

**A l'aube d'une nouvelle
ère**

**Bouleversements
géopolitiques et nouvelles
donnes énergétiques**



**France
Hydrogène**

Engagée pour la transition écologique

Nice

1^{er} Décembre 2022

Philippe BOUCLY, Président

FRANCE HYDROGENE

s'inscrit dans une dynamique très forte



Les chiffres clés de la filière*



* Septembre 2022

- Membre du **Conseil National de l'Hydrogène**
- Membre de Hydrogen Europe et de l'**Alliance pour l'hydrogène Propre**
- Membre de la **Task Force Hydrogène** en partenariat avec MEDEF International

L'hydrogène va jouer un rôle majeur dans la transition énergétique

Favoriser le développement des énergies renouvelables

« Décarboner » les usages énergétiques finaux

Permettre une intégration à grande échelle des énergies renouvelables dans la production d'électricité

Distribuer l'énergie dans tous les secteurs et toutes les régions

Stocker de l'énergie et accroître la résilience des systèmes



Décarboner le secteur des transports



Décarboner l'énergie dans l'industrie

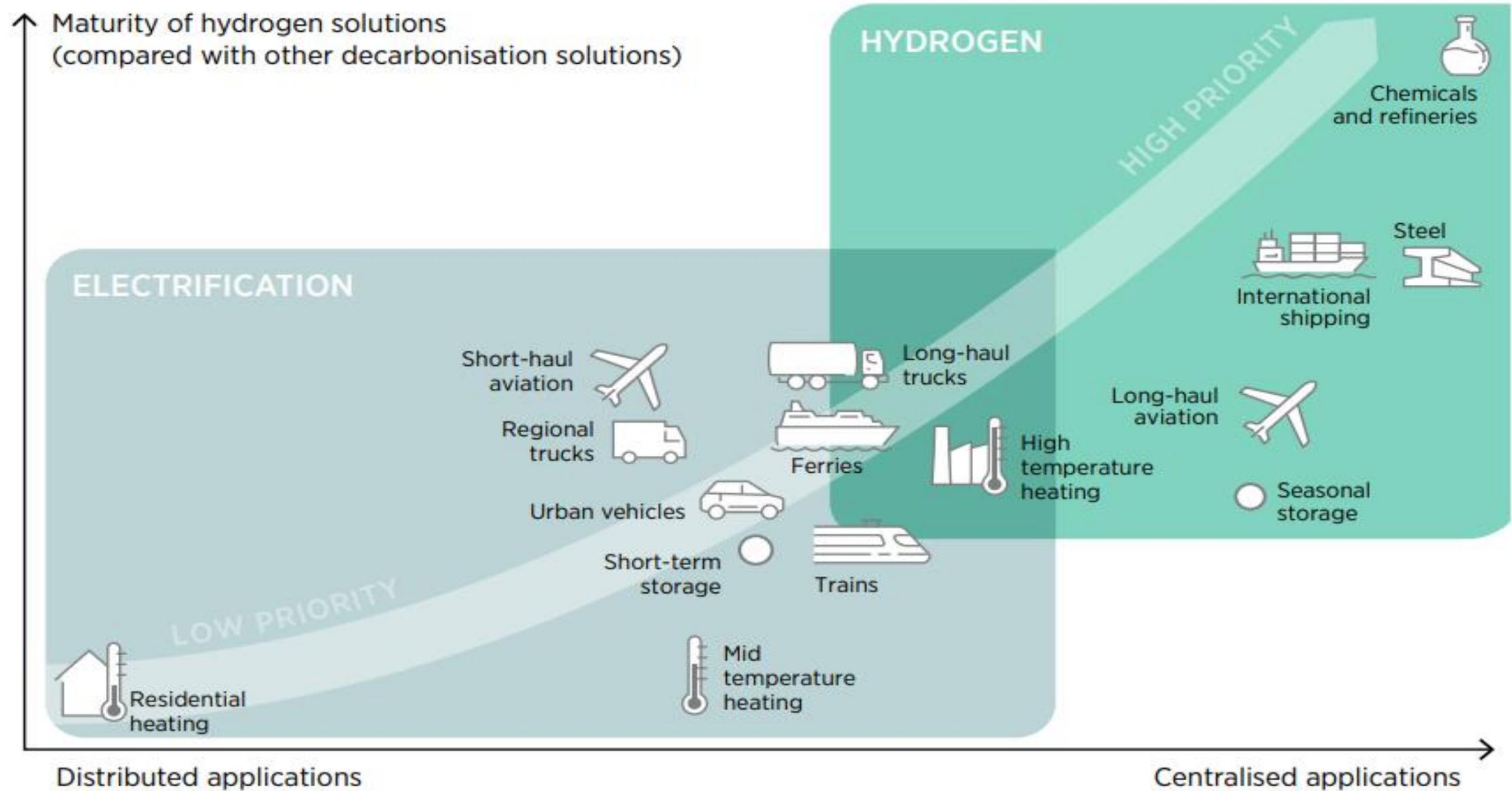


Contribuer à décarboner chaleur et électricité dans le résidentiel / tertiaire



Fournir une matière première renouvelable

Usages prioritaires de l'hydrogène – »Hard to abate« sectors



Source: IRENA (2022e).

Stratégie hydrogène française (8 Septembre 2020)



▪ Axe 1 : Décarboner l'industrie

- Objectif : constituer une filière française compétitive de l'électrolyse



▪ Axe 2 : Développer les mobilités professionnelles

- VUL, Bus, poids lourds, trains, bateaux, avions

▪ Axe 3 : Développer la R&D&I



- Mise en place d'un programme prioritaire de recherche « Applications de l'hydrogène » via l'ANR et Campus des métiers et des qualifications dédiées à l'hydrogène

✓ Au total : **7,2+1,9 Mds€** d'ici 2030 (dont **3,4** sur la période 2020-2023)

6500 MW d'électrolyse – **680 000** tonnes

✓ Objectif : générer entre **50 000** et **150 000** emplois directs et indirects

✓ Cadre européen (Stratégie, RE Power EU, **IPCEI**)

Soutien du gouvernement français



Le développement de la filière exige de développer :

- **La production d'hydrogène et l'offre de technologies de production de l'hydrogène**
 - construire des giga-factories d'électrolyseurs,
- **La demande**
 - Pour décarboner les sites industriels
 - Pour produire les équipements (piles, réservoirs, etc..) pour la mobilité hydrogène et des véhicules à hydrogène
 - Pour développer l'infrastructure de transport, stockage et de distribution (stations de recharge)

MODALITES DE SOUTIEN

- « Appels à projets » (gérés par l'ADEME)
 - Briques technologiques : **350 Millions Euros**
 - Écosystèmes territoriaux (Industrie et mobilité) : **275 Millions Euros**
- **IPCEI** (Projet Important d'intérêt Européen Commun) : **2,1 Milliards Euros**
- Un mécanisme de soutien à la production d'hydrogène renouvelable ou bas carbone
- Un mécanisme spécifique pour les raffineries

Le déploiement à 2030 : Facteur 1000

7 bassins

(3 concentrent les 2/3 des besoins : Nord, Vallée de Seine, Méditerranée)

➤ **680 à 1090 kt** d'hydrogène renouvelable ou bas carbone

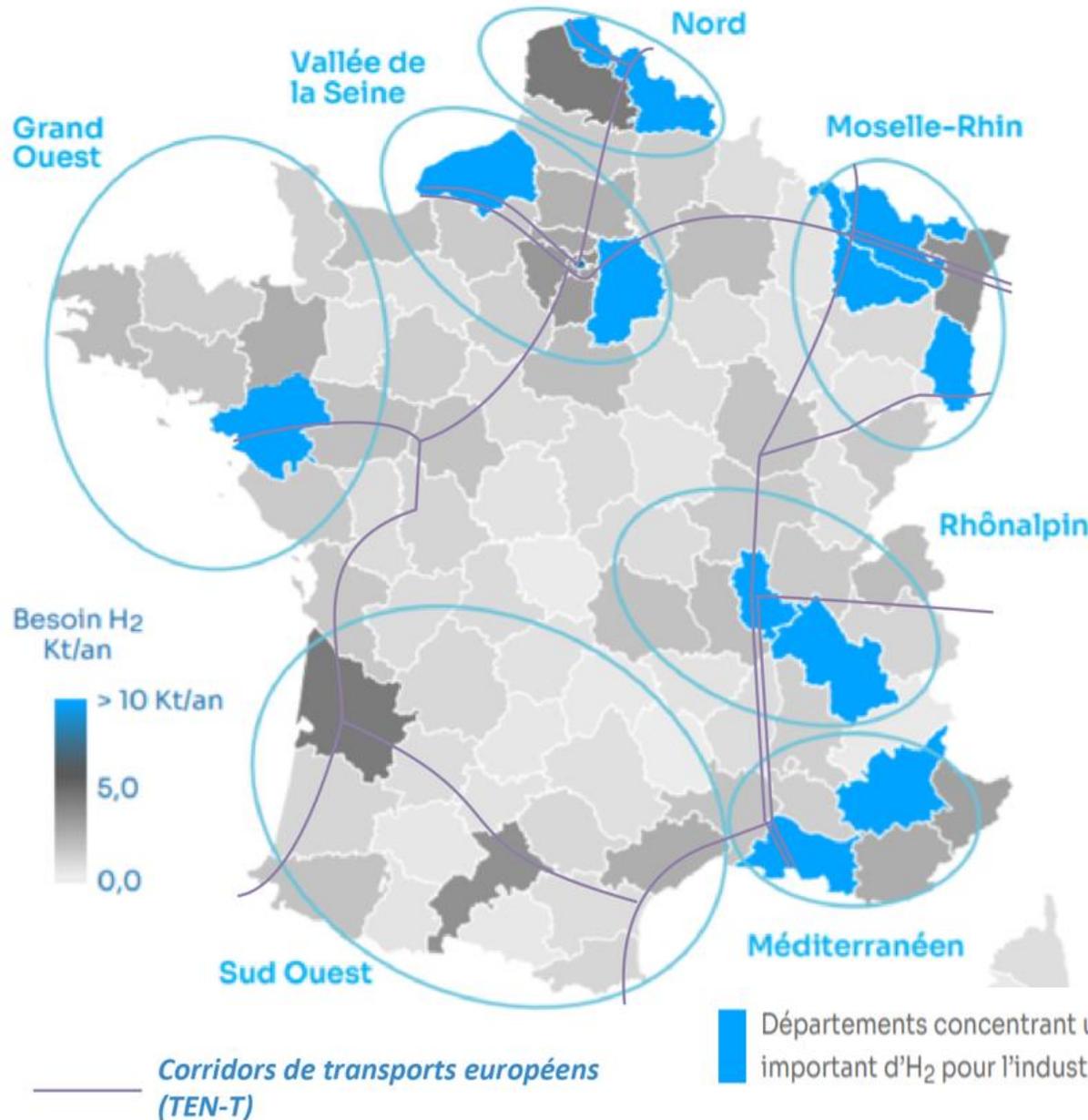
(880 kt H₂ « gris » actuellement)

➤ Production H₂ par électrolyse

❖ **6500 MW** : conforte la Stratégie Nationale

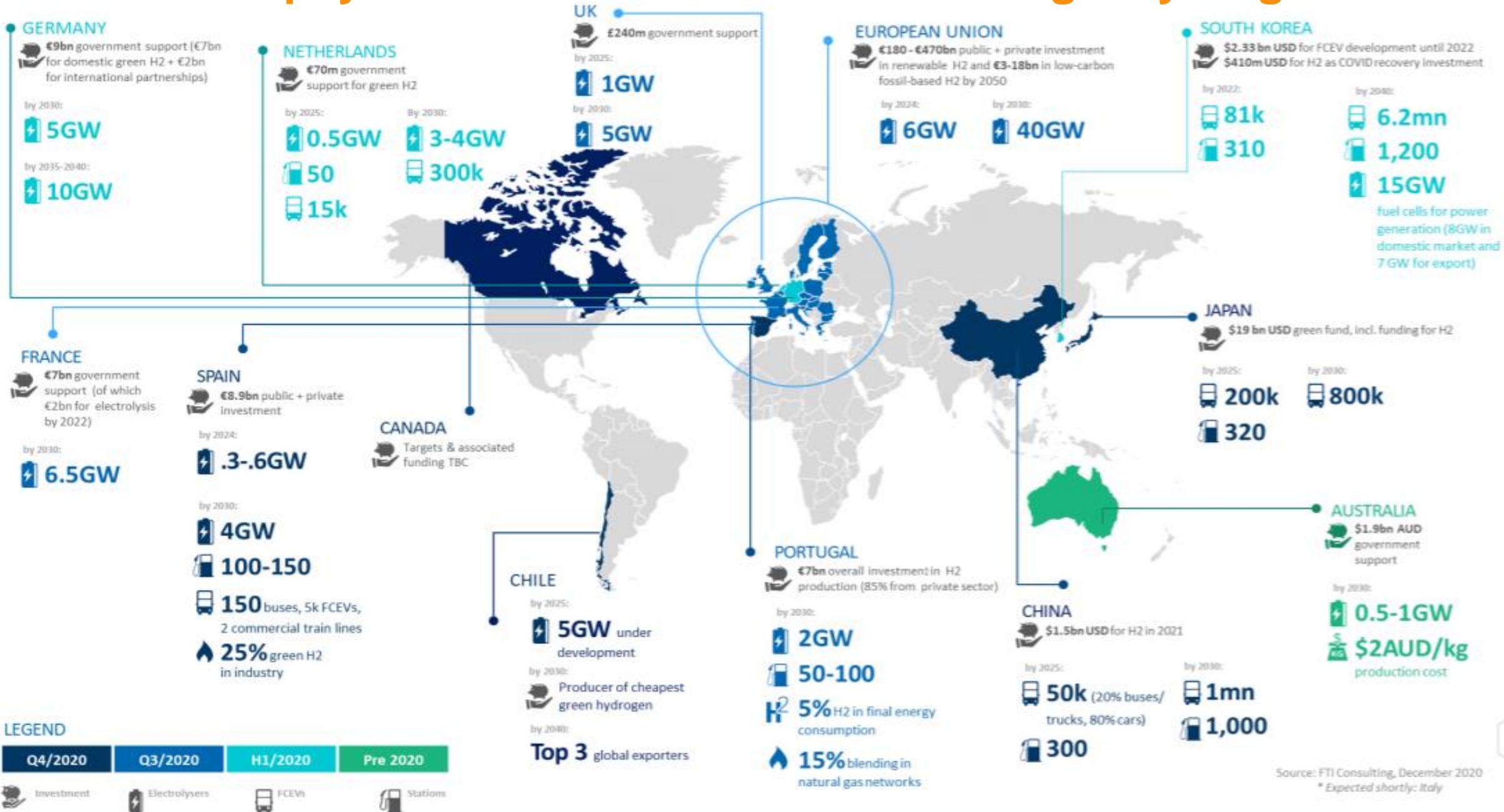
❖ Ambition + : **10 000 MW**

➤ **1000 à 1700** stations H₂, publiques en majorité



UNE DYNAMIQUE MONDIALE

Plus de 30 pays dans le monde ont une stratégie hydrogène

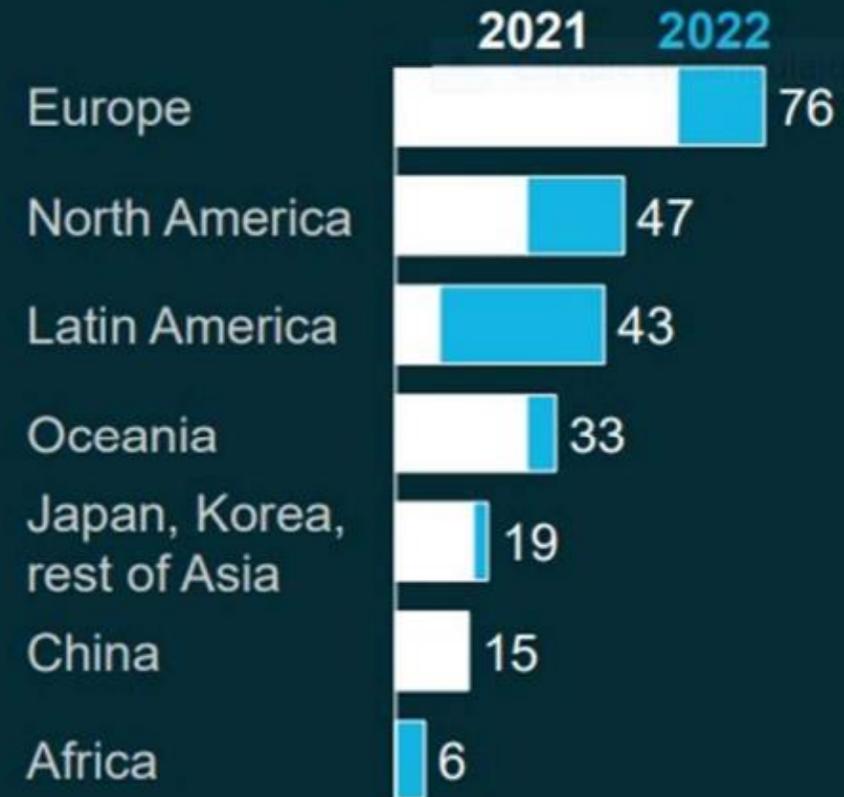


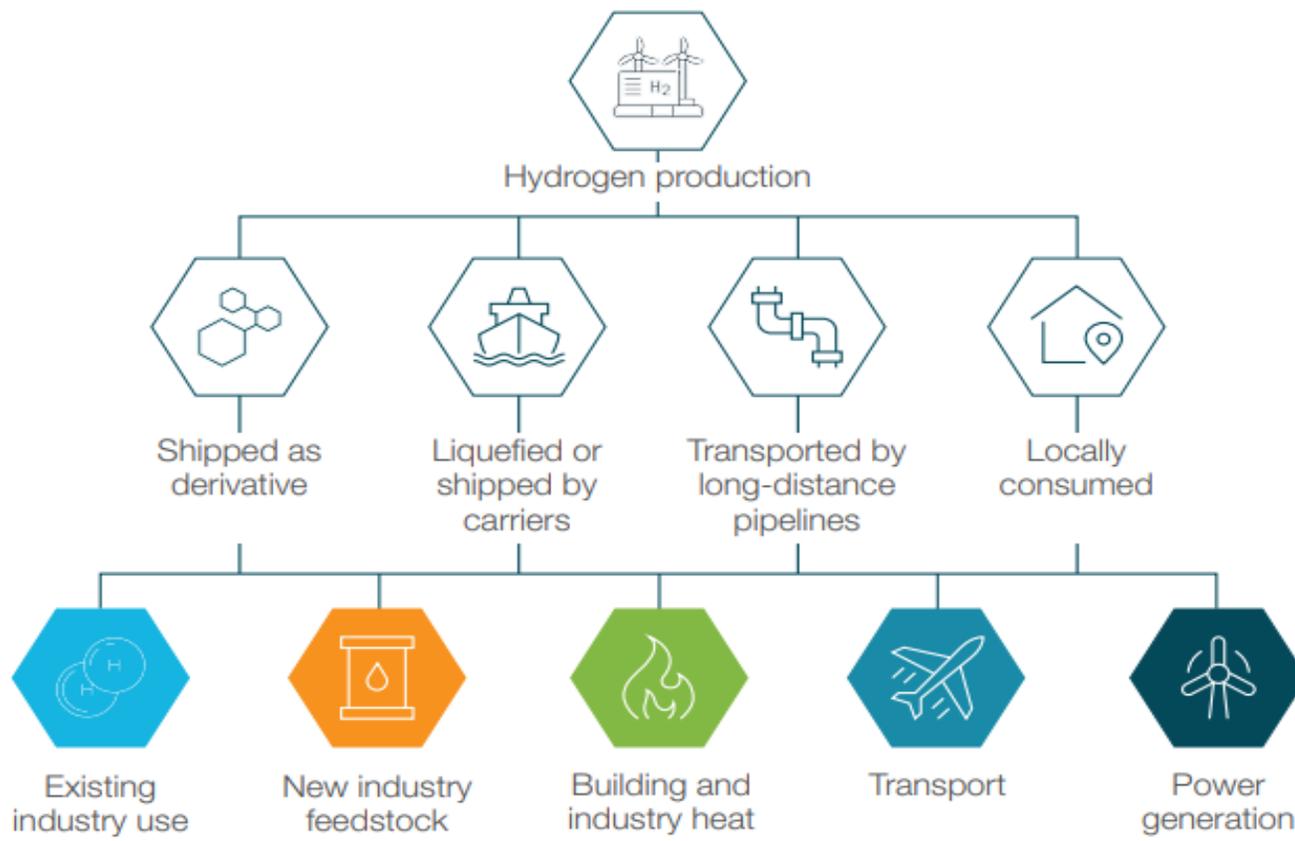
680+ projects announced globally



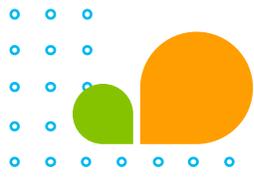
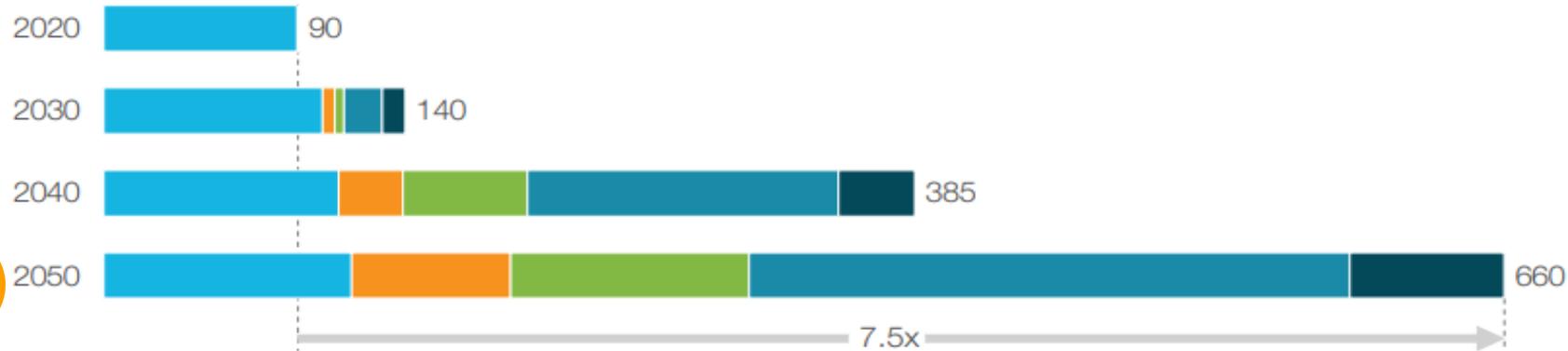
\$240 B

investments required to develop projects announced until 2030





Hydrogen demand, million tons



Beaucoup d'annonces mais peu de décisions

Source : Mac Kinsey pour Hydrogen Council _S1 2022



\$130 B announced investments considered mature

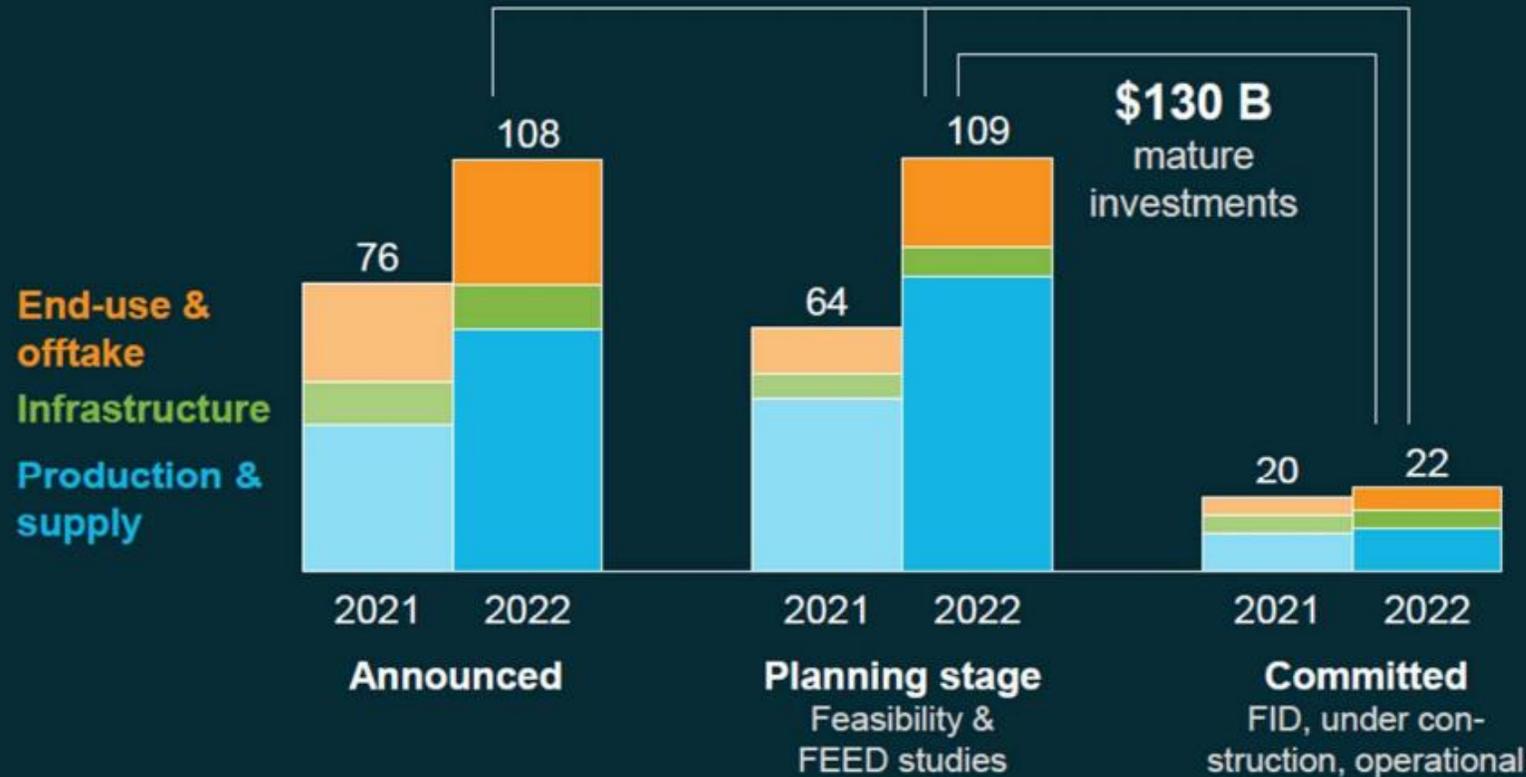
Direct hydrogen investments until 2030, \$B

680+ projects

522 in 2021

but little growth in decisions

\$240 B total announced investments



+50%

investment growth
in 6 months

65%

of investments
focus on supply

REPower EU (18 Mai 2022)

10 Mt produites en Europe

10 Mt importées (dont 4 en NH3)

Doubler le nombre de Vallées Hydrogène

3 corridors principaux

- Méditerranée
- Mer du Nord
- **Ukraine** (dès que les conditions le permettront)



- H₂ pipelines by conversion of existing natural gas pipelines (repurposed)
- Newly constructed H₂ pipelines
- - - Export/Import H₂ pipelines (repurposed)
- - - Subsea H₂ pipelines (repurposed or new)

- Countries within scope of study
- Countries beyond scope of study

- ▲ Potential H₂ storage: Salt cavern
- Potential H₂ storage: Aquifer
- ◆ Potential H₂ storage: Depleted field
- Energy island for offshore H₂ production
- ★ City, for orientation purposes



La Dorsale Européenne The European Hydrogen Backbone ("EHB")

29 pays (31 TSO)

28 000 km en 2030 / 53 000 km en 2040
(Retrofit : 60 %)

80 à 140 GEUR d'ici 2040

Coût = 0,11 à 0,21 EUR/kg/1000 km

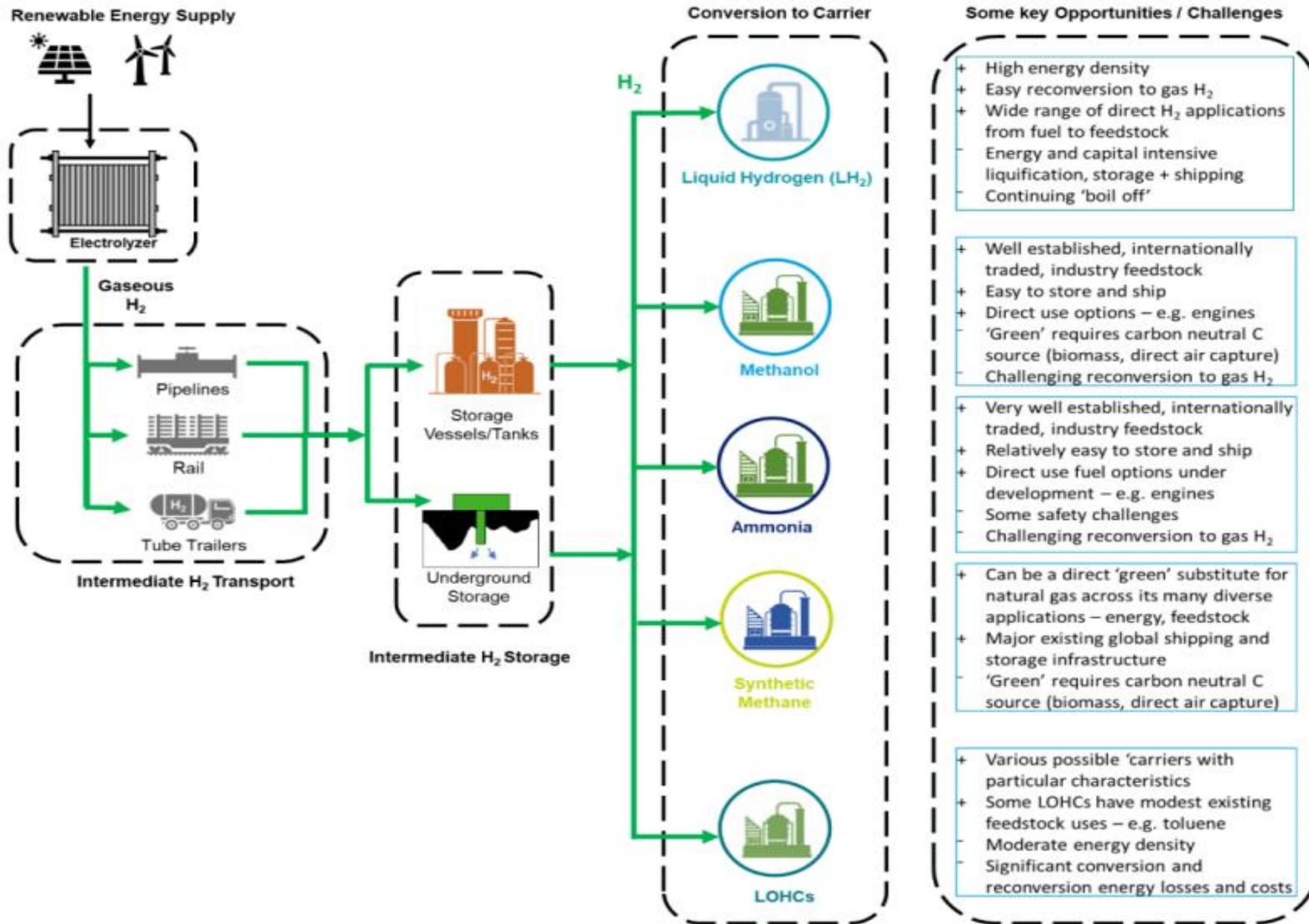
Vers un marché européen de l'hydrogène



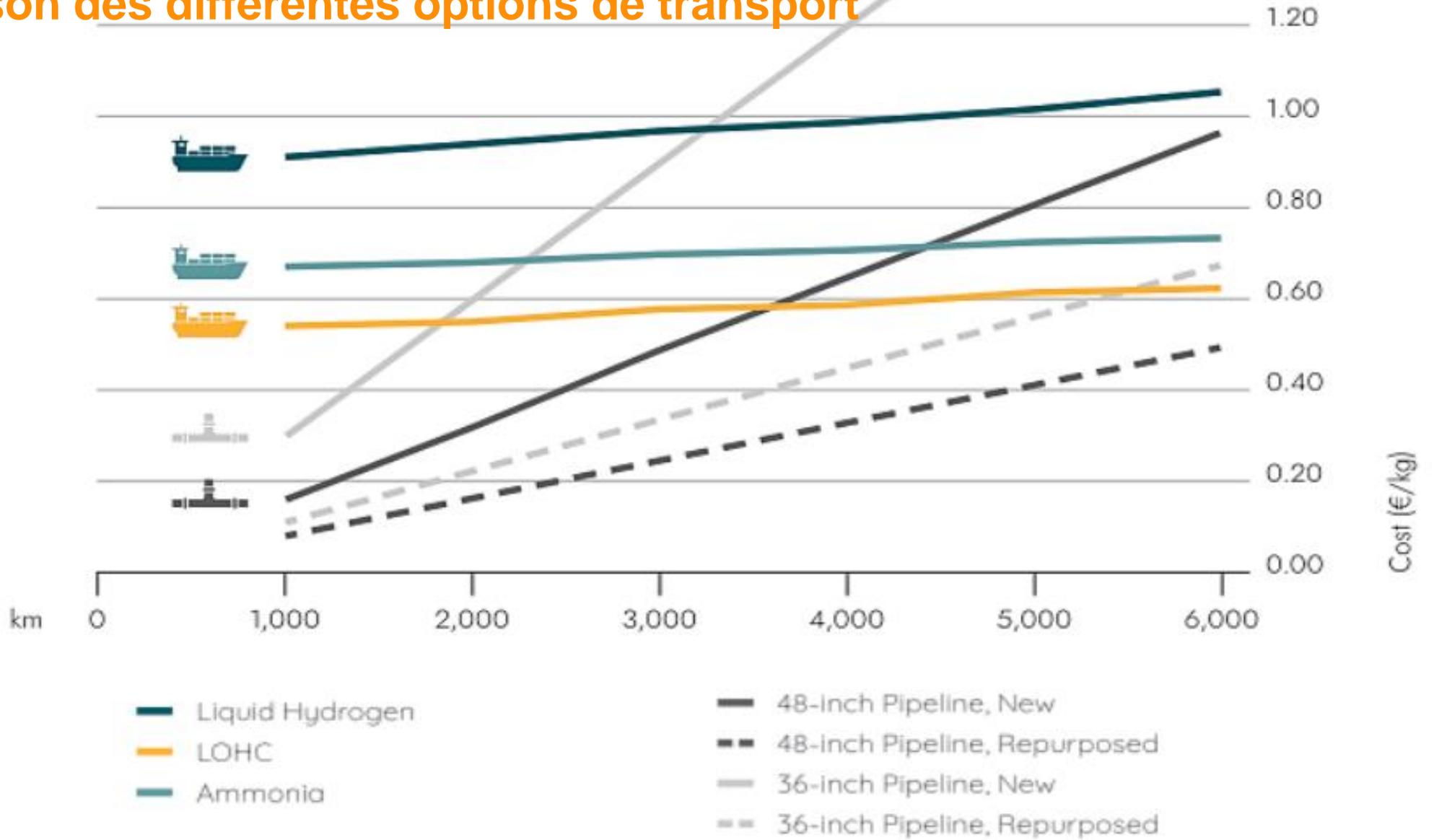
- 1. MosaHYc (avec Creos) :** 100 km entre la France et l'Allemagne (2026)-Pipe converti
- 2. RHYn :** 100 km (60 km convertis) entre Chalampé et Mulhouse (2028), extension possible à Basel (2029)
- 3. DHune (avec Fluxys) :** Etude d'une canalisation entre la France et la Belgique (Open season - région de Valenciennes)



Divers modes d'exportation de l'hydrogène

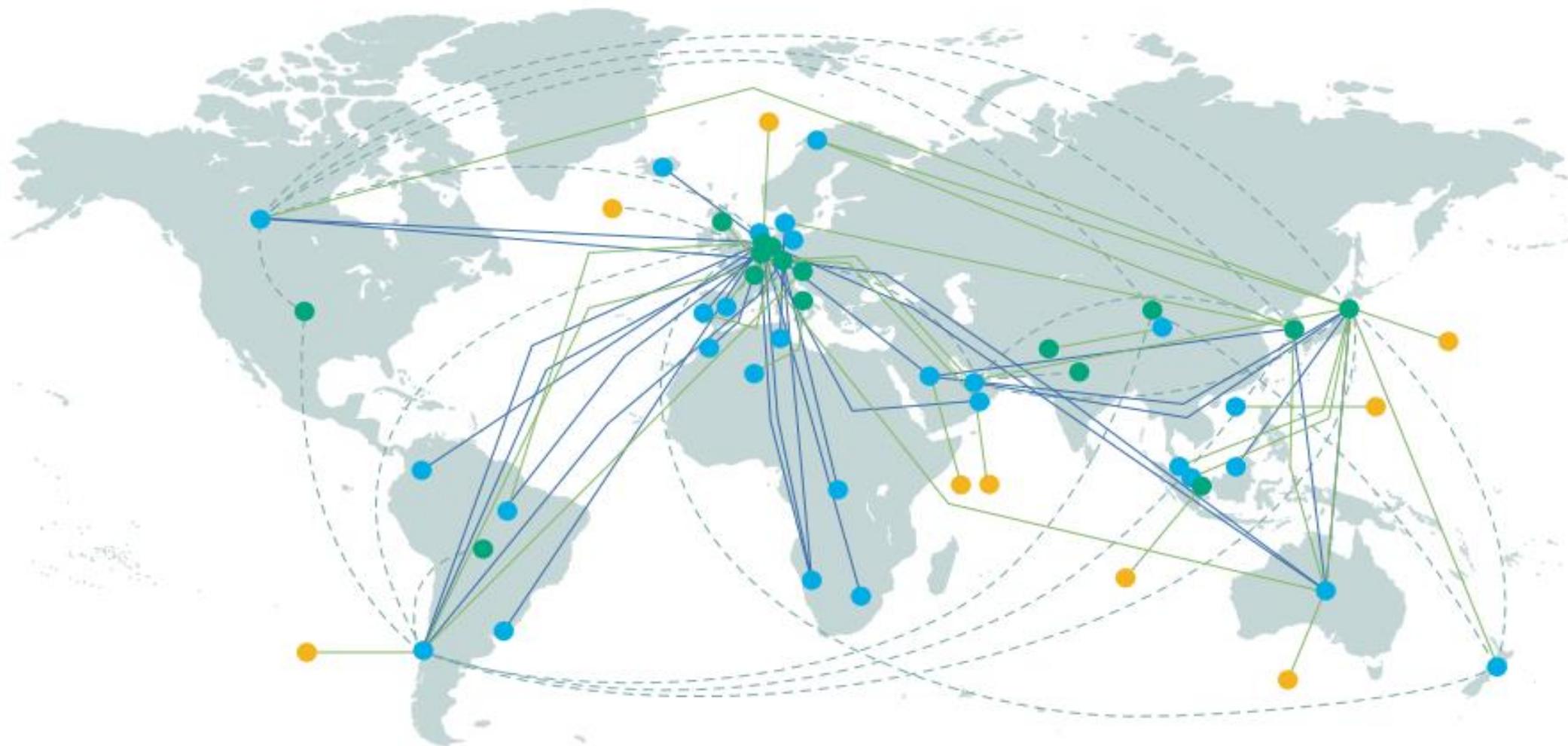


Comparaison des différentes options de transport



Source: European Hydrogen Backbone (2021)

Annonces d'accords bilatéraux pour le commerce de l'hydrogène



● Import ● Export ● Undefined trade partner — Public/public — Private/private - - Routes mentioned in strategies

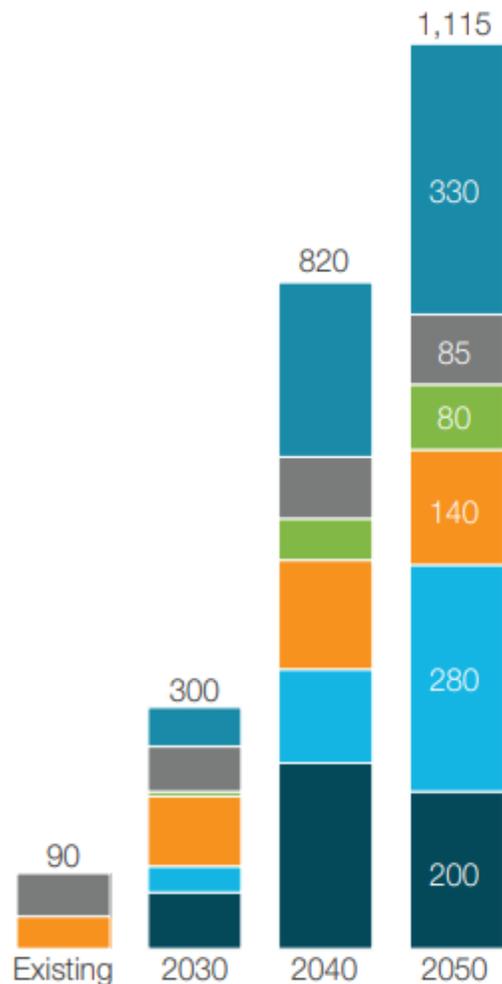
Hydrogen and derivative supply, 2050, million tons per annum (MTPA)

Green steel
 Methanol
 Synthetic kerosene
 Ammonia
 Shipped hydrogen
 Pipeline

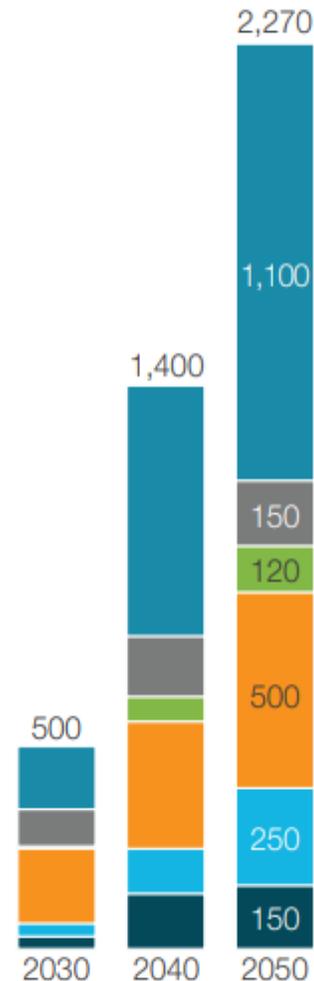


1. Long-distance trade is defined as trade across distances of more than 1,000 km. It is estimated as a sum of 1) all international trade, 2) trade between split countries, most notably between eastern and western China, and 3) 65% of domestic production of Russia, Canada, the United States, western China, Brazil, and Australia.

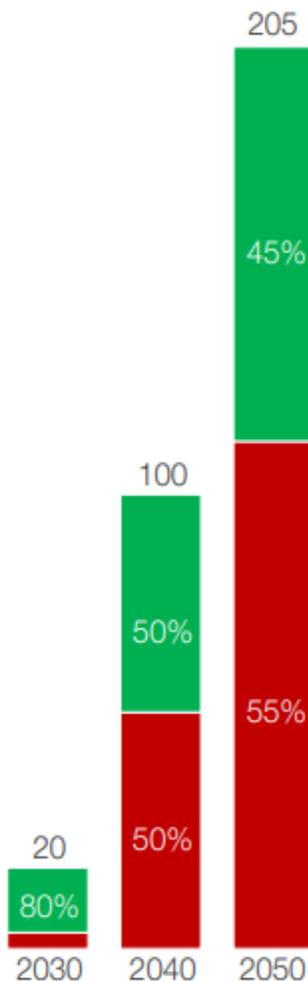
Number of ships¹



Port cargo tonnage,²
clean carriers/derivatives,
million tons per annum (MTPA)



Long-distance pipeline
transport,³ MTPA H₂



Plus de 1100 bateaux en 2050 pour transporter l'hydrogène et ses dérivés

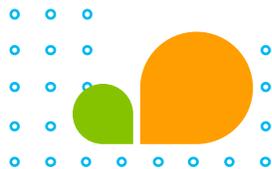
Seaborne trade



Piped trade



1. Assume the following sizes: green steel: 120,000 deadweight tons (dwt) (7 million tons hydrogen [MTH₂]); methanol (new): 60,000 dwt (11 KTH₂); methanol (existing): 45,000 dwt (8 MTH₂); synthetic kerosene 50,000 dwt (37 MTH₂); ammonia (new): 60,000 dwt (11 MTH₂); ammonia (existing): 19,000 dwt (3 MTH₂); hydrogen: 6,000 dwt (6 MTH₂); CO₂: 19,000 dwt. Larger ammonia tanks would require technology advancements. Bigger liquid-hydrogen vessels are also being developed.
2. Annual volumes of hydrogen carriers, hydrogen derivatives, and biogenic CO₂ for synthetic kerosene transiting through export and import shipping terminals.
3. Does not include domestic pipelines that link production centers with either ports for exports or short-distance domestic transmission system operator (TSO) pipeline connections for hydrogen distribution.



Ordres de grandeur (A fin 2021)

- ❑ Capacités d'électrolyse = **550 MW** (+ 80 % comparé à 2020)
(dont 200 MW en Chine et 170 en Europe – 75% Alcalin – PEM essentiellement en Europe)
- ❑ Capacité de production d'hydrogène bas carbone = **0,9 Mt** (90 Mt)
- ❑ Capacité de production d'électrolyseurs = **3,5 GW** (**45 GW** prévu en 2025)
(+3,5 GW en 2022)
- ❑ Capacité de production de PàC = **11 GW** (**28 GW** prévu en 2025)
(+ 2 GW en 2022)
- ❑ **730 HRS** en service – **51 600 FCEV**
- ❑ **425 000** Installations stationnaires

Disposer d'électricité en quantité **suffisante** et à prix **compétitif**

Objectif 2030 : 680 kt à 1090 kt soit **37 à 60 TWh**

RE Power EU : **10 Mt** en Europe et **10 Mt** hors d'Europe

Pour **10 Mt** , il faut **550 TWh** soit une capacité d'électrolyse d'au moins **125 GW**
(4 400 heures) et une capacité de production d'électricité > **125 GW**

- ❑ **REPower EU PV** : 159 GW à fin 2021- Objectif 2030 : **600 GW**
Rythme nécessaire : 50 GW/an soit **x 2,5** % 3 dernières années
- ❑ **Fit for 55 Eolien onshore** : 173 GW à fin 2021- Objectif 2030 : **480 GW**
Rythme nécessaire : 34 GW/an soit **x 4** % 3 dernières années
- ❑ **Stratégie EU Eolien offshore** : 15 GW à fin 2021- Objectif 2030 : **60 GW**
Rythme nécessaire : 5 GW/an soit **x 3** % 3 dernières années

Un cadre qui reste à préciser

- ❑ Le vote du Parlement européen le 14 septembre sur la révision de la directive « Energies renouvelables » (**RED III**) a changé la donne
 - Le vote de **l'amendement 13** du rapporteur Markus Pieper (PPE, Allemagne) entraîne :
 - Suppression de l'acte délégué **additionnalité** de la Commission européenne
 - Suppression du critère d'**additionnalité** pour la connexion directe et les PPA
 - La **corrélacion temporelle** est trimestrielle
 - En 2030, la Commission évalue si cette dernière doit devenir mensuelle, trimestrielle ou annuelle
 - La **corrélacion géographique** est nationale (y compris pays voisin)
 - Rejet de **l'amendement 14** qui prévoyait d'imposer les mêmes règles de l'AM13 encadrant la production domestique de RFNBO aux importations de RFNBO
- ❑ **Paquet Hydrogène & Gaz** : Eligibilité optionnelle de l'hydrogène bas-carbone aux cibles RED III

Arrêté sur les définitions de l'hydrogène

Art L811-1 du code de l'énergie

- Définit le seuil d'émission en $\text{kgCO}_2_{\text{eq}}/\text{kgH}_2$ pour l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène bas-carbone
- Pourrait être défini à **3,0 $\text{kgCO}_2_{\text{eq}}/\text{kgH}_2$** (taxonomie UE) ou à **3,38 $\text{kgCO}_2_{\text{eq}}/\text{kgH}_2$** (RED II)
- Dépendant d'une méthodologie d'évaluation des émissions de GES : **ACV complète** (base carbone ADEME) ou **ACV partielle** (RED II) ?

Décret sur les garanties d'origine et de traçabilité de l'hydrogène

Art L447-1 du code de l'énergie

- Définit les **modalités pratiques d'émission, de transfert, d'utilisation et d'annulation** des garanties d'origine (book & claim) et des garanties de traçabilité (mass balance) d'hydrogène renouvelable et bas-carbone
- Dépendant de la **désignation d'un gestionnaire du registre des GO/GT** : le cahier des charges pour lancer un appel d'offres serait prêt côté DGEC

Inflation Reduction Act : Soutien à l'hydrogène



Tax credit

Basic tax credit for qualified clean H₂, at \$0.60/kgH₂. Sliding scale (ref. 0.45kg lifecycle CO₂e/kgH₂).



Timespan

Tax credit scheme: 10 years (cumulative with tax credits for electric, from renewable sources) (direct payment scheme is also envisaged, but more complex)



Max. scheme

Credit tax x5 if requirements on wage/apprenticeship are complied with. Up to \$3/kgH₂ of tax credit.



Storage

Additional 30% tax credit for storage facilities before 2025.



Tax credit eligibility criteria

- 1) H₂ facility must be owned by those who produce or invest
- 2) Qualified: green H₂ (requirements still unclear)
- 3) Facility construction before 2033



FCEVs/HRS

- FCEV = BEV tax credits
- \$7'500 per new fuel-cell car
 - \$14'000 per new fuel-cell truck
 - \$100'000 per HRS



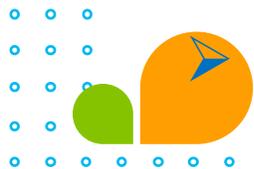
Blue hydrogen

Blue hydrogen eligible, but stringent measures (+ green H₂).

+ \$5.8 billion scheme until 2026 for decarbonising energy-intensive industries
+ promotion of offshore wind, solar and nuclear energy

EN CONCLUSION

- **Pas de réussite de la transition énergétique sans Hydrogène**
- **Dynamique très forte au plan mondial : une nouvelle géopolitique de l'énergie se met en place**
- **Vecteur énergétique polyvalent – Approche systémique – Pas de solutions unique (Exploiter les atouts de chaque pays)**
- **Massifier pour réduire les coûts : construire des écosystèmes territoriaux, changer d'échelle, importation**
- **L'Europe a de forts atouts : l'enjeu est industriel et c'est maintenant !**



Préciser rapidement Règles ET soutien financier public

MERCI POUR VOTRE
ATTENTION



France
Hydrogène

Engagée pour la transition écologique