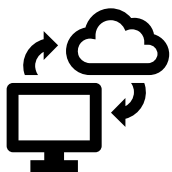




Colloque Power to Gas

Le 22 octobre 2020
en webinaire

Quelques informations avant de démarrer



Ce Colloque est enregistré



Merci de couper vos micros et vos caméras



Posez vos questions grâce au Fil de discussion en direct

La Filière hydrogène et Power to Gas, une chance pour réindustrialiser l'Europe et développer les échanges internationaux	CEA - Paul Lucchese – Chair of IEA Hydrogen TCP
Stratégie Nationale Hydrogène : L'action des pouvoirs publics	Ministère de la Transition Ecologique - DGEC – Tudor Florea – Chargé de Mission Hydrogène
Les réseaux de gaz au service du développement de la filière hydrogène	GRTgaz - Anthony Mazzenga – Directeur Gaz renouvelables
Retour d'Expérience du projet GRHYD à Dunkerque	ENGIE Lab CRIGEN - Isabelle Alliat - Coordinatrice du projet GRHYD
Déjeuner	
Panorama des technologies de Power to H2 et Power to Méthane	Fabricants français de technologies d'électrolyse et de méthanation - Areva H2 Gen, Energo, Mc Phy, Terrawatt
Clôture du Colloque	

Ouverture du Colloque

par le Président du Club Power to Gas de l'ATEE

Sylvain LEMELLETIER



La Filière hydrogène et Power to Gas, une chance pour réindustrialiser l'Europe et développer les échanges internationaux :
Les recommandations de l'IEA Hydrogen TCP.

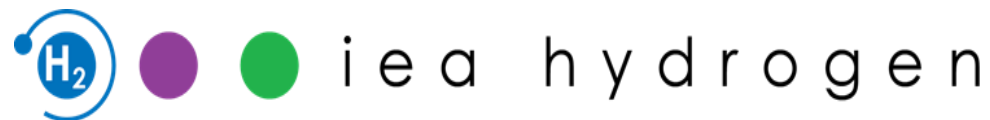
Paul LUCCHESI

Chair of IEA Hydrogen TCP





cea



La Filière hydrogène et Power to Gas,

Les travaux de l'IEA et de la Task 38 de l'IEA Hydrogen TCP

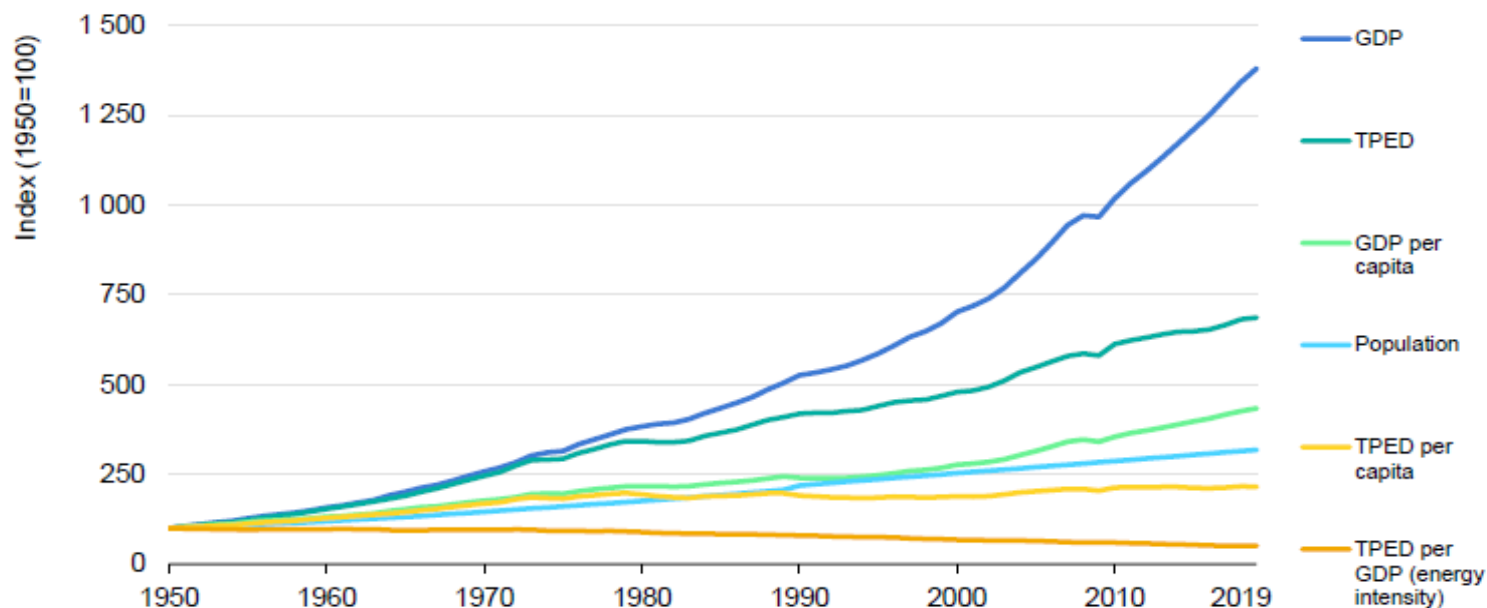
Paul Lucchese
CEA, Chair, IEA Hydrogen TCP

Plan de la présentation

- Quelques conclusions des travaux et recommandations de l'IEA et du rapport IEA« The future of Hydrogen » pour le G20 au Japon
 - Pourquoi l'hydrogène? Pourquoi maintenant ?
 - Ce qu'il faut faire d'ici 2030
- Le passage au Scale-Up: une chance pour l'Europe?
 - Massification et industrialisation des technologies
 - Vers une nouvelle géopolitique de l'énergie et des nouvelles localisations industrielles
- Résultats de la Task 38 de l'IEA Hydrogen TCP: « Power to H2 and H2 to X »
 - Présentation de IEA Hydrogen TCP
 - Résultats Task 38 et recommandations
- Prochaines étapes

LES TENDANCES DU SYSTÈME ÉNERGETIQUE

Figure 1.1 Global total primary energy demand, population and GDP, 1950-2019



IEA 2020. All rights reserved.

Note: TPED = total primary energy demand.

Energy demand has historically been driven by GDP and population, reaching a sevenfold increase from 1950.

Source IEA, ETP 2020

- L'intensité énergétique diminue sur une base régulière et dans presque tous les pays
Intensité énergétique: énergie nécessaire pour faire 1 \$ de PIB

Où en sont les émissions de CO₂ ?

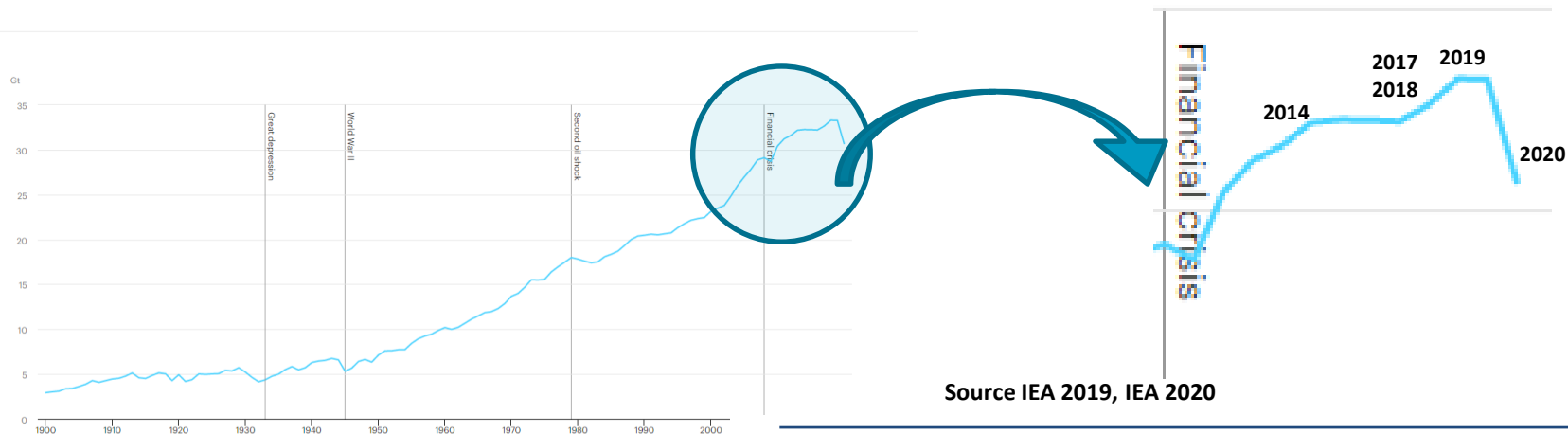
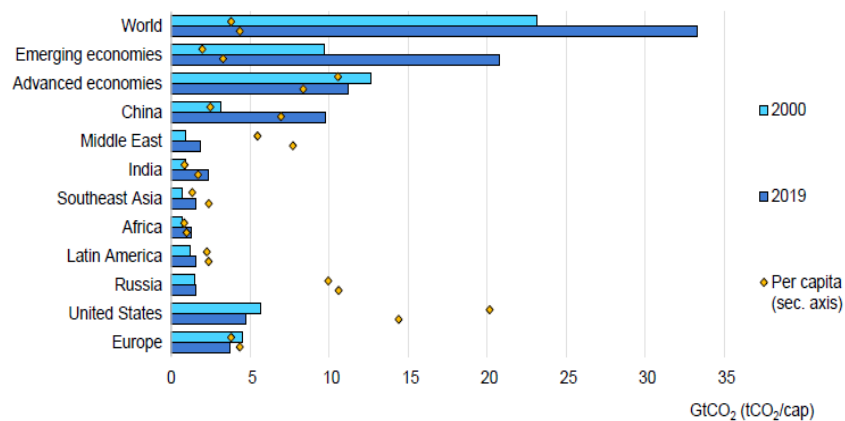
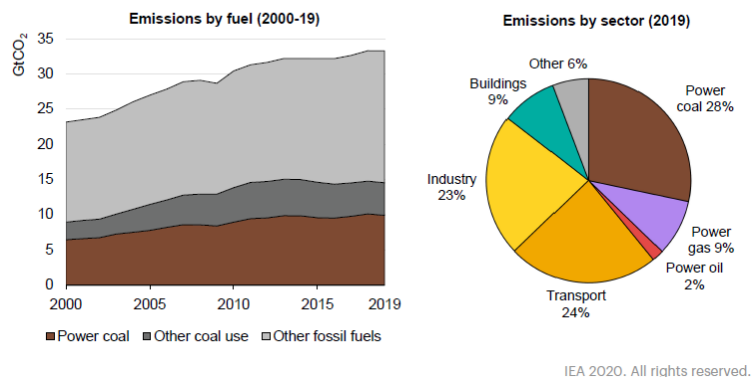


Figure 1.10 Global energy-related CO₂ emissions by region

Figure 1.9 Global energy-related CO₂ emissions by fuel (left) and sector (right), 2000-19

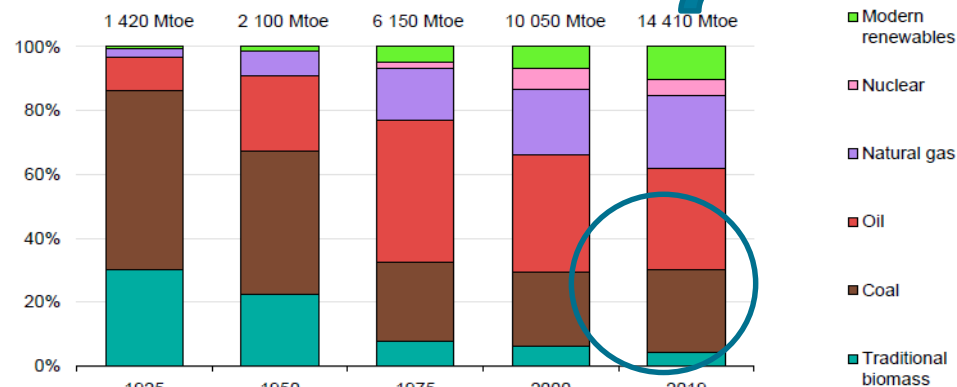


IEA 2020. All rights reserved.

Note: tCO₂/cap = tonnes of carbon dioxide per capita.

Répartition des sources d'énergie primaire: les évolutions d'un mix énergétique est lent (décennies)

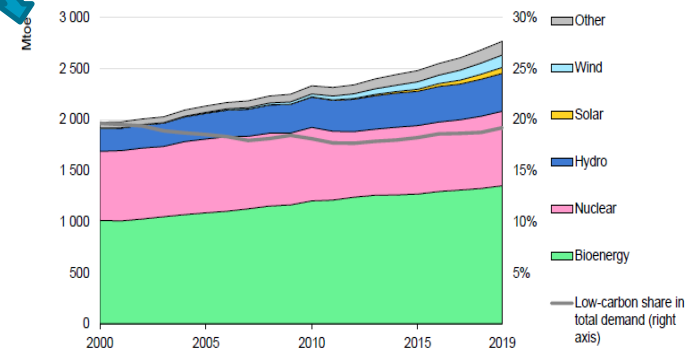
Figure 1.3 Global primary energy demand by fuel, 1925-2019



IEA 2020. All rights reserved.

Note: Modern renewables includes all uses of renewable energy with the exception of traditional use of solid biomass.

Figure 1.4 Primary demand for low-carbon energy sources, 2000-19



IEA 2020. All rights reserved.

Notes: Mtoe = million tonnes of oil equivalent. Other includes geothermal and marine energy.

Bioenergy remains the single largest category of renewables, though solar PV and wind power have increased the fastest in recent years.

Source	Petrole	Charbon	Gaz naturel	Nucléaire	Biomasse traditionnelle	Bioenergie moderne	Hydraulique	PV	Eolien	Autres renouvelables
%	32	26	22	5	4	6,4	2,5	0,7	0,9	0,5

- Malgré une croissance impressionnante du PV et de l'éolien du à une baisse des coût spectaculaire depuis 20 ans, et un parc installé de plus de 1300 GW(200GW par an!), la part du PV et éolien dans la consommation finale et mondiale d'énergie est autour de 1,5 %
- Les ENR variables sont maintenant majoritaires dans l'accroissement de la puissance électrique (mais pas 100% de ce fait les émissions augmentent) mais n'adressent ni le stock ni les autres secteurs
- La biomasse traditionnelle + Bioenergies moderne représente 69 % de la contribution des renouvelables

Source Wikipedia, BP Statistical review, Irena Renewables Capacity Statistic 2018, IEA ETP 2020

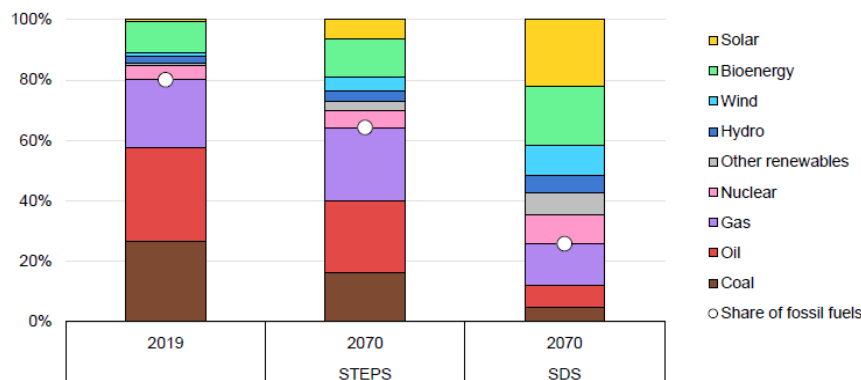
Où faut il aller pour un monde neutre en carbone en 2070 ou 2050 ?

- Hypothèses IEA: la consommation finale mondiale 2050 à peu près équivalente 2020 malgré une croissance économique, malgré une augmentation de la population
- Pourquoi: gains en efficacité énergétique, électrification
- Ratio Energie/Unité de PIB: -66 % d'ici à 2070 soit 2,2% par an (-1,6 % entre 1990 et 2020)
- Effort massif d'investissement requis (X4 à X 8 par rapport au niveau actuel)

Table 2.1 Primary energy demand by fuel and scenario (Mtoe)

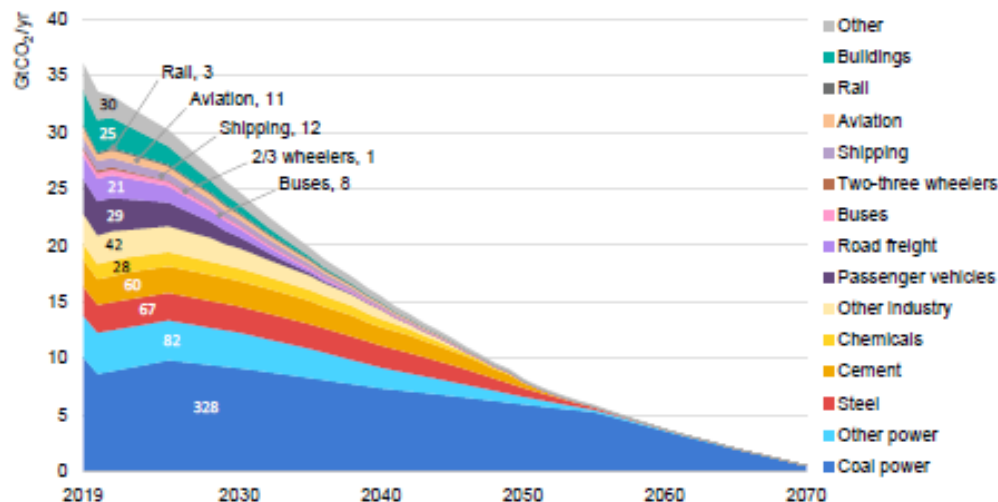
	Sustainable Development Scenario			Stated Policies Scenario
	2019	2040	2070	2070
Coal	3 783	1 309	696	3 188
Oil	4 523	3 000	1 156	4 778
Natural gas	3 336	3 056	2 048	4 786
Nuclear	728	1 140	1 472	1 101
Renewables	2 220	5 325	9 905	6 013
Hydro	371	585	840	716
Modern bioenergy	935	2 365	2 948	2 252
Traditional use of biomass	588	0	0	287
Solar	118	1 156	3 414	1 283
Wind	123	759	1 564	845
Other renewables	86	461	1 140	630
Total	14 590	13 830	15 278	19 865
Net CO₂ emissions (MtCO₂)	36 064	16 834	0	35 737

Figure 2.5 Global primary energy demand by fuel share and scenario, 2019 and 2070

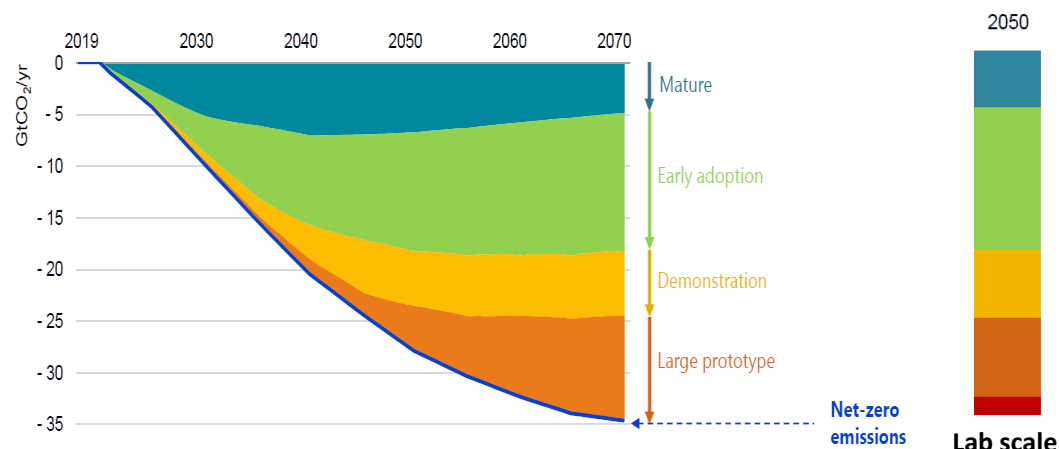


IEA 2020. All rights reserved.

Certains secteurs sont difficiles à décarboner



Global CO₂ emissions reductions in the Sustainable Development Scenario, relative to baseline trends



Source: IEA ETP 2020

Pourquoi l'hydrogène connaît cette fois un tel « momentum »?

- Emissions CO2 sont croissantes alors que les ENR (PV Eolien Biomasse) n'ont jamais connu une aussi forte croissance>> **H2**
- Difficulté de décarboner profondément des secteurs comme l'industrie, les transports, difficulté des ENR à pénétrer ces marchés >> **H2**
 >> **SECTOR COUPLING**
- Les coûts des ENR a très fortement chuté dans certaines parties du monde (cf Portugal 15€/Mwh, 2 GW Abu Dhabi 11,2€/MWh) >> **H2 à partir d'électrolyse et de renouvelables compétitif**
- Certaines technologies **H2** sont matures techniquement
 - 15 000 véhicules, 400 stations, 24 000 Chariots élévateurs, 275 000 systèmes stationnaires
 - 300 projets de démonstration Prod et Power to Gas à l'échelle du 1-20 MW
 - Coûts d'une Pac divisés par 3 depuis 2015, par 10 depuis 2005, durée fonctionnement 10 000h- 80 000h
 - Turbine à gaz 100% H2
- **Flexibilité de l'hydrogène**
 - Source de production, Usages(mobilité, bâtiments, industrie), Power to gas, e-fuels, chimie
 - Mobilité: permet de découpler besoins en puissance réseau et besoin en energie
 - Stockage massif inter-saisonnier, transport longue distance
- **Hydrogène adresse plusieurs objectifs**: climat, Qualité air, sécurité d'approvisionnement, Développement économique, **accès à l'énergie**
- **Hydrogène** permet de prolonger l'utilisation des fossiles, de optimiser les assets d'infrastructures

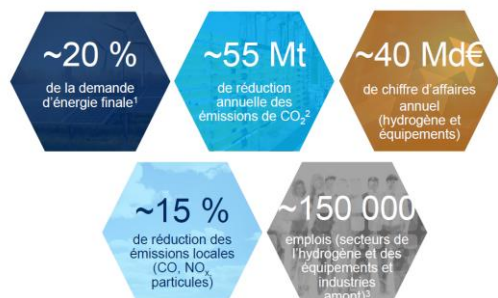
La place de l'hydrogène et de ses dérivés dans les scénarios énergétiques: entre 10 et 20 % dans un système énergétique décarboné

Scenario Hydrogen Council Monde



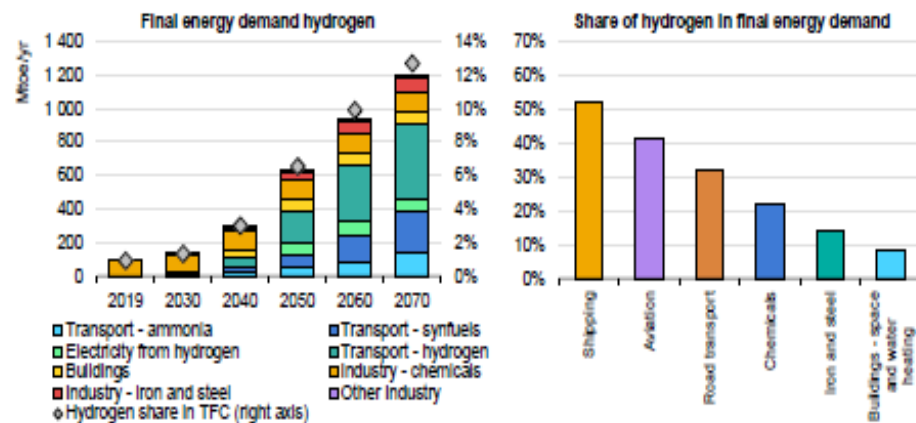
Afhypac France

A l'horizon 2050, l'hydrogène pourrait profiter au système énergétique, à l'environnement et à l'économie de la France



Vision Hydrogène 2050 (chiffres annuels)

Scénario IEA ETP SEPTEMBRE 2020



IEA 2020. All rights reserved.

Notes: TFC = total final consumption. Synfuels refer to synthetic hydrocarbon fuels produced from hydrogen and CO₂. Shares of hydrogen in the final energy demand include for transport modes ammonia and synthetic hydrocarbon fuels.

13 % Demande finale Energie

Union Européenne: 14 %

Mais le « momentum » est fragile, nombreux challenges

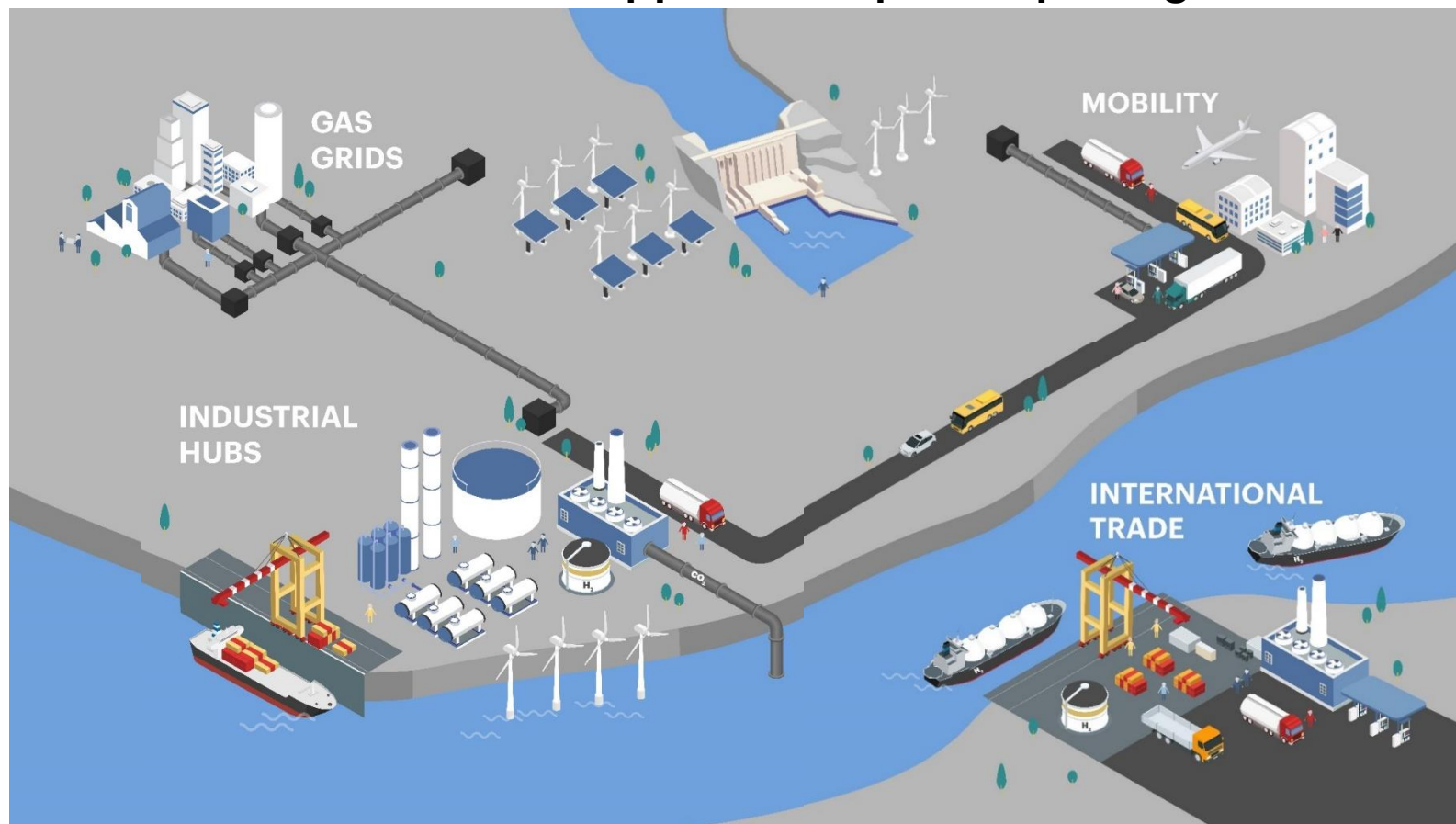
- Le déploiement de l'hydrogène dépend de la vitesse/accélération des politiques climatiques
 - Déploiements précoces mais impact limité sur le climat, Massification moyen long terme incertain
 - Manque d'engagements contraignants pour un système énergétique propre et durable
- Les coûts restent élevés (chaîne Hydrogène et usages)
 - Volet production pas assez clairs sur les différentes chaînes de valeurs: centralisés/décentralisés, coût transport/distribution
 - Incertitudes sur le CCS CCUS
- Complexité de la chaîne de valeur
 - Rend difficile l'établissement de la confiance pour les investisseurs
 - Coordination nécessaire des investissements publics et privés, y compris au niveau international à un niveau jamais vu
 - Incertitudes sur les investissements publics dans les pays
 - Innovations à faire dans les relations contractuelles
 - Nécessité de penser « horizontal » entre secteurs, Nécessité de modélisation prenant en compte la complexité
- Le déploiement de l'infrastructure est lent et nécessite une planification et une coordination des parties prenantes à différentes échelles territoriales
- Barrières réglementaires
 - Normes, Sécurité
 - Taxes
 - ACV
 - Création d'un marché pour l'hydrogène bas carbone

Synthèse des principales recommandations

- Permettre les Investissements nécessaires d'ici 2030: 70 B\$ dont une partie sera publique pour adresser le risque des premiers investisseurs
 - 40 M tonnes décarboné 70-150 GW électrolyseur (gap 20B\$), Gaz naturel+CCS 6 B\$, Transport Distribution 30B\$, Chauffage Bâtiment et industrie: 17B\$ (inclus réseau gaz naturel)
- Besoin d'alignement des politiques publiques
 - Stratégies nationales
 - Coordination avec autorités locales investisseurs (commande publique)
 - **Éliminer barrières réglementaires, Standardisation(pression, sécurité)**
 - Investissement dans infrastructures, Incentives
 - Adresser le risque des actifs échoués
- **Collaboration internationale, et vision claire du rôle de l'hydrogène à long terme: travailler sur les modèles de scénarios énergétiques**
- **Favoriser émergence marchés et stimuler la demande pour l'hydrogène propre**
 - Réduire risque marché (contrat long terme, zone zéro émission, demande captive et récurrente)
 - Focaliser passage à l'échelle:(FC -45% si passage de 10 000 à 200 000/an, électrolyseur 400\$/kW ,70 GW)
 - Rechercher les synergies entre applications (« Ecosystèmes territoriaux »)
 - Augmenter taux utilisation infrastructure de distribution
 - Investir dans la production hydrogène bas carbone et renouvelables
- Soutenir la R&D et l'innovation, ainsi que les compétences

IEA

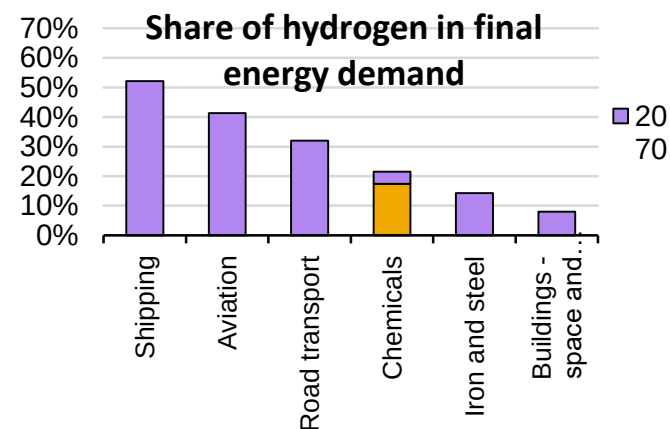
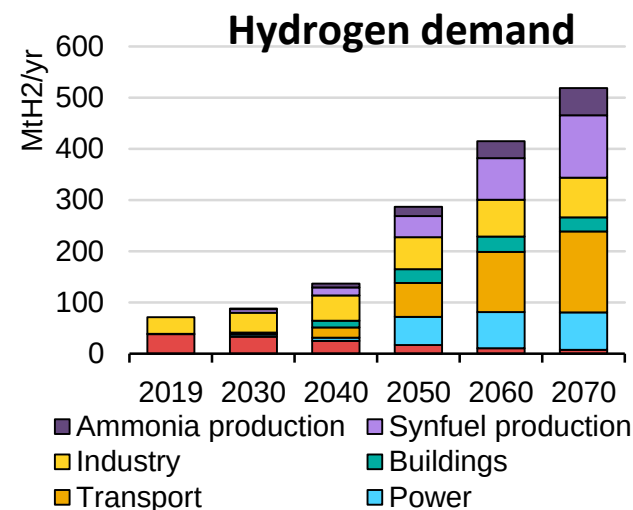
D'ici 2030 Focalisation sur 4 opportunités pour le passage à l'échelle



Le passage à l'échelle: une chance pour l'Europe ?

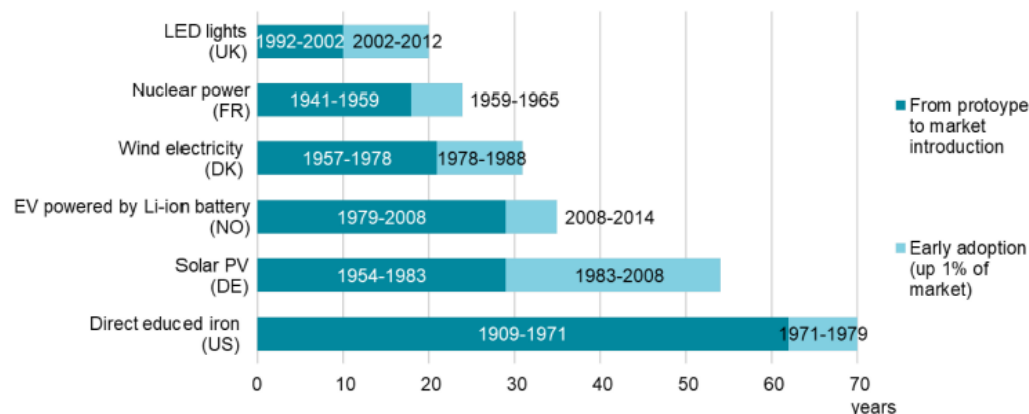
- ENR PV et éolien: 1 300 GW installé , les accords de Paris nécessitent de X par 30 à 60 ce parc
 - Passer de 1,3 TW à 50-100 TW
- Hydrogène à terme 2050 ou 2070
 - Représente par exemple 15 % de la consommation énergétique finale
 - équivalent de 600 Millions de tonnes (**x7 la production actuelle**)
 - Si tout était produit par electrolyse: 4000 GW (4 TW **3,4 TW pour l'IEA**) d'électrolyse full time
 - Soit (si PV et Eolien dédié) entre 12 et 30 TW affecté à la production d'hydrogène
- Hydrogène 2030: objectifs
 - Monde 40 millions de tonnes (equivalent 270 GW full time)
 - Europe: 40 GW ou 2x40 GW electrolyseurs
- Aujourd'hui:

puissance installée quelques dizaines de MW



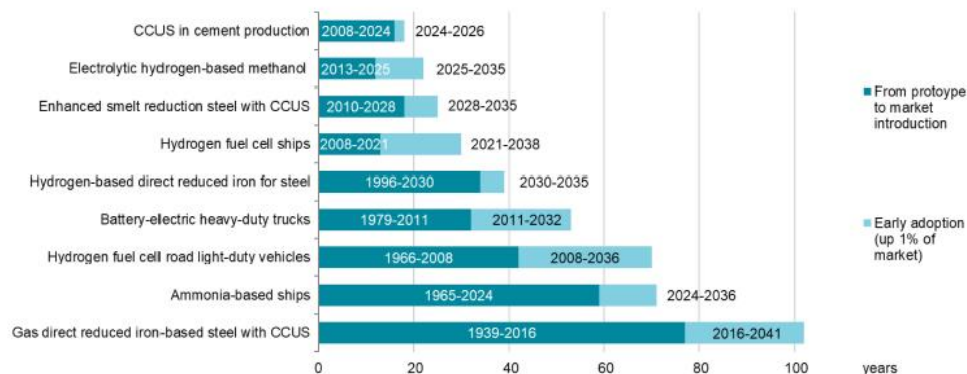
Du prototype au marché de masse...

Figure 3.5 Prototype to market introduction and early adoption periods for selected energy technologies

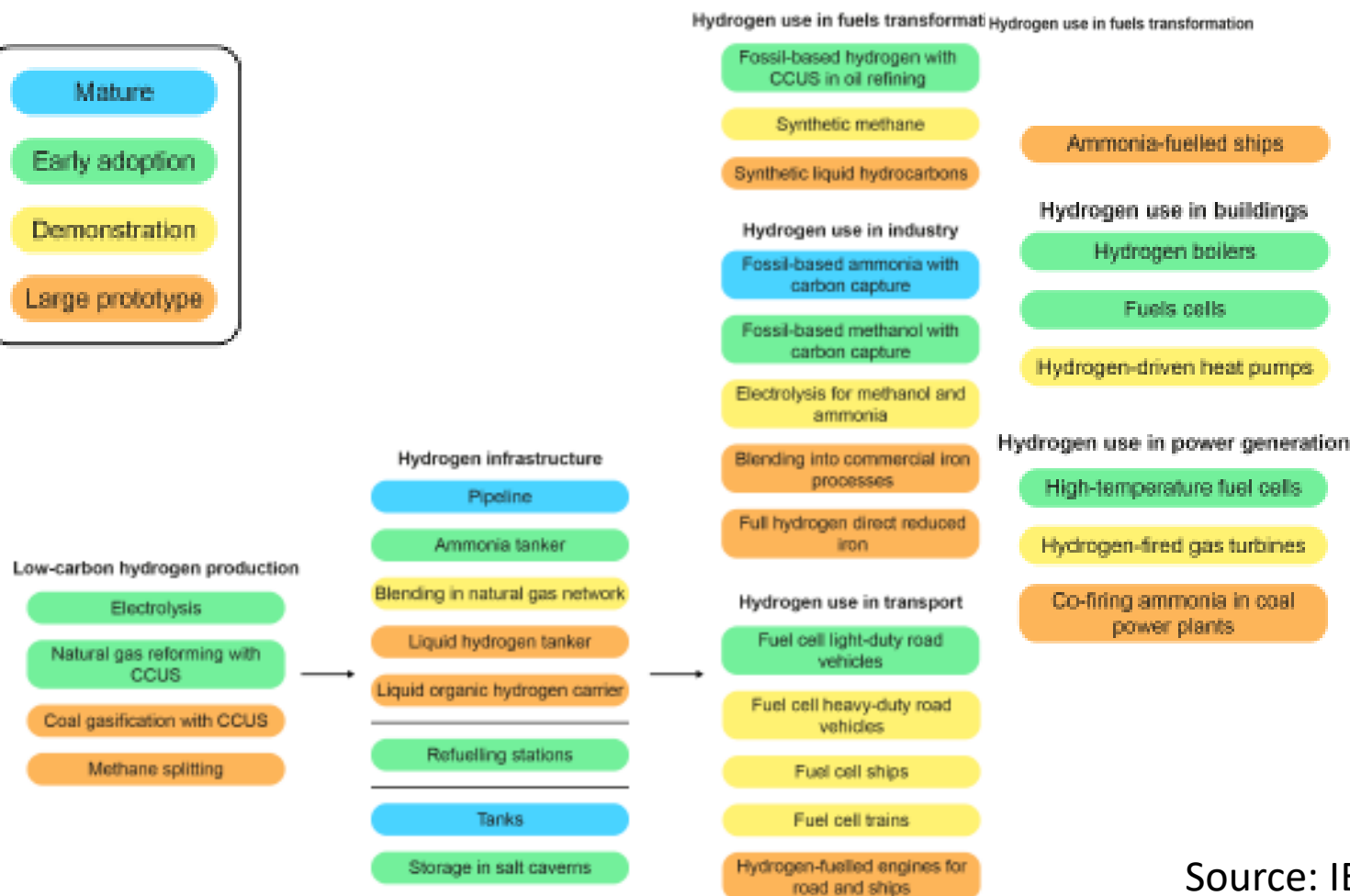
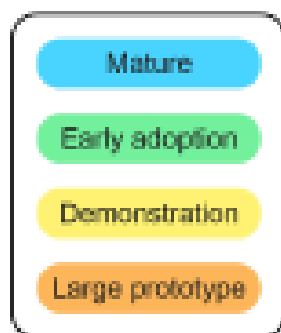


IEA 2020. All rights reserved.

Figure 3.6 Times to materiality for selected technologies in the Sustainable Development Scenario



Panorama de la maturité des technologies Hydrogène



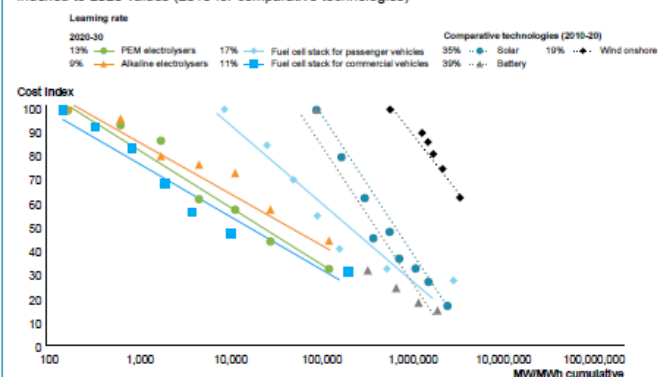
Source: IEA ETP 2020

Capex des electrolyseurs: consensus sur l'industrialisation et la massification pour la baisse des coûts

- « Scale up » pour diminuer les coûts des technologies
 - Pile à combustible, électrolyseurs, réservoirs, transport/distribution,
 - Projets à taille critique, massification et industrialisation
 - Estimation IEA -30% sur le coût Hydrogène en 2030,

Exhibit 8 | Learning rates for hydrogen applications

Capex development of selected technologies over total cumulative production Indexed to 2020 values (2010 for comparative technologies)¹

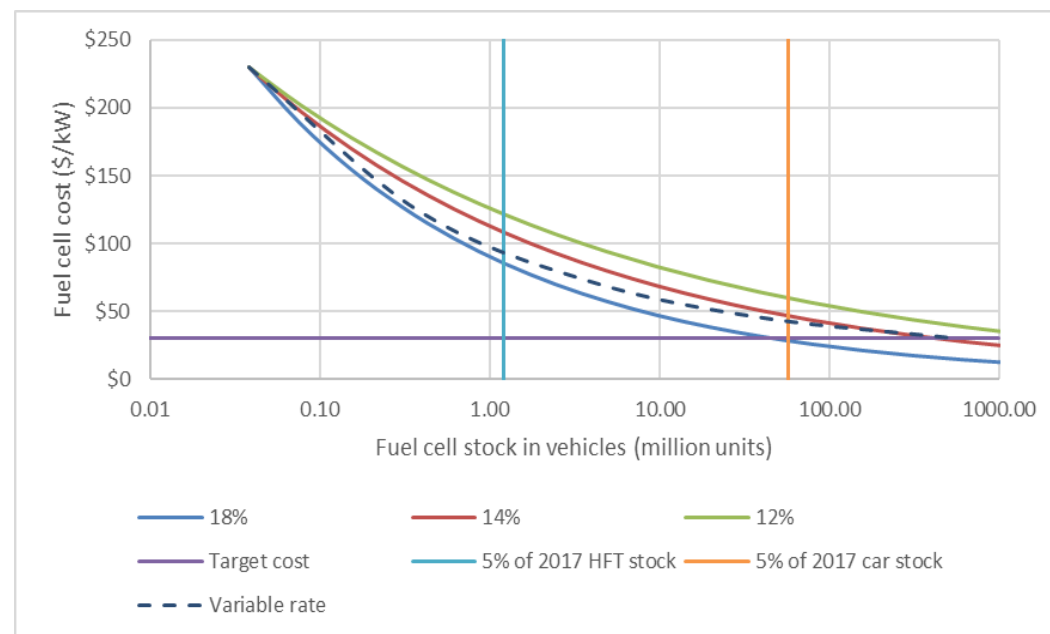


¹ Installed base: assuming 50/50 split of electrolyzers volume with 50-75% utilisation, assuming 115 kW for PV, 250 kW for buses and 300 kW for trucks; LCOE used for solar cost, batteries in MWh

SOURCE: McKinsey, IRENA, INEP, Ruffini & Vial (2018) (learning rates); DoE

Learning rates are highest for emerging technologies (PEM) and high volume FC for passenger vehicles.

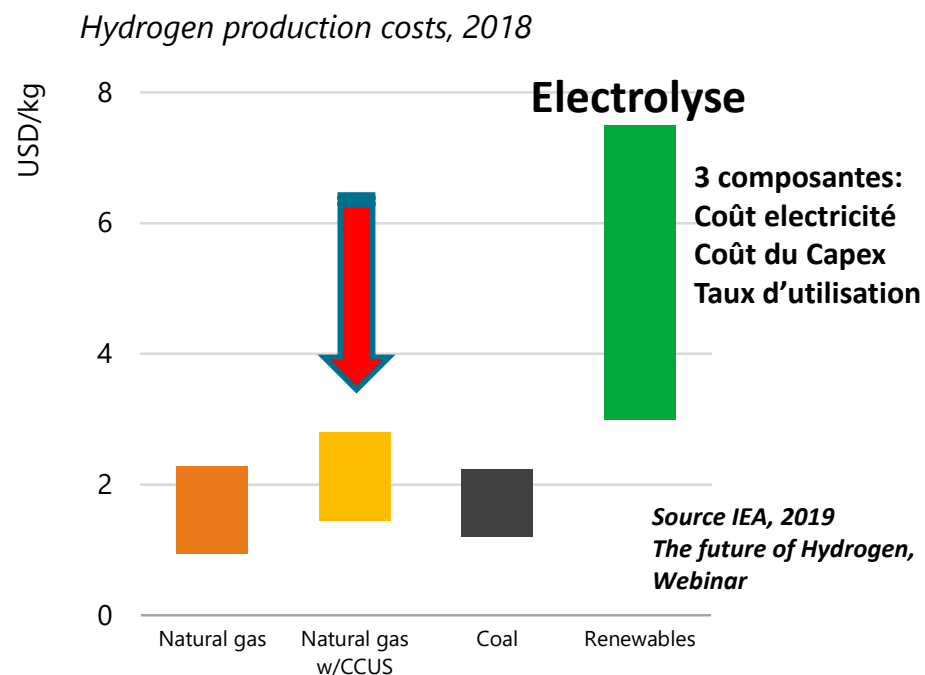
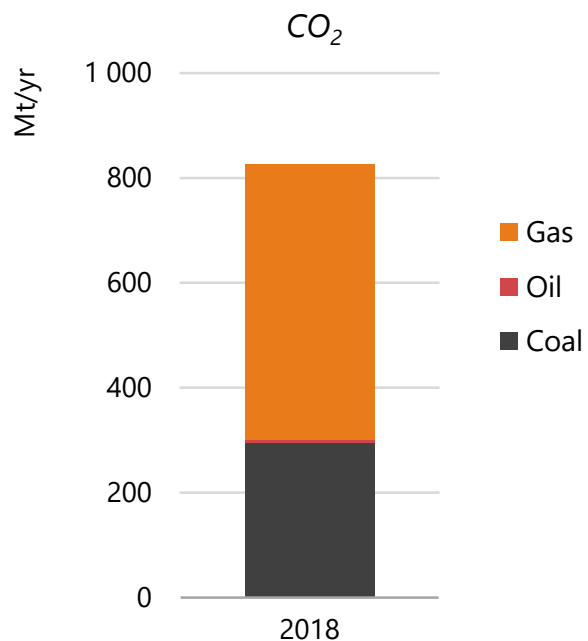
Learning rates for tanks are ~10-13%, somewhat lower than for fuel cells due to higher materials share of cost.



Source: Hydrogen Council Perspective Costs Study, 2020

Source IEA, 2019
The future of Hydrogen, Webinar

Les coûts actuels de production massive... Avantage au fossile



Virtually all hydrogen today is produced using fossil fuels, as a result of favourable economics

Coût de l'électricité: Le paramètre stratégique!

Compétitivité Hydrogène: electrolyse versus gaz naturel

Figure 18. Comparison of hydrogen production costs from electricity and natural gas with CCUS in the near term



Notes: More information on the underlying assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Depending on local gas prices, electricity at USD 10- 40/MWh and at full load hours of around 4 000 hours are needed for water electrolysis to become cost-competitive with natural gas with CCUS.

La production massive d'Hydrogène décarboné bas coût (Renouvelables ou CCS)

Va-t-elle générer des nouvelles activités industrielles (comme le développement de l'hydraulique l'a fait au 19^{ème} siècle ou les zones portuaires/terminaux pétroliers gaziers pour la chimie et l'industrie lourde?)

Les Nouvelles routes de l'Hydrogène

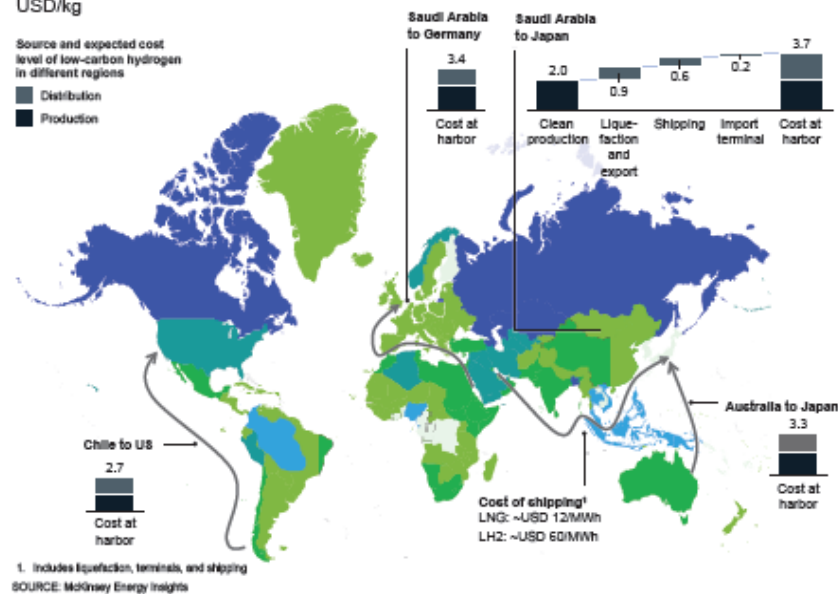
Exhibit 15 | Global shipping of hydrogen

Cost of shipping liquid hydrogen across regions, 2030

USD/kg

Source and expected cost level of low-carbon hydrogen in different regions

■ Distribution
■ Production



Source www.gjetc.org

IEA: A three pillar organization An unprecedented Modernization Plan

An Influent expert international organizations

 **Innovation and Deployment –
Essential Complements**



 **CLEAN ENERGY
MINISTERIAL**
Accelerating the Global Clean Energy Transition

MISSION INNOVATION
Accelerating the Clean Energy Revolution

**G20
2019
JAPAN**

**G7
FRANCE
BIARRITZ
2019**

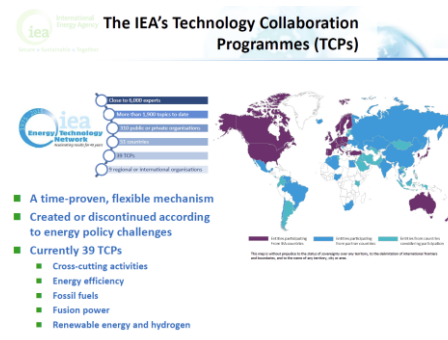
 **IRENA**
International Renewable Energy Agency

**PARIS Secretariat Team (300
people) led by Fatih Birol**
*A referent expert
in Energy analysis Scenarios
Plus advisory or strategic bodies*

 **IEA Technology Roadmap Series**
<https://www.iea.org/roadmaps/>



**Network of 39 TCPs
6000 expert's network**



Renewables, Smart Grid, oil gas, CCS, Hydrogen,
Fuel cells, Electric vehicle, combustion, ICE,
Fusion, Heat and Cooling, storage, heat pump...

IEA Hydrogen TCP



Created in October 1977



Over 40 R&D and analysis tasks



25 contracting parties and 6 sponsors

Task 37
Hydrogen Safety

Task 38
Power-to-Hydrogen
and
Hydrogen-to-X

Task 39
Hydrogen in Marine
Applications

Task 40
Energy storage and
conversion based
on hydrogen

Task 41
Data and Modelling

Close collaboration with:



Secretariat
Paris
WORLD
ECONOMIC
FORUM



CONTRACTING PARTIES

1	Austria		10	Germany		19	Norway	
2	Australia		11	Greece		20	Portugal	
3	Belgium		12	Israel		21	Spain	
4	Canada		13	Italy		22	Sweden	
5	China		14	Japan		23	Switzerland	
6	Denmark		15	Korea		24	UK	
7	EC		16	Lithuania		25	UNIDO	
8	Finland		17	Netherlands				
9	France		18	New Zealand				
								

SPONSORS

1	HyChico (Argentina)		4	RIL (Reliance Industry Limited, India)	
2	Hydrogen Council (International)		5	Shell Global Solutions (International)	
3	NOW GmbH (Germany)		6	Southern Company (USA)	

Hydrogen TCP – Metrics and future Tasks

-  Level of effort: ~420 person/year commitment in Tasks, 360 experts participating in Tasks.
-  >60 Task meetings, 40 Topical Workshops, 3 End of Task Workshops.
-  >960 expert publications/articles
-  >930 presentations in conferences and events (including UNFCCC COP in Morocco, WHEC2016, WHEC2018, Global Hydrogen Awareness Forum in New Zealand...)

FUTUR: DE GRANDES AMBITIONS

- *Market Deployment & Pathways to Scale*
- *Supply Chains*
- *Renewable H₂ production*
- *Conversion to energy and chemicals*
- *Applications In Primary Sectors*
- *Industrial Use of H₂ in Middle Income Developing countries*



IEA H2 TCP Task 38

Power-to-Hydrogen and Hydrogen-to-X: System Analysis of techno-economic, legal and regulatory conditions



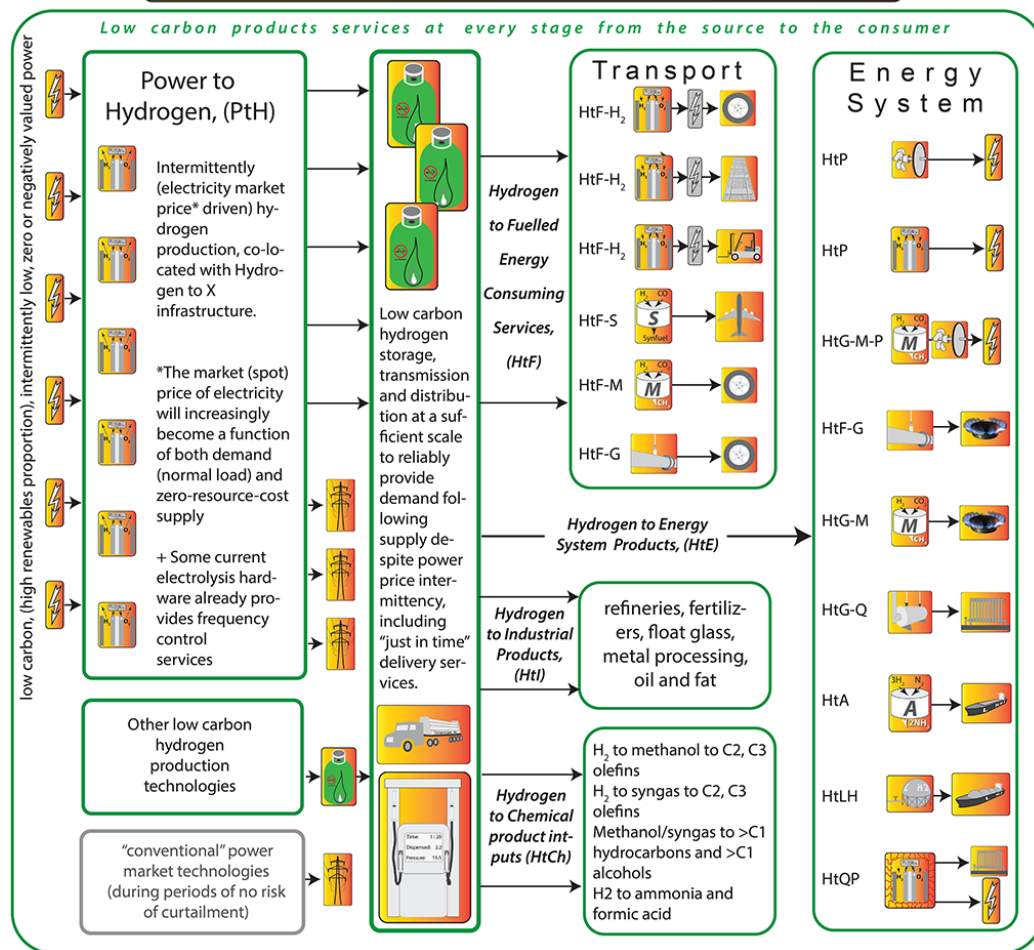
Power-to-Hydrogen and Hydrogen-to-X:

Supply of products and services flow from left to right

Demand (market pull, \$, €) flows from right to left

Choice of supply of product or service or energy transformation technology depends on market price

Low carbon products services at every stage from the source to the consumer



International Energy Agency
Hydrogen Technology Collaboration
Program (TCP)

Task 38: Power-to-Hydrogen and
Hydrogen-to-X: System analysis of
the techno-economic, legal and
regulatory conditions

Time Frame: 2016 - 2020

IEA Hydrogen Task 38

Hydrogen Technology Collaboration Program (TCP)

- To provide a comprehensive understanding of the various **technical and economic** pathways for power-to-hydrogen applications in diverse situations
- To provide a comprehensive assessment of **existing legal frameworks**
- To provide business developers and policy makers with **general guidelines and recommendations** that enhance hydrogen system deployment in energy markets

The overarching objective will be to develop hydrogen visibility as a key energy carrier / chemical intermediate for a sustainable and smart energy system, within a 2 or 3 horizon time frame: e.g. 2020, 2030, and 2050.

Task 38 partners



Special thanks to ADEME for supporting and financing the coordination of Task 38

Today:

57 participants from 37 organizations are involved in the Task, representing **15 countries**

Tomorrow:

Different actions are in progress to further widen the geographical scope of the partners, with a special focus on Asia and emerging countries
Contacts with China, South Korea, India, Argentina

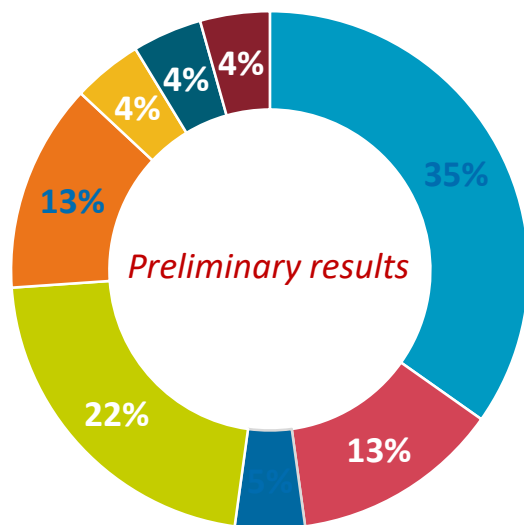


Subtask	Subtask Name	Subtask Leader	Subtask Activities
1	Management, strategy and communication	Paul Lucchese, Christine Mansilla, and Olfa Tlili, CEA, France	- Involving new experts - Coordination (meeting organization, private website update, ST/TF activity follow-up) - Interfacing (IEA, other Tasks 36, 41, CEN/CENELEC, etc.)
2	Mapping and review of existing demonstration projects	Joris Proost, Université Catholique de Louvain, Belgium	- Review of existing databases - Proposal of a roadmap
3A	Review and analysis of the existing techno-economic studies on PtH HtX	Martin Robinius, Forschungszentrum Jülich, Germany	- Literature review and analysis - Database establishment
3B	Review of the existing legal context and policy measures	Francesco Dolci, JRC, European Commission	- Review of existing legal frameworks and policy measures - Database establishment for mapping relevant national legislation
4	Systemic approach	Sheila Samsatli, University of Bath, United Kingdom	- Analysis of energy system models - Outlook for hydrogen from a system perspective
5	Case studies	Gema Alcalde and Carlos Fúnez, Centro Nacional del Hidrógeno, Spain	- Identification and analysis of relevant case studies

Task Force	Task force Name	Task force Leader	Task force Activities
Definitions	Definitions	Rob Dickinson, Hydricity Systems, Australia	- Specifying the terming and definitions related to PtH HtX systems
Data	Data	Laurence Grand-Clément, PersEE, France	- Bringing specific data management capabilities to support the Task members in scouting, acquiring, processing and analysing data
Electrolyser data	Electrolyser data	Joris Proost, Université Catholique de Louvain, Belgium	- Analysis of recent technical and economic electrolyser data - Identification of first perspectives of price reduction
Services to the grid	Services to the grid	Rob Dickinson, Hydricity Systems, Australia and Pierluigi Mancarella, University of Melbourne, Australia	- Identify the possibilities for PtH, in different regional contexts

Task 38 Latest Results: ST2 - Demonstrations

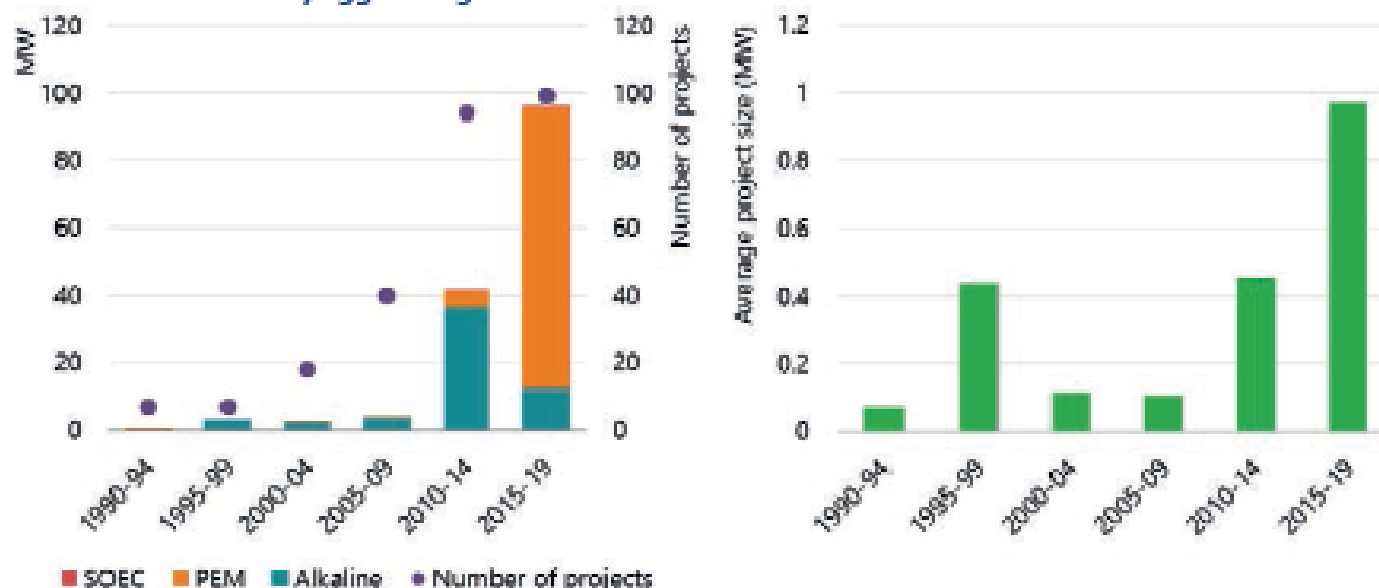
- Collection of information concerning hydrogen system demonstrations (*in process*) to define and realize an International Demo project Roadmap
 - Address milestones and objectives, results, lessons learnt to identify the needs for complementary demonstration and added value of each
 - 153 projects identified so far, in 27 countries
- Next steps identified toward the market: **mostly cost issues** (i.e. upscaling) and **regulatory** obstacles (which may impact the cost / business cases) – *to be confirmed by the complete analysis*



- Power-to-Hydrogen (PtH)
- Hydrogen-to-Power (HtP)
- Hydrogen-to-Fuel in a vehicle with Fuel Cell (HtF-H2)
- Hydrogen-to-Gas for synthetic methane injection to grid HtG-M
- Hydrogen-to-Gas injected into natural gas grid (HtG-H2)
- Hydrogen-to-Fuel for Synfuel applications (HtF-S)
- Hydrogen-to-Chemicals (HtCh)
- Hydrogen-to-Industry (HtI)

Evolution Taille projets et nature électrolyseur

Figure 10. Development of electrolyser capacity additions for energy purposes and their average unit size, 1990–2019



Note: Capacity additions refer to already installed capacity additions and are cumulated over the specified 5-year periods.

Sources: IEA analysis based on Chehade et al. (2019), "Review and analysis of demonstration projects on Power-to-X pathways in the world", IEA (2018), World Energy Investment, and the World Energy Council (2018), "Hydrogen an enabler of the Grand Transition" and data provided by IEA Hydrogen Technology Collaboration Programme.

Global electrolyser capacity additions for energy purposes have been growing rapidly in recent years, and installations have been growing in size, providing cost reductions from economies of scale and learning effects.

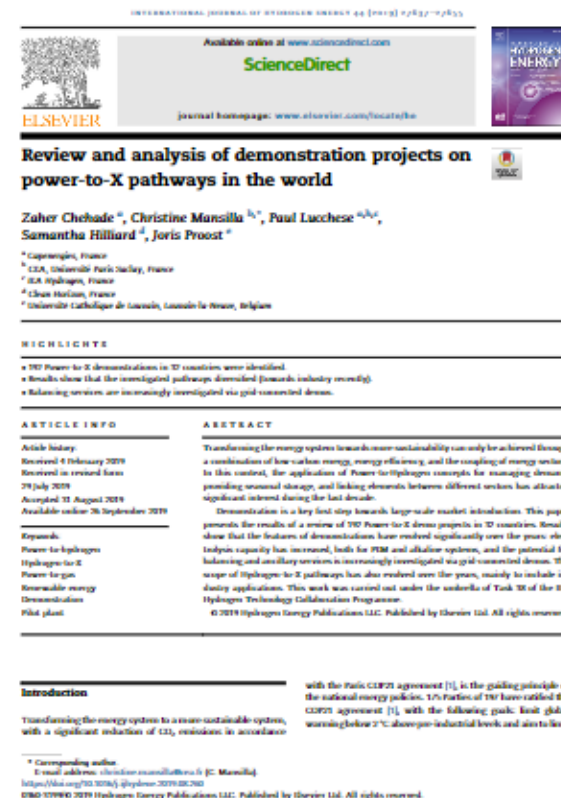
Task 38 Latest Results: ST2 - Demonstrations

- Workshop organisation in Aix en Provence in collaboration with Capenergies



- Published paper: Z. Chegade et al., Review and analysis of demonstration projects on power-to-X pathways in the world, 2019, IJHE
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919333142>

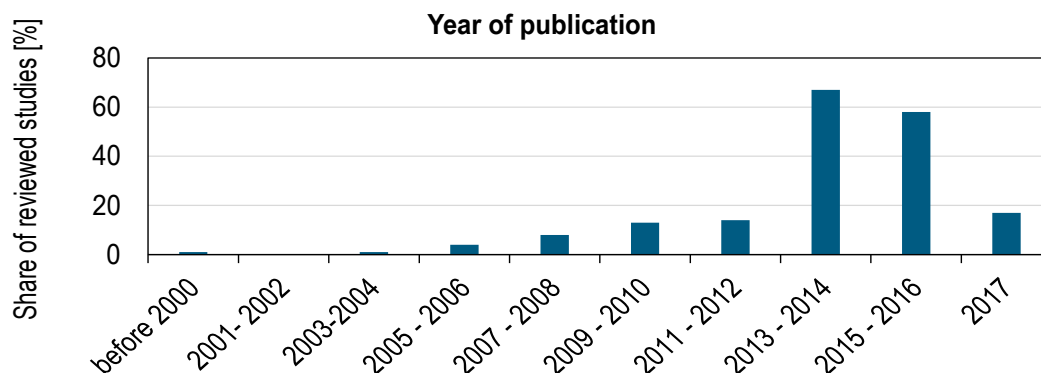
- Planned: a roadmap design



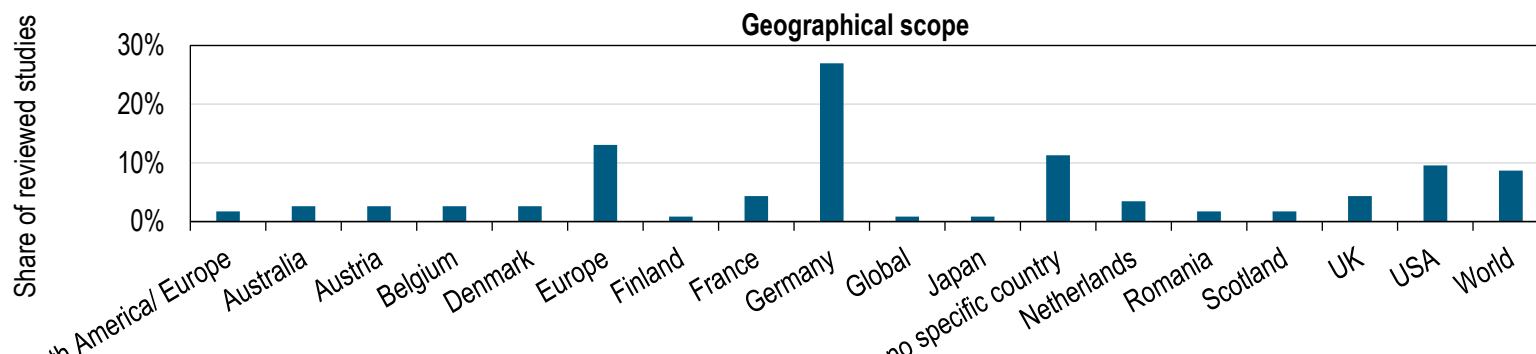
Task 38 Latest Results: ST3A –

Techno-economic studies and business cases

- Collection of study and business case reviews completed (> 200 items gathered)
- 2 step process (*in depth analysis of 183 publications*):
 - 1st step: Identifying studies with relevant qualitative /quantitative data and collect the main facts and figures of the studies
 - 2nd step - Detailed analysis of relevant studies (identified in 1st step: # 183 items)



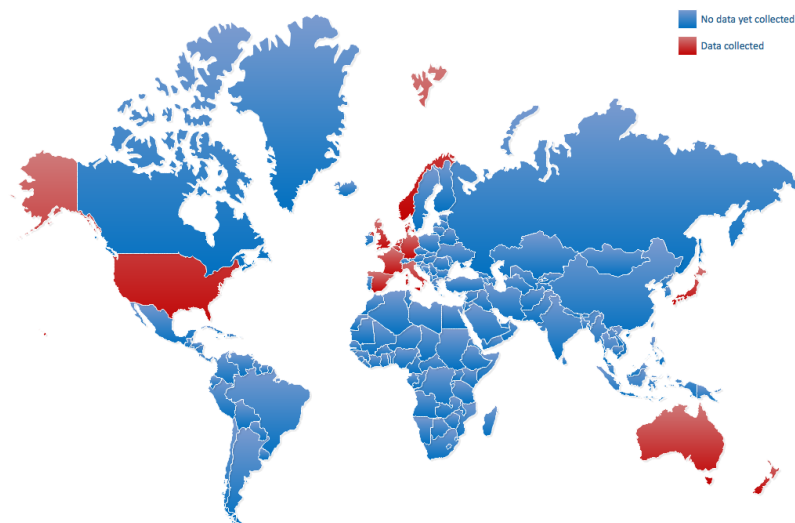
- Over 75% of the studies issued during the last 5 years (majority in 2013)
 - Time scope: from mid-term to long term (2050)



Task 38 Latest Results: ST3B - Existing regulatory and legal frameworks in varying countries

- **Several countries regulatory and legal frameworks concerning hydrogen have been collected**
- **Tax benefits** (road taxes, tolls, etc.) and exemptions for electric road vehicles are often present.
- **Certificate of origins** are being considered more and more relevant, especially in relation to gas associated with the gas grid.
- **Feed-in tariffs (FiT)** for bio-methane are present in some countries, but no specific FiT provision is available for hydrogen.

Different allowable hydrogen **limits in the gas grid**



Task 38 Latest Results: ST3B - Existing regulatory and legal frameworks in varying countries (continued)

- **Norway** is the only country where **electricity for electrolyzers is exempted from electricity taxes**. The use of hydrogen as an energy storage option is causing regulatory issues (e.g.: double taxation)
- In some countries **hydrogen use in industry is indirectly subsidised by the carbon tax**, or measures incentivising the replacement of fossil fuels
- In some countries, there are **specific funds and plans for developing a HRS (FCHVs) infrastructure**
- European regulations such as Seveso or ATEX, are applied differently in different countries

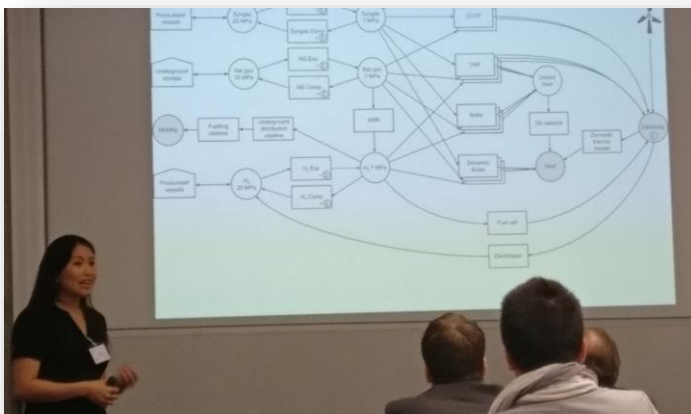
More details are available in: F. Dolci et al. (2019), *Incentives and legal barriers for power-to-hydrogen pathways: An international snapshot*, International Journal of Hydrogen Energy

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.045>



Task 38 Latest Results: ST4 - Modelling of energy systems including hydrogen

- Workshop at the University of Bath on **energy system models** and the role of hydrogen to discuss the different existing models and recent studies that may include hydrogen
- Issues and inconsistencies addressed; need for:
 - More complete and in-depth models concerning hydrogen to accurately represent the possibilities and capabilities
 - Updated, available, and **reliable data** – collaboration with Data Force



Paper published on the role of hydrogen in global energy scenarios suggesting a set of **recommendations proposal** for a more suitable hydrogen modelling

Sustainable Energy & Fuels

PERSPECTIVE

[Check for updates](#)

[View Article Online](#)
[View Article](#)

The curious case of the conflicting roles of hydrogen in global energy scenarios

Christopher J. Quanten,¹ Ofra Tili,² Lara Weider,^{3,4} Christine Marsili,⁵ Harb Blanco,⁶ Heidi Heinrichs,⁷ Jonathan Leaver,⁸ Nouri J. Samad,⁹ Paul Lucchese,¹⁰ Martin Robinson¹ and Sheila Samad^{1,2}

Received 23 September 2019
Accepted 08 October 2019
DOI: 10.1039/c9se00033a
rsc.li/sustainableenergy

1 Introduction

To order to decarbonise change there is increasing interest in achieving net-zero greenhouse gas (GHG) emissions before the end of the century.¹ Energy systems decarbonisation is an essential part of this, as energy sectors constitute a third of the world's greenhouse gas (GHG) emissions.² Renewable energy technologies have progressed tremendously in recent decades, now offering economically credible alternatives to fossil fuels in many sectors.³ However, these technologies are fundamentally different to fossil fuels, so a like-for-like replacement is not possible. Renewable resources such as wind and solar are diffuse and intermittent, creating new challenges for matching energy supplies to demands, in both time and space.^{4,5} Furthermore, fossil fuels have established storage capabilities. It is essential to find low-carbon energy storage options, for temporal balancing of supply and demand, and use in transport.⁶ We need to develop technologies that will enable increased energy systems flexibility and interconnectivity, while maintaining stability and security.^{6,7}

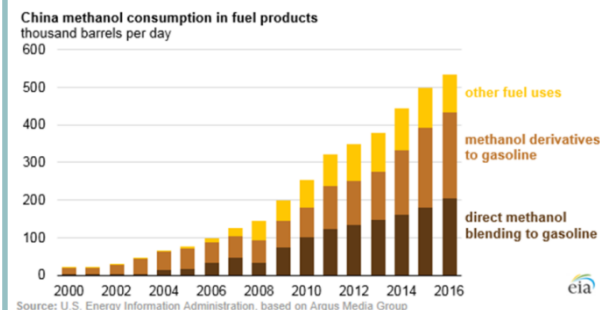
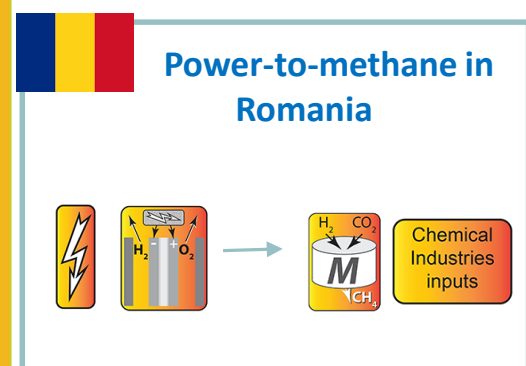
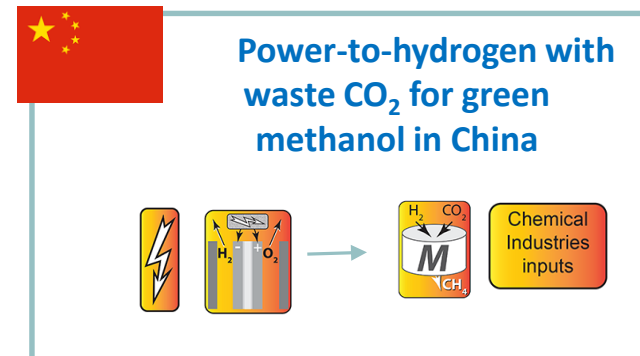
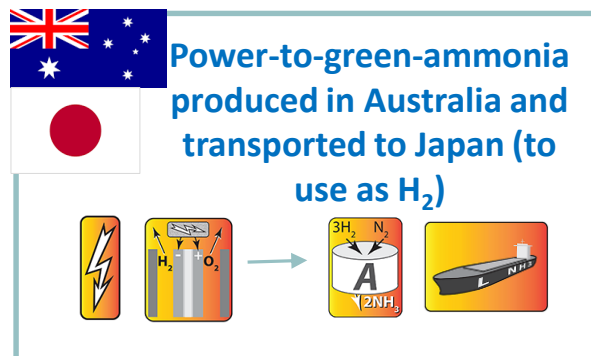
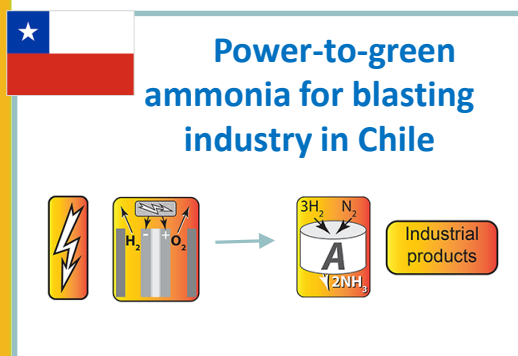
In this context, hydrogen has potential. Apart from small reserves of 'natural' hydrogen, hydrogen is not a resource that can be extracted at scale in the same way as fossil fuels. However, it can be produced with minimal GHG emissions, for example through electrolysis powered by renewable electricity,^{8,9} or from biomass or fossil fuels with carbon capture and storage (CCS).¹⁰ Hydrogen has many possible energy applications, including for heating, transport, industry, and electricity generation.^{11,12}

Energy scenarios can provide valuable insights into possible future trajectories of energy systems. Many different national, regional and global energy scenarios exist. Some scenarios, such as those produced by global institutions (e.g. ref. 13–16), can be very influential to political discourse.

However, energy scenarios are generated using various methods and, given the complexity of the systems being represented, it is unsurprising that the scenarios produce differing results. In particular, the prominence of hydrogen in different scenarios varies noticeably. Mackey et al.¹⁷ reviewed the role of

Task 38 Latest Results: ST5 - Case studies for Power-to-Hydrogen and Hydrogen-to-X:

- 5 case studies to address with varying applications, geography, and contexts - based on findings from demonstrations, techno-economic analyses, and Task 38 research done
- Initial case studies include:



- Last plenary meeting to be planned asap (2021)
- Two workshops to present global result and PtoX technology road map to be organized:
 - One in France for French community (1st semester 2021)
 - One in conjunction with last plenary meeting within IEA headquarters in Paris
- Plenary session organization on hydrogen during the 43rd International Conference of the IAEE2021 in Paris
- Task presentation at the EHEC2021
- Two main deliverables to be published first semester 2021:
 - Publication of a report not only summarizing the task results but also suggesting recommendations (200 pages)
 - World PtX technology Roadmap design based on the hydrogen demonstrations study

After end of Task 38:

- Collaborations with new Tasks of the H2 TCP:
 - Task 41 leaded by IFE (Norway) Data and scenarios modelling
 - New tasks to be defined
- Collaboration with IEA Paris secretariat
 - To establish a permanent database on P-to-X demo project extended to deployment project: tracking and monitoring

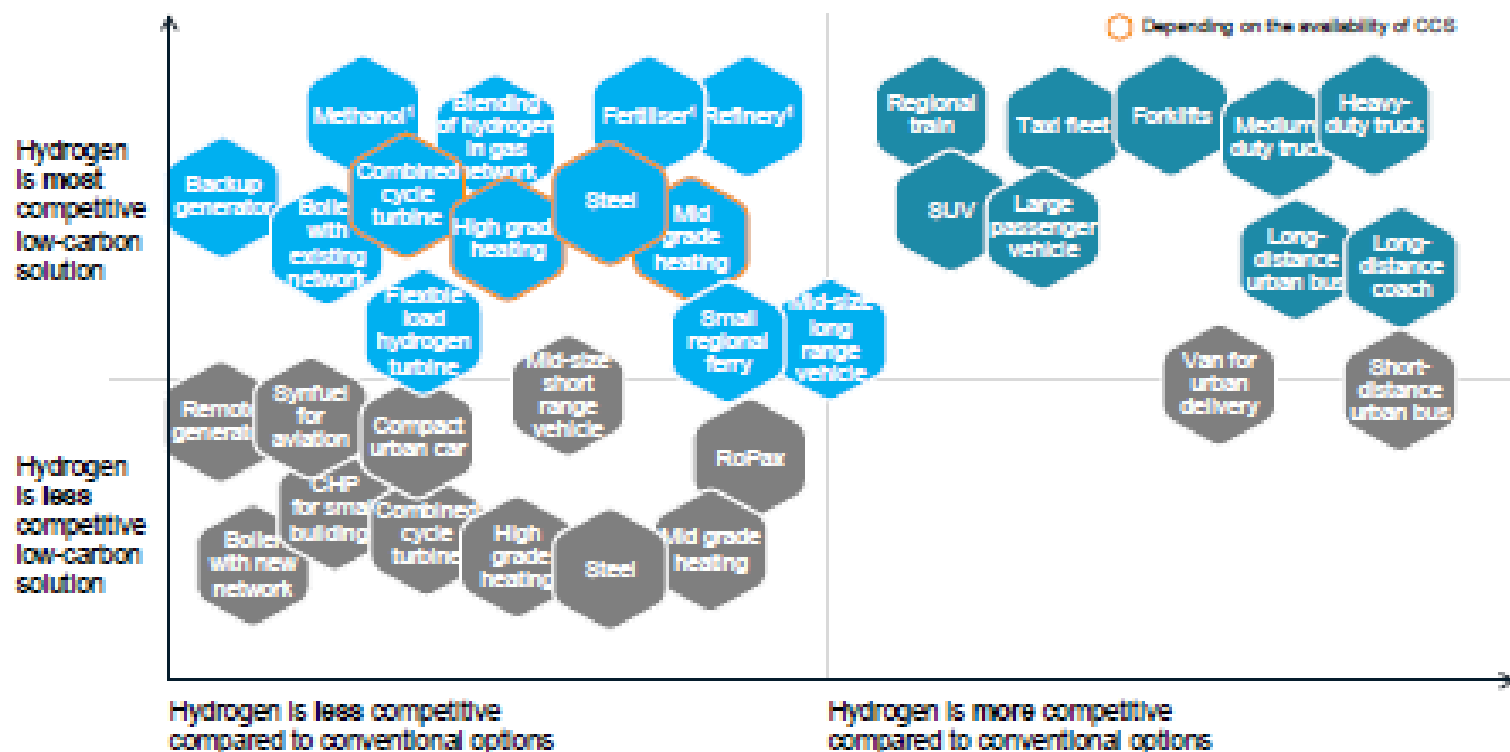
Merci de votre attention



Technology Collaboration Programme
by **iea**

Technologies Hydrogène compétitives

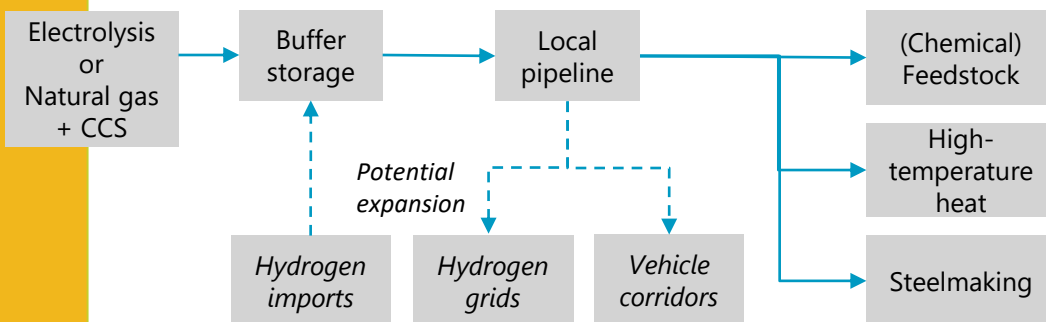
Exhibit 5 | Competitiveness of hydrogen applications versus low-carbon and conventional alternatives



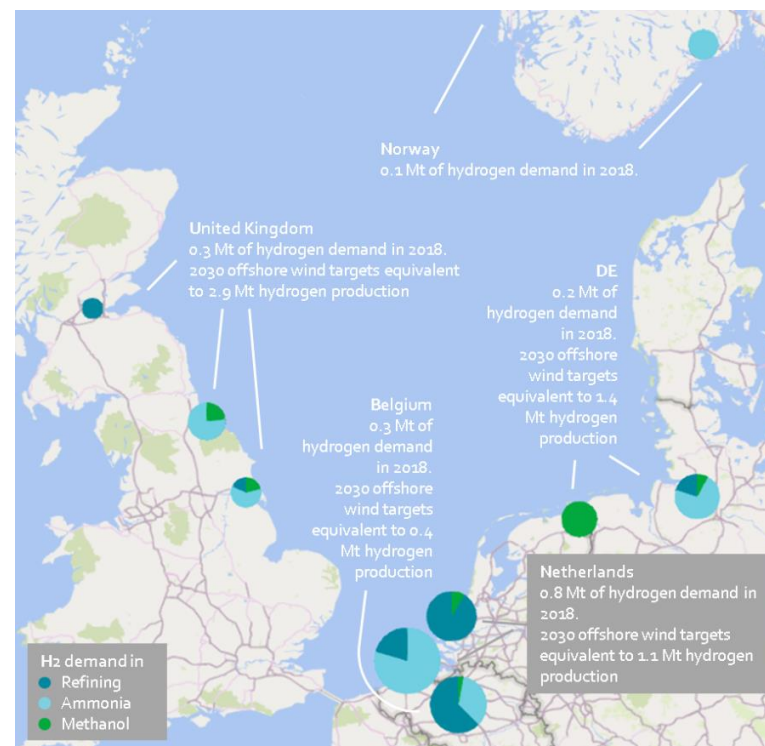
1. Hydrogen is the only alternative and low-carbon/renewable hydrogen competing with grey (optimal renewable or low-carbon shown)

Source: Hydrogen Council Perspective Costs Study, 2020

Coastal industrial clusters: Gateways to building hydrogen hubs



Source IEA, 2019
The future of Hydrogen,
Webinar



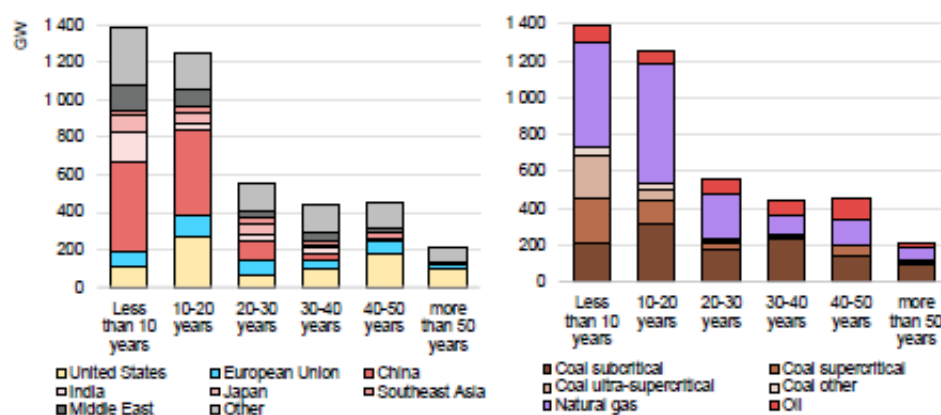
Industrial clusters are places where existing uses of hydrogen can be leveraged as sources of demand for new hydrogen production facilities and CCUS without extensive new infrastructure.

Confidential

Les assets existants sont jeunes...par rapport à leur durée d'amortissement

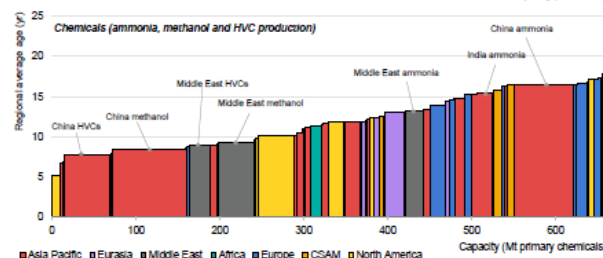
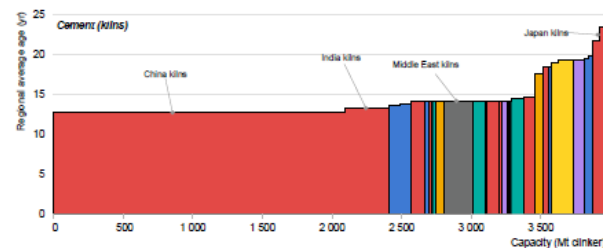
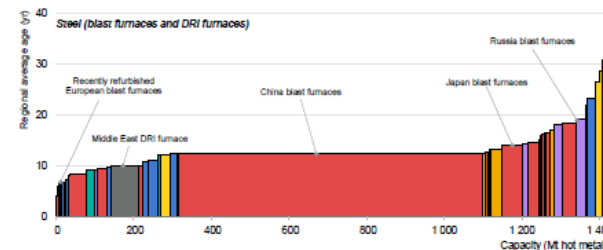
Mais le climat n'attend pas: qui va financer les « actifs échoués »?

Figure 1.13 Age structure of existing fossil power capacity by region and technology

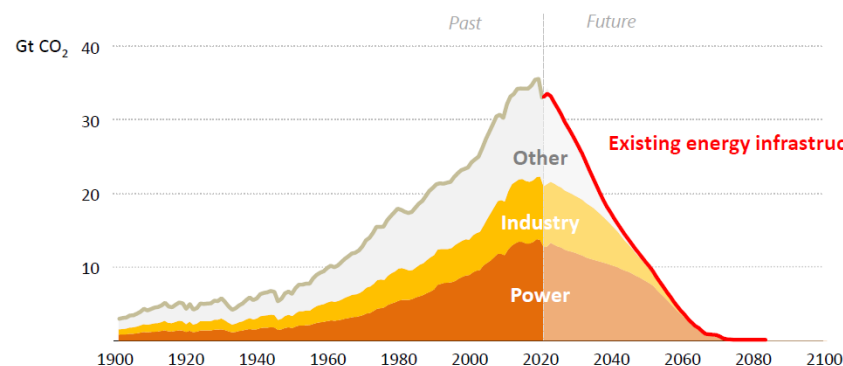


Notes: Based on fossil fuel power plants in operation in 2018.
Source: Informed by Platts (2020a).

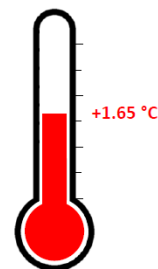
IEA 2020. All rights reserved.



Source: IEA ETP 2020



Global average
temperature increase



La stratégie française et le plan national 7 Mds € d'ici 2030, 3,4 Mds 2020-2023

- **Décarboner Hydrogène Industriel et mobilité lourde**
 - Objectif -6 Mtonnes CO2 2030
 - Objectif electrolyse: 6GW 2030
 - Moyen: mécanisme de soutien, complément de rémunération, Garantie d'origine
- **Créer une filière française**
 - Electrolyse, réservoirs, piles
 - Moyens: IPCEI France 1, 5 Mds€
 - Soutien fonds propres Fonds ecotechnologie, Fonds SPI
- **Développer technologies et démonstrateurs, innovation**
 - AAP 2020: Hub territoriaux (275M€), briques technos (350 M€)
 - R&D et innovation (65M€)
 - Formation compétences

LOI ENERGIE CLIMAT

La version définitive du texte inclut tout d'abord un objectif de **20 à 40 % d'hydrogène renouvelable et bas carbone** dans la consommation finale d'hydrogène en 2030 (**article 1**), un **droit d'accès des gaz renouvelables et de l'hydrogène bas carbone dans le réseau de gaz (article 49)**, et enfin prévoit une **ordonnance et un décret** en Conseil d'Etat pour définir la terminologie des différents types d'hydrogène, diverses mesures encadrant sa production, son transport, son stockage et sa traçabilité, un **cadre de soutien à la production d'hydrogène renouvelable et issu d'électricité bas carbone**, et des **garanties d'origine** pour l'hydrogène renouvelable (article 52).

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ENERGIE ET LA LOI ENERGIE CLIMAT



Objectifs d'augmentation de la consommation d'hydrogène et les mesures pour les atteindre		
	2023	2028
Démonstrateur de puissance <i>power-to-gas</i> (MW)	1 à 10	10 à 100
Taux d'incorporation d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel (%)	10%	20 % à 40 %
Véhicules utilitaires légers à hydrogène (nombre)	5000	20 000 à 50 000
Véhicules lourds à hydrogène (nombre)	200	800 à 2 000

- Comité de filière CSF NSE
- ECV signés
- Gouvernance nationale à mettre en place

Stratégie Nationale Hydrogène : L'action des pouvoirs publics.

Présentation de la stratégie française en faveur de l'hydrogène renouvelable et bas carbone. Point d'étape et prochaines actions

Tudor FLOREA

Chargé de Mission Hydrogène



MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE

Liberté

Égalité

Fraternité



**MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*

PLAN NATIONAL HYDROGÈNE

Point sur le Plan hydrogène et actions en cours -
Ordonnance hydrogène

Tudor FLOREA

Webinaire ATEE – Power to Gas

Sommaire

1. Stratégie nationale Hydrogène

2. Les appels à projets de l'ADEME et les mesures fiscales

3. Ordonnance « Hydrogène »

1. Stratégie nationale Hydrogène

Rappel

- **Juin 2018 : Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique**
- **Janvier – octobre 2019 : 1^{er} AAP ADEME** : soutien combiné d'une production locale d'H₂, de stations et l'acquisition de véhicules de flottes
- **Juillet 2019 : AAP ADEME/PIA** : soutien d'investissements à la production
- **Novembre 2019 : la loi Énergie-Climat** habilite le gouvernement à prendre des dispositions relatives à l'H₂ (définitions, production, transport, stockage traçabilité, cadre de soutien) par voie d'ordonnance et à instituer un dispositif de garanties d'origine pour l'H₂ par vvoie de décret
- **Mars-juin 2020 : AMI** (environ 160 dossiers déposés, analyse des dossiers en cours avec priorité pour identifier les dossiers à potentiel IPCEI)

Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France

Une stratégie à 7 Mld€, don't 3,4 Mld€ d'ici 2023

Publiée le 8 septembre 2020, la stratégie s'articule autour de 3 priorités d'intervention

1. La décarbonation de l'industrie

- substituer l'H₂ d'origine fossile par de l'H₂ électrolytique bas-carbone
- industrialiser le secteur de la production des électrolyseurs, décarboner l'industrie qui consomme du fossile et mettre en place [des mécanismes](#) de soutien)

2. Le déploiement d'une mobilité lourde à l'hydrogène

- industrialiser les composants clés (PAC, réservoirs, matériaux...)
- mettre en place des écosystèmes territoriaux, des infrastructures mutualisées et des flottes de véhicules [lourds](#)

3. Le soutien à la recherche, à l'innovation et au développement de compétences afin de favoriser les usages de demain

Objectifs 2030

1. Installer suffisamment d'électrolyseurs pour apporter une contribution significative à la décarbonation de l'économie : **6,5 MW de capacité d'électrolyse, soit une économie de plus de 6 Mt de CO₂**
2. Développer les mobilités propres en particulier pour les véhicules lourds
3. Construire en France une filière industrielle créatrice d'emplois et garante de notre maîtrise technologique : **générer entre 50 000 et 150 000 emplois directs et indirects en France**

Plan d'action

Innovation



2020

2021

2022

2023

Programme pluriannuel de recherche

AAP PIA ADEME briques technologiques et démonstrateurs

Fonds propres PIA

IPCEI

Deployment



AAP ADEME écosystèmes territoriaux

Guichet CRE ZNI (stockage d'énergie centralisé)

Exemption de la TIRIB

Mécanisme de soutien à H₂
décarboné

2. Les appels à projets de l'ADEME et les mesures fiscales

Deux AAP ADEME publiés le 14 octobre 2020

- **AAP Briques technologiques et démonstrateurs hydrogène**

- développer ou améliorer les composants et systèmes liés à la production et au transport d'hydrogène, et à ses usages tels que les applications de transport ou de fourniture d'énergie
- soutenir des projets de démonstrateurs, de pilotes ou de premières commerciales sur le territoire national, permettant à la filière de développer de nouvelles solutions et de se structurer

- **AAP Écosystèmes territoriaux hydrogène**

- déployer dans les territoires des écosystèmes structurants, associant production , distribution et usages d'hydrogène décarboné et/ou renouvelable
- accompagner le changement d'échelle permettant la structuration de la filière industrielle et baisser les coûts

AAP Briques technologiques et démonstrateurs hydrogène

- L'appel à projets est ouvert au fil de l'eau à compter du 14 octobre 2020 jusqu'au 31 décembre 2022 ou jusqu'à l'épuisement des fonds (les projets peuvent être soumis pendant toute la période d'ouverture de l'AAP)
- Une révision du cahier des charges pourra avoir lieu au moins annuellement
- Articulé autour de 4 axes :
 - Axe 1 : briques technologiques : composants et systèmes innovants
 - Axe 2 : pilotes (ou premières commerciales) innovants industriels et réseaux, fourniture temporaire ou localisée d'énergie
 - Axe 3 : conception et démonstration de nouveaux véhicules
 - Axe 4 : grands démonstrateurs d'électrolyse (> 20 MW)
- Cible les entreprises seules ou en collaboration, notamment avec des laboratoires de recherches (non obligatoire)
- Critères d'éligibilité :
 - entreprise non qualifiées d'entreprises en difficulté
 - respect de l'objet de l'AAP et des délais
 - coût total minimum du projet : 2 M€ pour les axes 1 à 3 et 5M€ pour l'axe 4
- Critères de sélection : qualité du projet, innovation éco-conditionnalité, répliquabilité de la solution, pertinence du modèle d'affaires, impacts socio-économiques
- Aides accordées sous forme d'un mélange de subventions et avances remboursables, dépendant de la nature du projet et de la taille de l'entreprise

AAP Écosystèmes territoriaux hydrogène

- L'AAP prévoit trois relèves : 17 décembre 2020, 16 mars 2021 et 14 septembre 2021 (à 17h pour chaque relève)
- Cible les maîtres d'ouvrages (collectivités et entreprises)
- Critères d'éligibilité :
 - production d'hydrogène uniquement par électrolyse
 - seuils de production supérieurs à 1 MW ou 30 t/an supplémentaires s'il s'agit d'une extension
 - 50% d'usages doivent être justifiés (industrie, mobilité, stationnaire)
- Critères de sélection :
 - dimension environnementale
 - justification des usages
 - qualité du consortium
 - effet structurant pour la filière
 - efficacité de l'aide publique
- Aides accordées sous forme de subvention aux investissements :
 - de 25 à 45% des surcoûts pour la production/distribution avec supplément de 10% si H2 renouvelable
 - de 35% à 55% des surcoûts pour les usages mobilité et stationnaire

Évolutions de la Taxe Incitative Relative à l'Incorporation de Biocarburants (TIRIB)

- Nouveau produit éligible : **hydrogène renouvelable utilisé pour le raffinage**
- Dispositions prises en application de l'art. 25 de la RED II : « Les États membres tiennent compte des carburants liquides et gazeux renouvelables destinés au secteur des transports, d'origine non biologique, également lorsqu'ils sont utilisés en tant que produits intermédiaires pour la production de carburants conventionnels; »
- **À partir de 2023, l'hydrogène renouvelable produit par électrolyse, utilisé pour le raffinage** en France des produits pétroliers en carburants, générera des crédits TIRIB sur la base de son contenu énergétique
- Ces crédits **pourront compter double** et être affectés au choix aux objectifs essence ou diesel
- Reste à préciser les modalités pour qualifier l'électricité comme renouvelable, par acte délégué avant fin 2021 (cf. art. 27 de la REDII)

3. Ordonnance « Hydrogène »

Contenu du projet d'ordonnance

- **Dispositions relatives à la production** : terminologie pour l'hydrogène
- **Dispositions relatives à la traçabilité**
 - Définitions
 - Organisme de gestion du dispositif de certification
 - Émissions, transfert et annulation des garanties de traçabilité et d'origine
 - Mesures coercitives
- **Dispositions relatives aux dispositifs de soutien** : complément de rémunération par appel d'offres (soutien OPEX)
- **Dispositions relatives à l'injection de gaz renouvelables dans le réseau de gaz** et la traçabilité des gaz renouvelables
- **Dispositions relatives au stockage souterrain**

Point d'étape et perspectives

Actions réalisées

- **Trois consultations** avec les acteurs de la filière
- **Avis du CSE et de la CRE reçus**
- **Projet soumis en Conseil d'État**

Perspectives

- **1^{er} novembre 2020** : réception des contributions des parties prenantes à la suite de la dernière concertation
- **2020/2021** Notification de la Commission Européenne par le dispositif de soutien
- **Publication de l'ordonnance fin 2020**
- **Finalisation du décret et des arrêtés techniques : publication courant 2021**



MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE

*Liberté
Égalité
Fraternité*

MERCI !

Les réseaux de gaz au service du développement de la filière hydrogène

De l'injection à l'émergence d'une dorsale
hydrogène européenne, retour sur les
initiatives et projets

Anthony MAZZENGA

Directeur Gaz renouvelables





Connecter les énergies d'avenir

Colloque P2G ATEE

Les réseaux de gaz au service du développement de la filière hydrogène

Anthony Mazzenga
Directeur gaz renouvelables

22 octobre 2020



+ GRTgaz - Transporteur de gaz en France et Allemagne

KPIs

- 3000 employés
- 32 500 km canalisations transport
- 646 TWh/y transportés
- 150 expéditeurs actifs
- 742 clients industriels & 19 DSO connectés

Forte présence européenne

- ENTSOE : membre du board, 6 détachés
- PRISMA – vice-présidence
- H2 Europe – présidence du WG “Energy”



+ Vision 2050 du transport de gaz dans l'intégration sectorielle

Intégration énergie - déchets

Couplage sectoriel énergie

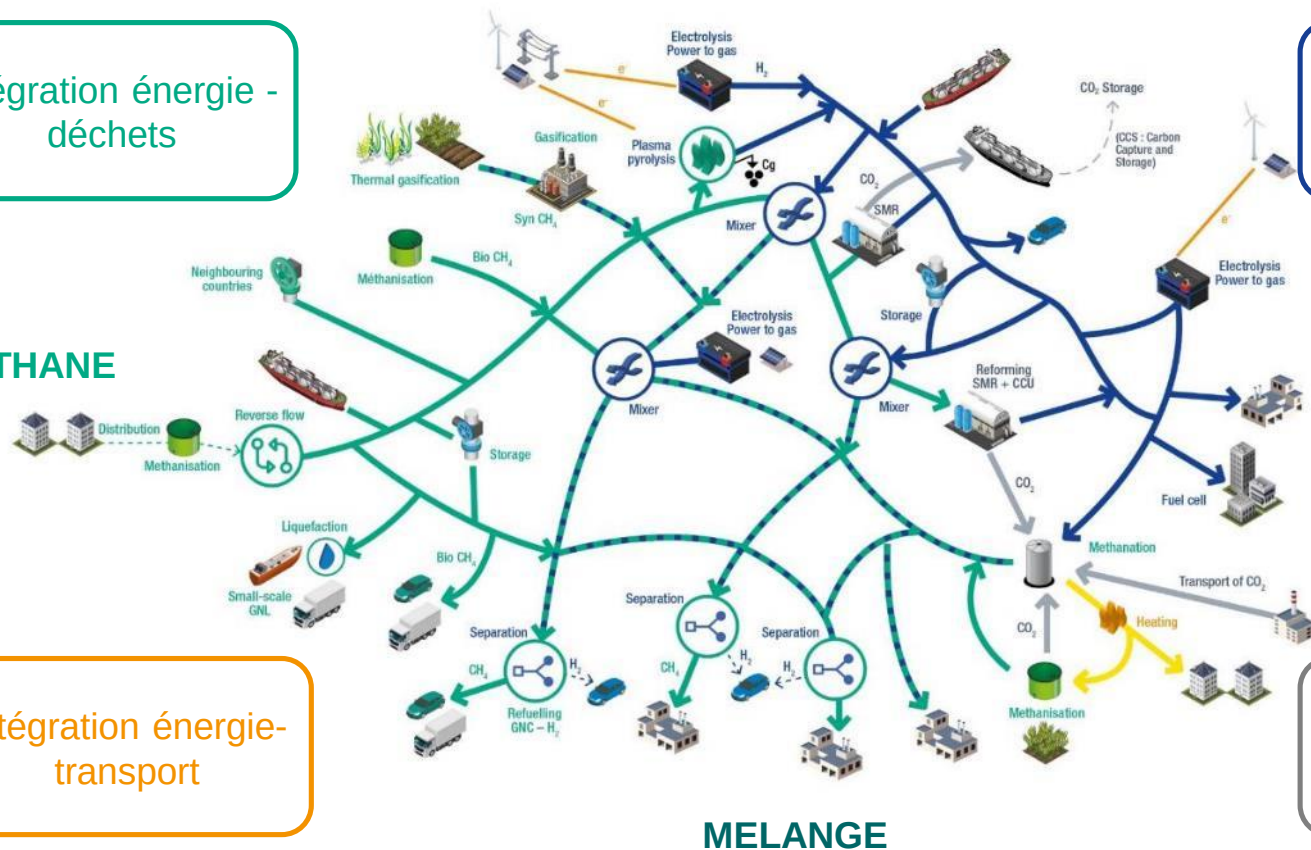
BIOMETHANE

HYDROGENE

DIOXYDE DE CARBONE

Intégration énergie-transport

Intégration énergie - industrie



Vision H₂ des infrastructures de gaz

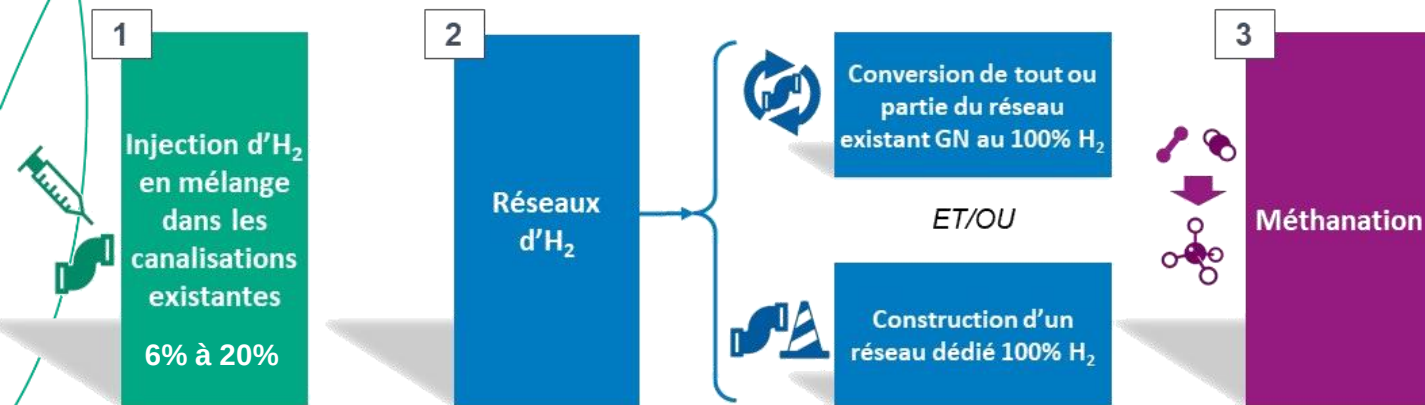
3 voies complémentaires d'intégration

Rapport coordonné par GRTgaz dans le cadre du plan H2 :

- **TSOs** – GRTgaz & Teréga
- **DSOs** – GRDF, R-GDS, REGAS & SPEGNN
- **SSOs** – Geométhane, Storengy, & Teréga
- **LSOs** – Elengy



Rapport publié nov. 2019
[download link](#)



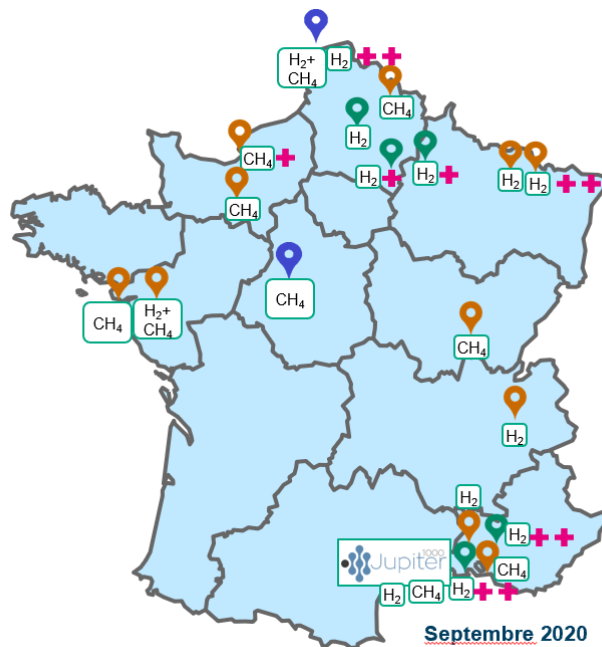
Voies complémentaires en fonction du développement de l'H₂ : mode de production, décentralisé / centralisé, dynamique de déploiement....

1. Mélange H₂/CH₄ - projets d'injection d'H₂ ou de gaz hydrogénés en instruction à date

Tous réseaux : répartition géographique des projets biométhane

Légende

-  Démonstrateur
-  Étude d'opportunité en cours / terminée
-  Projets en émergences : pas d'études conduites par GRTgaz
-  Injection souhaitée de H₂
-  Injection souhaitée de CH₄ synthétique
-  Injection souhaitée de mélanges H₂/CH₄
-  Capacité d'injection souhaitée >1 kNm³/h
-  Capacité d'injection souhaitée >10 kNm³/h



Demandes de raccordement de projets de toute nature pour gaz de synthèse et hydrogène

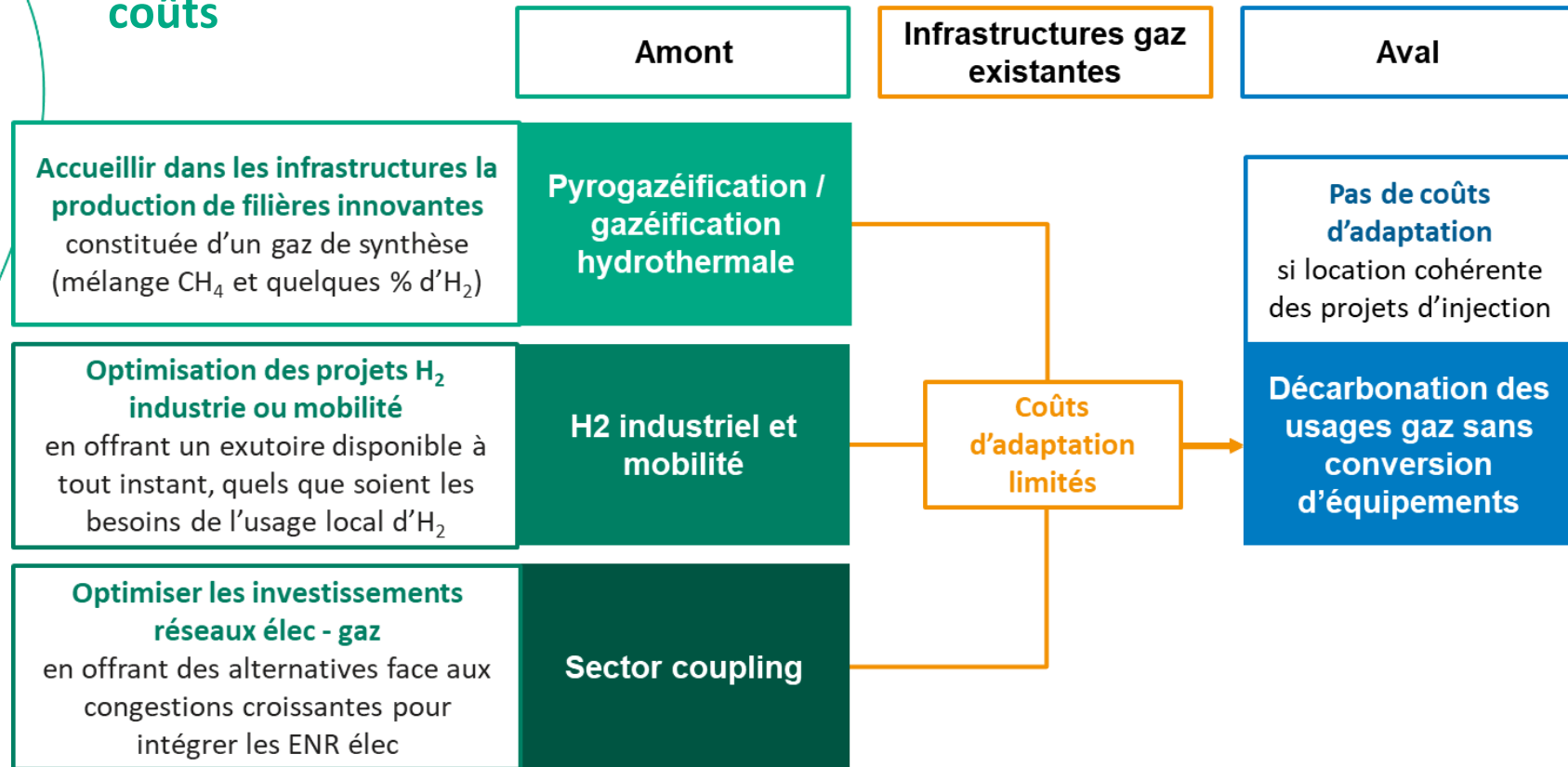
- Power-to-gas
- H₂ fatal (industrie du chlore)
- Pyrogazéification

Groupe de concertation H₂, pour définir les règles d'accès aux réseaux

- Contrats d'injection et de raccordement entre producteurs et opérateurs de réseaux
- Procédure partagée entre opérateurs pour le pilotage du taux d'hydrogène
- Clarification des responsabilités producteurs / opérateurs / consommateurs



1. Mélange H₂/CH₄ - une première étape à moindre coûts

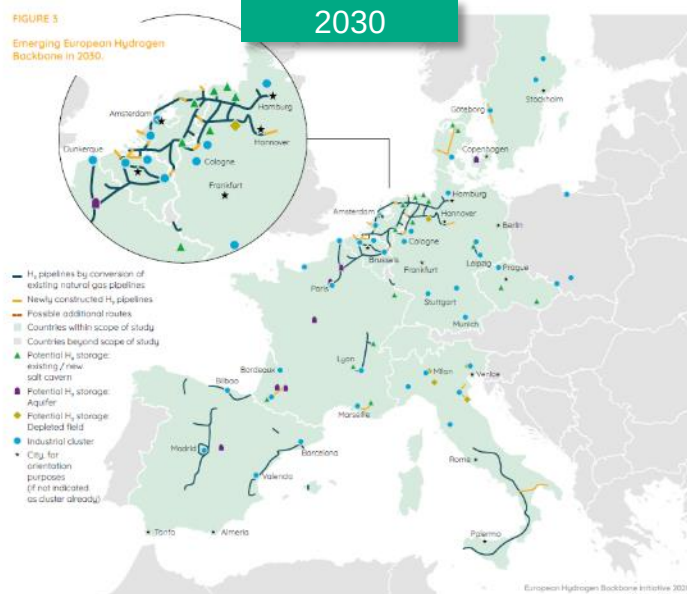


Le modèle de conversion d'électricité avec injection totale de la production hors congestion ne parait pas pertinent avant un horizon 2035

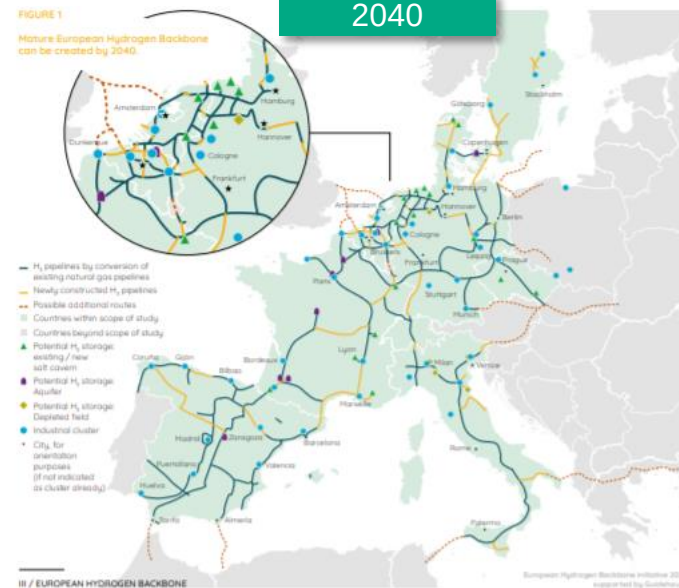


2. Transport H2 – étude *European Hydrogen Backbone*

Publié en juillet 2020



- Développement de réseaux locaux (~700 km) autour des clusters industriels de Dunkerque, Le Havre, Paris, Lyon, Marseille et Lacq.
- Essentiellement par conversion d'ouvrages existants + deux réseaux locaux greenfield (Marseille et Lacq)
- Consommation encore majoritairement locale et concentrée dans ces zones industrielles

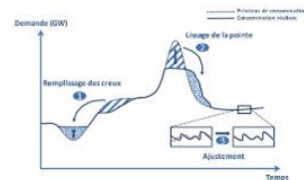


- Demande française d'hydrogène estimée à environ 110 TWh/an à horizon 2040.
- Réseau français de 3 300km, notamment rôle de transit entre les différents réseaux européens (Allemagne, Espagne, etc)
- 50% conversion d'ouvrages et 50% réseaux greenfield

2. Transport H2 – intérêt d'une infrastructure vs production décentralisée

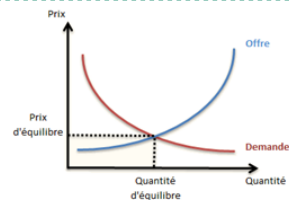
Équilibre offre-demande global

Faire foisonner les productions et les consommations tout en accédant au stockage souterrain massif



Marché organisé

Possibilité d'accéder au marché pour les producteurs et les consommateurs pas d'interdépendance « one-to-one »



Sécurité d'appro.

Maximisation de la sécurité d'appro. par rapport à une production sur site notamment pour les usages critiques (industrie, mobilité...)

Risque de défaillance

Electrolyseur
 10^{-3}

Canalisation H2
 10^{-6}

Optimisation globale des coûts

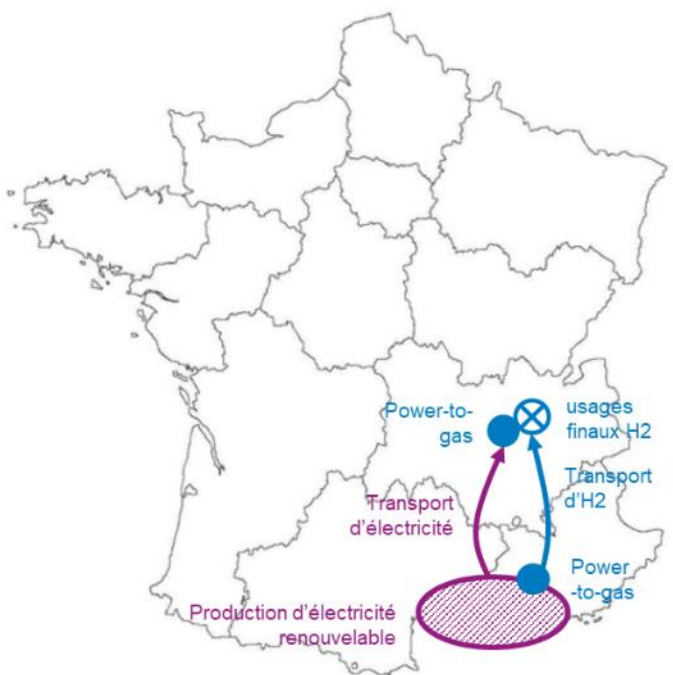
Optimisation des coûts globaux du système élec – gaz – H2 par rapport aux coûts de développement et de transit des infras.

Capacité de transit pour le même investissement

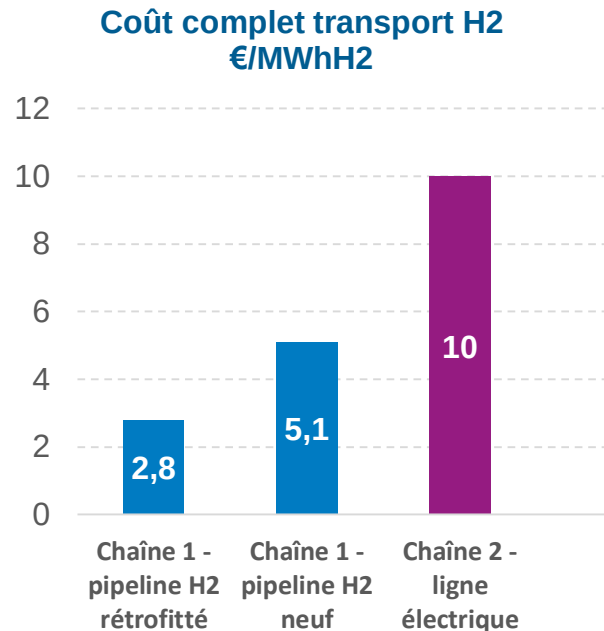
Electricité
1 GVA

H2 & Gas
20 GW

+ 2. Transport H2 – illustration de l'optimisation des coûts



Hypothèses : taux d'actualisation : 4%, utilisation des capacités élec et H2 à 90%, rendement énergétique électrolyseur : 70%, CAPEX ligne élec : 2,5 M€/km/ pour 1 GW, OPEX ligne élec : 8 M€/an ; Amortissement de la ligne électrique sur 25 ans (hypothèse RTE – SDDR) ; chiffres H2 issus du rapport « European Hydrogen backbone » ; conversion H2 : 1 kg = 0.03941 MWh PCS

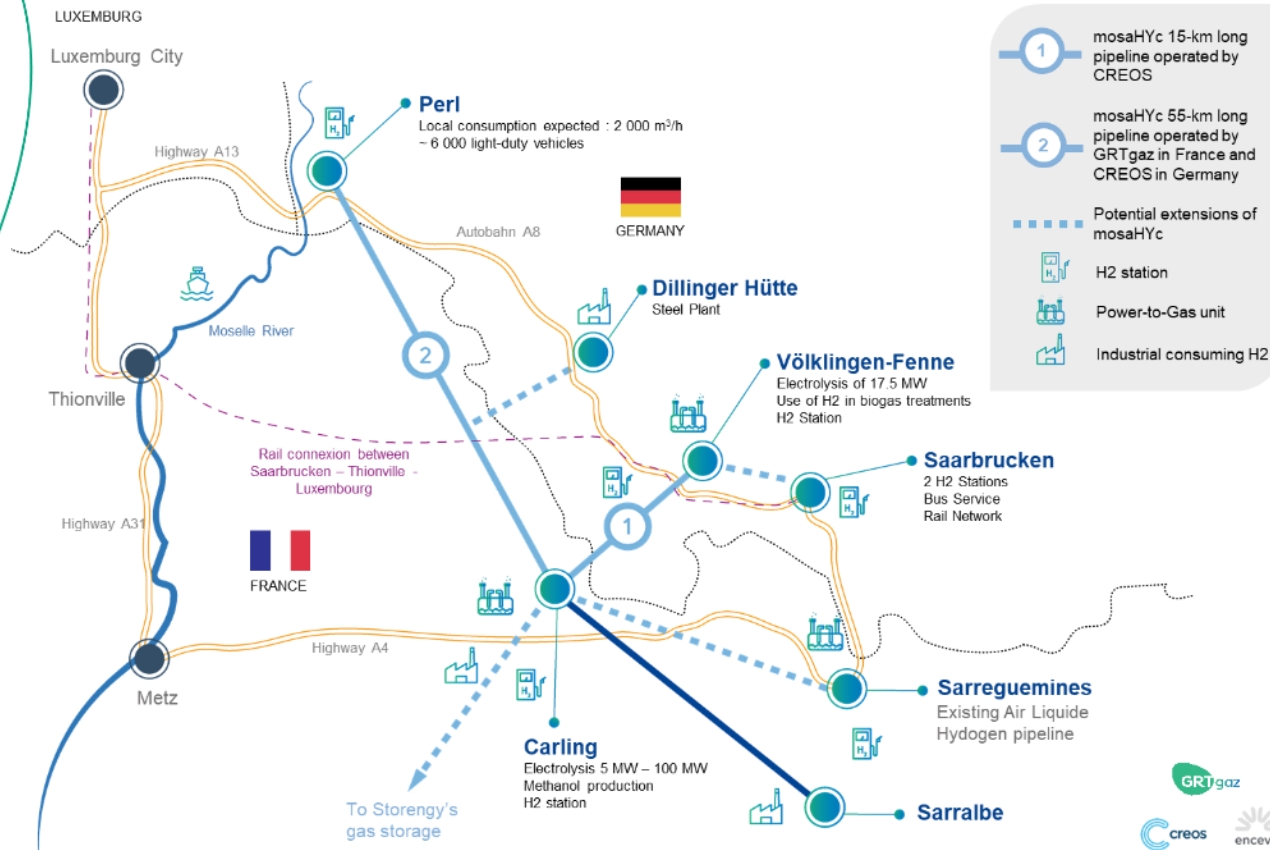


Coût 2 à 4 fois moindre de la chaîne transport H2

Accès au stockage souterrain permettant l'optimisation intersaisonnière

2.Transport H2 - Projet MosaHYc

Conversion d'une canalisation gaz en 100% H2



**70 km de canalisations
transfrontalières
offrant une capacité de
20 000 Nm³/h aux
productions et usages
existants et à venir**

**Décision
d'investissement en
2022**



+

1&3. H2 et méthanation – Jupiter 1000 piloté par GRTgaz Pilote R&D - 1 MW de capacité

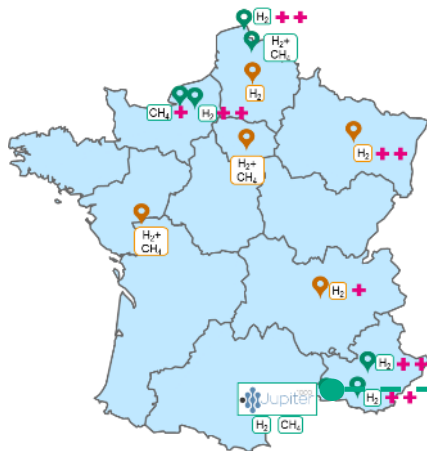
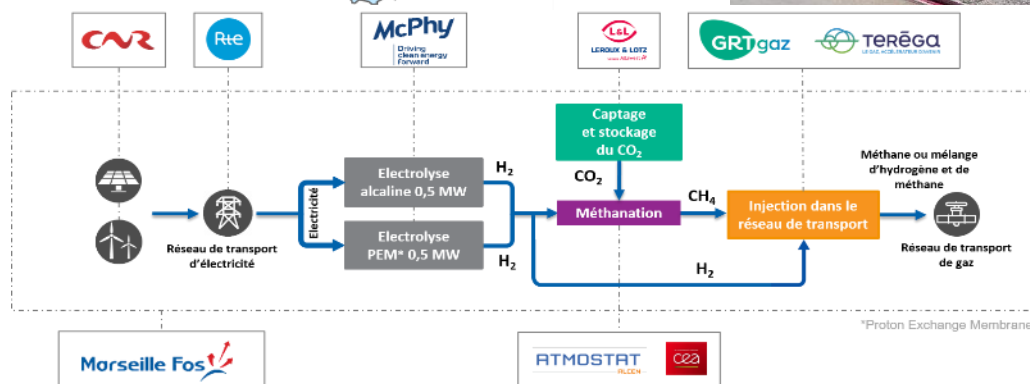


Photo credit : TECHNIVUE – Stéphane GRUFFAT

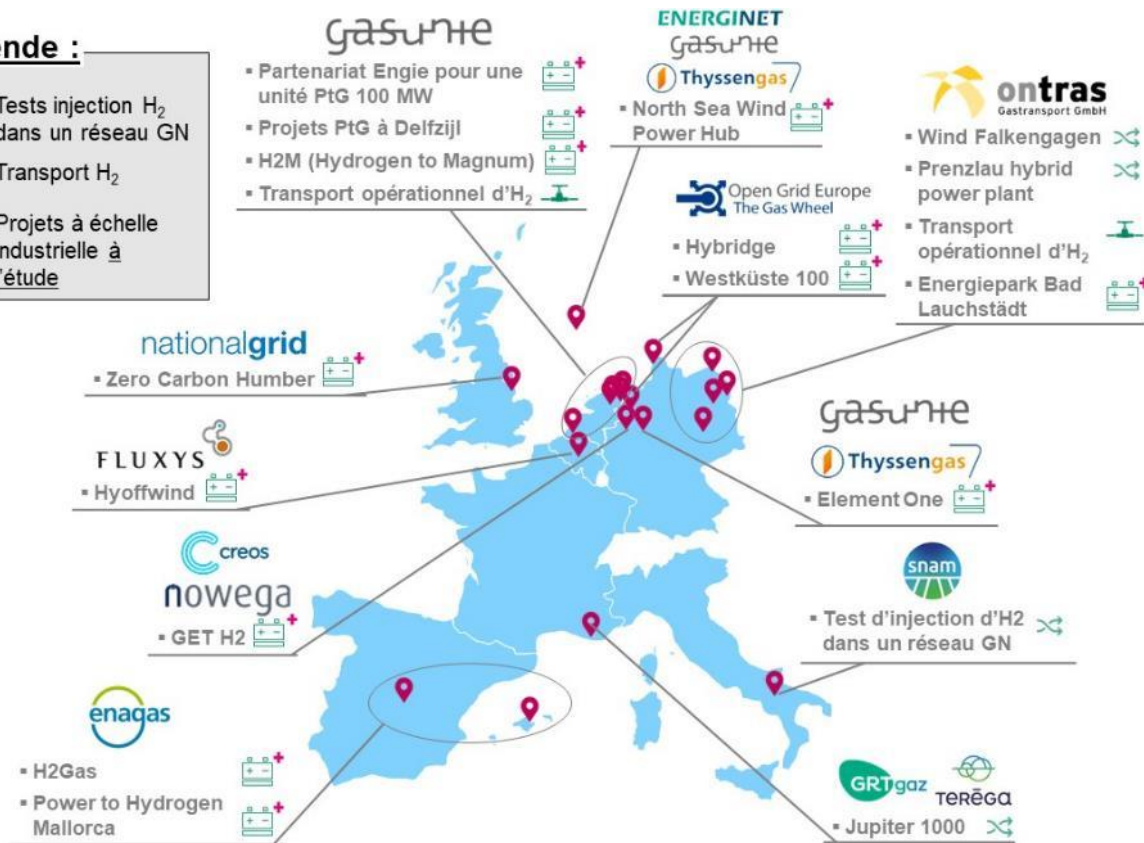


Démarrage des injections en
février 2020 pour 3 ans

Implication des transporteurs de gaz dans l'hydrogène : un mouvement partagé en Europe

Légende :

- Tests injection H₂ dans un réseau GN
- Transport H₂
- Projets à échelle industrielle à l'étude





Connecter les énergies d'avenir

grtgaz.com

Retour d'Expérience du projet GRHYD à Dunkerque : Production d'hydrogène vert et injection dans un réseau de distribution de gaz naturel jusqu'à 20%vol.

Isabelle ALLIAT

Coordinatrice du projet GRHYD



Retour d'expérience du projet GRHYD à Dunkerque

Isabelle ALLIAT (ENGIE Lab CRIGEN)
Julie PINEL (GRDF)

Conférence ATEE 22/10/2020



1^{er} démonstrateur Power-to-Gas en France avec injection d'hydrogène dans les réseaux

- Projet soutenu dans le cadre du Programme d'investissements d'avenir (PIA) opéré par l'ADEME : filière hydrogène pour la ville durable; accompagné par les services de l'Etat (DREAL, DGPR)
- Construire une complémentarité électricité-gaz au service de la transition énergétique des territoires : valoriser via le vecteur H₂ des surplus d'énergies renouvelables électriques, pour décarboner les usages du gaz naturel

Expérimenter la production locale d'H₂ par électrolyse et son injection, en mélange avec le gaz naturel, dans un réseau neuf de distribution, alimentant un nouveau quartier (~100 logements) et une chaufferie (jusqu'à 20% d'H₂ en vol., avec des taux H₂ variables)



- ✓ Évaluer sur le terrain les aspects techniques, environnementaux, réglementaires, sociétaux d'une filière utilisant une nouvelle énergie gaz naturel hydrogène pour un usage dans l'habitat et les transports





Les principaux enseignements de la démonstration

Un succès du démonstrateur injection qui conforte la faisabilité technique de la nouvelle filière

Succès technique de la mise en place d'une filière Power-to-Gas complexe

(production d'hydrogène par électrolyse – stockage H₂ – injection d'H₂ en mélange jusqu'à 20% en vol. avec des taux variables):
21 mois de démonstration terrain, conception & test d'équipements innovants (électrolyseur PEM, stockage H₂ sous forme solide, poste d'injection, analyseur gaz)

Un réseau de distribution de gaz neuf et des usages gaz naturel résidentiel – tertiaire fonctionnant bien avec le mélange H₂/gaz naturel, dans des conditions de sécurité industrielle équivalentes à celle du gaz naturel

Une bonne acceptabilité sociale chez les usagers, leur principale préoccupation portant sur la maîtrise de la facture d'énergie

Un dialogue technique constructif avec l'administration

Un bénéfice environnemental confirmé de l'injection d'hydrogène: **-8% CO_{2eq}** vs gaz naturel soit 32 tonnes de CO_{2eq} évitées sur le quartier par an, **réduction des émissions de CO (-63%) et NOx (-42%)** à la cheminée des chaudières domestiques

Une adaptabilité confirmée des équipements, des installations réseaux et aval compteur, au gaz hydrogène/gaz naturel

Chaîne technique complexe mise en œuvre avec succès

Test laboratoires confirmés par l'expérimentation terrain :

- Fragilisation des matériaux ✓
- Etanchéité des équipements ✓
- Perméation / fuites ✓
- Odorisation ✓
- Compatibilité compteurs ✓
- Non-séparation (surconcentration H2) ✓

Test d'équipements innovants :

- Poste d'injection avec mélangeur H2/GN
- Analyseur gaz

Installations intérieures

Test laboratoires confirmés par l'expérimentation terrain :

- Fragilisation des matériaux (cuivre) ✓
- Etanchéité des équipements ✓

Équipements gaz naturel

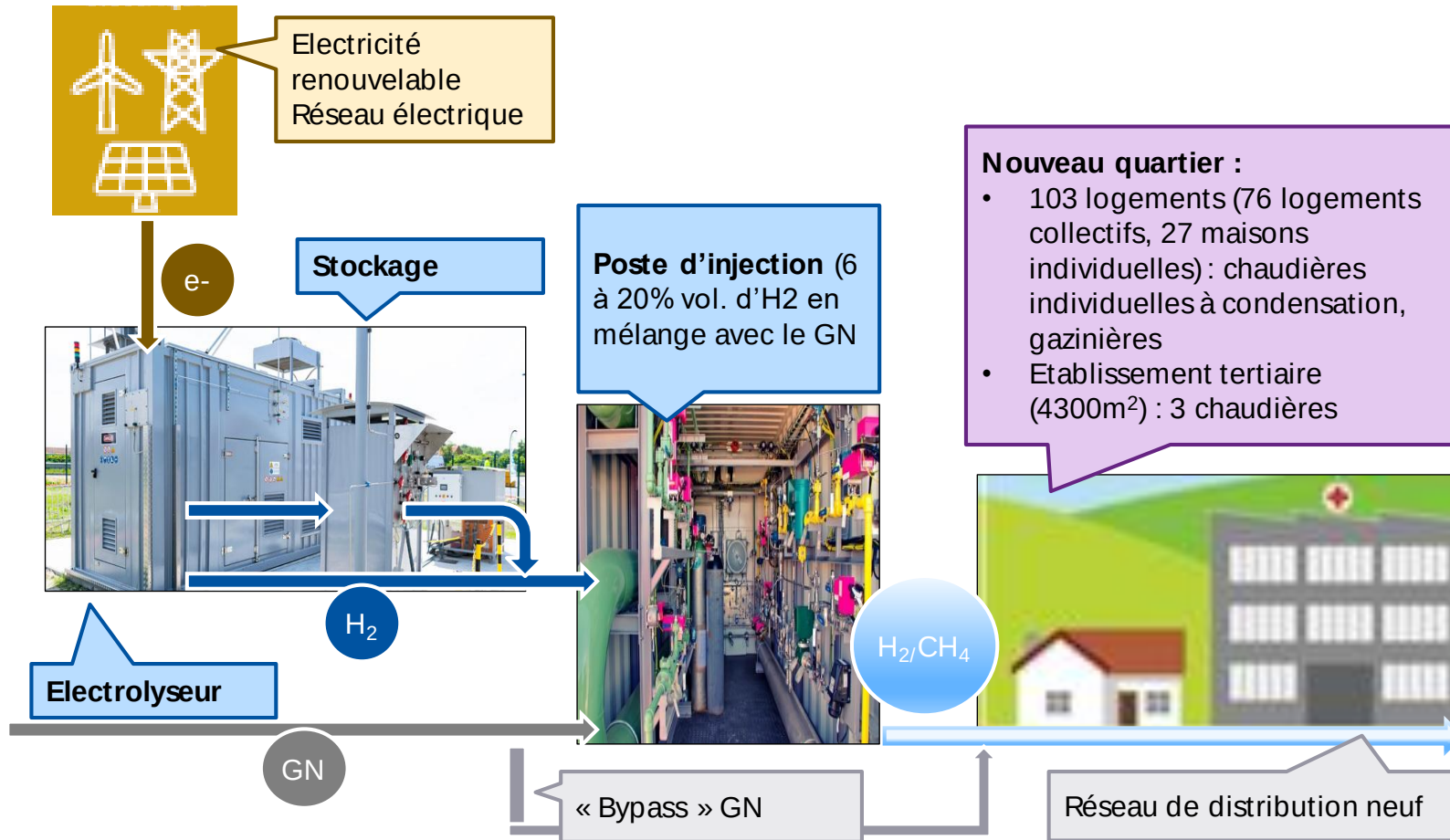
Test laboratoires confirmés par l'expérimentation terrain :

- Chaudières neuves individuelles (Saunier-Duval, à condensation) ✓
- Chaudières neuve et existante des chaufferies du centre de soin ✓

Test laboratoires uniquement :

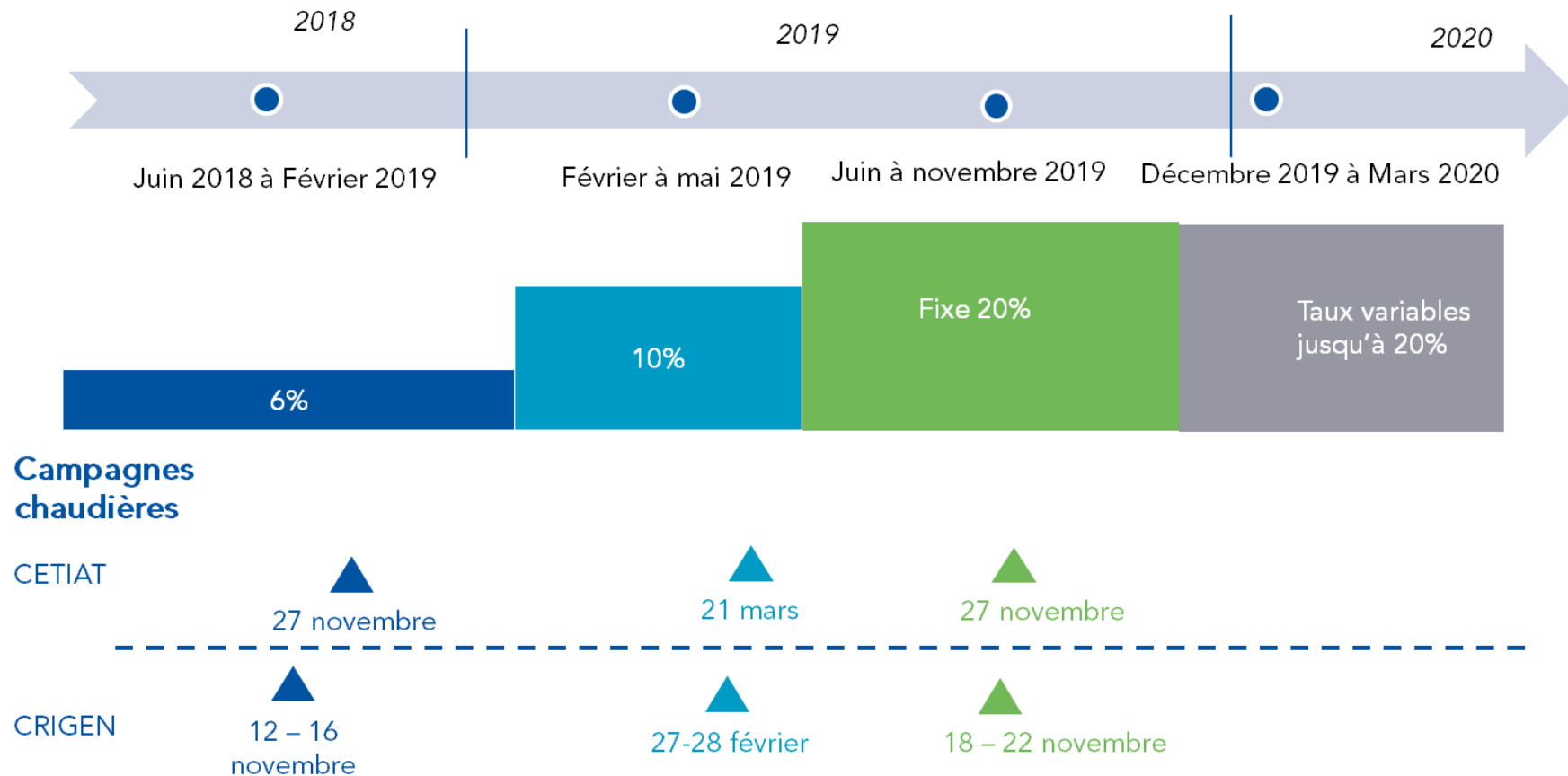
- Chaudières individuelles et plaques de cuisson existantes ✓
- Plaques de cuisson neuves ✓

Une chaîne technique complexe mise en œuvre avec succès



- Consommations de gaz: ~8 m³(n)/h en été et 40 m³(n)/h en hiver (débit moyen)
- Capacité de production: 12 m³(n)/h H₂
- Capacité de stockage: 50 m³(n) H₂
- Production d'environ 13 000 m³(n) H₂ à partir de 112 GWh d'électricité verte (garanties d'origine) et 14,4 m³ d'eau pure
- Production de d'environ 6 500 m³(n) O₂, émis à l'atmosphère

Une phase de test terrain de 21 mois avec augmentation des taux d'H2 par palier pour atteindre 20% en variable sur décembre 2019-mars 2020



Le REX technique permet de valider la faisabilité de l'injection de 20 %vol. d'H2 dans un réseau de distribution de gaz neuf, alimentant des logements neufs

PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DE REX SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION :

- ✓ **Aucun incident de sécurité** y compris pendant les périodes de réglage des équipements du démonstrateur
- ✓ **Aucun incident recensé lors des interventions d'exploitation du réseau** à fréquence renforcée (recherche systématique de fuites, inspection des robinets, inspection des conduites intérieures et conduites montantes)
- ✓ **Une qualité de l'hydrogène produite très bonne** : < 5 ppm H₂O et < 5 ppm O₂ => respect des prescriptions techniques pour le gaz distribué
- ✓ **Des dérogations** par rapport aux seuils réglementaires ont été données pour la teneur en H₂, le PCS et l'indice de Wobbe

CONCERNANT L'AVAIL COMPTEUR :

- Des campagnes sur les appareils à gaz (chez des habitants volontaires) et sur les chaudières (chaufferies du centre de soin) qui confirment les tendances observées lors des tests dans les laboratoires du CETIAT :
 - ✓ Rendement utile amélioré des chaudières domestiques (évalué à +4% en laboratoire)
 - ✓ Réduction des émissions de CO₂, CO, NOx (à la cheminée)

Une bonne acceptabilité sociale chez les habitants usagers

- Une zone d'expérimentation favorable a priori : une population accoutumée à un environnement industriel
- Un dispositif d'information combinant réunions publiques auprès des futurs habitants du quartier, communications ciblées, affichage dans les bâtiments des logements

Retour des études sociologiques réalisées auprès des habitants (focus group, entretiens) :

- Confiance dans les partenaires du projet pour gérer la problématique de la sécurité industrielle
- Préoccupation principale : impact sur la facture énergétique (neutre dans le cadre du projet)





Conclusion Perspectives de l'après-GRHYD

De belles synergies entre H2 et gaz naturel:

Un projet cohérent avec la stratégie des acteurs gaziers européens et qui contribue à en construire le socle technique

- Selon l'étude ADEME « un mix de gaz 100% renouvelables en 2050? », l'H2 renouvelable fait partie des filières pour décarboner le mix gazier
- Les infrastructures gazières disposent d'un rôle clé pour démontrer la valeur systémique de l'H2:
 - Selon Hydrogen Europe: 7% d'H2 pourrait être injecté en réseau en 2030, 32% en 2040 et 50% en 2050 (soit 270 TWh)
 - En France, les opérateurs d'infrastructures de gaz naturel considèrent la voie injection H2 en mélange parmi les solutions à promouvoir pour faciliter l'intégration d'H2 dans les réseaux et estiment :
 - un volume en mélange de 6% d'injection possible d'H₂ à court terme dans la plupart des ouvrages gaz (sauf sensibles)
 - 10 %vol. d'H₂ en 2030 comme cible atteignable avec une anticipation des adaptations et des évolutions du prescrit



Un démonstrateur qui oriente les prochains travaux

- **Poursuivre l'optimisation de la chaîne Power-to-Gas** en s'appuyant sur des solutions améliorées de conduite et de pilotage des équipements
- **Travailler sur la réglementation, normalisation & certification européenne avec une prise en compte de l'hydrogène dans les infrastructures et les usages du gaz** pour préparer un déploiement industriel (équipements des réseaux, analyseur et compteur de gaz, équipements et installations en aval compteurs, ...)
- **Développer des équipements et des procédures d'exploitation-maintenance** adaptés à la nouvelle composition du gaz acheminé (méthode et fréquence d'inspection, détecteurs de fuites adaptés au mélange, etc.)
- **Etendre l'analyse de compatibilité** de la chaîne gaz naturel en réalisant **des tests sur l'existant** (réseau de distribution, installations intérieures, équipements aval compteur, dans les secteurs du résidentiel, tertiaire, et de l'industrie)
- Poursuivre les travaux de R&D sur les **solutions de protection des installations réseaux ou clients sensibles** (ex. membranes séparant l'H2 du gaz naturel)

En conclusion

- En France, des Collectivités territoriales portent un intérêt pour ce nouveau gaz vert
- Le projet GRHYD prépare le terrain vers la pré-industrialisation et le déploiement du nouveau gaz GN-H2: le prochain projet montera en taille !

Perspectives complémentaires pour GRDF



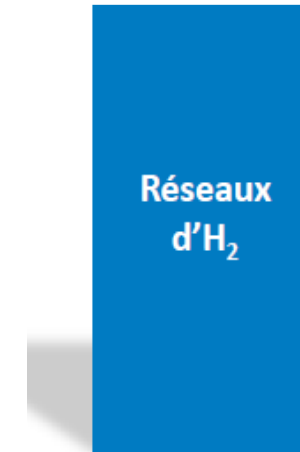
Le REX plaide pour la co-existence de différentes voies d'intégration de l'H₂ dans les réseaux, adaptées aux différentes situations territoriales



- Plus adapté dans zones avec forte capacité de dilution et peu saisonnalisées



- Injection sur le réseau de distribution techniquement plus appropriée sous la forme de gaz hydrogénés (méthane de synthèse contenant quelques pourcentages d'hydrogène, pouvant se substituer au gaz naturel sans nécessité de mélange)



- Supprime les contraintes de dilution et de maîtrise du taux d'H₂
- Nécessite de traiter une dimension sécurité non abordée sur les usages diffus et décentralisés, en particulier en cas de conversion d'usages existants (sécurité des installations intérieures)

Rapport des opérateurs d'infrastructures gazières : chaque solution possède sa zone de compétitivité ; leur diversité permet aussi de répondre à la diversité des situations dans les territoires (ressources locales, dimensionnement du réseau, clients aval, etc.)

OPÉRATION RÉALISÉE AVEC LE CONCOURS DES INVESTISSEMENTS D'AVENIR ET DE L'ÉTAT CONFISÉS À L'ADEME



En partenariat avec :



Ville pilote :



**MERCI DE VOTRE
ATTENTION**



PAUSE DEJEUNER

Retour à 13h30 pour:

Panorama des technologies de Power to H2
et Power to Méthane avec

McPhy

 **terravatt**

AREVA H₂Gen

 **ENERGO**