H2YDEA Interreg Atlantic Area

Co-funded by the European Union

BrestPort

Feuille de route énergétique et H_2

Comment les études de marché, les analyses techniques et la concertation ont défini la transition de BrestPort et la place de l'hydrogène

Synthèse des études sur l'H_2 et les autres options de décarbonation pour définir la feuille de route énergétique de BrestPort

Atelier institutionnel du 14 octobre 2026

energylab APDL évo évolution synergétique! FRANCE ENERGIES MARINES HIVE HYDROGEN

BrestPort Puerto de Sevilla Autoridad Portuaria de Sevilla Puerto de Vigo Autoridad Portuaria de Vigo Ollscoil na Gaillimhe University of Galway U.PORTO

Brest : un port de taille moyenne au profil énergétique complexe

200 ha

SURFACE PORTUAIRE

24 M€

CHIFFRE D'AFFAIRES

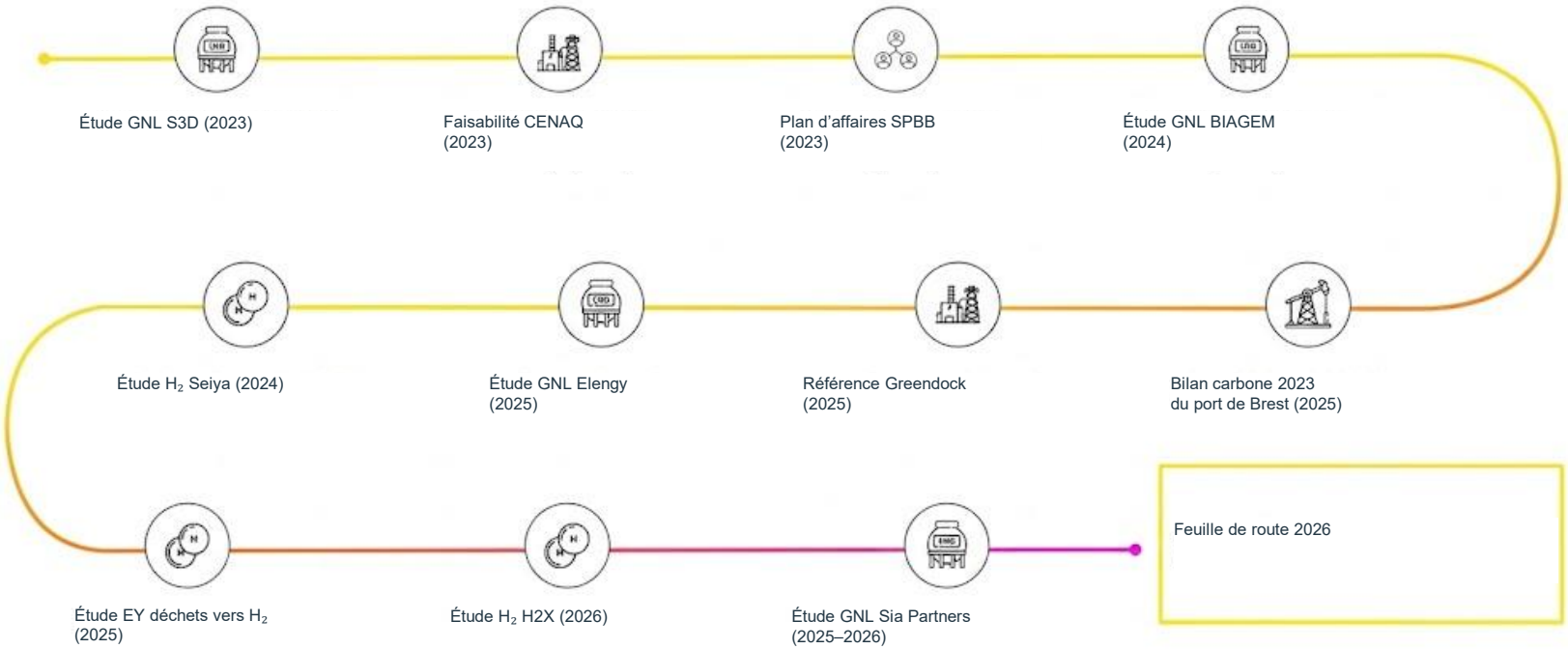
4 000

EMPLOIS DIRECTS ET INDIRECTS

- Nœud du réseau central RTE-T depuis 2023
- Logistique commerciale, réparation navale, croisière, éolien en mer
- Des besoins variés en puissance, carburants, horaires par usagers
- **Un seul carburant ne peut répondre aux besoins de toute la communauté portuaire**

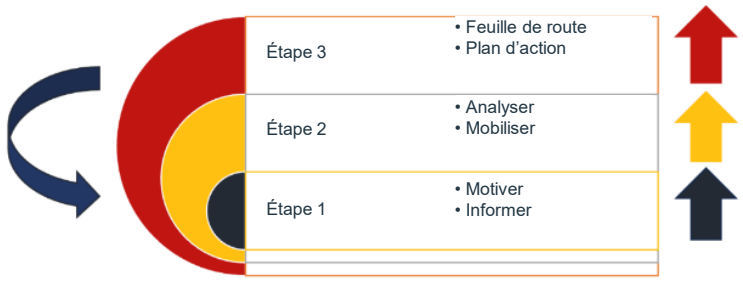
Feuille de route : choisir des investissements réalistes et garder des options dans un marché énergétique incertain.

Une feuille de route construite par décisions successives



- Étude GNL S3D (2023)
- Faisabilité de l'alimentation à quai (2023)
- Plan d'affaires BrestPort (2023)
- Étude GNL BIAGEM (2024)
- Étude H_2 Seiya (2024)
- Étude GNL Elengy (2025)
- Référence du projet Greendock (2025)
- Bilan carbone du port de Brest (2025)
- Étude EY déchets vers H_2 (2025)
- Étude H_2 H2X (2026)
- Étude GNL Sia Partners (2025–2026)
- Feuille de route énergétique 2026

Une feuille de route évolutive, actualisée selon les marchés.



Trois axes d’étude pour une stratégie intégrée

BioGNL

Faisabilité commerciale
Implantation technique
Analyse des risques
Bilan financier final

Hydrogène

Perspectives de demande
Filières de production
Applications H_2-to-X
Pilote opérationnel

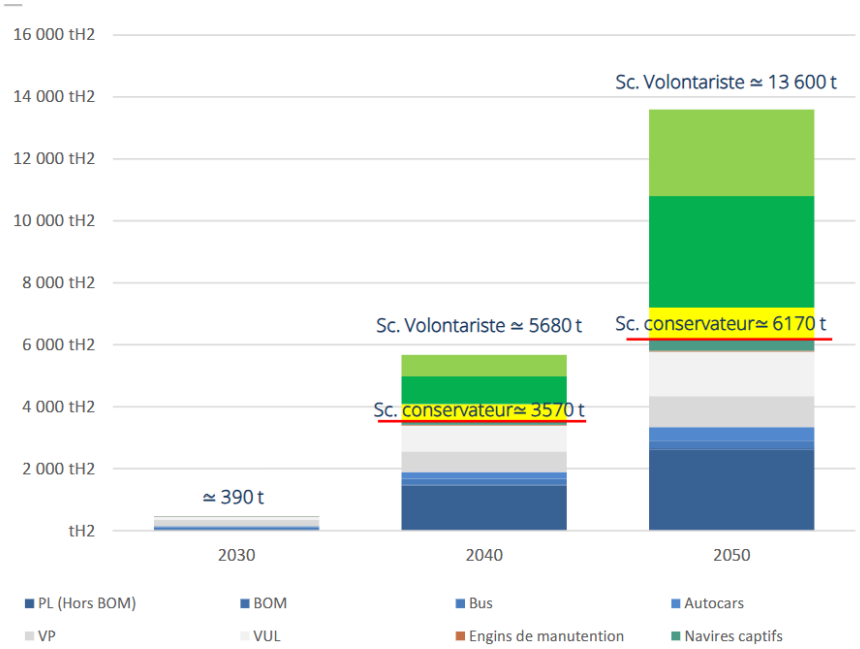
Électrification

Besoins à quai (1)
Besoins du réseau
Impact carbone
Logistique régionale

La concertation relie chaque étude à la demande, aux risques d’investissement et la maturité

1 Alimentation électrique à quai des navires (OPS)

Étude RED II : une demande d'hydrogène faible avant 2030



Le potentiel de consommation d'H2 **à horizon 2030** sur la zone portuaire élargie (métropole de Brest) représente **390t H2 / an** requérant une **capacité d'électrolyse de 2,7 MW*** (voire 3,7 MW en prenant l'hypothèse d'une surcapacité de 40%)– ces usages sont principalement dédiés à la **mobilité terrestre**

Ce potentiel pourrait atteindre à horizon 2050 :

- **6 170 t H2/an dans le scénario conservateur,** avec une offre de soutage limitée aux quelques navires captifs, soit environ **43MW d'électrolyse** (60 MW avec 40% de surcapacité)
- **13 600 t H2 /an dans le scénario volontariste** en développant le soutage pour les navires non captifs** ce qui représente environ **94 MW d'électrolyse** (131 MW avec surcapacité de 40%) - répartie entre usages terrestres et maritimes

390 t/an

POTENTIEL 2030

6 170 t/an

2050 PRUDENT

13 600 t/an

2050 VOLONTARISTE

Besoin à court terme : 2,7 MW d'électrolyse ; 3,7 MW (40 % de surcapacité)

- Peu de débouchés industriels locaux
- Filières de carburants maritimes incertaines
- Faible intérêt du transport routier aux coûts actuels
- Le scénario volontariste indique une échelle ambitieuse mais une prévision incertaine

Investissements en infrastructures H_2 selon les scénarios

Trois scénarios : du transport routier à l'avitaillement des navires

2030 / INITIAL

Transport routier

390
t H_2/an

Électrolyse	CAPEX de base
3,7 MW	**8,4 M€**

Fourchette indicative
6,8–11,0 M€

2050 / PRUDENT

Route + flottes locales

6 170
t H_2/an

Électrolyse	CAPEX
60 MW	**135,8 M€**

Fourchette indicative
108,6–176,5 M€

2050 / VOLONTARISTE

Route + flottes locales + 8% avitaillement des navires en escale

13 490
t H_2/an

Électrolyse	CAPEX
131 MW	**296,6 M€**

Fourchette indicative
237,3–385,5 M€

À RETENIR

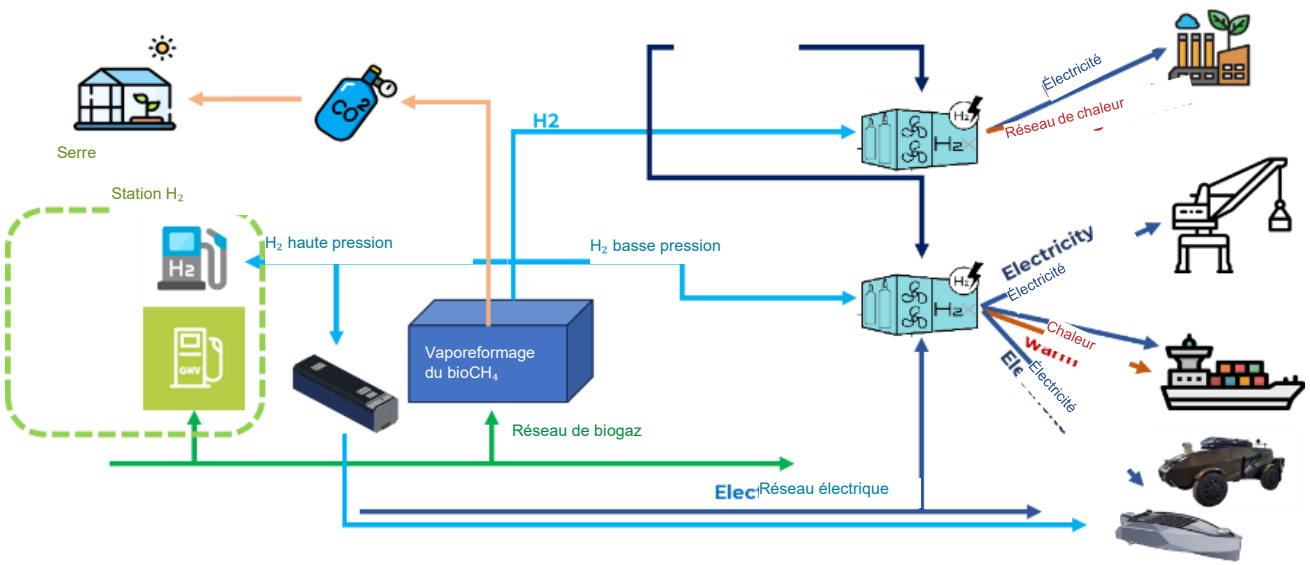
Le marché initial est trop faible et incertain pour justifier l'investissement

H_2 estimé à au moins 12 €/kg : un coût élevé pour développer le marché.

Le scénario volontariste nécessite un pôle H_2 portuaire : environ 131 MW d'électrolyse, sans demande maritime sécurisée à ce stade.

Cout : électrolyse, compression, stockage de 2 jours, soutage/distribution, utilités, raccordement et ingénierie/travaux/aléas.

H_2-to-X : une alternative à l'électrolyse (pilote à Brest)



- Le vaporeformage avec captage du carbone a été étudié comme alternative moins coûteuse à l'électrolyse (7 €/kg).
- H2X associe piles à combustible, batteries et électronique de puissance pour des usages mobiles et fixes.
- À quai : environ 2 t H_2/jour seraient nécessaires, mais le système ne couvrirait pas les 350–500 kW requis pour les petits navires ciblés.
- Le cas d'usage retenu associe véhicules à pile à combustible et batteries.

Utiliser l'hydrogène lorsque le stockage, la mobilité ou l'autonomie apportent une valeur ajoutée

Un véhicule pilote à pile à combustible H_2 pour les usages portuaires

8 avril 2026

Atelier commun à Brest

- Green Supply Chains
- DIOL
- North Sea Hydrogen Valley Ports
- HYDEA

Démontrer les usages ciblés. Reporter les grandes infrastructures H_2 jusqu'à une demande crédible.

Le bilan carbone place l'électrification au premier plan

70%

ÉMISSIONS DES TRANSPORTS

50%

PART DU MARITIME

18 448 t/an

CO_2 ÉVITÉ PAR LES PROJETS À QUAI

- 5e bassin : navires de sauvetage et de recherche en long séjour
- Réparation navale : formes 2/3 et quais 1/4
- QR4 : hausse des escales de croisière et besoins en haute tension

Quatre projets OPS pour répondre aux 1ers besoins et réduire le CO_2

IMPACT ENVIRONNEMENTAL DU BRANCHEMENT ÉLECTRIQUE À QUAI

Estimation des consommations et des émissions de CO_2 évitées

TYPE DE NAVIRE	DURÉE ESCALE (jours)	NBRE ESCALES (/an)	DURÉE CONNECTÉE (jourss/an)	DURÉE CONNECTÉE (heures/an)	PUISSANCE (MW)	CONSOMMATION ÉLECTRIQUE (MWh/an)	CONSOMMATION ÉLECTRIQUE (GWh)	QUANTITÉ DE CO_2 ÉVITÉE (tonnes CO_2/an)	QUANTITÉ DE CO_2 ÉVITÉE (tonnes CO_2/20 ans)
GENAVIR *(Pourquoi Pas ?, Atalante, Thalassa)*	–	–	270	6,480	0.3	1,944	1.94	1,403	28,067
REMORQUEUR BOLUDA *(Abeille Bretagne)*	–	–	280	6,720	0.5	3,360	3.36	2,426	48,512
MÉTHANIERS escales RN BT FR2/QR1 et FR3/QR4	20	12	240	5,760	1	5,760	5.76	4,158	83,163
AUTRES NAVIRES escales RN BT FR2/QR1 et FR3/QR4	14	11	154	3,696	0.35	1,294	1.29	934	18,677
NAVIRES escales COMMERCE BT FR2/QR1 et FR3/QR4	2	20	40	960	0.5	480	0.48	347	6,930
PAQUEBOTS escales RN HT FR3 et QR4	20	4	70	1,680	4.5	7,560	7.56	5,458	109,151
PAQUEBOT escales HT croisière QR4	0.6	40	24	576	9	5,184	5.18	3,742	74,847
TOTAL ANNUEL			DURÉE CONNECTÉE (jours/an) 1,078 jours	DURÉE CONNECTÉE (heures/an) 25,872 heures	CONSOMMATION ÉLECTRIQUE (MWh/an) 25,582 (25.58 GWh/an)			QUANTITÉ DE CO_2 ÉVITÉE (tonnes CO_2/an) 18,468	QUANTITÉ DE CO_2 ÉVITÉE (tonnes CO_2/20 ans) 369,347

HYPOTHÈSES

- Facteur HFO **0.2** tonnes / MWh
- Facteur d'émission du HFO **3.84** tonnes CO_2 / tonne de HFO
- Facteur d'émission du mix énergétique français **0.05** tonnes CO_2 / MWh

Calculs réalisés sur la base des durées connectées et des puissances indiquées.

PROJET	PUISSANCE	CAPEX	ANNÉE
5e bassin — sauvetage	0,5 MW	0,35 M€	2027
5e bassin — Genavir	0,3 MW	0,35 M€	2027
Réparation navale BT	6–9 MW	3,1 M€	2028
Réparation / croisières HT	11 MW	12 M€	2029

L'augmentation de puissance du réseau (10 à 42 MW) permet l'alimentation des navires à quai, la recharge de batteries et les futurs usages industriels : 1er axe de décarbonation.

La feuille de route privilégie l'électricité et garde des options

Deux scénarios de distribution et de consommation d'énergie ont été élaborés

VECTEUR	CONTINUITÉ	DIVERSIFICATION ÉNERGÉTIQUE
Réseau électrique	PUISSANCE PORTÉE À 42 MW Le scénario de continuité n'utilise la totalité des 42 MW disponibles sauf si OPS HT	PUISSANCE PORTÉE À 42 MW La diversification mobilise la puissance disponible du port. OPS HT et BT
Flexibilité et autoconsom.	ENR 4 MWc Panneaux solaires RN + ombrières	FLEXIBILITÉ + ENR = 9 MW Solaire + flexibilité (5 MW).
Hydrogène	NON RETENU Poursuite des études de marché	SI EVOLUTION : Un électrolyseur de 6 MW produit 3 t H_2/jour. SI > 5 t/jour une unité de liquéfaction peut être envisagée.
GNL	NON RETENU Conclusion de l'étude Sia Partners	NON RETENU sauf si demande confirmée Identique au scénario de continuité.
Énergies fossiles	TERMINAL EMR Si développé sans électrification grues	TERMINAL EMR Identique au scénario de continuité.

L'électricité est le socle ; les autres carburants sont introduits lorsque leurs usages et leur demande sont confirmés.

2026–30	Électrification + alimentation à quai
2026–30	Solaire + gestion de l'énergie
2027–35	GNL importé selon la demande
≈2040	À confirmer : piles à combustible H_2
2040+	H_2 liquide / ammoniac / e-méthanol importés

Stratégie et feuille de route énergétique de BrestPort

Pourquoi l'hydrogène n'est-il pas encore un vecteur majeur de la transition ?

- L'hydrogène fait partie de la vision à long terme, mais son déploiement reste à un stade précoce pour plusieurs raisons stratégiques et techniques :
- Maturité des infrastructures : l'hydrogène exige des réseaux spécialisés et coûteux de stockage et de distribution. BrestPort participe à des projets européens (HYDEA, NS H2V Ports) pour définir les schémas directeurs et corridors, mais les infrastructures ne sont pas encore déployées à grande échelle.
- Viabilité économique : la « boucle H_2 » fait encore l'objet d'études technico-économiques pour atteindre un prix compétitif. Les biocarburants et l'électrification offrent actuellement des retours plus immédiats pour le transport maritime local.
- Maturité technologique (TRL) : l'H_2 liquide à grande échelle pour le maritime reste en démonstration. Un protocole d'accord signé avec BrestPort en octobre 2024 concerne un navire feeder et une unité de liquéfaction, à un horizon au-delà de 2040.
- Les grands ports sont mieux placés pour amorcer un marché, d'abord porté par la demande industrielle.

Hydrogène : comparaison des petits, moyens et grands ports

Caractéristique	Petit port (ex. Brest)	Port moyen (ex. Brême)	Grand port (ex. Rotterdam)
Modèle	Port « pionnier » local	Pôle industriel et logistique	Grand pôle énergétique pour l'UE
Objectif principal	Autoconsommation et mobilité locale	Transition de l'industrie lourde locale	Importation et transit pour les marchés européens
Risque majeur	Absence de clients existants (débouchés)	Capacité du réseau limitée pour les fortes puissances	Géopolitique et retards des chaînes mondiales
Dilemme technologique	Zonage de sécurité et diversité des activités portuaires	Choix du futur carburant pour éviter l'obsolescence	Gestion des risques toxiques/inflammables majeurs (ex. ammoniac)
Financement	Forte dépendance aux aides (~80 %) pour l'exploitation	Partenariats public-privé	Investissements privés massifs (ex. Shell, BP)

Profil économique du déploiement de l'hydrogène dans les ports

Le profil économique du déploiement de l'H_2 varie selon la taille et le rôle industriel des ports.
Les petits ports ciblent la décarbonation locale ; les grands pôles privilégient l'échelle industrielle et la logistique mondiale.
Le tableau présente des projets types, avec l'hypothèse d'aides européennes d'environ 40 %.

Type de port (exemple)	**Petit port (Brest)**	**Port moyen (Brême)**	**Grand port (Rotterdam)**
Échelle du projet	1 à 5 MW	20 à 50 MW	200 MW à plus de 1 GW
Usage principal	Bus urbains et navires de service	Aciérie et flotte logistique	Raffineries et pôle d'exportation
CAPEX brut	10 M€ -12 M€	45 M€ – 70 M€	€250M – €450M (phase initiale)
CAPEX net (avec aides)	**≈6 M€**	**≈35 M€**	**≈200 M€**
OPEX annuel	0,8 M€ – 1,2 M€	10 M€ – 15 M€	60 M€ – 100 M€
Coût cible de l'H_2	9 – 11 €/kg	6 – 8 €/kg	4 – 6 €/kg
Retour estimé	11- 12 ans	7 – 9 ans	12 – 15 ans
Risque financier majeur	Marché (faible demande locale)	Technique (raccordement au réseau)	Géopolitique (flux d'importation)

Une ambition ciblée pour les petits ports

1. **Prioriser l'électrification selon les besoins**
2. **Regrouper et contractualiser la demande avant d'investir**
3. **Construire des infrastructures modulaires et évolutives**
4. **Prévoir un approvisionnement flexible pour les carburants incertains**
5. **Adapter la maîtrise portuaire aux capacités et aux risques**
6. **Actualiser les scénarios et les critères de décision**

Pour les ports comme Brest sans consommateurs locaux d'H_2 : électrifier dès maintenant, garder les options H_2 et GNL, éviter les investissements prématurés et développer les capacités lorsque la demande devient finançable.