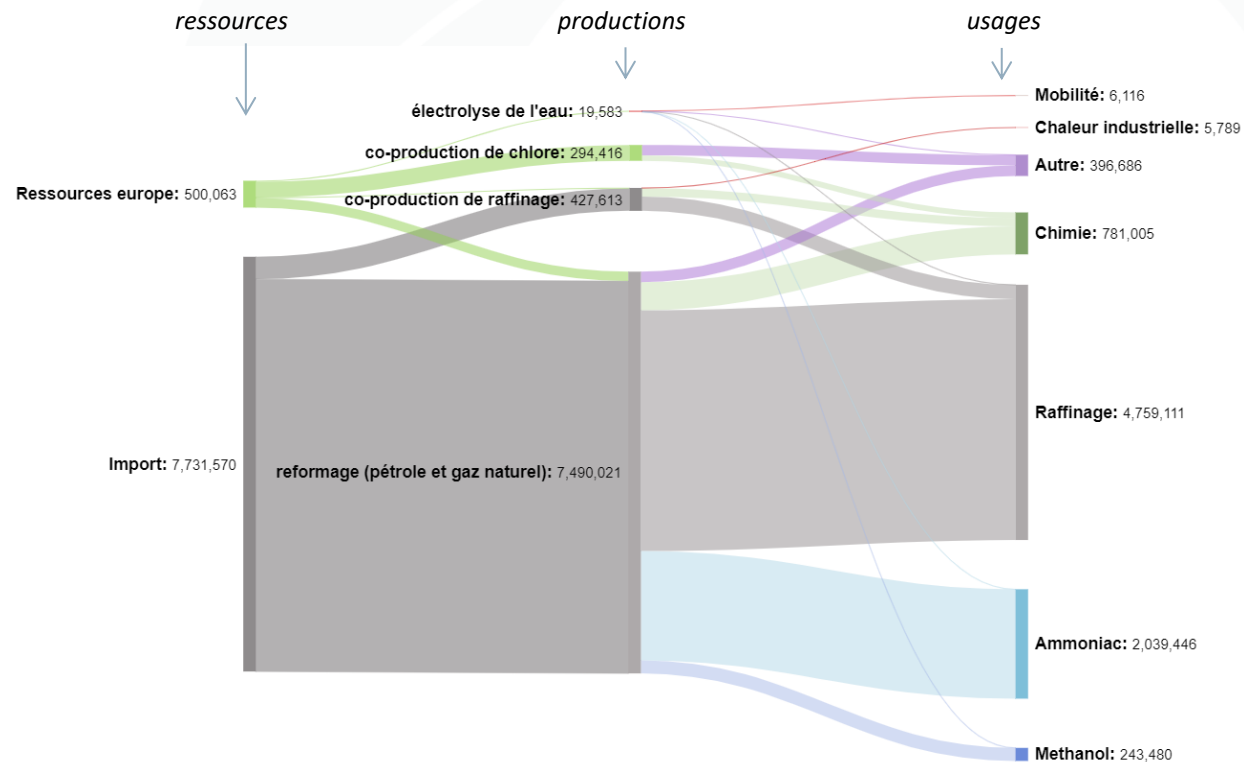
Minimum	Moyen	Maximum
36 TWh	115 TWh	260 TWh

Production d'électricité prévue en 2050 dans le scénario AMS de la SNBC

Env. 600 TWh

La production européenne marquée par un fort taux d'énergies fossiles et de forts imports

Schéma des flux d'hydrogène en Europe en 2022



À date, le besoin d'hydrogène décarboné en France est estimé à environ 400 ktH₂, principalement porté par les besoins en ammoniac et les usages diffus

4 MtCO₂eq associés à la production d'hydrogène

En France les volumes produits hors coproduction sont uniquement via SMR (11,1 kgCO₂eq/kgH₂, base carbone ADEME); on émet donc 4 MtCO₂ au total.

3 MtCO₂eq évitables via de l'hydrogène décarboné à minima

Type de consommation		Consommations françaises d'hydrogène (estimées, en tH ₂)	Besoin d'hydrogène décarboné (en tH ₂)
Année d'analyse		temps présent	temps présent
Raffinage d'hydrocarbures	<i>coproduction in situ</i>	226 146	-
	<i>synergie (chlore)</i>	3 099	-
	<i>production captive</i>	43 515	43 515
	<i>production marchande</i>	38 240	38 240
	total hydrocarbures	311 000	81 755
Production d'ammoniac	<i>dont synergie (pétrochimie)</i>	22 000	
	<i>dont production captive</i>	219 000	219 000
	total ammoniac	241 000	219 000
Production d'acier	<i>dont coproduction via cokerie</i>	91 000	-
	total acier	91 000	-
Autres productions	<i>chimie - chlore</i>	87 000	87 000
	<i>chimie - méthanol</i>		
	<i>autre usages chimie</i>		
	<i>métallurgie</i>		
	<i>spatial</i>		
	<i>marchand diffus - autre</i>		
	total autre	87 000	87 000
Total		730 000	387 755

Le besoin d'hydrogène décarboné exclut ici les coproductions, car non émissives de CO₂ en direct

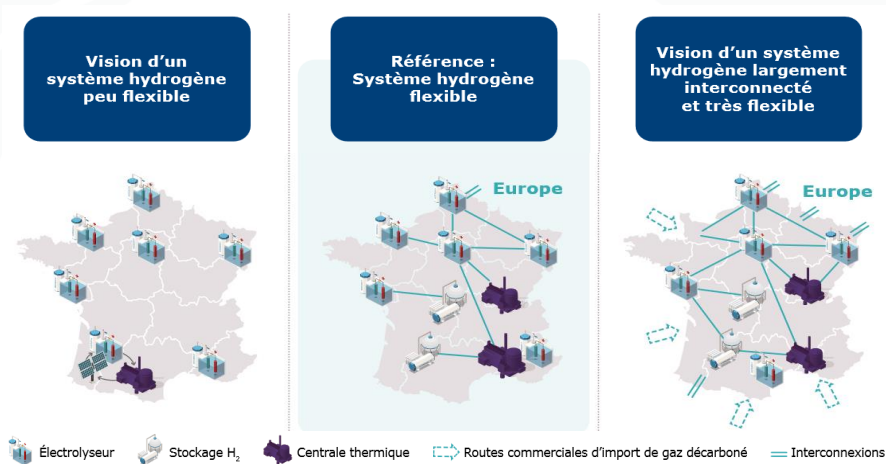
L'accessibilité future de l'hydrogène, entre décentralisation et maillage de réseaux encore sujet à débat

La révolution électrolytique

Le **développement de l'électrolyse de l'eau** comme voie de production d'hydrogène **change les modalités d'approvisionnement**. La production est alors **limitée** par les **capacités du réseau électrique** et les **ressources hydriques et foncières**.

L'émergence de nouveaux réseaux

En **parallèle des électrolyseurs**, de **nouveaux réseaux pourraient émerger**.



Vision du déploiement des infrastructures d'hydrogène en France, RTE

Réduction des CAPEX et efficacité foncière

Faire le lien entre disponibilité électrique et consommations d'hydrogène

Assurer une flexibilité aux réseaux électriques



INTERVENTION RTE

Baptiste Menard



Le réseau
de transport
d'électricité

Hydrogène et système électrique

.....

Baptiste Menard - 17/12/2024



Une nécessaire actualisation des trajectoires moyen terme



Rapport hydrogène
Janv. 2020

Etude orientations SNBC1 :
développement limité



Futurs énergétiques 2050
Oct. 2021

Orientations SNBC1
+
Strat. Hydrogène 2020



Etude RTE-GRTgaz sur les infras
Août. 2023

Orientations SNBC1
+
Strat. Hydrogène 2020



BP2023
Sept. 2023

Travaux SGPE
+
Nouvelle stratégie
hydrogène en préparation

2021-2023 :
Nombre important de
demandes de raccordement
de projets de production
d'hydrogène par électrolyse

Montée d'une « bulle hydrogène »
« L'hydrogène comme outil de décarbonation +
outil de flexibilité »

Ambitions de développement qui restent fortes voire
s'accroissent à long terme...
... mais avec un développement de l'hydrogène qui
commence à se confronter à la réalité des projets :
interrogations sur la compétitivité, la flexibilité... »

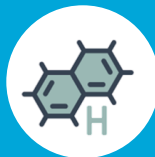


Le réseau
de transport
d'électricité

1 - Quel développement de l'hydrogène en France ?

.....

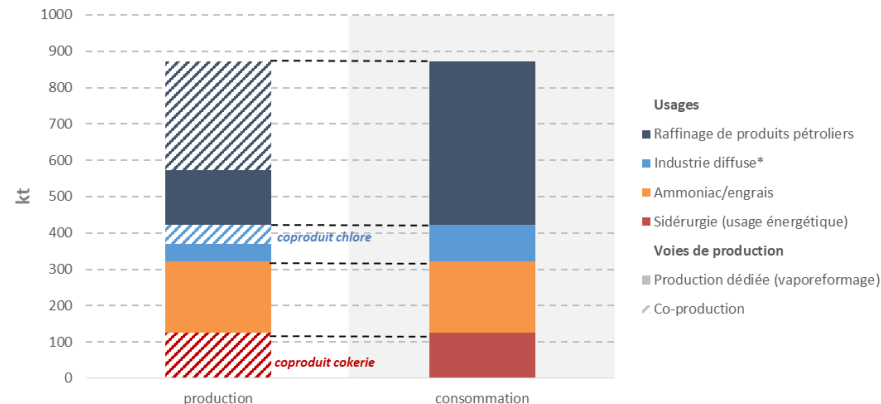
.....



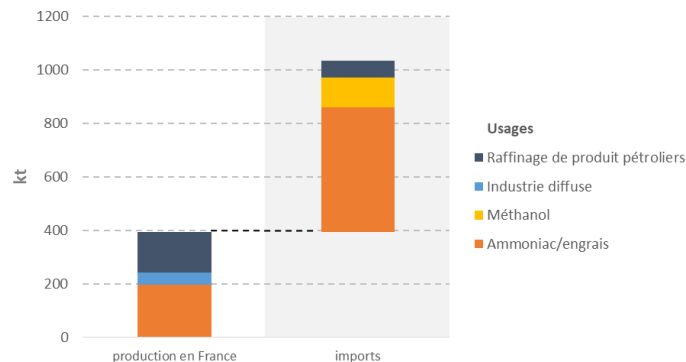
Aujourd'hui, environ 25-30 TWh_{H2-PCI} consommés dans l'industrie, issus de coproduction et de vapo-reformage de gaz naturel, émettant ~5 Mt_{CO2}/an

- Environ 800 à 900 kt d'hydrogène consommés annuellement en France (25-30 TWh), **essentiellement pour des usages « matière »** dans l'industrie :
- Raffinage du pétrole
- Production d'ammoniac
- Autres industries de la chimie (plastiques, ...) ou métallurgie
- Une partie de l'hydrogène consommé est coproduit (~60%). Le reste (~40%) est **produit par vaporeformage de méthane** et est responsable des **émissions de ~5 MtCO2/an**
- **La France est aussi fortement importatrice de molécules dérivées de l'hydrogène** (ammoniac/engrais, méthanol, etc.), ce qui génère à l'étranger une empreinte carbone supplémentaire de ~7 MtCO2/an

Production et consommation d'hydrogène en France en 2019



Production en France et imports indirects d'hydrogène en 2019

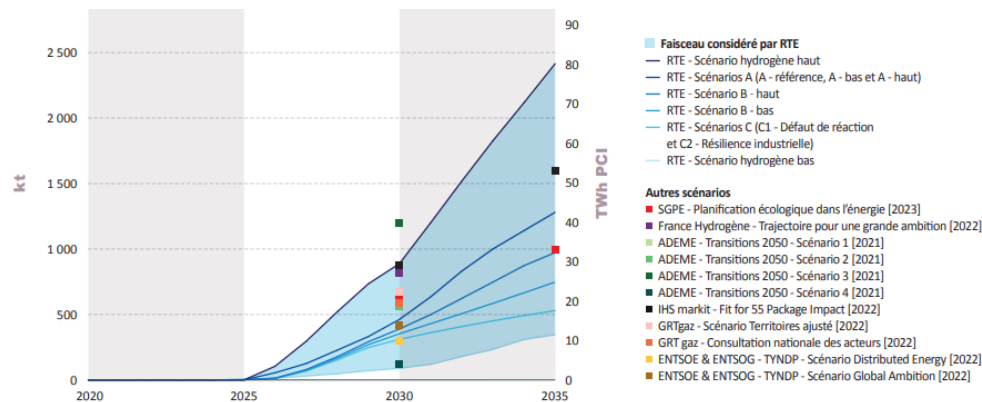


Demain, l'hydrogène produit par électrolyse (i) remplacera l'hydrogène « gris » et (ii) servira à décarboner des secteurs difficiles à électrifier

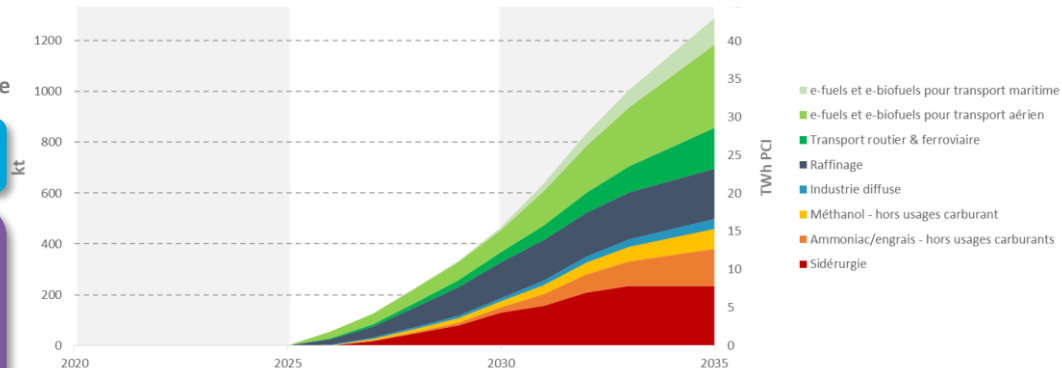
Des dynamiques et incertitudes propres à chaque usage

	Gisement pour H2 bas-carbone	Demande sous-jacente	Concurrence avec d'autres solutions	Concurrence avec des importations
Raffinage de produits pétroliers : <i>Des besoins importants d'hydrogène décarboné mais une activité vouée à se contracter</i>			Faible	Moyenne
Ammoniac/engrais : <i>Des contraintes spécifiques liées à la bascule vers l'électrolyse et un enjeu de relocalisation</i>			Faible	Forte
Méthanol pour la chimie : <i>Une opportunité de relocalisation décarbonée</i>			Faible	Forte
Industrie diffuse : <i>Un développement qui devrait rester limité pour la chaleur haute température</i>			Faible	Forte
Sidérurgie : <i>Le DRI hydrogène, principale solution pour décarboner la production d'acier primaire</i>			Faible	Forte
Transport routier et ferroviaire : <i>Un rôle dans la mobilité lourde mais en concurrence avec l'électricité directe</i>			Forte	Moyenne
Transport aérien : <i>Un développement tiré par la réglementation européenne mais en concurrence avec les imports et les biocarburants</i>			Moyenne	Forte
Transport maritime : <i>Un développement tiré par la réglementation européenne mais en concurrence avec les imports et les biocarburants</i>			Moyenne	Forte

Faisceau de trajectoires de production d'hydrogène par électrolyse considéré dans le Bilan prévisionnel 2023



Trajectoire de production d'hydrogène par électrolyse du scénario A, décomposé par usages



Une trajectoire de référence du Bilan prévisionnel 2023

(famille de scénarios « A »), qui explore une configuration de développement de l'hydrogène compatible :

- Avec l'atteinte des objectifs climatiques à l'horizon 2030
- Avec les objectifs sectoriels de développement de l'hydrogène renouvelable produit par électrolyse : industrie, transport, aérien, maritime

Des trajectoires contrastées, secteur par secteur pour refléter les incertitudes (concurrence avec d'autres solutions, concurrence avec d'autres pays)

Consommation d'électricité pour la production d'hydrogène – scénario A - référence

2030

24 TWh_e

- Raffinage : 7 TWh_e
- Industrie : 10 TWh_e
- Mobilité : 7 TWh_e

2035

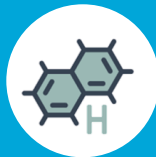
65 TWh_e

- Raffinage : 9 TWh_e
- Industrie : 25 TWh_e
- Mobilité : 31 TWh_e

2 – Production locale vs imports

.....

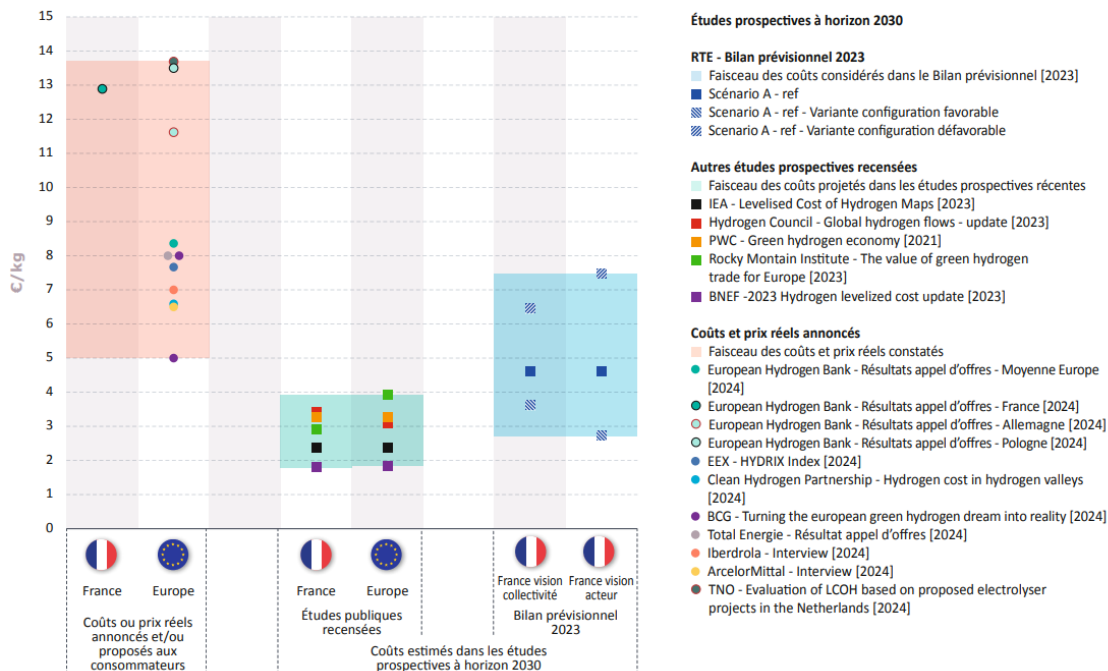
.....



Il n'existe actuellement pas de consensus sur la question du coût de production de l'hydrogène

- Les projections de coûts de production d'hydrogène réalisées par différentes institutions et les premiers prix négociés entre les acteurs présentent des écarts considérables, ce qui ne permet pas de dégager aujourd'hui un consensus sur le coût réel de production d'hydrogène.
- RTE estime que le coût de production de l'hydrogène pourrait se situer entre 3 et 8€/kg à horizon 2030.

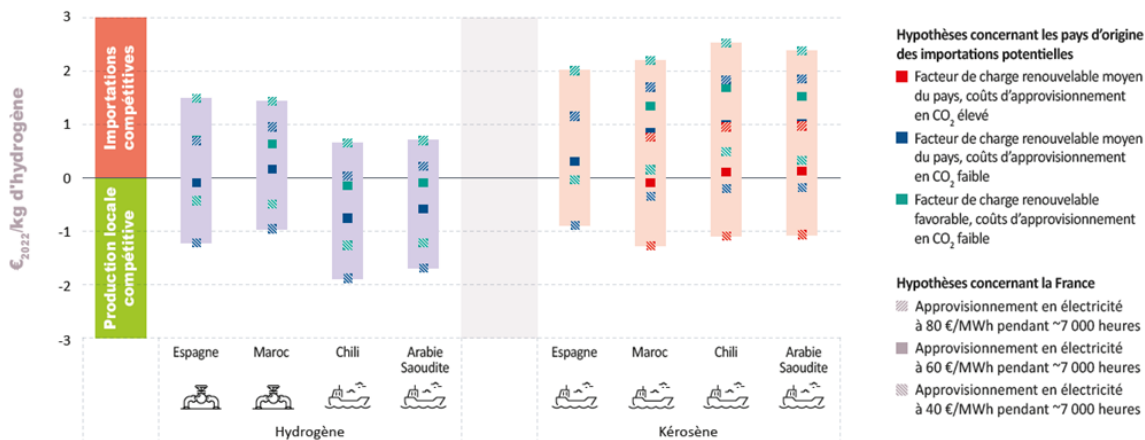
Figure 11.39 Projections de coûts de l'hydrogène produit par électrolyse à l'horizon 2030 dans différentes études prospectives et comparaison aux signaux disponibles sur les coûts et prix de transactions « réels » annoncés/constatés⁹⁰



Les imports d'hydrogène et surtout de molécules dérivées en provenance de pays fortement dotés en EnR concurrenceront la production en France

- Les coûts de production de l'hydrogène peuvent être 1 à 2 €/kg moins chers dans des régions fortement dotées en EnR (Afrique du Nord, Moyen –Orient, Amérique du Sud)
- Les imports d'hydrogène par bateau seront difficilement compétitifs (coût de 1,5 à 2 €/kg transporté). Par contre les imports par canalisation en provenance de pays « accessibles » (plusieurs milliers de km) pourraient être compétitifs si les prix « nets » de l'électricité pour les électrolyseurs sont supérieurs à 50-60 €/MWh
- La concurrence sur les molécules dérivées (e-kérosène, ammoniac, engrais, méthanol, etc) pourrait être beaucoup plus forte, du fait de coûts de transport faibles
- Néanmoins le développement d'imports d'hydrogène et de molécules dérivées nécessitera des infrastructures importants (ports, stockages, canalisations ou bateaux, etc).

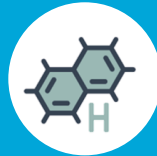
Figure 30 Différentiel de coût entre la production en France et les imports d'hydrogène produit par électrolyse et de kérosène de synthèse, à l'horizon 2030



3 – Modes de fonctionnement/flexibilité/infrastructures

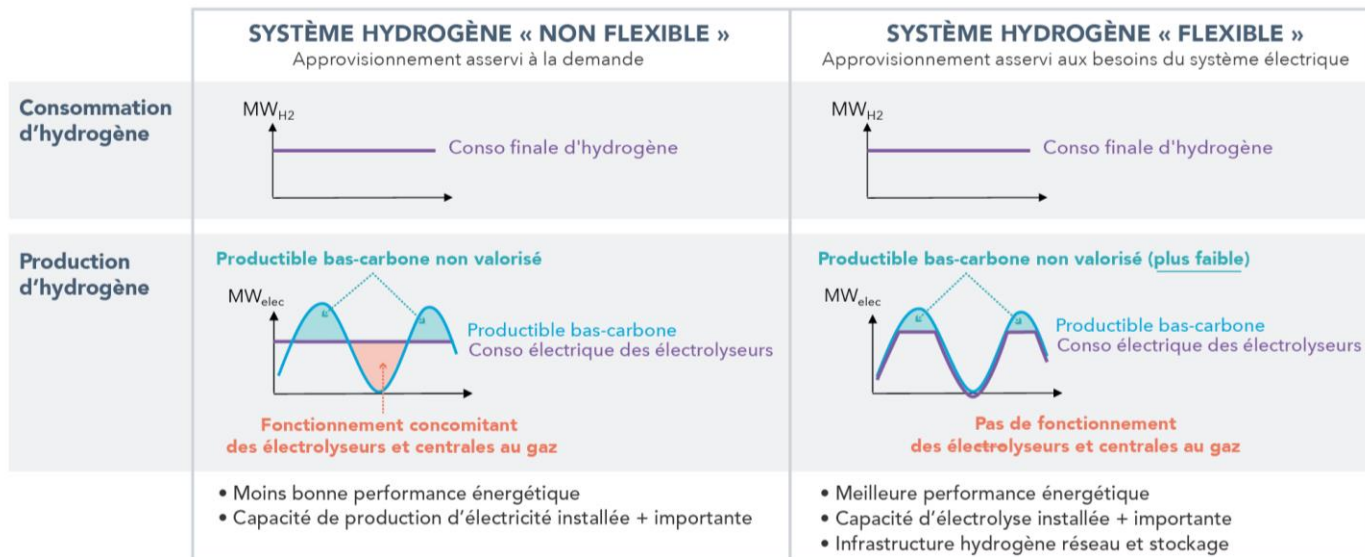
.....

.....



Un fonctionnement flexible des électrolyseurs permet d'optimiser le fonctionnement du système électrique

- Des électrolyseurs flexibles permettent :
 - de **limiter les besoins en capacité de pointe**
 - d'**optimiser le fonctionnement du système électrique**



La promesse d'un production flexible se confronte aujourd'hui à la réalité des projets

Le stockage en cavités salines représente la principale option pour flexibiliser le fonctionnement des électrolyseurs

- Plusieurs solutions possibles pour disposer d'un fonctionnement flexible des électrolyseurs :



- Effacer la consommation d'hydrogène**

⇒ Les process utilisant l'hydrogène sont en général peu flexibles. Dans certains cas il peut être possible de basculer ponctuellement sur l'utilisation de méthane



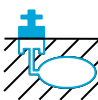
- Basculer sur un back-up vaporeformage**

⇒ Certaines unités de vaporeformage existantes pourraient être conservées pour permettre d'effacer les électrolyseurs



- Stocker l'hydrogène**

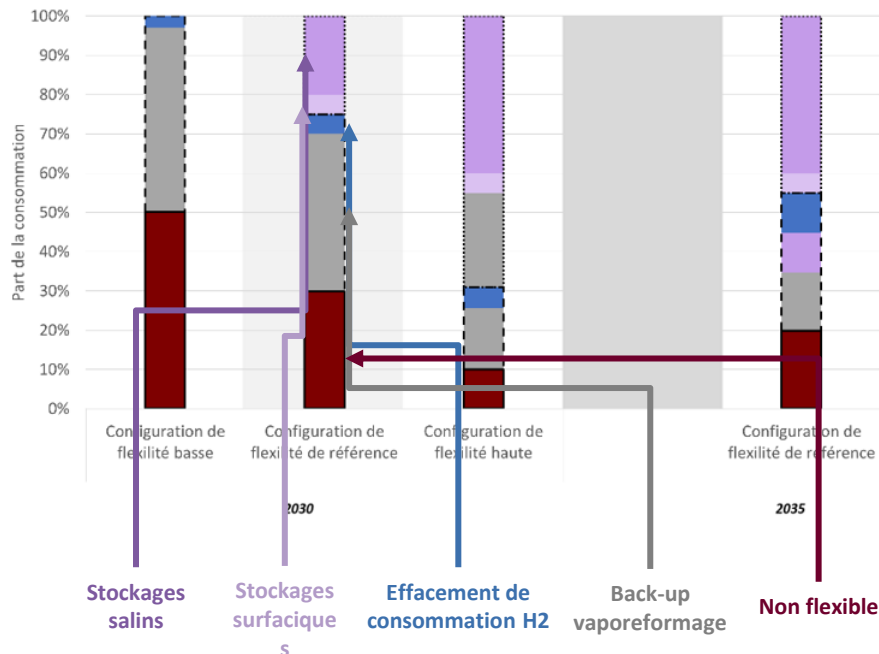
⇒ Des **stockages surfaciques de petite capacité** sont possibles mais très contraignants (sécurité, réglementation SEVESO)



⇒ Des **stockages en cavités salines** sont adaptés à du stockage massif à des coûts a priori faibles, mais leur localisation est contrainte

⇒ La trajectoire de référence de RTE considère (i) un maintien de capacité de vaporeformage en back-up et (ii) la connexion progressive de bassins hydrogène à des cavités salines à partir de 2030

Part de la production d'hydrogène flexible, selon les leviers de flexibilité

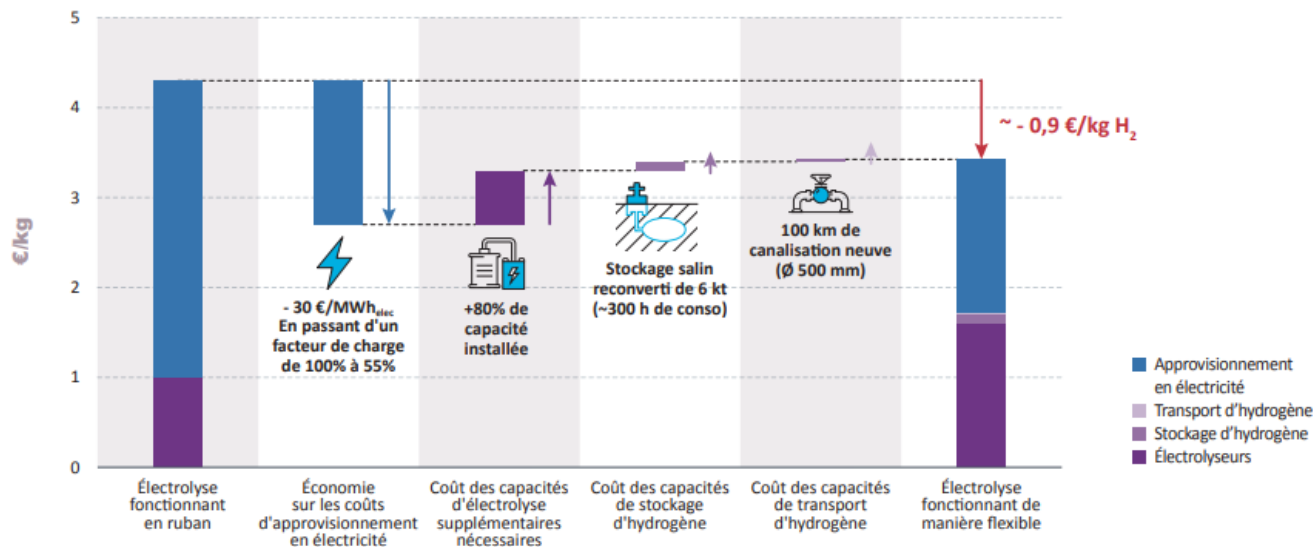


L'étude RTE-GRTgaz et le Bilan prévisionnel 2023 montrent l'intérêt économique pour le système électrique et pour la compétitivité de l'hydrogène à développer le stockage d'hydrogène en cavité saline dès 2030

- Les bénéfices pour le système électrique peuvent justifier d'investir dans des capacités de stockage en cavités salines, une canalisation pour connecter le stockage aux « bassins hydrogène » et le surdimensionnement de la capacité d'électrolyse
- Cette pertinence économique apparaît robuste aux hypothèses technico-économiques dès lors que la distance entre le bassin hydrogène et la cavité est de l'ordre de 100 km et que les volumes d'hydrogène concernés sont significatifs (> 50 kt/an).

Figure 30

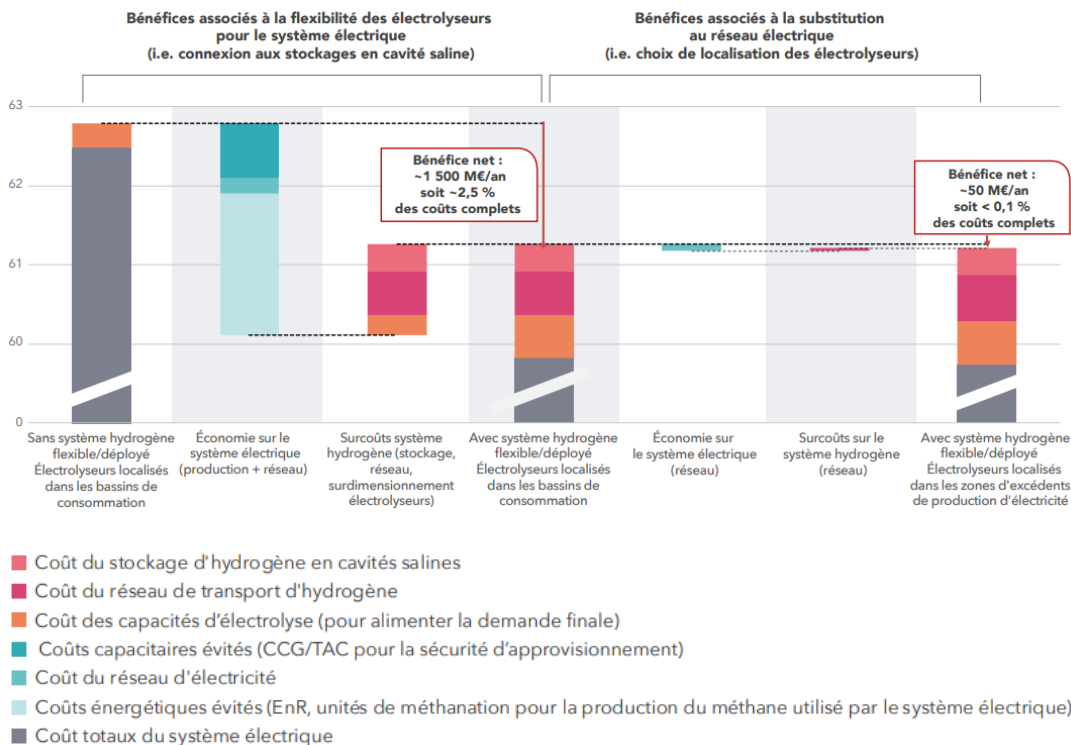
Bénéfices pour la collectivité associés à la flexibilisation de la production d'hydrogène dans un bassin industriel grâce à la connexion avec une cavité saline. Scénario A-ref à l'horizon 2030 – hypothèses de coût de l'électricité en ruban de ~65 €/MWh et hypothèses de coût de référence pour les infrastructures hydrogène.



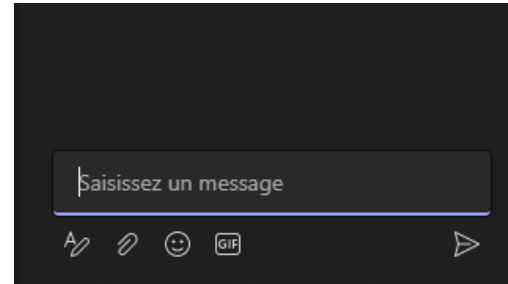
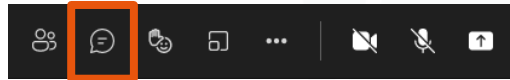
L'étude RTE-GRTgaz a permis d'identifier que la priorité du développement d'un réseau de transport d'hydrogène porte sur la connexion aux stockages

- Le principal intérêt des infrastructures 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.
- Au second ordre**, le développement de canalisations de transport d'hydrogène pourrait aussi permettre à des horizons au-delà de 2035, de localiser les électrolyseurs **pour limiter certains besoins de renforcement sur le réseau électrique, en particulier dans des configurations de très fort développement de l'électrolyse**. Des analyses au cas par cas seront nécessaires

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)



Des questions ?

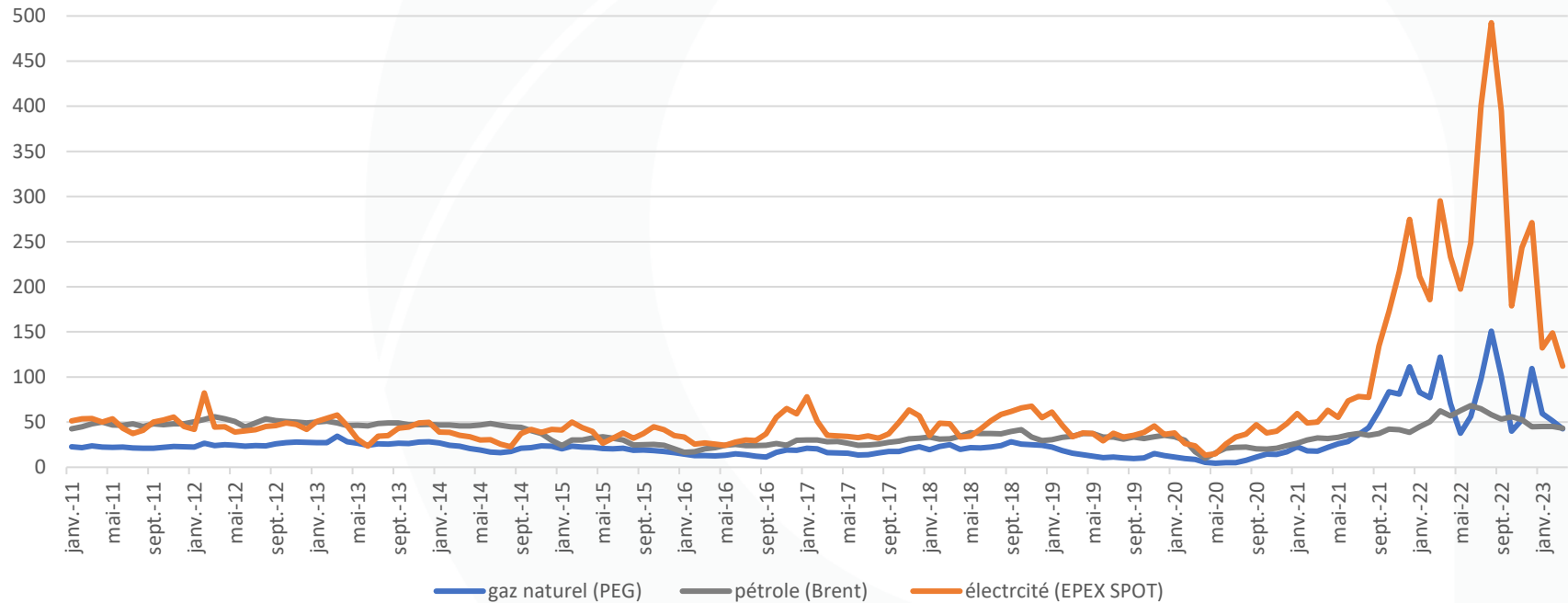




ENJEUX DE COMPÉTITIVITÉ DE L'HYDROGÈNE BAS CARBONE FACE À SES ALTERNATIVES

Le prix de l'électricité, source de production de l'hydrogène, présente une compétitivité faible face au gaz naturel sur les dernières années.

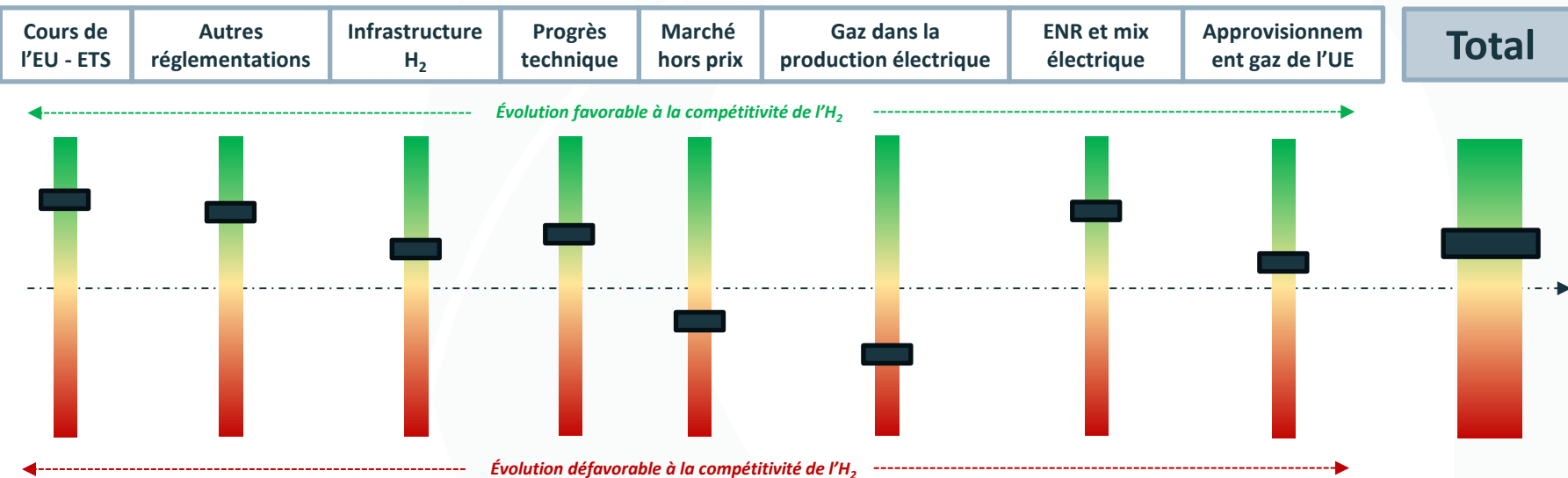
Prix spot mensuel des différentes énergies (€/MWh)



D'après, chiffres clés de l'énergie SDES, 2023^[1]

Plus largement, la compétitivité de l'hydrogène décarboné dépendra de certains indicateurs clés, intuités comme favorables à l'avenir (3/3)

Analyse de sensibilité de la compétitivité de l'H₂ à l'horizon 2050



La compétitivité de l'hydrogène, bien que limitée à date, est cependant vue comme croissante dans l'avenir, principalement via :

- Les évolutions de mix énergétiques (déploiement des ENR, réduction approvisionnement en pétrole et gaz), vu comme structurant plutôt après 2030,
- Les politiques publiques de l'UE (quota carbone, réglementation, investissement dans les infrastructures...).



Les leviers disponibles pour rendre l'hydrogène compétitif dépendent principalement des choix politiques européens.



La production d'acier sera marquée une part variable de recyclage, et une concurrence entre filière DRI-Gaz naturel-CCS et DRI H₂ pur

	H ₂	DRI – Hydrogène pur	DRI – Gaz naturel - CCS	DRI – Biométhane	Acierie électrique - Recyclage des ferrailles
Description du process et du rôle de l'H ₂		Le minerai de fer est préréduit directement à l'hydrogène, avant d'être fondu en aciérie électrique	Le minerai de fer est préréduit directement via un mélange de CO et d'H ₂ produit via gaz naturel, avant d'être fondu en aciérie électrique. Le CO ₂ émis est alors capté	Le minerai de fer est préréduit directement via un mélange de CO et d'H ₂ produit via biométhane, avant d'être fondu en aciérie électrique.	La ferraille (déjà préréduite) est fondue dans un four arc électrique en mélange avec de l'acier primaire
Impact carbone		Bas 0,15 tCO ₂ /tacier	Haut à moyen De 0,95 (sans CCS) à 0,20 (avec CCS) tCO ₂ /tacier	Bas 0,20 tCO ₂ /tacier (estimé)	Bas 0,15 tCO ₂ /tacier
Maturité de la solution		Faible Technologie innovante (TRL 7) et la production massive d'H ₂ par électrolyse de l'eau est encore peu déployée (TRL 8)	Faible Le DRI-GN est une technologie innovante (TRL 8) et la captation carbone à grande échelle est peu déployée (TRL 7)	Moyenne Le DRI-GN est une technologie innovante (TRL 8)	Mature La filière aciérie électrique est existante
Coût et compétitivité à date		Les projets de production d'hydrogène mentionnent souvent 7€/kgH₂ comme prix à date. L'ADEME[1] mentionne que le DRI-Gaz naturel-CCUS est plus compétitif dès que le prix de l'hydrogène dépasse 2,4€/kgH₂ , ou que le gaz est en dessous de 112€/MWh . IL faudrait ainsi une taxe carbone à 162 €/MWh pour rendre la solution H2 compétitive face au gaz naturel. Avec un coût de production du biométhane autour de 90€/MWh , la solution DRI-Gaz naturel-CCUS est la plus rentable, la solution DRI-H ₂ est la moins rentable, et le DRI biométhane est une valeur intermédiaire			Étape secondaire du DRI, pas de rentabilité comparée
Limite technique ou physique		Pas de limite de production, limite sur l'infrastructure électrique et hydrique	Pas de limite de production, limite sur l'infrastructure de captation et stockage de CO ₂	Limite importante sur les volumes de biométhane produit	Limite sur la production, le taux de recyclé ne peut excéder 50%, limite sur l'infrastructure électrique
Pertinence		+	++	+	+++

Dans les façons de décarboner la production d'acier, la solution viendra d'un mix alliant **recyclage ferrailles et réduction directe**. Côté réduction directe, la **voie en hydrogène pur est aujourd'hui mal positionnée**: **techniquement moins mature**, elle est surtout **plus coûteuse**, et n'apporte pas de plus-values carbone spécifiques. Son développement est donc peu probable à date, et sera conditionné par la disponibilité et le prix du gaz naturel, et l'évolution de la taxe carbone.



La production de chaleur, un besoin avec de multiples alternatives plus compétitives que l'hydrogène

	H ₂	Gaz naturel - CCS	Biométhane	Biomasse	Pompe à chaleur	Électrification
Description du process et du rôle de l'H ₂	Réaction de combustion de l'hydrogène	Réaction de combustion du gaz naturel	Réaction de combustion du biométhane	Réaction de combustion de la biomasse	Concentration de la chaleur du milieu	Production de chaleur à partir de résistance électrique
Maturité de la solution	Maturé en émergence (TRL 7-8), des recherches sont en cours sur la verrerie/métallurgies/matériaux réfractaires	Mature sur la combustion du gaz, plus faible sur la capture et stockage gaz (TRL 7)	Mature, la combustion du méthane est bien connue	Mature la combustion de la biomasse est connue	Mature sur les chaleurs base température, plus prospectif sur la haute température	Mature sur les chaleurs base température, plus prospectif sur la haute température
Impact carbone	Fort 86 gCO ₂ eq/kWh	Moyen 47gCO ₂ eq/kWh (hyp. 75% d'efficacité de captage)	Moyen 44gCO ₂ eq/kWh	Faible 30gCO ₂ eq/kWh	Moyen 46gCO ₂ eq/kWh	Moyen 50gCO ₂ eq/kWh
Coût et compétitivité à date	Élevé Énergie : 180 €/MWh (hyp 6€/kgH ₂)*	Moyen Énergie : 70€/MWh + 15€/MWh capté	Moyen 100€/MWh (prix de production)	Bas 27€/MWh	Bas 40€/MWh (120€/MWh élec avec un COP 3)	Moyen 120€/MWh
Limite technique ou physique	Moyen Disponibilité électrique ou hydrique pour la production d'H ₂	Elevé Disponibilité d'infrastructure de stockage de carbone et taille critique	Moyen Disponibilité de la biomasse	Moyen Disponibilité de la biomasse	Faible Disponibilité électrique	Faible Disponibilité électrique
Pertinence BT	+	+	++	++	+++	++
Pertinence HT	++	++	++	+	×	+

L'hydrogène est ici peu pertinent à basse température : la solution est moins mature que les autres vecteurs, son gain en termes de décarbonation n'est pas supérieur aux autres vecteurs, et son coût est prohibitif. Cette voie se développera donc sans doute sur des usages de niches. A haute température, sa pertinence est plus importante.



RECOMMANDATIONS ET CONCLUSIONS

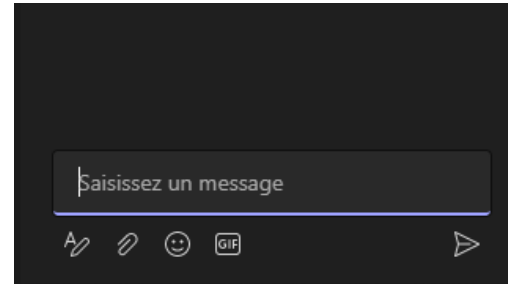
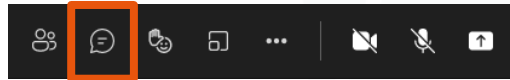
Les secteurs de l'hydrogène possèdent des atouts différents, rendant leur présence en 2050 plus ou moins probable (1/2)

Secteur	Sous-secteur	Présence d'alternatives à l'hydrogène	Pertinence de la solution vis-à-vis des autres solutions	Volumes déjà prévus	Volumes moyens anticipés* à 2050 (ktH ₂)	Pertinence de la décarbonation par kgH ₂
Méthanol	Synthèse du méthanol	Pas d'alternative	Forte	Oui	Haut	Haute
	Oléfines et HVC	Plusieurs voies	Moyenne	Non		Haute
Ammoniac et Engrais	Procédé Haber-Bosch	Pas d'alternative	Forte	Oui	Moyen	Haute
Divers ^[1]	Usages diffus	Pas d'alternative	Forte	Oui	Faible-Moyen	Haute
Raffinage	Biocarburants (HVO)	Pas d'alternative	Forte	Partiel	Faible	Haute
	Biocarburant (biokérosène)	Pas d'alternative	Forte	Non		Haute
	Carburants fossiles (hydrodésulfuration)	Pas d'alternative	Forte	Non	Faible	Haute
Production d'acier	Voie DRI-H ₂	Plusieurs voies	Moyenne	Non	Moyen	Haute
	Voie Hauts Fourneaux	Plusieurs voies	Faible	Non	Faible	Faible
Transport avec usage d'H ₂ direct	Transport maritime	Voies multiples	Moyenne	Non	Haut	Haute
	Transport aérien	Plusieurs voies	Moyenne	Non		
	Transport routier	Voies multiples	Faible	Partiel		
	Transport ferroviaire	Voies multiples	Moyenne	Non		
Power-to-X	Power - stockage saisonnier à long terme	Voies multiples	Forte	Non	Haut	NA
	Liquid - Production de e-carburant	Plusieurs voies	Moyenne	Non		Moyenne
	Gaz - Production de e-méthane	Plusieurs voies	Faible	Non		Moyenne
Production de chaleur et injection réseau	Usage direct industrie (HT)	Plusieurs voies	Moyenne	Non	Moyen	Moyenne
	Usage direct industrie (BT)	Voies multiples	Faible	Non		
	Injection H ₂ dans le gaz naturel	Voies multiples	Faible	Non		

Les secteurs de l'hydrogène possèdent des atouts différents, rendant leur présence en 2050 plus ou moins probable (2/2)

Secteur	Sous-secteur	Probabilité de présence en 2050
Méthanol	Synthèse du méthanol	
	Oléfines et HVC	
Ammoniac et Engrais	Procédé Haber-Bosch	
Divers ^[1]	Usages diffus	
Raffinage	Biocarburants (HVO, biokérosène)	
	Carburants fossiles (hydrodésulfuration)	
Production d'acier	Voie DRI-H ₂	
	Voie Hauts Fourneaux	
Transport avec usage d'H ₂ direct	Transport maritime	
	Transport aérien	
	Transport routier	
	Transport ferroviaire	
Power-to-X	Power - stockage saisonnier à long terme	
	Liquid - Production de e-carburant	
	Gaz - Production de e-méthane	
Production de chaleur et injection réseau	Usage direct industrie haute température	
	Usage direct industrie basse température	
	Usage direct bâtiment	
	Injection H ₂ dans le gaz naturel	

Des questions ?



Actualités ALLICE

Vos prochains rendez-vous ALLICE :



16 janvier

Intégrations technologiques de PAC pour l'industrie



6 février

Traitement des fumées



13 mars

Journée commune
AXELERA - TENERDIS
- ALLICE (Lyon)



25 mars

Visite site
TERREAL
(Chagny)



3 avril

Forum national des
Eco-entreprises du
PEXE (Paris)



3 avril

Visite du LRGP
(Nancy)



14-15 mai

MIX.E Salon du mix
énergétique neutre
(Lyon)



12 juin

Club PRIME
Réunion plénière



Septembre

Congrès biennal
2025 (Paris)



20 novembre

Club PRIME
Réunion plénière

MERCI À TOUTES ET À TOUS !

Etude réalisée par :

- Maëlle THALLER, Adil HAMMOUCH, Matthew CLEARY (BLUNOMY)
- Adrien ALDEGUER, Grégory DESMIDT, Sophie DUMESNIL (Pôlenergie)

Etude pilotée par :

- Ilyas GAIN-NACHI – Alliance ALLICE - ilyas.gain-nachi@alliance-allice.com





Contacter ALLICE

contact@alliance-allice.com

+33 (0)4 72 44 49 11

www.alliance-allice.com

Alliance ALLICE
Chez CETIAT
25 Avenue des Arts
69100 Villeurbanne
FRANCE



ANNEXES
