



## Pré-étude d'ingénierie pour le développement d'une activité hydrogène en Nouvelle-Calédonie



RAPPORT FINAL

PARIS, LE 30 JUIN 2022

### **SOMMAIRE**

### Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

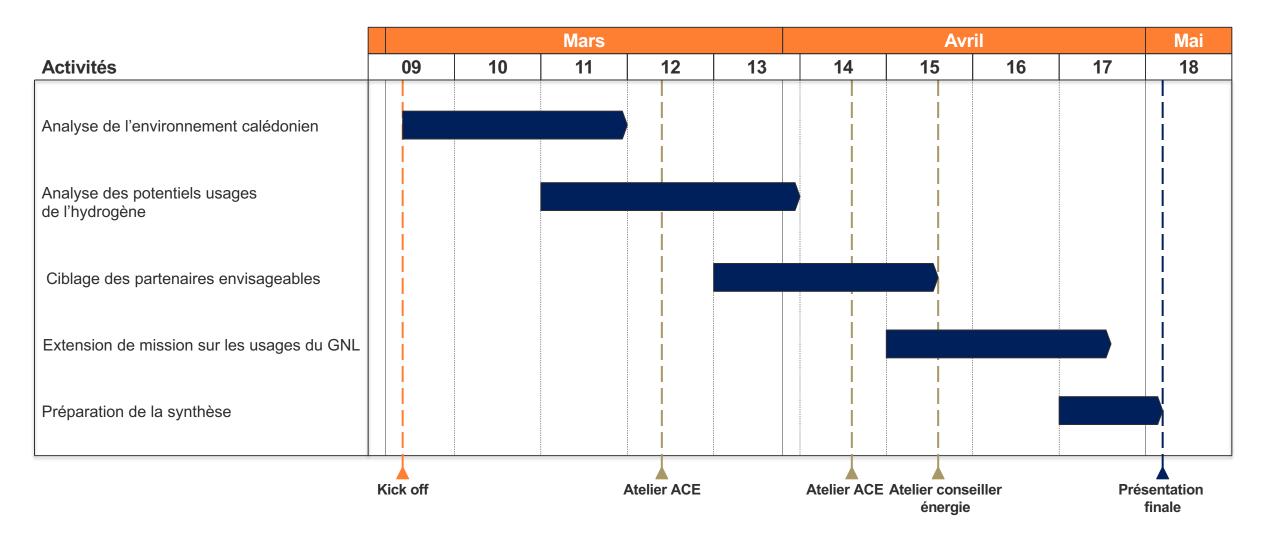
Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

Annexes

## **CALENDRIER DE MISSION**





### Une démarche de pré-étude en trois volets



## Analyse de l'environnement calédonien



## Analyse des potentiels usages de l'hydrogène et du GNL



## Ciblage des partenaires envisageables

- Analyse et caractérisation de la production et de la consommation énergétique
- Analyse de la politique de transition énergétique (STENC)

#### **Activités**

 Analyse de l'environnement concurrentiel dans le domaine de l'hydrogène (Engie, TotalEnergies...)

- Etude des cas d'usage de l'hydrogène et du GNL en fonction des besoins locaux
  - · mobilité terrestre.
  - · mobilité maritime,
  - · usages industriels
  - génération d'électricité,
- Etudes des opportunités de production d'électricité décarbonée pour la production d'hydrogène vert

- Identification des acteurs industriels à mobiliser pour différents cas d'usage donné / suggestion de groupements d'acteurs
- Identification des acteurs clés des processus politiques de décisions pour porter le développement d'une filière l'hydrogène sur le territoire
- Identification de partenaires institutionnels ou industriels pour financier une ou des études complémentaires

- Livrables
- Cartographie de la production et consommation énergétique en Nouvelle Calédonie
- Market sizing des usages d'hydrogène et de GNL en Nouvelle Calédonie

Cartographie des potentiels acteurs à solliciter pour une étude approfondie



### LES ENTRETIENS RÉALISÉS

















### **SOMMAIRE**

#### Démarche

### **Analyse de l'environnement Calédonien**

#### Caractérisation des consommations d'énergie

Opportunités associées aux politiques de transition énergétique

Analyse de l'environnement concurrentiel

Chaine de valeur de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

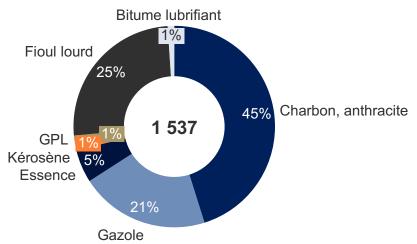
Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

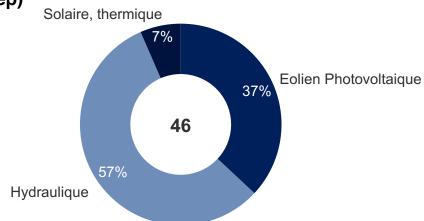
Annexes

## AVEC UNIQUEMENT 3% DE SA CONSOMMATION PRIMAIRE D'ÉNERGIE PRODUITE LOCALEMENT, LA NOUVELLE CALÉDONIE EST DÉPENDANTE À 97% DE L'IMPORT D'ÉNERGIES FOSSILES

## Bilan des importations d'énergies primaires en 2020 (en Ktep)



Bilan de la production primaire d'énergie renouvelable en 2020 (en Ktep)



La **consommation d'énergie primaire** en Nouvelle Calédonie s'élève à **1583 ktep en 2020**.

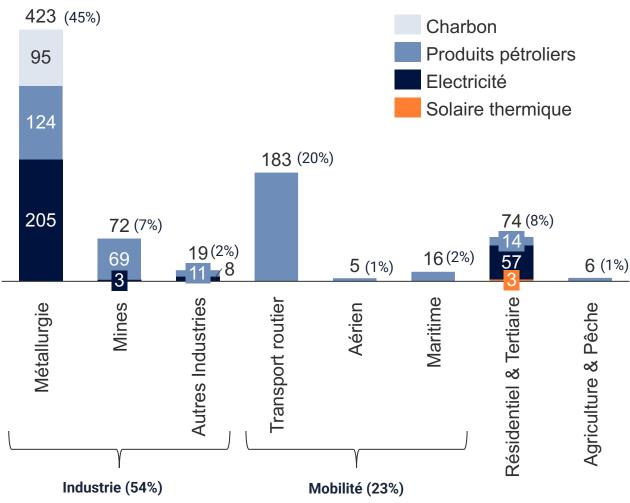
La Nouvelle Calédonie est donc **dépendante à 97% de ses importations d'énergies fossiles**. Elles se composent principalement de charbon et d'anthracite (45% des importations), suivi du fioul lourd (25%) et du gazole (21%).

Les énergies renouvelables produites localement représentent à peine 3% de la consommation d'énergie primaire totale, soit 46 ktep en 2020.



## 52% DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE EN 2020 EST CONSACRÉE À LA MÉTALLURGIE ET AUX MINES

## Bilan de la consommation d'énergie finale en 2020 (en Ktep)



L'industrie représente plus de 54% de la consommation d'énergie de la Nouvelle Calédonie.

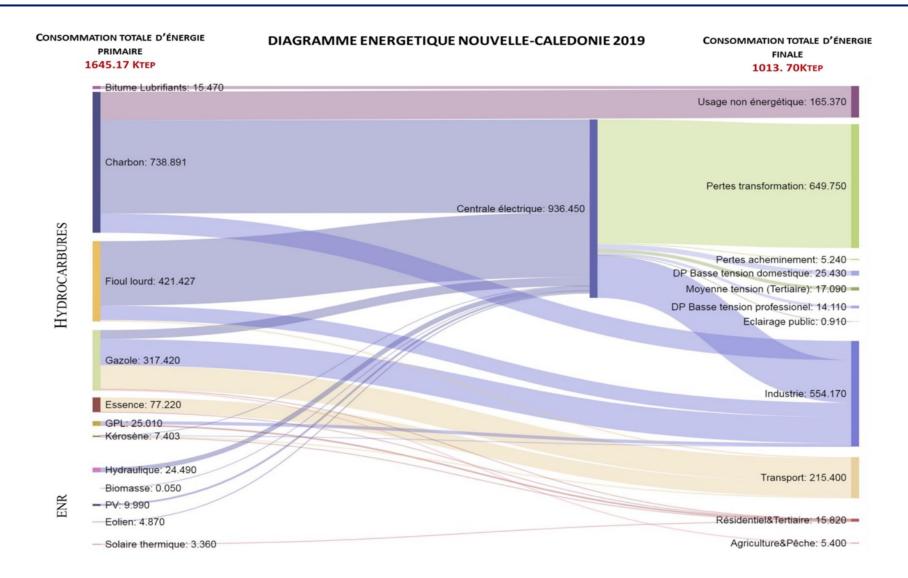
L'industrie minière est de loin la plus grande consommatrice avec 45% de la consommation de l'île à elle seule. Viennent ensuite les mines avec 7%.

Le deuxième plus gros secteur consommateur est celui de la mobilité avec 23% de l'énergie dont 20% pour le transport routier.

Vient ensuite le secteur **résidentiel et tertiaire avec 8%** de la consommation. Ce secteur est le seul à utiliser l'énergie thermique.

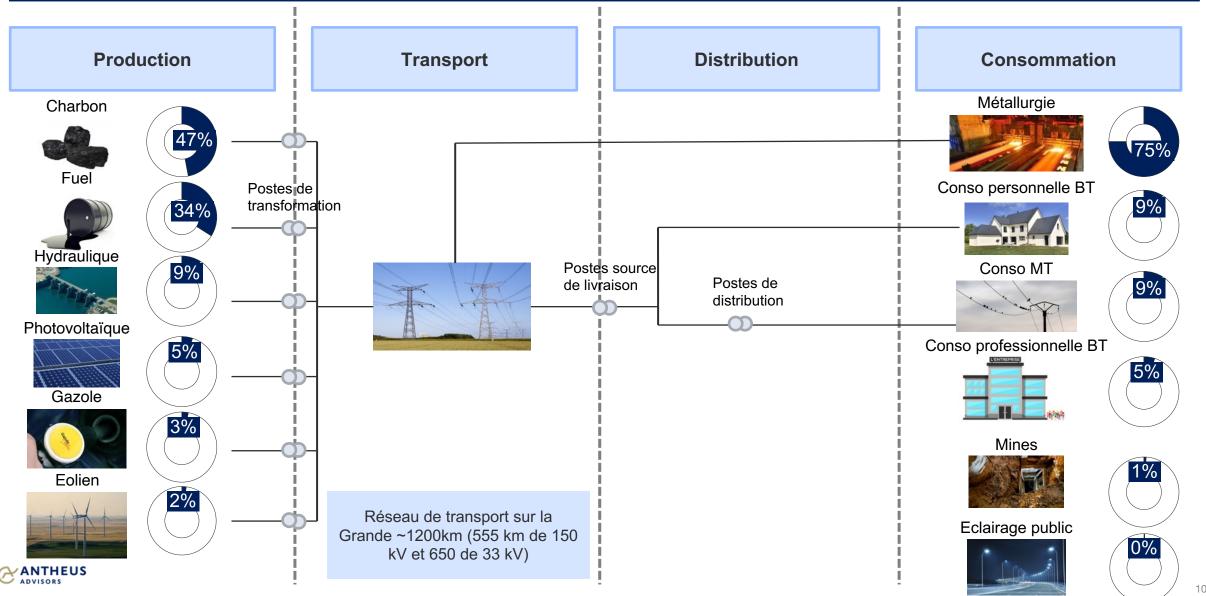


### DIAGRAMME ÉNERGÉTIQUE DE LA NOUVELLE CALÉDONIE POUR L'ANNÉE 2019

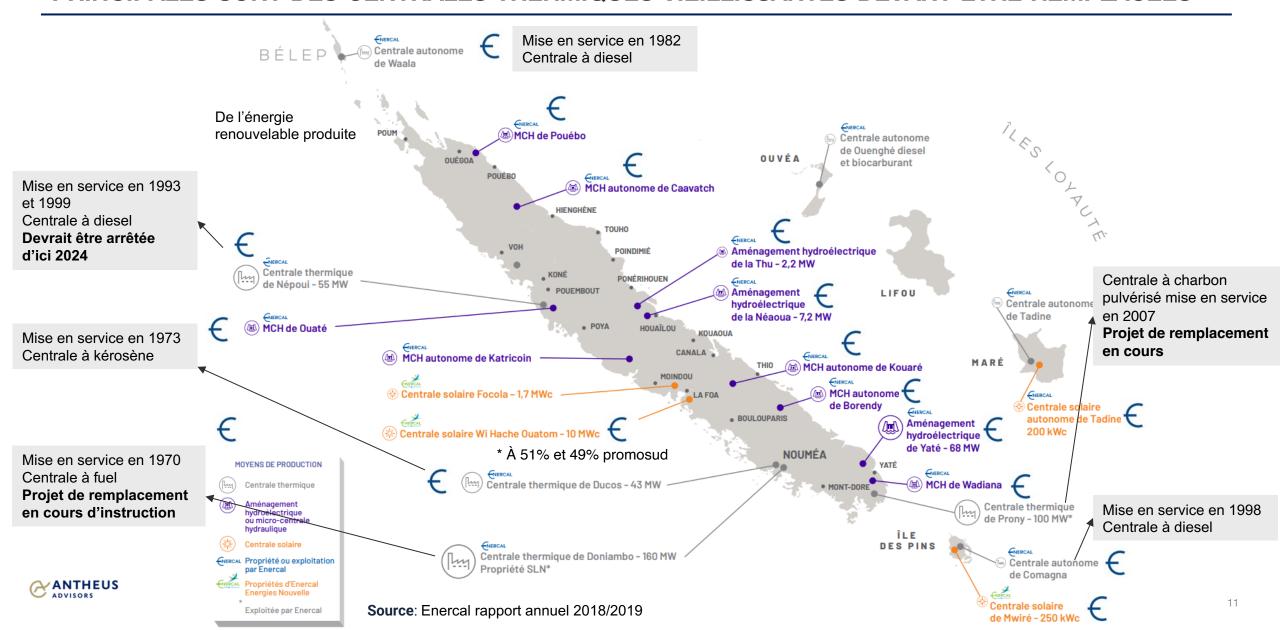




# 84% DE L'ÉLECTRICITÉ EST PRODUITE À PARTIR DE COMBUSTION D'ÉNERGIE FOSSILE, ET 75% EST CONSOMMÉE PAR LA MÉTALLURGIE

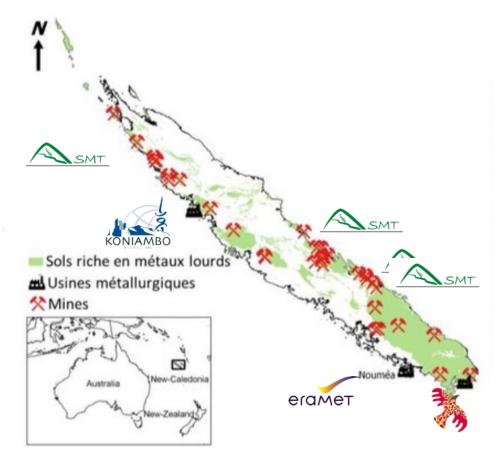


# ENERCAL POSSÈDE UNE LARGE PARTIE DU PARC DE CENTRALES ÉLECTRIQUES DONT LES PRINCIPALES SONT DES CENTRALES THERMIQUES VIEILLISSANTES DEVANT ÊTRE REMPLACÉES



# La Nouvelle Calédonie est le $6^{\grave{e}ME}$ producteur de nickel et dispose de 3 usines métallurgiques importantes qui consomment plus de 45% de l'énergie de l'île

## Carte de la Nouvelle Calédonie représentant les mines et les usines du territoire (2017)



La Nouvelle-Calédonie est le **6**ème **producteur mondial de nickel**. Le minerai calédonien mais aussi les alliages de ferronickel et les oxydes de nickel sont exportés vers ~15 pays dont la Chine, le Japon, les Etats-Unis ou la Belgique.

#### L'usine pyrométallurgie de Doniambo de la SLN :

- 1 060 salariés sur le site industriel (2 150 avec les mines)
- 1er producteur mondial de ferronickel, avec une production annuelle de 55 000 tonnes depuis 25 ans (sauf 2019)
- 5 fours de calcination (900°C) et fours électriques pour la fusion (1600°C, four FD 11)
- Alimenté par la **centrale à fioul de Doniambo** (160 MW, alimente également la ville de Nouméa)

#### L'usine de Koniambo Nickel SAS (KNS) détenue à 51% par la SMSP\*, et à 49% par Glencore\*\* :

- 1061 salariés, 405 employés contractuels et sous traitants
- Capacité nominale de 60kt annuelle, 17kt produits en 2020, objectif 2021 de 31kt
- Procédé Nickel Smelting Technology, fours électriques pour la fusion
- 210 mégawatts nécessaires notamment pour apporter l'énergie pour les fours, alimentés par la centrale

#### L'usine de Prony resources (usine rachetée en mars 2021 après 4 mois d'arrêt).

- 3000 salariés
- Ouvert en 2004, possède son propre port
- Objectif 2021: 20 kt de NHC, 35 kt pour 2022 et 40kt/an ensuite
- Procédé de lixiviation à l'acide sulfurique pour produire du NHC\*\*\* (~37% de nickel et 2 à 3% de cobalt, produit intermédiaire peu raffiné, matière première des batteries lithium-ion/nickel)
- Tesla est le principal client avec un contrat pour 42kt de nickel sur plusieurs années

Les centres miniers de la SMT (Société des mines de la Tontouta) : 4 centres miniers (Kaala, Cap Bocage, Bogota, Nakety). Environ 400 emplois directs

#### Sources: Researchgate, la 1ere francetvinfo

\*Société minière des indépendantistes de la province Nord

- \*\* Géant anglo-suisse du négoce des matières premières
- \*\*\* Nickel hydroxyde cake

ANTHEUS

### **SOMMAIRE**

#### Démarche

### Analyse de l'environnement Calédonien

Caractérisation des consommations d'énergie

### Opportunités associées aux politiques de transition énergétique

Analyse de l'environnement concurrentiel

Chaine de valeur de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

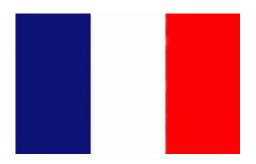
Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

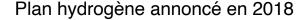
Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

Annexes

### LE PLAN NATIONAL ET LE PLAN EUROPÉEN POUR LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE





Septembre 2020 annonce **7 milliards d'euros d'ici 2030 pour soutenir le développement de l'hydrogène**.

Stratégie tournée vers le soutien à **l'hydrogène renouvelable et à l'hydrogène bas carbone** (issus d'ENR ou d'électricité nucléaire).

- Axe 1 : Production d'hydrogène par électrolyse pour l'industrie, phase d'amorçage du plan français
- Axe 2 : Une valorisation par des usages de la mobilité en complémentarité des filières batterie
- Axe 3 : Un élément de stabilisation des réseaux énergétiques sur le moyen-long terme



Priorité pour l'UE : développement de **l'hydrogène renouvelable**, produit principalement à partir **d'énergie éolienne et solaire** (ne mentionne pas le nucléaire)

Plan de déploiement pour 2024 : 6 GW d'électrolyseurs pour la production d'un **million de tonnes d'hydrogène** renouvelable, installation jusqu'à 100 MW à proximité des gros centres de consommation

Plan pour 2030 : **40 GW d'électrolyse**, permettant de produire **4,4 millions de tonnes d'hydrogène par an**.

S'ajoutent 40 GW en Afrique du Nord et Ukraine, l'ensemble permettant d'éviter l'émission de **82 millions de tonnes de CO2 par an.** 

Une forte augmentation de la part de l'hydrogène dans le mix énergétique global européen est pressentie, avec une valeur atteignant **13-14** % **en 2050** contre moins de 2 % actuellement.



## Un plan de transition énergétique adopté en 2016 avec des objectifs ambitieux ouvre la porte au développement de l'hydrogène sur le territoire néo-calédonien

Le schéma pour la transition énergétique (STENC) définit la **stratégie énergétique de la Nouvelle-Calédonie à l'horizon 2030 c'est aussi la contribution de la Nouvelle Calédonie à la COP21**. Adopté en **juin 2016**, il constitue le cadre de la politique applicable jusqu'en 2030. Le STENC a été élaboré, sous l'impulsion du gouvernement de la Nouvelle-Calédonie, en partenariat avec l'ensemble des acteurs institutionnels, associatifs, publics et privés du territoire, entre 2010 et 2015. Il doit être réévalué en 2021.

Le STENC se décompose autour de 3 objectifs majeurs :



Réduire la consommation énergétique



 Réduction de 25% dans la consommation finale (hors mines et métallurgie)



Accroitre la part du renouvelable dans le mix énergétique



Production de source renouvelable représentant 100% de la consommation d'électricité de la distribution publique



Atteinte de l'autonomie électrique dans les îles



Réduire les émissions de Gaz à effet de serre

Réduction de 35% d'émission de CO2 dans les secteurs résidentiels et tertiaire (soit 70 000t)



 Réduction de 10% d'émission dans le secteur de la mine et métallurgie (soit 140 000t)



 Réduction de 15% d'émissions dans le secteur du transport (soit 40 000 tonnes)







Objectif pouvant être partiellement réalisé grâce à la filière hydrogène

Sources: STENC

# LES 7 ORIENTATIONS SE DÉCOMPOSENT EN 23 LEVIERS D'ACTIONS RÉPARTIS SUR DIFFÉRENTES THÉMATIQUES DONT CERTAINS PEUVENT IMPLIQUER L'UTILISATION D'HYDROGÈNE

Les 7 orientations stratégiques sont détaillées en 23 actions répartis par thèmes. Les leviers pouvant être liés à l'hydrogène sont cités ci-dessous.



#### Métallurgie et mines

- 1 L'efficacité énergétique des procédés
- 2 Le mix énergétique
- 3 Un plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre



5 - L'efficacité énergétique des procédés



#### Résidentiel et tertiaire

- 9 La tarification de l'électricité
- 10 La compétitivité des entreprises



#### **Secteurs transverses**

- 12- L'aménagement durable
- 13 -L'exemplarité de la puissance publique



#### Transport et mobilité

- 16 L'écomobilité
- 17 La performance du parc de véhicule



18 - La coopération internationale



#### **Energie renouvelable**

- 20 Un plan de développement de la production électrique
- 22 L'innovation
- 23 La coopération internationale

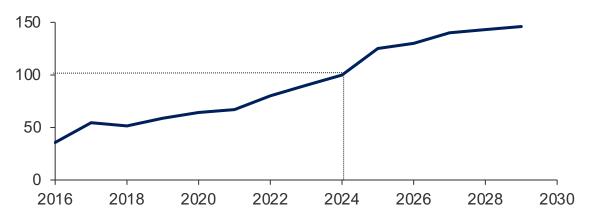
Un plan hydrogène est en cours de construction depuis l'été 2021



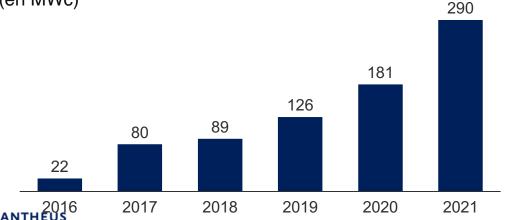
Sources: STENC

# L'OBJECTIF DE 100% DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ DE LA DISTRIBUTION PUBLIQUE PROVENANT D'ÉNERGIES RENOUVELABLES DEVRAIT ÊTRE ATTEINT EN 2024

## Production d'énergie renouvelable sur le besoin de la distribution publique (en %)



Evolution de la puissance des centrales photovoltaïques au sol (en MWc)



Sources: STENC, le bilan à 5 ans 2016-2021

L'objectif numéro 2 du STENC concerne le fait d'accroitre la part d'énergie renouvelable dans le mix énergétique avec notamment une production de source renouvelable représentant 100% de la consommation d'électricité de la distribution publique.

Cet objectif devait être atteint pour 2030, il le sera finalement aux alentours de **2024 soit 6 ans avant la date buttoir**.

Depuis 2015, les capacités des centrales photovoltaïques installées au sol ont été **multipliée par 13**.

Elles représentent en 2021 une capacité de 290 MWc.

Depuis 5 centrales Enercal sont ou devraient entrer prochainement en service (Nepoui 30 MWc, Koumac power 4 MWc, Tiabet poum 4 MWc, Gadji 1,5 MWc, Hnagow mare 1,5 MGc)

Les capacités installées sur toiture ont également évolué. Le nombre d'installations dépassent les 2000 en 2021.

## Les autres énergies renouvelables se sont également développées avec notamment :

- La création d'une centrale hydroélectrique à Pouébo
- Le développement d'une ferme éolienne à Yate
- La rénovation du parc éolien de Prony 1, 2 et 3, Négandi et Mony Mau
- La création d'une centrale biomasse d'1 MW à Gadji pour valoriser les gaz issus de l'enfouissement des déchets.

## LE STENC A ÉTÉ REVU EN 2021, UNE CONSULTATION PUBLIQUE A ÉTÉ LANCÉE SUR LES TROIS AMBITIONS MAJEURES QUI LE COMPOSENT







Ambition 1 : Verdir l'industrie minière et la métallurgie

Ambition 2 : développer la mobilité décarbonée pour les particuliers et les professionnels

Ambition 3 : accélérer la transition énergétique du territoire et de l'industrie calédonienne

Objectif 2030 : taux de pénétration des EnR au minimum de 30 % dans le mix énergétique métallurgie Objectif 2030 : 18 000 véhicules électriques au minimum en circulation soit 50 % des nouvelles ventes

Objectif 2030 : baisse au minimum de 30% de la consommation énergétique du secteur résidentiel et tertiaire comparativement à 2019

Q Focus en slide suivante



#### LES OBJECTIFS PROPOSÉS POUR LA REVUE DU STENC DE 2021 SONT DÉTAILLÉS EN LEVIERS

#### Objectif 2030 : taux de pénétration des EnR au minimum de 30 % dans le mix énergétique métallurgie

- Création d'un label Nickel vert et éthique (réduction au minimum de 30 % des GES du secteur d'ici à 2030).
- Signature « accord-cadre kWh verts » entre les métallurgistes, Enercal et le gouvernement



Incitation réalisation de bilans carbone et mise en œuvre de plan de réduction des émissions





Renforcement de la communication des entreprises en matière de RSE



entations stratégiques pouvant être soutenues par une filière hydrogène

#### Objectif 2030 : 18 000 véhicules électriques au minimum en circulation soit 50 % des nouvelles ventes

- Dressage du maillage des infrastructures de recharge de véhicules électriques.
- Transformation parc de véhicules jusqu'à atteindre au minimum 50 % des ventes en 2030 de véhicules propres



Soutien du développement de l'électro-mobilité au niveau communal



- Minimum 50 % de véhicules propres dans les flottes de véhicules publics.
- Intensification de l'innovation appliquée à l'éco-mobilité en réalisant des projets pilotes



Développement **mobilité douce** avec les communes.





### **SOMMAIRE**

#### Démarche

### Analyse de l'environnement Calédonien

Caractérisation des consommations d'énergie

Opportunités associées aux politiques de transition énergétique

#### **Analyse de l'environnement concurrentiel**

Chaine de valeur de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

Annexes

# EEC, FILIALE D'ENGIE, A LANCÉ EN DÉCEMBRE 2020 UNE STATION HYDROGÈNE PILOTE SUR SON SITE DE PK4 PERMETTANT D'ALIMENTER DEUX VÉHICULES À HYDROGÈNE

#### Schémas de la chaine de valeur de la station hydrogène pilote d'EEC





~ 150 kWh/jr





1,7 kg H2 par recharge à 350 bars



Installation de panneaux solaires PV d'une capacité de 400 KWc sur le toit du site d'EEC PK4, soit environ 2 000 m2 de surface de panneaux solaires

## Station hydrogène Atawey *Spring 6 350* conçue pour répondre au besoin de recharge d'une flotte de 1 à 5 véhicules, composée de :

- Un électrolyseur permettant de produire 2 kg d'H2 par jour
- Un compresseur et une bouteille de gaz pour stockage jusqu'à 14kg à 420 bar
- Un tuyau d'alimentation à 350 bar pour recharger les véhicules en quelques minutes

Installée et maintenue par SOCOMETRA ENGIE

## Flotte EEC de 2 véhicules hydrogène Kangoo de 300 km d'autonomie, avec :

- Une batterie électrique de 22 kWh
- Un prolongateur à pile à combustible de 5 kW fourni par Symbio alimenté par une réserve hydrogène de 28 kWh, soit 1,7 kg H2
- Un moteur électrique d'environ 44 kW (60 ch)





~ 20 MXPF soit ~ 170k€\* pour l'électrolyseur





~ 5-6 MXPF soit ~ 42-50 k€\* par véhicule



**Sources** : EEC, Atawey \*d'après entretien avec le conseiller énergie

# A TRAVERS CE PILOTE, EEC A SOUHAITÉ AMORCER UNE FILIÈRE HYDROGÈNE POUR UNE MOBILITÉ VERTE ET DURABLE EN NOUVELLE CALÉDONIE

EEC sera à la disposition des parties prenantes, en étroite collaboration avec le gouvernement de la Nouvelle-Calédonie et l'Agence Calédonienne de l'Energie, afin accompagner les solutions de transport décarbonées pour tous les acteurs publics ou privés, sur terre ou en mer :



Alimentation de flottes de véhicules d'entreprise



Réseau public de stations H<sup>2</sup>



Transports publics à hydrogène



Verdissement des **flottes d'engins miniers** - en bénéficiant par exemple de projets pilotes développés entre ENGIE et Anglo American avec le lancement du premier camion de transport minier 300 tonnes à hydrogène en 2019).

« La station hydrogène est une nouvelle illustration de l'engagement d'EEC pour accompagner les collectivités et usagers vers une économie neutre en carbone. Le développement de l'hydrogène vert répond à cette ambition ».

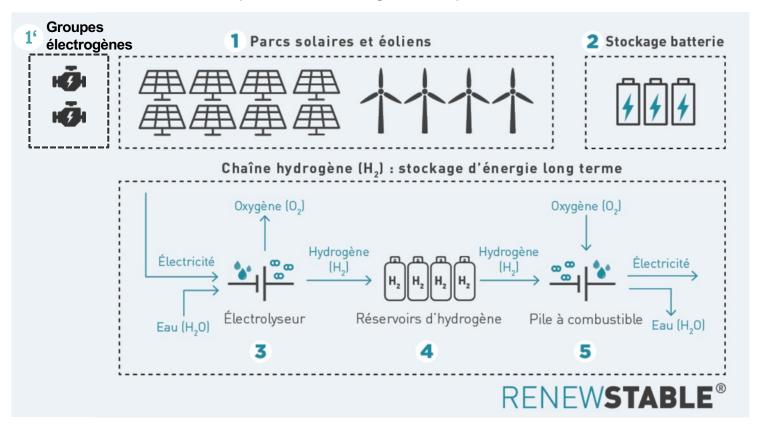
François LAFOREST, Directeur Outremer d'ENGIE Solutions Villes & Collectivités



## EN REMPLACEMENT DE CELLE DE DONIAMBO, HDF ENERGY PORTAIT UN PROJET DE CENTRALE PRODUISANT 200 MW D'ÉLECTRICITÉ STABLE ET GARANTIE GRÂCE À L'HYDROGÈNE

Nouvelle Calédonie Energie (NCE) étudie depuis 2016 le remplacement de la centrale à fioul de Doniambo, nommée aussi Centrale B. Bien que NCE ait annoncé en 2021 une orientation vers une projet de centrale gaz, des projets s'appuyant sur des énergies renouvelables ont été soumis, dont celui de HDF Energy « Cagou Energies ». Le gouvernement a demandé un éclairage technique indépendant par la CRE qui étudie les différentes options et soumettra son avis au gouvernement.

Schémas des 4 leviers de production d'énergie électrique de la centrale :



- Production d'énergies primaires renouvelables (PV, éolien) assurant au moins 80% de l'approvisionnement
- Production d'énergies électriques complémentaires par des groupes électrogènes diesel assurant au plus 20% de l'approvisionnement
- 2 Stockage batteries court terme (~ heure) pour pallier les chutes de production momentanées d'énergie primaire et, en combinaison avec l'hydrogène, assurer la stabilité de la production électrique
- Production d'hydrogène par les **électrolyseurs** grâce aux énergies primaires renouvelables
- 4 Stockage d'hydrogène gazeux dans des réservoirs
- Production d'électricité stable durant la nuit grâce aux piles à combustible PEM de 1,5 MW chacune, en partenariat avec Ballard



### **SOMMAIRE**

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

### Chaine de valeur de l'hydrogène

### Production locale de l'hydrogène

Importation d'hydrogène

Stockage et transport de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

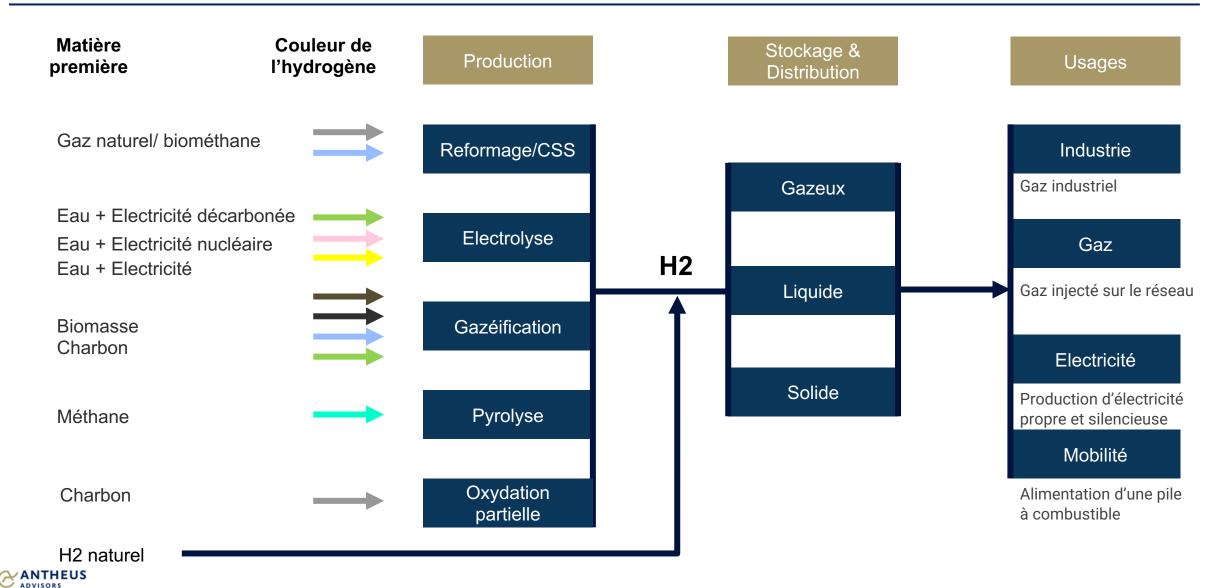
Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

Annexes

### CHAINE DE VALEUR DE L'HYDROGÈNE



**Sources**: ifp energies nouvelles

# DES TECHNIQUES DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ EXISTENT AUJOURD'HUI MAIS LEUR COÛT RESTE PLUS ÉLEVÉ

#### Tableau récapitulatif des différentes techniques de production de l'hydrogène (données publiées en 2019)

Technologie	Vaporeformage	Oxydation partielle	Gazéification	Pyrolyse	Pyrolyse /gazéification	Electrolyse
Matière première	Méthane, dérivés pétroliers	Dérivés pétroliers	Charbon	Méthane	Biomasse	Eau
Couleur	Gris	Gris	Noir	Turquoise	Vert	Vert si EnR
	(bleu si CCS)	(bleu si CCS)	(bleu si CCS)			Rose si nucléaire
Coût estimé (base Europe)	1600€/t H2 (+500 à 2000€ si CCS)	1660€/t H2 (+500 à 2000€ si CCS)	1000€/t H2 (+1000 à 3000€ si CCS)	1660€/t H2 A termes entre 350 et 850 €/t		4000-6000€ H2 À termes entre 2000 et 3000€/t
Maturité	+++	+++	+++	-		+
Rendement PCI-PCS	72 à 82 %	53 à 67 %	50 à 70 %	50 %		70 % - 80% (~ 95% pour ETH)
Emissions de CO2 ( t CO2 / t H2)	9 à 13 (inférieur à 5 si CCS)	13 à 18 (inférieur à 5 si CCS)	20 (mines à ciel ouvert) 24 (mines souterraines) (moindre si CCS)	Dépend du mix électrique (4 selon mix américain et nul ou négatif si ENR)	Faible, nul ou négatif (- 15 dans le cas où le biochar produit retourne à la terre)	Dépend du mix électrique (21 selon mix américain et 3 selon mix français)

L'usage d'hydrogène produit localement à partir d'énergies fossiles dégraderait le bilan d'émission de GES de la NC et représenterait un surcoût d'utilisation par rapport à la consommation directe d'énergie fossiles.

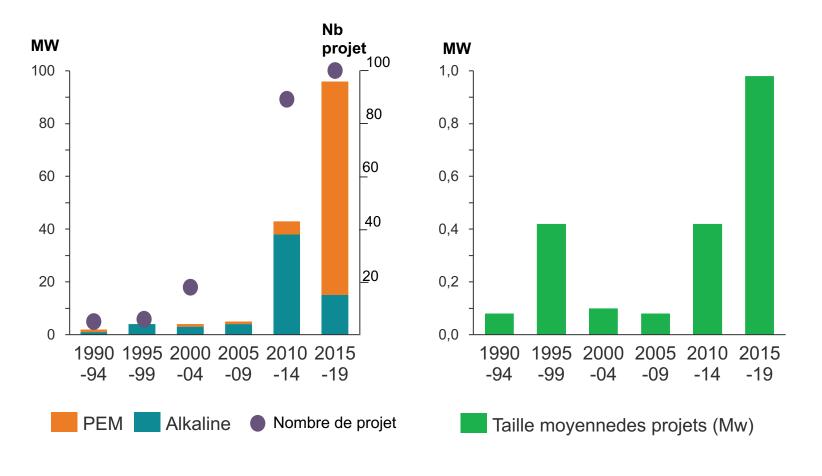
L'usage d'hydrogène produit localement à partir d'énergies décarbonées représenterait un surcout à moyen terme mais améliorerait le bilan d'émission de GES de la NC.



**Sources** : Polytechnique insights, Documents du Sénat

# LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE PAR ÉLECTROLYSE CONNAIT UN VÉRITABLE ESSOR, EN PARTICULIER POUR LA TECHNOLOGIE **PEM**

#### Evolution du nombre de projets d'électrolyseurs et de leur taille moyenne



Les **plans hydrogènes** de la France et de l'Europe reposent principalement sur le **développement de technologies** de production d'H2 par **électrolyse**.

Avec presque **80 projets depuis 2015**, la technologie **PEM** connait un **vrai développement**, soit près de **85% des projets**.

La **taille moyenne** des projets a **doublé** entre les périodes 2010/2014 et 2015/2019, pour atteindre **environ 1 MW**.

## LA TECHNOLOGIE PEM PERMET DE MIEUX RÉPONDRE AUX ENJEUX DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE PAR ÉLECTROLYSE À PARTIR D'ÉLECTRICITÉ INTERMITTENTE

Type d'électrolyse	Alcaline	PEM (proton électrolyte membrane)	Haute température
Electrolyte	solution aqueuse d'électrolyte alcalin	membrane polymère	membrane solide à base de céramique
Cathode	consomme de l'eau pour produire de l'hydrogène et des ions hydroxyde	platine est le catalyseur le plus utilisé	cermet (matériau composite métal-céramique) de nickel et de zircone yttrié.
Anode	consomme des ions hydroxyde et produit de l'oxygène	oxyde d'iridium sert classiquement de catalyseur	matériau céramique « de structure perovskite »
Condition P et T	Jusqu'à 30 bars 60 à 80°C	Jusqu'à 70 bars 70 à 80°C	Jusqu'à 30 bars 700 et 850°C
Consommation électrique (kWh/kg H2)	~50 (48 en 2030)	~52 (48 en 2030)	~45 (38 en 2030)
Rendement PCI PCS	~70% ~72%	~70% ~80%	~91~% (PCI) ~99% (PCS) +6% si passage de 1 à 6 bars
Flexibilité d'opération (par rapport à la puissance nominale)	20-100%	0-100%	-100% ou + 100%
Réactivité Départ à chaud Départ à froid	1 – 5 min 1 – 2h	< 10 s 5-10 min	15 min Plusieurs heures
Durée de vie	80 000/ 100 000 heures	40 000/50 000 heures	Non connue
Maturité de la technologie	+++	++	-

L'électrolyse alcaline permet de produire de l'hydrogène très pur, sans recours à des métaux rares. Cependant, elle présente un temps de réponse relativement long, avec faible flexibilité.

Pour palier à ces défauts, la PEM a été développée. Elle présente des temps de réponse nettement plus rapide et une grande compacité. Cependant sa durée de vie est inférieure et nécessite des matériaux plus chers utilisés pour la catalyse.

Enfin l'électrolyse à haute température permet de co-électrolyser vapeur d'eau et CO2. Elle peut fonctionner en mode inverse (pile à combustible avec H2, CH4, gaz, biogaz, ammoniac). Cependant à cause des températures élevées de fonctionnement, le taux de dégradation est actuellement élevé.

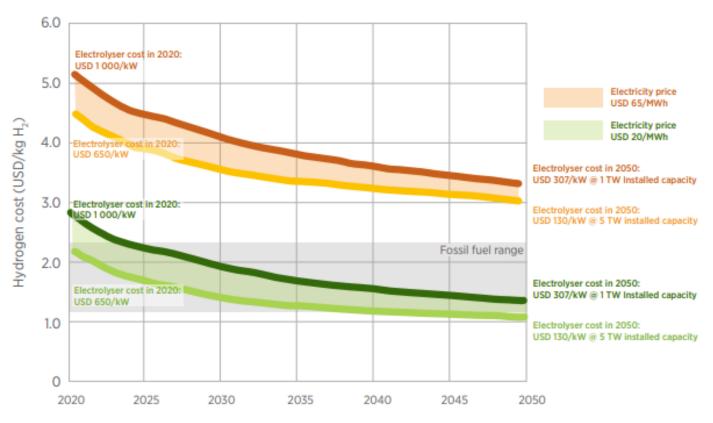
Un focus sur chaque technique est disponible en annexe.

ANIMEUS

Sources: L'actualité chimique N° 466, Octobre 2021, Discover the green tech

## LE COUT DE PRODUCTION DE L'HYDROGÈNE PAR ÉLECTROLYSE POURRAIT DIMINUER D'UN FACTEUR DEUX D'ICI 2050

#### Evolution des coûts de l'hydrogène produit par électrolyse d'ici 2050



Les coûts de production d'hydrogène à travers la technologie PEM ont **été divisés par 4 depuis 2010.** 

Aujourd'hui, le coût de l'hydrogène produit est entre 4 et 6€/kg (base Europe), mais ce cout pourrait chuter et se rapprocher des 2 à 3€/kg, notamment avec une baisse d'un facteur 3 du coût de l'électrolyseur à horizon 2050.

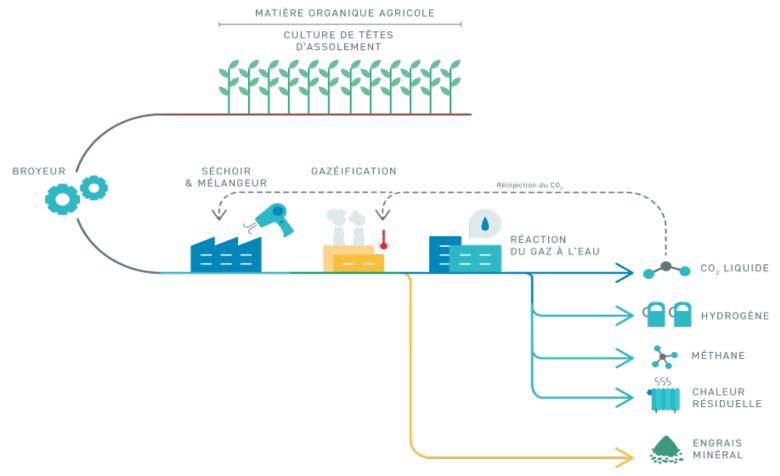
Les coûts de fonctionnement dépendent à 80 % du prix de l'électricité. Le coût pourrait devenir aussi compétitif que celui d'énergies fossiles si une chute du prix de l'électricité était observée.

Multiplier la capacité par 4 permettrait de diminuer les CAPEX de 10% à 30% selon la technologie.



# LA TECHNIQUE DE PRODUCTION D'H2 À PARTIR DE CHANVRE EST EN COURS DE DÉVELOPPEMENT À TRAVERS UN DÉMONSTRATEUR PORTÉ PAR QAIROS ENERGIES

#### Processus de production de l'hydrogène par pyrogazéification de la biomasse





#### Avantages de la culture du chanvre :

Cette culture de **printemps** permet de :

- diversifier les assolements à base de cultures d'automne
- laisse un sol propre (il étouffe les adventices) et meuble (ses racines profondes).

Elle a pour avantage de :

- Être un très bon précédent à céréales.
- Ne pratiquement pas nécessiter d'entretien, ni d'usage de produits phytosanitaires.
- Bien résister à la sècheresse (grâce à son système racinaire)

Cependant, **la technique** de production d'hydrogène reste encore à **un stade de développement**.

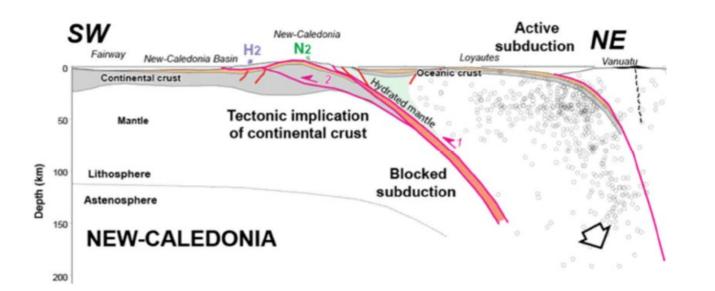
L'annonce d'un cout de production autour de 2€ le kg reste à prouver par la mise en place d'un démonstrateur et la levée de nombreuses contraintes techniques.

A défaut de produire de l'hydrogène, la culture du chanvre serait intéressante à étudier dans le cadre de la production de biométhane à partir de la biomasse.



# LA CAPTATION DES RESSOURCES NATURELLES D'H2 EN NC EST À L'ÉTAT DE RECHERCHE GÉOLOGIQUE EXPLORATOIRE

La Nouvelle-Calédonie est des rares pays au monde, avec le Mali, Oman, la Russie et le Brésil à disposer dans son sous-sol d'H2 naturel.







Le projet de forage scientifique New Caledonia Ophiolite Land-to-Sea Drilling Project (NCDP) a été déposé en janvier 2021 auprès des deux consortiums internationaux pour le forage scientifique (ICDP et IODP) et état en cours d'évaluation en S2 2021.

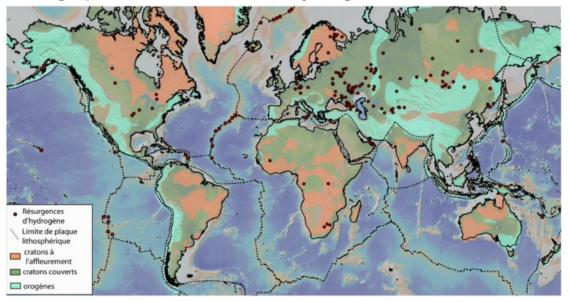
Le projet vise à **échantillonner l'ophiolite de Nouvelle Calédonie** depuis sa partie émergée au nord (ile de Grande Terre) à son extension offshore, récemment mise en évidence au sud au niveau de la ride de Norfolk. Il permettra ainsi la **première étude géologique complète** d'un des plus grands massifs de péridotites exposé à la surface de la Terre, s'étendant sur environ 900 km le long de zone de convergence marquant la limite orientale du continent submergé Zealandia (Sud-Ouest Pacifique). **Plusieurs thèmes scientifiques** seront abordés dans le cadre de ce projet : la géodynamique et les processus d'obduction, jusqu'au développement des plateformes carbonatées en contexte tropical et l'évolution du climat. NCDP permettra en particulier l'étude des processus d'altération des péridotites (serpentinisation) et des **processus associés de production d'H2**, de piégeage du CO2 ainsi que de développement de la biosphère profonde en système continental, côtier et sous-marin.



Sources : bilan du STENC, société géologique de France

### LE MALI ACCUEILLE LE 1<sup>ER</sup> SITE AU MONDE DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE NATUREL

#### Cartographie des émanations d'hydrogène naturel



## Site pilote (1ère mondiale) de production d'H2 naturel au Mali à Bourakébougou



Les premières découvertes de gisements d'hydrogène naturels ont eu lieu dans **les années 1970** sur les systèmes hydrothermaux océaniques suivi par la suite de découvertes sur terre.

Considérés dans un premier temps comme des curiosités, de récentes études laissent entrevoir un potentiel d'exploitation d'hydrogène naturel. D'après les dernières études, il ne s'agit pas d'hydrogène fossile, mais d'une production continue et renouvelable.

Les couts de production pourraient se rapprocher de ceux des gaz fossiles (0,1 à 1 USD/ kg H2).

L'hydrogène naturel suscite un grand intérêt et de forts potentiels, mais de nombreuses inconnues typiques des projets de sous-sols persistent encore.

Pour le moment, les **projets nécessitent entre 5 à 10 ans pour être développés** (études, obtention des permis, forages exploratoires, forages de production) visant à réduire les risques.

Le Mali abriterait plus de **700 milliards de m3 d'hydrogène naturel\*** seulement sur le site de Bourakégoubou. En 2012, Hydroma a installé le premier pilote d'extraction. Le puit émet un gaz composé à 98% d'H2. Le puit fournit **1300m3 d'H2/jour**. Cela permet de produire de l'électricité distribuer gratuitement aux villageois et de fournir de l'éclairage public.

Une vingtaine de puits ont été identifiés par la société Hydroma, mais un seul est actuellement exploité.



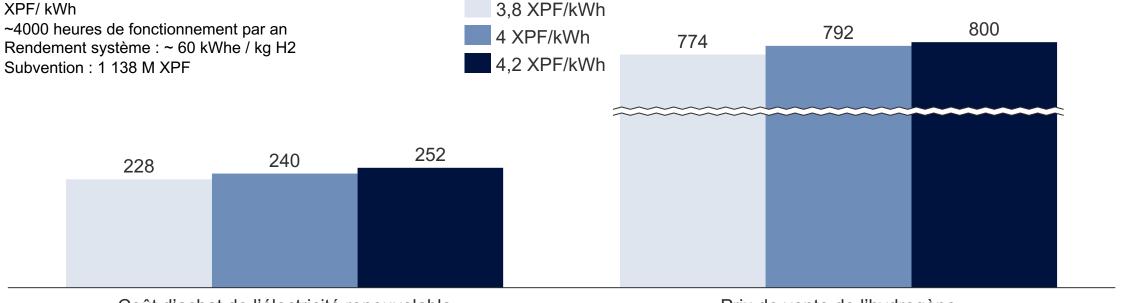
\* Estimation faite par Hydroma

## LE FAIBLE COUT DE L'ÉLECTRICITÉ VERTE EN NOUVELLE CALÉDONIE POURRAIT PERMETTRE DE VENDRE DE L'HYDROGÈNE VERT ENTRE 774 ET 800 XPF/KG

### 1ières estimations pour une installation d'un électrolyseur PEM en Nouvelle Calédonie d'une capacité de 10 MW (en XPF / kg H2)

#### Hypothèses:

Coût de l'électricité renouvelable : variation entre 3,8 et 4,2 XPF/ kWh



Coût d'achat de l'électricité renouvelable associé la production d'hydrogène

Prix de vente de l'hydrogène

30 hectares

de ferme solaire

de puissance PV installée



de puissance d'électrolyse



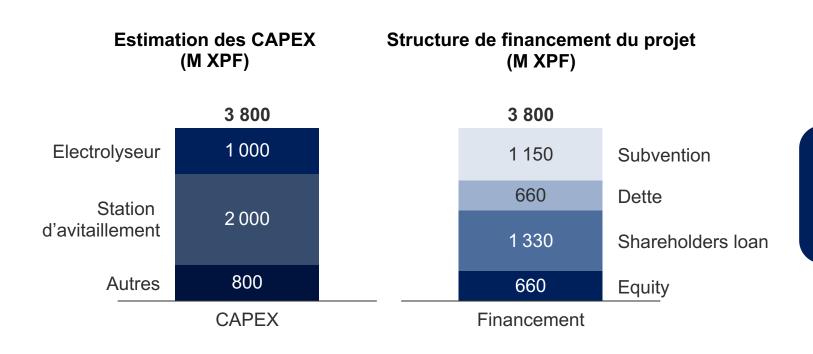
soit 140 bus avec 250km/j



**Sources**: analyse Antheus,

# Pour un projet de 3 800 MXPF, le taux de retour sur investissement sur 20 ans pourrait être de 7,3%

## Premières estimations pour une installation d'un électrolyseur PEM en Nouvelle Calédonie d'une capacité de 10 MW



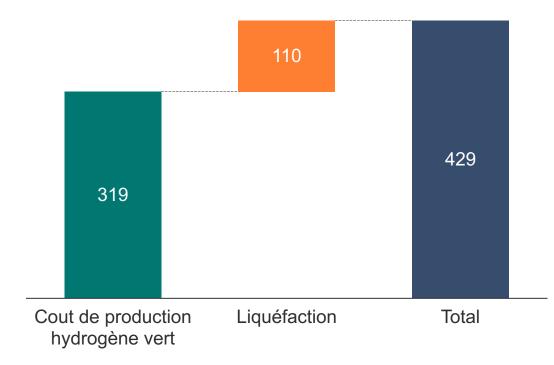
En rémunération du risque industriel porté, le taux de retour sur investissement (TRI) calculé sur 20 ans serait de 7,3% pour le projet



**Sources**: analyse Antheus

# L'USAGE DE L'HYDROGÈNE LIQUIDE POURRAIT FACILITER LA DÉCARBONATION DE LA MOBILITÉ LOURDE À FORT BESOIN D'AUTONOMIE

#### Cout de production de l'hydrogène liquide par kg :



Dans le cas de l'installation d'un électrolyseur PEM d'une capacité de 10MW en Nouvelle-Calédonie, l'hydrogène vert pourrait être produit pour environ 320 XPF le kg sous forme gazeuse.

La liquéfaction de l'hydrogène demande un surplus d'énergie d'1/3, soit un surcout d'environ 110XPF, pour un cout de production d'hydrogène vert liquide d'environ 430 XPF.

La masse volumique de l'hydrogène liquide est de 71kg/m3 contre 21kg/m3 pour l'hydrogène gazeux compressé à 350bars. Ce rapport de 3,4 à des conséquences non négligeables :

- Le transport de l'hydrogène entre le lieu de production et le lieu de stockage est facilité (plus grande quantité embarquée)
- La distribution d'hydrogène liquide nécessite un usage réduit de compresseur d'hydrogène gazeux et facilite la distribution
- La quantité d'hydrogène qu'il est possible d'embarquer pour des usages de mobilité augmente considérablement et ouvre une voie à l'hydrogène pour les mobilités lourdes à fort besoin d'autonomie

Néanmoins, le système de stockage et de conservation de l'hydrogène liquide n'est pas encore optimal : 1% de la quantité d'hydrogène s'évapore chaque jour. Des solutions de cryogénie ou de récupération de l'évaporation du gaz pour une alimentation de PAC sont en cours de développement. De surcroit des problématiques liées à la sécurité du transport sont encore importantes.

L'hydrogène liquide n'est pas encore mature. Mais il pourrait ouvrir la voie à de nombreux usages de l'hydrogène d'ici 5-10ans.



### SOMMAIRE

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

### Chaine de valeur de l'hydrogène

Production locale de l'hydrogène

### Importation d'hydrogène

Stockage et transport de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

Annexes

# LA NOUVELLE CALÉDONIE POURRAIT SE SITUER LE LONG DES VOIES D'EXPORTATION D'H2 EN PROVENANCE D'AUSTRALIE ET DE NOUVELLE ZÉLANDE

### <u>Légende</u>:



Port

Voie maritime de transport d'H2 au départ de Nouvelle-Zélande

Voie maritime de transport d'H2 au départ d'Australie

### **Australie**

Partenariat:



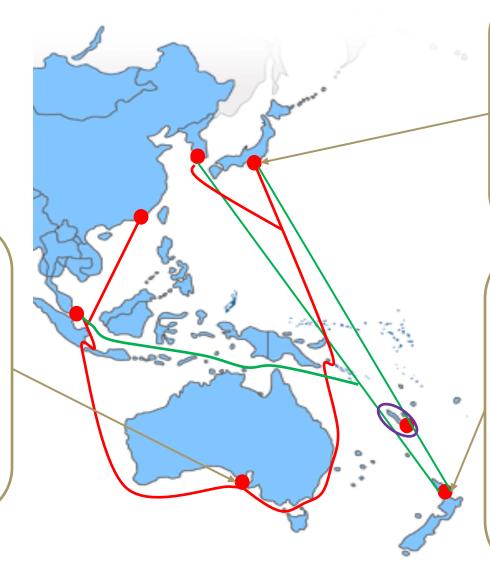


Production: 96% énergie fossile 4% électrolyse

Objectif: neutralité carbone 2050

**Initiative :** 150M \$ ont été investi par le gouvernement entre 2015 et 2019 pour verdir et développer la filière hydrogène.

**Usages :** Ammoniac, export (500k tonnes en 2030), transport, électricité, industrie



### **Japon**

Partenariat :



\*\*

**Demande**: Aujourd'hui : 2 Mt / an ; 2030 : 3 Mt/an, dont

14% d'H2 vert ; 2050 : 20 Mt/an

**Objectif:** neutralité carbone en 2050

**Initiative :** 15Md€ d'investissement H2 2021-2030, développement chaîne d'appro. de H2 liquide

Usages: mobilité, production électricité, sidérurgie

### Nouvelle-Zélande

Partenariat :







**Production** A date H2 brun (reformage à la vapeur du gaz naturel).

Grande capacité de production d'H2 vert (en cours de développement)

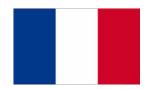
**Objectif:** neutralité carbone en 2050, 100% énergie renouvelable en 2035

**Initiative :** Hiringa Energie investit dans une station de production d'H2 vert, dans 1 500 camions H2 et 9 stations de rechargement sur le pays.

Usages: mobilité lourde, export, process industriel



# LES SOLUTIONS D'IMPORTATIONS D'HYDROGÈNE VERT REPRÉSENTENT UN COÛT DE PLUS DE ~900 XPF LE KG, PLUS CHER QUE LE PRIX DE VENTE ISSU D'UNE PRODUCTION LOCALE







Origine de l'hydrogène importé	Dunkerque	Australie	Nouvelle Zélande
Conditionnement	Hydrogène gazeux à 200 bars	Hydrogène vert gazeux	
Volume acheté (en Nm3) (en kg)	Volume : 3630 Nm3 ~ 330 kg d'H2		
Prix (XPF/kg) sur devis reçu	~ 9600 XPF/kg H2	Vert*: ~1300 XPF/kg H2**	En attente de devis
Cout estimé pour un approvisionnement à l'échelle industrielle		Gris / noir* : ~620 XPF/kg H2  Vert*: ~880 XPF/kg H2	

## L'importation serait très couteuse en plus de nécessité une logistique spécifique



Sources: Devis transmis, The Case for an Australian Hydrogen Export Market to Germany: State of Play Vers, sept 2021

## ESTIMATION DU PRIX D'IMPORT D'HYDROGÈNE VERT EN PROVENANCE D'AUSTRALIE: DE LA PRODUCTION AU STOCKAGE À L'ÉCHELLE INDUSTRIELLE











Production d'H2 en dehors de la NC par électrolyse (vert), reformage (gris), vaporeformage (noir)

**Alcaline** 

228 - 566 XPF/kg H2

PEM

291-688 XPF/kg H2

Reformage

~170 XPF/kg H2

Vaporeformage

~170 XPF/kg H2

Cout total: **Entre 170 et 688 XPF** 

Transport à l'état gazeux par pipeline, train ou camion\*

Pipeline: 5-23 XPF/kg

Train: 13 XPF/kg

Tube trailer: 53-327

XPF/kg

Stockage de l'H2 sous terre ou dans des cuves

**Cuve: 23-38 XPF/kg** 

Sous - terrain: 23-68

XPF/kg

Cout total: Entre 175 et 1015 **XPF** 

Cout total: Entre 198 et 1083 **XPF** 

\* 1 \$ Aus = 76,5 XPF. Transport intermédiaire de 300km

Hypothèses:

## ESTIMATION DU PRIX D'IMPORT D'HYDROGÈNE VERT EN PROVENANCE D'AUSTRALIE: DE LA CONVERSION À L'USINE À L'ÉCHELLE INDUSTRIELLE























Conversion de l'hydrogène gazeux en Ammoniac (NH3), H2 liquide (LH2) ou organique liquide (LOHC)

• LH2: 111-286

XPF/ka

NH3: 9-23

XPF/ka

LOHC: 127-

345 XPF/kg

Transport de l'hydrogène transformé vers le port par pipeline, camion ou train\*

• LH2: 22 - 79 XPF/kg

 NH3:1-8 XPF/kg

 LOHC: 8 XPF/kq

Transport maritime

entre le port du pays et le port de Nouméa\*

18-24 XPF/kg

Taxation à l'import

- Pas de taxe pour les produits venant d'Europe
- 10% du montant CAF (cout, assurance, fret), pour les produits venant du reste du monde

**Europe: 0 XPF** 

Reste du monde : 23 et 153 XPF/kg

**Transport routier** entre le port de Nouméa et l'usine \*

Tube trailer: 53-**327 XPF/kg** 

Reconversion/ Stockage de l'hydrogène en Nouvelle- Calédonie

Reconversion:

NH3: ~24 XPF

LH2: ~18 XPF

LOHC: ~54 XPF

Cuve de stockage:

23-38 XPF/kg

Estimation de cout sur la base de l'étude en Australie avec des gros volumes de production, et sur des projections à ~2050

Cout total: 207 - 1426 XPF

Cout total: 208 - 1504 XPF

Cout total: 224 -1528 XPF

Cout total: 224 - 1681 XPF

Cout total: 277-2008 XPF

Cout total: 318 - 2100 XPF



Hypothèses:

\* 1 \$ Aus = 76,5 XPF. Transport intermédiaire de 300km, transport maritime de 10 000km 40

### SOMMAIRE

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

### Chaine de valeur de l'hydrogène

Production locale de l'hydrogène

Importation d'hydrogène

## Stockage et transport de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

Annexes

## Pour la production locale d'hydrogène avec de faibles besoins logistiques, le stockage à l'état gazeux présente la plus grande maturité et un prix plus accessible

	Gazeux	Liquide	Solide
Densité de stockage	1 bar : 0,089 kg/m3 220 bar : 14,885 kg/m3 700 bar : 39,6 kg/m3	Pression atmosphérique et -253°C : 70,9 kg/m3 Cryo compressé à 350 bar : 80 kg/m3	NC
Coûts	Compression : 0,1 €/kg H2 pour passer de 30 à 700 bar	Liquéfaction : 1€/kg H2	NC
Avantages	Technologie mature Prix accessible	Permet de stocker des grandes quantités d'hydrogène	Pression faible et densité de stockage plus importante
Inconvénients	Nécessite une pression élevée et un stockage volumineux	Boil off (évaporation due au réchauffement de l'hydrogène) occasionnant ~1% de perte par jour, couts élevés de l'équipement, Très énergivore : 45MJ/kg à 220MJ/kg en fonction de la quantité à liquéfier	Apport de chaleur nécessaire au fonctionnement Maturité technologique faible Poids élevé du dispositif
Applications	Mobilité, industrie	Mobilité avec besoins forts d'autonomie et/ou avec des contraintes d'intégration Aérospatial, recherche	Usage avec stockage de grandes quantités d'hydrogène Recherche



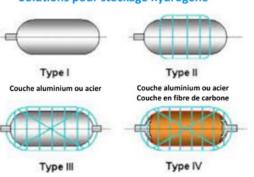
**Sources**: France Hydrogène, ecosources

### FOCUS SUR LE STOCKAGE GAZEUX DE L'HYDROGÈNE

### Caractéristique des 4 grands types de réservoirs disponible

	Maturité	Coûts	Poids	Quantité d'H <sub>2</sub> associée	Applications recommandées
Type I	Mature	++	-	14 kg/m³ à 200 bar	Transport et livraison d'H <sub>2</sub> , stationnaire
Type II	Mature	+	0	14 kg/m³ à 200 bar	Transport et livraison d'H <sub>2</sub> , stationnaire
Type	Mature pour P < 450 bar	-	+		Applications mobiles (stockage embarqué)
Type IV	Premières séries de commercialisations pour 700 bar	-	++	42 kg/m³ à 700 bar	Applications mobiles (stockage embarqué)

#### Solutions pour stockage hydrogène



Aspects économiques (Données EnerKa Conseil)

Type I: 200 bar: 380-450 €/kg

Type I: 300 bar: 400-500 €/kg (type I surtout utilisé pour du stockage stationnaire)

Type II ou III: 300-500 bar: Environ 500-700 €/kg

Type IV: 700 bar: 600-1000 €/kg

Il existe **4 grands types de réservoirs** qui dépendent de la composition de leurs enveloppes.

La durée de vie dépend de la résine utilisée pour les composites et varie entre 10 à 20 ans selon le type de réservoir.

Les risques liés aux réservoirs à hydrogène sont très importants et constituent la première des priorités des industriels. Un réservoir à hydrogène contient au moins 3 couches :

- Une enveloppe interne étanche (ou liner): rend le réservoir étanche à l'hydrogène et doit répondre à une certaine élasticité.
- Une couche de renfort : souvent constituée de fibre de verre ou de carbone, elle supporte la pression au sein du réservoir.
- Une couche de protection : peut être de plusieurs matériaux différents (fibre de carbone ou de verre, polymères, structure en mousse, résines...). Ne sert pas à retenir l'hydrogène mais à protéger le réservoir de l'environnement extérieur. Des tests très poussés concernant la résistance du réservoir doivent être effectués en cas de choc violent. Il faut également que cette couche assure une excellente protection contre l'humidité pour éviter la corrosion.



Sources : France Hydrogène

# LE TRANSPORT TERRESTRE DE L'HYDROGÈNE EN NOUVELLE-CALÉDONIE EST PLUS INTÉRESSANT PAR CAMION À L'ÉTAT GAZEUX POUR LES PLUS FAIBLES VOLUMES ET DISTANCES

	Camion H2 gazeux	Camion H2 liquide	Pipeline	
Pression	200 < p < 500 bars	Hydrogène à l'état liquide	50-80 bars	
Prix	0,46 à 0,64 €/kg H2	0,64 à 2,23 €/kg H2	0,04 à 1,7€/ kg H2 Plus élevé sur les diamètres plus faibles	
Capacité	300 kg d'H2 sur un 33 t (à 250 bars). Linde propose de monter à 1,1t.			
Volume journalier	1 t H2 / jour	10 t H2/jour	A partir de 10 tonnes/jour	
Rayon du périmètre	150 km	300-500km		

Gazpac pourrait également se positionner en tant que transporteur d'hydrogène via son camion plateau équipé d'une grue pouvant transporter des bouteilles et/ou cadres comprimé d'hydrogène, ou des iso-containers

### 3 solutions de transport se distinguent :

- Le camion sous pression : l'hydrogène est comprimé entre 200 et 500 bars dans des bouteilles (volume variable) ou des tubes trailers. Peut embarquer jusqu'à 100kg. Perd en compétitive à partir d'une tonne et d'un rayon de 150km.
- Le transport liquide par camion : l'hydrogène est condensé pour rester à l'état liquide. Permet de transporter un plus grand volume ( quelques tonnes) sur un rayon allant jusqu'à 500km.
- Le transport par hydrogénoducs. L'hydrogène est transporté dans un réseau de conduites dédiées.
   Généralement utilisé dans des zones industrielles fortement consommatrices d'hydrogène.



Sources : France Hydrogène, eco sources



Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

## Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

### **Transport terrestre**

Transport maritime

Usages industriels

Focus sur le e-méthanol

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

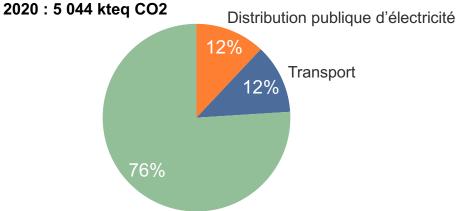
Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

Annexes

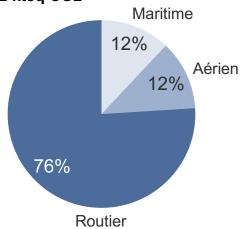
# LE SECTEUR DES TRANSPORTS REPRÉSENTE 12% DES ÉMISSIONS DE GES EN NC, DONT 76% SONT PORTÉES PAR LE TRANSPORT ROUTIER

Répartition des émissions de GES par secteur énergétique en



Mines, métallurgies et autres industries

Répartition des émissions de GES dans le secteur des transports en 2020 : 612 kteq CO2



ANTHEUS

En 2019, le secteur des transports est le 3<sup>ème</sup> plus grand émetteur de CO2 avec 644kteq.

Le transport routier représente 87% de ces émissions.

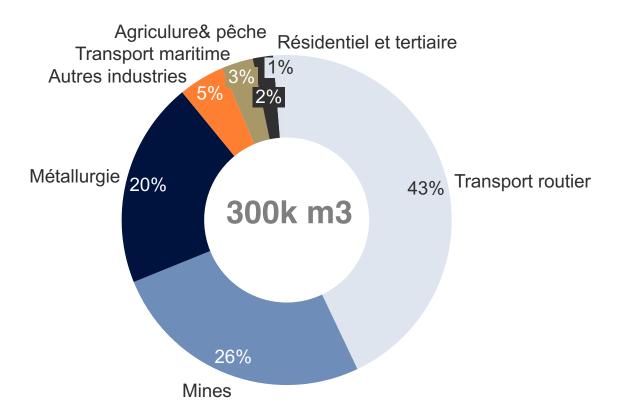
Le STENC de 2016 visait à réduire de 15% ces émissions.

La consommation d'énergie de ce secteur est basée uniquement sur des produits pétroliers dont la quasi-totalité est importée.

Pour atteindre l'objectif du STENC de réduire les émissions de CO2 liées au transport, la Nouvelle-Calédonie étudie les opportunités liées à hydrogène.

# LE TRANSPORT ROUTIER REPRÉSENTE 99,7% DE LA CONSOMMATION D'ESSENCE ET 43% DE CELLE DE GAZOLE ET EST LE 3<sup>ÈME</sup> POSTE D'ÉMISSION DE CO2 EN NOUVELLE CALÉDONIE

## Décomposition de la consommation de gazole en Nouvelle-Calédonie en 2019



En 2019, le secteur des transports est le 3<sup>ème</sup> plus grand émetteur de CO2 avec 644kteq.

Le transport routier représente 87% de ces émissions.

Le STENC de 2016 visait à réduire de 15% ces émissions.

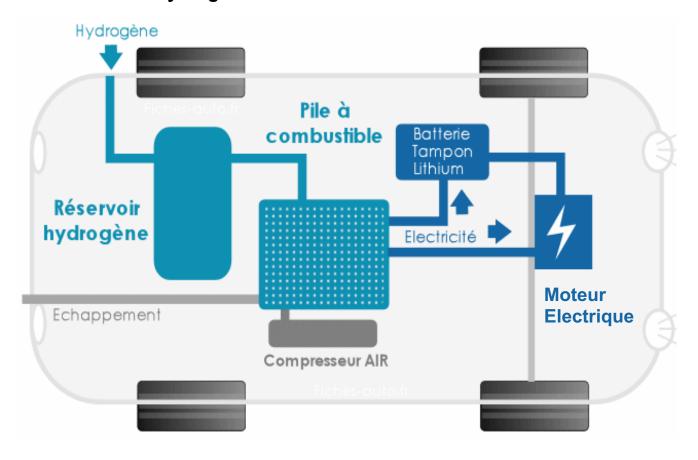
La consommation d'énergie de ce secteur est basée uniquement sur des produits pétroliers dont la quasi-totalité est importée.

Pour atteindre l'objectif du STENC de réduire les émissions de CO2 liées au transport, la Nouvelle-Calédonie doit étudier les opportunités liées aux véhicules électriques ou à hydrogène.

Sources : ACE

# LE FONCTIONNEMENT DE LA CHAINE DE MOBILITÉ DE L'HYDROGÈNE REPOSE SUR UNE PILE À COMBUSTIBLE ET UNE CHAINE DE PROPULSION ÉLECTRIQUE

## Fonctionnement d'un moteur électrique alimenté par une pile à combustible hydrogène



L'hydrogène est stocké à l'état gazeux de 300 à 700 bars dans un réservoir spécifique.

Le rechargement en hydrogène du réservoir se fait dans des **stations dédiées** grâce à des pompes capables d'injecter rapidement de l'hydrogène sous forme de gaz haute pression dans le réservoir.

Le réservoir alimente en hydrogène la **pile à combustible**, ainsi que le **compresseur à air**. Le **dioxygène** de l'air ambiant et l'**hydrogène** provoquent une **réaction électrochimique qui produit de l'électricité**, de la chaleur et de la vapeur d'eau.

Cette électricité alimente une batterie tampon ainsi que le moteur électrique qui va ensuite propulser les roues du véhicule.



### LA TECHNOLOGIE PEM EST CELLE QUI RÉPOND LE MIEUX AUX ENJEUX DE MOBILITÉ

### Comparaison des différentes technologies des piles à combustibles

Type de pile à combustible	AFC Alcaline	PEM proton electrolyte membrane	MCFC Pile à carbonate fondus	SOFC Pile à oxyde solide
Electrolyte	Hydroxyde de potassium	Membrane polymère solide	Carbonates fondus de lithium/potassium	Céramique en dioxide de zirconium
Température	70-100°C	70-100°C	650-1000°C	800-1000°C
Combustible	H2 pur	H2 pur Méthanol	Gaz naturel H2 Biomasse	
Etat technologie	+++	++	-	
Rendement électrique	55-60%	32-40%	50-60%	50-55%
Avantages	Matériaux bon marché Tolère CO	Démarrage rapide Basse température Petite taille	Excellent rendement Supporte gaz naturel Pas de métaux précieux	Fabrication simple Excellent rendement
Limites	Electrolyte corrosif Démarrage lent	Matériaux rares Prix élevé	Corrosion Catalyseur précieux	Matériaux spéciaux
Application	Militaire Espace	Transport Générateur stationnaire	Cogénération Alimentation de site isolé	Centrales domestique Cogénération

La pile à combustible **Alcaline** est la première à s'être développée et permet de produire de l'électricité **grâce** à l'hydrogène pour un cout peu élevé. Néanmoins son temps de démarrage très long la rend inadaptée à un usage de mobilité.

La technologie de pile à combustible PEM est la plus adaptée pour des enjeux de la mobilité :

- Elle est **de petite taille** et peut donc s'imbriquer facilement dans une solution de mobilité
- Elle permet **un démarrage rapide**, nécessaire pour faire avancer le véhicule
- Sa température de fonctionnement ~90°C

Cependant, elle utilise des matériaux rares qui augmente le prix cette solution, qui sera amené à diminuer fortement avec la démocratisation de son usage

D'autres **technologies** (MCFC, SOFC) fonctionnant à très haute température sont en cours de développement. Elles sont en phase de test et n'arriveront pas sur le marché avant 10ans



Sources: France Hydrogène

# LES VÉHICULES HYDROGÈNES BÉNÉFICIENT D'UNE MEILLEURE AUTONOMIE ET D'UN TEMPS DE RECHARGEMENT PLUS COURT QUE LEURS HOMOLOGUES ÉLECTRIQUES



Le rétrofit consiste à enlever le moteur thermique d'une voiture et le remplacer par un moteur électrique tout en implant une batterie. Cette batterie peut être secondée par une pile à combustible à hydrogène, on parle alors de rétrofit hydrogène.

La voiture à pile à combustible hydrogène fait donc parti de la famille des voitures électriques car sa traction est assurée par un moteur électrique.

Il est possible depuis la loi du 4 Avril 2020 de procéder à un rétrofit électrique de son véhicule thermique.

Le rétrofit hydrogène étant un sous ensemble du rétrofit électrique, il devient alors possible.

### Mobilité hydrogène plutôt qu'électrique ?

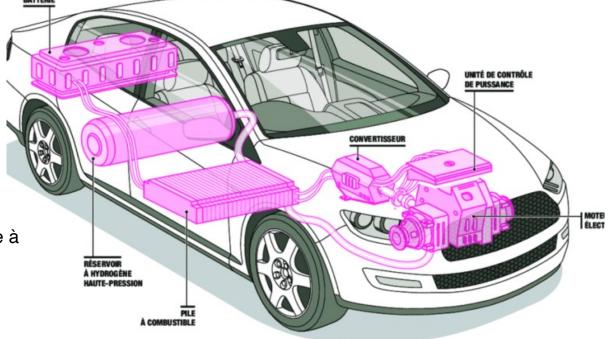


Un véhicule avec une pile à combustible peut se contenter d'une batterie de plus faible capacité

L'autonomie de la voiture augmente considérablement avec la mise à bord de la PAC produisant en roulant de l'électricité

Le rechargement d'H2 en station service se fait en 5min

Le cout des PAC reste encore très élevé ce qui augmente de manière importante le cout de la mobilité hydrogène par rapport à l'électrique.





**Sources**: France Hydrogène

# LE FONCTIONNEMENT D'UNE VOITURE À HYDROGÈNE EST 2X PLUS CHER POUR UN RÉTROFIT ET 3X PLUS CHER POUR UN VÉHICULE NEUF QU'UNE VOITURE THERMIQUE



### Comparaison de 3 scénarii après 10 ans de fonctionnement du véhicule thermique :

Dépenses cumulées sur 10ans de l'utilisation du véhicule en XPF	Conservation véhicule thermique	Retrofit hydrogène du véhicule thermique	Achat véhicule hydrogène
Achat du véhicule	715 800	715 800	6 299 040
Rétrofit hydrogène	0	2 982 500	0
Entretien voiture	596 500	357 900	357 900
Carburant	980 000	720 000	720 000
Cout total	2 292 300	4 776 200	7 376 940
Cout total annuel XPF/10 000km/an	229 230	477 620	737 694
En €	1 921	4 004	6 184
Cout global au Km XPF/km	23	48	74
En €	0,2	0,4	0,6

### Hypothèses retenues pour l'analyse:

Amortissement sur 10 ans de la voiture

10 000 km par an

Prix essence : diesel 139 XPF/L

Prix hydrogène: 800 XPF /kg



Avec de telles différences de couts, le cas d'usage des mobilités légères ne semble pas prioritaire :

- Le cout des PAC reste encore aujourd'hui trop élevé
- Les voitures personnelles ne sont **pas assez lourdes** et **ne roulent pas assez** pour amortir le cout d'un rétrofit ou l'achat d'un véhicule hydrogène, malgré la légère différence de dépense en carburant



**Sources**: Analyse Antheus, DIMENC, Renault

# Plusieurs acteurs se sont positionnés sur le segment des bus hydrogène avec une autonomie comprise entre 350 et 450 km

















#### **Businova H2**

Autonomie: 350 km & 450 km

(avec range extender)

**Typologie**: Véhicule PàC 100% H<sub>2</sub> ou Véhicule électrique (range extender) **Energie / Puissance**: Batterie 130 kWh;

PEMFC 30 kW

Date de commercialisation : 2019



Cout sans option 630 k€ Pression : 350 bars Réservoir : 28 kg



BALLARD



#### Van Hool A330FC

Autonomie: 350 km

**Typologie :** Véhicule PàC 100% H<sub>2</sub> **Energie / Puissance :** Batterie 24-36

kWh; PàC 85 kW

Commercialisation: 2020



Pression: 350 bars Réservoir: 38,2 kg

### Caetano H2.CITY GOLD Autonomie : 400 km

Typologie: Véhicule PàC 100% H<sub>2</sub>

Energie / Puissance: Batterie 180 kWh; PàC

H<sub>2</sub> 70 kW

Commercialisation: 2021



Pression: 350 bars Réservoir: 37,5kg





#### Urbino H2

Autonomie: 400 km

Typologie: Véhicule PàC H<sub>2</sub>

Energie / Puissance : Batterie 180 kWh ; PEMFC 70

kW

Commercialisation: 2020



Réservoir: 37,5kg



# LE BUS À HYDROGÈNE EST CONSEILLÉ POUR LES LIGNES DE PLUS DE ~150 KM, AVEC DU DÉNIVELÉ OU DES BESOINS IMPORTANTS EN CHAUFFAGE OU CLIMATISATION





8

### **Consommation moyenne**

Entre 130 et 150 kWh/100 km

### **Avantages**

- Absence de polluants (NOX, CO2, particules fines)
- Silencieux
- CAPEX plus faible (~350-500k€)

### **Inconvénients**

- Autonomie réduite : 150-200 km
- Temps de rechargement très long : 4 à 5 h



### **Consommation moyenne**

~20-30 kg H2/jour/bus

### **Avantages**

- Grande autonomie (350 à 450 km)
- Temps de rechargement rapide (20 minutes)
- Absence de polluants (NOX, CO2, particules fines)
- Silencieux

### **Inconvénients**

CAPEX important ( 600-900k€)

Ligne courte distance (<150-200km) avec peu de dénivelé : 1 bus électrique Ligne longue distance (>150-200 km) avec dénivelé ou besoin important en chauffage/climatisation : 1 bus à hydrogène



53

## LE RÉTROFIT D'AUTOCAR EST EXPÉRIMENTÉ EN NORMANDIE ET PERMET D'AUGMENTER L'AUTONOMIE ET LA DURÉE DE VIE DES AUTOCARS



### VERS UNE STATION H2 UNIQUE EN NORMANDIE

#### La station:

### EAS HyMob du Vieil-Evreux

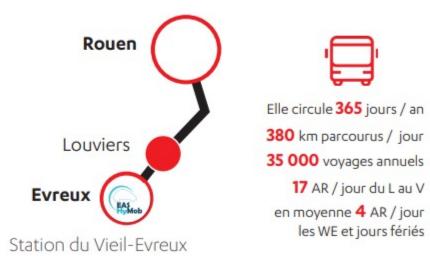
Capacité: 50 kg / jour

Pression délivrée : 350 et 700 bars



### UNE LIGNE RÉGIONALE EXEMPLAIRE ET PLUS PERFORMANTE QUE L'ELECTRIQUE SEUL

La ligne: Ligne Express Evreux-Rouen



Un décret de mars 2020 facilite la mise en place de rétrofit.

Transdev fait partie du projet NOMAX Car hydrogène qui vise à réaliser le rétrofit d'autocar diesel en autocar électrique fonctionnant à l'hydrogène.

IBF H2 adapte et optimise un kit de rétrofit hydrogène afin de permettre son application sur un autocar. Le moteur thermique est remplacé par le système hybride (H2/électrique) muni d'une pile à combustible. Le bloc moteur et le réservoir gasoil sont enlevés

Ligne Evreux Rouen sert de pilote.

Autocar vieux de 5ans, le rétrofit permet de gagner :

- +30% d'autonomie pour atteindre 450 km
- Durée de vie qui passe de 14 à 25 ans
- N'impacte pas le nombre de passagers

Adapté pour des parcours de plus de 380km/jour

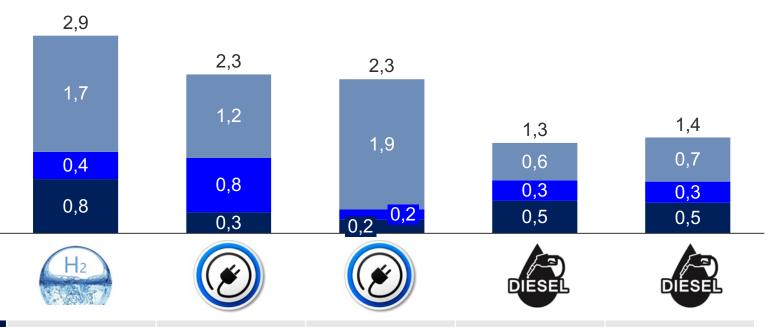


Sources : Hydrogène de France, H2 mobile

## LE COUT KILOMÉTRIQUE COMPLET D'UN BUS À HYDROGÈNE EST ACTUELLEMENT DEUX FOIS PLUS ÉLEVÉ QUE CELUI D'UN BUS ROULANT AU GASOIL



## Décomposition du prix au km parcouru pour différents types de bus (en €/km)



Origine des couts	Métropole	Métropole	Guadeloupe (ADEME)	Métropole	Guadeloupe
CAPEX	650 k€	470 k€	770 k€	210 k€	260k€
Carburant	10€/kg	0,30 €/kWh		1,6 €/L	







### Hypothèses métropole:

- 40 000 km parcourus/an
- Prix d'acquisition est annualisé (sur 12 ans) avec un taux d'actualisation de 4,5%
- Prix du gasoil avant augmentation des couts liés au conflit en Ukraine

### **Hypothèses Guadeloupe:**

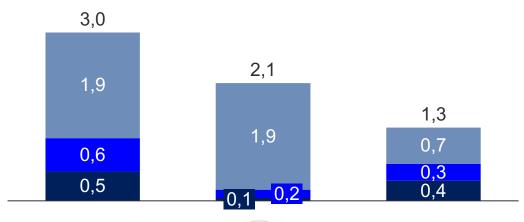
- 35 000 km parcourus/an
- Prix d'acquisition est annualisé (sur 15 ans)



## LE COUT KILOMÉTRIQUE COMPLET PROJETÉ EN NC D'UN BUS À HYDROGÈNE EST QUASIMENT IDENTIQUE À CELUI EN MÉTROPOLE GRÂCE À UN HYDROGÈNE PEU CHER



## Décomposition du prix au km parcouru pour différents types de bus (en €/km)









CAPEX	PEX 1 M€		260k€	
Consommation	0,08 kg/km	1,3	0,3L/km	
Carburant	6,61€/kg	0,033€/kWh	1,17€/L	







### Hypothèses:

- 35 000 km parcourus/an
- Prix d'acquisition amorti sur 15 ans
- CAPEX électricité et hydrogène identiques à la Guadeloupe
- Cout d'achat bus H2 65% plus cher que métropole
- Cout électricité verte : 4XPF/kWh~ 0,033€/kWh
- Maintenance 50% plus cher pour l'hydrogène, coût guadeloupéen pour l'électrique et le gasoil

Bien que les CAPEX pour l'hydrogène soient plus élevés que ceux en métropole, le cout plus faible de l'hydrogène permet de compenser et de rester à un cout kilométrique complet proche de 3€/km



**Sources**: Meunier, Moulin & Ponssard, 2020, ADEME Guadeloupe.

# LA MISE EN SERVICE D'UN PARC D'AUTOBUS À L'HYDROGÈNE NÉCESSITE UNE INFRASTRUCTURE, SURCOUT DE 165K€ PAR BUS (~15 BUS), ET UNE ADAPTATION DE L'ATELIER

### Schéma d'une station de distribution d'hydrogène

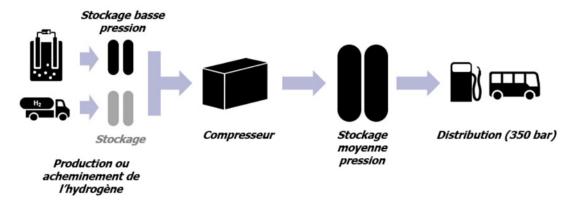


Fig : Infrastructures de distribution de l'hydrogène

Nb de véhicules	1 - 10	10-15	20-30
Cout de la station	200-600k€	2 à 3 M€	3,5 à 4,5 M€

Pour les stations 2 modes d'approvisionnements sont possibles :

- Production locale d'hydrogène par électrolyse
- Station de transfert avec un approvisionnement extérieur effectué par camion

Les stations sont équipées de compresseurs (350-500 bars). Un stockage intermédiaire est prévu pour alimenter les véhicules en hydrogène à 350 bars.

L'avitaillement dure entre 10 et 20 minutes. Les réservoirs des bus stockent entre 30 et 40kg.

Les ateliers de maintenance doivent respecter les règlementations et normes de sécurités (règlementation ATEX / APSAD, ICPE 2930 et arrêté du 12 mai 2020).

o Cout estimé : 60k€ à 100k€ par travée

Une étude spécifique est nécessaire pour confirmer la possibilité d'adapter un atelier. Les modifications comprennent l'accès au toit du bus, détecteurs d'hydrogène, sol antistatique, équipements de ventilation, etc.

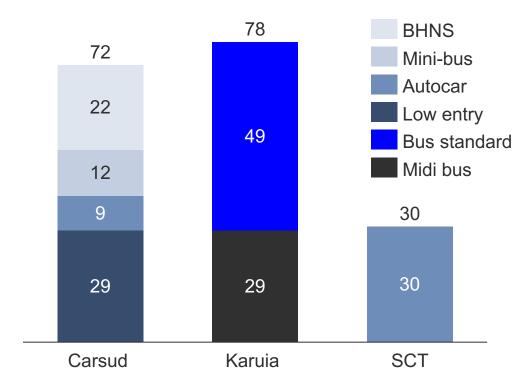
Les techniciens doivent suivre une formation spécifique à l'hydrogène



Sources: CATP (Centrale Achat Transport Public) chiffres 2022

## 2 ACTEURS SE PARTAGENT LE SEGMENT DES TRANSPORTS EN COMMUN, LE SMTU ÉTUDIE L'OPPORTUNITÉ DE L'ÉLECTRIQUE OU L'HYDROGÈNE POUR RENOUVELER SA FLOTTE EN 2025

## Décomposition de la flotte du STMU en fonction du type de véhicules et de l'exploitant:



### 2 acteurs majeurs sont présents sur le segment du transport en commun :

- SMTU (syndicat mixte des transports urbain du grand Nouméa)
- gère les transports dans l'agglomération du Grand Nouméa.
- nouveau réseau de transport urbain TANEO lancé en 2019. 3 opérateurs présents (Carsud, Karuia, SCT).
- Etudie l'évolution de la motorisation pour un renouvellement de flotte prévu en 2025, une étude pourrait être lancée pour évaluer l'opportunité liée à l'électrique ou l'hydrogène
- o 180 véhicules
- SMTI (syndicat mixte des transports interurbain)
- o Dessert tous les villes villages via les grands axes
- o Entretien et suivi du parc externalisé
- 39 autocars acheté en 2014
- 2 bus livrés fin 2020

Le trajet Nouvelle-Anse Vata pourrait être un pilote pour l'hydrogène du fait de l'opportunité de pouvoir développer une centrale de production sur le site du PANC\*.

\*PANC : Port Autonome de Nouvelle Calédonie

\*\* : Bus à haut niveau de service

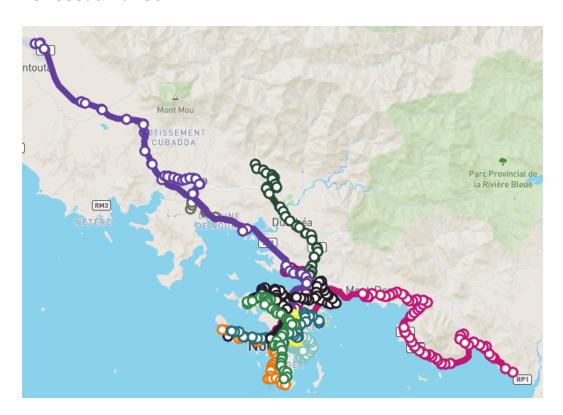
\*\*\* : Bus bas plancher



Sources : ACE

# Une quinzaine de lignes du réseau Tanéo du grand nouméa pourraient utiliser des bus à hydrogène

Plan des lignes qui pourraient fonctionner à l'hydrogène sur le réseau Tanéo



Ligne	NB km/jour/bus
L1	255
M4	227,5
L7	220
L6	217,5
N1	217,5
D5	216
P4	200
L5	180
L3	175
N2	165
N4	165
N5	165
M3	160

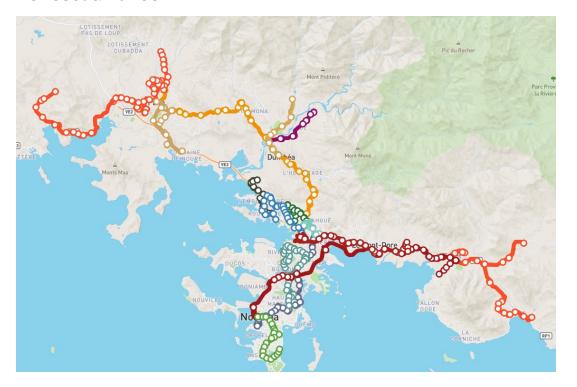
Distances estimées à partir des plans de ligne





# LA QUINZAINE D'AUTRES LIGNES DE BUS DU RÉSEAU TANÉO DU GRAND NOUMÉA POURRAIENT UTILISER DES BUS ÉLECTRIQUES

## Plan des lignes qui pourraient fonctionner à l'électricité sur le réseau Tanéo



Ligne	NB km/jour/bus
P1	142,5
L4	140
D2	132
D1	120
D3	114
N6	114
P3	110
L2	108
D4	88
L8	88
N3	87
P2	50
D7	42
M2	42
D6	12

Distances estimées à partir des plans de ligne



## **S**OMMAIRE

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

### Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Transport terrestre

### **Transport maritime**

Usages industriels

Focus sur le e-méthanol

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

**Annexes** 

# SUR LES 27 000 BATEAUX IMMATRICULÉS EN NOUVELLE-CALÉDONIE, ~90 SERAIENT DES POTENTIELS CAS D'USAGE DE FONCTIONNEMENT À HYDROGÈNE À TERME

27 769 bateaux sont immatriculés au près de la direction des affaires maritimes en Nouvelle Calédonie pour 272 000 habitants, soit environ 1 bateau pour 10 habitants (ratio 7x plus élevé qu'en France) :

- 88% sont des bateaux à moteurs
- 69% font moins de 5m
- 719 sont des bateaux professionnels

Nom Entreprise	Nom	Catégorie	Caractéristiques	Ancienneté
Sudiles	Betico 2	Passager	58m, 355 passagers, 15t fret	12ans
Sodil	lenec	Passager	20m, 100 passagers 5t fret	12ans
Transexpress Nord	Seabreeze	Passager	20m, 100 passagers	?
Vale	Vale Grand sud	Passager	350passagers	10ans
Vale	Nyie Djeu	Passager	26m	22ans
Tanéo	Boulari	Passager	12 passagers	3ans
CMI Klein	ISAN	Fret	64m, 1000t	9ans
Stiles	LAURA III	Fret	78m, 1700t	13ans
Transweb	SCORPIO	Fret	78m, 2000t	10ans
Transexpress Nord	Béléma Nénéma	Fret	35t	?
Comarec, Transwebuihoone, Montagnat, Vale, Cotransmine, Sowemar, MKM, Sora-sorocal, Viratelle, Reviso, Goro Nickel, Stiles	33 remorqueurs	Servitude	Entre 10 et 30m. ~40t de traction	?
Wallis Label, Sofrana, Sorecal, Endel, Montagnat, MLM, Tramanord, Fondacal	16 barges et chalands	Servitude	~1200t. Transport de minerai	?
Bag, Goro Nickel, SLN, Montagnat, Viratelle, Dupre Marina, de We	11 bateaux de Lamanage	Servitude	<12m Amarrage, désamarrage	?
Albacore, Navimon, Pescana, Baby-Blue, Armement du Nord, Munun, Sea Horse	19	Palangriers	~20m	?

Après une première cartographie de la flotte des bateaux professionnels nous en avons repéré 90 qui pourraient faire l'objet d'un démonstrateur ou d'un usage à l'hydrogène :

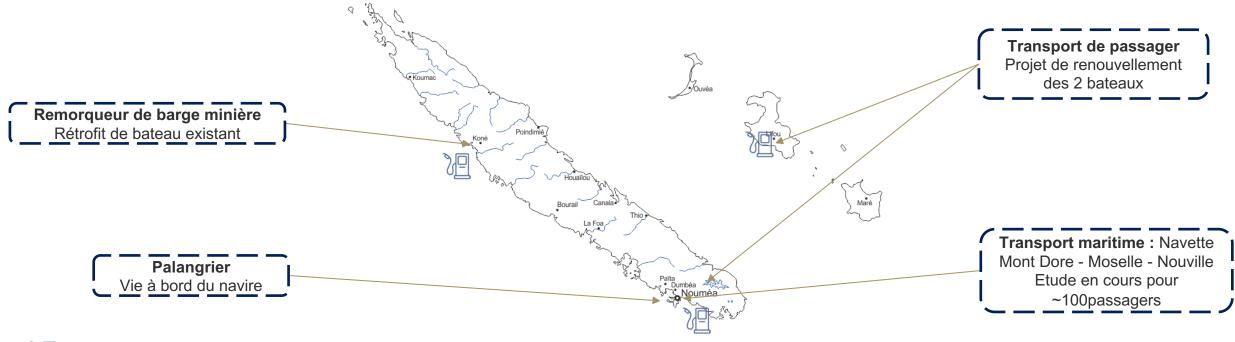
- 6 pour le transport de passagers
- 4 pour le fret
- 60 navires de servitude
- 19 palangriers
- + 110 bateaux de tourismes (plongée, excursions, taxi boat...)

Sources: Isee, Cmnc

# Plusieurs projets pilotes de bateaux à hydrogène sont en cours d'instruction en Nouvelle Calédonie

Un cabinet d'étude a été missionné pour proposer des solutions de décarbonation de l'écosystème maritime avec périmètre d'action les navettes maritimes, les remorqueurs et les palangriers.

Bateaux pilotes accompagnés par l'ACE depuis 2021





Station d'avitaillement



## LE BETICO 2, UN NAVIRE DE TRANSPORT DE PASSAGER QUI REJETTERAIT ENVIRON 6 000 TONNES DE CO2 PAR AN



### Caractéristiques du bateau :

Société : Sudiles

Dimensions: 58m de long, 13m de large

Année de construction: 2008 Nombre de passager : 355

Capacité de transport : 15 t de fret

Liaison : Nouméa – Iles Ioyautés // Nouméa – Ile des Pins

Nombre de jour de navigation par an : ~260

Nombre de litre de diesel consommé par an : ~2,3 millions

Vitesse moyenne : 26,4 nœuds

### Estimation des rejets en CO2 du Betico par an :

2 300 000 ×

Litres de diesel consommés par an

Kg de CO2 rejetés par un litre de diesel

2.6 = 5980000

Kq de co2 rejetés par an par le Betico 2

~6 000 tonnes de CO2 seraient rejetées dans l'atmosphère chaque année par l'utilisation du Betico 2. Soit ~90 000 tonnes de CO2 sur 15ans.

Le Betico 2 a été sélectionné par l'ACE dans le cadre du STENC pour le transformer en pilote fonctionnant à l'hydrogène.



**Sources :** Analyse Antheus, Sudiles

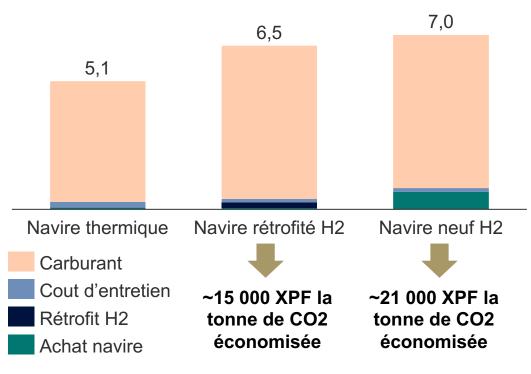
# LE RÉTROFIT DU BETICO 2 : UNE SOLUTION ENVIRONNEMENTALE DONT LE COUT ÉCONOMIQUE DÉPEND À ~90% DU CARBURANT

### Hypothèses retenues pour l'analyse:

- Amortissement sur 30 ans du bateau et sur 15ans de la PAC
- Prix hydrogène : 800 XPF /kg

- Cout du carburant 2016 : 230M xpf (100xpf le l)
- Cout du diesel : 140 XPF/I
- Rendement moteur diesel : 30%. Moteur électrique 90% •
- Rendement PAC : 57%
- Rendement chaine de compression : 85%
  - Energie 1I diesel = 10,74kW, 1kg h2 =33,3kW

### Comparaison de 3 scénarii du cout sur 15ans de fonctionnement (hors frais de salaire) du Betico 2 (en milliard xpf):



Avec les hypothèses fixées, la différence de cout sur 15ans entre un navire thermique et un navire rétrofité H2 est d'environ 1 400 millions de xpf (1 200 millions supplémentaire de carburant, 200 millions de rétrofit).

Sur 15ans, l'investissement dans une solution de bateau à hydrogène permet d'économiser environ 90 000 tonnes de CO2.

Aux prix actuels de l'H2 et du diesel, l'investissement pour une tonne de CO2 économisée est d'environ 15 000 XPF (125€) dans le cas d'un rétrofit, et de 21 000 XPF (176€) dans le cas d'un navire neuf.

Le cout d'une tonne de CO2 économisée, avec un prix du diesel de 140 XPF/I, est d'environ 15 000 XFP avec un rétrofit



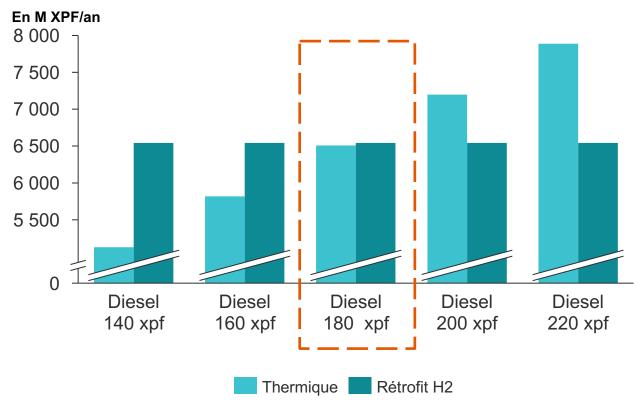
Sources: Analyse Antheus, Sudiles

# LE COÛT DE FONCTIONNEMENT D'UN NAVIRE EST TRÈS SENSIBLE AUX VARIATIONS DE PRIX DES CARBURANTS ET PEUT RENDRE L'OPÉRATION H2 INTÉRESSANTE ÉCONOMIQUEMENT

### Hypothèse retenue pour l'analyse:

Prix de l'H2 garanti à 800xpf le kg pour les 15 premières années

### Comparaison du cout sur 15 ans des 2 scénarii en fonction des variations du prix au litre du diesel :



Le prix de vente d'un kg d'hydrogène produit en NC pourrait se situer aux alentours de 800xpf.

En comparant différents scénarii plausibles de variation des prix du litre de diesel, le rétrofit devient rentable économiquement si le cout du litre de diesel dépasse les 180 XPF.

Dans les cas contraires, un rétrofit nécessiterait la subvention d'un partenaire institutionnel pour financer le rétrofit, ou diminuer le cout du kg d'H2.



Sources: Guidehouse, Analyse Antheus

# Un fonctionnement 100% hydrogène du Betico 2 n'est pas envisageable à cause des besoins en stockage de l'hydrogène nécessaire à la navigation

Diesel

Hydrogène

~2 300 000

consommés par an



~510 000 kg consommés en équivalent

Les besoins en hydrogène du Betico 2 rétrofité seraient d'environ 500 000kg.

Le navire effectuant des trajets entre 200 et 600km sans effectuer de rechargement, il se doit d'avoir une capacité d'emport en diesel de 15 m3 dans une cuve de 20m3.

~15 000 I

consommés par jour au maximum (avec marge de secours de 15%)



~3 100 kg

consommés en équivalent Compressé à 350bars, l'hydrogène nécessiterait une capacité de stockage de 140m3, pour contenir le besoin maximum d'une journée de navigation. Le déficit de stockage à bord du Betico 2 est donc de 120m3 (soit 15m x 4m x 2m). Le volume de stockage du fret est estimé à 50m3 et serait insuffisant pour stocker l'hydrogène.

15m3

de besoin en stockage



~140m3

de besoin en stockage pour de l'hydrogène compressé à 350bars Les réglementations concernant l'hydrogène sont en rédaction. Le stockage à 700bars est possible, mais il nécessiterait des surcouts élevés dans l'investissement de la cuve et dans l'approbation des normes de sécurité, sans pour autant doubler l'autonomie (cuve de stockage significativement plus lourde).

Le recours à l'hydrogène n'est pas optimal pour des bateaux avec des caractéristiques de trajets similaires à celles du Betico 2 : fort besoin en autonomie et donc en stockage d'hydrogène à bord du bateau.



## L'HYBRIDATION DIESEL/ HYDROGÈNE SERAIT UNE VOIE DE DÉCARBONATION PARTIELLE DU BETICO 2

Pour un prix du litre de diesel à 140 XPF et un kg d'hydrogène à 800 XPF, l'économie d'une tonne de CO2 couterait alors ~15 000 XPF avec une solution de rétrofit. Ce surcoût pourrait diminuer à la faveur d'un prix des énergies fossiles croissants, d'une subvention du retrofit, ou de l'intégration de la NC dans un mécanisme de marché du CO2.

Néanmoins vis-à-vis des contraintes de volume de stockage en hydrogène liées à l'autonomie nécessaire, la mobilité hydrogène pour le Betico 2 n'est pas envisageable. Cependant :

- Une hybridation diesel/ hydrogène pourrait être une alternative envisageable :
  - o Pour naviguer sans bruit et sans polluer à l'approche des ports et dans les zones maritimes protégées
  - Pour fournir l'électricité à bord du navire

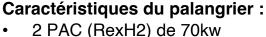


Une étude complémentaire pourrait être envisagée sur le bateau reliant Nouméa à l'usine de Prony, le Vale Grand Sud. Ce bateau bénéficierait d'une distance de trajet plus courte, et pourrait éventuellement s'avitailler à l'usine de Prony en plus de Nouméa. Aussi, les projets de palangrier ou de remorqueur accompagnés par l'ACE pourraient être des cas d'usage plus appropriés.



## 19 PALANGRIERS NÉOCALÉDONIENS ONT DES CARACTÉRISTIQUES SIMILAIRES AU PROTOTYPE RÉALISÉ PAR LE LYCÉE NAVAL DE BASTIA





- 9 bouteilles de 7,5 kg d'hydrogène
- 8 batteries Lithium de 44 kW
- Dimension: 20m x 6m
- 12 personnes à bord
- Cout de 4millions €
- Autonomie de 100miles (160km)
- Livraison en 2024

Ce prototype a été commandé par le lycée maritime et aquapole de Bastia et sera la première vedette 100% propre en France.

Le mix énergétique du palangrier a été calculé par Energy Observer. Dans un souci d'optimisation, le dimensionnement a été effectué à partir de la puissance moyenne demandée par la navigation du navire et l'utilisation des grues. Les pics de demande d'énergie seront eux absorbés par les batteries.







**Chantier Naval Gatto** 

#### En Nouvelle - Calédonie

En 2014, 166 bateaux de pêche étaient déclarés auprès des autorités maritimes dont 90% dédiés à la pêche côtière. En 2019, 19 palangriers sont titulaires d'une licence de pêche et mesurent ~20m.

Leur consommation en carburant est de 2 600 tonnes de diesel par an, soit 6 760 tonnes de Co2 rejetées par an.



**Sources:** Entretiens. Eodev

# 33 REMORQUEURS NÉOCALÉDONIENS ONT DES CARACTÉRISTIQUES SIMILAIRES AU PROTOTYPE RÉALISÉ PAR LE PORT D'ANVERS



### Caractéristiques du remorqueur :

- 2 moteurs BeHydro V12MW
- Capacité de stockage de 400 kg
- Hybridation hydrogène 85% et diesel 15% pour gérer les appels de puissance
- 65 tonnes de traction
- Puissance de 4000kw
- Livraison en 2022
- Station d'avitaillement d'hydrogène de 20MW au port

Ce prototype a été commandé par le port d'Anvers à la CMB (Compagnie Maritime Belge) et à BeHydro.







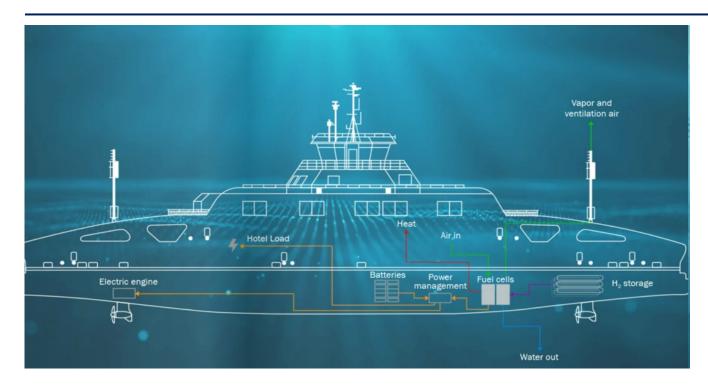
### En Nouvelle - Calédonie

En 2019, 33 remorqueurs étaient déclarés auprès des autorités maritimes appartenant à 12 entreprises. Ils mesurent entre 10 et 30 m avec une capacité de traction d'environ 40tonnes.



Sources: H2 Mobile

# LE RÉTROFIT HYDROGÈNE : UNE ALTERNATIVE TECHNIQUEMENT ET LÉGALEMENT POSSIBLE À L'ACHAT D'UN BATEAU NEUF H2 POUR DÉCARBONER LE TRANSPORT MARITIME



Opération où l'on retire le moteur principal et la boîte de vitesses du bateau, qui sont remplacés par un nouveau système de propulsion modulaire composé de moteurs électriques, de réservoirs d'hydrogène et d'un système de pile à combustible PEM.

### Stockage de l'hydrogène :

- Gazeux à 350bars maximum, contre 700bars pour des véhicules de mobilité légère ce qui diminue la quantité embarquée et l'autonomie des bateaux.
- Liquide, en fonction des besoins de la pile à combustible.

Comme pour tous les types de véhicule, il est possible en France de procéder au rétrofit des bateaux depuis 2020.

Plusieurs acteurs se lancent dans la production et l'expérimentation de piles à combustible modulable et de capacité différentes pour répondre aux besoins de tous les types de bateaux.







Source: Ballard

# TOYOTA X ENERGY OBSERVER : UNE SOLUTION DE RÉTROFIT POUR DES BATEAUX DE TAILLE INTERMÉDIAIRE



### Caractéristiques du Rex H2:

- 60Kw avec la possibilité de les mettre en série jusqu'à 600Kw
- 400kg pour 1m3
- Modulaire et plug and play elle peut être adapté à tous les types de bateaux (>4mètres)
- 150CV

### Hybridation h2 électrique

Le REXH2 s'associe à tout système électrique pour fournir une puissance continue qui se combine parfaitement avec l'utilisation de batteries. En plus d'un gain de place et de poids, cette hybridation permet d'optimiser la gestion de la propulsion du bateau.

### Hybridation h2 diesel-électrique

Lorsque le recours au diesel reste nécessaire, en particulier pour couvrir de longues distances, l'intégration d'un système hydrogène couplé à un ensemble diesel-électrique permet de naviguer sans émissions ni bruit dans des zones protégées, aux abords des ports et du littoral.

### Vie à bord

Pour les plus grandes unités en forte demande de puissance, le REXH2 permet de remplacer les générateurs traditionnels pour faire fonctionner les systèmes de bord et s'assurer une parfaite tranquillité au mouillage, sans aucune émission de gaz à effet de serre ou nocifs.









**30 bateaux professionnels** ont fait le rétrofit du thermique à l'hydrogène en France avec cette solution



Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

## Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Transport terrestre

Transport maritime

## **Usages industriels**

Focus sur le e-méthanol

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

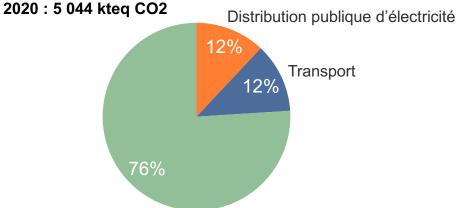
Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

Annexes

## LE SECTEUR MINES, MÉTALLURGIES, ET AUTRES INDUSTRIES CORRESPOND À PRÈS DES 34 DES ÉMISSIONS DE CO2 DE LA NOUVELLE-CALÉDONIE

Répartition des émissions de GES par secteur énergétique en



Mines, métallurgies et autres industries

Le total des émissions de GES en Nouvelle-Calédonie s'élevait à 5 044kteq CO2 en 2020.

76% de ces émissions sont réalisées par le secteur de l'industrie, 12% pour le transport et 12% pour la distribution publique d'électricité

La part de l'industrie est prépondérante en Nouvelle-Calédonie par rapport à la moyenne mondiale de 24%



# ANGLO AMERICAN TESTE EN 2022 EN AFRIQUE DU SUD UN CAMION MINIER À L'HYDROGÈNE VERT AVANT LE DÉPLOIEMENT SUR D'AUTRES SITES MINIERS

Schémas du système en cours de déploiement à la mine de platine de Mogalakwena en Afrique du Sud :



Centrale solaire photovoltaïque sur site d'une puissance de 100 MW (opérationnelle en 2023) Electrolyseur d'une puissance de 3,5 MW pour la production d'hydrogène sur site, jusqu'à 1 tonne par jour 2 réservoirs de stockage de l'hydrogène de 20 pieds de hauteur fonctionnant jusqu'à une pression de 500 bar Système de tuyauterie et de ravitaillement en carburant H2 capable de supporter plusieurs réservoirs à des pressions allant jusqu'à 350 bar

Plus grand chargeur minier à mobilité hydrogène (7,5 m de haut, 300 tonnes à vide), avec :

- Système de réservoirs d'hydrogène sous pression
- 8 modules de piles à combustibles FCveloCity-HD de 100 kW chacun, intégrés dans le châssis existant (9<sup>ième</sup> module en réserve en cas de panne)
- Système de batterie lithium-ion modulaire, pouvant être alimenté à 1 MWh par les piles à combustibles











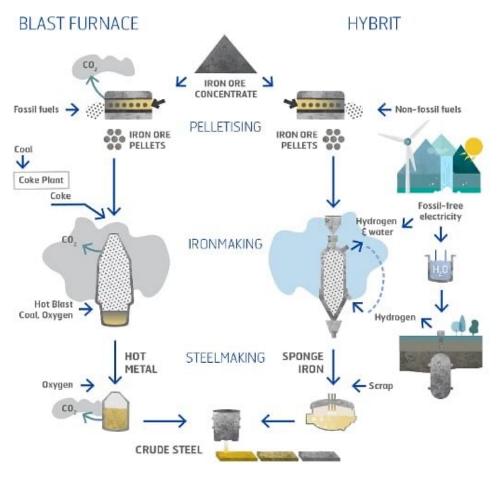






# LA SUÈDE A LANCÉ, EN 2020 LA 1ÈRE USINE DE PRODUCTION D'ACIER N'UTILISANT PAS DE COMBUSTIBLES FOSSILES MAIS DE L'HYDROGÈNE VERT

## Comparaison des modes de production classique et d'Hybrit de l'acier



Les hauts-fourneaux qui transforment le minerai de fer en fonte avant que celle-ci ne soit affinée dans une aciérie, utilise du **coke**, un **dérivé du charbon produit dans les cokeries**, des installations **très polluantes**. Dans les procédés employés classiquement pour fabriquer l'acier, ce coke sert à la fois à obtenir les hautes températures permettant de « fondre » le minerai de fer et à fournir le carbone qui entre dans l'élaboration de l'acier, lequel est en effet un alliage de fer et de carbone.

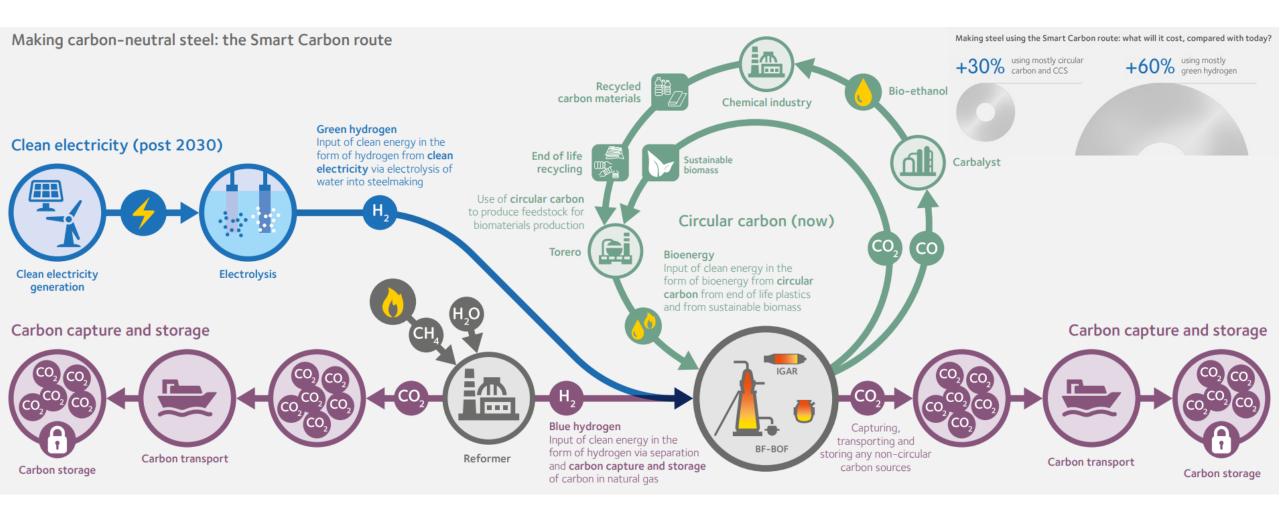
Au niveau mondial, **l'industrie sidérurgique est responsable de 5 à 8%** des émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et d'environ **10 à 15% de la demande totale de charbon**.

Depuis 2016, un consortium de 3 entreprises suédoises explore une autre piste : l'utilisation d'hydrogène vert pour la production d'acier. En 2016, SSAB, un sidérurgiste, LKAB une compagnie minière produisant du minerai de fer et Vattenfall, le principal énergéticien scandinave ont créé la société Hybrit, une initiative commune visant à produire de l'acier sans recourir aux énergies fossiles.

Hybrit a lancé pendant l'été 2018 le chantier de construction d'une usine pilote destinée à produire de l'acier « fossil-free » sur le site SSAB de Luleâ. Les travaux se sont achevés fin août 2020. D'ici 2024, l'usine pilote testera différents procédés pour sélectionner celui qui sera le plus efficace. La mise sur le marché des premières tonnes d'acier neutre en carbone n'est prévue qu'en 2026 au plus tôt.

Sources: Hybrit, Revolution énergétique

## ARCELOR MITTAL A DÉVOILÉ SA ROADMAP POUR LE PROJET SMART CARBON, QUI IMPLIQUE L'UTILISATION D'HYDROGÈNE VERT



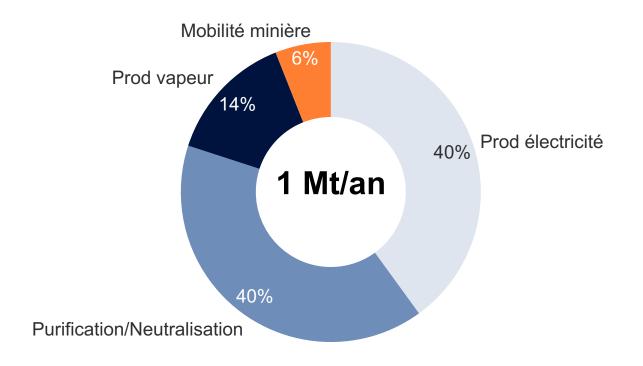


Sources : Arcelor Mittal

## LE SITE DE PRONY RESOURCES ÉMET 1 MT DE CO2 PAR AN, PRINCIPALEMENT DUES À L'UTILISATION DU CHARBON ET AU PROCESSUS DE PURIFICATION/NEUTRALISATION



Décomposition des émissions de CO2 de Prony Resources (en % du total)



Le fonctionnement actuel de Prony émet environ **1M de tonnes de CO2 par an** 

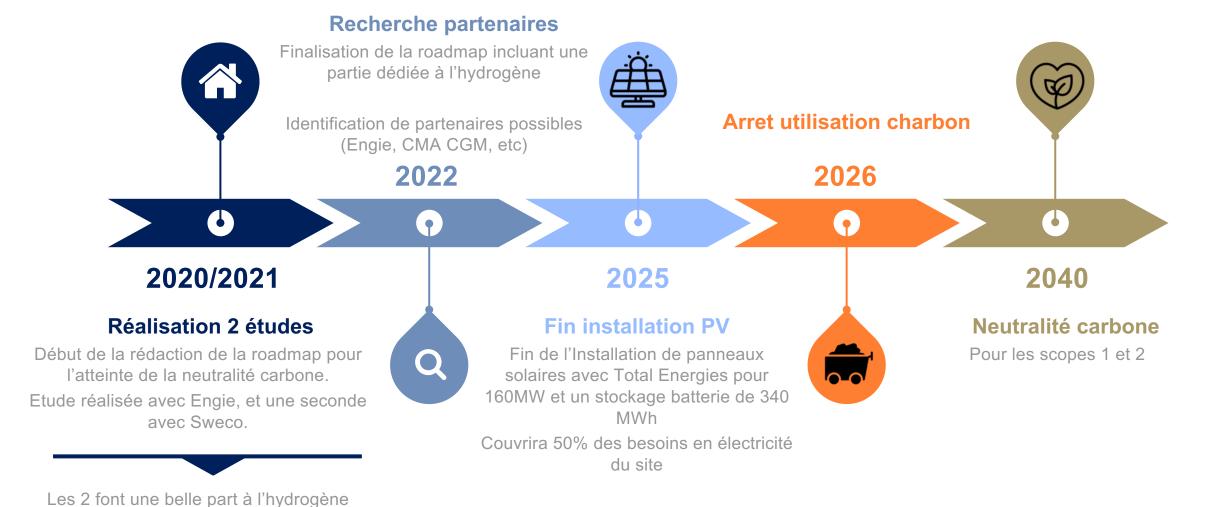
- 40% : utilisation de charbon pour la production électrique
- 40%: processus de purification et neutralisation, réaction acide/calcaire produit du gypse et du CO2, la calcination du calcaire est également émettrice
- 14% : production de vapeur à base de HFO (heavy fuel oil)
- 6%: mobilité minière

Environ 200 000 t de CO2 (pur 99,7%) sont émises en continu aux cheminées des réactions de neutralisation et pourraient être utilisées.

Prony espère atteindre la neutralité carbone sur ses scopes 1 et 2 d'ici 2040 et l'arrêt de l'usage de charbon d'ici 2026

ANTHEUS

Source: Entretien Prony



**Source**: Entretien Prony

ANTHEUS

# PRONY RESOURCES A NOUÉ DES PARTENARIATS IMPORTANTS AVEC TESLA ET TOTAL ENERGIES ET S'ENGAGE DANS LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE



"Le volume de 42.000 tonnes de nickel prévu par l'accord est indicatif et peut varier de plus de 25 % en fonction de nos capacités »

Cette vente a signé sous forme d'un contrat pluriannuel d'une durée de 5 à 7 ans.

Ce volume représente la quantité nécessaire à la fabrication d'environ 200.000 batteries pour les voitures électriques et sera exporté vers les usines du groupe en Asie.



Total Energies va développer en Nouvelle Calédonie un ensemble de projets photovoltaïques et de stockage visant à fournir, au travers d'un contrat d'achat d'électricité renouvelable (PPA) d'une **durée de 25 ans**, l'électricité décarbonée, nécessaire aux activités industrielles de Prony Resources.

Entre 2022 et 2025, Total va développer, en plusieurs phases successives, des installations photovoltaïques au sol pour une puissance installée de 160 MW ainsi que des capacités de stockage de batteries de 340 MWh. La majorité de ces installations seront situées sur des terrains appartenant à l'usine hydro-métallurgique de Grand Sud. La mise en service de la première centrale photovoltaïque (30 MW) est prévue en 2023.

À terme, l'ensemble du projet couvrira près de **deux tiers des besoins en électricité du site** et permettra d'éviter chaque année l'émission de près **de 230 000 tonnes de CO<sub>2</sub>**. Prony Resources New Caledonia conforte ainsi son ambition d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2040.



## FOCUS SUR LE PROCESSUS DE PRODUCTION DU NICKEL HYDROXYDE CAKE (NHC) PAR PRNC

**Prony** Ressources



#### **Centrales thermiques**

Fabrication de vapeur et d'électricité par centrale au charbon et au fioul lourd



#### Usine d'acide sulfurique

Fonte de soufre importé, stocké en vrac, production d'acide à 98%



Pulpe chauffée par vapeur d'eau dans 3 trains d'autoclave.

Ajout d'acide sulfurique pur à 98%.

Tous les métaux passent dans la solution liquide



#### Usine de calcaire

Approvisionné par bateau; Broyeur à boulet; ajout d'eau pour obtenir pulpe



#### 2 Fours à chaux

Cuisson du calcaire pour production lait de chaux (pH plus basique)



Minerai broyé et mélangé avec de l'eau.

-> Pulpe avec 20% de solide acheminée à l'usine par pipeline



Ajout calcaire pour faire précipiter l'acide résiduel, l'aluminium et le cuivre

#### Precipitation du nickel

Ajout de magnésie (MGO), précipitation du nickel et du cobalt,

-> obtention de NHC, mis dans des filtres presse pour l'assécher



 $T = 260^{\circ}C$ 



P = 50 bars









#### **Epaississement**

Ajout de floculant dans 5 épaississeurs haute densité

-> Pulpe avec 37% de solide.

Récupération de la phase solide décantée au fond

### Lavage à contre-courant

Récupération de la phase liquide avec lavage des solides dans 6 épaississeurs ; solution liquide envoyée dans bassin de 80 kM3



#### Stockage déchets

Déchets solides neutralisés et stockés dans un bassin/séchés par filtre presse

#### 2ème neutralisation partielle

Ajout chaux pour précipiter d'autres impuretés

Effluents liquides

Lavage des précipités de de gypse par filtres à bande pour récupération du nickel

Traitement des effluents liquides Notamment oxydation du manganèse

pour élimination





Sources: Entretien avec Vincent

# L'HYDROGÈNE POURRAIT AVOIR PLUSIEURS UTILISATIONS SUR LE SITE DE PRONY RESOURCES. LA PLUS VIABLE ACTUELLEMENT SEMBLE ÊTRE LA PRODUCTION DE MÉTHANE



### Mobilité minière

- Parc de 15 camions de 100-150t
- 60 000t de CO2/ an

- Engins équipés de moteurs électriques dans les roues en Afrique du Sud
- Puissance actuelle des PAC ne permettant pas la sortie de la fosse des engins.
- Ouvert à la réflexion d'un moteur hybride



### Méthane

 CO2 du processus de neutralisation combiné à de l'hydrogène pour production méthane/méthanol

- CMA CGM intéressé par le méthanol. Réfléchit stratégie, met en concurrence plusieurs sites. A besoin d'une solution de refuelling local.
- Réflexion ouverte : site d'électrolyse construit par Engie et les différents acteurs prennent des parts ? Gazpac fournisseur d'hydrogène ?



### **Calcination/vapeur**

- Utilisation d'H2 pour la calcination
- Remplacement des chaudières HFO (surement plus simple avec du méthanol que de l'H2)



### Micro algue

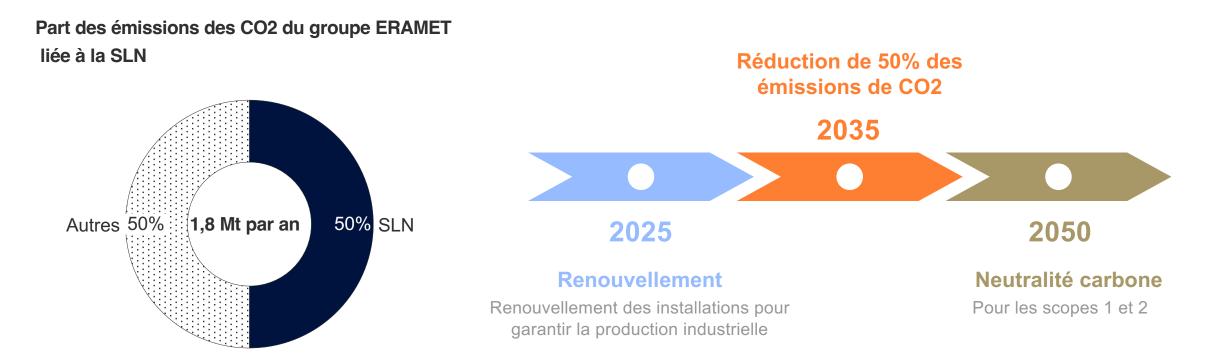
- Principal problème : il faut une source de phosphore ou de produits azotés. Il n'y en pas dans le processus actuel
- L'un des premiers pilotes a été fait sur une usine de chaux

Piste à creuser



**Source**: Entretien Prony

# AVEC 1,8 MT DE CO2 ÉMISES PAR AN, LA SLN REPRÉSENTE 50% DES ÉMISSIONS DU GROUPE ERAMET, VISANT LA NEUTRALITÉ CARBONE D'ICI 2050



Pour atteindre ses objectifs, le groupe **Eramet doit décarboner le processus de fabrication de la SLN** qui **représente aujourd'hui 50% des émissions**. Dans un premier temps la SLN doit retrouver un équilibre financier après un **plan de sauvetage** et **un prêt de 500M€.** 

Soit le processus est décarboné soit l'usine sera fermée.



## FOCUS SUR LA PRODUCTION DE NICKEL PAR LA SLN

#### Déchargement

Le minerai est déchargé par deux grues qui le piochent dans les cales du minéralier avant de le déposer sur un convoyeur l'amenant sur un parc d'homogénéisation.

3 minéraliers de 27 000 tonnes effectuent 160 rotations depuis les centres miniers vers Doniambo

#### Pré-séchage

Le minerai est disposé dans deux pré-sécheurs (des fours d'une capacité de 200 tonnes par heure) dans le but de réduire son taux d'humidité

#### Fusion

Le minerai est fondu à 1 600°C dans les fours électriques. Au stade de fusion, le nickel métal et la scorie se séparent, le métal plus lourd va au fond, la scorie plus légère reste au-dessus. Le métal est récupéré par des trous de coulées situés d'un côté du four, la scorie de l'autre. Les scories – également liquides – sont granulées en refroidissant dans un bassin d'eau de mer

Homogénéisation du ferronickel
Dans un souci de délivrer un produit de
qualité à ses clients, le SLN® 25 fait
l'objet d'une opération d'homogénéisation
dans un atelier dédié en mélangeant des
lots de ferronickel. Des échantillons sont
analysés afin de garantir la conformité
des produits commerciaux



#### Homogénéisation

Le minerai est étalé par couches successives en fonction de sa chimie naturelle, puis homogénéisé, afin de répondre au cahier des charges exigé par les fours de fusion.

#### Calcination

Cinq fours rotatifs (100 mètres de long et 4 mètres de large) calcinent le minerai à une température de 900°: le minerai en sort totalement sec et déià calciné.

#### **Affinage**

Désulfurant et des boites en aluminium recyclées sont appliquées au métal en fusion pour le désulfurer. Une fois toutes ces opérations terminées, le ferronickel est refroidi. Il forme des grenailles, le SLN® 25



Sources: Eramet

## LA SLN ÉTUDIE L'UTILISATION DE L'HYDROGÈNE ET DU GNL POUR SE DÉCARBONER



#### Production d'électricité

La centrale représente actuellement 60% des émissions.

La centrale au fioul sera remplacée par une centrale flottante au GNL pour les 3 prochaines années en attendant la mise en place d'une centrale définitive possiblement sur le site de Prony Resources.

L'enjeu est également de réduire le prix de l'électricité, actuellement très élevé



#### Réduction du minerai

A Tyssedal, l'hydrogène est utilisé comme réducteur sur le minerai de fer. La réduction est faite en amont de la fusion ce qui permet de faire de la fusion pure et donc d'augmenter la capacité et de réduire les émissions de CO2.

La réduction du minerai de nickel à l'hydrogène est en **théorie possible** mais cela **reste à démontrer** à l'échelle industrielle.



#### **Bateaux**

Les bateaux qui transportent le minerai consomment plus de gasoil que les engins miniers.

La SLN les louent.



### **Engins miniers**

Les engins sont beaucoup plus petits (50-100t) que ceux du pilote en Afrique du Sud (300t).

Le renouvellement du parc d'engins miniers est prévu avec des **moteurs thermiques.** 

La question se posera donc dans 5/7ans.



Sources: Eramet

## **S**OMMAIRE

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

## Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Transport terrestre

Transport maritime

Usages industriels

## Focus sur le e-méthanol

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

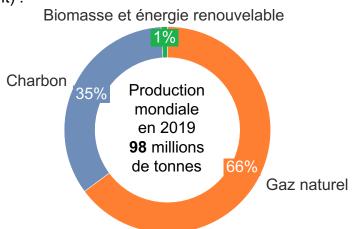
Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

**Annexes** 

## EN 2019, LES 98 MILLIONS DE TONNES DE MÉTHANOL ÉTAIENT RESPONSABLES DE L'ÉMISSION DE 300 MILLIONS DE TONNE DE CO2 DANS L'ATMOSPHÈRE

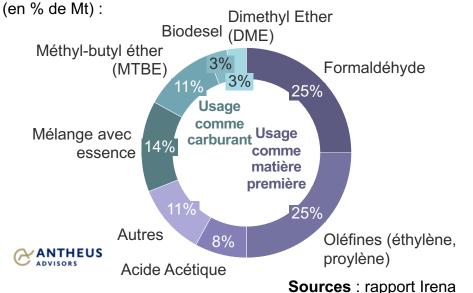
## Répartition de la production mondiale de méthanol en 2019 par origine (en % de Mt) :



La production mondiale de méthanol a quasiment doublé au cours de la dernière décennie pour atteindre près de 98 millions de tonnes en 2019, dont moins de 0,2 million de tonne à partir d'énergie renouvelable. La quasi-totalité de la production se fait à partir de gaz naturel ou de charbon.

Cette production carbonée serait responsable d'émission de près de 300 millions de tonnes de CO2 par an, soit 10% des émissions annuelles de CO2 du secteur chimique et pétrochimique.

### Répartition de l'utilisation mondiale de méthanol en 2019 par usage



**Près de 70**% de la consommation mondiale de méthanol est consacrée à la synthèse d'autres produits chimiques, notamment pour produire des matières plastiques.

Le **méthanol** est également utilisé comme **carburant**, en mélange avec de l'essence pour produire du biodiesel ou sous la forme de méthyl ter-butyl éther (MTBE), depuis le milieu des années 2000.

## LE MÉTHANOL EST UNE OPPORTUNITÉ FACE AUX NOUVELLES RÉGLEMENTATION DE L'ORGANISATION MARITIME INTERNATIONALE SUR LE SOUFFRE



Navire alimenté au méthanol



**Stena Germanica** 50 000 t et 32 000 CV opérant entre Allemagne et Suède (rétrofit en 3mois)

ANTHEUS

Le combustible marin traditionnel utilisé dans les navires est le fioul lourd qui est riche en souffre.

En janvier 2020, une nouvelle règlementation est passée par l'Organisation Maritime Internationale pour réduire la limite de souffre dans les combustibles marins de 3,5% à 0,5%. De surcroit, le développement des zones de contrôle des émissions (ZCE), ou les limites d'émission sont encore plus strictes, exige l'utilisation de fioul à très faible teneur en souffre ou de gazole marin qui sont beaucoup plus couteux que le fioul lourd traditionnel.

Le transport maritime montre un **intérêt croissant pour l'usage de méthanol** en tant que carburant. Actuellement plus de 20 grands navires en commande ou en service sont alimentés au méthanol.

En raison de son **processus de production, le méthanol est exempt de souffre**; et lorsqu'il est brulé, il ne produit presque pas de particules (en raison de l'absence de liaison carbone-carbone) et une faible quantité d'oxydes d'azote. Ce carburant est donc plébiscité comme solution aux nouvelles règlementations.

La conversion d'un navire existant au méthanol peut être réalisée facilement pour un faible cout, la construction d'un navire neuf au méthanol n'entraine pas de surcout par rapport à un navire traditionnel.

Méthanex (plus grand distributeur et transporteur de méthanol du monde), exploite une partie de sa flotte de chimiquier de 50 000 t avec des moteurs MAN biocarburants qui peuvent fonctionner au diesel ou au biométhanol.

## L'ADAPTATION DES VÉHICULES POUR UN FONCTIONNEMENT AU MÉTHANOL EST FACILE ET PEU COÛTEUSE



Geely camion M100 en Chine, 2019



#### Utilisation du méthanol:

- Moteur à combustion interne
- Moteur diesel modifiés

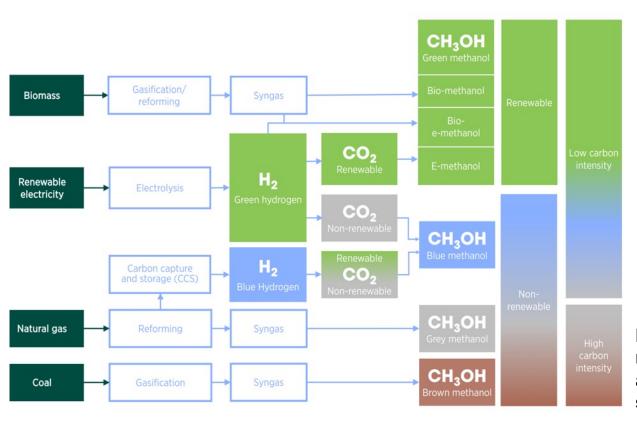
Pour fonctionner au méthanol, un moteur classique doit être adapté selon le même principe qu'un moteur fonctionnant à l'éthanol : il est possible d'enrichir le mélange, et de préférence réchauffer l'air d'admission pour faciliter les démarrages à froid. Il suffit d'implanter un améliorant d'allumage, ou des bougies de préchauffage.

Dans le but de **réduire sa dépendance vis-à-vis des importations d'essence**, la **Chine** a décidé de miser sur le **methanol comme carburant pour les transports** (4,8 mt/an). De nombreux constructeurs chinois proposent des véhicules fonctionnant au méthanol : voitures, camionnettes, camions et bus roulant avec du M85 (85% méthanol et 15% d'essence) ou du M100.

#### Véhicule circulant au méthanol :

- Surcout compris entre 600€ et 1200€ pour l'adaptation du moteur d'une voiture thermique
- Aucun surcoût pour un véhicule à l'achat

## DE NOMBREUSES TECHNIQUES DE FABRICATION DU MÉTHANOL EXISTENT, PLUS OU MOINS **POLLUANTES**



### e-méthanol

L'e-méthanol est produit à partir de CO2 et d'hydrogène.

Le CO2 peut être renouvelable (Biomasse, DAC, biogaz) ou capté de rejets (charbon, acier, ciment, ammoniac). En fonction de la technique de production l'hydrogène peut être vert (electrolyse de l'eau) ou noir/gris.

Fourchette de cout de production : entre 365-1600 USD /tonne selon la couleur de l'hydrogène et la source du CO2

### **Bio-méthanol**

Le bio-méthanol est produit à partir de la biomasse dont les principales matières premières sont : les déchets et sous-produits forestiers et agricoles, le biogaz des décharges, les eaux usées, les déchets solides municipaux (MSW) et la liqueur noire de l'industrie du papier.

Fourchette de cout de production : entre 320-720 USD /tonne

ANTHEUS

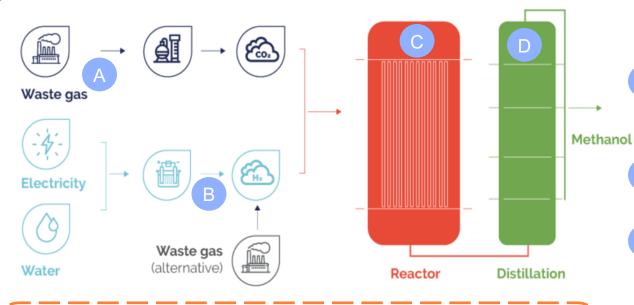
La production d'e-méthanol serait préférable en Nouvelle Calédonie : le site industriel Prony rejette une grande quantité de CO2 pure et le coût de production de l'hydrogène vert est faible

Sources: rapport Irena

## PRODUCTION DE E-MÉTHANOL À PARTIR DE CO2 ET D'HYDROGÈNE

## Equation de réaction de synthèse du e-methanol :

## CO<sub>2</sub> + 3H<sub>2</sub> = CH<sub>3</sub>OH + H<sub>2</sub>O



#### 1tonne de e-méthanol nécessite :

- 1,4 tonne de C02
- 0.19 tonne de H2
- 10 MWh d'électricité (y compris celle pour produire H2) La réaction s'opère entre 200 et 300°C avec une pression comprise entre 50 et 100bars.

### Processus de production du e-méthanol :

- Capture du CO2 : Le CO2 est capté à la cheminée et transféré au système de conditionnement des gaz où les impuretés sont éliminées pour produire du CO2 adapté à la synthèse du méthanol.
- Fabrication d'hydrogène : lorsque l'on possède de l'énergie renouvelable, de l'hydrogène vert est produit par electrolyse de l'eau
- Réaction catalytique : le catalyseur transforme le gaz en méthanol brut, un mélange de méthanol et d'eau, à température et pression élevées. Cette réaction est hautement exothermique et la chaleur peut être récupérée du réacteur pour fournir de la vapeur à l'unité de distillation.
- **Distillation**: le méthanol brut est séparé en méthanol de la pureté/qualité requise et en eau dans des colonnes de distillation.

### Dans le cas de Prony:

200 000 = ~

· ~140 000

Tonnes de CO2 pures

Tonnes de e-méthanol



Sources: rapport Irena, CRI

## DE NOMBREUX PILOTES EXISTENT POUR LA PRODUCTION DE E-MÉTHANOL

Pays	Entreprise	Année de création	Capacité t/an	Matière première
Islande	CRI	2011	4 000	Geothermal CO2 et H2 électrolyse de l'eau
Chine	Dalian Institute of Chemical Physics	2020	1 000	CO2 et H2 électrolyse de l'eau
Suède	Liquid Wind	2023	45 000	CO2 industrie et H2 électrolyse de l'eau
Australie	ABEL	2023	60 000	Biogénic Co2 et H2 électrolyse de l'eau
Chine	Henan Shuncheng Group/CRI	2022	110 000	Co2 de four à chaux et H2 gris
Norvège	Swiss Liquid Future/ Thyssenkrupp	NA	80 000	CO2 industrie et H2 électrolyse de l'eau
Norvège	Consortium d'entreprises/ CRI	2024	100 000	CO2 et H2 électrolyse de l'eau
Canada	Renewable Hydrogen Canada (RH <sub>2</sub> C)	NA	120 000	CO2 et H2 électrolyse de l'eau
Belgique	Consortium au port de Antwerp	NA	8 000	CO2 et H2 électrolyse de l'eau
Belgique	Consortium au port de Ghent	NA	46 000 -180 000	CO2 industrie et H2 électrolyse de l'eau
Pays-Bas	Consortium Nouryon/ Gasunie/ BioMCN + 3 autres entreprises	NA	15 000	CO2 et H2 électrolyse de l'eau
Allemagne	Dow	NA	~200 000	CO2 et H2 électrolyse de l'eau
Danemark	Consortium d'entreprises	2023-2030	NA	CO2 MSW et H2 electrolyse de l'eau
Allemagne	Consortium d'entreprises	NA	NA	CO2 industrie et H2 électrolyse de l'eau

ANTHEUS

Sources: rapport Irena

## L'USINE GEORGE OLAH EN ISLANDE EST LE PREMIER PILOTE D'USINE DE E-MÉTHANOL



Usine George Olah, Islande, CRI

Fort du succès de ce premier pilote, CRI a investi dans une usine semblable en Chine qui courant 2022 sera capable de produire 110 000 tonnes de méthanol en utilisant 155 000 tonnes de CO2.

L'usine de méthanol renouvelable George Olah a été mise en service en 2011.

Quatre ans plus tard, grâce à la conception modulaire de l'usine et à l'évolutivité inhérente de la technologie, la capacité de production est passée de 1300 à 4000 tonnes par an, ce qui se traduit par le recyclage de 5500 tonnes d'émissions de dioxyde de carbone émises par une centrale géothermique adjacente.

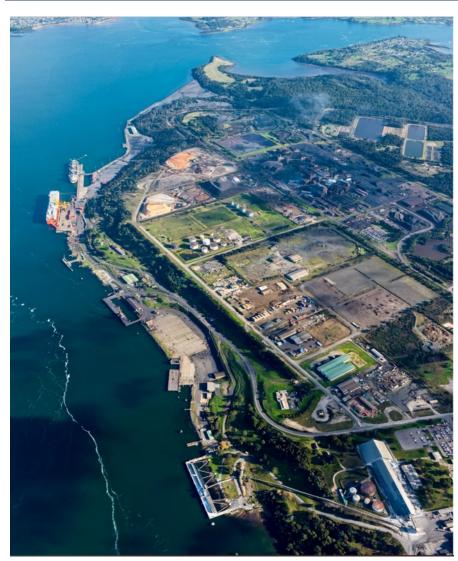




Sources : rapport Irena, CRI

Usine Anyang, Chine, CRI

## ~60 000 TONNES D'E-MÉTHANOL PRODUITES PAR AN PAR UNE USINE EN AUSTRALIE POUR UNE COMMERCIALISATION À L'EXPORT



### Caractéristique du projet :

Principal promoteur : ABEL Energy

Lieu : Tasmanie

Date de livraison : 2022-2023

• Cout estimé à la production / prix de vente : non communiqué

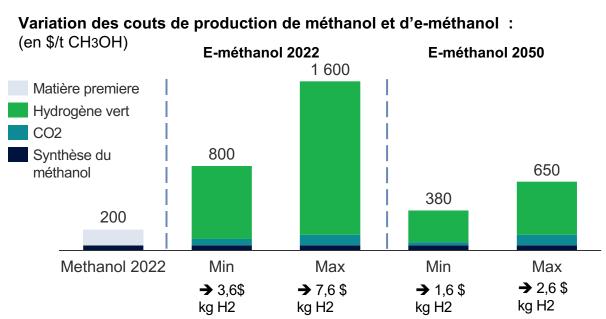
Fournisseur de technologie : Thyssenkrupp

- Quantité produite : Entre 60 000 et 70 00 tonnes de méthanol par an. Soit une consommation d'environ 40 tonnes d'hydrogène par jour.
- **Méthode de production de l'hydrogène :** Electrolyse de l'eau avec un électrolyseur de 100MW. La majorité de l'hydrogène servirait à la production de e-méthanol, une autre partie servirait pour des usages domestiques.
- **Usages**: majoritairement lié à l'exportation
- Financement: une subvention de 20m de dollar australien a été fournie par le gouvernement de Tasmanie pour réaliser l'étude de faisabilité du projet



Sources: rapport Irena, ABEL, Csiro

## LE COUT DE PRODUCTION DU E-MÉTHANOL DÉPEND MAJORITAIREMENT DU COUT DE PRODUCTION DE L'HYDROGÈNE VERT



Cout en us\$ de captation d'une tonne de CO2 en fonction de l'origine:

Le processus de synthèse du e-méthanol est semblable à celui du méthanol. La technologie existante a été légèrement modifiée pour capter les flux d'eau liés à la production. Le cout de la phase de synthèse du méthanol se situe entre 30 et 50 USD/ t

Le cout de production du e-méthanol dépend majoritairement du cout des deux matières premières que sont le CO2 et l'H2 et du cout de l'électricité renouvelable nécessaire à la production de l'hydrogène.

En 2021, selon le rapport de l'Irena, le cout de production minimum du eméthanol serait de 800 USD la tonne et pourrait atteindre 380usd lorsque les technologies de production d'hydrogène vert et de captation du CO2 seront plus matures.

De l'oxygène est produit lors du processus de fabrication du e-méthanol qui pourrait être revendu et ainsi diminuer les couts de production.

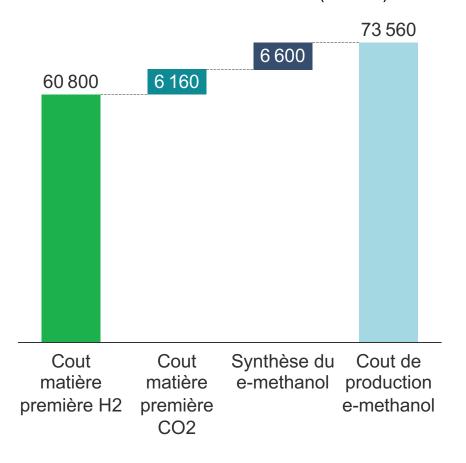
Source	Concentration CO2	Coût 2022 USD/t	Coût 2050 USD/t
Centrale électrique charbon	12-14%	43-97	46-55
Centrale électrique charbon avec oxy-combustion	~100%	52-75	52
Fer et acier	3-5%	80-89	43
Centrale électrique au gaz naturel	20-30%	55-77	40-65
Cimenterie	15-30%	35-125	20-103
Purification des gaz naturels	2-65%	15-25	20
Synthèse d'ammoniac	Jusqu'à 100%	20-25	24

Sources: rapport Irena, analyse antheus

ANTHEUS

## L'EXCELLENTE EXPOSITION SOLAIRE DE LA NOUVELLE-CALÉDONIE LUI PERMETTRAIT DE PRODUIRE DU E-MÉTHANOL POUR UN FAIBLE COUT

## Estimation du cout de production d'une tonne de e-méthanol en Nouvelle-Calédonie : (en XPF)



### 1tonne de e-méthanol nécessite :

- 1,4 tonne de CO2
- 0,19 tonne de H<sub>2</sub>
- 10 MWh d'électricité (y compris celle pour produire H2)
   La réaction s'opère entre 200 et 300°C avec une pression comprise entre 50 et

### Hypothèses:

100bars.

- Cout de production kg d'h2 : 320 XPF (au prix coutant; installation électrolyseur 10MW)
- Cout de captation 1tonne de CO2 : ~4400 XPF (40usd)
- Cout de la synthèse du méthanol : 6600 XPF (60usd)

En reprenant les hypothèses du cout de production de l'hydrogène en Nouvelle-Calédonie avec les hypothèses des couts de captation du CO2 et de synthèse du méthanol, il serait possible de produire une tonne d'e-méthanol pour ~74 000XPF, soit ~670\$.

Cette estimation se trouve dans la tranche basse des couts de production du e-méthanol. Cela est du à l'excellente exposition solaire du territoire qui permet d'atteindre des couts de production d'hydrogène vert réduit.



**Sources**: Analyse Antheus

## LES 200 KT/AN DE CO2 REJETÉS PAR PRONY SERVIRAIENT À LA PRODUCTION DE MÉTHANOL POUR 2 PORTE-CONTENEURS ET NÉCESSITERAIENT 750 HECTARES DE FERME PV













200 tonnes

de méthanol par jour pour un porte-conteneurs



280 tonnes

De CO2 par jour



d'hydrogène par jour



de puissance d'électrolyse



de ferme solaire













400 tonnes

de méthanol par jour pour 2 porte-conteneurs



De CO2 par jour ~200 000 t/an



tonnes

d'hydrogène par jour



de puissance d'électrolyse



de ferme solaire



## LA NAVIGATION D'UN PORTE-CONTENEUR AU E-MÉTHANOL ENTRAINERAIT UNE ÉCONOMIE DE DE CO2 D'ENVIRON 300 TONNES PAR JOUR POUR UN SURCOÛT DE 120 000 USD



Un porte-conteneur consomme environ 100 tonnes de fioul lourd pour un rejet de **312 tonnes de CO2 par jour**, soit près de 110 000 tonnes sur une année.

Etant donné la différence d'intensité énergétique du méthanol et de l'essence, il faudrait multiplier par 2 la quantité embarquée pour conserver une autonomie similaire.

Un porte-conteneur nécessiterait ainsi 200 tonnes de e-méthanol par jour. Or lors de sa combustion, le méthanol réémettra le CO2 utilisé pour sa production, soit 280 tonnes dans le cas d'une journée de porte-conteneur. Néanmoins, **le e-méthanol offre une seconde vie au CO2** qui a déjà été émis par l'usine de Prony. Ces 280 tonnes de CO2 sont « réutilisées ».

En termes de coût, le prix de la tonne de fioul lourd à la vente en Nouvelle-Calédonie oscillerait entre 60 000 XPF (540usd) et 80 0000 XPF (710\$), le cout par jour serait donc entre 6 millions de XPF (54 000 USD) et 8 millions de XPF (71 000 USD)

La tonne de e-méthanol pourrait être produite en Nouvelle-Calédonie pour 74 000 XPF la tonne (670usd) et vendue pour 100 000 XPF (avec hypothèse de marge de 25%), le cout en carburant pour une journée serait donc de 20millions de XPF, soit 180 000usd. Le surcout à l'utilisation du e-méthanol serait donc entre 110 000 et 130 000 USD/jour

Le cout d'économie d'une tonne de CO2 serait alors d'environ 380 USD.





Source: Total Energie, analyses Antheus

## LE MÉTHANOL POURRAIT BÉNÉFICIER DES INSTALLATIONS ASSOCIÉES À L'USAGE DES COMBUSTIBLES FOSSILES MAIS REQUERRAIT UNE CAPACITÉ ACCRUE DE STOCKAGE À BORD DES VÉHICULES

# Avantages

- Le méthanol n'émet ni hydrocarbure, ni oxyde d'azote ni monoxyde de carbone.
- L'adaptation des moteurs thermiques et des véhicules électriques pour une circulation au méthanol est facile et peu couteuse.
- La distribution du méthanol est grandement facilitée :
  - Les infrastructures existantes de distribution des combustibles fossiles pourraient être utilisées : camion, pipeline etc...
  - Les stations d'avitaillement au méthanol sont déjà présentes dans plus de 100 ports de par le monde, et leur technologie est identique aux stations d'essence (quelques modifications mineures). Elles sont significativement moins coûteuses que les stations d'avitaillement en hydrogène ou au GNL.
- Le méthanol peut être stocké comme un combustible de soute à pression atmosphérique. Le cout de l'infrastructure est donc relativement faible par rapport à des solutions d'hydrogènes et de GNL.



- La densité énergétique volumétrique du méthanol est deux fois moins élevée que celle de l'essence ou du diesel mais reste plus élevée que celle de l'hydrogène. Pour une navigation au méthanol, il sera nécessaire d'adapter la taille du réservoir pour obtenir une autonomie similaire.
- Si le prix au litre du méthanol est 30-40% moins cher que celui de l'essence, le prix du e-méthanol reste significativement plus élevé.
- Le méthanol est un produit corrosif risquant à terme d'endommager certaines pièces du véhicule.
- Le taux de toxicité du méthanol est élevé par rapport à celui de l'essence.
- Le méthanol n'est pas 100% renouvelable comme peut l'être l'hydrogène, s'il est produit à partir de CO2 rejeté par des industries. Néanmoins, il offre une seconde vie à ce CO2.



## **SOMMAIRE**

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

## Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

## **Mobilité maritime**

Mobilité lourde terrestre

Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

Annexes

## LES NAVIRES AU GNL PERMETTENT DE RÉDUIRE DE 99% LES ÉMISSIONS DE SOUFRE, DE 85% CELLES D'OXYDES D'AZOTE ET DE 25% CELLES DE CO2 POUR UN SURCOÛT DE 20%

### Photo du Jacques Saade



Le transport maritime est à l'origine de 5 à 13% des émissions d'oxydes de soufre et de 15 à 30% de celles d'azote au niveau mondial.

Le CMA CGM Jacques Saade est le premier porte conteneurs géant à fonctionner au GNL :

- 400 m de long, 61m de large
- Moteur de 85 000 chevaux
- Capacité de transport de 23 756 conteneurs
- Navigue sur la French Asia Line

C'est le premier exemplaire d'une commande de 9 navires 23 000.

D'ici 2024, CMA-GCN devrait compter 44 navires propulsés au GNL

La propulsion au GNL permet de réduire de :

- 99% les émissions de soufre
- 85% les émissions d'oxydes d'azote
- 25% les émissions de CO2

Mais elle représente un surcout de 15 à 20% et les chaines d'approvisionnement dans les ports sont encore insuffisantes.

Cependant les **fuites de méthane sont un vrai problème**. Le rejet involontaire pendant la manutention ou le transport entraîne un effet de réchauffement climatique jusqu'à **25 fois plus important que celui causé par le CO2.** Au-delà de 1% de fuite, le GLN devient plus néfaste que le mazout lourd.



**Sources**: Gaz mobilite, Transition energies

## TOTAL ENERGIES ET CMA CGM ONT RÉALISÉ LA PREMIÈRE OPÉRATION DE SOUTAGE DE GNL D'UN NAVIRE VERS UN PORTE-CONTENEURS DANS LE PORT DE MARSEILLE

### Photo du dispositif de soutage



Le CMA CGM BALI est un porte conteneurs de 15 000 équivalent vingt pieds (366m de long).

Il a été ravitaillé au port de Marseille par le Gas Vitality de Total Energies, un navire avitailleur ayant une capacité de 6000m3 et qui peut fournir 2000m3 par heure. La totalité de l'opération prend 16 heures mais uniquement 5h sont consacrées au transfert du GNL

Total Energies dispose également Gas Agility qui a lui une capacité de 18 600m3. Celui-ci est basé dans le port de Rotterdam, cependant en avril 2020, il a réalisé l'avitaillement du plus gros porte conteneur propulsé au monde, doté d'une capacité de 16 400m3 (propriété de CMA-CGN) à Dunkerque.

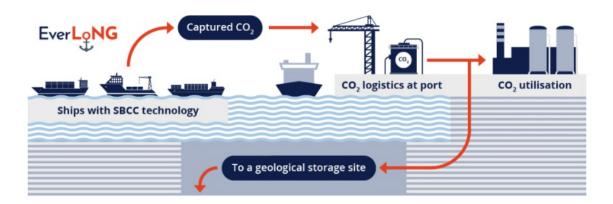
Les opérations d'avitaillement sont effectuées en parallèle des opérations de chargement et déchargement.

Un projet d'unité de production de biométhane liquéfié dédié au transport maritime est lancé dans le port et est issu du partenariat CMA-CGN/Engie. Il est soutenu par la métropole et Total Energies

Sources : Gaz mobilité, BFM

## Pour que le secteur maritime atteigne ses objectifs en matière de décarbonation, l'usage du GNL doit Être couplé à de la captation de CO2

### Schémas du processus de captation et de stockage de CO2



Le projet EverLoNG regroupe :

- des scientifiques
- TotalEnergies
- Heerema Marine Contractor

L'objectif est d'évaluer la mise en œuvre expérimentale de capture du CO2 à bord de deux navires alimentés au GNL, qui peut atteindre 90%.

Il a reçu un financement européen de **3,4 millions d'euros** d'un fond dédié à l'accélération de l'adoption du captage carbone émis par les navires eux-mêmes (SBCC).

Les techniques de SBCC rendent le GNL encore plus attractif car elles permettent de drastiquement réduire les émissions de CO2 sans engendrer les mêmes surcouts que l'hydrogène.

Si le GNL permet de respecter les réglementations en matière d'émission de dioxyde de soufre et de drastiquement réduire celles d'oxydes d'azote, il ne permettra pas d'atteindre les objectifs en termes de réduction d'émission de CO2 à moins de le coupler avec des technologies de captation de CO2 encore expérimentales à ce jour.

La production et le transport de GNL peuvent également présenter un risque de fuite de méthane, extrêmement dangereuses pour l'environnement.

Le GNL est donc un bon carburant de transition et permet une réduction d'émission de certains polluants mais il ne permettra pas d'atteindre les objectifs liés à la transition écologique

Sources: Gaz mobilite, Transition energies

## SIEMENS FOURNIT DES GÉNÉRATEURS À GAZ POUR LES TRAVAUX AUXILIAIRES SUR LES NAVIRES DANS LES PORTS

### Photo du dispositif proposé par Siemens



La solution proposée par Siemens est basée sur un groupe **électrogène** à gaz (GNL) composé d'un moteur 808 kWe (50 Hz), installé dans un conteneur insonorisé de 40 pieds.

L'ensemble est utilisé pour fournir de l'énergie électrique auxiliaire aux navires à quai dans le port.

Les avantages de ce moteur sont :

- Pas d'émission de particules de suie ou d'oxydes de soufre
- Réduction de 80% des émissions de Nox et de 10% de celles des gaz à effet de serre par rapport au diesel
- Réduction du bruit d'échappement de 30% par rapport à un groupe diesel et de 50% du bruit du moteur

À son arrivée, le navire est connecté à la centrale électrique et c'est le groupe électrogène GNL qui alimente le navire pour ses opérations portuaires. Le groupe électrogène externe se comporte donc comme un groupe auxiliaire, et permet d'arrêter le/les groupes électrogène/s à bord utilisant du fioul lourd ou diesel comme carburant.

Le groupe électrogène installé dans le conteneur est refroidi directement à l'eau de mer.

Un système de couplage en parallèle permet une installation modulaire de puissance à partir de 250 kWe et sans limite maximale.



**Sources** : site de naval industrie et de Siemens

## **SOMMAIRE**

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

Mobilité maritime

### Mobilité lourde terrestre

Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

Annexes

## LES VÉHICULES AU GNL NE SONT ADAPTÉS AU TRANSPORT URBAIN EN RAISON DE SURCOUTS TROP IMPORTANTS, LE GNC A UNE AUTONOMIE SUFFISANTE POUR CES TRANSPORTS

	GNC	GNL
Distribution	Comprimé à la station à 200 bars puis stocké sous haute pression	Réservoir cryogénique isolé en station (une ou plusieurs citernes), d'où il est pompé pour ensuite être distribué
Réservoirs sur le véhicule	Réservoir de 100L contient 16kg (équivalent de 22,5L de gasoil) Capacité totale sur un bus : 1200L	réservoirs cryogéniques complexes à doubles épaisseurs, le vide étant réalisé entre les deux parois pour améliorer l'isolation
Offre disponible	Offres abondantes pour les autobus	En 2019, aucun contrat n'a été passé pour l'exploitation de tout ou partie d'un réseau de lignes urbaines au GNL en France
Charge	Charge rapide : 5 à 10 minutes (mais sans garantie d'un plein complet) Charge lente : 5 à 8h	Pour faire le plein, il faut s'équiper d'un écran facial (pour le visage), de gants contre les brûlures froides, et de vêtements à manches longues. Une formation est nécessaire Charge en 10 minutes
Autonomie	400km	1000km

Le GNL est un gaz naturel converti en liquide par une opération de refroidissement à -161°C. Il prend la forme d'un liquide clair, transparent, inodore, non corrosif et non toxique. Sa densité énergétique est 2,8 fois plus importante que celle du GNC. Lui permettant d'équiper des véhicules ayant une autonomie 2 fois plus importante.

#### GNL:

- Adapté pour des lignes ayant besoin d'une très grande autonomie
- Surcouts liés à la station d'avitaillement et à la cryogénie encore très importants
- Offre limitée

#### GNC:

- Offre abondante
- Autonomie de 400km

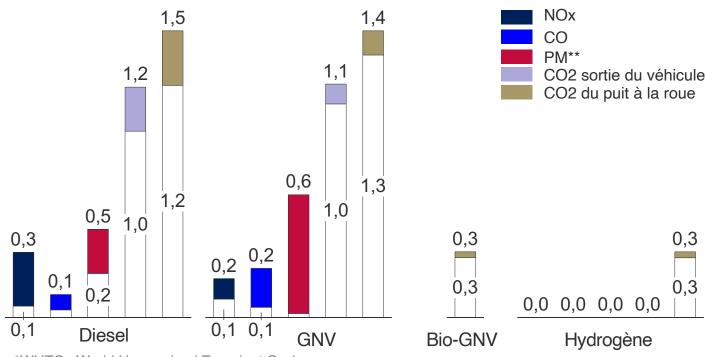
Le GNC est plus adapté au transport urbain

Sources : Ademe

## LA MOTORISATION AU BIO-GNV PERMET DE RÉDUIRE DE 30% LES ÉMISSIONS D'OXYDES D'AZOTE ET DE 80% CELLES DE CO2 DU PUIT À LA ROUE MAIS PAS CELLES DE PARTICULES FINES

### Fourchettes d'émissions de polluants (banc essai moteur, cycle WHTC\*)

(en g/kWh pour Nox, CO, HC, en cg/kWh pour PM et en kg/km pour le CO2)



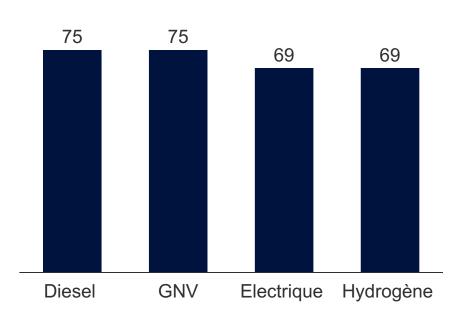


<sup>\*\*</sup> Particules fines

Les bus au GNV permettent principalement de réduire les émissions d'oxydes d'azote (qui favorisent la formation d'ozone dans la troposphère et l'eutrophisation). Ceux au bio-GNV réduisent également les émissions de CO2 du puit à la roue. Néanmoins, ils ne réduisent pas les émissions de particules fines

Comparaison de la nuisance sonore moyenne d'un autobus en fonction de sa motorisation

(en dB)



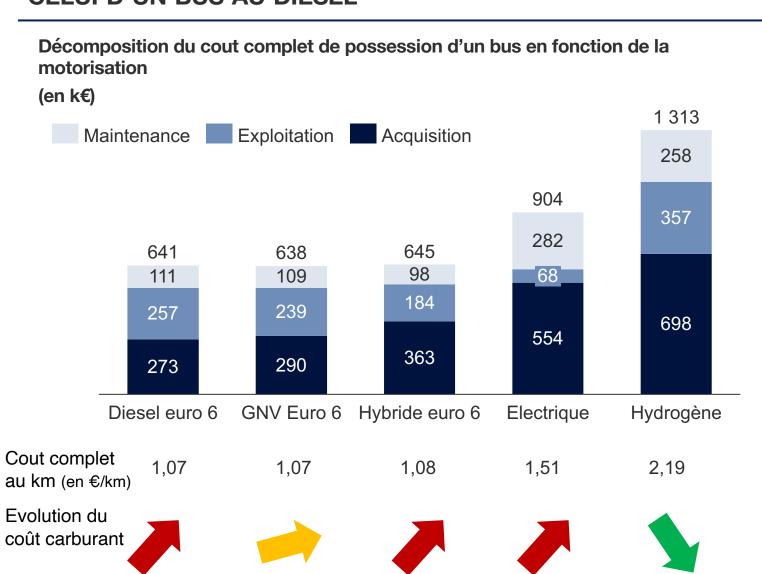
Les bus électriques et à l'hydrogène ont une intensité sonore **4 fois plus faible** que ceux à diesel ou au GNV



Sources: CATP (Centrale d'achat transport public) 2022

<sup>\*\*</sup>Les analyses du « puit à la roue » prennent en compte les émissions de CO liées à la production de l'énergie utilisée dans la production des carburants

## LE COÛT COMPLET DE POSSESSION D'UN BUS AU GNV EN 2022 EST QUASIMENT IDENTIQUE À CELUI D'UN BUS AU DIESEL



### **Hypothèses**

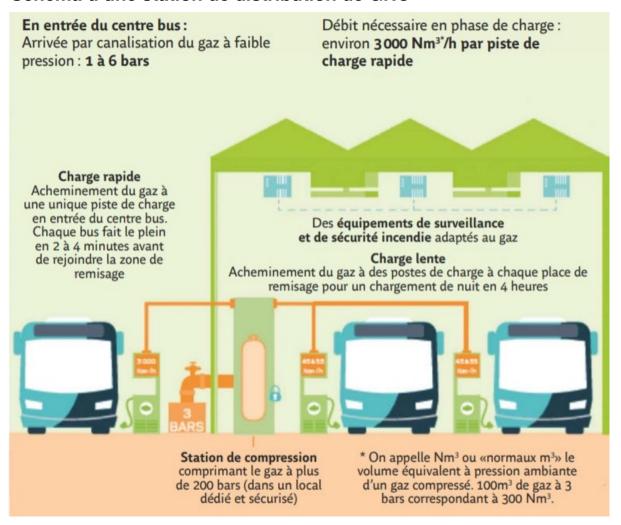
- Durée de vie : 15 ans
- 40 000km parcourus par an
- Coût moyen d'exploitation : issu des cycles SORT constructeurs
- Coût moyen de maintenance préventive : données constructeurs
- Cout diesel : 1€/L
- Consommation bus diesel: 43L/100km
- Consommation bus hybride: 30,8L/100km
- Cout bioGNV: 0,88€/kg
- Consommation bus GNV: 45kg/100km
- Cout électricité : 0,09€/kWh
- Consommation bus électrique : 125 kWh/100km
- Cout H2 : 7€/kg
- Consommation bus hydrogène: 8,5kg/100km



Sources: CATP (Centrale d'achat des transports publics) 2022

# LA MISE EN SERVICE D'UN PARC D'AUTOBUS AU GNC NÉCESSITE UNE INFRASTRUCTURE REPRÉSENTANT UN SURCOÛT DE 115K€ PAR BUS (POUR 15 BUS) ET UNE ADAPTATION DE L'ATELIER

#### Schéma d'une station de distribution de GNC



	Rapide	Lente
Caractéristiques	5-10 min Ne garantit pas une autonomie totale à cause de l'échauffement du gaz.	6 à 8h Souvent effectuée la nuit, la recharge permet une meilleure autonomie du bus
Couts	1,2 à 1,8M€ pour ~ 15	1,3 M€ à 2M€ pour ~15 bus, 2,5M€ à 3M pour ~100 bus

La station doit être équipée de compresseurs 220 bars, un stockage tampon haute pression peut-être installé.

Les ateliers de maintenance doivent respecter les règlementations et normes de sécurités (règlementation ATEX / APSAD, ICPE 2930 et arrêté du 12 mai 2020).Cout estimé : **60k€ à 100k€ par travée** 

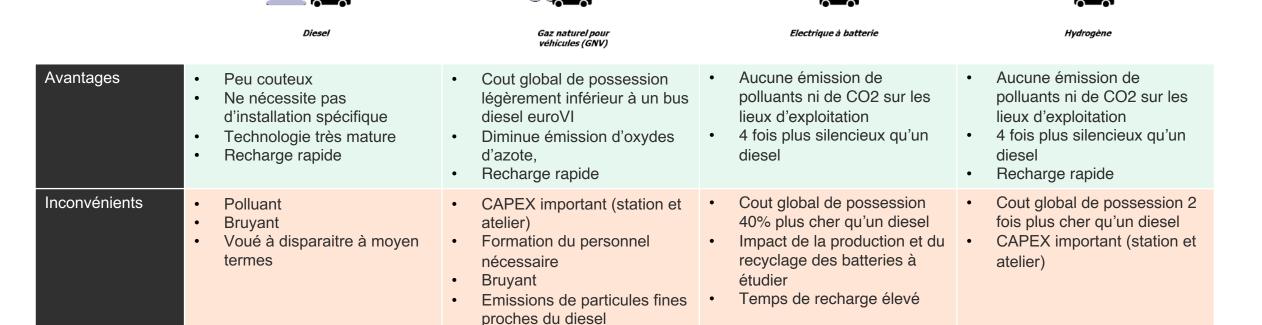
Le personnel doit être formé, 3 niveaux d'habilitation existent



Sources: CATP (Centrale Achat Transport Public) chiffres 2022

# LE GNC PERMET DE RÉDUIRE UNE PARTIE DES ÉMISSIONS DE POLLUANTS ET NE PRÉSENTE PAS LES SURCOÛTS DE L'HYDROGÈNE, MAIS IL NE RÉDUIT PAS LES ÉMISSIONS DE CO2

#### Tableau de synthèse des avantages et inconvénients en fonction des motorisations



Bien que l'usage du GNC réduit les émissions d'oxydes d'azote, il ne permet pas de réduire les émissions de particules fines, ni les nuisances sonores en milieu urbain. L'impact carbone est relativement faible par rapport à un bus diesel euro 6 : à peine 10% de réduction d'émissions de CO2. Au-delà de la constitution d'une chaine d'approvisionnement industrielle, le GNC requiert des investissements conséquents dans la station et dans les ateliers, et ce avec un cout complet de possession équivalent.



Sources: CATP (Centrale Achat Transport Public) chiffres 2022

# GALILEO TECHNOLOGIES EST UN LEADER DE LA PRODUCTION, DU TRANSPORT ET DE LA VENTE DE GAZ NATUREL, BIOMÉTHANE ET HYDROGÈNE

### Fiche synthétique

Siège social : Buenos Aires (Argentine)

Création : 1984

CA : entre 75 et 200M€

 Déploiement : 5 000 stations dans 70 pays, avec des implantations locales entre l'Amérique du sud, les Etats-Unis, l'Europe, la Russie et l'Inde

PDG : Osvaldo Del Campo



La station GNL « Patagonia »

#### Activités

#### 3 types d'équipements fournis :

- Pompes EMB® de GNC\*
- Compresseurs de GNC et composants clés (MX 1000 package, Gigabox package, MP trailer, MX 400 package, MX 200 package, nanoil package, MX reciprocating compressors)
- Compresseur et distributeurs regroupés en stations plug & play pour tous types de gaz (Patagonia, Nanobox, Microbox, Gigabox)

#### Des solutions liées au Gaz Naturel :

- Station GNL\*\* plug&play (*Patagonia*), Bio-GNL ou mixte GNLC\*\*\*: adressée aux entreprises de transport ou équipées de flottes de poids lourds. Peut être opérationnelle en 15j
- Station GNC plug&play (Nanobox et Microbox), Bio-GNC ou GNC à partir de GNL si non raccordé au réseau : adressée aux utilitaires et véhicules légers, intègre compression et stockage
- Station GNL maritime (Cryobox) : adressée aux compagnies de transport maritime, proposant des solutions de liquéfaction directement sur les ports
- Livraison de GNL (« Gazoduc virtuel ») depuis les terminaux méthaniers ou directement depuis les puits de gaz : adressée aux opérateurs de réseaux et site industriels principalement



Ambition de développement via le partenaire Edge Energy Europe (siège européen à Paris, en transfert pour Le Mans où se trouvent les usines d'assemblage et test des stations)



\*GNC : Gaz naturel compressé \*\*GNL : Gaz naturel liquéfié

\*\*\*GNLC : Gaz Naturel Liquéfié carburant

GNV : Gaz Naturel pour véhicule

# LE PROJET MADRILÈNE : LA MODERNISATION DES TRANSPORTS PUBLICS AVEC DES BUS À GNC ET GNV POUR RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

#### Les contours du projet :

- Continuité des engagements environnementaux de Madrid (qualité de l'air et réduction des émissions de gaz à effet de serre)
- Contrat confié à Galileo Technologies (via la filiale espagnole, HAM)
- Conception et construction de la station de GNC la plus grande et la plus rapide d'Europe pour l'EMT\*
- Equipements déployés : compresseurs de GNC Microcore® MSP330, pompes EMB®, Common Manifold®, Coldbox®, Enersave®, SCADA®
- Inauguration en 2010, considéré comme la « record station »
- Budget du projet : 47 M€

#### La station GNC en chiffres

- Un espace de 5 500m²
- **9 voies** de réapprovisionnement
- Vitesse: 3min par bus (~50,8 GGE\*\*), soit 150 à 180 bus rechargeables par heure
- Périmètre d'action : **400 bus** (3h30 pour tous les recharger)
- Un compresseur CNG par voie, utilisables en parallèle
- Capacité de compression globale de 7 000 GGE\*\*/hour (pression jusqu'à 300 bar, à une température <59 °F)</li>
- Ouverture 24h/24
- Gestion intelligente de la station (optimisation de l'énergie, de la vitesse de recharge et de la compression)



\*\*GGE : Gasoline gallon equivalent

\*\*\* par rapport à la précédente flotte de bus



#### Objectif: la référence de la mobilité à faible émission \*\*\*

- ► ~54 tonnes d'émissions d'oxydes d'azotes évitées
- ~4 tonnes d'émissions de particules évitées
- 20% d'émissions de dioxyde de carbone en moins
- Elimination du méthane habituellement rejeté par une station

Sources: Galileoar.com, facebook, youtube

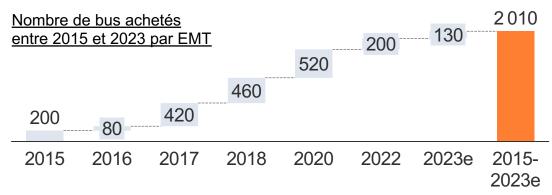
# MADRID SE POSITIONNE COMME LE PIONNIER DU TRANSPORT PUBLIC À FAIBLE CONSOMMATION EN EUROPE, NOTAMMENT SUR LES BUS À GNC ET ÉLECTRIQUES

# Mise en perspectives du projet station GNC en 2010

- Equivaut à moins de 10% du centre d'opération de Sanchinarro à Madrid, et représente 1/5 de la flotte de bus
- Fonctionne comme une centrale de services intelligente : identification automatique, graissage, pression des pneus, nettoyage. Le ravitaillement en carburant est l'un de ces services
- Dispose d'une installation photovoltaïque, d'une installation de recyclage de ses déchets et d'écrans acoustiques



# L'évolution des transports madrilène vers le GNC depuis 2015



- En 2015, 720 bus roulent déjà au GNC
- L'âge moyen des bus de la flotte est de 8,8 ans en 2015
- Les bus achetés depuis 2015 sont des modèles Scania N-280 GNC principalement et Mercedes Citaro NGT (302ch, cylindrée de 7,7l, 90% d'émissions de moins par rapport à un moteur diesel)
- Le budget investi sur 2016-2020 atteint 350 M€

#### Depuis 2020, Madrid se tourne aussi vers les eBus

- En 2020 : inauguration de la « ligne 0 », zéro emission et gratuite pour l'utilisateur (bus électrique modèle « Irizar »)
- En 2021 : appel d'offre de 150 bus électriques (budget 100M€)
- En 2022, une 16<sup>ème</sup> ligne de bus est passée au 100% élec
- Objectif: 1/3 de véhicules électriques et 2/3 au GNC d'ici 2027 (sur une flotte de 2000 bus)



# **SOMMAIRE**

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

# Ciblage des partenaires envisageables

# De la production à la distribution

Les acteurs industriels du secteur

Les acteurs locaux

Les partenaires financiers

Benchmark des installations d'électrolyseurs

Prochaines étapes identifiées

**Annexes** 

# DE LA PRODUCTION À LA DISTRIBUTION : LES ACTEURS POSITIONNÉS



Centrale photovoltaïque



**Electrolyse** 



Stockage/ avitaillement/ Compression









































# CALVERA PROPOSE UN ACCOMPAGNEMENT COMPLET DU DIMENSIONNEMENT À LA GESTION DE PROJET DES INSTALLATIONS HYDROGÈNE





#### Carte d'identité

Date de création : 1954Nationalité : Espagnol

Champ d'intervention : Stockage/ distribution d'H2

Actualité :

Installation de la première station d'avitaillement pour voitures d'h2 à 700 bars du pays.

 Participation au projet européen BIG HIT pour la production, le stockage et la distribution d'hydrogène à des fins d'approvisionnement énergétique.

Calvera accompagne ses clients pour l'évaluation des besoins, l'étude technique préalable de faisabilité économique, l'estimation des couts d'investissements, le dimensionnement et la compréhension des besoins et enfin la gestion du projet, la fabrication et l'homologation.

Calvera collabore avec des entreprises spécialisées dans l'hydrogène pour fournir des équipements nécessaires à la distribution de H2 : des stations de compression, des camions pour le transport de H2.

Calvera propose un accompagnement complet pour répondre aux exigences des clients par le développement et fabrication de solutions personnalisées pour chacune de ses lignes de métier : systèmes de stockage, systèmes de transport, maintenance et formation du personnel.

ANTHEUS

16 11

# ELOGEN, UN SPÉCIALISTE FRANÇAIS DES ÉLECTROLYSEURS PEM EN PLEIN DÉVELOPPEMENT

# elogen



#### Carte d'identité

- Date de création : 1997Nationalité : française
- Organisation mère : Gaztransport et technigaz SA (investissement de 10m€)
- Chiffre d'affaires : de 0 à ~6millions d'€ en 1an
- Champ d'intervention : producteur d'électrolyseur PEM
- Actualité :
  - Partenariat avec Sarralle pour l'implantation d'électrolyseur et la production d'hydrogène vert dans l'industrie sidérurgique
  - Construction d'une « giga factory » d'électrolyseurs dans le Loir et Cher avec un objectif de puissance d'1GW

Elogen développe, produit et distribue des électrolyseurs conteneurisés, cléen-main, entièrement intégrés, pour la production d'hydrogène vert jusqu'à 10MW de puissance; et sont en cours de développement d'électrolyseurs à haute puissance.

Elogen est en phase de développement avec des projets ambitieux et des technologies fiables. Contrairement à ses principaux concurrents NEL et PlugPower, Elogen pourrait être sensible à une opportunité de développement en NC sur une exploitation de petite taille.



# **SOMMAIRE**

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

### Ciblage des partenaires envisageables

De la production à la distribution

#### Les acteurs industriels du secteur

Les acteurs locaux

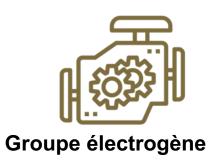
Les partenaires financiers

Benchmark des installations d'électrolyseurs

Prochaines étapes identifiées

**Annexes** 

### LES ACTEURS INDUSTRIELS POSITIONNÉS SUR LES DIFFÉRENTS CAS D'USAGE DE L'HYDROGÈNE













































AC

Constructeur

**Archit** 

ecte

### BALLARD, LE LEADER MONDIAL DES GROSSES PUISSANCES

# **BALLARD®**

#### Carte d'identité

- Date de création : 1979
- Nationalité : Canadienne
- Chiffre d'affaires : 100 m€ en 2021
- Champ d'intervention : Piles à combustible grande puissance pour véhicules lourd, trains et bateaux
- Actualité
  - Partenariat de construction entre AAB Marine & Port et Ballard pour des méga piles à combustibles (3MW de puissance)
  - Partenariat avec Chart Industries pour des tests de piles à combustible à hydrogène liquide



#### Caractéristiques techniques de la FC Wave,

- Puissance de 200kW avec la possibilité d'être mis en série
- Homologué en 2020
- Durée de vie de 30 000 heures
- 4,4kg / kW

Cette pile à combustible est sur le marché depuis 2ans, et a **déjà été implantée dans des bateaux pilotes**, comme le MF Hydra (ferry en Norvège avec une capacité de 80 voitures et 300 passagers)

Ballard est le spécialiste mondial des piles à combustible grande puissance pour les applications maritimes. Leurs piles peuvent être mises en série et alimenter des ferries, des barges, des bateaux de croisières ou de transport de passager.



# SAFRA: UNE ENTREPRISE FRANÇAISE QUI SE LANCE SUR LE MARCHÉ DU BUS À HYDROGÈNE EN RÉTROFIT



#### Carte d'identité

- Date de création : 1955
- Nationalité : française
- Chiffre d'affaires : 10 m€ en 2020
- Champ d'intervention : Fabrication et rétrofit de matériel de transport
- Actualité
  - o Un partenariat avec Symbio dans le but de produire 1500 bus à hydrogène
  - Le rétrofit de 15 autocars diesel de 2012 pour la région Occitanie. Le cout du projet est estimé à 7,2 M€, débuté en 2021, les premiers autocars devraient être livrés en 2023



Loi LOM adoptée fin 2019 donne une obligation d'achat en véhicules à faibles émissions pour le transport public lors du renouvellement avec un taux de 50 % à partir de juillet 2022 puis de 100% dès 2025.

Safra inscrit sa stratégie dans les enjeux environnementaux et sociétaux, au travers de ses différentes activités : la construction et la commercialisation de bus hydrogène sous les marques Businova et Hycity, le rétrofit d'autocar en hydrogène, la rénovation et la maintenance lourde de véhicules de transport de personnes. Ces bus, fournissant une autonomie de plus de 350 km ont pour objectif de remplacer les bus diesel

Safra est un acteur français ayant fait ses preuves dans la construction et le rétrofit de bus à hydrogène. Leur technologie fiable et leurs prix attractifs leur permettent de nouer des partenariats et de se développer rapidement.



# SYMBIO, UN ACTEUR FRANÇAIS MAJEUR DE LA MOBILITÉ TERRESTRE LOURDE À HYDROGÈNE



#### Carte d'identité

- Date de création : 2019
- Nationalité : française
- Actionnaires : Michelin (50%), Faurecia (50%)
- Chiffre d'affaires : 4 m€ en 2019
- Champ d'intervention : Systèmes hydrogène pour véhicules légers et commerciaux, bus, camions et divers
- Actualité
  - Ouverture au marché américain
  - Partenariat avec Safra pour fournir une flotte de 1 500 véhicules



**Symbio** propose une **gamme complète de Pile à combustible** allant de 40 à 300kw pour répondre **aux besoins de toutes les mobilités**.

Symbio est déjà le partenaire technologique de nombreux constructeurs (Safra, Vanhool...) et prévoit une capacité de production de 200 000 piles à combustibles par an d'ici 2030.

ANTHEUS

Sources : Symbio

# **SOMMAIRE**

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

### Ciblage des partenaires envisageables

De la production à la distribution

Les acteurs industriels du secteur

#### Les acteurs locaux

Les partenaires financiers

Benchmark des installations d'électrolyseurs

Prochaines étapes identifiées

**Annexes** 

# LES ACTEURS LOCAUX QUI PEUVENT SE POSITIONNER SUR LES CAS D'USAGES DE L'HYDROGÈNE



Processus industriel / engins miniers





























### SOMMAIRE

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

### Ciblage des partenaires envisageables

De la production à la distribution

Les acteurs industriels du secteur

Les acteurs locaux

# Les partenaires financiers

Benchmark des installations d'électrolyseurs

Prochaines étapes identifiées

**Annexes** 

#### LES PARTENAIRES FINANCIERS

**Subventions françaises** 

**Subventions locales** 

Subventions européennes

















# **SOMMAIRE**

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

### Ciblage des partenaires envisageables

De la production à la distribution

Les acteurs industriels du secteur

Les acteurs locaux

Les partenaires financiers

### Benchmark des installations d'électrolyseurs

Prochaines étapes identifiées

Annexes

# **AUXHYGEN, UNE STATION DE PRODUCTION ET D'AVITAILLEMENT EN HYDROGÈNE VERT EN BOURGOGNE**













Ce projet s'inscrit plus largement dans la création d'un **écosystème hydrogène territorial** de grande envergure souhaité par la Communauté d'agglomération de l'Auxerrois. L'objectif : établir des partenariats forts entre le territoire de l'Auxerrois, sous l'égide de l'agglomération, et les acteurs de l'industrie et de la mobilité afin de faire émerger de nouveaux projets d'hydrogène.

Objectif de monter à 3MW d'ici 2025

#### Station AuxHYGen à Auxerre :

- Ouverture en octobre 2021
- Electrolyseur d'1MW
- Production de 400kg d'hydrogène par jour
- Alimentation de 5 bus Transdev à hydrogène sur le réseau Léo
- Economie de 2 200 tonnes de CO2/an
- Moins de 6 mois entre le début du chantier et la mise en service de la station
- CAPEX: 8,5 m€ (dont 1,3m€ de subvention) pour 1MW.
   L'extension pour atteindre 3MW coutera 9m€ avec 3m€ de subvention.

Sources : Symbio

# LHYFE, START-UP FRANÇAISE PRODUISANT PRÈS D'1 TONNE D'HYDROGÈNE VERT PAR JOUR



#### Carte d'identité

Date de création : 2017Nationalité : française

Actionnaires : BPI, Sydev, Swen Capital, Andera Partners

Actualités :

Ouverture de la première usine de production d'hydrogène vert en France fin 2021 en Vendée

 Partenariat avec le parc industriel Danois « greenlab » avec une installation au Danemark de 24MW d'électrolyse d'ici fin 2022 pour une production de 8t d'H2vert par jour destiné à être transformé en e-méthanol.



#### Première usine de production d'H2 vert en Vendée :

Lhyfe a investi 6 millions d'euros dans ce projet pilote permettant de produire dès mai 2021 300kg d'h2 par jour avec l'installation d'un premier électrolyseur (100tonnes, 3m de haut). Cette capacité sera triplée d'ici 2022.

L'objectif est de fournir de l'hydrogène pour tout l'écosystème autour de la Roche sur Yon : voitures, camions ou les chariots élévateurs de Lidl.

**ANTHEUS**ADVISORS

Sources: Symbio

# HYPORT, STATION D'AVITAILLEMENT D'HYDROGÈNE VERT SUR L'AÉROPORT DE TOULOUSE

L'aéroport Toulouse – Blagnac est le premier site aéroportuaire à concrétiser l'implantation d'une station de production et de distribution d'hydrogène vert.



#### **Station HyPort à Toulouse :**

- Ouverture courant 2022
- 1MW d'electrolyse
- 430 kg d'H2/jour
- 2 stations : coté piste et coté ville
- 2 600 m2 mis à disposition par l'aéroport Toulouse-Blagnac
- Alimentation de 4 bus Transdev assurant le transport sur l'aéroport,
   200 véhicules légers et des application aéronautiques et industrielles
- Investissement de 5,4m€ sur les équipements de production et distribution d'h2 (51% Engie, 49% AREC Occitanie)
- Subvention de 5,25m€ de l'ADEME

130

# **SOMMAIRE**

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

Ciblage des partenaires envisageables

# Prochaines étapes identifiées

Annexes

# LES PROCHAINES ÉTAPES IDENTIFIÉES POUR LE GOUVERNEMENT ET L'ACE

Planification des projets associées à la feuille de route hydrogène

Financement d'avant-projet sommaire / avant projet détaillé pour des projets pilotes

Ex: électrolyseur, station de stockage / avitaillement, renouvellement/retrofit d'engins mobiles, production d'e-méthanol

Etude associée au déploiement d'une chaine logistique H2 liquide vs H2 gazeux sur le territoire

Etude des potentiels de développement d'une filière industrielle e-méthanol à l'export

Etude des potentiels de développement d'une filière biogaz

- Planification des différents projets associés à la feuille de route hydrogène, avec leur macro-calendrier associé
- Mise en trajectoire des réductions d'émissions de CO2 via l'hydrogène vis-à-vis des objectifs fixés par le STENC 2.0
- Evaluation des besoins en financement nécessaires
- Cadrage des instructions à réaliser pour définir des mesures incitatives au développement de la filière

#### Avant-projet sommaire:

- Spécifications techniques : architecture globale du système, dimensionnement des installations, etc.
- Estimation provisoire du coût du projet et constitution d'un planning prévisionnel

#### Avant-projet détaillé :

- Rédaction du Cahier des Clauses Techniques Particulières (CCTP)
- Constitution du dossier de consultation des entreprises (DCE)
- Réalisation des dossiers de demande des autorisations administratives (permis de construire / aménager / démolir...)
- -> Validation des études techniques, chiffrage définitif et calendrier de réalisation
- Modélisation des coûts de production, transformation, transport, stockage et distribution selon :
  - o Les lieux de production et de consommation envisagés
  - o L'état gazeux ou liquide de l'hydrogène
- Proposition d'optimum sur les lieux, capacités installées, et état de l'hydrogène selon des scénarios d'évolution des usages
- Analyse de l'environnement de marché du méthanol dans la zone Asie-Pacifique
- Evaluation des potentiels de marché associé à l'exportation d'e-méthanol produit en NC
- Benchmark de projets industriels de production d'e-méthanol
- Analyse de l'environnement de marché du biogaz dans la zone Asie-Pacifique
- Evaluation des potentiels de marché associé à la production et consommation de biogaz en NC



# SOMMAIDE

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

#### **Annexes**

#### **Bateaux pilotes**

Processus de production d'hydrogène

Stockage de l'hydrogène

**Entretiens** 

# Une dizaine de bateaux hydrogène circulent dans le monde, dont 2 en France fonctionnant à l'hydrogène gazeux



**Jules Verne 2, Nantes** 

Fonctionnement: Hydrogène gazeux, 2 Piles à

combustible de 5kw (Symbio)

Rechargement : tous les 6jours, consommation de

1,3kg d'H2 par jour pour ~25km **Méthode de production :** H2 vert **Capacité :** 12 personnes et 6 vélos

**Cout**: 680k€



Hynova 40

**Fonctionnement**: Hydrogène gazeux, 1 Pile à combustible de 80kw (Toyota, EoDEV RexH2)

**Autonomie :** 22,5kg d'hydrogène. 60miles à 8noeuds

Méthode de production : H2 vert

Capacité: 12 personnes

Cout: 30-40% plus cher qu'un modèle thermique



Source: H2 Mobile

# DES BATEAUX DE TRANSPORT DE PASSAGER OU DES FERRYS À HYDROGÈNE ONT ÉTÉ LIVRÉS OU SONT EN COURS DE CONSTRUCTION



**MF** Hydra

Fonctionnement: Hydrogène liquide, 2 Piles à

combustible de 200kw (Ballard)

Autonomie: 80 tonnes d'hydrogène 60 miles à

8noeuds

**Méthode de production :** H2 vert **Capacité :** 300 passagers, 80 voitures

Cout: non disponible



Hylias, Morbihan

Fonctionnement: Hydrogène gazeux, 2 Piles à

combustible de 125kw

Autonomie: 400kg d'hydrogène Méthode de production: H2 vert Capacité: 150-200 personnes

**Cout :** 7millions. 2,5-3x plus cher qu'un navire

équivalent à propulsion thermique. Cout

supplémentaire réduit à +20% à partir du 4ème

exemplaire.

Date de sortie: 2023



Source: H2 Mobile

# ENERGY OBSERVER, LE FER DE LANCE DU DÉVELOPPEMENT DES BATEAUX HYDROGÈNE



**Energy Observer 1** 

Les batteries se rechargent par le mix énergétique à bord (solaire, éolien, hydrolien). Une fois ces batteries rechargées le surplus est valorisé en produisant de l'H2 par électrolyse de l'eau de mer.

Quand le bateau navigue, l'équipage utilise directement les énergies renouvelables solaire, vélique et hydrolienne.

Lorsque les conditions se dégradent (manque de vent, de luminosité), l'hydrogène stocké alimente une pile à combustible qui produit l'électricité nécessaire au navire (mobilité + vie à bord)



**Energy Observer 2** 

Fonctionnement : Hydrogène liquide , Pile à

combustible de 2,5Mw

Autonomie: 70 tonnes d'hydrogène. 7500km

**Méthode de production :** H2 vert

Capacité: 120m, 5 000 tonnes de marchandises

Cout: 70-100 millions €



# SOMMAIRE

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

#### **Annexes**

Bateaux pilotes

# Processus de production d'hydrogène

Stockage de l'hydrogène

Entretiens

# L'HYDROGÈNE PEUT ÊTRE PRODUIT À PARTIR DE 4 TECHNIQUES DIFFÉRENTES, L'ÉLECTROLYSE ÉTANT LA TECHNIQUE À FAIBLE ÉMISSION DE CO2 LA PLUS MATURE

L'hydrogène se trouve principalement sous forme atomique dans les hydrocarbures et surtout dans l'eau.

#### Tableau récapitulatif des différentes techniques de production de l'hydrogène

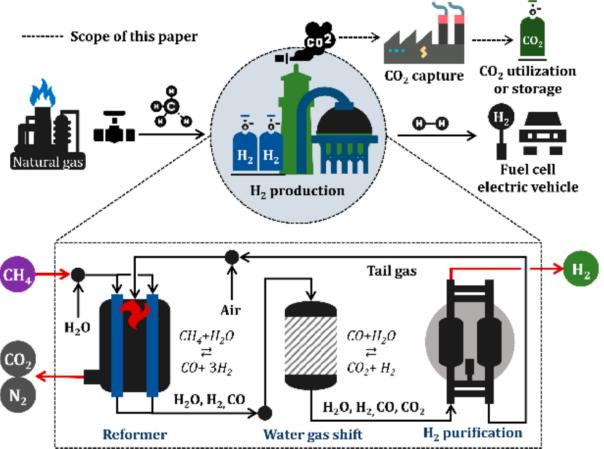
Couleur	Matières premières / énergies	Technique	
Jaune	Eau + électricité d'origine mixte provenant du réseau	Electrolyse	
Vert	Eau + électricité d'origine renouvelable		
Rose	Eau + électricité d'origine nucléaire		
Turquoise	Gaz de ville d'origine mixte provenant du réseau	Pyrolyse	
Noir	Charbon + eau	Gazéification	
Brun	Charbon brun (lignite) + eau		
Gris	Méthane et eau	Vaporeformage	
	Dérivés pétroliers	Oxydation partielle	
Bleu	Charbon + eau	Gazéification avec captage de CO2	
	Méthane + eau	Vaporeformage avec captage de CO2	
	Dérivés pétroliers	Oxydation partielle avec captage de CO2	



Sources: Polytechnique insights, IEA

### LE VAPOREFORMAGE DU MÉTHANE EST UNE TECHNIQUE MATURE MAIS ÉMETTRICE DE CO2

#### Processus de production de l'hydrogène par vaporeformage





#### **Processus**

Le procédé comprend 3 étapes principales :

- Le reformage catalytique, qui a lieu à haute température (~900°C, une partie du méthane est brulée pour obtenir la chaleur)
- Le WGS (Water Gas Shift)
- La purification



L'hydrogène est dit carboné

Emissions directes : 9 kg de CO2 sont émis par kg de H2 produit.

Emissions indirectes de méthane (dangeureux pour la couche d'ozone)

Emissions totales : 13kg équivalent CO2/kg H2

On parle d'hydrogène gris

De plus en plus d'unités de SMR intègrent des dispositifs de **captage du CO2**. On parle alors de production d'hydrogène bleu.



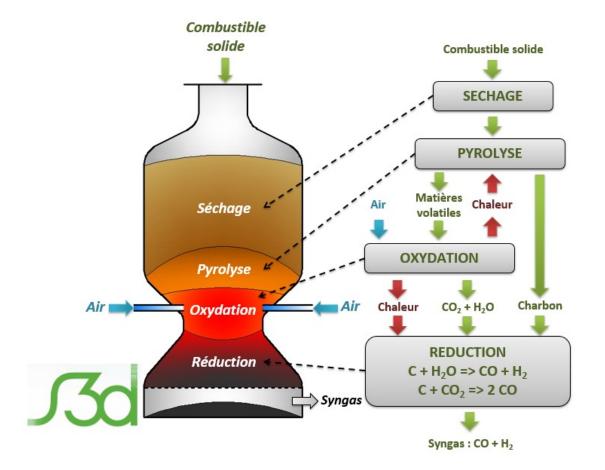
Le coût en sortie de production est d'environ 1,5€/kgH2. Le cout de captage est de l'ordre de 200€/t de CO2 à court terme (50€/t de CO2 à long terme) – représenterait un surcoût de 500 à 2 000€/t d'hydrogène produit (soit +30 à +125 %).



Sources: France Hydroègne, IEA, Ecosource, Senat

### **GAZÉIFICATION**

#### Processus de production de l'hydrogène par gazéification





#### **Processus**

Le processus de gazéification aussi nommé réduction a lieu à haute température, une partie du charbon est brulée pour obtenir cette température (800 à 1000°C).

Une étape peut être rajoutée pour faire réagir le monoxyde de carbone avec l'eau et obtenir une molécule de H2 supplémentaire



L'hydrogène est dit carboné

Emissions totales : **20 kg équivalent CO2/kg H2** (dépend de l'origine du charbon, mines souterraines ou non)

On parle d'hydrogène noir ou brun

De plus en plus d'unités de SMR intègrent des dispositifs de **captage du CO2**. On parle alors de production d'hydrogène bleu.



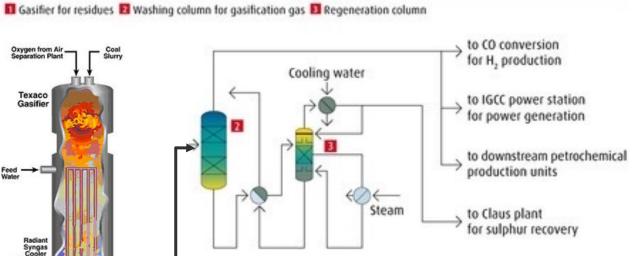
Le coût en sortie de production est d'environ 1,5€/kgH2. Le cout de captage est de l'ordre de 200€/t de CO2 à court terme (50€/t de CO2 à long terme) – représenterait un surcoût de 500 à 2 000€/t d'hydrogène produit (soit +30 à +125 %).



Sources: France Hydrogène, IEA, Senat

#### **OXYDATION PARTIELLE**

#### Processus de production de l'hydrogène





#### **Processus**

L'oxydation partielle consiste à transformer les hydrocarbures en gaz de synthèse par oxydation ménagée en présence d'oxygène. Cette réaction a lieu à **haute température (1200 à 1500°C)** et pression élevée (20 à 90 bar) et ne nécessite pas la présence d'un catalyseur



L'hydrogène est dit carboné car sa production émet une grande quantité de CO2 et est issue d'énergies fossiles.

Jusqu'à 18 kg**de CO2** sont émis par kg de H2 produit.

On parle d'hydrogène gris

De plus en plus d'unités de SMR intègrent des dispositifs de captage du CO2. On parle alors de production d'hydrogène bleu.

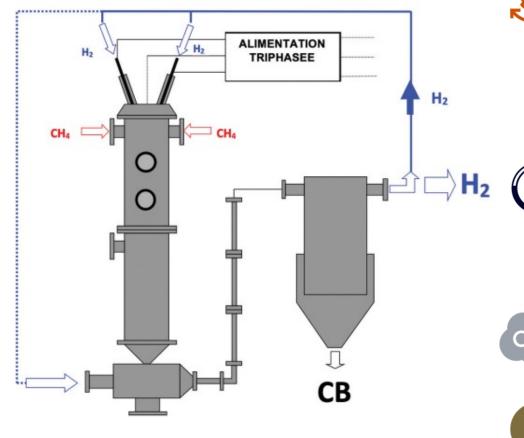


Le coût en sortie de production est d'environ 1,5€/kgH2. Le cout de captage est de l'ordre de 200€/t de CO2 à court terme (50€/t de CO2 à long terme) – représenterait un surcoût de 500 à 2 000€/t d'hydrogène produit (soit +30 à +125 %).

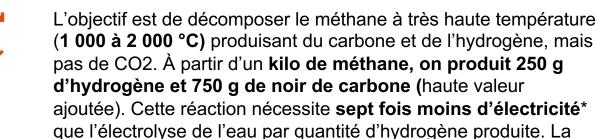


# LA PYROLYSE HAUTE TEMPÉRATURE DU MÉTHANE NÉCESSITE 7 FOIS MOINS D'ÉLECTRICITÉ QUE L'ÉLECTROLYSE ET PERMET LA COPRODUCTION D'H2 ET DE NOIR DE CARBONE

Processus de production de l'hydrogène par pyrolyse du méthane



$$CH_4 -> C(s) + 2H_2$$



Depuis 2012, Monolith Materials\*\* développe la **technologie plasma à électrodes en graphite.** Un premier pilote (1 MW) a été développé en 2013. 11 autres unités à venir, 1 unité construite (consomme 20 000 tonnes de gaz naturel).

On parle d'hydrogène turquoise.

réaction est endothermique.

Les émissions en CO2 sont **nulles ou négatives** si l'électricité vient d'EnR, environ 4kg de CO2 sinon par kg d'hydrogène

Depuis la révolution industrielle, la production de noirs de carbone a régulièrement augmenté pour atteindre aujourd'hui **12 millions de tonnes (Mt) par an**. 95 % étant produits à partir du procédé « furnace » qui est **extrêmement polluant**.



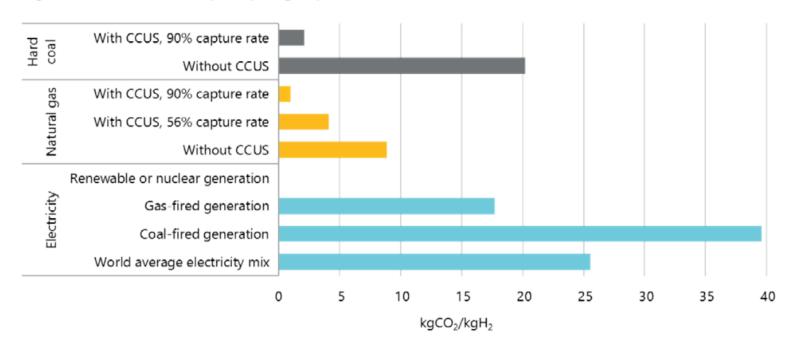
Sources : France Hydrogène, L'actualité chimique N° 466, Octobre 2021, Polytechnique insights

\*\* en collaboration avec l'équipe PERSEE de Mines-ParisTech

<sup>\*</sup> Electrolyse 285 kJ par mole (éq. 1), ce qui correspond à environ 40 kWh/kgH2, pyrolyse : 38 kJ par mole

# BIEN QUE 96% DE LA PRODUCTION ACTUELLE D'HYDROGÈNE PROVIENNE D'HYDROCARBURES, IL EXISTE DES MANIÈRES DÉCARBONÉES DE LE PRODUIRE

Figure 17. CO<sub>2</sub> intensity of hydrogen production



Notes: Capture rate of 56% for natural gas with CCUS refers to capturing only the feedstock-related  $CO_2$ , whereas for 90% capture rate CCUS is also applied to the fuel-related  $CO_2$  emissions;  $CO_2$  intensities of electricity taking into account only direct  $CO_2$  emissions at the electricity generation plant: world average 2017 = 491 g $CO_2$ /kWh, gas-fired power generation = 336 g $CO_2$ /kWh. The  $CO_2$  intensities for hydrogen also do not include  $CO_2$  emissions linked to the transmission and distribution of hydrogen to the end users, e.g. from grid electricity used for hydrogen compression. More information on the underlying assumptions is available at <a href="https://www.iea.org/hydrogen2019">www.iea.org/hydrogen2019</a>.

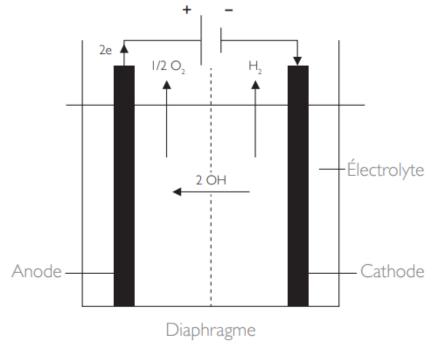
Source: IEA 2019. All rights reserved.



Sources: IEA

#### **ELECTROLYSE ALCALINE**

**FIGURE 4** - SCHÉMA D'UNE CELLULE D'ÉLECTROLYSE D'EAU ALCALINE



Source : Afhypac

Réaction de production d'hydrogène à la cathode  $2H_2O + 2e^- \longrightarrow H_2 + 2OH^-$ Réaction de production d'oxygène à l'anode  $20H^- \longrightarrow H_2O + \frac{1}{2}O^2 + 2e^-$ 

L'électrolyse alcaline est utilisée depuis les **années 1920**, notamment pour la production d'hydrogène dans les industries des engrais et du chlore. La gamme de fonctionnement des électrolyseurs alcalins va d'une charge minimale de 10% à la pleine capacité nominale.

Plusieurs électrolyseurs alcalins d'une capacité allant jusqu'à 165 mégawatts électriques (MWe) ont été construits dans des pays disposant d'importantes ressources hydroélectriques. (Canada, Égypte, Inde, Norvège et Zimbabwe). Mais ils ont presque tous été mis hors service lorsque le reformage du méthane au gaz naturel et à la vapeur ont pris le dessus. Le reformage du gaz naturel et du méthane à la vapeur pour la production d'hydrogène a pris son essor dans les années 1970.

L'électrolyse alcaline est caractérisée par des coûts d'investissement relativement faibles par rapport à d'autres technologies d'électrolyseurs, en raison de l'absence de matériaux précieux.

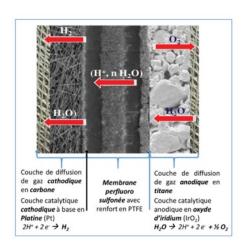
La voie alcaline utilise une **solution aqueuse d'électrolyte alcalin** (hydroxyde de sodium ou de potassium) : les électrons circulent de la cathode (électrode négative) vers l'anode (électrode positive) par le circuit électrique. Le compartiment contenant la cathode **consomme de l'eau pour produire de l'hydrogène** et des ions hydroxyde (OH-), tandis que le compartiment contenant l'anode consomme des ions hydroxyde et produit de l'oxygène

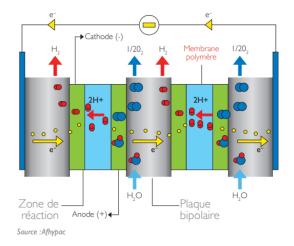


Sources: IEA

## ÉLECTROLYSE PAR PEM (« PROTON MEMBRANE EXCHANGE »)

#### Schémas d'une cellule d'électrolyse de l'eau PEM





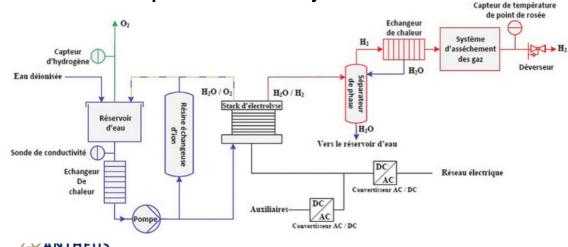
polymère qui joue à la fois le rôle de séparateur de gaz et d'électrolyte.

La technologie PEM (« proton membrane exchange ») utilise une membrane

Les membranes utilisées sont très **résistantes à la fois mécaniquement**, **thermiquement et chimiquement**, et possèdent des conductivités protoniques très importantes. Cependant, elles ne sont pas parfaitement étanches au gaz, or au-delà de 4 vol% de H2 dans du O2, **le mélange devient explosif**. Pour éviter ce phénomène, les **membranes sont 10 fois plus épaisses** que dans des piles à combustibles.

Pour la réaction de réduction du proton, le **platine** est le catalyseur le plus utilisé. Pour la réaction anodique d'oxydation de l'eau, **bien plus difficile\*\***, le meilleur catalyseur est le **ruthénium**, **mais sa stabilité n'est pas suffisante** c'est donc **l'oxyde d'iridium qui sert classiquement de catalyseur.** 

#### Schéma simplifié d'un électrolyseur PEM



#### La quantité d'H2 produite est proportionnelle à la surface de réaction.

L'architecture du filtre presse, qui consiste à **empiler en série plusieurs cellules (AME)** dans un même objet, est de loin la plus répandue car elle permet d'obtenir des empilements de **très forte compacité**.

L'apport de réactifs et l'évacuation de la chaleur sont assurés par une pompe. Les gaz produits sortent du stack à environ 70-80 °C et sont saturés en eau. Afin de pouvoir les utiliser, il convient de les sécher.

Un électrolyseur PEM à l'échelle système consomme entre 5 et 6,5 kWh pour produire un Nm3\* d'hydrogène, et un stack consomme entre 4 et 5 kWh environ pour le même volume d'hydrogène.

<sup>\*</sup> Normo mètre cube, quantité de gaz présente dans 1m3 dans des conditions p, T usuelles

<sup>\*\*</sup> Environ 100 millions de fois plus lente que la réduction des protons

## ÉLECTROLYSE PAR PEM (« PROTON MEMBRANE EXCHANGE »)

#### Les applications actuelles des électrolyseurs PEM.

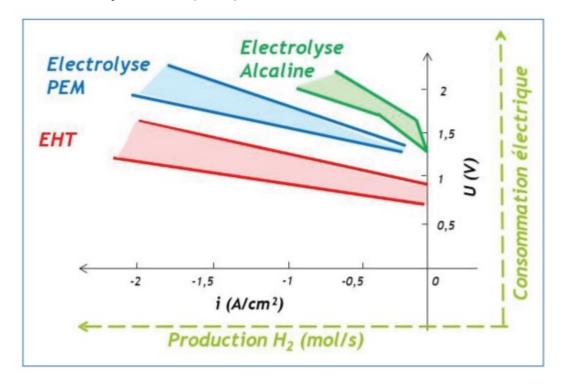
	Taille Nm <sup>3</sup> /h	Puissance de l'électrolyseur kW		
Générateur d'hydrogène pour bijouterie, laboratoire médical	0,005 - 0,5	0,125 – 12,5		
Turbine de refroidissement dans les grands alternateurs	5 - 10	25 - 50		
Station à hydrogène	5 - 60	25 - 300		
Fabrication de pastilles de UO <sub>2</sub> à partir de UF <sub>6</sub>	50	250		
Industrie électronique (H <sub>2</sub> comme gaz vecteur de gaz réactif)	100- 400	500 – 2 000		
Métallurgie (frittage en atmosphère réductrice)	200 - 750	1 000 – 3 750		
Hypothèse, consommation électrique d'un électrolyseur MEP à 5 kWh/Nm				



Sources: L'actualité chimique N° 466, Octobre 2021

## BENCHMARK DES TECHNOLOGIES D'ÉLECTROLYSE DE L'EAU

Courbe de performance intensité-potentiel (i-V) comparée des trois technologies d'électrolyse : électrolyses de l'eau à basse température alcaline et PEM et électrolyse de la vapeur d'eau à haute température (EHT).



La technologie d'électrolyse de la vapeur d'eau à haute température (EHT) est une technologie à haut rendement ayant le potentiel de produire de l'hydrogène décarboné à environ 2 €/kgH2. Cette technologie présente en outre des spécificités telles que l'aptitude à la co-électrolyse (vapeur d'eau et CO2) et le fonctionnement réversible électrolyse/pile à combustible, ouvrant des perspectives additionnelles telles que la production de produits de synthèse à haute valeur ajoutée (power-to-X) et le stockage des énergies renouvelables

L'électrolyse de l'eau pour produire de l'hydrogène et de l'oxygène peut être effectuée soit à basse température à partir d'eau liquide, soit à haute température à partir de vapeur d'eau. La réaction globale reste la même

$$H2O \rightarrow H2 + \frac{1}{2} O2$$

La dissociation de la vapeur d'eau (H2O (g)) nécessite moins d'énergie par rapport à celle de l'eau liquide

Les perspectives visées à l'horizon 2030 sont respectivement de 48, 48 et 37 kWh/kgH2, soit 70 % de rendement PCI\* pour les électrolyses alcalines et PEM et 91 % pour l'EHT

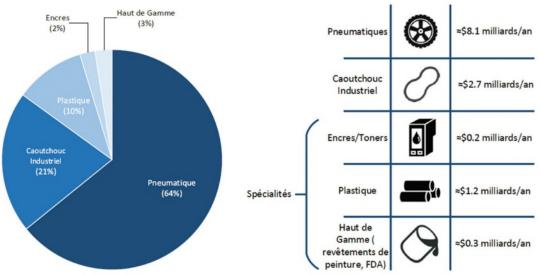
\*PCI étant le pouvoir calorifique inférieur(1) de l'hydrogène, soit 242 kJ/mo



Sources: L'actualité chimique N° 466, Octobre 2021

## LE NOIR DE CARBONE, UN SOUS-PRODUIT DE LA PYROLYSE DU MÉTHANE

# Principales applications du noir de carbone représentées par chiffre d'affaires sectoriel



#### Principaux pays importateurs en 2020 (en tonnes)

Pologne	325 408	Indonésie	190 421
Thaïlande	314 346	États-Unis	185 378
Allemagne	235 014	Inde	173 319
Turquie	209 498	Japon	125 396
Vietnam	201 353	Hongrie	117 501

Depuis la révolution industrielle, la production de noirs de carbone a régulièrement augmenté pour atteindre aujourd'hui 12 millions de tonnes (Mt) par an. De nombreuses études montrent que la demande continuera de croître et qu'elle devrait atteindre 20 Mt avant 2030. 90 % de la production de noirs de carbone est utilisée dans l'industrie des pneus. 95 % étant produits à partir du procédé « furnace » qui est extrêmement polluant. Le noir de carbone est un matériau nanostructuré possédant un taux de carbone très élevé, généralement supérieur à 98 % . Il se présente généralement sous

Les propriétés des noirs de carbone dépendent fortement des conditions de synthèse (températures, temps de séjours...).

forme de fines particules quasi sphériques, appelées particules primaires.

Le marché mondial est d'environ 12 Mt par an pour un chiffre d'affaires d'environ 13 milliards US\$. L'essentiel de cette production est utilisé dans les élastomères (caoutchouc), principalement les pneumatiques.

Consommations: dans le monde, en 2018, de 13,695 millions de t dont 6 millions de t en Chine. Répartition de la consommation, en 2019.

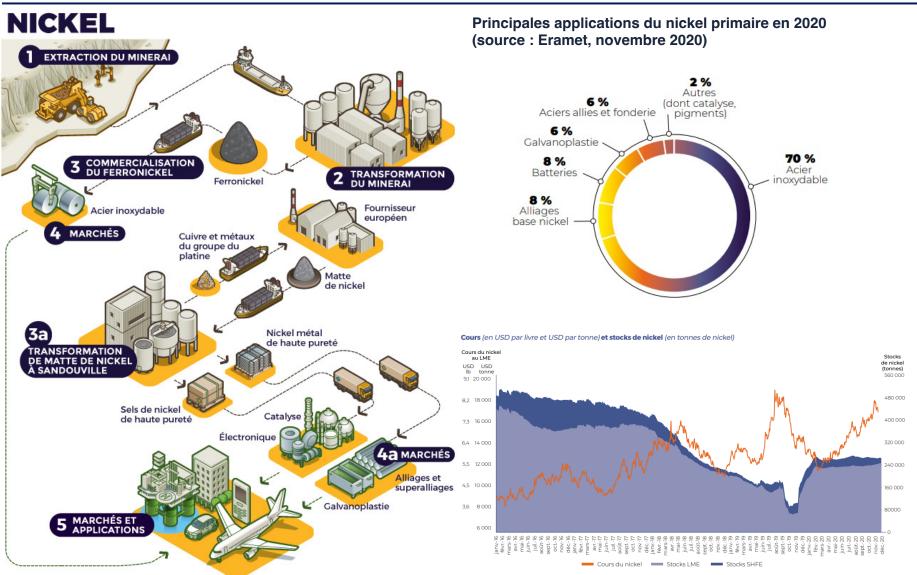
Chine	36 %	Europe de l'ouest	9 %
États-Unis	11 %	Japon	5 %
Inde	9 %	Thaïlande	4,5 %

Source : IHS Markit



Sources: L'actualité chimique N° 466, Octobre 2021, IHS Markit

### FOCUS SUR LE NICKEL



Le nickel possède des propriétés physiques et chimiques qui le rendent indispensable pour la fabrication de nombreux produits. Il est ainsi souvent allié au chrome et à d'autres métaux pour composer des aciers spéciaux : l'acier inoxydable constitue de loin le premier secteur consommateur de nickel (résistance à la corrosion, ductilité, facilité de mise en forme de l'acier).

Parmi les autres catégories d'aciers alliés figurent les **superalliages pour l'aéronautique** dont la haute teneur en nickel (supérieure à 45 %) associée à d'autres métaux comme le cobalt et le chrome leur permet de conserver leurs propriétés mécaniques aux températures de plus en plus élevées de fonctionnement des réacteurs.

## **S**OMMAIRE

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

#### **Annexes**

Bateaux pilotes

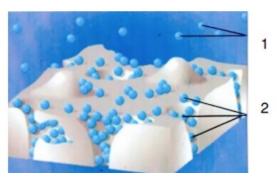
Processus de production d'hydrogène

Stockage de l'hydrogène

**Entretiens** 

## FOCUS STOCKAGE SOLIDE DE L'HYDROGÈNE

#### Modélisation de la physisorption



- 1 molecules libres (phase gazeuse)
- 2 molecules adsorbées en surface et dans les pores (phase adsorbée)

#### Galette solide formée d'hydrogène et de métal



ANTHEUS ADVISORS

Sources : France Hydrogène Ecosources

Le stockage sous forme solide est réalisé par l'intermédiaire d'hydrures métalliques grâce au mécanisme d'absorption ou d'adsorption. L'absorption diffère de l'adsorption par sa capacité à accueillir l'hydrogène au sein du matériau solide.

#### Adsorption et physisorption

Les molécules d'un élément forment des liaisons électriques avec un solide. Le fluide reste uniquement sur la surface ou dans les pores du matériau adsorbant dans le cas de l'adsorption. Procédé totalement réversible. Pour obtenir une adsorption élevée, doit être effectuée à des pressions élevées et à des températures avoisinants l'azote liquide. Le matériau le plus à même d'adsorber l'hydrogène est le charbon actif combiné à du graphite, pouvant fournir une surface de plusieurs milliers de m² contenu dans un gramme de charbon actif. Cependant à température ambiante, la proportion d'hydrogène est seulement de l'ordre de 2%.

#### **Absorption et chimisorption**

Processus réversible qui a la particularité de combiner chimiquement un élément avec un matériau, souvent de nature métallique dans le cas de l'absorption de l'hydrogène (vanadium, palladium, magnésium) pour leur grande capacité à stocker l'hydrogène. On parle d'hydrures métalliques ou des complexes hydrogène-métal. La capacité de stockage est, pour certains métaux, si grande que la quantité d'hydrogène présente dans 1cm3 d'hydrure peut doubler celle contenu dans 1cm3 d'hydrogène liquide. Malheureusement, cela ne dépasse rarement les 10% de la masse total de la combinaison hydrure métallique.

Les recherches actuelles visent à augmenter la capacité de stockage en théorie relativement très élevée. Néanmoins, ce type de stockage n'est pas adapté à toutes les utilités **notamment** à cause du poids.

# L'HYDROGÈNE EST UN PRODUIT QUI PRÉSENTE DES RISQUES LORSQU'IL EST STOCKÉ À HAUTE PRESSION

Comme nous l'avons vu l'hydrogène est souvent compressé pour des raisons de stockage. Or il n'est pas simple de construire des réservoirs capables de résister à de telles pressions.

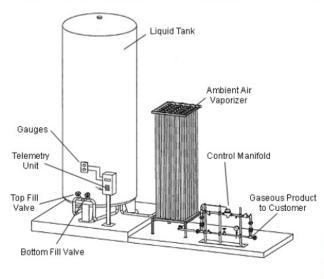
La plupart des risques sont donc liés aux fuites :

- •Le risque acoustique : une petite fuite peut endommager l'acuité auditive, aux pressions de stockage, cela peut être plus bruyante qu'un avion au décollage, soit plus de 125dB.
- •L'asphyxie: dans espace confiné, la concentration d'hydrogène peut causer des troubles de la respiration allant jusqu'à l'asphyxie. L'hydrogène est un gaz qui, en contact avec l'oxygène, est très facilement **inflammable**. Cela représente les risques les plus importants à prendre en compte, à savoir:
- •Le risque d'inflammation faible. En cas de fuite l'hydrogène se mélange à l'oxygène de l'air et, à proximité d'un feu ou d'une étincelle, des flammes apparaissent
- •Le jet enflammé. Si le débit est trop important un jet enflammé apparait, avec des flammes dont la température est de l'ordre de 2100°C.
- •La déflagration. Lorsque le débit est élevé ou lorsque la fuite a lieu dans un espace confiné, une déflagration peut avoir lieu. Le front de flamme de la déflagration se déplace à une vitesse subsonique.
- •La détonation. Elle a lieu lorsqu'il y a une libération soudaine du gaz à très haute pression. La vitesse du front de flamme est supersonique (1980m/s pour l'hydrogène) et est suivie d'une violente onde de choc. Les dommages peuvent être considérables dans le cas d'une détonation.



## FOCUS STOCKAGE LIQUIDE DE L'HYDROGÈNE

#### Système classique. Source: Air Products



#### Caractéristiques (Données ACER 2021)

- 70,9 kg/m³ à 1 bar
- Le processus de liquéfaction coûte environ 1 \$/kgH<sub>2</sub>
- Une installation typique comprend en général un réservoir, un vaporiseur et des commandes. Les systèmes sont choisis en fonction des besoins en volume, de la pression souhaitée, du niveau de pureté, du débit et du type de fonctionnement.

Bibliographie utile

ACER: Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure (16 July 2021)

L'hydrogène a un point d'ébullition à -252,8°C, par conséquent le stockage liquide nécessite de refroidir l'hydrogène.

Une fois liquide sa densité est de 71kg/m3. Ainsi un réservoir de 75 litres peut contenir environ 5kg d'hydrogène.

Le procédé basé sur la cryogénie est utilisé pour le transport embarqué ou stationnaire de grandes quantités d'hydrogène. Le marché le plus mature reste pour le moment celui de l'aérospatial.



Sources : France Hydrogène

## FOCUS COMPRESSION ET LIQUÉFACTION

#### Compression

Pour remplir un réservoir de véhicule, réservoir dont l'état initial est 0,5 kg et 30 bars (sortie électrolyseur) il faut environ **2 kWh/kg** (source Air Liquide et le constructeur américain RIX) pour le remplir à 700 bars par compression étagée avec un compresseur à piston.

La compression d'hydrogène de 30 bars (sortie d'électrolyseur) à 700 bars consomme une énergie d'environ **5 % de son contenu** énergétique : en tablant sur une consommation de 2 kWh par kg d'hydrogène, et un prix moyen de l'électricité entre 40 et 50 €/MWh\*, cela signifie environ **0,1 €/kg H2** 

Il faut noter que l'avènement des compresseurs centrifuges marquerait un progrès en matière de conduite et maintenance mais la technologie des matériaux nécessite encore des mises au point.

#### Liquéfaction

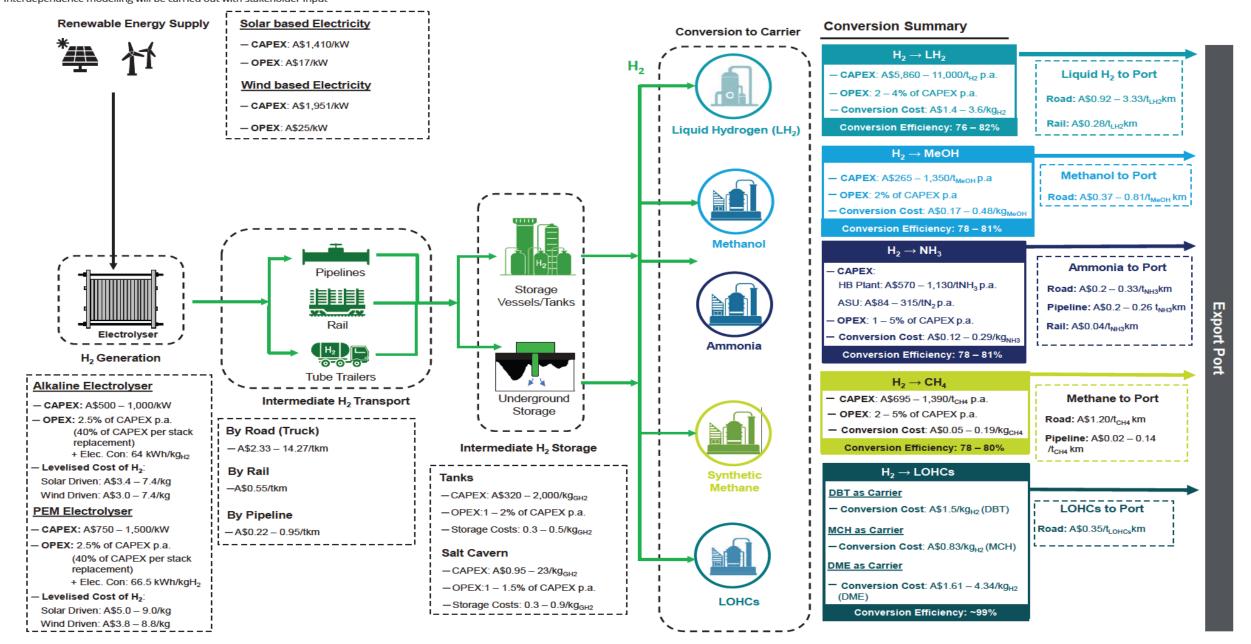
Le stockage cryogénique à l'état liquide à 20 K permet d'augmenter la masse volumique de l'hydrogène. La liquéfaction consomme 9 kWh/kg aujourd'hui (unité de quelques dizaines de tonnes /jour) et 7 kWh/kg en 2030 (source Air Liquide) de 20 % à 30 % du contenu énergétique de l'hydrogène liquéfié et jusqu'à 50 % si on veut redevenir gazeux. Une telle perte d'énergie rend l'hypothèse du développement massif du transport d'hydrogène liquide improbable. Pour liquéfier 1 kg d'hydrogène, il faut 9 kWh à comparer aux 55 kWh nécessaires pour le produire. Néanmoins l'hydrogène liquide permet d'optimiser la logistique et pour les applications mobilités, il convient d'étudier la chaine complète (l'hydrogène liquide apporte des gains sur le coût d'investissement et d'exploitation de la station de service/distribution).



Sources : Académie des technologies

Figure 14: Preliminary overview of current economics of considered hydrogen conversion pathways into carriers.

The costs are represented in Australian Dollars. Note: The capital and operating costs represent the total conversion chain costs of each conversion pathways, these costs were adopted from literature and were normalised over the volume of product generated in each year. The individual values were adopted from literature and are provided/detailed in **Table 16**. The LOHC cost pathway is based on using Dibenzyltoulene (DBT), Methylcylohexane (MCH) and dimethyl ether (DME) as the primary carrier. Plant scaling factors are not considered herein owing to requirement of further stakeholder consultation. It must be noted that the technologies presented above have different technology readiness level (TRL) for different scales and in the Roadmapping phase of the HySupply project, interdependence modelling will be carried out with stakeholder input

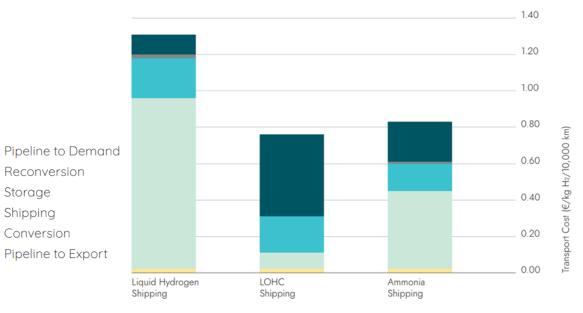


## ÉTUDE DES COÛTS DE TRANSPORT DE L'HYDROGÈNE PAR VOIE MARITIME

#### 3 principales techniques de transport d'hydrogène par voie maritime:

- L'hydrogène liquide (LH2): qui est 4 à 5 fois plus dense en énergie que le H2 gazeux (350 bars). Cependant, l'hydrogène passe de l'état gazeux à l'état liquide à -253°C, ce qui nécessite une intensité énergétique élevée pour la conversion et le transport: jusqu'à 30 % de l'énergie initiale de l'hydrogène.
- L'ammoniac (NH3): qui nécessite environ 30 % de l'énergie initiale pour sa conversion et sa reconversion, est déjà un actif négociable et une matière première courante dans l'industrie. Cependant, l'ammoniac est toxique et peut poser des problèmes pour le transport maritime.
- Les transporteurs d'hydrogène organique liquide (Liquid Organic Hydrogen Carriers ou LOHC): molécules dont le but est de transporter de l'H2 sous forme liquide à température ambiante. La conversion consomme également 35 à 40 % de l'énergie initiale.

#### Comparaison du cout de transport de l'hydrogène par voie maritime pour un trajet de 10 000km :



Sources: Guidehouse

Reconversion

Storage

Shipping

Conversion

L'étude estime le de transport cout l'hydrogène entre 0,78 et 1,31€/kg pour 10 000km. C'est cependant une projection des couts optimistes sur les prochaines années avec l'arrivée à maturité des technologies



## **SOMMAIRE**

Démarche

Analyse de l'environnement Calédonien

Chaine de valeur de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages de l'hydrogène

Analyse des potentiels usages du GNC/ GNL

Ciblage des partenaires envisageables

Prochaines étapes identifiées

#### **Annexes**

Bateaux pilotes

Processus de production d'hydrogène

Stockage de l'hydrogène

#### **Entretiens**

## LES ÉLÉMENTS RETENUS EN SYNTHÈSE DE QUELQUES ENTRETIENS



- Le besoin d'emport en H2 pour une autonomie nécessaire au déplacement du Betico 2 pendant une journée est trop élevé par rapport à sa capacité.
- Des solutions d'hybridation diesel/hydrogène sont néanmoins possible pour la vie à bord du navire et la navigation en zone protégée.
- Des groupes électro-hydrogènes peuvent être installés sur le territoire en remplacement du groupe diesel pour un cout complet équivalent.



- Qairos produit de l'hydrogène par pyrogazéfication du chanvre. Cette technique consomme 5 fois moins d'électricité que l'électrolyse.
- L'intrant doit être le plus pur possible et stable pour garantir la qualité de l'H2.
- Le chanvre ne peut être planté que tous les
   5 ans. Il faut ~10 000ha pour garantir
   l'approvisionnement minimale de 10 000t par an.
- Les graines doivent être vendues pour garantir le revenu des agriculteurs.
- Un CA de 9M€ est nécessaire si pur H2,
   10M€ si mix avec du biométhanol, pour atteindre l'équilibre économique.

