

Compte rendu de l'audition de Jean-Luc STANEK président de HACE le 03 02 2021  
devant la commission hydrogène de l'Assemblée Nationale  
co-présidée par Michel Delpon (La République en Marche Dordogne)  
et Gérard Manuel (Les Républicains- Aube)

Jean-Luc Stanek a été auditionné pour présenter sa vision d'une opportunité stratégique pour la France sur la filière Hydrogène avec ses retombées en tant que facteur de développement territorial dans le cadre de la transition énergétique et environnementale, ainsi que dans celui des plans hydrogène de la France et de l'Europe.

Il a résumé les enjeux stratégiques du développement de l'hydrogène, avec la compétition mondiale pour le leadership en ce domaine qui s'engage entre les grandes puissances : Chine, USA, Japon, UE, Corée du Sud, Allemagne... Il a évoqué la nécessité du soutien public à l'innovation et au développement dans le domaine de l'hydrogène, et les avantages des ZEE de la France et l'UE au travers de EMR, puis il a donné les avantages de la solution HACE + H2 vert, puis questions réponses diverses.

**Introduction : Hydrogène vert et EMR, une solution d'avenir pour la transition écologique et une opportunité stratégique incontournable pour la France et ses territoires.**

- Contexte économique et stratégique international : compétition mondiale
- Nécessaire soutien public et intégration territoriale
- Avantage des EMR (Energies Marines Renouvelable) pour la France et L'UE qui disposent des plus grandes ZEE du Monde (Zones Economiques Exclusives)
- HACE : Energie la plus compétitive (**LCOE < 20€/MWh**), et la plus décarbonée au monde (**< 0,5 g eq CO2/KWh**), pour produire **l'Hydrogène vert** le plus compétitif du monde (**< 2 €/Kg H2**).
- Exemple de port multifonction territorial, avec vue d'artiste
- Trajectoires futures probables du coût de l'hydrogène avec la technologie houlomotrice HACE
- Intégration des ENR et résilience des réseaux grâce à l'électrolyse permettant stockage d'énergie par le vecteur hydrogène et à la pile à combustible
- Valorisation des renouvelables
- La course au développement du marché de l'hydrogène est engagée :
- Un marché porté par les nouveaux usages
- De nouvelles applications se préparent pour décarboner le secteur des usages industriels de l'hydrogène
- La mobilité Hydrogène
- Stockage et flexibilité des réseaux
- Electrolyse et trajectoire future des Capex
- Le mixage ENR/EMR : solution pour l'éolien flottant, préservation des biotopes, acceptabilité sociale
- Détail de la formation des coûts prévisionnels de production H2 en mer par électrolyse avec HACE

**Problématiques évoquées :**

- Difficultés administratives
- Difficultés françaises du financement des innovations de rupture dans l'énergie, amenant les petites sociétés
- Difficultés d'expertises officielles expurgées des visions et préjugés du passé

**Solutions évoquées :**

- Mise en place de facilités législatives pour les solutions hydrogène bas carbone
- Procédures simplifiées accélérées pour les petites sociétés
- Mise en relation avec des sources de financement
- Analyses indépendantes avec focus sur les solutions novatrices

**Reconnaisances et prix reçus par HACE + divers (performances, résistance, bilan carbone, etc...)**

**Hydrogène vert et EMR :**

## Une solution d'avenir pour la transition écologique

**C'est aussi une opportunité stratégique incontournable** avec l'enjeu du passage rapide à grande échelle, afin d'ancrer savoir-faire et compétitivité dans les territoires, pour cette filière en évolution rapide au plan mondial, ou Chine, Corée et Japon veulent imposer leur leadership.

Les prochaines années sont un point de bascule pour le marché mondial de l'hydrogène, et la France doit dès à présent avoir une politique volontariste dans l'accélération de cette mutation, pour préserver son avenir dans la filière mondiale de l'hydrogène, vecteur-clé de la décarbonation.

Peser dans cette course mondiale impose une réaction rapide et forte de la France et de l'Europe, avec le développement à grande échelle de nouvelles EMR compétitives vers le seuil critique de centaines de mégawatts, au niveau de la concurrence internationale. Cela implique une augmentation du soutien financier public (comme en Chine, Japon, Corée du Sud, États-Unis), avec des approches partenariales privés/public démultipliant les investissements, et soutenant les initiatives des collectivités territoriales vers l'hydrogène, dans le cadre de la loi de transition énergétique, pour participer aux sociétés de projets d'énergie renouvelable d'ampleur, afin de rapidement massifier de nouveaux usages de l'hydrogène et fédérer les acteurs de la filière à l'international.

Une impulsion politique volontariste avec soutien financier est indispensable autour d'innovations de rupture pour favoriser l'éclosion de nouveaux champions industriels dont certains ont le potentiel à devenir des « Apple » de l'hydrogène vert.

En lien avec le déploiement des EMR, de véritables opportunités multiusages démontrant l'excellence française seraient la mise en œuvre de projets fédérateurs s'appuyant sur des « hubs hydrogène » pour mutualiser les usages de l'hydrogène à l'échelle du territoire, et consolider la filière... Les complexes portuaires présentent à cet égard le double avantage d'avoir des besoins industriels existants d'hydrogène et de nouveaux, très immédiats et significatifs, en mobilité portuaire et de proximité de type logistique. Ils sont interconnectés aux réseaux de transports lourds et aux centres urbains, ouvrant ainsi la voie à la création rapide de hubs multiusages d'hydrogène pouvant également servir à terme les usages fluviaux et maritimes. Les axes de transport lourds, les bassins d'échanges, et la périphérie des agglomérations offrent également ces mêmes atouts déterminants pour ancrer la croissance des nouveaux usages de l'hydrogène dans les territoires...

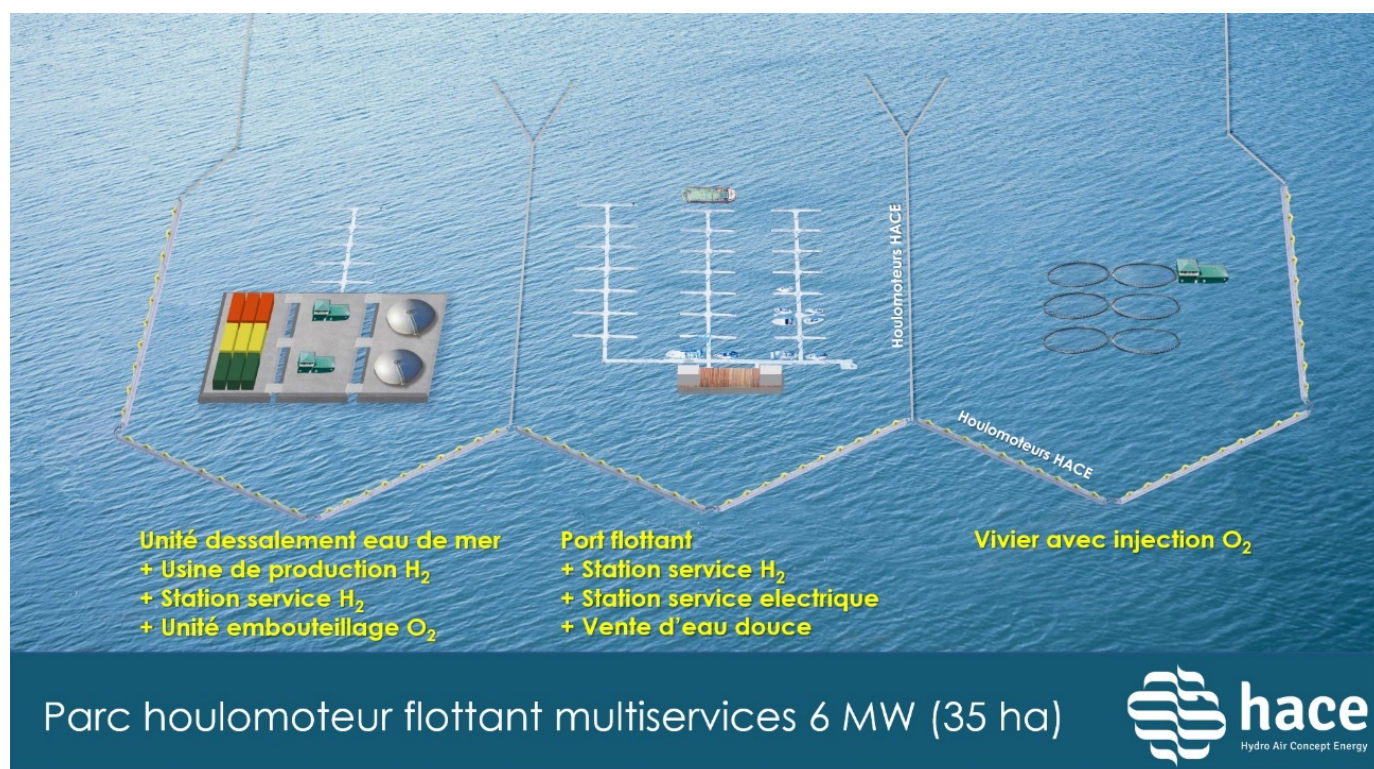
De tels projets doivent s'appuyer sur les atouts des territoires, comme les ZEE maritimes pour les EMR qui sont un atout stratégique pour l'UE (19 millions de km<sup>2</sup>) et la France, détentrice du premier domaine maritime du monde avec 11 691 000 km<sup>2</sup>, devant les USA (11 351 000 km<sup>2</sup>).

HACE est l'innovation de rupture capable d'accélérer le déploiement rapide et massif de l'hydrogène vert. C'est l'énergie la plus compétitive (**LCOE < 20€/MWh**), et la plus décarbonée au monde (**< 0,5 g eq CO<sub>2</sub>/KWh**), pour produire **l'Hydrogène vert** le plus compétitif du monde (**< 2 €/Kg H<sub>2</sub>**).

La nouvelle turbine de HACE ouvre de belles opportunités : elle a été testée en décembre 2020 à 91% de rendement électrique mesurée par rapport à la puissance aéroulque mesurée, avec une pression de démarrage de seulement 2 mb (2cm de hauteur d'eau) : **toute surface d'eau légèrement agitée peut ainsi produire de l'énergie propre.**

Les façades maritimes françaises et les DOM TOM sont naturellement prédisposés à développer de tels projets innovants, et sont même motivés pour les accueillir comme la Bretagne et la Réunion.

**Exemple de port multifonction territorial** (vue d'artiste) qui intègre des activités maritimes (viviers, port multi-usages, ...) la production d'hydrogène vert en mer grâce à l'énergie des vagues, et la distribution d'hydrogène aux bateaux de pêche rétrofités, et le port hydrogène alimentant l'usage H2 à terre.



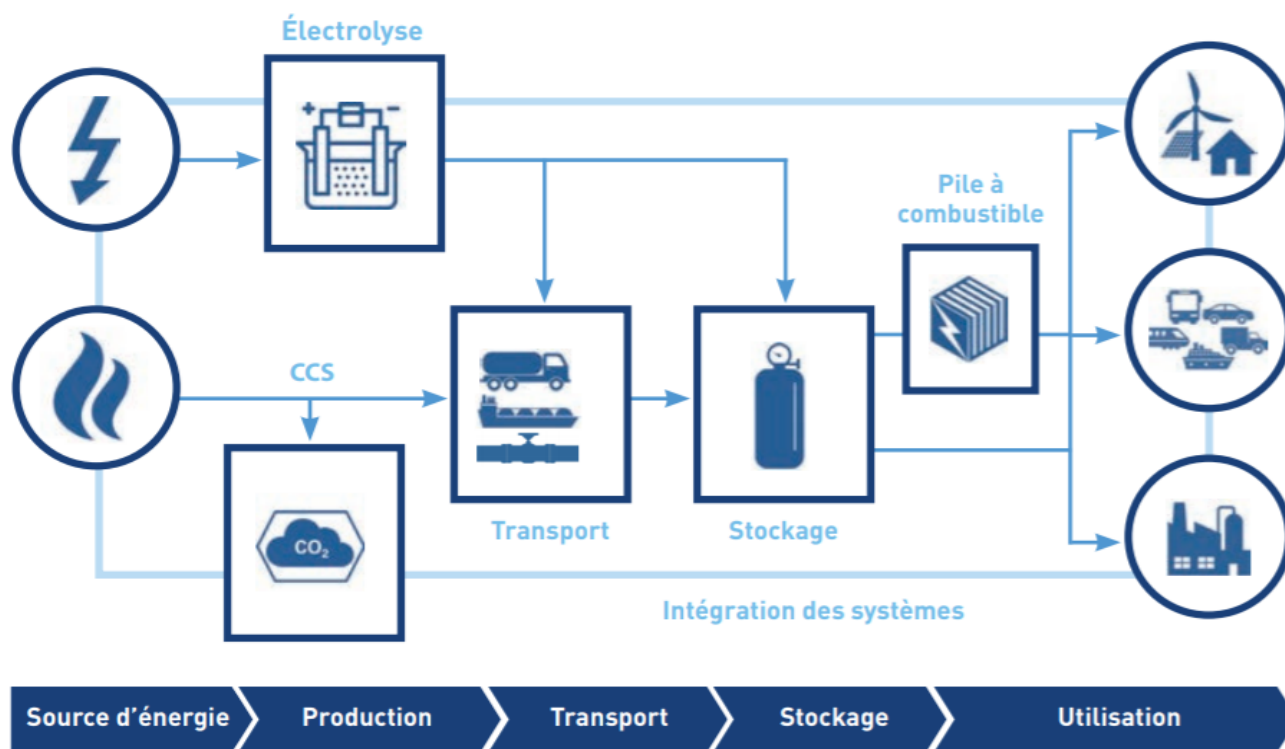
Bretagne et Réunion pourraient ainsi devenir les premières flottes de pêche bleue du monde.

Pour des productions industrielles futures et de grandes installations, et en intégrant les coûts prévisionnels admis, le tableau ci-dessous donne les **trajectoires futures probables du coût de l'hydrogène vert** avec la technologie houlomotrice HACE (hors incidence de compression, stockage, transport, et distribution, dont les coûts s'ajoutent)

Coûts de production / grandes installations	2022	2030	2040
Capex complet par MW	3 450 000 €	2 525 000 €	1 700 000 €
Coût par Kg H <sub>2</sub> (hors valorisation O <sub>2</sub> )	1,38 €	0,99 €	0,66 €
Avec valorisation O <sub>2</sub> (0,44 €/Kg)	0,94 €	0,55 €	0,22 €

#### Intégration des ENR et résilience des réseaux :

L'hydrogène produit par électrolyse permet de stocker l'énergie, puis de la libérer en la convertissant de nouveau en électricité en réponse à la demande. Ceci permet d'accroître la flexibilité opérationnelle et la résilience des futurs systèmes énergétiques. Hydrogène et pile à combustible ouvrent ainsi la voie à des systèmes énergétiques bas carbone, répondant aux défis climatiques en apportant une flexibilité aux réseaux favorisant les ENR.



La chaîne de valeur hydrogène

**Valorisation des renouvelables** : les régions présentant un fort potentiel ENR et bénéficiant d'un prix de l'électricité favorable peuvent développer d'ambitieux projets d'hydrogène bas carbone, à l'instar de l'Australie qui met en place des investissements visant à la fois le marché domestique et l'export d'hydrogène. L'enjeu des stratégies nationales de développement de l'hydrogène est le développement de systèmes hydrogène complets de l'amont à l'aval : elles soutiennent à la fois la démonstration de technologie, son passage à l'échelle et l'optimisation des coûts. Il s'agit donc à la fois de mécanismes d'amorçage de la demande et d'accompagnement de la commercialisation, en vue de faciliter la mise sur le marché de nouvelles solutions pour de nouveaux usages.

#### La course au développement du marché de l'hydrogène est engagée :

- Le Japon veut devenir la première « société hydrogène » au monde, avec l'objectif d'atteindre à la parité coût avec l'essence et le GNL. Cette vision fixe des objectifs quantifiés mais aussi tarifaires au développement de l'hydrogène. Le Japon a investi près de 1,5 milliard d'euros en six ans en R & D pour baisser l'empreinte carbone de l'hydrogène, renforcer les infrastructures d'importation/ distribution, et développer ses nouveaux usages (mobilité, cogénération, power-to-gas).
- En Chine, l'hydrogène est un domaine prioritaire intégré au 13e Plan Quinquennal (2016-2020) et à l'initiative « Made in China 2025 ». La « China Hydrogen Alliance » regroupe tous les acteurs du secteur, avec un fort soutien gouvernemental. La Chine est déjà le premier producteur mondial d'hydrogène, avec vingt-deux millions de tonnes par an essentiellement issues des hydrocarbures et du charbon, et destinées à la chimie et au raffinage. C'est aussi le premier fabricant mondial d'électrolyseurs, et sa stratégie hydrogène vise notamment ses nouveaux usages (transport, énergie, matières premières alternatives) et la décarbonation progressive du vecteur.
- En Corée du Sud, gouvernement et secteur privé vont investir conjointement plus de deux milliards d'euros dans l'économie hydrogène, avec la mobilité pour axe principal, pour conserver les avances du pays dans l'industrie de l'automobile à pile à combustible, en accroissant la production de véhicules de piles à combustible, et en standardisant la fabrication de stations de recharge.

- Les États-Unis, précurseurs de l'économie hydrogène, ont favorisé l'émergence de leaders mondiaux des électrolyseurs et piles à combustible. Leurs efforts fédéraux de R & D ont cependant connu une baisse substantielle à partir de 2008. La Californie y demeure un centre majeur de déploiement des technologies hydrogène, pour la mobilité et les applications stationnaires.
- L'Union européenne, associant pouvoirs publics et industriels, vise un investissement total de 1,33 milliard d'euros pour améliorer performances et compétitivité des équipements, ainsi que le déploiement des technologies dans le cadre d'un Partenariat européen pour l'hydrogène propre.
- L'Allemagne a annoncé le 18 juillet 2019 un financement de 100 millions d'euros par an dans le développement des technologies hydrogène pour la transition énergétique, avec l'ambition de faire du pays « le numéro un mondial des technologies hydrogène ».
- Aux Pays-Bas, entreprises gouvernements des provinces de Groningue et de Drenthe ont élaboré un plan de 2,8 milliards d'euros pour transformer leur région en une « vallée de l'hydrogène ».

En France, la loi Énergie-Climat promulguée le 8 novembre 2019 facilite et encadre le déploiement de l'hydrogène, ouvrant la voie à un cadre législatif et réglementaire spécifique à l'hydrogène, et prévoyant notamment de développer l'hydrogène bas-carbone/ENR et ses usages (industriel, énergétique, mobilité) ; avec HACE et ses ZEE, la France a l'opportunité de viser une place le leader mondial de la production d'hydrogène vert.

## **UN MARCHÉ PORTÉ PAR LES NOUVEAUX USAGES**

Vers l'équilibre économique : Les stratégies d'amorçage du marché des nouveaux usages de l'hydrogène conduisent à l'adoption du vecteur sur plusieurs segments : transports, mobilité, industrie, réseaux, mais cet équilibre économique de l'hydrogène demeure néanmoins fragile.

En matière de transports et de mobilité, le déploiement combiné des infrastructures et des véhicules en aval, avec de nouvelles productions d'hydrogène permet de sortir du « dilemme de l'œuf et de la poule ».

Le soutien à la production d'hydrogène bas carbone, combiné aux incitations à la baisse des émissions et à la réglementation, permet de développer plus largement les usages dans l'industrie qui représente un débouché potentiel significatif, car elle bénéficie d'un important retour d'expérience, et l'hydrogène bas carbone s'implante là où les procédés hydrogène sont déjà largement incorporés à la production.

Les principales utilisations d'hydrogène sont actuellement l'ammoniac (engrais), le méthanol (production de polymères), le raffinage du pétrole, et de nombreuses autres applications industrielles : métallurgie, verre, composants électroniques notamment.

L'hydrogène actuel du secteur de la chimie provient majoritairement du gaz naturel (65 %) et du pétrole, à l'exception de l'Asie où le charbon est davantage utilisé (deux tiers de la production). L'Agence Internationale de l'Énergie estime que l'alimentation exclusive de l'ammoniac et du méthanol en hydrogène bas carbone en 2030 requerrait 323 milliards de mètres cube par an de gaz naturel combiné à du CCS-CCU ou 3020 térawattheures par an d'électricité renouvelable, plus un besoin accru d'hydrogène dans le raffinage de pétrole provient en raison des restrictions croissantes sur la teneur en soufre des carburants en Europe, États-Unis et en Chine

La production d'hydrogène industriel bas carbone par électrolyse se développe également chez les acteurs du raffinage, de la production d'ammoniac et méthanol, réduisant ainsi les surcoûts et émissions éventuelles du transport et améliorant la qualité de l'air des villes et territoires...

## De nouvelles applications se préparent pour décarboner le secteur des usages industriels de l'hydrogène:

- **Sidérurgie** : l'hydrogène peut remplacer le coke pour produire l'acier par réduction du minerai de fer, avec plusieurs procédés testés en Suède, Autriche et Allemagne.

- **Chaleur haute température**

- **Méthane de synthèse** : L'hydrogène peut être combiné à du CO<sub>2</sub> issu du captage du carbone pour produire du méthane de synthèse, qui devient alors une matière première pour l'industrie chimique.

Le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée et les capacités de stockage impactent directement la faisabilité économique des solutions d'hydrogène bas carbone.

Le soutien à la production d'hydrogène bas carbone, les incitations à la baisse des émissions et la réglementation, sont nécessaires pour favoriser les usages de l'hydrogène bas carbone.

## LA MOBILITÉ hydrogène

S'engage déjà sur des déploiements commerciaux, malgré le dilemme de « l'œuf et de la poule » (pas d'infrastructure de recharge sans véhicules, pas de véhicules sans stations de recharge). Dans l'automobile, les progrès significatifs des coûts de production font envisager un avenir bas carbone, et les investissements des pays leaders préfigurent une importante pénétration du parc mondial de véhicules. Corollaire de la mise en circulation des véhicules, le maillage en infrastructure de recharge accélère. Japon, Allemagne et Californie concentrent plus de la moitié des stations de recharge mondiales, car le modèle-type de développement de la filière s'appuie sur le financement conjoint de l'infrastructure et des véhicules. En Californie, industriels et équipementiers investissent conjointement dans la production d'hydrogène et dans un réseau de stations de recharge pour accompagner la politique de décarbonation des villes.

Priorité au transport lourd, aux usages intensifs et à la longue distance : Le développement de services commerciaux de mobilité hydrogène, où le risque de l'utilisation est maîtrisé, constitue un levier de croissance majeur de la filière.

Les entreprises françaises sont sur plusieurs segments de la mobilité hydrogène :

- **Bus** : les bus électriques à pile à combustible (FCEB) ont typiquement une autonomie de 300 à 450 km et une consommation de 8 à 9 kg aux cent kilomètres pour 2 PAC 100 kW, avec des conditions d'opération similaires au diesel. Testés depuis 30 ans, ils connaissent d'importants déploiements dans les grandes agglomérations Chinoises et dans une moindre mesure en Californie et en Europe.

- **Transport lourd** : malgré des autonomies moindres que les poids lourds à motorisation conventionnelle, le transport lourd connaît de premières mises en service sur des parcours urbains (camions, bennes à ordures) ou la logistique de courte distance.

- **Ferroviaire** : les piles à combustible sont avantageuses sur les lignes non électrifiées, ou à faible trafic. Le Land de Basse-Saxe en Allemagne a inauguré la première ligne commerciale de transport de passagers au monde, avec 14 autorails construits par Alstom. Des projets de déploiement sont prévus ou à l'étude en France, au Royaume-Uni, au Canada, au Japon et en Malaisie...

- **Navigation fluviale et maritime** : l'utilisation de la pile à combustible est appliquée à la propulsion et ouvre la voie au « zéro émission » pour la navigation. Les déploiements-pilotes de navires hydrogène ont essentiellement lieu en Europe, les pêcheurs bretons visent la première flotte de pêche sans émission du monde.



## STOCKAGE ET FLEXIBILITÉ DES RÉSEAUX

Le Power-to-Hydrogen, par électrolyse de l'eau, transforme l'électricité des ENR en hydrogène injectable dans le réseau de gaz naturel ou utilisé dans différents secteurs. L'énergie peut aussi être de nouveau convertie en électricité via une pile à combustible : le Power-to-Gas-to-Power (PtP) permet de stocker les ENR et de les restituer au réseau électrique à la demande : L'hydrogène en solution de stockage de l'énergie complète ainsi d'autres technologies comme le stockage par batteries ou les centrales de pompage-turbinage (STEP). L'intégration massive des ENR dans les réseaux électriques (57 % de renouvelables dans la production mondiale d'énergie en 2030 : IRENA, scénario REmap) est donc une solution pour accompagner la forte pénétration des ENR :

- Problématiques de gestion de congestion locales, auxquelles ce stockage pourrait répondre
- A l'échelle du système interconnecté, les services de stockage ou de flexibilité que peut rendre l'hydrogène trouvent donc un intérêt naturel dans le maintien de l'équilibre offre demande. La pénétration des énergies renouvelables électriques variables augmente surtout à court terme le besoin de flexibilité infra-journalière et journalière, et le développement de l'hydrogène bas carbone est favorisé par les faibles coûts de l'électricité. Les marchés à fort développement des renouvelables sont donc porteurs pour l'hydrogène électrolytique : Chine, Inde, États-Unis, Brésil, Australie notamment, avec développement d'installations hydrogène de plusieurs centaines de mégawatts ; c'est une alternative aux groupes électrogènes par exemple pour les territoires isolés ou insulaires. Des systèmes énergétiques plus résilients et intégrant des ENR répondent à des problématiques de coûts de production électrique élevés, de décarbonation et d'indépendance énergétique. Plusieurs démonstrateurs associant ENR et stockage hydrogène sont mis en œuvre, dans les Orcades au large de l'Écosse, à Porto Santo dans l'archipel de Madère mais aussi dans les zones non interconnectées en France (Corse, La Réunion)

**L'électrolyse** est un procédé par lequel un courant électrique est utilisé pour séparer les deux composants de l'eau, l'hydrogène et l'oxygène. Plusieurs types d'électrolyseurs existent :

Technologie	Unité	2018	2050
Électrolyseur (alcalin)	€/kWh <sub>el</sub>	800-1 700	400-700
Électrolyseur (PEM)	€/kWh <sub>el</sub>	1 300-3 200	300-700
Vaporemformage et CCS	€/kWh <sub>2</sub>	600-1 300	400-600
Stockage embarqué	€/kWh <sub>2</sub>	13-20	8
Pile à combustible embarquée	€/kWh <sub>el</sub>	38-152	34
Stockage géologique	€/kWh <sub>2</sub>	0,1-2,0	0,1-2,0
Pile à combustible stationnaire	€/kWh <sub>el</sub>	640-2 900	330-1 500

Source : Quarton et al., 2019

Estimation de baisse des CAPEX

### Le mixage des ENR et EMR,

Dans une logique de préservation des biotopes, des terres et des usages (pas de consommation de terre, pas de fondation ni de câble), ce Mix EMR est aussi une opportunité unique pour accélérer les énergies bas carbone grâce à une grande acceptabilité sociale et sans conflit d'usage.

Au moment où l'UE introduit la notion d'écocide, l'absence de fondations et de câbles sous-marins évite des dégâts potentiellement irréversibles pour l'environnement : cela évite les nuisances sonores, qui peuvent aller jusqu'à 220 dB pendant des années dans le cas du granit rose.

Imaginons, au large loin de tout conflit d'usage, des éoliennes offshore flottantes supportées par des houlomoteurs abritant du photovoltaïque flottant : Aux problèmes de coût et résistance des ancrages, HACE gomme les impédances mécaniques et apporte à l'éolien offshore flottant **la seule solution efficace** élégante **moins coûteuse et doublant le productible, tout en lissant la production.**



Plus au large, le vent est plus puissant et plus régulier, augmentant le facteur de charge, mais la grande profondeur implique des fondations flottantes.

#### Détail de la formation des coûts prévisionnels de production H2 en mer par électrolyse avec HACE

Colonne1	Colonne2	2021	2030	2040
<b>Puissance H2 en MW</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
<b>Durée d'amortissement en années</b>	<b>25</b>			
Capex indiqué avec barge/MW au-delà de 10 MW		900 000 €	600 000 €	400 000 €
<b>CAPEX chaîne électrolyseurs Hydrogène</b>		<b>90 000 000 €</b>	<b>60 000 000 €</b>	<b>40 000 000 €</b>
OPEX annuel	4%	3 600 000 €	2 400 000 €	1 600 000 €
OPEX/durée amortissement	25	90 000 000 €	60 000 000 €	40 000 000 €
productible en kg/jr/MW		425	430	435
productible en kg/jr/puissance installée		42 500	43 000	43 500
nombre de jr/an OK	350	350	350	350
productible annuel en KG		14 875 000	15 050 000	15 225 000
<b>Productible en kg sur durée amortissement</b>	<b>25</b>	<b>371 875 000</b>	<b>376 250 000</b>	<b>380 625 000</b>
<b>CAPEX HACE / MW en 2020</b>	2 000 000 €			
FC : Facteur de Charge	80%			
<b>puissance HACE installée en MW</b>	<b>125,0</b>			
<b>CAPEX HACE/Puissance installée</b>	<b>250 000 000 €</b>	250 000 000 €	187 500 000 €	125 000 000 €
OPEX annuel énergie	1,50%	3 750 000 €	2 812 500 €	1 875 000 €
OPEX/durée amortissement	20	75 000 000 €	56 250 000 €	37 500 000 €
<b>CAPEX eau douce/dessalinisateur (Tergys)</b>	100 000 €	2 000 000 €	2 000 000 €	2 000 000 €
OPEX annuel eau douce	7%	140 000 €	140 000 €	140 000 €
OPEX eau douce/durée amortissement	25	3 500 000 €	3 500 000 €	3 500 000 €
Etudes préliminaires et BE	3 000 000 €	3 000 000 €	3 000 000 €	3 000 000 €
<b>CAPEX total</b>		<b>345 000 000 €</b>	<b>252 500 000 €</b>	<b>170 000 000 €</b>
<b>OPEX total/durée d'amortissement</b>		<b>168 500 000 €</b>	<b>119 750 000 €</b>	<b>81 000 000 €</b>
<b>OPEX+ CAPEX /durée d'amortissement</b>		<b>513 500 000 €</b>	<b>372 250 000 €</b>	<b>251 000 000 €</b>
<b>coût en €/Kg H2 vert</b>		<b>1,38 €</b>	<b>0,99 €</b>	<b>0,66 €</b>
valorisation O2 en €/Kg H2	0,44 €	0,44 €	0,44 €	0,44 €
<b>Coût final /kg H2 avec valorisation O2</b>		<b>0,94 €</b>	<b>0,55 €</b>	<b>0,22 €</b>



### Problématiques évoquées :

Difficultés administratives, bloquant ou retardant souvent les secteurs très innovants qui ne trouvent pas de cadre juridique et administratif adapté : « pas de case prévue »

Difficultés françaises du financement des innovations de rupture dans l'énergie, amenant les petites sociétés à chercher à l'étranger ; demander les avis concordants de toutes les associations de soutien à l'innovation dont les 2 principales :

- **ICDD** : Initiative Citoyenne pour le Développement Durable majoritairement animée par des experts et des alumni des Arts & Métiers (ENSAM Paristech), président Maurice : [maurice.andriamihaja@icdd.fr](mailto:maurice.andriamihaja@icdd.fr) , tél : 06 63 29 06 73 ; président d'honneur : Antoine Héron (fondateur d'Innov'Acteurs), tél : 06 6017 9259 , mail : [a.heron.icdd@gmail.com](mailto:a.heron.icdd@gmail.com) ; site ICDD : [www.icdd.fr](http://www.icdd.fr) ; *ICDD est membre fondateur de l'[Alliance mondiale pour 1000 solutions efficaces, avec Bertrand Piccard/Solarimpulse](#)*
- **Transtech** : Depuis 35 ans l'association TRANSTECH détecte, accueille, valide les projets, accompagne les inventeurs de l'idée au business. Elle s'appuie sur une équipe permanente de salariés et d'experts passionnés par l'innovation. Directrice : Julie Baraké [julie.barake@inventifs-transtech.fr](mailto:julie.barake@inventifs-transtech.fr) tél 06 79 64 83 35, site : <https://inventifs-transtech.fr/association-transtech/>

Difficultés pour les innovations de rupture dans l'énergie d'obtenir des expertises officielles indépendantes qui soient expurgées des visions et préjugés du passé : les analyses ne devraient porter que sur les faits scientifiques et technologiques, et non pas sur des rapports « d'état de l'art antérieur » qui ne prévoient jamais les évolutions technologiques ; exemples célèbres d'avis d'experts : l'ordinateur individuel portable est une illusion, le minitel n'a aucun avenir, le téléphone portable se heurte à une impasse technologique, Tesla ne pourra jamais émerger, la voiture à Hydrogène est pour 2060, etc...

### Solutions évoquées :

Mise en place de facilités législatives pour les solutions hydrogène bas carbone, avec dérogations dans le cadre de l'urgence climatique, afin de booter tous les secteurs amenant des pistes de solutions dans la lutte pour le dérèglement climatique.

Procédures simplifiées accélérées pour les petites sociétés amenant des innovations dans des domaines stratégiques pour qu'elles puissent envisager un avenir en France, pour favoriser l'emploi, le développement territorial, le maintien des compétence et/ou technologies, et la relocalisation.

Mise en place de sources de financements à 100% acceptant les risques de l'innovation dans les deeptech technologiques de moins de 50 salariés et non filiales d'un grand groupe, dans des domaines en dehors du numérique et des biotech : une piste pourrait être d'imposer un certain pourcentage obligatoire de risque dans les secteurs stratégiques permettant de contribuer aux objectifs en la matière indiqués par la France, l'Union Européenne, l'ONU, et les COP :

- Les ENR : Energies Nouvelles Renouvelables
- Les EMR : Energies Marines Renouvelables
- L'hydrogène bas carbone et ses usages
- La transition énergétique et environnementale

Analyses indépendantes des innovations technologiques avec focus sur les solutions novatrices, afin de regarder les solutions du futur sans le prisme du passé.

**Reconnaisances et prix reçus par HACE :**



**1<sup>er</sup> prix 2020**



**Commission Européenne  
Prix d'Excellence 2019 & 2020**



**1<sup>er</sup> prix de l'innovation 2019**



**Lauréat 2018**



**Lauréat 2018**



**Lauréat 2017**



**Membre fondateur**

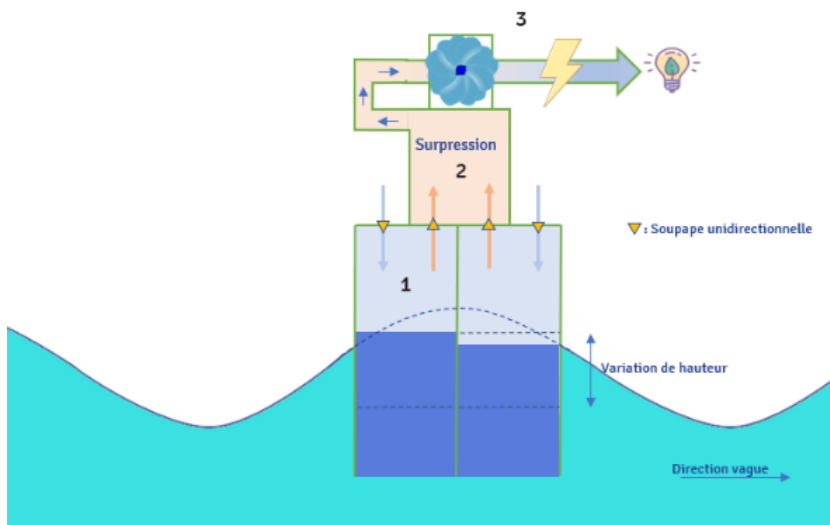


**½ finaliste 2015 et 2018**



**Lauréat 2015**

**Principe de fonctionnement : Comment ça marche ? HACE fonctionne comme un moteur à pistons type compresseur d'air :**



1. Les vagues sont les pistons comprimant l'air à l'intérieur des colonnes
2. L'air comprimé est récupéré par le caisson de surpression
3. L'air comprimé actionne une turbine basse pression révolutionnaire produisant l'électricité
4. Le débit d'air traversant la turbine et sa pression conditionnent la puissance fournie

**Comme un lego, HACE est entièrement modulable**



- Nombre de caissons → puissance souhaitée
- Redondance et résistance extrême → permanence de la production
- Conçu pour les pires tempêtes (vagues > 30m)
- Usages multiples

○ **Energie + Autre usage**

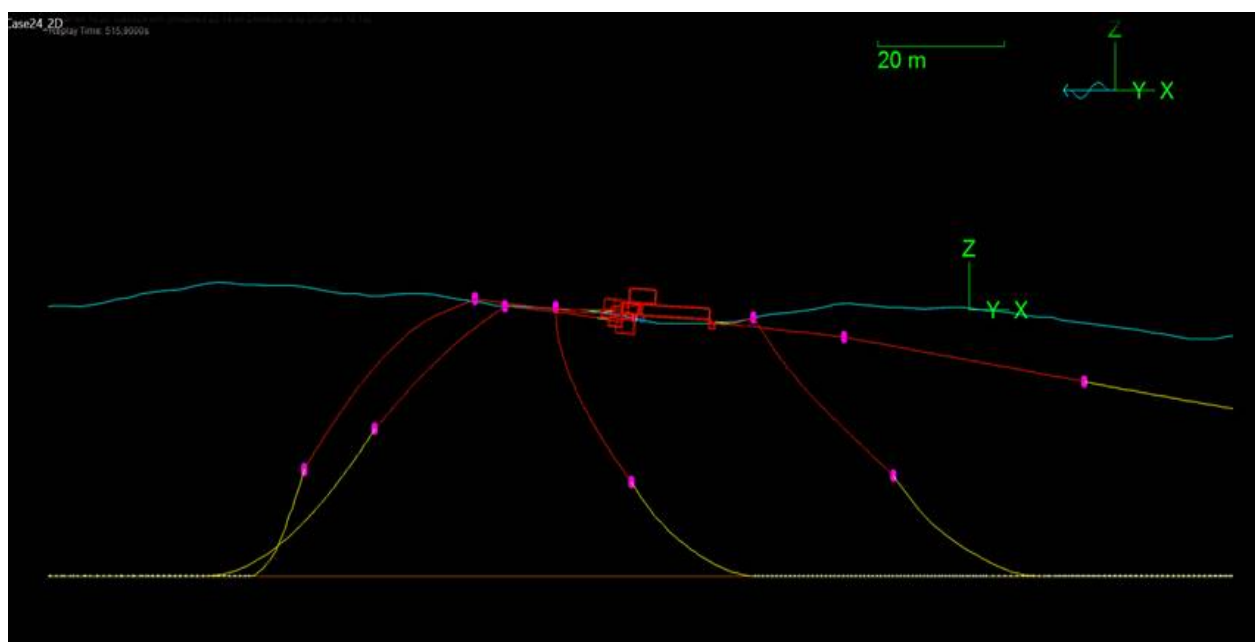
**Protection côtière + Energie**

## Questions sur la formation des coûts de l'énergie : cf tableau LCOE en annexe

### Questions diverses fréquemment posées :

**Comment est-ce que la stabilité de la structure est assurée (masse et géométrie) en cas de tempête ou de mer violente ?** : la structure des bras est auto stabilisante et se comporte comme un catamaran ; néanmoins, dans un souci de sécurité par forte tempête, il y aura un système de flotteur à balancier amorti, type Prao, rendant toute déstabilisation impossible, et facilitant l'accès pour la maintenance, car jouant aussi le rôle de ponton d'accostage avec passerelle d'accès intégrée, du côté opposé à la direction générale des vagues ; la stabilité est aussi assurée par les ancrages assurant une position maintenue malgré les fortes amplitudes de tempêtes et de marées.

- L'ancrage est dynamique : les ancres sont en dernière sécurité et ne sont sollicitées qu'exceptionnellement même en conditions extrêmes ; c'est le poids des chaînes des lignes d'ancrages qui assure la mise en tension progressive, et encaisse ainsi les forces comme un amortisseur pour réduire les sollicitations sur les structures et les ancrages. La machine suit ainsi partiellement le mouvement des vagues de tempête, comme « le roseau qui plie mais ne rompt point » dans la fable de La Fontaine « le chêne et le roseau ».
- Extrait des vidéos des simulations numériques du travail des lignes d'ancrages en tempêtes (vagues de 15m de haut) issues des études de dimensionnement des ancrages réalisées pour le 1<sup>er</sup> prototype HACE 2018 par Innosea (Spin off du laboratoire d'hydrodynamique l'école Centrale de Nantes), Dont voici une capture d'écran ci-dessous :

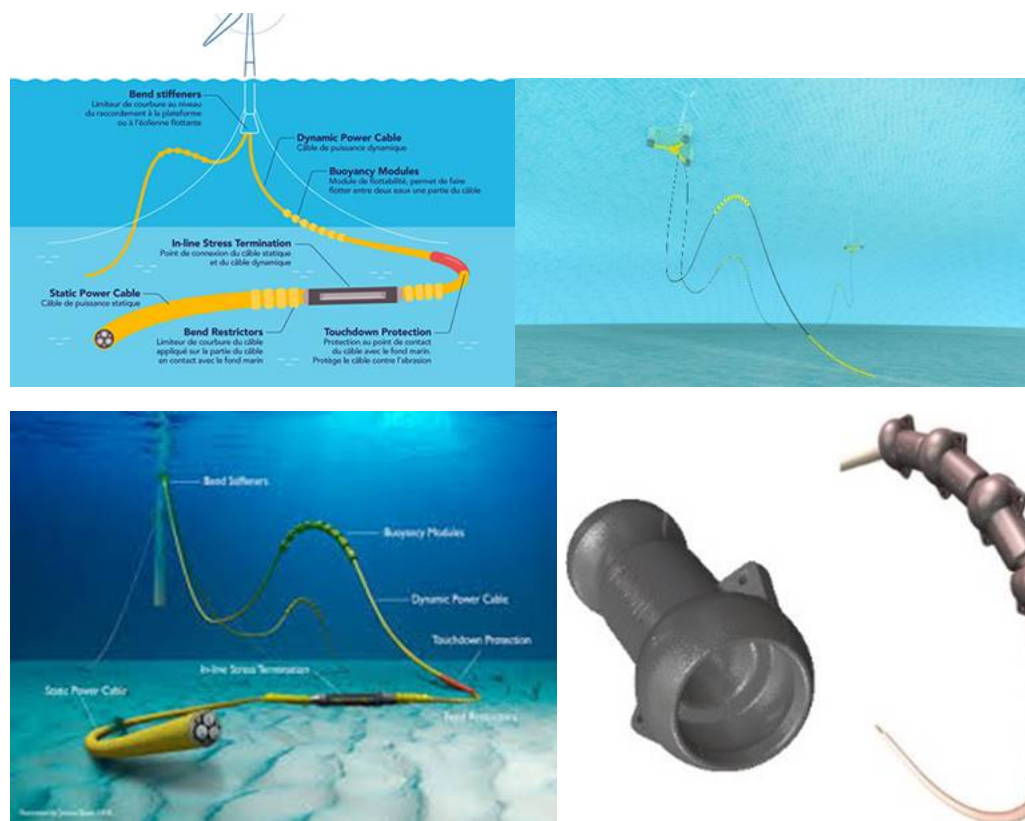


- **Gestion des tensions sur le câble de raccord, et Gestion de la fatigue sur ce câble :**

Ce sont des câbles dynamiques prévus pour cela : ils ne sont pas verticaux mais posés en C pour ouvrir et fermer l'angle et pouvoir se déplacer au gré des vagues et des marées.

Bien que d'une résistance incroyable, ce n'est pas leur rôle d'encaisser des tensions : elles le sont par les lignes d'ancrage.

L'éolien offshore a déjà validé ces solutions



Les câbles dynamiques peuvent être munis de flotteurs pour guider et optimiser leurs mouvements, de coquilles de protection en fonte, comme celles de notre partenaire FMGC, ou de poids et/ou coquilles en cas de forts courants marins pour éviter les phénomènes de résonance dans la colonne d'eau.

**Quel sont les matériaux utilisés pour les caissons ?**

La structure est en Acier S 355 dont la disponibilité d'approvisionnement est assurée ; il présente en outre d'excellentes caractéristiques mécaniques, au pliage, et au soudage, avec un très bon rapport qualité/prix ; il est utilisé, par exemple, pour la fabrication des containers maritimes dont la masse linéaire est sensiblement sur la limite basse de celle des modules.

**Avez-vous fait des études ou des expériences pour la prédiction de l'impact successif de vagues violentes sur le système afin de trouver si le projet peut survivre dans des conditions extrêmes ?**

Cela renvoi à comment est traité le problème de la fatigue des composantes sur 50 ans (contrainte, - déformation, fatigue).

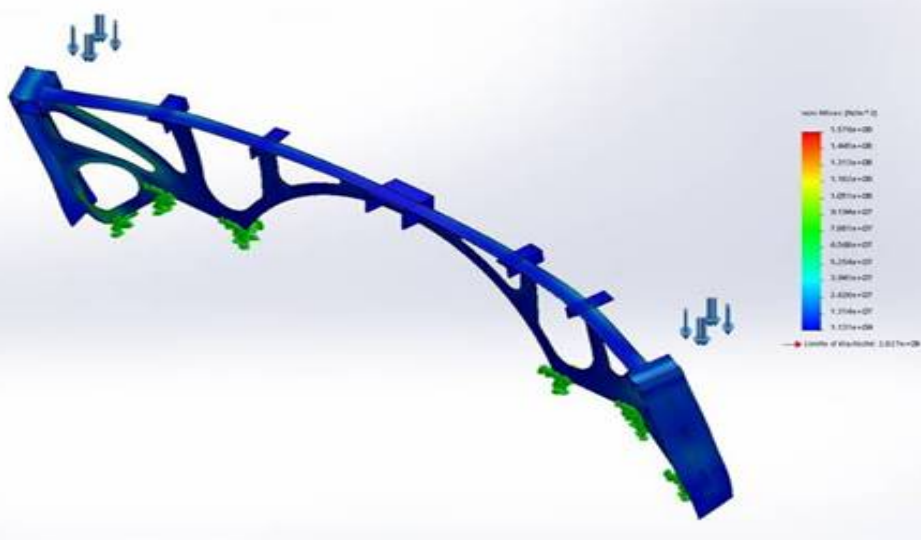
La structure principale est l'élément susceptible de subir les contraintes maximales auxquelles elle doit résister avec une grande marge de sécurité lors de tempêtes, de cyclones ou de tsunamis ; elle est constituée par plusieurs pièces répétitives soudées entre elles qui se renforcent entre elles par épaissement surfacique des contraintes.

Elles sont donc plus résistantes lorsqu'elles sont prises ensemble.

Néanmoins, dans un souci exacerbé de sécurité, chaque pièce est conçue unitairement dans une approche de sensibilité structurelle pour sa définition, puis testée dans un logiciel de simulation de Dassault système, avec une charge très largement supérieure à ce qu'elle pourrait subir en réalité; le but est de vérifier que, même en lui appliquant une force impossible à trouver dans les pires cyclones, les contraintes subies en tout point de la pièce ne dépassent jamais 35% de la limite élastique du matériau, car il est admis que la

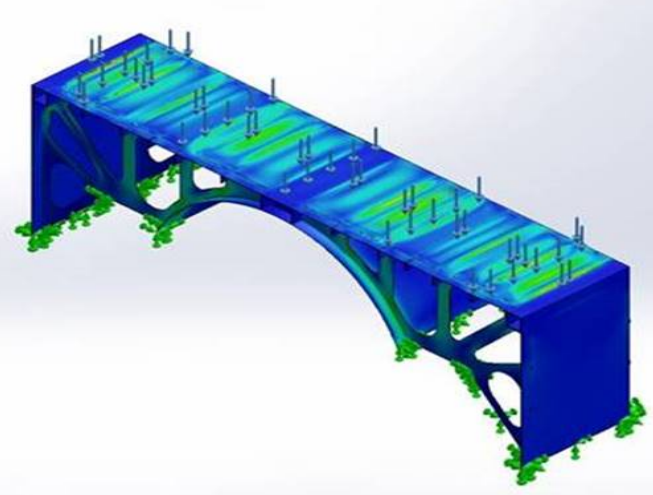
résistance à la fatigue en nombre de cycles est alors considérée comme infinie à l'échelle d'une vie humaine.

- Exemple d'un couple supérieur dans sa première définition avant optimisation

Nom	Type	Min	Max
Stress	VON : contrainte de von Mises	1.131e+04 N/m <sup>2</sup> Noeud: 19451	1.576e+08 N/m <sup>2</sup> Noeud: 11653
 <p>Pièce16^Module_v4-SimulationXpress Study-Contraintes-Stress</p>			

Afin de pouvoir visualiser les résultats, l'échelle des déformés est de 150 fois la réalité.

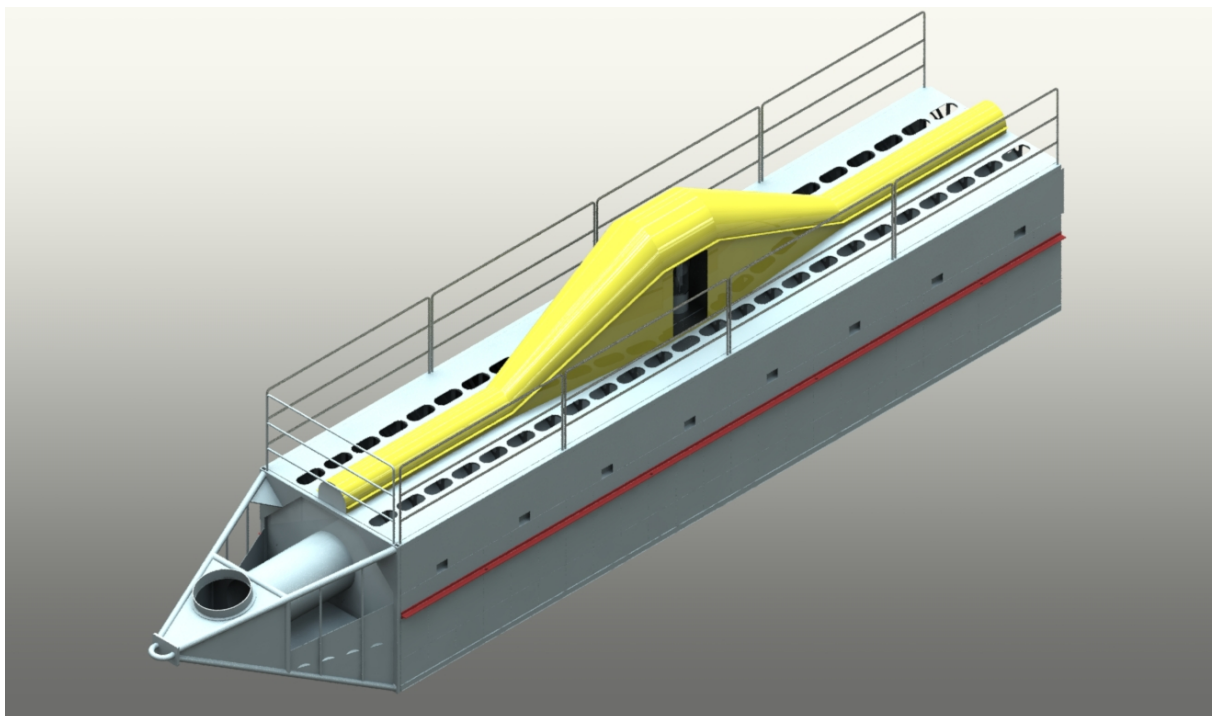
Avant même optimisation et intégration dans la structure de renfort, on constate que la pièce aura une durée de vie structurellement infinie à échelle humaine, puis on intègre les pièces testées dans une sous-structure, que l'on teste aussi par simulation numérique en lui appliquant une charge extrême; Exemple d'une section de partie supérieure intégrant la pièce précédente:

Nom	Type	Min	Max
Contraint es2	VON : contrainte de von Mises	4.118e+03 N/m <sup>2</sup> Noeud: 34462	9.007e+07 N/m <sup>2</sup> Noeud: 97349
			



Dans ce cas, on applique une force de 2,5 tonnes sur cette section de 50 cm, soit 5 tonnes/mètre linéaire, ce qui représente une pression de 750 tonnes sur un bras (soit plus de 10 fois le poids du bras), et le résultat est parfait, alors même que la pièce, qui n'est pas encore optimisée, et ne bénéficie pas encore du renfort de la section principale.

Enfin, les modules complets sont soumis en centre de simulation de haut niveau (Sogeti High Tech, Scaliance, ou Ingéliance) à tous les tests de pression, flexion et torsion simultanés, avec des processus et des logiciels identiques à ceux employés par les grands groupes (Airbus, Dassault, Naval Group, Saipem, Total offshore, etc...) qui passent par les mêmes sociétés d'expertise pour leurs calculs structurels.



**O Comment prouvez-vous que l'énergie produite est quasi-NON-intermittente dans le cas de votre technologie ?**

Le prototype a montré qu'il captait les flux d'air générés par des vagues de seulement 10 cm, hors des vagues de plus de 10 cm sont toujours présentes en mer, et même sur de grands lacs soumis à des régimes de vent. HACE produit donc tout le temps.

**De plus HACE produit avec une bonne linéarité adaptée aux réseaux électriques, car la stabilisation du Power Take-Off (collection et conversion de l'énergie collectée en énergie électrique) est assurée malgré l'irrégularité oscillatoire des flux par plusieurs caractéristiques du système :**

- **Par le volume d'air :** plus il est grand, plus on linéarise la pression car l'air est élastique contrairement à l'eau ; remarqué et confirmé par Sogeti High Tech.
- **Par la taille du système relativement à la longueur d'onde des vagues (indépendamment de la stabilité longitudinale de flottaison corrélative à ce facteur et nécessaire pour supprimer l'effet bouchon) :** dès que l'on dépasse la moitié de la longueur d'onde de la vague, on a statistiquement la moitié des colonnes en surpression, et l'autre en dépression, ce qui linéarise parfaitement le flux qui devient constant.

- **Par l'angulation entre les bras de HACE dans les cas où la houle arrive de travers, ce qui rare mais possible** : le bras qui la reçoit de travers est en liaison avec le(s) bras adjacent(s), ce qui augmente le volume et permet de répartir les flux de manière équilibrée pour lisser les irrégularités.
- **Par des turbines multiples, redondantes et pilotées** : elles sont toutes dotées de clapets d'admission pilotés, ce qui permet aussi de les changer sans arrêt du fonctionnement, donc sans arrêt de production lors des entretiens, ou de stopper celles qui dysfonctionneraient sans altérer la production de l'ensemble qui est volontairement surcalibré pour cela en nombre de turbines; ces clapets régulent les volumes entre les turbines pour en alimenter juste le nombre qu'il faut pour que chacune fonctionne à son optimum selon la loi pression/débit massique propre aux turbines.
- **Au niveau électrique** : chaque groupe turbine/génératrice est piloté par sa propre carte électronique qui transmet le courant (haute tension pour éviter les pertes ohmiques) à un câble bus blindé + batteries tampons et résistances de sécurité en cas de coupure brutale du réseau afin de protéger les génératrices et l'électronique le temps (quelques dixièmes de seconde) que les clapets de suppression et les clapets des turbines ne régulent ou stoppent la génération électrique.

#### o Quelle est la distance qui va séparer le système de la côte ?

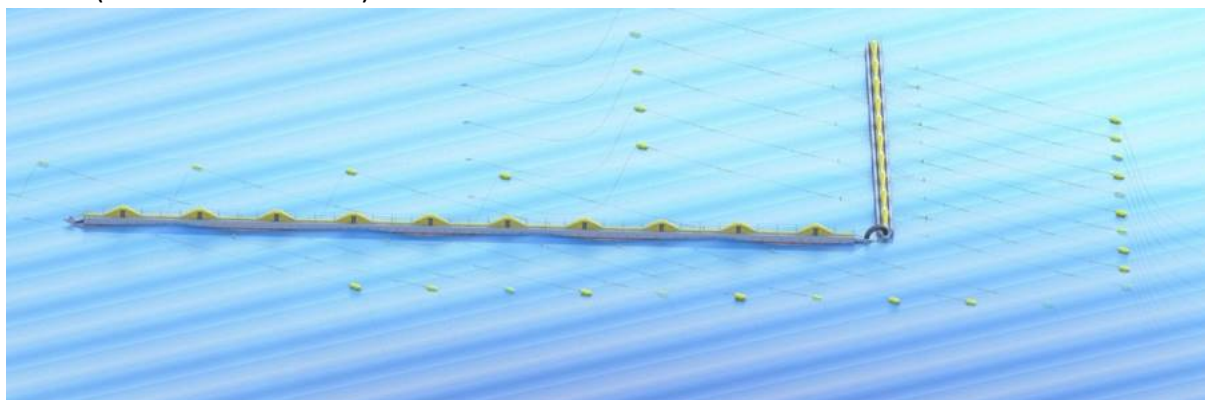
Cette distance dépend de la bathymétrie et des volontés locales, mais on peut tout imaginer : Directement en bout de jetée portuaire ainsi prolongée, nearshore (300m à 3 km), offshore (>3km).

#### Quel était la raison de l'incident qui s'est passé au mois d'octobre 2018 ? Et quelles mesures avez-vous pris pour faire la prévention de ce type d'incidents ?

Un choc violent et massif (probablement un navire sans AIS) a coupé en 2 la machine qui est restée affleurante, accrochée à ses flotteurs d'extrémités et à ses ancrages ; cela pose la question de comment est traité le problème des impacts (comportement à l'impact et à la rupture), après ce retour d'expérience frustrant mais très instructif pour la suite...

#### Les impacts sont maintenant gérés à plusieurs niveaux :

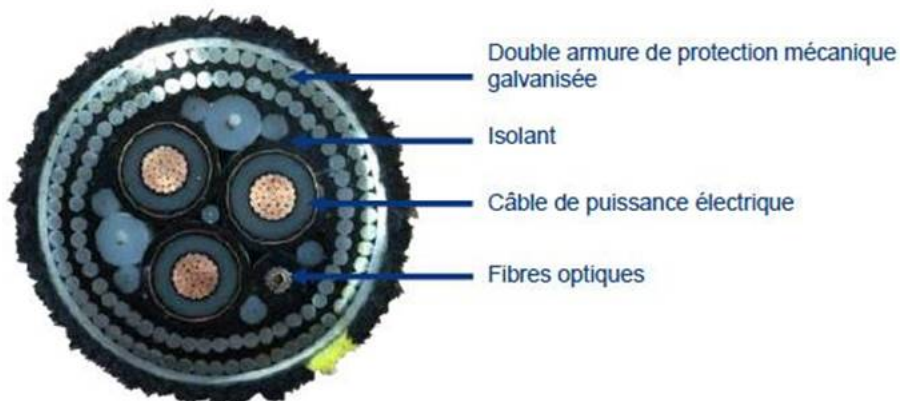
- Un filet de protection (style filet d'arrêt de sécurité en bout de piste aéro) est positionné entre les bouées principales : il est susceptible d'arrêter des containers à la dérive voire un petit navire (masse < 500 tonnes)



- Le caissonnage total d'un bras (environ 1500 caissons par bras) assure à la fois la résistance mécanique, et aux chocs, ainsi que l'insubmersibilité du système qui continuerait à flotter avec moins de 10 % de caissons intacts.
- Le câble bus est en réalité un petit câble export (40 à 50 €/ml) qui suit un trajet extensible en S pour ne pas être rompu lors de la section d'un bras.
- Exemple de câble export :

**Les caractéristiques techniques de « Belle Ile IV »**

**Modèle de coupe de câble hybride électrique et optique**



- Les portes automatiques dans chaque module isolent les modules qui subiraient une perte de pression, et renforcent la flottabilité : un bras coupé en 2 continuerait de flotter et de fonctionner en ne perdant que la production du module endommagé. Ces portes sont contrôlées à 4 niveaux redondants : par la gestion centrale du système, par télécommande sécurisée chiffrée, par son propre contrôle indépendant en cas de perte des transmissions ou du contrôle central, par un système mécanique à ressort contrôlé par capsule manométrique et flotteur en dernier secours.

**Question sur le facteur de charge et la parité réseau**

Sur la majorité des côtes européennes atlantiques, les vagues d'une hauteur supérieures à 10 cm sont présentes plus de 99% du temps.

HACE produit donc de l'énergie en permanence, et comme les vagues sont généralement plus fortes le soir et en hiver, à l'instar de la demande d'énergie sur le réseau : HACE est donc en quasi parité réseau, qui devient totale avec le stockage d'hydrogène dont la capacité nécessaire est ainsi diminuée par ce phasage de la production d'énergie, donc d'hydrogène, avec la consommation électrique.

La surface des colonnes d'eau oscillantes (OWC), qui transforment les mouvements verticaux de l'eau en énergie aéraulique, est surdimensionnée par rapport à la puissance cumulée des turbines redondantes, qui sont elles même capables de subir des surpuissances permanentes de plus de 50% de leur puissance nominale, de par leur conception mécanique et leur refroidissement ; il en résulte un facteur de charge moyen supérieur à 80%, et oscillant entre 60% et 100% selon les lieux d'installation et le dimensionnement de ces ratios de fonctionnement, qui peuvent être optimisés par des conceptions des caissons étudiés pour des répondre à des demandes spécifiques du client ou des spectres de vague particuliers, sans grosse influence sur le coût final de l'énergie, car le Capex des OWC est plus faible que le reste.

**Coûts industriels de l'hydrogène vert à l'étranger :**

0,93 €/Kg H2 en 2019 pour une énergie verte à 20 €/MWh et des installations de forte capacité, soit de puissances supérieures à 500 MW.

En 2021 les rendements des meilleurs électrolyseurs industriels ont déjà augmenté, et dépassent 81 % ; ils sont cependant encore loin des résultats de laboratoire : le CEA avait déjà obtenu plus de 91% en 2014

Les coûts subissent aussi une tendance baissière, et la conséquence de ne pas en tenir compte risquerait de faire prendre un retard considérable à la compétitivité de l'industrie française de l'hydrogène qui se croirait à l'abri d'une ligne Maginot imaginaire sur ses coûts, en déphasage avec la réalité industrielle internationale, car volontairement minimisés par la concurrence dans les congrès et conférences qui fondent les avis des experts souvent déconnectés des réalités de la recherche, et des avancées technologiques.

Tableau ThyssenKrupp 2019 ci-dessous

CONFIDENTIAL	20MW	<100 MW	<1GW
<b>AWE</b>			
Plant Power (MW)	20,00	100,00	500,00
Total energy consumption kWh/Nm3	5,00	4,90	4,80
Efficiency	71%	72%	74%
Production Nm3/h hydrogen	4 444	22 222	111 111
Density H2 kg/m <sup>3</sup>	0,0899	0,0899	0,0899
Production Nm3/h Oxygen	2 222	11 111	55 556
CAPEX /kW	650	500	400
Lifetime: years	25	25	25
Utilization: Hours/a	8400	8400	8400
Production: kg/year	3 356 267	16 781 333	83 906 667
Power Cost €/MWh	70	40	20
Power Cost €/kg H2	3,89 €	2,18 €	1,07 €
O&M in Percent CAPEX p.a.	3,00%	2,50%	2,00%
O&M Total/kg H2	0,12 €	0,07 €	0,05 €
WACC	10%	10%	10%
CAPEX Total	13 000 000	50 000 000	200 000 000
CAPEX/kg H2	0,43 €	0,33 €	0,26 €
<b>TOTAL COST per kg</b>	<b>4,44 €</b>	<b>2,58 €</b>	<b>1,38 €</b>
Oxygen valorization €/Nm3	0,08	0,08	0,08
O2 €/a	1 493 333	7 466 667	37 333 333
O2 value / kg H2	0,44	0,44	0,44
<b>TOTAL COST per kg (if O2 valorized)</b>	<b>3,99 €</b>	<b>2,14 €</b>	<b>0,93 €</b>

## Bilan Carbone HACE

### 0,29 g éq CO<sub>2</sub> / kWh, et bien moins dans l'avenir avec les futurs aciers à l'hydrogène.

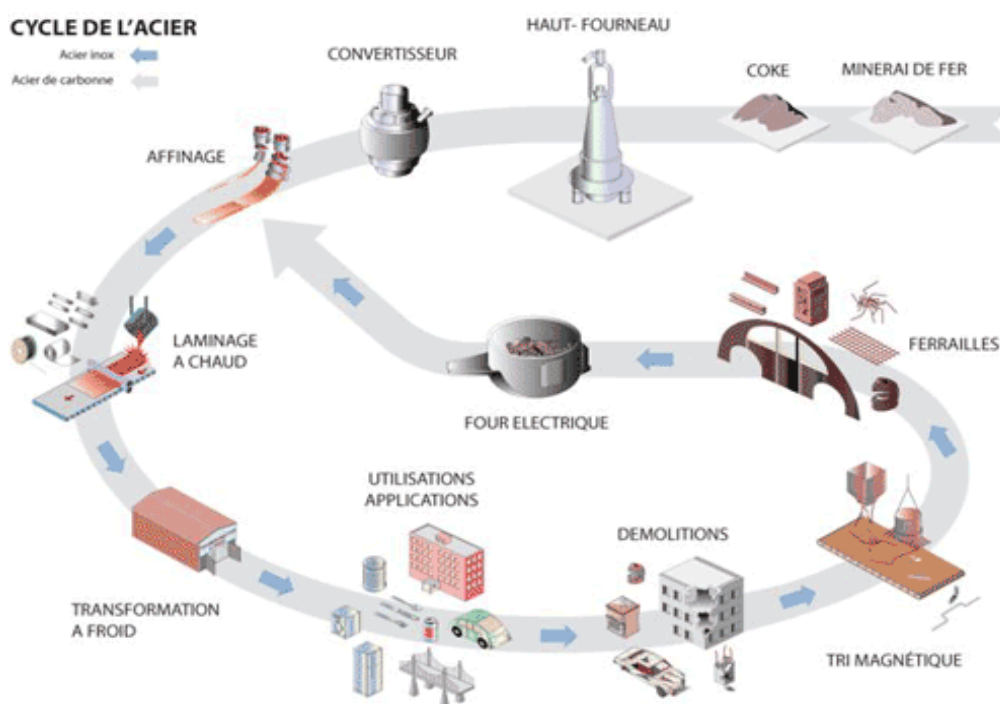
HACE est composé à plus de 99% d'acier, et il est protégé par du Rilsan (Arkéma) en traitement de surface. Le Rilsan est un polyamide 11 obtenu à partir d'huile de Ricin, elle-même produite à partir d'une herbe ; il y a donc séquestration du carbone de l'herbe à sa fabrication et relargage au décommissionnement, d'où un bilan carbone du Rilsan nul, et même négatif par rapport à l'effet de serre si on admet que la décomposition naturelle de l'herbe engendre du CO<sub>2</sub> et surtout du méthane dont l'action effet de serre est 24 fois plus importante que celle du CO<sub>2</sub>.

Concernant l'acier, HACE en comprend environ 90 Tonnes/ MW + 20 tonnes d'ancrages et lignes d'ancrage/ MW, soit un total d'environ 110 tonnes/MW.

Un Houlomoteur HACE entretenu aura une durée de vie supérieure à 50 ans.

L'acier possède des vertus magnétiques qui permettent sa séparation et sa récupération parmi des déchets de toute nature. Il peut se recycler indéfiniment et à 100 %, sans altération de ses qualités. Actuellement, la part de production issue du recyclage de ferrailles avoisine les 40 % et c'est autant de minerai préservé, de consommation d'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre évités !

Après le premier cycle de production au cours duquel le fer venant du minerai a été transformé en acier, puis en produits : tous les objets usagés en acier retournent dans une aciérie : ils y commencent une deuxième vie que l'on appelle le recyclage. Et le cycle est infini. C'est ainsi qu'un objet en acier contient du fer qui a pu faire dix, vingt, trente cycles de production.



Selon le contenu recyclé d'un matériau, le facteur d'émission de production de celui-ci résulte d'une pondération entre un facteur d'émission d'un matériau 100% vierge et d'un matériau 100% recyclé.

$\text{Kg équivalent carbone par tonne de matière première} = C_{mv} \times X\% + C_{mr} \times (1-X\%)$

Où :  $C_{mv}$  représente la quantité de carbone émis pour produire 1 tonne de matière première 100% vierge

$C_{mr}$  représente la quantité de carbone émis pour produire 1 tonne de matière première 100% recyclé

$X\%$  représente la part de matériau vierge (en masse) dans le produit fini.

Les valeurs retenues pour la méthode Bilan Carbone sont :

- 870 kg éq C pour une tonne d'acier primaire

- 370 kg éq C pour une tonne d'acier secondaire, c'est-à-dire entièrement produite à partir de ferrailles.

On retiendra donc une empreinte carbone de :



$(870 \times 60\%) + (370 \times 40\%) = 670 \text{ Kg éq CO}_2 / \text{tonne d'acier}$

HACE a donc une empreinte de fabrication de 110 tonnes d'acier/MW qui correspondent à 73 700 Kg eq CO<sub>2</sub>/MW (670 x110), soit 73 700 000 g eq CO<sub>2</sub>/ MW de puissance installée.

Le transport de l'acier intervient aussi. Les chiffres sont fournis par le ministère de l'environnement. Pour des cargos porte-conteneurs la fourchette varie de 10,1 à 32,5 g de CO<sub>2</sub> par tonne kilomètre.

Avec une provenance de l'acier de l'ordre de 5 000 kms, et en prenant la valeur moyenne de 22 g/Tonne d'acier, on obtient une empreinte transport de  $22 \times 110 \times 5\,000 = 12\,100\,000$  + 5% pour maintenance et entretien sur durée de vie, soit environ 12 700 000 g eq CO<sub>2</sub>/MW.

$73\,700\,000 + 12\,700\,000 =$  environ 86 400 000

HACE a donc, sur l'ensemble de son cycle de vie de 50 ans (minimum), une empreinte carbone globale d'environ 86 400 000 g eq CO<sub>2</sub> /MW.

Avec un facteur de charge très conservateur réduit à 70%, l'énergie produite par MW sera de  $8\,760 \times 70\% = 6\,132$  MWh/an soit plus de 300 000 MWh/50ans = 300 000 000 kWh/50 ans

Son bilan carbone est donc de l'ordre de  $67\,000\,000 / 300\,000\,000 = 0,29$  g éq CO<sub>2</sub>/kWh.

HACE est ainsi la source d'énergie la plus décarbonée du monde

Ce chiffre est bien inférieur au 0,5 g éq CO<sub>2</sub>/kWh annoncé, avec une marge de sécurité suffisante pour éviter les chicaneries...

En prenant de l'acier non recyclé on reste encore à 0,36 g éq CO<sub>2</sub>/kWh

En prenant les futurs aciers, ou l'hydrogène vert décarboné remplace le Charbon pour la réduction du minerai de fer ( $\text{Fe}_2\text{O}_3 + 3/2 \cdot \text{H}_2 \rightarrow \text{Fe} + 3\text{H}_2\text{O}$ ), on arrive à 100 Kg éq CO<sub>2</sub>/T d'acier, et donc à 0,08 g éq CO<sub>2</sub>/kWh.