



LES 10 CENTRES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE DISTANTS LES PLUS PROMETTEURS AU MONDE



Auteurs: Ir. Victor Datchet, Prof. Dr. Ir. Damien Ernst et M. Thibaut Techy

La consommation d'énergie n'est pas répartie uniformément à travers le monde. Elle se concentre dans certaines régions que nous appelons **centres de consommation**.

Un centre de consommation peut être caractérisé par :

- (i) une forte densité de population ;
- (ii) de grands pôles urbains et industriels ;
- (iii) d'importantes infrastructures logistiques.

Exemples de grands centres de consommation autour du monde.



En Europe, la **banane bleue** est l'un des grands centres de consommation. C'est une région qui s'étend du nord de l'Italie jusqu'au sud de l'Angleterre.

LA BANANE BLEUE

Plus de 110 millions d'habitants.

Couloir industriel européen :
sidérurgie, métallurgie, automobile,
chimie et pétrochimie.

Grands ports :
Rotterdam, Anvers, Hambourg,
Le Havre, Gênes.

Aéroports internationaux :
Francfort, Schiphol, Heathrow.



Les centres de consommation ne sont pas seulement les principaux pôles de demande énergétique, notamment électrique. Dans un futur proche, ils deviendront également les zones où la demande en **e-fuels** sera la plus élevée.

Les e-fuels sont produits à partir d'électricité bas-carbone. Ils comprennent :

- (i) les e-molécules tels que l'e-hydrogène (H_2), l'e-ammoniac (NH_3), l'e-méthane (CH_4), l'e-méthanol (CH_3OH) ;
- (ii) les carburants synthétiques tels que l'e-gasoline et les e-SAF (carburants d'aviation durables).

Sur le plan physico-chimique, ces e-fuels sont identiques à leurs équivalents conventionnels issus de ressources fossiles : seule la méthode de production diffère.

L'e-hydrogène est obtenu par électrolyse de l'eau, un procédé qui consiste à séparer les molécules d'eau en hydrogène et en oxygène à l'aide d'un courant électrique provenant de sources d'énergie renouvelables.

Il constitue la matière première nécessaire à la fabrication de la plupart des autres e-fuels. Il permet entre autres d'obtenir :

- de l'**e-ammoniac** ($\text{N}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow 2\text{NH}_3$) ;

Près de 80 % de la production mondiale d'ammoniac est utilisé pour fabriquer des engrais azotés, essentiels à l'agriculture moderne^[1].

- de l'**e-méthane** ($\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$) ;

Il est le composant principal du gaz naturel et peut être injecté dans les réseaux existants pour produire chaleur et électricité.

- de l'**e-méthanol** ($\text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$).

Il est utilisé comme base pour la chimie organique (plastiques, solvants) et de plus en plus comme carburant maritime ou intermédiaire pour l'e-gasoline.

[1] Donnée issue de [Noshewani, S. A., & Neto, R. C. \(2021\). Techno-economic assessment of commercial ammonia synthesis methods in coastal areas of Germany. Journal of Energy Storage, 34, 102201.](#)

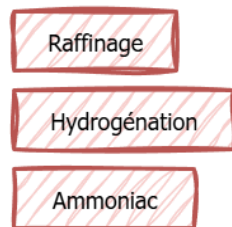
L'e-hydrogène lui-même peut être utilisé comme produit final, notamment dans la sidérurgie pour remplacer le coke dans les hauts-fourneaux ou dans les procédés de réduction directe (DRI)^[1], produisant ainsi de l'acier décarboné.

La figure suivante^[2] illustre les usages de l'e-hydrogène, classés selon leur degré de pertinence économique : certains apparaissent nécessaires, d'autres possibles mais concurrencés, tandis que plusieurs restent peu probables ou non compétitifs.

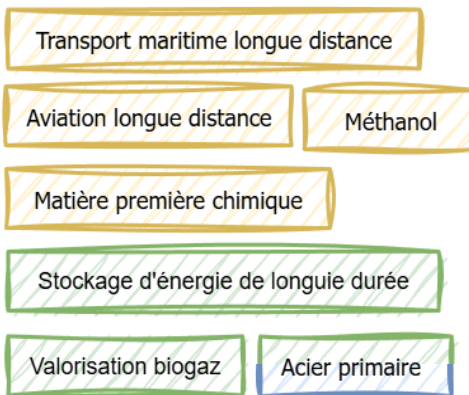
Alternatives à l'hydrogène disponibles :



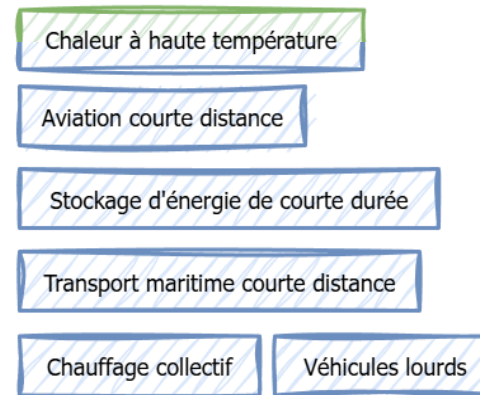
Nécessaire :



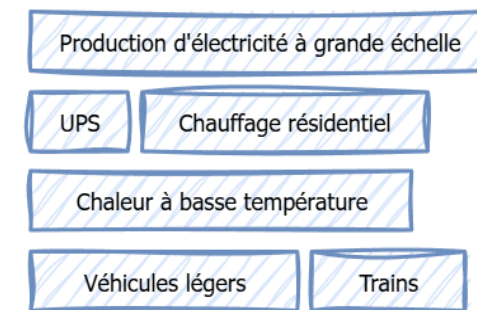
Possible :



Peu probable :



Non compétitif :



[1] Le Direct Reduced Iron (DRI) consiste à extraire l'oxygène du minerai de fer sans passer par un haut-fourneau, en utilisant un gaz réducteur (traditionnellement du gaz naturel, ou de l'H₂).

[2] Figure adaptée de [Johnson, N., Liebreich, M., Kammen, D. M., Ekins, P., McKenna, R., & Staffell, I. \(2025\). Realistic roles for hydrogen in the future energy transition. Nature.](#) Les termes CSC et UPS signifient respectivement Captage et Stockage du Carbone, et Uninterruptible Power Supply (alimentation électrique sans interruption).

L'e-hydrogène et les e-fuels qui en dérivent sont appelés à devenir des vecteurs énergétiques essentiels pour décarboner certains usages et secteurs dépourvus d'alternative bas-carbone crédible.

La demande des grands centres de consommation mondiaux ne pourra toutefois pas être couverte uniquement par leurs ressources renouvelables locales, limitées en qualité et en superficie disponible pour de nouvelles installations.

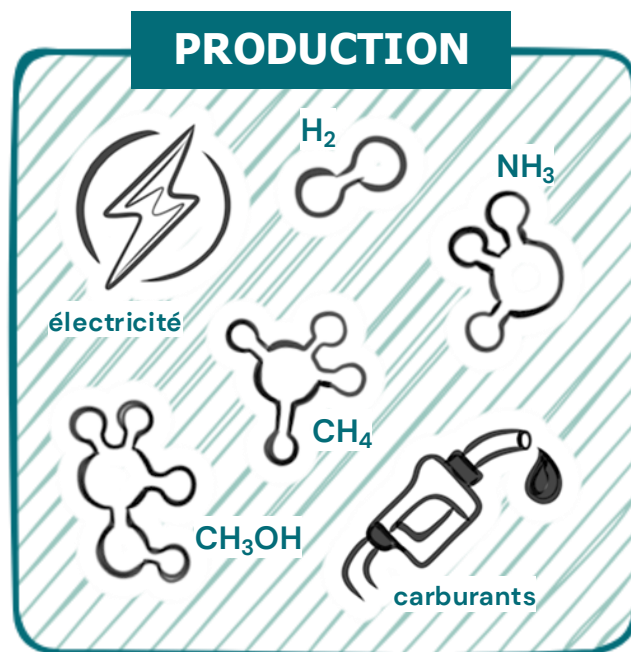
Une solution consiste à produire l'électricité bas-carbone et les e-fuels dans des régions du monde éloignées disposant de ressources renouvelables abondantes.

On parle alors de **Centres d'Énergie Renouvelable Distants (CERDs)**^[1].

[1] Le terme CERD, dont l'équivalent en anglais est **Remote Renewable Energy Hub (RREH)**, est un concept défini dans l'article suivant: [Dachet, V., Dubois, A., Miftari, B., Fonteneau, R., & Ernst, D. \(2024, 19 Décembre\). Remote Renewable Energy Hubs: a taxonomy. Energy Reports, 13, 3112-2120.](#)

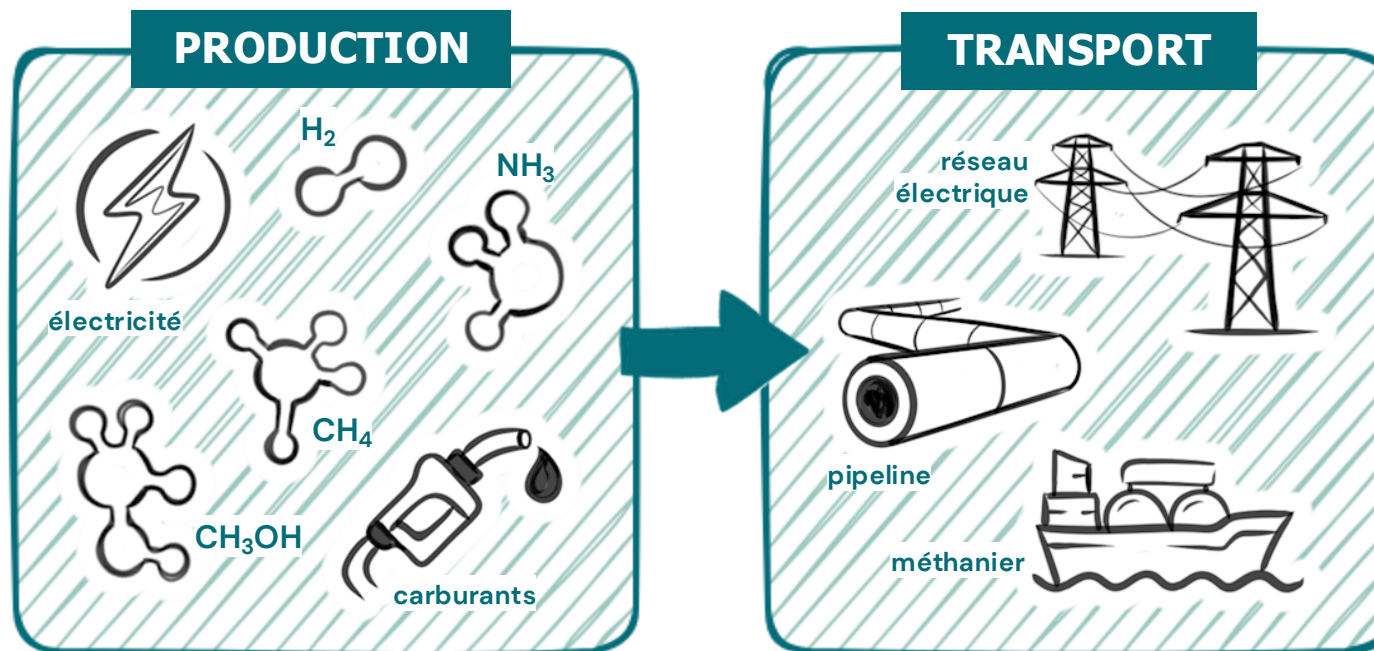
Un CERD est un site où l'on exploite des ressources comme le soleil et le vent pour produire de grandes quantités d'électricité bas-carbone.

Cette électricité bas-carbone peut ensuite être utilisée sur le site pour synthétiser des e-fuels.



Vecteurs énergétiques produits dans le CERD.

Un CERD implique le transport de l'énergie produite vers un ou plusieurs centres de consommation, soit par réseau électrique (câbles terrestres ou sous-marins), soit par pipeline ou par voie maritime (méthaniers et navires-citernes).

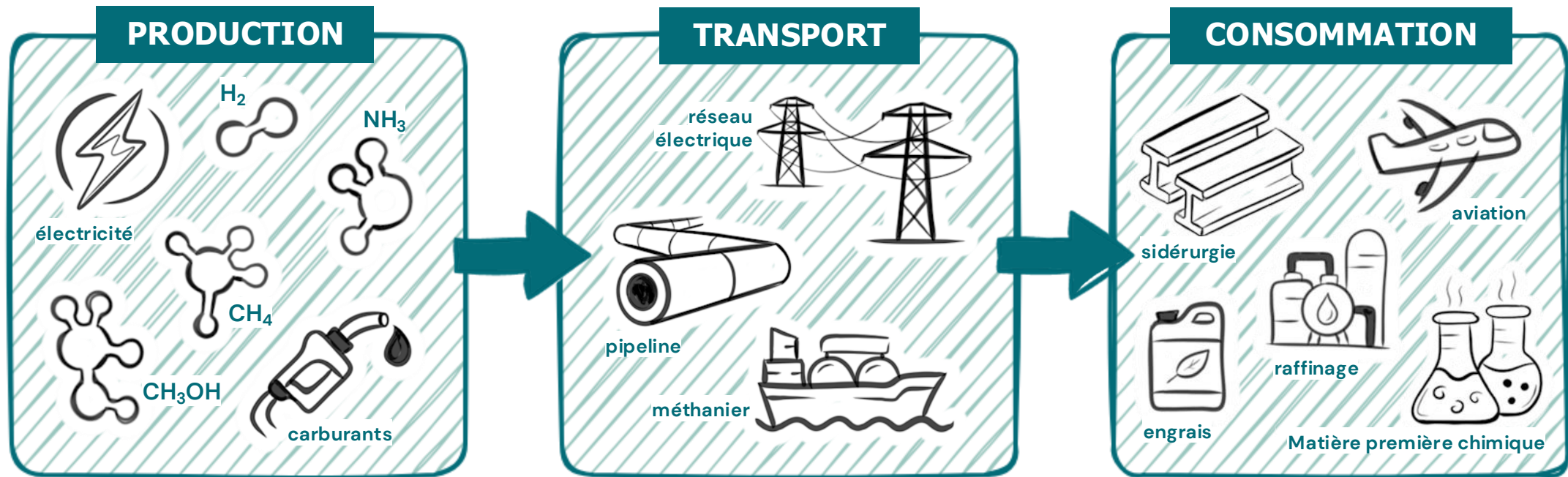


Vecteurs énergétiques produits dans le CERD.

Réseaux et moyens de transport.

Dans les centres de consommation, les e-fuels peuvent contribuer à la décarbonation de plusieurs secteurs industriels et de transport stratégiques.

Ils peuvent remplacer les combustibles fossiles dans l'aviation et le transport maritime, servir de matière première à l'industrie chimique, et soutenir la production d'acier bas-carbone, d'engrais et les procédés de raffinage.

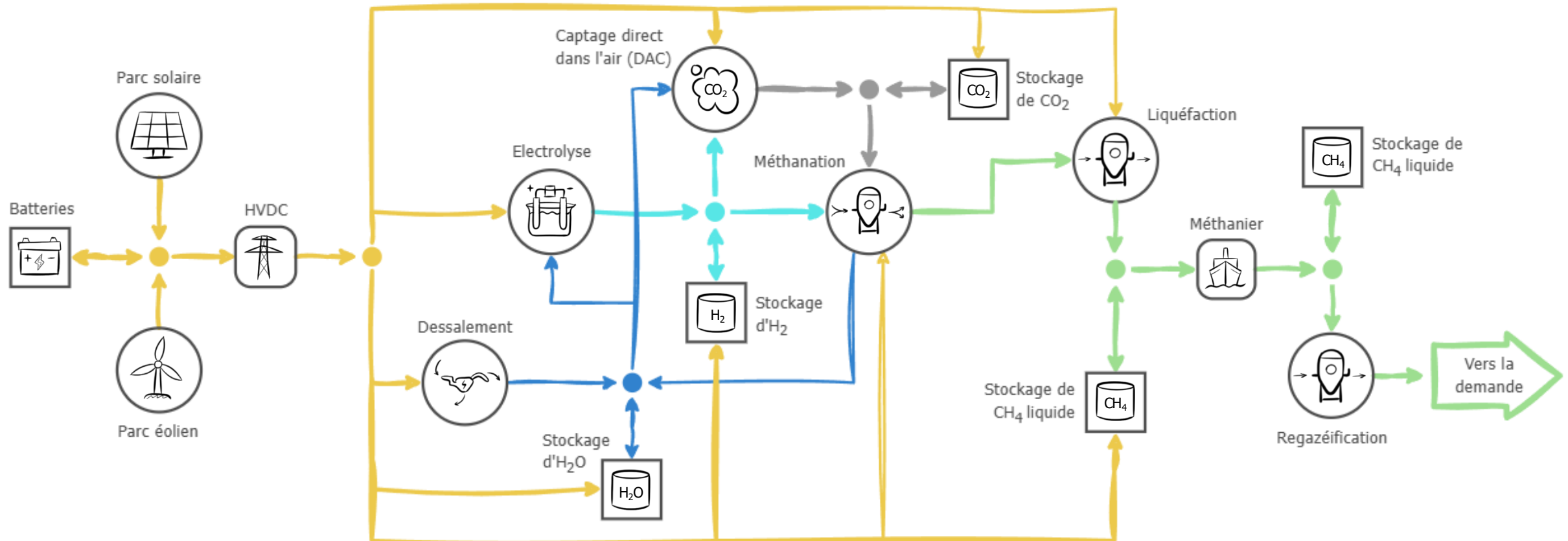


Vecteurs énergétiques produits dans le CERD.

Réseaux et moyens de transport.

Secteurs consommateurs finaux des vecteurs énergétiques.

Exemple d'un CERD pour la production d'e-méthane



Critères pour un bon CERD

Qu'est-ce qui fait d'une région un bon candidat pour accueillir un CERD ?

Comme nous l'avons vu précédemment, il faut avant tout disposer de ressources renouvelables abondantes pour produire une quantité suffisante d'e-fuels. C'est ce qui définit notre premier critère : **C1 – Potentiel renouvelable**.

Mais ce n'est pas le seul aspect à prendre en compte. Pour évaluer pleinement la pertinence d'une région, nous retenons également quatre autres critères :

C2 – Disponibilité foncière ;

C3 – Infrastructures disponibles ;

C4 – Financement et compétitivité ;

C5 – Souveraineté énergétique.

Ces cinq critères constituent ensemble la grille d'analyse qui nous permettra de comparer les régions étudiées.

C1 – Potentiel renouvelable

Capacité d'une région à produire en grandes quantités de l'électricité bas-carbone, grâce à des ressources renouvelables de grande qualité.

Exemples d'aspects à considérer :

Qualité des ressources disponibles : par exemple l'irradiation solaire, la vitesse et la régularité du vent, etc.

Facteur de charge : rapport entre l'énergie électrique produite pendant un an par une technologie renouvelable et l'énergie électrique qu'elle pourrait produire si elle fonctionnait à pleine puissance pendant cette même période de temps. Il traduit l'efficacité d'exploitation d'une ressource donnée par une technologie donnée.

Complémentarité et prédictibilité des ressources : ces deux aspects peuvent permettre de limiter et/ou optimiser les besoins de stockage (batteries, tankers, etc.).

C2 – Disponibilité foncière

Capacité d'une région à mobiliser de vastes surfaces disponibles pour l'implantation d'installations renouvelables et industrielles.

Exemples d'aspects à considérer :

Superficie mobilisable : surface réellement exploitable pour accueillir des projets à grande échelle, en excluant les zones protégées, densément peuplées ou physiquement inadaptées (montagnes, sols instables, etc.).

Acceptabilité sociale : degré de soutien ou d'opposition des communautés locales.

C3 – Infrastructures disponibles

Capacité d'une région à s'appuyer sur des infrastructures existantes pour faciliter la mise en place d'un CERD et l'acheminement de l'électricité et/ou des e-fuels qu'il produit vers les centres de consommation.

Exemples d'aspects à considérer :

Réseaux énergétiques : existence et qualité des lignes électriques, pipelines ou interconnexions permettant de transporter l'énergie localement ou vers d'autres centres de consommation.

Ports et logistique : disponibilité d'infrastructures de transport maritime, ferroviaire ou routier pour (i) acheminer le matériel et la main-d'œuvre, et (ii) transporter les e-fuels vers les centres de consommation.

C4 – Financement et compétitivité

Capacité d'une région à offrir un environnement économique, politique et financier attractif pour développer des CERDs en assurant un coût compétitif de l'électricité et/ou des e-fuels.

Exemples d'aspects à considérer :

Compétitivité : capacité à produire de l'électricité et/ou des e-fuels à des prix compétitifs par rapport à d'autres régions du monde grâce par exemple à une main d'œuvre bon marché ou une productivité accrue.

Accès au capital : niveau d'attractivité auprès des investisseurs (privés, institutionnels, etc.). Un indicateur de l'accès au capital est le coût du capital.

Stabilité économique, politique et juridique : institutions indépendantes du gouvernement (e.g. banques centrales), existence d'un cadre réglementaire pour les e-fuels, permettant par exemple leur certification, leur intégration dans les objectifs nationaux de décarbonation ou leur commerce international.

C5 – Souveraineté énergétique

Critère relatif à un centre de consommation, qui évalue la capacité d'un CERD à renforcer sa sécurité énergétique bas-carbone tout en maintenant un coût abordable.

Exemples d'aspects à considérer :

Diversification des approvisionnements : mesure dans laquelle un CERD ajoute une nouvelle origine d'électricité bas-carbone ou d'e-fuels, réduisant la concentration sur un nombre limité de fournisseurs.

Sécurité d'approvisionnement : capacité du CERD à honorer durablement ses contrats de fourniture d'électricité bas-carbone ou d'e-fuels.

Partenariats stratégiques : opportunité pour consolider des relations durables entre CERD et centre de consommation autour de projets d'infrastructures énergétiques bas-carbone.

Nous allons maintenant voyager à travers dix régions du monde qui présentent, à première vue, un potentiel intéressant pour le développement de CERDs.

Chacune sera évaluée selon les cinq critères évoqués précédemment, en prenant comme centre de consommation la banane bleue^[1].

L'évaluation repose sur un code couleur :

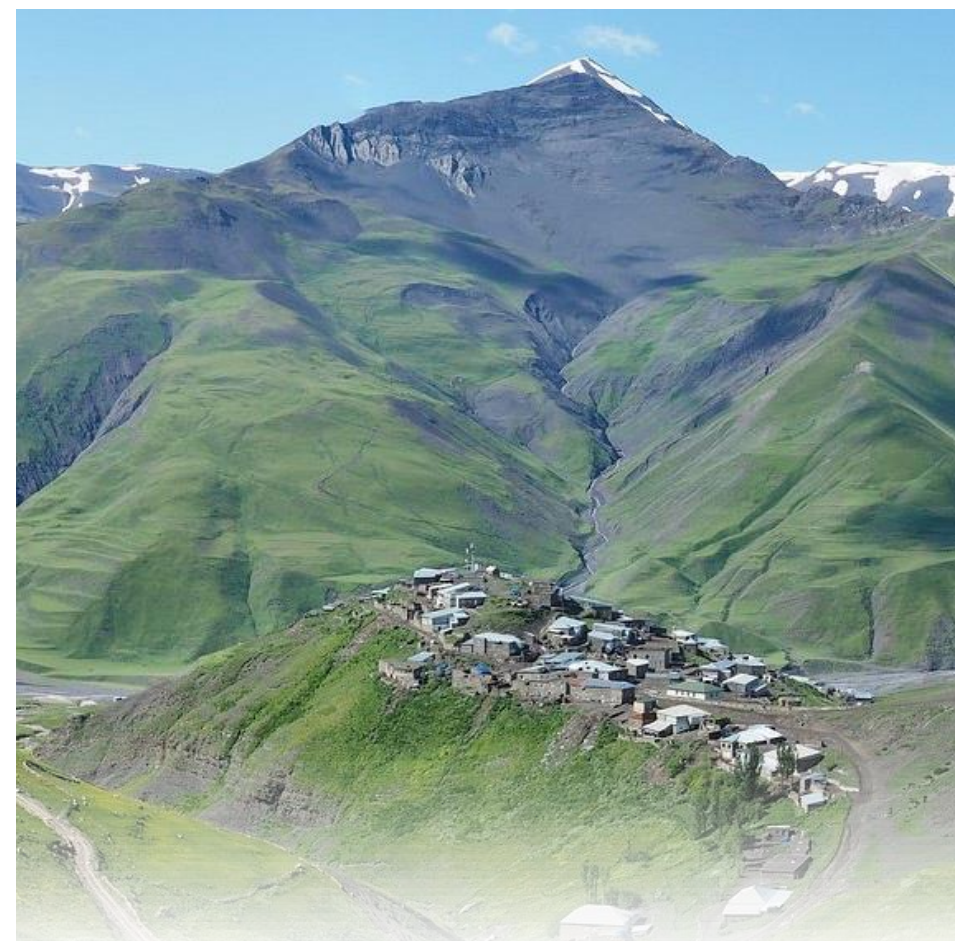
- Atout certain, conditions très favorables ;
- Potentiel correct, mais avec certaines limites ;
- Intérêt possible, mais freins importants.

Au fil de ce voyage, nous mêlerons anecdotes historiques, analyses techniques et considérations économiques pour comprendre les atouts et limites de chaque région.

[1] L'évaluation est qualitative et comparative : chaque région est analysée par rapport aux autres de la sélection.

Analyse multi-critères d'une sélection de dix régions

L'Azerbaïdjan



Le berceau de l'ère pétrolière

Au 19^e siècle, sa capitale Bakou devient l'un des premiers centres mondiaux de production de pétrole. Plus récemment, le pays s'est imposé comme fournisseur de gaz à l'Europe.

Les frères Nobel ont joué un grand rôle dans l'industrialisation de Bakou. Ils y ont introduit des techniques modernes de raffinage et de nouveaux moyens de transport, comme les premiers oléoducs et le tout premier pétrolier à moteur, le Zoroastre, conçu pour naviguer sur la mer Caspienne.

C'est aussi à Bakou que le tout premier puits de pétrole à des fins commerciales a été foré en 1846.



Robert Nobel
(1829 – 1896).



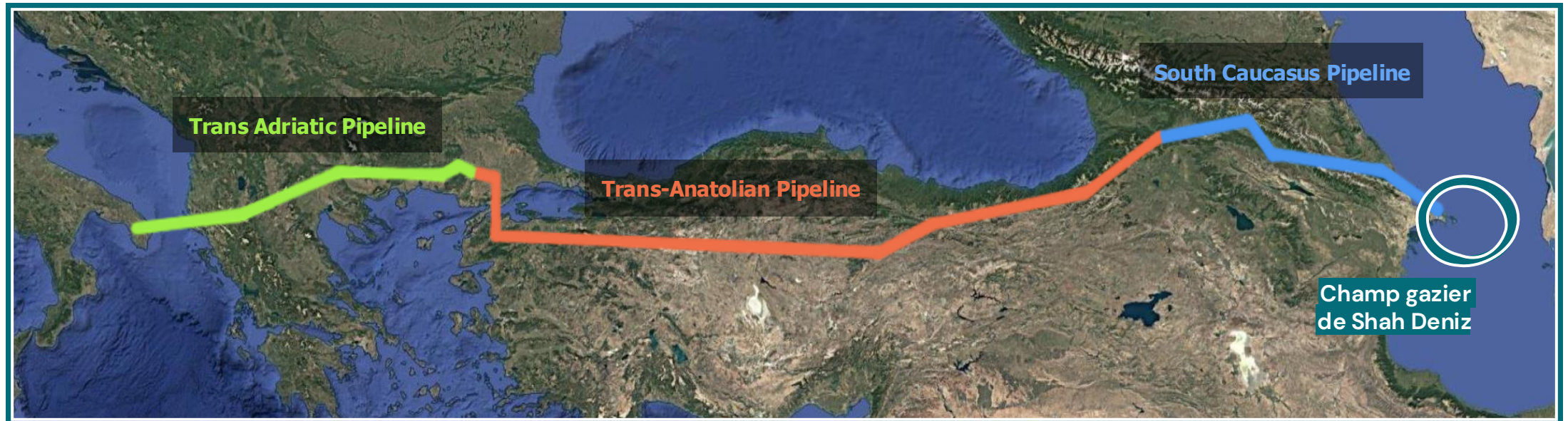
Alfred Nobel
(1833 – 1896).



Le Zoroastre (1878).

Aujourd'hui encore, l'Azerbaïdjan reste un acteur majeur des hydrocarbures et continue à participer à de grands projets énergétiques. L'un d'eux, le Southern Gas Corridor (SGC), consiste à acheminer le gaz de la mer Caspienne jusqu'à l'Italie via plus de 3 500 km de pipelines traversant six pays.

Mis en service en 2021, il a déjà mobilisé près de 40 milliards d'euros d'investissements au sein d'un large consortium international.



Le Trans Adriatic Pipeline (TAP), composant terminal du SGC vers l'Italie, a une capacité initiale de 289 GWh/jour^[1].

L'e-méthane produit par un CERD en Azerbaïdjan pourrait être injecté dans le SGC puis dans le réseau gazier européen, grâce à la compatibilité chimique entre le méthane synthétique et le gaz naturel.

À noter que le gaz naturel en provenance de l'Azerbaïdjan est composé à environ 93 % de méthane^[2].



Le segment sous-marin du TAP descend jusqu'à 810 m de profondeur dans la mer Adriatique.

[1] Le site officiel du TAP indique une capacité initiale de 10 bcm/an (billion cubic meters, soit 10^9 m^3). En considérant le pouvoir calorifique supérieur du gaz naturel ($10,55 \text{ kWh/m}^3$), cela équivaut à environ 289 GWh/jour. C'est équivalent à la consommation quotidienne de gaz d'environ 8,5 millions de foyers (en supposant $10\,000 \text{ kWh/an}$ par foyer).

[2] La composition du gaz naturel varie selon les gisements. Le gaz "source Azerbaïdjan" présente ~93,05 % de méthane, ~3,22 % d'éthane, ~1,50 % de propane, ~0,44 % de n-butane, ~0,29 % d'iso-butane, ~0,08 % de CO_2 , et ~0,085 % d'azote.

Évaluation d'un CERD en Azerbaïdjan

● C1 – Potentiel renouvelable

Potentiels solaire et éolien élevés, inférieurs cependant à ceux d'autres régions de notre analyse.

● C2 – Disponibilité foncière

Densité de population élevée ;
Espace disponible inférieur à celui d'autres régions de notre analyse.

● C3 – Infrastructures disponibles

Port industriel de Bakou ;
Réseau gazier très développé, réseau électrique correct.

● C4 – Financement et compétitivité

Partenariats financiers déjà existants (BP, SOCAR, UE^[1]).

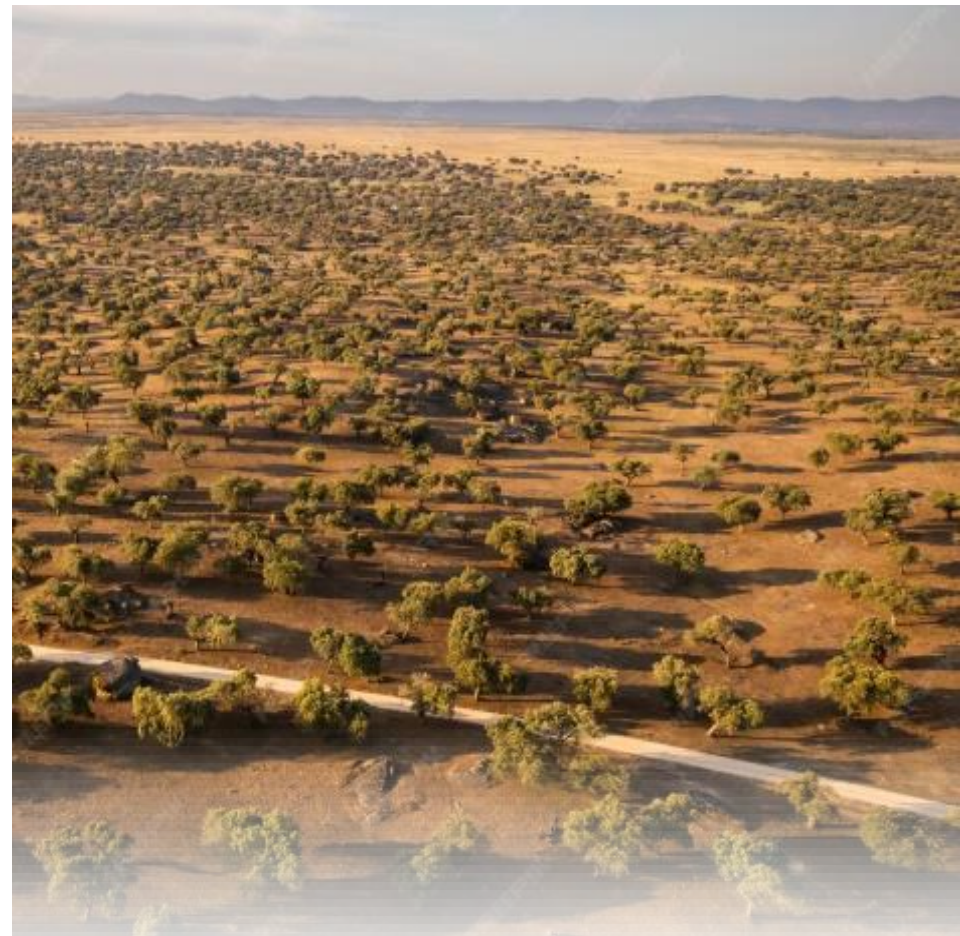
● C5 – Souveraineté énergétique

Contribution à la diversification des approvisionnements gaziers ;
Limitée par les risques géopolitiques régionaux et la dépendance à un corridor unique.

	C1	C2	C3	C4	C5
Azerbaïdjan					

[1] Dans le cadre de la politique européenne de voisinage (ENP) et du Partenariat oriental (EaP), la Banque européenne d'investissement a investi plus de 96 millions d'euros en Azerbaïdjan.

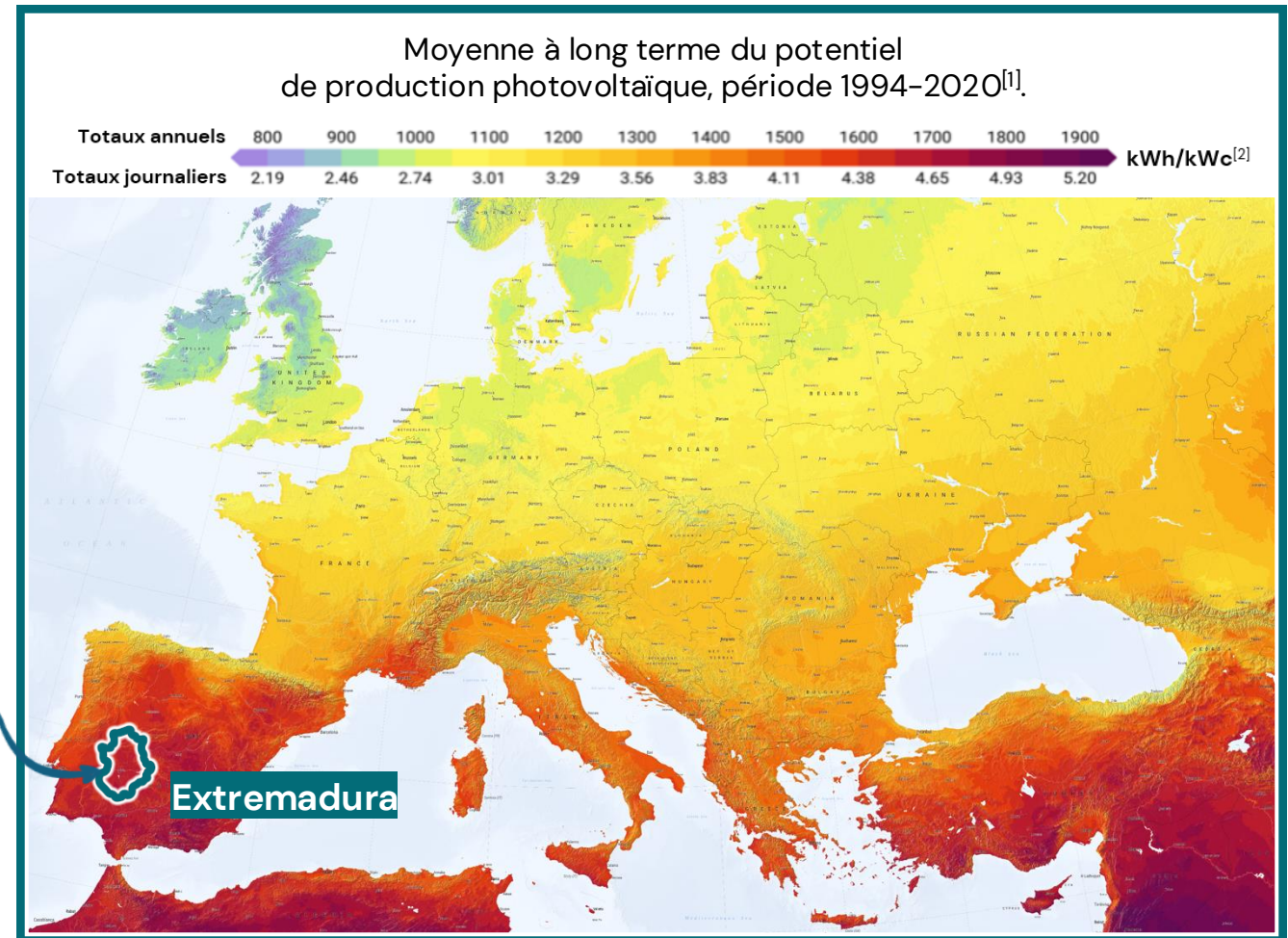
L'Espagne



Un gisement solaire à portée de l'Europe

Il existe aussi, en Europe même, des régions déjà très bien positionnées pour accueillir des CERDs, comme la région d'Extremadura en Espagne.

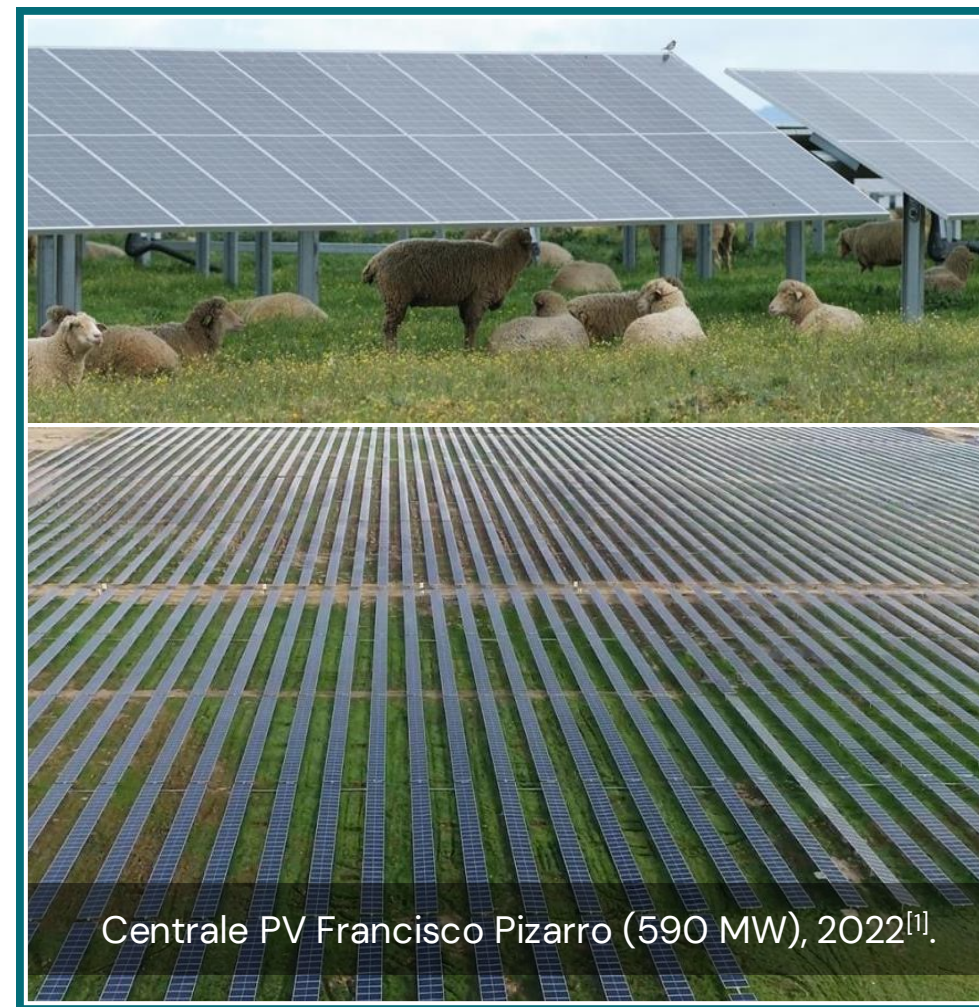
L'Extremadura offre à la fois un ensoleillement élevé avec une vaste disponibilité foncière, une combinaison assez unique en Europe.



[1] Figure réalisée par [Solargis](#).

[2] kWc (kilowatt-crête) : puissance maximale délivrée par un panneau photovoltaïque dans des conditions standard d'ensoleillement (1 000 W/m², 25 °C).
kWh/kWc : quantité d'électricité produite par kilowatt-crête installé sur une période donnée.

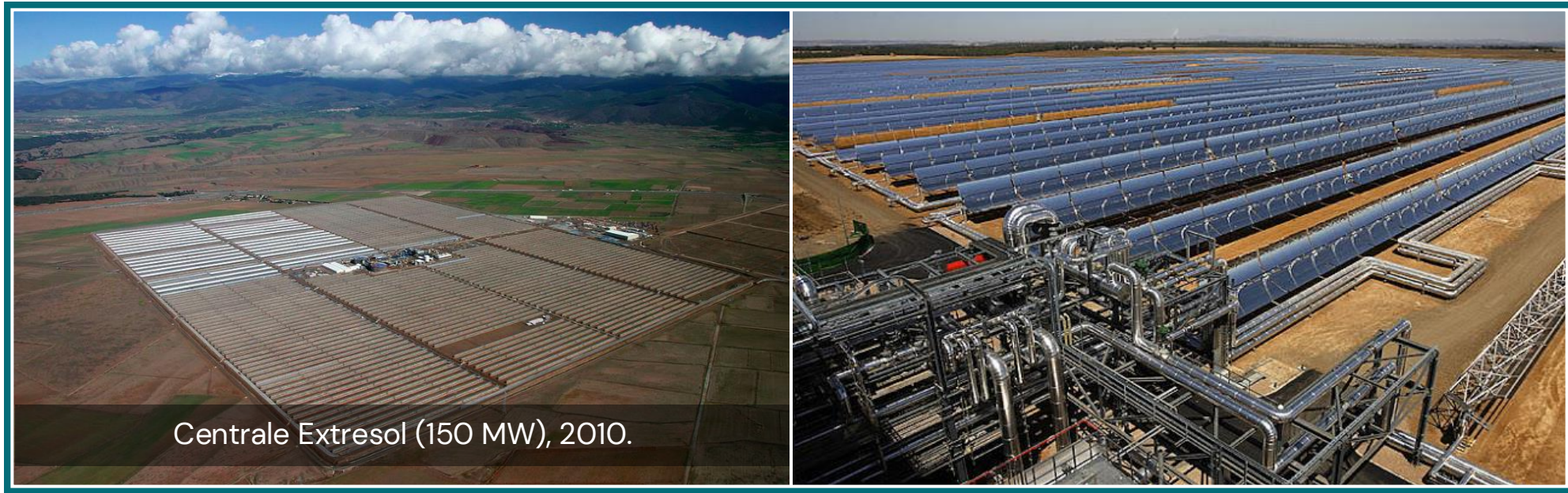
L'Extremadura est l'une des régions européennes où l'installation de grands parcs solaires photovoltaïques (PV) est réellement envisageable.



[1] La centrale Francisco Pizarro illustre un cas d'agrivoltaïsme, où les panneaux PV sont aménagés de façon à maintenir l'élevage ovin sur le site.

Une autre technologie solaire est également déployée en Extremadura, le CSP (Concentrated Solar Power).

Elle repose sur l'utilisation de miroirs paraboliques qui concentrent la lumière du soleil sur un récepteur. La chaleur ainsi captée chauffe un fluide caloporteur, lequel transfère son énergie à de l'eau dans un échangeur. Celle-ci se transforme alors en vapeur et entraîne une turbine pour produire de l'électricité^[1].



[1] À Extresol, la chaleur est stockée dans des sels fondus, ce qui permet une production pilotable pouvant se prolonger même durant la nuit.

L'Espagne possède l'un des réseaux gaziers les plus développés d'Europe, exploité par Enagás, comprenant six terminaux GNL^[1] (El Musel, Bilbao, Barcelona, Sagunto, Cartagena et Huelva).

En 2023, Enagás a rapporté qu'un record d'exportation de gaz vers la France a été atteint le 17 mai via les interconnexions d'Irún et de Larrau, avec un volume journalier de 261,5 GWh^[2].



[1] Le terme GNL signifie Gaz Naturel Liquéfié.

[2] Donnée issue de [Enagás. \(2023, 29 Décembre\). In 2023, demand for natural gas reached 325.4 TWh.](#)

Évaluation d'un CERD en Espagne (Extremadura)

● C1 – Potentiel renouvelable

Potentiels solaire et éolien élevés, inférieurs cependant à ceux d'autres régions de notre analyse.

● C2 – Disponibilité foncière

Densité de population faible ;
Espace disponible inférieur à celui d'autres régions de notre analyse.

● C3 – Infrastructures disponibles

Export possible via les six ports industriels avec terminaux GNL d'Enagás ;
Réseau gazier dense, réseau électrique intégré à l'ENTSO-E.

● C4 – Financement et compétitivité

Financement très favorable avec soutien de l'UE ;
Compétitivité bonne en Europe.

● C5 – Souveraineté énergétique

Production locale sur le territoire de l'UE ;
Proximité géographique avec la banane bleue.

	C1	C2	C3	C4	C5
Azerbaïdjan					
Espagne (Extremadura)					

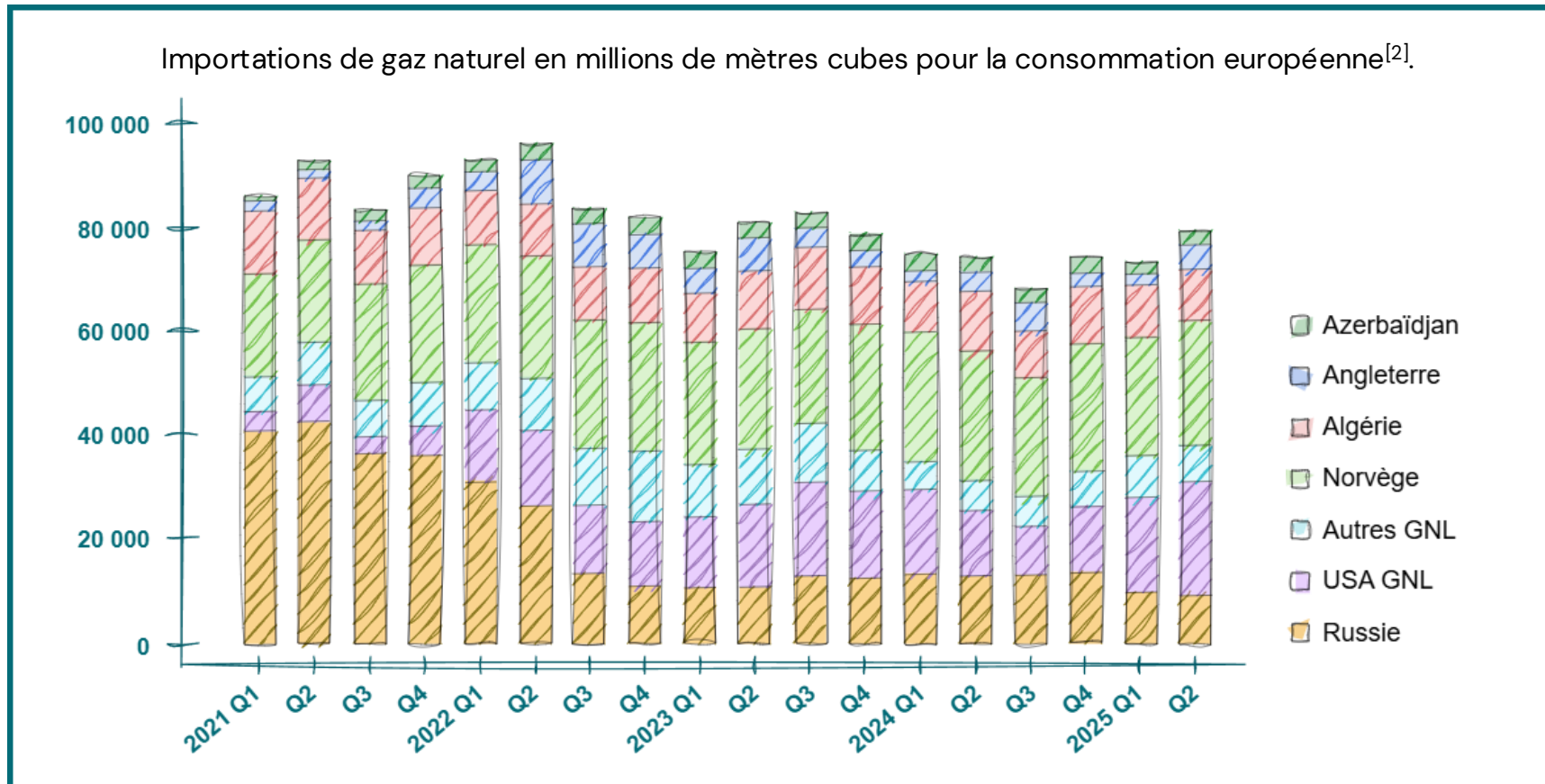
L'Algérie



Un désert à proximité de l'Europe

L'Algérie dispose d'un réseau gazier mature connecté à l'Europe via l'Espagne et l'Italie. À cet atout en matière d'infrastructure s'ajoute un potentiel renouvelable considérable dans le désert saharien.

L'Algérie est reliée directement à l'Espagne par deux gazoducs : Medgaz (289 GWh/jour) et le Maghreb–Europe Pipeline (347 GWh/jour), désactivé depuis 2021^[1]. Elle alimente également l'Italie grâce au TransMed (954 GWh/jour).



[1] Le gazoduc Maghreb–Europe qui traverse le Maroc, a été désactivé en octobre 2021 à la suite de la rupture des relations diplomatiques entre l'Algérie et le Maroc.

[2] Figure adaptée de [European natural gas imports. \(2025, 3 Septembre\). Bruegel | the Brussels-based economic Think Tank.](#)

Le Sahara algérien constitue l'un des gisements solaires les plus intenses au monde, avec une irradiation moyenne de 250 W/m².

Malgré ce potentiel, l'Algérie produit l'essentiel de son électricité à partir du gaz naturel via Sonelgaz.^[1] Quelques projets pilotes solaires ont vu le jour comme la centrale hybride gaz–CSP de Hassi R'Mel en 2011, mais le déploiement à grande échelle reste limité.

Le pays a toutefois affiché son intention de valoriser son gisement solaire, en visant 15 GW de capacités d'ici 2035.^[2]

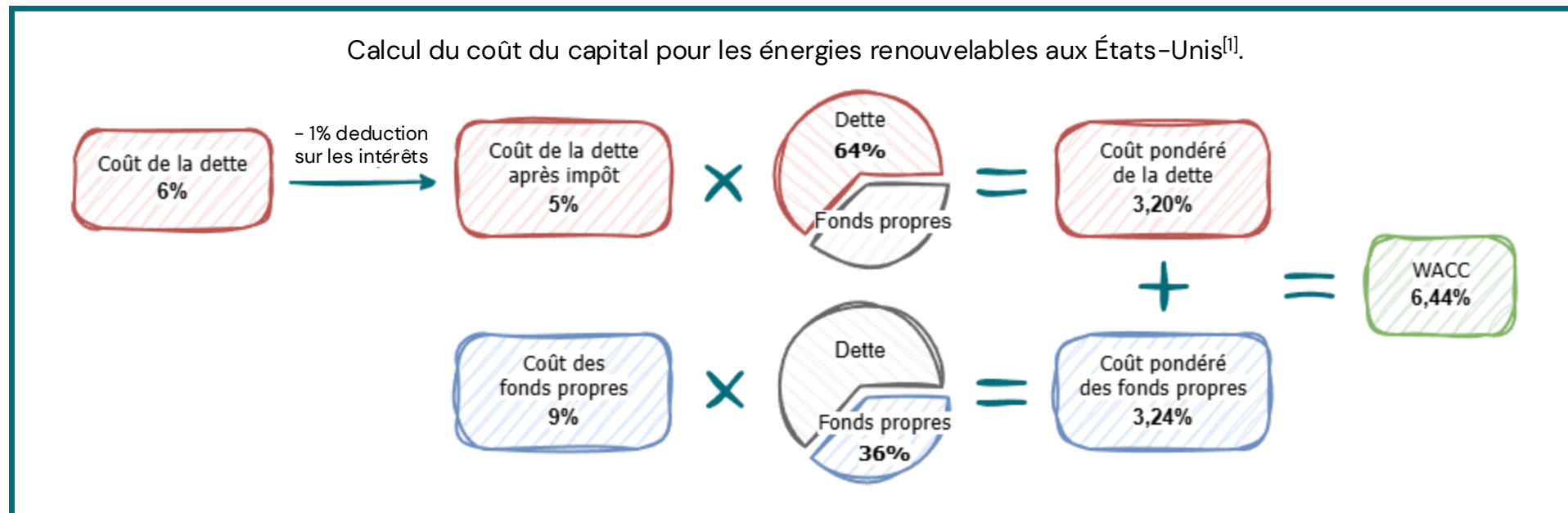
Pourquoi un pays au potentiel solaire si exceptionnel n'attire-t-il pas davantage de projets renouvelables ?

[1] Sonelgaz est la compagnie nationale algérienne de l'électricité et du gaz, responsable de la production et de la distribution sur l'ensemble du territoire.

[2] Donnée issue de [CleanTech. \(2025, 14 Mai\). Algeria Solar PV market Report: Policy update, market size, forecast 2025-2030, market share – 2025 Q1 Update.](#)

Comme mentionné en introduction, la stabilité économique, politique et réglementaire d'un pays influence directement ses conditions de financement (C4). Cette stabilité se reflète dans le coût moyen pondéré du capital (**WACC, Weighted Average Cost of Capital**), qui combine deux composantes :

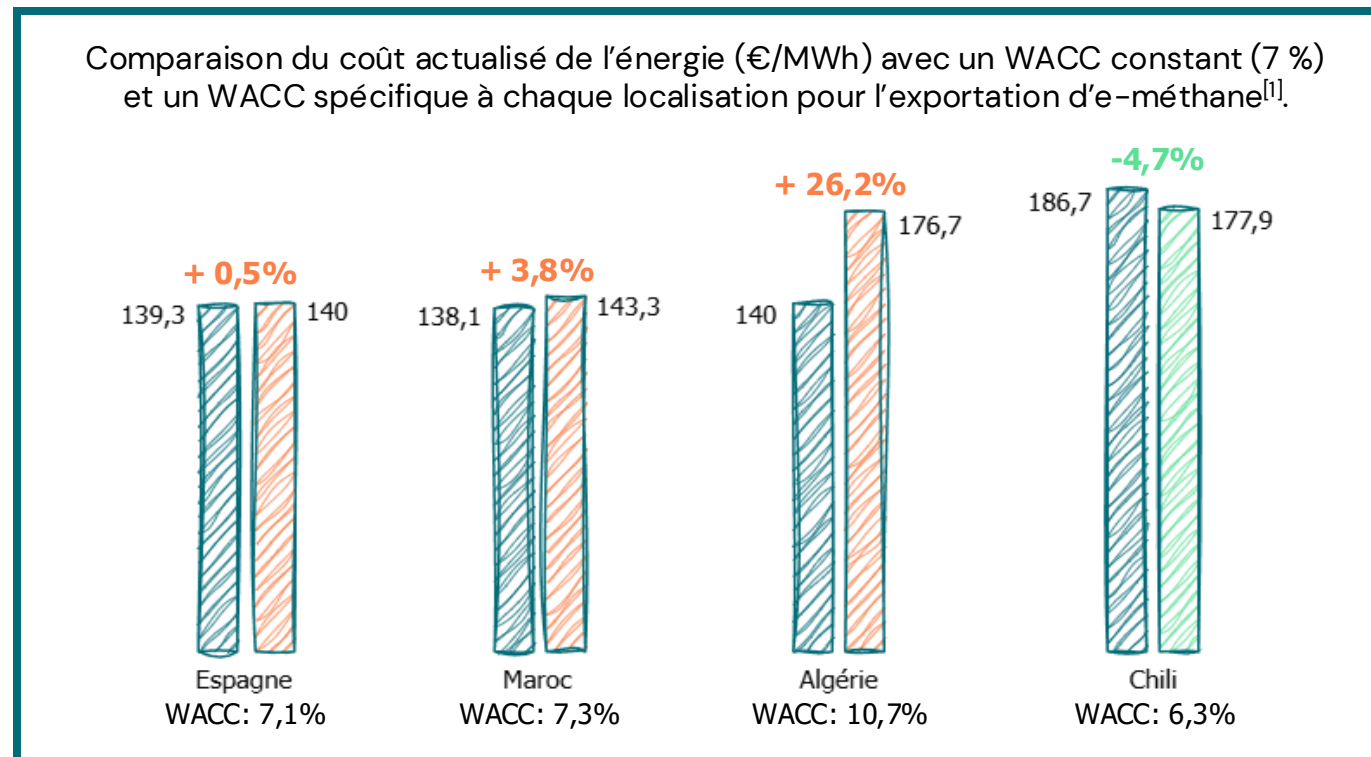
- (i) le coût de la dette, correspondant à l'argent emprunté auprès des banques ou des institutions financières (généralement réduit après impôt) ;
- (ii) le coût des fonds propres, correspondant à la rémunération exigée par les actionnaires pour le capital qu'ils investissent.



[1] Chiffres issus de [Damodaran](#). Les données du site proviennent de plusieurs sources, mises à jour en janvier 2025.

Chaque composante est pondérée selon sa part dans la structure de financement du projet. Plus un pays est jugé risqué, plus les investisseurs demandent une prime de risque élevée, ce qui augmente le WACC.

Un WACC élevé se traduit par un financement plus coûteux et donc un coût de production plus élevé pour les e-fuels. À l'inverse, un cadre stable et prévisible réduit le coût du capital et améliore la compétitivité des projets de CERD.



[1] Figure adaptée des résultats de [Dachet, V., Ooms, G., Lambert, M., & Ernst, D. \(2025\). On the importance of the cost of capital in the emergence of Remote Renewable Energy Hubs.](#) ORBi-University of Liège.

Évaluation d'un CERD en Algérie (Sahara algérien)

● C1 – Potentiel en énergies renouvelables

Potentiel solaire très élevé.

● C2 – Disponibilité foncière

Densité de population très faible ;
Espace désertique disponible.

● C3 – Infrastructures disponibles

Ports industriels avec terminaux GNL de Arzew et Skikda ;
Réseau gazier étendu, réseau électrique correct.

● C4 – Financement et compétitivité

Financement difficile, peu encouragé par l'UE hors gaz ;
WACC élevé.

● C5 – Souveraineté énergétique

Fournisseur majeur de gaz fossile vers l'Europe. Nécessité de privilégier d'autres CERD pour les importations d'énergie bas-carbone ou de substituer une partie du gaz fossile existant par des sources décarbonées.

	C1	C2	C3	C4	C5
Azerbaïdjan	Orange	Orange	Vert	Orange	Orange
Espagne (Extremadura)	Orange	Orange	Vert	Vert	Vert
Algérie (Sahara algérien)	Vert	Vert	Vert	Orange	Orange

Le Maroc



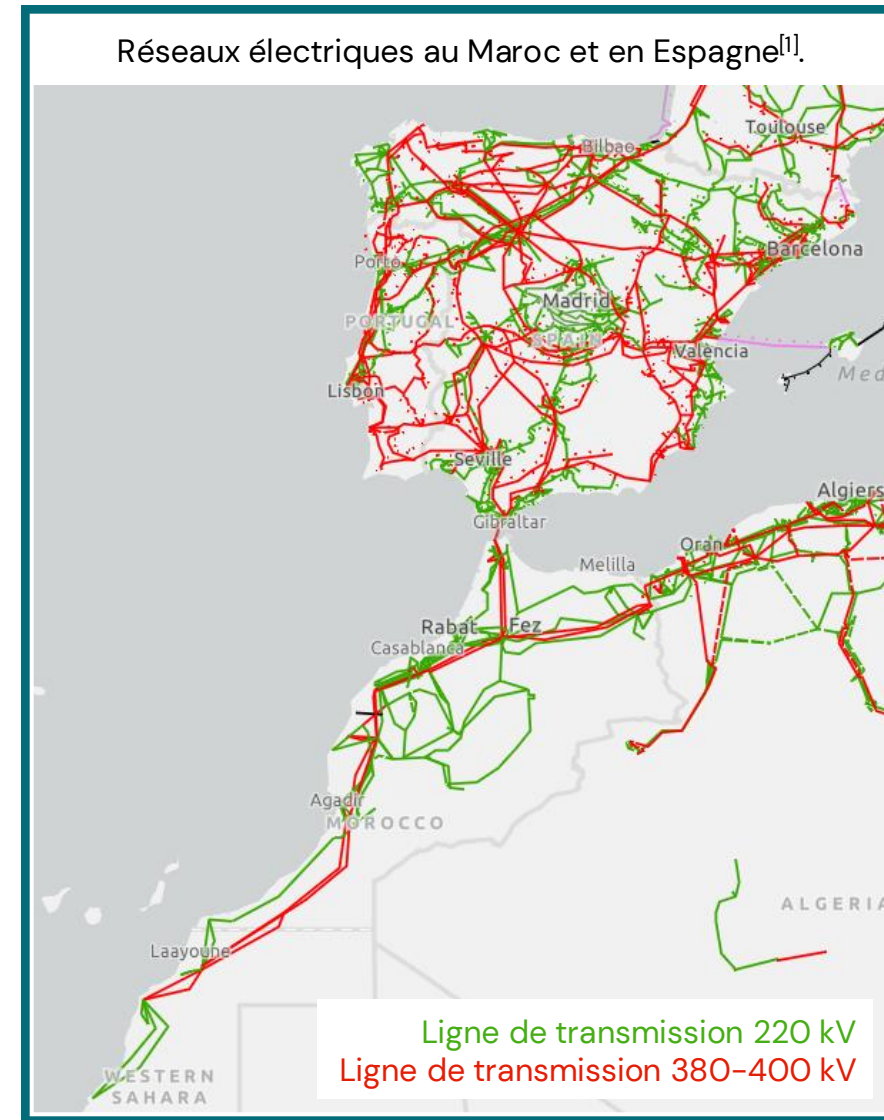
Une relation stratégique avec l'Europe

Comme l'Algérie, le Maroc est relié à l'Europe par des gazoducs. Il bénéficie également d'interconnexions électriques directes avec l'Espagne.

Le réseau électrique marocain est relié à l'Espagne par deux interconnexions sous-marines en courant alternatif haute tension (HVAC) d'une capacité totale de 1400 MW, qui traversent le détroit de Gibraltar.

Ce réseau s'étend déjà jusqu'au Sahara occidental, ce qui permettrait à terme d'acheminer l'électricité renouvelable produite dans cette région.

Toutefois, des renforcements majeurs seraient indispensables pour pouvoir exporter des volumes massifs vers l'Europe.



[1] Figure issue de [Cassetti, G., & Annunziata, F. \(2024\). *Setting the scene for an interconnected, renewable mediterranean energy system*. ECCO.](#)

Quelle devrait être la superficie d'un parc solaire PV dans le Sahara marocain pour couvrir l'ensemble de la demande en électricité de l'UE ?

La consommation moyenne d'électricité de l'Union européenne est de 2 700 TWh/an. Pour couvrir cette demande, il faudrait installer près de 4 500 km² de panneaux PV, en supposant une irradiance solaire de 270 W/m², un facteur de charge de 25 %.

Si l'on considère le double de cette surface pour un parc solaire PV incluant chemins et espacements, cela représente environ 3,4 % de la superficie totale du Sahara occidental (266 000 km²).



Représentation d'un parc PV de 9 000 km².

Évaluation d'un CERD au Maroc (Sahara marocain)

● C1 – Potentiel en énergies renouvelables

Potentiels solaire et éolien très élevés.

● C2 – Disponibilité foncière

Densité de population très faible ;
Plus de 300 000 hectares identifiés pour projets H₂^[1].

● C3 – Infrastructures disponibles

Port de Tan-Tan (sud du pays) en cours de modernisation ;
Réseau gazier limité, réseau électrique interconnecté à l'Espagne.

● C4 – Financement et compétitivité

Financement fortement soutenu par l'UE (BEI, KfW, REPowerEU).

● C5 – Souveraineté énergétique

Statut avancé dans le cadre de la politique européenne de voisinage (PEV) ;
Contribution à la diversification des sources et renforce la sécurité énergétique de l'UE sans risque de dépendance excessive.

	C1	C2	C3	C4	C5
Azerbaïdjan	Orange	Orange	Vert	Orange	Orange
Espagne (Extremadura)	Orange	Orange	Vert	Vert	Vert
Algérie (Sahara algérien)	Vert	Vert	Vert	Orange	Orange
Maroc (Sahara marocain)	Vert	Vert	Orange	Orange	Vert

[1] Information issue de [Bruneau J., & Tariki Z. \(2024\). Hydrogen law, regulations & strategy in Morocco. CMS.](#)

La Namibie



Partenaire d'e-hydrogène pilote de l'UE

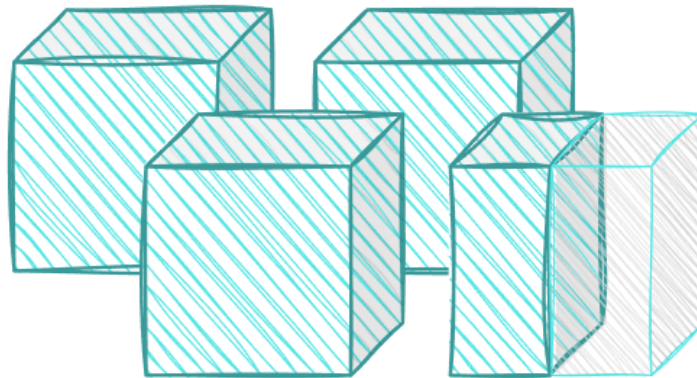
L'énergie produite dans un CERD peut être transportée sous forme d'électricité ou de gaz. Une autre manière de la valoriser consiste à l'exporter sous forme d'e-hydrogène ou d'e-ammoniac.

La densité énergétique volumétrique de l'hydrogène est très faible. À pression atmosphérique, l'hydrogène gazeux contient environ 3 kWh/m³. Il occupe un volume environ 3,5 fois supérieur à celui du méthane pour une même quantité d'énergie.

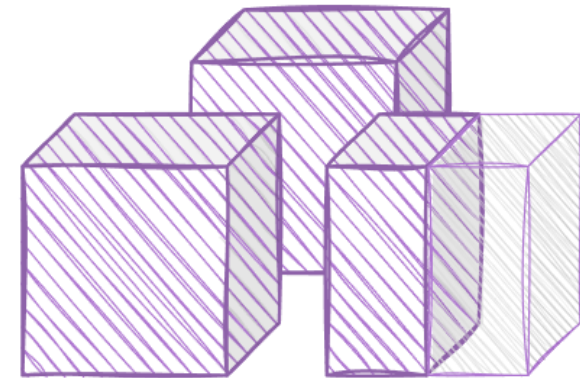
Pour diminuer le volume nécessaire à transporter, on peut le convertir en ammoniac via le procédé Haber-Bosch^[1], qui présente une densité énergétique supérieure.



1 m³ de **méthane**_(g)
contient ~10,5 kWh.



Pour obtenir la même quantité
d'énergie avec de l'**hydrogène**_(g)
(~3 kWh/m³), il faut ~3,5 m³.



Avec de l'**ammoniac**_(g)
(~4,2 kWh/m³), il faut ~2,5 m³.

[1] Le procédé Haber-Bosch, mis au point au début du XX^e siècle par Fritz Haber et Carl Bosch, permet de synthétiser de l'ammoniac (NH₃) à partir d'azote (N₂) et d'hydrogène (H₂) sous haute pression (entre 150 et 250 bar) et haute température (entre 400 et 500 °C).

Le transport par pipeline ou navire-citerne concerne principalement des vecteurs énergétiques sous forme liquéfiée. Dans cet état, la densité énergétique volumétrique augmente fortement, mais au prix de conditions cryogéniques contraignantes, particulièrement pour la liquéfaction de l'hydrogène^[1].

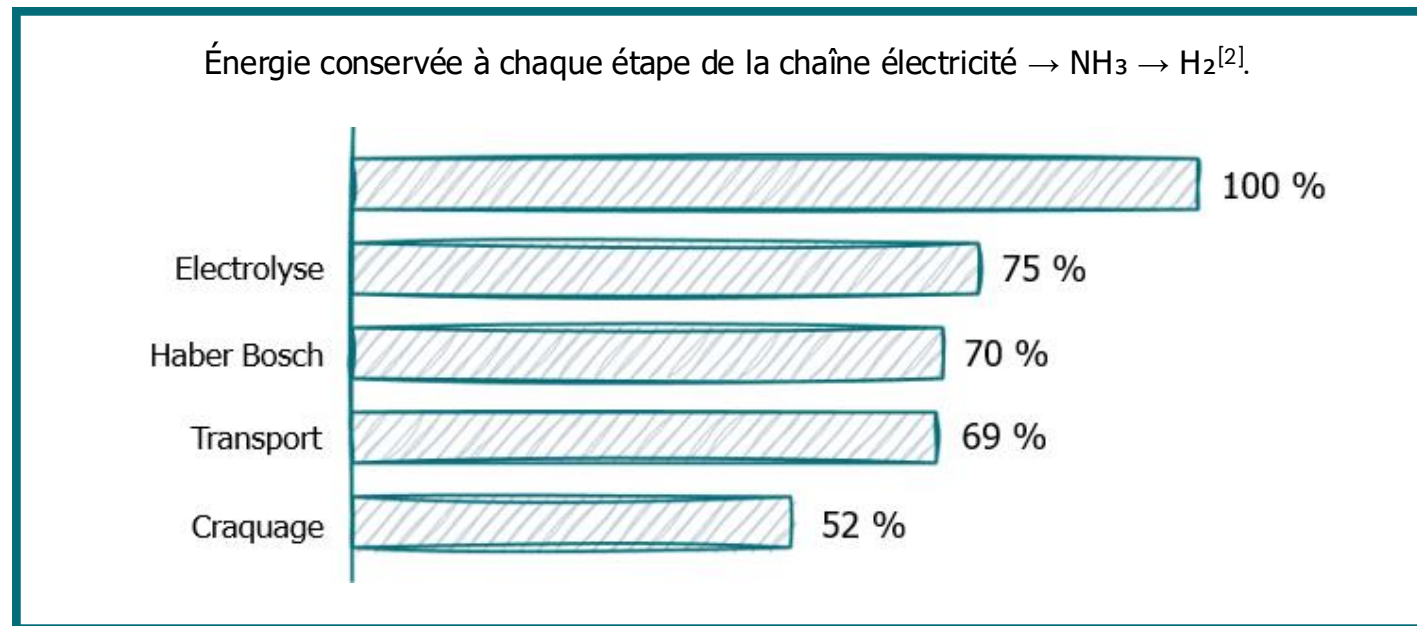
Liquide	Densité énergétique (kWh/m ³)	T° de liquéfaction (°C)	Volume équivalent à 1 m ³ de méthane _(l)	Commentaires
méthane _(l)	6 000	-162	1	Référence pour le transport maritime d'énergie
hydrogène _(l)	2 350	-253	2,5	Matériaux capables de résister à ces T° extrêmes Pertes par évaporation ("boil-off")
ammoniac _(l)	3 300	-33	1,8	Toxique, mais plus stable et plus simple à contenir

L'e-ammoniac constitue un bon compromis : il se liquéfie facilement, offre une densité énergétique correcte et peut être transporté dans des infrastructures similaires à celles utilisées pour le GNL (Gaz Naturel Liquéfié).

[1] Les gaz ne deviennent liquides que lorsque les forces d'attraction entre molécules (forces de Van der Waals) deviennent suffisantes pour les maintenir ensemble. Or, l'hydrogène est une molécule très légère et très simple (deux protons, deux électrons), conduisant à des forces intermoléculaires extrêmement faibles. Donc, il faut atteindre des températures très basses pour que les molécules cessent de se repousser et se condensent en liquide.

Une fois transporté jusqu'au centre de consommation, l'e-ammoniac peut être valorisé de deux manières :

- (i) craqué pour retrouver de l'hydrogène, utilisé ensuite comme matière première ou vecteur énergétique (rendement global de 52%) ;
- (ii) utilisé directement pour des applications finales telles que la fabrication d'engrais azotés ou le carburant maritime (rendement global de 69%)^[1].

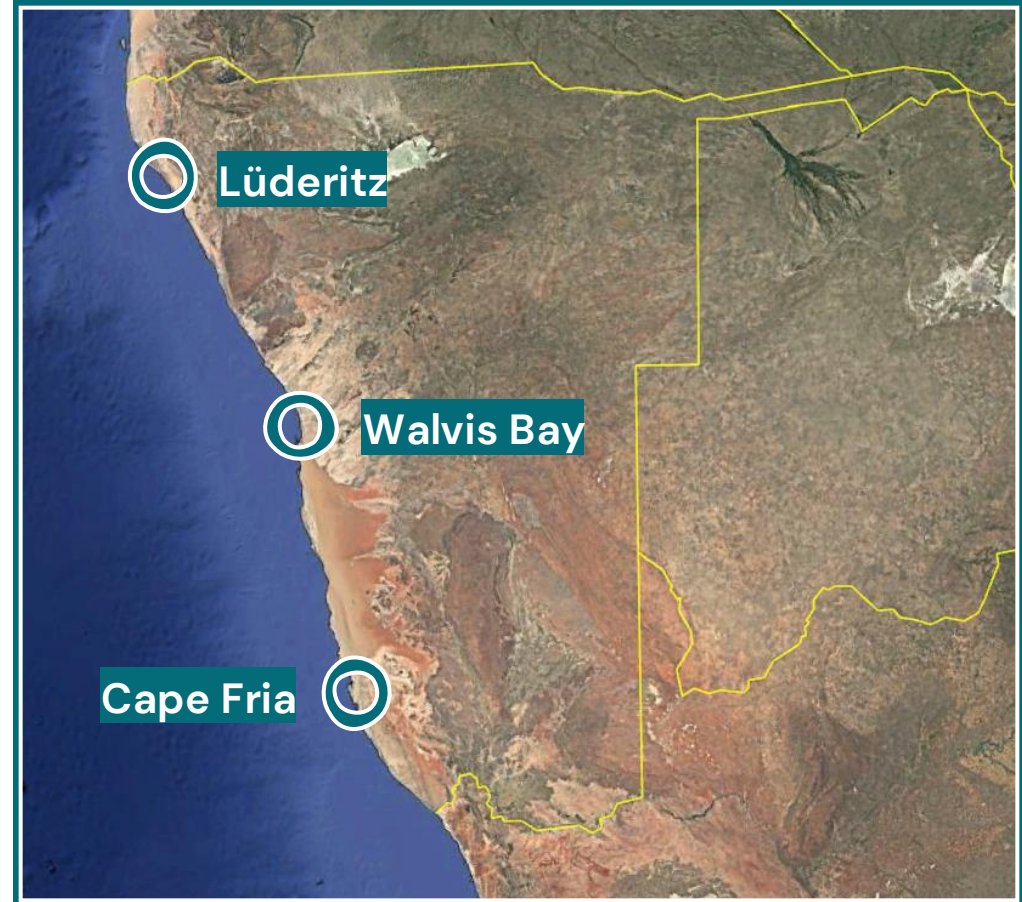


[1] Hypothèses basées sur [Spatolisano, E., Pellegrini, L. A., De Angelis, A. R., Cattaneo, S., & Roccaro, E. \(2023\). Ammonia as a carbon-free energy carrier: NH₃ cracking to H₂. Industrial & Engineering Chemistry Research, 62\(28\), 10813–10827.](#)

[2] Le rendement logistique est souvent supposé à ~99 %, car les pertes de transport maritime de NH₃ liquide (évaporation, boil-off, consommation des systèmes de réfrigération) restent faibles. Elles sont < 1 % pour un trajet court (Maroc–Europe, 2–3 jours), mais peuvent atteindre 3–5 % sur un trajet long (Chili–Europe, 20–30 jours).

La Namibie veut devenir un hub mondial de production d'e-hydrogène et d'e-ammoniac grâce à son fort potentiel solaire et éolien ainsi qu'à sa position côtière stratégique.

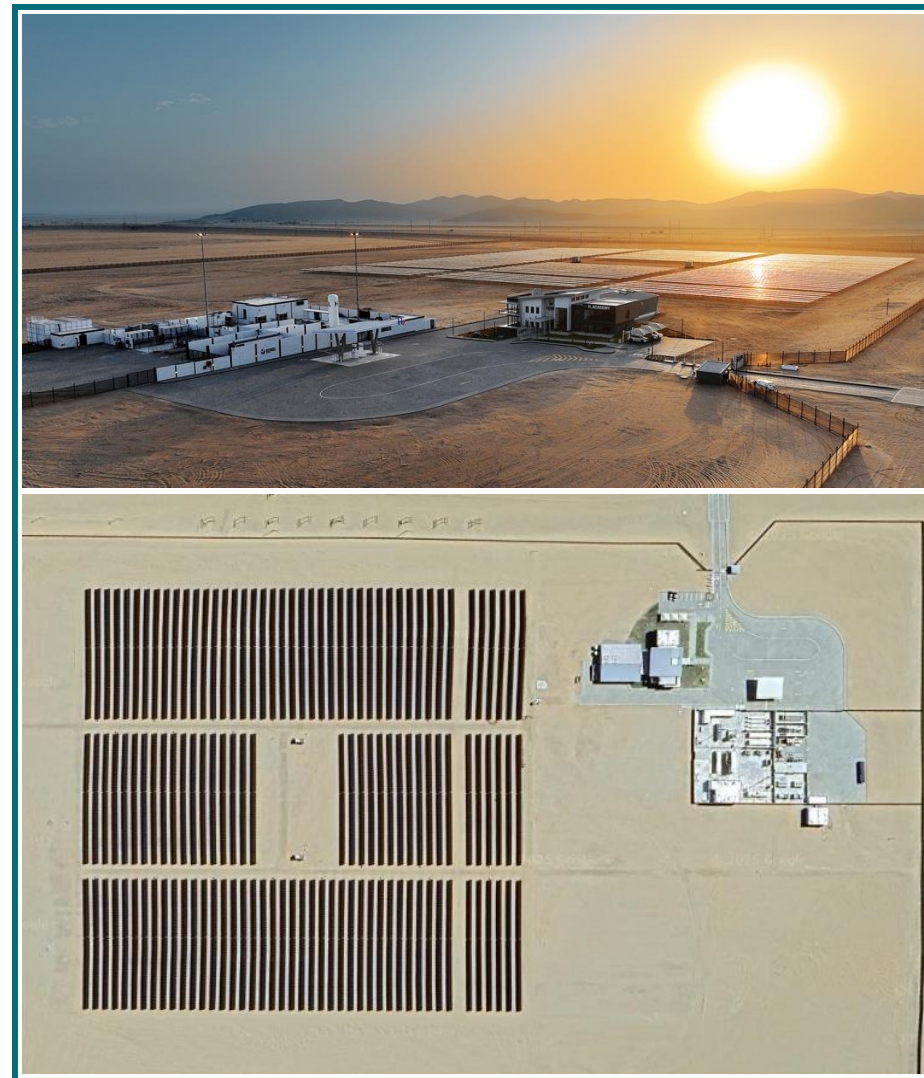
Trois pôles de développement sont identifiés : Lüderitz, Walvis Bay et Cape Fria, chacun associé à des projets d'infrastructures portuaires afin d'exporter de l'e-ammoniac.



Le projet Cleanergy Solutions Namibia est un site pilote développé près de Walvis Bay par CMB.Tech et le groupe industriel namibien Ohlthaver & List^[1].

Il combine une installation renouvelable de 5 MW avec un électrolyseur de 5 MW. Une station de distribution publique d'hydrogène y est intégrée, destinée à des usages locaux.

Le projet accueille la H₂ Academy qui vise à développer les compétences locales nécessaires à la future filière d'e-hydrogène du pays.



[1] CMB.Tech est une filiale du groupe Compagnie Maritime Belge (CMB) spécialisée dans les applications H₂. Elle développe des navires à moteur dual-fuel (diesel/H₂), des ferries et camions hydrogène, et pilote des projets de production et distribution H₂ à Anvers, Amsterdam et en Namibie.

Évaluation d'un CERD en Namibie

● C1 – Potentiel renouvelable

Potentiels solaire et éolien très élevés.

● C2 – Disponibilité foncière

Densité de population très faible ;
Espace désertique disponible.

● C3 – Infrastructures disponibles

Ports de taille modeste de Lüderitz, Walvis Bay et Cape Fria ;
Réseau gazier inexistant, réseau électrique limité.

● C4 – Financement et compétitivité

Financement encouragé par l'UE (partenaire stratégique 2022) ;
Coûts logistiques importants.

● C5 – Souveraineté énergétique

Diversification des partenariats énergétiques de l'UE au-delà
du Maghreb ;
Les accords bilatéraux sur l'hydrogène signés avec l'UE
renforcent la sécurité d'approvisionnement à long terme.

	C1	C2	C3	C4	C5
Azerbaïdjan	Orange	Orange	Vert	Orange	Orange
Espagne (Extremadura)	Orange	Orange	Vert	Vert	Orange
Algérie (Sahara algérien)	Vert	Vert	Vert	Orange	Orange
Maroc (Sahara marocain)	Vert	Vert	Orange	Orange	Vert
Namibie	Vert	Vert	Orange	Orange	Vert

L'Oman



Déjà en marche vers l'export d'e-hydrogène

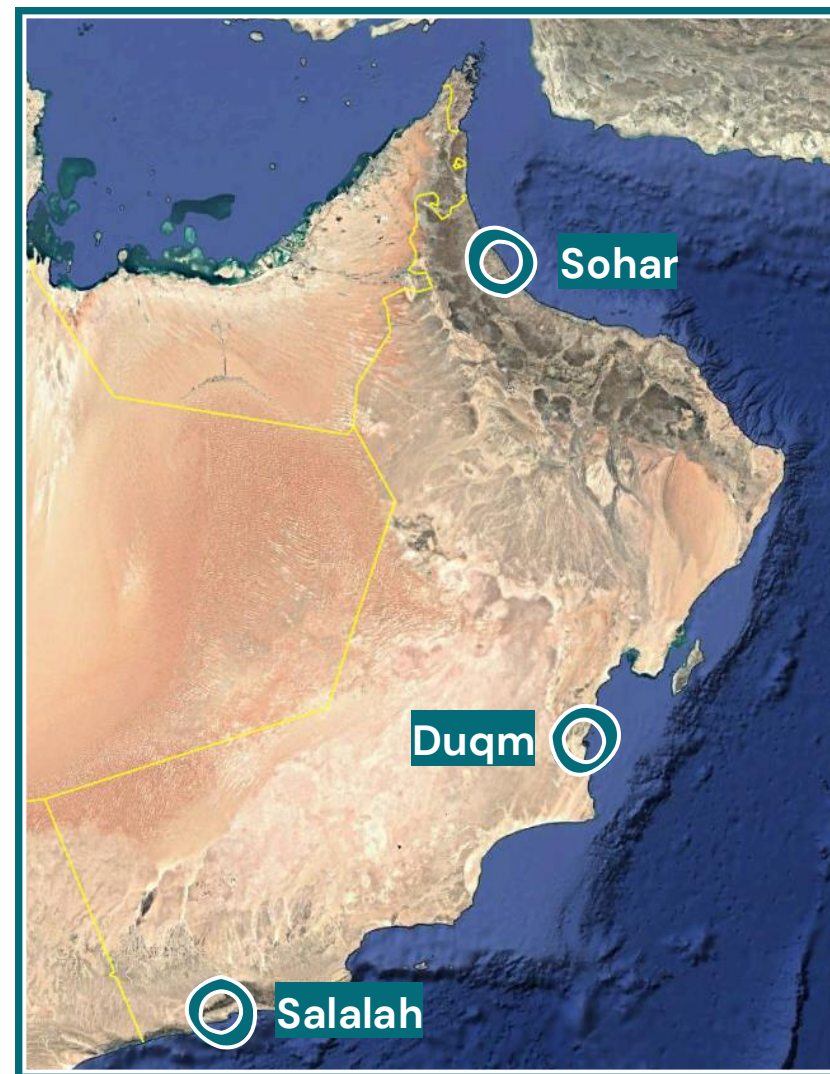
Situé entre Rotterdam et Singapour, les principaux ports de soutage de gaz naturel liquéfié, l'Oman peut s'imposer comme un acteur majeur de l'export d'e-hydrogène.

L'Oman multiplie les projets liés à l'e-hydrogène et à l'e-ammoniac, répartis sur plusieurs sites portuaires.

Sohar : pôle pétrochimique existant, avec des discussions en cours pour convertir une partie des installations à la production d'e-hydrogène et de ses dérivés.

Duqm : port où se développe le projet Hyport Duqm, porté par OQ (Oman), DEME (Belgique), BP (Royaume-Uni) et Uniper (Allemagne). Le projet avance par étapes, avec une phase pilote d'électrolyse de 10–15 MW^[1].

Salalah : projet SalalaH2 visant à terme environ 1 Mt/an d'e-ammoniac, en phase de développement avec un FID attendu vers 2026^[2].



[1] Donnée issue de [Prabhu, C. \(2025, 13 Mai\). Oman's OQAE plans green hydrogen pilot in Duqm. Oman Observer.](#)

[2] Donnée issue de [Rouwenhorst, K. \(2025, 26 Juin\). SalalaH2: export-focused renewable mega-project targets FID in 2026. Ammonia Energy Association.](#) Le terme FID signifie Final Investment Decision, soit Décision Finale d'Investissement en français. Il correspond au moment où les investisseurs et partenaires décident définitivement de lancer la construction du projet.

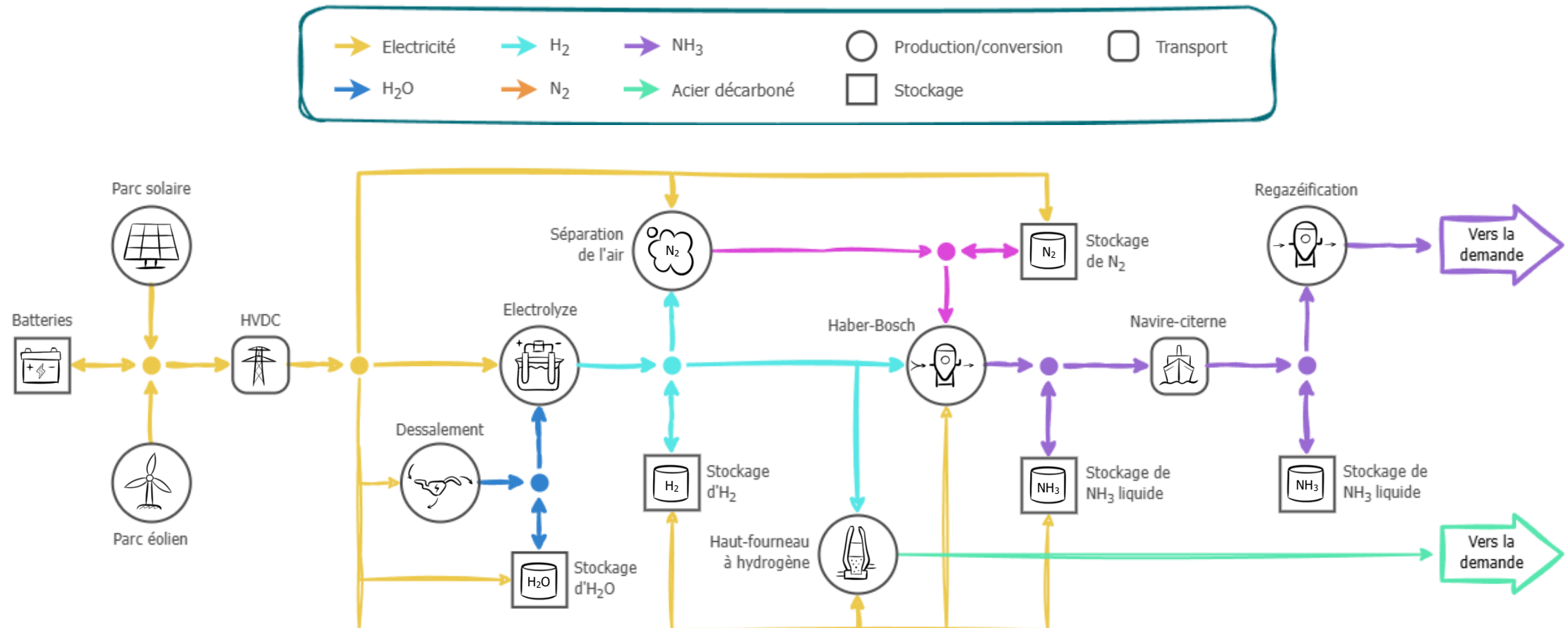
Les ports de Duqm et Salalah sont en pleine expansion, avec de vastes zones désertiques à proximité permettant l'installation de capacités solaires et éoliennes sur de larges superficies^[1].



[1] Le projet Hyport Duqm couvre une surface d'environ 150 km² dans la Special Economic Zone Authority at Duqm (SEZAD), incluant les sites de production renouvelable et les zones industrielles adjacentes (Oman Observer, 2023).

À terme, à quoi ressembleront ces projets en Oman ?

Des installations PV et éoliennes alimentent des électrolyseurs pour produire de l'e-hydrogène. Celui-ci est soit transformé en e-ammoniac et exporté via les terminaux portuaires, soit utilisé localement pour développer par exemple une filière d'acier décarboné.



Évaluation d'un CERD en Oman

● C1 – Potentiel renouvelable

Potentiels solaire et éolien très élevés.

● C2 – Disponibilité foncière

Densité de population très faible ;
Plus de 150 000 hectares identifiés pour projets H₂.

● C3 – Infrastructures disponibles

Ports de Sohar et Duqm en développement ;
Port avec terminal ammoniac de Salalah ;
Réseau gazier interne développé (4 000 km), réseau électrique fragmenté.

● C4 – Financement et compétitivité

Région attractive (PB, Uniper, Allemagne, Japon, Inde) ;
Coûts projetés de l'énergie très bas.

● C5 – Souveraineté énergétique

Potentiel exportateur d'e-ammoniac (cf. mémorandum d'entente sur la coopération énergétique, signé en mai 2022 avec l'UE) ;
Stratégie d'exportation vers des marchés multiples, notamment asiatiques.

	C1	C2	C3	C4	C5
Azerbaïdjan	Orange	Orange	Vert	Orange	Orange
Espagne (Extremadura)	Orange	Orange	Vert	Vert	Orange
Algérie (Sahara algérien)	Vert	Vert	Vert	Rouge	Orange
Maroc (Sahara marocain)	Vert	Vert	Orange	Orange	Vert
Namibie	Vert	Vert	Rouge	Orange	Vert
Oman	Vert	Orange	Orange	Vert	Orange

Le Chili



Première production d'e-gasoline au monde

L'hydrogène ne sert pas seulement à produire de l'e-ammoniac pour l'export. Il peut aussi être transformé en méthanol, une molécule notamment utilisée pour les carburants de transport.

Le Chili a vu se développer de nombreuses centrales solaires et éoliennes, ainsi que la toute première usine de démonstration d'e-gasoline au monde, à savoir celle de Haru Oni portée par HIF (Highly Innovative Fuels).



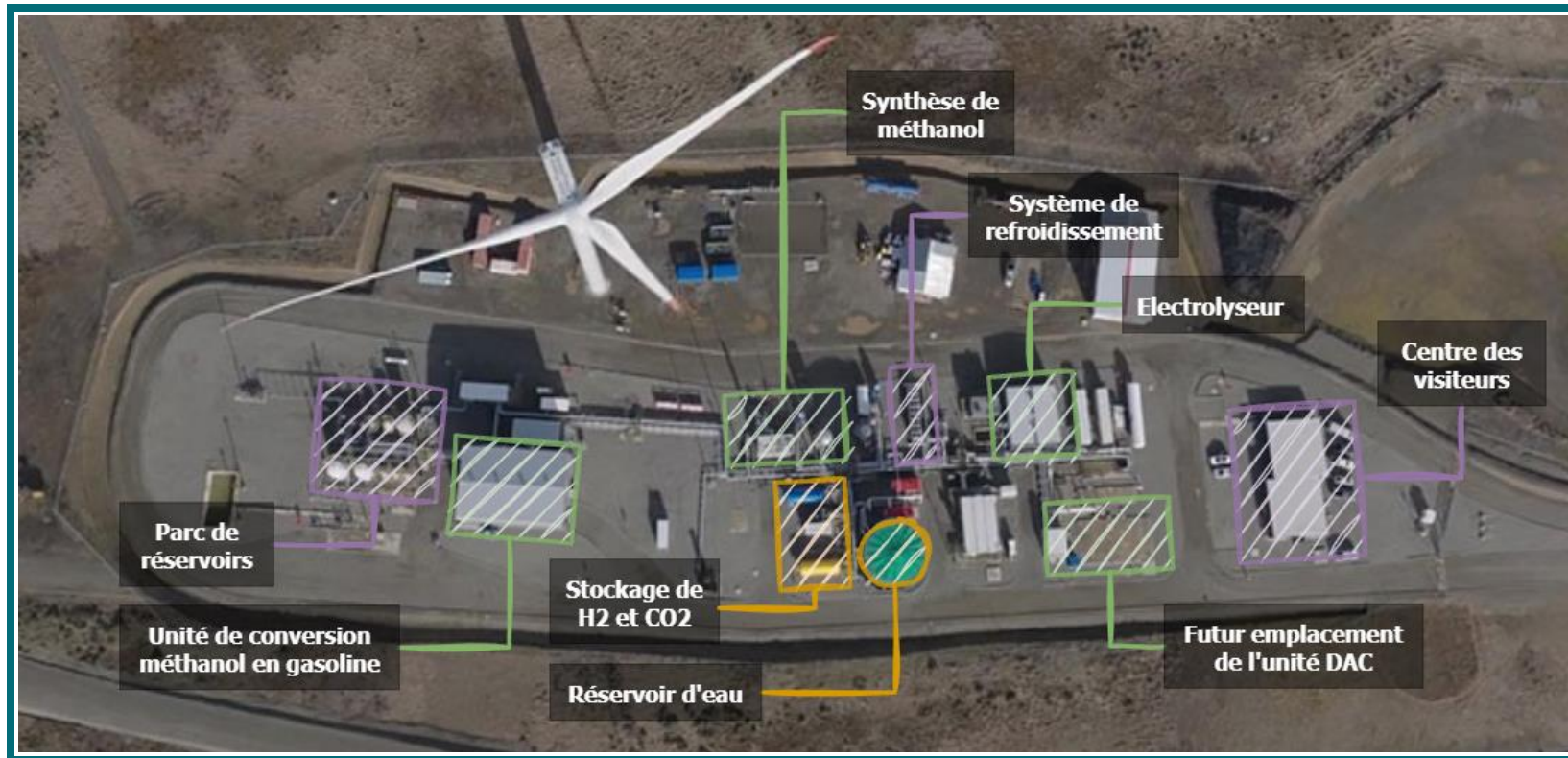
À Haru Oni, la production d'e-gasoline s'appuie sur de l'électricité éolienne qui alimente un électrolyseur pour produire de l'e-hydrogène. Celui-ci est ensuite combiné à du CO₂ pour former de l'e-méthanol, avant d'être converti en e-gasoline.

L'usine a une capacité de production de 130 000 litres d'e-gasoline par an, soit 1 157 MWh^[1].



[1] Donnée issue de HIF Global. (2021). *Haru Oni: A large-scale e-fuels production project in Chile*. La valeur en MWh est calculée sur base d'un PCI de l'essence égal à 8,9 kWh/litre.

Aujourd'hui, le CO₂ utilisé à Haru Oni provient surtout de sources biogéniques locales, comme des sous-produits industriels (par exemple la fermentation d'une brasserie)^[1]. À terme, le site prévoit d'adopter la capture directe dans l'air (DAC, *Direct Air Capture*), une technologie qui extrait le CO₂ directement de l'atmosphère pour produire un carburant bas-carbone.



[1] Information issue du site officiel de [HIF Global](#).

[2] Figure adaptée de [Dutch Energy Solutions \(2021, 26 Septembre\) Siemens Energy - Haru Oni Project](#). Dutch Energy Solutions.

La DAC est une technologie récente : si ses principes chimiques sont connus depuis plusieurs décennies, les systèmes à grande échelle n'ont émergé que récemment.

Le plus grand site DAC mondial, Mammoth, a été mis en service en Islande en 2024 par Climeworks, avec une capacité annoncée de 36 000 tonnes de CO₂ par an^[1].



Centrale DAC Mammoth à Hellisheiði en Islande^[2].

[1] Donnée issue de [Climeworks AG. \(2024, 29 Février\). Climeworks switches on world's largest direct air capture plant.](#)

[2] Le CO₂ capté par la centrale Mammoth est destiné à la séquestration géologique, et non à la production de carburants synthétiques.

Porsche est le principal investisseur du projet à Haru Oni. Il prévoit d'utiliser l'e-gasoline principalement en sport automobile, afin de démontrer le potentiel des carburants synthétiques dans les compétitions à moteurs thermiques.

Mais la course automobile connaît déjà un basculement vers l'électrique : en 2018, le véhicule 100 % électrique VW I.D. R, piloté par Romain Dumas a établi un nouveau record à Pikes Peak avec un temps de 7 min 57.148 s battant tous les moteurs thermiques.



Porsche 911^[1]



VolksWagen I.D. R.

[1] Fin 2023, lors de tests, une Porsche 911 modifiée a réussi à gravir le plus haut volcan du Chili en utilisant de l'e-gasoline produit à Haru Oni.

Évaluation d'un CERD au Chili

● C1 – Potentiel renouvelable

Potentiels solaire et éolien très élevés.

● C2 – Disponibilité foncière

Densité de population très faible ;
Espace désertique d'Atacama disponible.

● C3 – Infrastructures disponibles

Ports industriels avec terminaux GNL de Valparaíso et Antofagasta ;
Réseau gazier limité, réseau électrique pas connecté avec d'autres pays.

● C4 – Financement et compétitivité

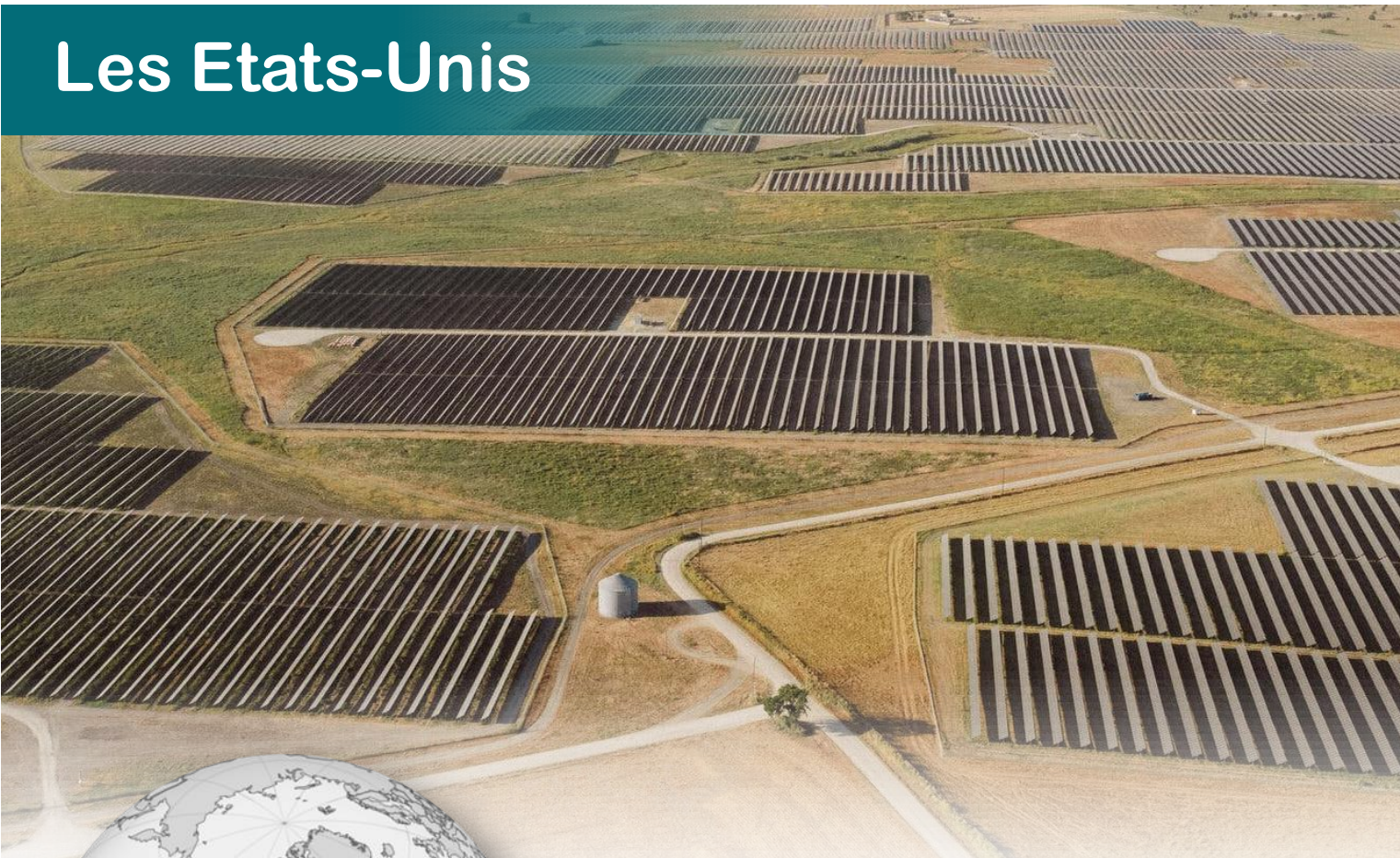
Soutien Allemagne/UE ;
L'un des plus compétitifs, bien que très éloigné de l'UE.

● C5 – Souveraineté énergétique

Forte coopération avec l'Allemagne ;
Stratégie d'exportation vers des marchés multiples, notamment américains et asiatiques.

	C1	C2	C3	C4	C5
Azerbaïdjan	Orange	Orange	Vert	Orange	Orange
Espagne (Extremadura)	Orange	Orange	Vert	Vert	Orange
Algérie (Sahara algérien)	Vert	Vert	Vert	Orange	Orange
Maroc (Sahara marocain)	Vert	Vert	Orange	Orange	Vert
Namibie	Vert	Vert	Orange	Orange	Vert
Oman	Vert	Vert	Orange	Vert	Orange
Chili	Vert	Orange	Orange	Vert	Orange

Les Etats-Unis



Leader émergent des e-SAF

L'État du Texas combine un vaste réseau industriel et un accès sur le golfe du Mexique. Il accueille le projet Pathfinder, la première usine commerciale d'e-SAF (Sustainable Aviation Fuel).

Le projet Pathfinder produit de l'e-diesel, de l'e-naphta, et de l'e-SAF. Il a été lancé par Infinium en 2023.

La capture du CO₂ se fait ici à partir des gaz de combustion d'une installation industrielle voisine (Howard Energy Partners)^[1]. Il est purifié et réutilisé comme matière première pour la synthèse d'e-fuels.



[1] Information issue de [Infinium](#). (2025, 12 Mai). *Infinium's Project Pathfinder is world's first fully operational e-fuels facility*.

L'e-SAF est aujourd'hui la meilleure solution pour décarboner l'aviation car il a les mêmes propriétés que le kérosène fossile et peut être utilisé dans les moteurs existants.



Concept, projet Airbus ZEROe.

Avions à hydrogène :

Remplacer les 76 860 litres de kérosène d'un Boeing 747 pour un New York–Bruxelles nécessiterait 283 000 litres d'hydrogène liquide. La faible densité volumétrique de l'hydrogène imposerait des réservoirs énormes.

Avions électriques :

Les batteries actuelles stockent 270 Wh/kg contre 12 000 Wh/kg pour le kérosène. Même pour des batteries à 1 000 Wh/kg, l'autonomie resterait limitée à 3 000 km, loin d'un New York–Bruxelles (7 838 km).

E22 Spark, Infnitus Aero, 2023.



Imaginons que l'on souhaite remplacer entièrement la consommation de kérosène fossile des États-Unis par de l'e-SAF produit à partir d'électricité photovoltaïque au Texas.

Quelle superficie de parc solaire PV faudrait-il pour couvrir les besoins journaliers du secteur aérien américain ?

Posons les hypothèses suivantes :

- (i) la consommation du secteur aérien américain est de 1,7 million de barils de kérosène par jour ;
- (ii) chaque baril contient 1,6 MWh d'énergie ;
- (iii) les panneaux PV au Texas produisent en moyenne 50 W/m^2 ;
- (iv) le rendement de conversion électricité \rightarrow e-SAF est de 50 % ;
- (v) la superficie du parc est doublée par rapport à la surface de panneaux, pour tenir compte des allées, espacements et zones de maintenance.



Avec ces hypothèses, la superficie totale du parc PV serait d'environ 9 000 km², soit 1,2 % de la superficie de l'État du Texas.

Project Roadrunner, deuxième usine d'Infinium, est en construction au Texas. Elle produira l'équivalent d'environ 495 barils par jour, soit à peine 0,03 % de la consommation journalière du secteur aérien américain (1,7 million de barils/jour)^[1].

C'est une preuve de faisabilité technique de la filière, mais il faudra multiplier et amplifier ce type de projets pour atteindre des volumes significatifs.



[1] Une capacité de 23 000 tonnes/an est annoncée pour Project Roadrunner. En supposant une densité de kérosène de 0,8 kg/L, cela correspond à environ 495 barils/jour (1 baril = 159 litres).

Évaluation d'un CERD aux Etats-Unis (Texas)

● C1 – Potentiel renouvelable

Potentiels solaire et éolien très élevés.

● C2 – Disponibilité foncière

Densité de population faible ;
Espace disponible inférieur à celui d'autres régions de notre analyse.

● C3 – Infrastructures disponibles

Ports avec terminaux GNL de Quintana Island et Cheniere ;
Terminal ammoniac en eau profonde à Houston ;
Réseau gazier ultra-développé, réseau électrique ERCOT.

● C4 – Financement et compétitivité

Financement IRA et capitaux abondants, pas de soutien UE ;
Coûts très bas.

● C5 – Souveraineté énergétique

Capable d'exporter des e-fuels à grande échelle, mais la production d'e-fuels sera prioritairement destinée à leur propre marché intérieur.

	C1	C2	C3	C4	C5
Azerbaïdjan	Orange	Orange	Vert	Orange	Orange
Espagne (Extremadura)	Orange	Orange	Vert	Vert	Orange
Algérie (Sahara algérien)	Vert	Vert	Vert	Rouge	Orange
Maroc (Sahara marocain)	Vert	Vert	Orange	Orange	Vert
Namibie	Vert	Vert	Rouge	Orange	Vert
Oman	Vert	Vert	Orange	Vert	Orange
Chili	Vert	Orange	Vert	Vert	Orange
Etats - Unis (Texas)	Vert	Orange	Vert	Vert	Rouge

La Chine



Vers la création de CERDs géants

La Chine déploie une stratégie massive de décarbonation, fondée notamment sur le développement de CERDs à l'intérieur même de son territoire, combinant d'immenses fermes PV et éoliennes.

La majorité des besoins en électricité et les grands centres de consommation de la Chine se trouvent à l'est autour de la côte industrielle. À l'inverse, les plus grandes ressources renouvelables se situent dans le nord-ouest du pays, là où les conditions de vent et d'ensoleillement sont les plus favorables.

On peut citer le parc éolien de Gansu, d'une capacité installée actuelle d'environ 10 GW. Le parc regroupe plus de 7 000 éoliennes sur une zone d'environ 39 000 km².



À ses débuts, une part très élevée de l'électricité produite à Gansu n'était pas utilisée faute de capacités de transport ou de demande locale. En 2015, jusqu'à 39 % de la production éolienne a été écrêtée (non injectée dans le réseau) en raison des limites du réseau de transport.

Pour pallier ce problème, la Chine a construit une ligne à courant continu à ultra haute tension (UHVDC) de 2 383 km entre Gansu et la province de Hunan, permettant une meilleure intégration de la production au réseau principal.



En 2024, un parc PV de 3,5 GW a été mis en service dans la région de Xinjiang, couvrant environ 133 km². Il est raccordé au réseau par la ligne Changji–Guquan, une liaison UHVDC capable de transporter jusqu'à 12 GW sur 3 324 km, à une tension de 1,1 million de volts^[1].



Parc PV de Xinjiang (3,5 GW), 2024.



Ligne Changji–Guquan, 2018.



Xinjiang

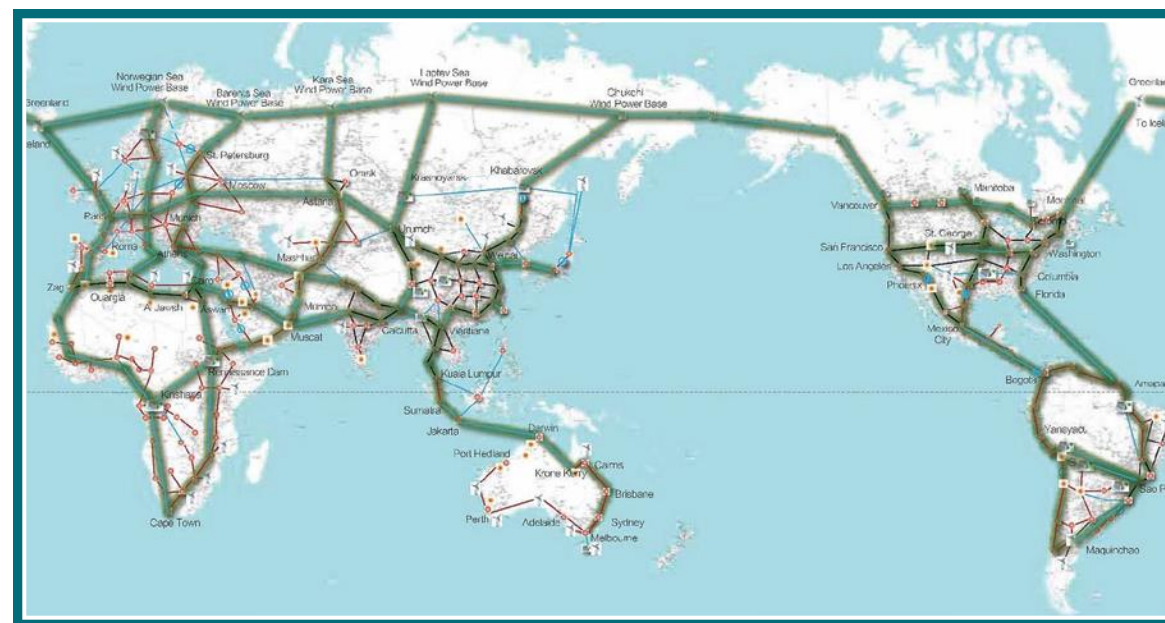
[1] Information issue de NS Energy. (2020, 24 Février). *Changji–Guquan UHVDC Transmission Project*.

Ces liaisons à très longue distance s'inscrivent dans une vision encore plus ambitieuse : celle du Global Grid, un concept introduit en 2013 par Spyros Chatzivasileiadis, Damien Ernst et Göran Andersson^[1]. Ils proposent la création d'un réseau électrique mondial reliant producteurs et consommateurs d'électricité à travers les continents, au moyen de dorsales UHVDC terrestres et sous-marines.

La State Grid Corporation of China (SGCC) a ensuite repris cette idée en structurant et promouvant cette interconnexion planétaire^[2].

En connectant les CERDs aux grands centres de consommation, le Global Grid permettrait de :

- (i) lisser les fluctuations de production et de demande d'électricité renouvelable à l'échelle planétaire ;
- (ii) réduire les coûts globaux de l'électricité renouvelable.



[1] Plus d'informations dans [Chatzivasileiadis, S., Ernst, D., & Andersson, G. \(2013\). The global grid. Renewable Energy, 57, 372-383.](#)

[2] Informations complémentaires sur les investissements internationaux du SGCC : <https://eng.yidaiyilu.gov.cn/stategrid.htm>

Évaluation d'un CERD en Chine

● C1 – Potentiel renouvelable

Potentiels solaire et éolien très élevés.

● C2 – Disponibilité foncière

Densité de population très faible dans certaines régions ;
Espace désertique disponible.

● C3 – Infrastructures disponibles

Réseau portuaire massif, avec terminaux GNL ;
Réseau gazier en forte expansion, réseau électrique le plus grand du monde.

● C4 – Financement et compétitivité

Financement solide de l'Etat, pas de soutien UE ;
Coûts très bas.

● C5 – Souveraineté énergétique

La Chine déploie une stratégie de décarbonation centrée sur son marché domestique. La production d'e-fuels vise d'abord à satisfaire sa propre demande industrielle et énergétique.

	C1	C2	C3	C4	C5
Azerbaïdjan	Orange	Orange	Vert	Orange	Orange
Espagne (Extremadura)	Orange	Orange	Vert	Vert	Vert
Algérie (Sahara algérien)	Vert	Vert	Vert	Orange	Orange
Maroc (Sahara marocain)	Vert	Vert	Orange	Orange	Vert
Namibie	Vert	Vert	Orange	Orange	Vert
Oman	Vert	Vert	Orange	Vert	Orange
Chili	Vert	Orange	Vert	Vert	Orange
Etats - Unis (Texas)	Vert	Orange	Vert	Vert	Orange
Chine	Vert	Vert	Vert	Vert	Orange

Le Groenland

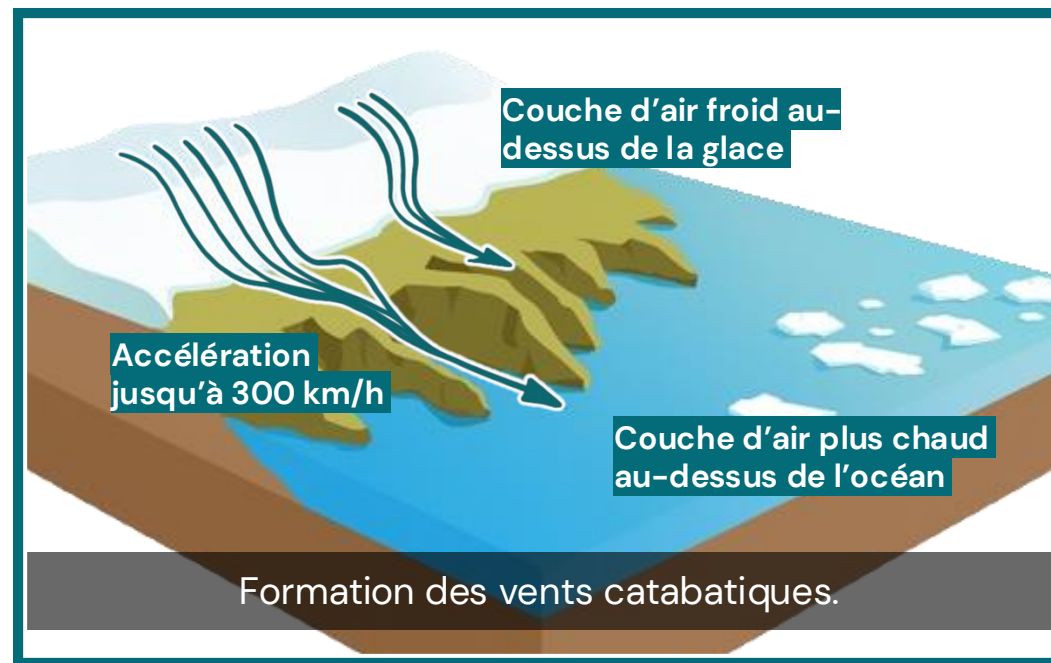


Un potentiel éolien exceptionnel et isolé

Le Global Grid permet d'envisager des CERDs dans des lieux isolés. Une dorsale transatlantique reliant l'Europe aux États-Unis permettrait de valoriser les vents exceptionnels du Groenland.

Au Groenland, le potentiel éolien est exceptionnel grâce aux vents catabatiques. Ces vents froids issus de l'air qui descend des glaciers vers les zones côtières sont puissants et réguliers. Ils offrent des conditions idéales pour la production d'électricité éolienne.

Un facteur de charge potentiel de plus de 65% a été calculé dans le sud du Groenland, à partir de conditions météorologiques simulées^[1].



[1] Plus d'informations dans [Lambin, C., Fettweis, X., Kittel, C., Fonder, M., & Emst, D. \(2022, 25 Mai\). Long term wind speed and wind power change analysis over South Greenland using the regional climate model MAR. EGU 2022.](#)

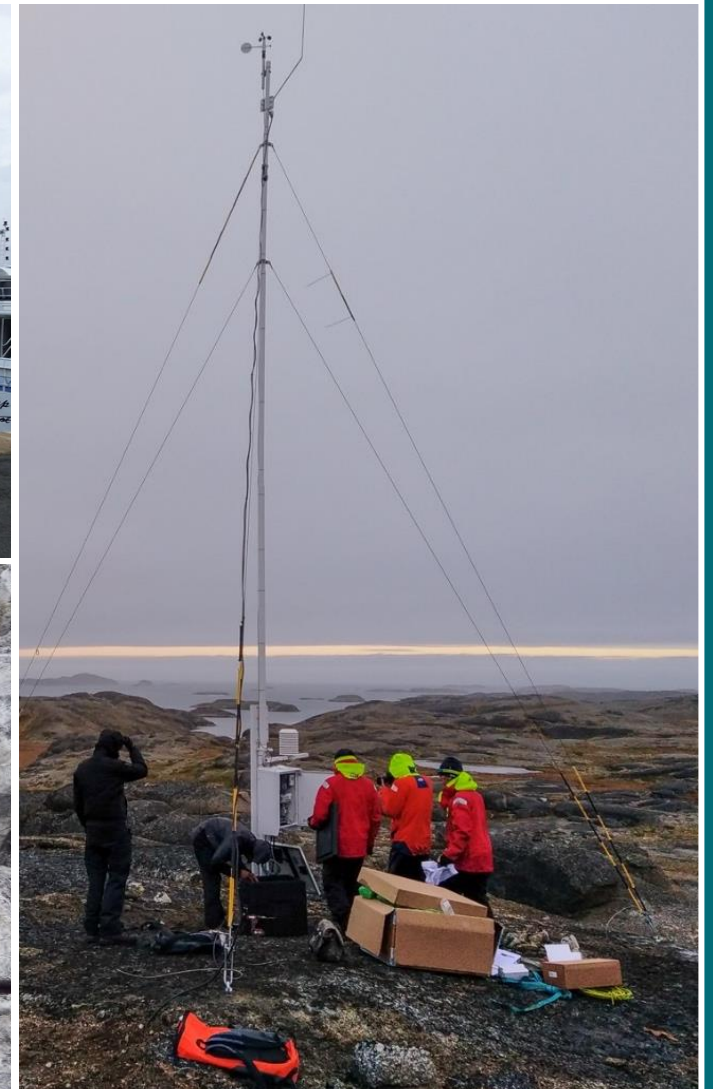
En 2020, le projet Katabata a été organisé par une équipe de l'Université de Liège^[1].

Il consistait à installer trois stations météorologiques AWS310 dans le sud-est du Groenland afin de recueillir des données in situ.



[1] Plus d'informations dans [Radu, D.-C., Berger, M., Fonteneau, R., Hardy, S., Fettweis, X., Le Du, M., Panciatici, P., Balea, L., & Ernst, D. \(2019\). Complementarity assessment of South Greenland katabatic flows and West Europe wind regimes. Energy, 175, 393-401.](#)

Quelques clichés de l'expédition du projet Katabata.



Évaluation d'un CERD au sud du Groenland

● C1 – Potentiel renouvelable

Potentiel éolien très élevé.

● C2 – Disponibilité foncière

Densité de population très faible ;
Espace vaste disponible.

● C3 – Infrastructures disponibles

Port de taille modeste de Nuuk ;
Réseau gazier inexistant, réseau électrique très limité.

● C4 – Financement et compétitivité

Financement qui dépend du Danemark/UE ;
Incertitude sur la faisabilité économique car pas encore de
projets industriels majeurs.

● C5 – Souveraineté énergétique

Territoire proche et politiquement stable rattaché au
Danemark.

	C1	C2	C3	C4	C5
Azerbaïdjan	Orange	Orange	Vert	Orange	Orange
Espagne (Extremadura)	Orange	Orange	Vert	Vert	Orange
Algérie (Sahara algérien)	Vert	Vert	Vert	Orange	Orange
Maroc (Sahara marocain)	Vert	Vert	Orange	Orange	Vert
Namibie	Vert	Vert	Orange	Orange	Vert
Oman	Vert	Vert	Orange	Vert	Orange
Chili	Vert	Vert	Orange	Vert	Orange
Etats - Unis (Texas)	Vert	Orange	Vert	Vert	Orange
Chine	Vert	Vert	Vert	Vert	Orange
Groenland	Vert	Vert	Orange	Orange	Vert

Conclusion de l'évaluation

	C1	C2	C3	C4	C5
Azerbaïdjan	Orange	Orange	Vert	Orange	Orange
Espagne (Extremadura)	Orange	Orange	Vert	Vert	Vert
Algérie (Sahara algérien)	Vert	Vert	Vert	Orange	Orange
Maroc (Sahara marocain)	Vert	Vert	Orange	Orange	Vert
Namibie	Vert	Vert	Orange	Orange	Vert
Oman	Vert	Vert	Orange	Vert	Orange
Chili	Vert	Vert	Orange	Orange	Orange
Etats - Unis (Texas)	Vert	Orange	Vert	Vert	Orange
Chine	Vert	Vert	Vert	Vert	Orange
Groenland	Vert	Vert	Orange	Orange	Vert

Aucune région n'obtient la couleur verte pour l'ensemble des critères. Le CERD « parfait » pour la banane bleue n'existe pas parmi les régions considérées.

Cependant, la banane bleue pourrait renforcer sa sécurité d'approvisionnement énergétique en diversifiant ses sources entre plusieurs CERDs, tout en tirant parti des atouts spécifiques de chacun.

Concluons cette présentation en soulignant qu'au-delà d'être un outil remarquable pour décarboner nos économies, les CERDs ont également le potentiel de :

- (i) renforcer les interconnexions énergétiques entre les continents ;
- (ii) encourager la coopération technologique ;
- (iii) stimuler des écosystèmes industriels régionaux autour des e-fuels ;
- (iv) redéfinir les dynamiques énergétiques mondiales.

Mais pourquoi se limiter aux CERDs terrestres ?



On peut par exemple imaginer une structure flottante mobile équipée d'une éolienne. L'électricité produite servirait directement à alimenter une mini-usine intégrée, qui synthétiserait de l'e-hydrogène stocké à bord. Un navire-citerne viendrait ensuite récupérer cet e-hydrogène pour l'acheminer à terre.

Références du laboratoire (1/2)

Mokeddem, S., Miftari, B., Dachet, V., Derval, G., & Ernst, D. (2025). *Distributed e-fuel hubs: Concept and case study*. ORBi-University of Liège. <https://hdl.handle.net/2268/327044>

Ernst, D., Dachet, V., Larbanois, A., Mokeddem, S., & Vassallo, M. (2025). *Le monde de l'énergie : des problèmes, mais toujours des solutions*. Conférence donnée dans le cadre d'un événement organisé par Phoenix Contact, Namur, Belgium. <https://hdl.handle.net/2268/332008>

Dachet, V., & Ernst, D. (2025). *Remote Renewable Energy Hub: a concept for improving energy security*. Working session on decarbonization between the Walloon Parliament (Belgium) and the Parliament of North Rhine Westphalia (Germany), Namur, Belgium. <https://hdl.handle.net/2268/329187>

Dachet, V., Maio, A., Counotte, P., & Ernst, D. (2025). *Remote renewable energy hubs in the high seas: A battery-based fully-electric ecosystem*. ORBi-University of Liège. <https://hdl.handle.net/2268/327232>

Dachet, V., Dubois, A., Miftari, B., Fonteneau, R., & Ernst, D. (2024, 19 Décembre). *Remote Renewable Energy Hubs: a Taxonomy*. Energy Reports, 13, 3112-2120. <https://hdl.handle.net/2268/309761>

Dachet, V., Benzerga, A., Coppitters, D., Contino, F., Fonteneau, R., & Ernst, D. (2024). *Towards CO2 valorization in a multi remote renewable energy hub framework with uncertainty quantification*. Journal of Environmental Management, 363, 121262. <https://hdl.handle.net/2268/309679>

Dachet, V., Lokotar, I., & Ernst, D. (2024). *Les Centres d'Énergie Renouvelable Distants (CERD). Une opportunité de leadership que l'Europe doit saisir*. Confrontations Europe. <https://hdl.handle.net/2268/318391>

Références du laboratoire (2/2)

Dauchat, L., Dachet, V., Fonteneau, R., & Ernst, D. (2024). *Waste heat recovery in remote renewable energy hubs*. Proceedings of ECOS 2024 - The 37th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, Rhodes, Greece. <https://hdl.handle.net/2268/313825>

Fonder, M., Counotte, P., Dachet, V., de Séjournet, J., & Ernst, D. (2024, 15 Mars). *Synthetic methane for closing the carbon loop: Comparative study of three carbon sources for remote carbon-neutral fuel synthetization*. Applied Energy, 358. <https://hdl.handle.net/2268/307481>

Lambin, C., Fettweis, X., Kittel, C., Fonder, M., & Ernst, D. (2022). *Assessment of future wind speed and wind power changes over South Greenland using the MAR regional climate model*. International Journal of Climatology. <https://hdl.handle.net/2268/288534>

Berger, M., Radu, D.-C., Detienne, G., Deschuyteneer, T., Richel, A., & Ernst, D. (2021). *Remote renewable hubs for carbon-neutral synthetic fuel production*. Frontiers in Energy Research. <https://hdl.handle.net/2268/250796>

Radu, D.-C., Berger, M., Fonteneau, R., Hardy, S., Fettweis, X., Le Du, M., Panciatici, P., Balea, L., & Ernst, D. (2019). *Complementarity assessment of South Greenland katabatic flows and West Europe wind regimes*. Energy, 175, 393–401. <https://hdl.handle.net/2268/230016>

Chatzivasileiadis, S., Ernst, D., & Andersson, G. (2013). *The global grid*. Renewable Energy, 57, 372–383. <https://hdl.handle.net/2268/144423>