

Atelier H₂ et CO₂ : CCU grâce aux projets d'e-molécules

Important : Ce document est diffusé à titre provisoire. Il constitue une base de travail susceptible d'évoluer au fil de l'avancement de la démarche de concertation. Les contenus présentés pourront être ajustés, complétés ou précisés en fonction des contributions, remarques et propositions formulées par les parties prenantes tout au long du processus.

Sommaire

| | | |
|-----|---|----|
| 1. | Rappel du cadre et des objectifs de cette note..... | 2 |
| 2. | Evaluation du marché des e-molécules en France et analyse des scénarios proposés par NaTran et Teréga | 3 |
| 2.1 | Analyse du marché du secteur aérien..... | 3 |
| 2.2 | Analyse du marché de l'e-méthanol | 14 |
| 3. | Éléments clés dans la réalisation des projets de production d'e-molécules | 23 |
| 4. | Approvisionnement en CO ₂ des projets de production d'e-molécules | 33 |
| 5. | Approvisionnement en H ₂ des projets de production d'e-molécules..... | 39 |
| 6. | Annexes | 42 |

1. Rappel du cadre et des objectifs de cette note

NaTran et Teréga ont lancé le 4 avril 2025 les « Concertations H₂, CO₂ et CH₄ : Perspectives d'avenir » à destination de toutes les parties prenantes et acteurs des marchés de l'hydrogène (H₂), du dioxyde de carbone (CO₂) et du méthane (CH₄).

Cette démarche doit permettre de renforcer la vision commune des deux opérateurs français quant aux besoins de transport à l'horizon 2035, mais aussi d'animer l'écosystème en apportant de la visibilité à moyen et long terme sur les infrastructures de transport CH₄, H₂, et CO₂ des clients actuels et futurs, et enfin de concerter certaines hypothèses dans le but, notamment, d'alimenter les Plans Décennaux de Développement (PDD).

Afin de remplir ces objectifs, trois ateliers thématiques sont organisés les 13 mai et 3 juin prochains. La consultation des experts des différents sujets de manière plus approfondie devra permettre de consolider le cadre d'hypothèses dans son détail mais aussi de discuter des outils et méthodes que NaTran et Teréga comptent mettre en œuvre pour les différentes analyses à mener.

Cette note a pour but d'**étudier les implications du potentiel en France de valorisation du CO₂ et de l'H₂ dans la production de molécules synthétiques sur les schémas de développement prospectifs de l'hydrogène et du CO₂ étudiés par NaTran et Teréga.**

Pour rappel, les molécules synthétiques, dites e-molécules, sont des molécules produites par combinaison de l'hydrogène et du CO₂ ou de l'azote. Ces e-molécules peuvent être des carburants (e-fuels) ou des composés utilisés dans la chimie (e-chemicals). Lorsque l'électricité utilisée pour la production des carburants synthétiques est renouvelable/verte, ces carburants sont appelés « RFNBO » (« Renewable Fuel of Non Biological Origins »).

En termes de carburants, les e-fuels peuvent être du e-méthane, e-kérosène, e-méthanol, e-ammoniac ou encore e-diesel. En termes de composés utilisés en chimie, ces e-chemicals peuvent être du e-méthanol ou du e-naphta.

Pour mieux comprendre les implications liées au déploiement des molécules synthétiques pour les réseaux hydrogène et CO₂ en France, la note aborde des questionnements concernant 4 grandes parties :

- 1) **Evaluation du marché des e-molécules en France et analyse des scénarios proposés par NaTran et Teréga** (demandes en e-molécules, projets annoncés, réglementation, concurrence étrangère)
- 2) **Éléments clés dans la réalisation des projets de production d'e-molécules** (facteurs de choix d'implantation géographique, contrats d'off-take des productions, risques, etc.)
- 3) **Approvisionnement en CO₂ des projets de production d'e-molécules** (méthodes de sourcing, contraintes de continuité, de flexibilité et de diversité d'approvisionnement)
- 4) **Approvisionnement en H₂ des projets de production d'e-molécules** (méthodes de sourcing, contraintes de continuité, de flexibilité et de diversité d'approvisionnement)

Pour chacune des parties, des éléments d'analyse sont proposés, avant d'émettre plusieurs questionnements qui seront discutés lors des ateliers.

2. Evaluation du marché des e-molécules en France et analyse des scénarios proposés par NaTran et Teréga

Cette partie a pour but d'échanger sur la vision des participants de l'atelier concernant l'évolution du marché des e-molécules en France et les scénarios proposés par NaTran et Teréga.

Ces éléments seront utiles à NaTran et Teréga pour mieux comprendre les implications du secteur des e-molécules sur les besoins de développement des réseaux d'hydrogène et de CO₂ à court, moyen et long terme, en termes de géographie, de dimensionnement et de temporalité.

Cette partie est divisée en l'étude du marché des e-SAF d'une part (carburants synthétiques pour l'aérien), et l'étude du marché du e-méthanol de l'autre.

Cette partie présentera de manière synthétique ces marchés, les enjeux réglementaires et les résultats des scénarios en termes de production d'e-molécules en France. Le détail de la construction des scénarios et leurs implications est proposé en annexes.

2.1 Analyse du marché du secteur aérien

Cette sous-partie a pour but d'échanger avec les parties prenantes sur la compréhension et la scénarisation de l'évolution du marché aérien en France et en Europe, concernant la demande et la production en France de carburants durables, et les consommations d'hydrogène et de CO₂ associées.

Contexte sur les consommations actuelles de kérosène fossile et la réglementation :

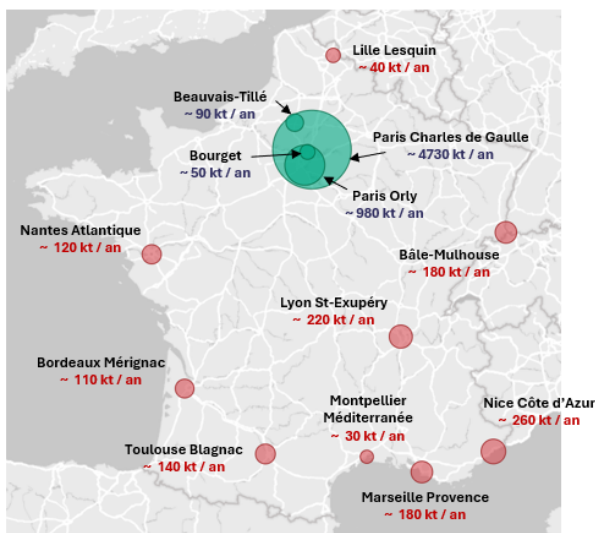
La consommation de kérosène fossile était d'environ 7,3 Mt kérosène / an en 2019, concentrée à 80% dans les aéroports franciliens (Paris Charles de Gaulle, Paris Orly, Beauvais-Tillé et Le Bourget).

La consommation annuelle par aéroport des aéroports non franciliens est de l'ordre de grandeur de 30 à 260 kt kérosène / an en 2019.

La consommation de kérosène des aéroports français est estimée à environ 7,3 Mt kérosène / an en 2019, concentrée à ~ 80% dans les aéroports franciliens

Carte des consommations estimées de kérosène des aéroports français

[2019], kt kérosène / an



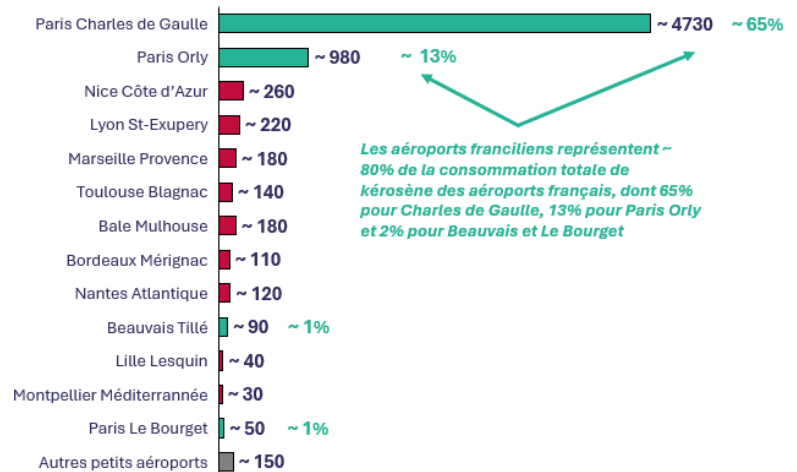
La taille des bulles est proportionnelle à la consommation de kérosène de l'aéroport

Sources : L'intégral pétrole 2019 - Statistiques existantes sur l'industrie pétrolière et aperçu sur les autres énergies, en France et dans le monde, CPDP (2019), Bilan des émissions gazeuses liées au trafic aérien en France en 2021, DGAC (2021), Etude Syntus ZIBAC de Fos-sur-Mer (2023), Bulletin statistique - Trafic aérien commercial, année 2019, DGAC (2019)

Consommation estimée de kérosène des aéroports français

[2019], kt kérosène / an, et % de la consommation totale

Total : ~ 7,3 Mt kérosène / an



Les aéroports franciliens représentent ~ 80% de la consommation totale de kérosène des aéroports français, dont 65% pour Charles de Gaulle, 13% pour Paris Orly et 2% pour Beauvais et Le Bourget

La réglementation européenne RefuelEU Aviation, votée en septembre 2023, impose des mandats d'incorporation de carburant d'aviation durables (dits « CAD » en français et « SAF » en anglais) entre 2025 et 2050. Ces mandats désignent des seuils de proportions minimales de carburants que les compagnies aériennes doivent incorporer dans leur avion s'avitillant aux aéroports européens.

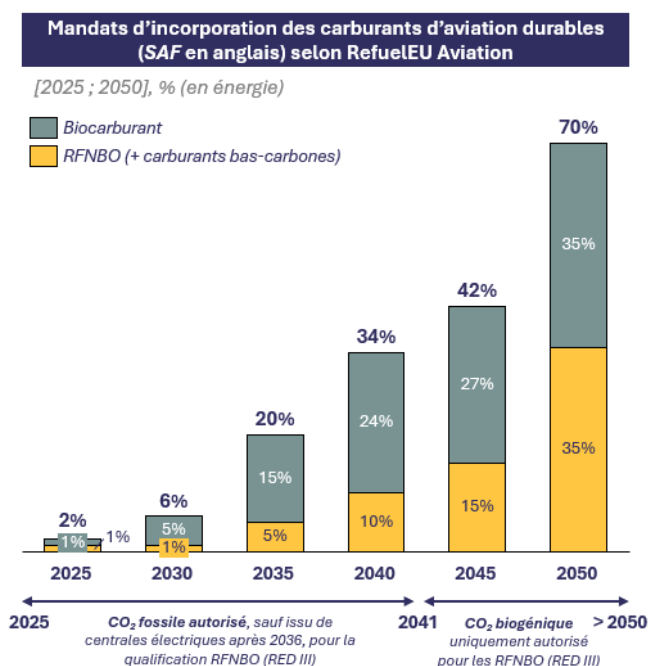
Ces seuils concernent les carburants durables dans leur ensemble (SAF) et également plus spécifiquement les RFNBO (carburant renouvelable d'origine non biologique). Les RFNBO désignent des carburants de synthèse issus de combinaison d'hydrogène et de CO₂, appelés « e-fuels » en anglais, ou de l'hydrogène consommé directement dans les avions. Les SAF qui ne sont pas des RFNBO sont les carburants durables issus en majorité de biomasse comme les biokérosène ou une partie des e-bio-kérosène.

Les seuils de RefuelEU Aviation vont de 2% de SAF en 2025 à 70% en 2050, avec une cible spécifique pour les RFNBO de 1% en 2025 à 35% en 2050.

A noter que selon les critères de définition des carburants RFNBO des actes délégués de la réglementation européenne RED III, les carburants de synthèse RFNBO devront nécessairement utiliser du CO₂ biogénique à partir de 2041. Dit autrement, l'usage de CO₂ fossile ne sera plus autorisé au-delà de 2041.

Les seuils minimaux d'incorporation de carburants durables de RefuelEU Aviation sont contraignants pour les compagnies aériennes et les fournisseurs de carburant puisque des pénalités importantes sont prévues en cas de non-respect de ceux-ci. La réglementation européenne devrait donc fortement inciter à la consommation de carburants d'aviation durables en France et en Europe, et susciter en conséquence le développement de projets de production d'e-fuels en France (et en Europe et le Monde) pour répondre à cette demande.

Pour l'aérien, l'UE et la France fixent entre 2025 et 2050 des mandats d'incorporation des carburants durables, dont une part minimale de carburant renouvelable d'origine non biologique (RFNBO)



Sources : analyses NaTran et Téréga, RefuelEU Aviation, Feuille de route de décarbonation secteur aérien (mars 2023)

- **Les critères de durabilité de RED II** s'appliquent : les biocarburants 1G (« food based ») sont exclus et devraient disparaître à l'horizon 2030
- **Les objectifs français découlant de RefuelEU Aviation**, donnés dans la feuille de route de décarbonation du transport aérien 2023 **suivent les objectifs européens**, en étant selon le scénario plus ou moins ambitieux en 2050, avec entre 63% et 85% de SAF, dont 28% à 50% de RFNBO
- **Les pénalités en cas de non-respect** des réductions d'émissions et des seuils RFNBO devraient être portées par le fournisseur de carburant et/ou la compagnie aérienne :
 - **Pour le fournisseur de carburant** : l'amende serait égale au **double** de la **différence de prix** entre un SAF et un kérosène fossile classique, multipliée par le volume de SAF manquant pour atteindre les objectifs totaux de SAF
 - **Pour la compagnie aérienne** : l'amende serait égale au **double du prix** d'un kérosène fossile classique, multiplié par le volume de SAF manquant pour atteindre les objectifs totaux de SAF
- **Le mécanisme de certification des SAF privilégié est encore incertain aujourd'hui**, même si la Commission Européenne s'est engagée à étudier la mise en place d'un mécanisme de garanties d'origine (« book and claim ») :
 - « **Book and Burn** » : la compagnie aérienne avitaille son avion avec des réelles molécules de SAF qu'elle a achetée au producteur
 - « **Book and claim** » : la compagnie aérienne avitaille ses avions avec un carburant quelconque mais peut revendiquer qu'elle vole avec du SAF, en achetant des certificats des SAF aux producteurs

\\// L'accord prévoit que les mandats d'incorporation de RFNBO peuvent être également atteints en utilisant des e-fuels bas-carbones (e-fuels à base d'hydrogène bas-carbone, à partir d'électricité bas-carbone nucléaire par exemple, et qui respecte les 70% de réduction de GES par rapport au kérosène fossile)

La demande française en carburants fossiles et durables a été scénarisée selon 3 scénarios : un scénario haut (A), un moyen (B) et un bas (C).

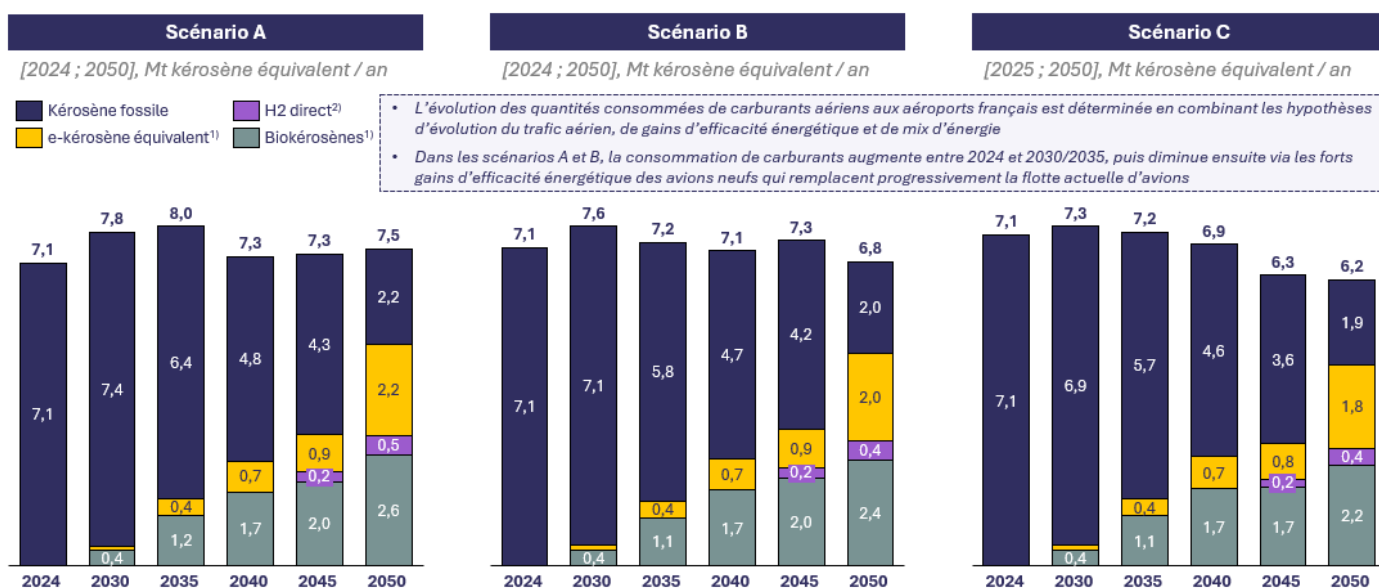
Dans ces scénarios, la demande en carburants aériens a été quantifiée à partir des seuils réglementaires d'incorporation de RFNBO et de biocarburants (RefuelEU Aviation), et des hypothèses d'évolution du trafic aérien, de gains d'efficacité énergétique moyens sur la flotte d'avions, et de mix d'énergie avitaillée aux aéroports français.

Le détail des hypothèses de trafic et de gains d'efficacité énergétique sont disponibles en annexes et sont issues de [la feuille de route de décarbonation du secteur aérien](#) publiée en mars 2023 et l'étude de l'ADEME « [Elaboration de scénarios de transition écologique du secteur aérien – Rapport final](#) » publiée en septembre 2022.

Ces hypothèses conduisent à **une demande en France en e-SAF (e-kérosène ou e-bio-kérosène, hors H₂ direct) de 0,1 Mt / an en 2030 à 1,8 – 2,2 Mt / an en 2050. En incluant l'H₂ direct, la demande de RFNBO serait de 2,2 à 2,7 Mt équivalent kérosène / an en 2050.**

Cette demande en RFNBO 2050 (2,2 à 2,7 Mt / an) peut être comparée à la valeur de 2,8 Mt / an en 2050 estimée par Verso Energy dans son document de consultation du projet ReStart (mars 2025) [page 30]. La valeur de 2,8 Mt/an en 2050 de Verso Energy est ainsi proche de celle du scénario haut (A) en 2050 (2,7 Mt/an). Ces différences peuvent s'expliquer par des hypothèses différentes sur l'évolution du trafic aérien, des gains d'efficacité énergétique et du mix d'énergie moyen.

Selon les scénarios, la demande en e-SAF en France pourrait atteindre 0,4 Mt / an en 2035 et 1,8 à 2,2 Mt / an en 2050



1) Les e-bio-kérosènes présentent une part comptabilisée comme RFNBO (environ 2/3) et une part comptabilisée comme biocarburant (1/3) via l'H2 « RFNBO » utilisé dans le processus [calcul réalisé dans l'étude 31 de la ZIBAC de Fos-sur-Mer]. La part RFNBO des e-bio-kérosènes est dans « e-kérosène équivalent » et la part biocarburant dans « Biokérosènes ».

2) L'énergie est donnée en équivalent kérosène. La conversion pour l'H2 direct est de 11,9 TWh PCI H2 / kg kérosène, ce qui correspond au contenu énergétique du kérosène selon les rapports annuels du CPDP (Comité Professionnel du Pétrole). La consommation d'H2 direct serait donc respectivement de 2,2, 2,6 et 2,6 TWh PCI H2 / an en 2045 et 4,5, 5,0 et 5,5 TWh PCI H2 / an en 2050

Sources : analyses NaTran et Téréga, RefuelEU Aviation, rapport annuel du CPDP (page 299)

1. Le spectre de scénarios sur l'évolution de la demande en carburants durables d'aviation en France vous semble-t-il cohérent avec votre vision de l'évolution du marché ?
2. Les sensibilités vous paraissent-elles exhaustives ? Si ce n'est pas le cas, quelles variantes et sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées en complément pour éclairer les problématiques liées à l'équilibre offre-demande de SAF en France ? Quelles incertitudes en particulier vous paraissent nécessiter des variantes ?

Analyse des projets annoncés et mise en perspective avec la demande nationale et européenne en SAF

La consommation d'hydrogène et de CO₂ liée au secteur aérien en France entre aujourd'hui et 2050 se décompose en 3 parties : la consommation d'hydrogène pour la production des e-SAF, la consommation d'hydrogène directe dans les avions et la consommation d'hydrogène pour la production des biokérosènes.

Pour quantifier ces consommations, il est nécessaire de concevoir des scénarios sur l'approvisionnement de la demande française en carburants durables produits en France versus importés de l'étranger, et sur le potentiel d'export ou non de la production nationale d'e-fuels.

Pour cela, **les projets annoncés d'e-fuels ont été étudiés** et mis en perspective de la demande scénarisée nationale et européenne en carburants durables.

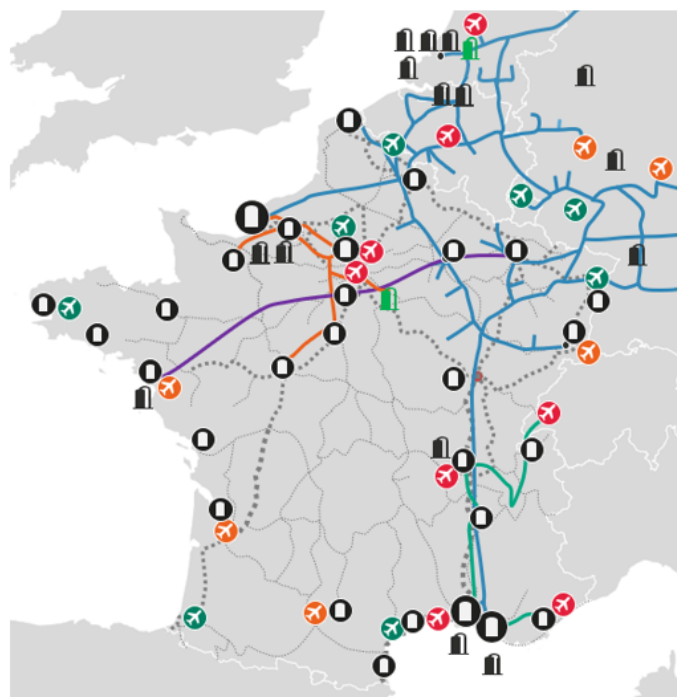
En date d'avril 2025, **14 projets « de grande échelle » de production d'e-SAF** (e-kérosène et e-bio-kérosène) ont été annoncés, représentant une production totale d'environ **900 à 1040 kt SAF / an**, dont environ 870 à 1000 kt / an seraient qualifiables en RFNBO. La distinction « *qualifiable en RNFBO* » renvoie aux e-bio-kérosènes dont une partie est qualifiée de RFNBO via la consommation d'H₂ RFNBO du processus, et une partie est qualifiée en biocarburant¹.

La liste des projets d'e-SAF est affichée ci-dessous sur une carte de France présentant en fond les infrastructures ferroviaires (lignes de fret ferroviaire) et pétrolières (oléoducs, dépôts pétroliers, raffineries). Ces infrastructures sont affichées afin de visualiser plus facilement comment les projets annoncés d'e-fuels pourraient distribuer l'e-SAF produit vers les aéroports consommateurs.

¹ La part RFNBO d'un e-bio-kérosène semble être de 2/3 et celle de biokérosène d'un 1/3 selon une étude sur les carburants durables de la ZIBAC de Fos-sur-Mer (étude 31).

Ces projets pourraient en effet distribuer l'e-SAF par fret ferroviaire ou par oléoducs, sachant qu'un système de « garanties d'origine » ou « Book and Claim » devrait faciliter la logistique d'e-SAF en « déconnectant » consommation « attribuée » de SAF (achat de garanties d'origine) de la consommation physique (avitaillement réel de la molécule dans l'avion).

La France est alimentée en kérosène via des oléoducs par ses raffineries, des imports et exporte également à l'étranger



Légende :

- Aéroports principaux (> 10 M passagers / an)
- Aéroports secondaires (5 à 10 M passagers / an)
- Petits aéroports régionaux (1 à 5 M passagers / an)

- Dépôts
- Raffineries
- Bioraffineries

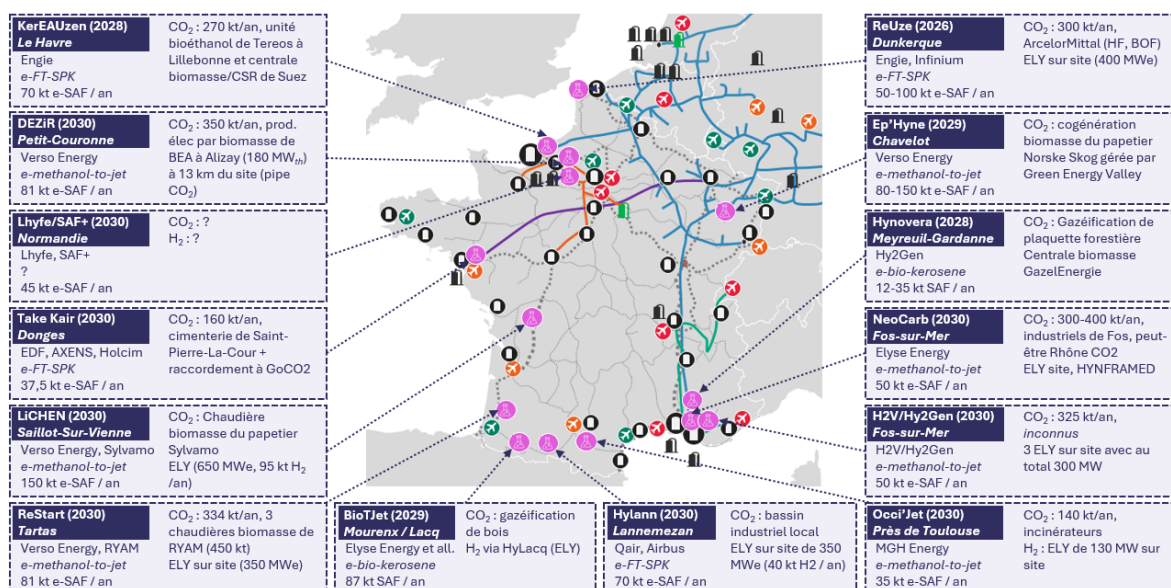
Oléoducs de produits finis :

- ODC (OTAN)
- PMR
- LHP (TRAPIL)
- DMM
- Fret ferroviaire

- Approvisionnement en kérosène en France :** imports de pétrole brut et de kérosène (Marseille, Havre), production nationale en raffineries et bioraffineries, et moyens conséquents de transport
- Oléoduc « ODC » (Oléoduc de Défense Commune) :** alimentation en kérosène l'Allemagne et le Bénélux depuis la France, dont les gros aéroports de Bruxelles et d'Amsterdam, et les bases militaires européennes
- Oléoduc « LHP » (Le Havre Paris) :** alimentation les aéroports parisiens depuis les raffineries normandes et les imports de kérosène du Havre
- Oléoduc « DMM » (Donges Menin Metz) :** transport d'essence et de diesel, mais quasiment pas de transport de kérosène, d'Est en Ouest
- Oléoduc « PMR » (Pipeline Méditerranée Rhône) :** alimentation en kérosène de Lyon et Genève
- Pipeline de produit brut (SPSE) :** La raffinerie de Feyzin (Lyon) est alimentée avec un oléoduc de pétrole brut depuis Marseille, non représenté ici

Sources : TRAPIL, ODC, DGEC, articles de presse spécialisés, SPSE, CPDP (Comité Professionnel du Pétrole), SNCF

Pour l'aérien, 14 projets d'e-kérosène ou e-bio-kérosène ont été annoncés, représentant une production totale de ~ 900 à ~ 1040 kt SAF / an, dont ~ 870 à ~ 1000 kt / an qualifiables « RNFB0 »¹⁾



¹⁾ Les e-bio-kérosène présentent une part comptabilisée comme RNFB0 (environ 2/3) et une part comptabilisée comme biocarburant (1/3) via l'H2 - RNFB0 - utilisé dans le processus [cf étude 31 de ZIBAC Fos]
Sources : Revue de presse, analyse des dossiers de consultation des projets annoncés d'e-fuels en France

La carte ci-dessus met d'ailleurs en lumière que les développeurs de projet d'e-SAF semblent se positionner à proximité des infrastructures ferroviaires et pétrolières pour pouvoir acheminer plus facilement leur production vers les lieux de consommation.

La production totale de tous les projets annoncés d'e-SAF permettrait de répondre à la demande française scénarisée en e-SAF de 2030 à 2045², laissant même la porte ouverte à des exports ou à « compenser » une production insuffisante de biokérosènes à court et moyen terme (avant 2045).

Cette « compensation » d'une production insuffisante de bio-SAF reviendrait à rehausser la part des carburants RFNBO dans le mix d'énergie des avions en France pour diminuer celle des biocarburants, ce qui permettrait toujours de respecter les seuils minimaux d'incorporation de SAF et de RFNBO (dans ce cas, la part des RFNBO serait supérieure au seuil minimal).

En termes de SAF (e-SAF hors H2 direct et bio-SAF), la production totale annoncée de SAF serait de 1,4 Mt / an dès 2030, composée de 0,9 Mt e-SAF / an dès 2030 et de 0,5 Mt bio-SAF / an dès 2030. Cette production annoncée serait insuffisante pour couvrir la demande scénarisée dès 2040, suscitant un besoin de nouveaux projets de production de biocarburants ou d'e-fuels, ou de l'import.

La production totale des projets annoncés français d'e-SAF permettrait de répondre à la demande française en e-SAF de 2030 à 2045, laissant la porte ouverte à des exports ou à compenser une prod. insuffisante de bio-SAF

COMPARAISON ENTRE LA DEMANDE FR ET LA PRODUCTION TOTALE FR ANNONCÉE DE E-SAF (HORS H2 DIRECT) ET BIO-SAF [2030-2050], Mt kérosène équivalent / an

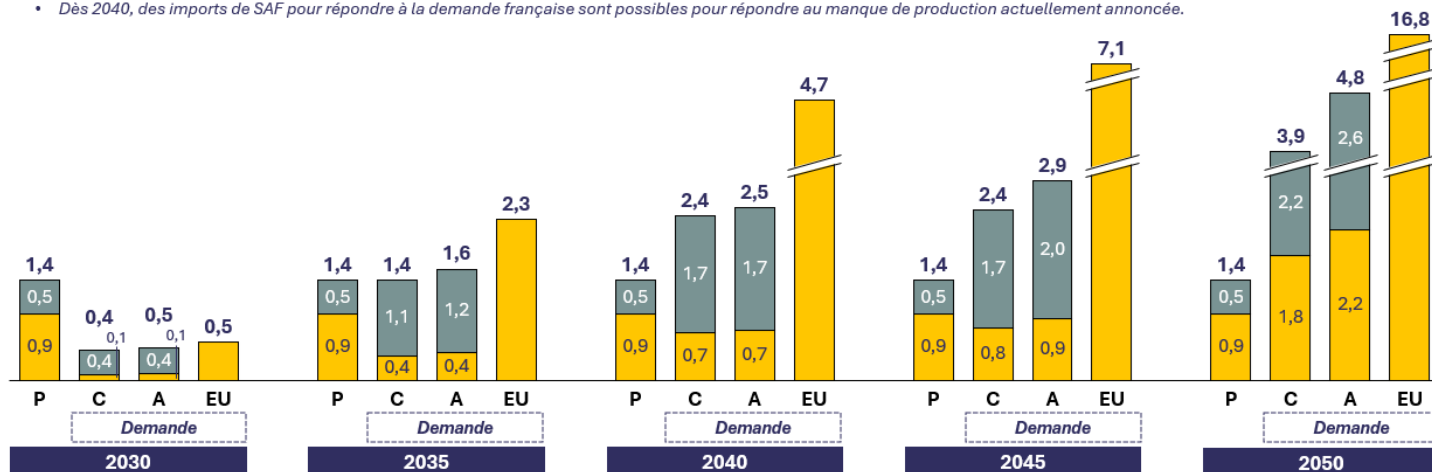
e-SAF¹⁾ bio-SAF¹⁾

P : Production totale de tous les projets annoncés en France

A, C et EU : Scénarios de demande en SAF pour la France (A et C) et l'Europe (EU)

Conclusions

- La prod. totale annoncée d'e-SAF permettrait de répondre à la demande **FR** en e-SAF de 2030 à 2045 inclus, mais devrait doubler pour répondre à l'objectif 2050.
- La production de SAF (e-SAF et bio-SAF) annoncée en France serait suffisante pour répondre à la demande FR en 2030 et 2035, mais pas au-delà.
- La production d'e-SAF annoncée pourrait permettre de « compenser » le manque de production de biocarburants pour répondre aux obligations RefuelEU Aviation.
- La production d'e-SAF annoncée pourrait également permettre de répondre au marché européen, plus large que le marché français.
- Dès 2040, des imports de SAF pour répondre à la demande française sont possibles pour répondre au manque de production actuellement annoncée.



1) Précision pour les e-bio-kérosène : la production des e-bio-kérosènes a été partagée entre e-SAF et bio-SAF à hauteur respectivement de 2/3 et 1/3 [cf estimation étude 31 de ZIBAC de Fos-sur-Mer]

Sources : analyses NaTran et Téréga, vision européenne selon le document de concertation du projet ReSTART de Verso Energy (figure 16)

² En effet, la production totale annoncée d'e-SAF (hors H2 direct) est d'environ 0,9 Mt / an dès 2030. En face, la demande d'e-SAF (hors H2 direct) serait de 0,1 Mt / an en 2030, 0,4 Mt / an en 2035, 0,7 en 2040 et 0,8-0,9 en 2045 et 1,8-2,2 Mt / an en 2050. La production totale annoncée d'e-SAF (hors H2 direct) serait donc bien supérieure à la demande scénarisée en France d'e-SAF de 2030 à 2045 (hors H2 direct).

3. La production totale annoncée d'e-SAF vous semble-t-elle réaliste ? Tous les projets pourront-ils se réaliser ? A quelles conditions ?
4. Selon votre vision du marché, la production nationale d'e-SAF s'adresserait-t-elle en priorité au marché français des e-SAF ou des biokérosènes, ou bien adresserait-elle le marché européen des e-SAF via des exports conséquents ?

Scénarios de production d'e-kérosène en France :

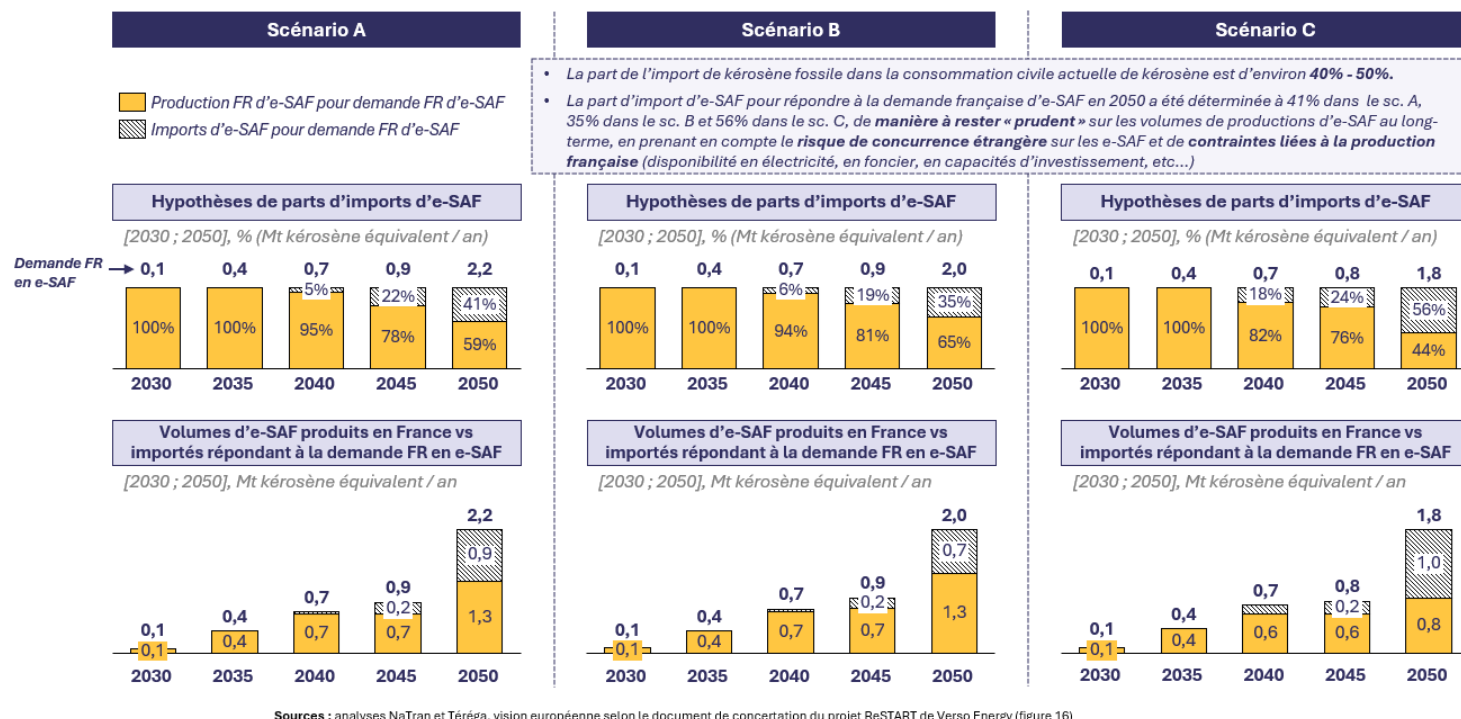
Pour continuer l'analyse, NaTran et Téréga ont souhaité proposer une vision ambitieuse mais « prudente », voire « conservatrice », des scénarios de production nationale d'e-kérosène. L'idée sous-jacente est la possibilité que tous les projets annoncés ne se réalisent pas et que des imports d'e-SAF soient réalisés au long terme pour répondre à la demande française d'e-SAF.

L'objectif derrière cette vision « prudente » est d'étudier l'intérêt des infrastructures d'hydrogène et de CO₂ même dans des cas « prudents » sur l'évolution des consommations d'hydrogène nationales liées au secteur aérien.

Pour ce faire, des hypothèses d'imports d'e-SAF ont été définies en 2040, 2045 et 2050 à hauteur de 5%-18% de la demande nationale en e-SAF scénarisée en 2040, 19%-24% en 2045 et 35%-56% en 2050. Comme explicité sur la slide ci-dessous, **ces hypothèses conduisent à une production nationale d'e-SAF (hors H2 direct) d'environ 0,6-0,7 Mt / an en 2040 et 2045, et 0,8 – 1,3 Mt / an en 2050**, à comparer avec la production totale des projets annoncés d'environ 1 Mt / an dès 2030 et une demande d'e-SAF (hors H2 direct) en France de 1,8 – 2,2 Mt / an en 2050. A court terme, des exports sont envisagés³.

³ A court terme, une production nationale d'e-SAF supérieure à la demande nationale en e-SAF est envisagée dans les scénarios en 2030 et 2035 (à hauteur de 2x la demande nationale en 2030, et légèrement au-dessus de la demande nationale en 2035).

Des hypothèses d'imports ont été prises en compte pour l'approvisionnement en e-fuels de la France afin d'obtenir une vision « prudente » des volumes de production d'e-fuels scénarisés au long terme

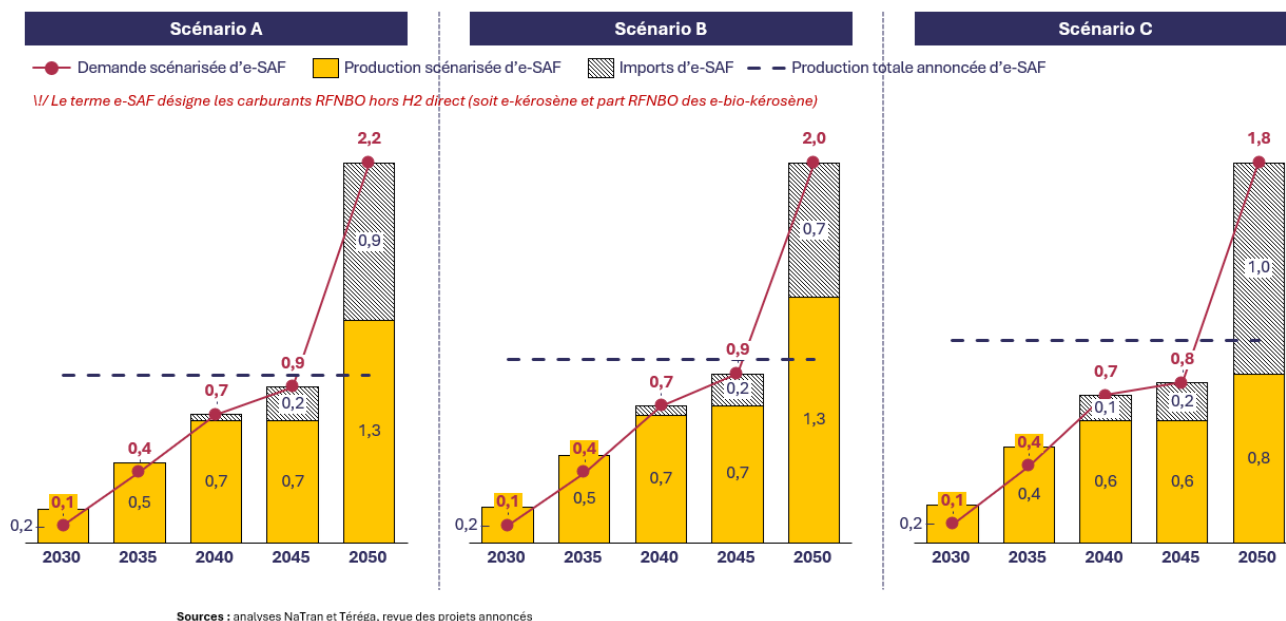


Ces taux d'imports de kérosène sont à mettre en perspective avec les imports actuels de kérosène fossile pour répondre à la demande française, à hauteur de 40% - 50% en 2019. Les scénarios A et B présenteraient ainsi un « gain de souveraineté » vis-à-vis de l'imports de kérosène en 2050 (resp. 41% et 35% en 2050 vs 40%-50% en 2019), tandis que le scénario C décrirait une légère baisse de souveraineté sur le kérosène en 2050 (56% en 2050 vs 40%-50% en 2019).

Ces scénarios conduisent à une production d'e-SAF (hors H2 direct) de 0,2 Mt / an en 2030 et 0,8 – 1,3 Mt / an en 2050.

Les sc. de production d'e-SAF retenus incluent les hypothèses d'imports d'e-SAF au long-terme et un potentiel d'export ou de « compensation » d'un manque de production de bio-SAF à court-terme

COMPARAISON ENTRE LA DEMANDE FR ET LA PRODUCTION TOTALE FR ANNONCÉE DE E-SAF (HORS H2 DIRECT) ET BIO-SAF [2030-2050], Mt kérosène équivalent / an



Ces hypothèses d'import et de potentiel d'export de la production française d'e-SAF sont à discuter avec les parties prenantes lors de la consultation.

Un scénario avec la prise en compte de tous les projets annoncés d'e-SAF peut par exemple être également envisagé, produisant au-delà de la demande nationale estimée en e-SAF pour « compenser » une production insuffisante de biocarburants ou pour alimenter le marché européen en plus du marché français.

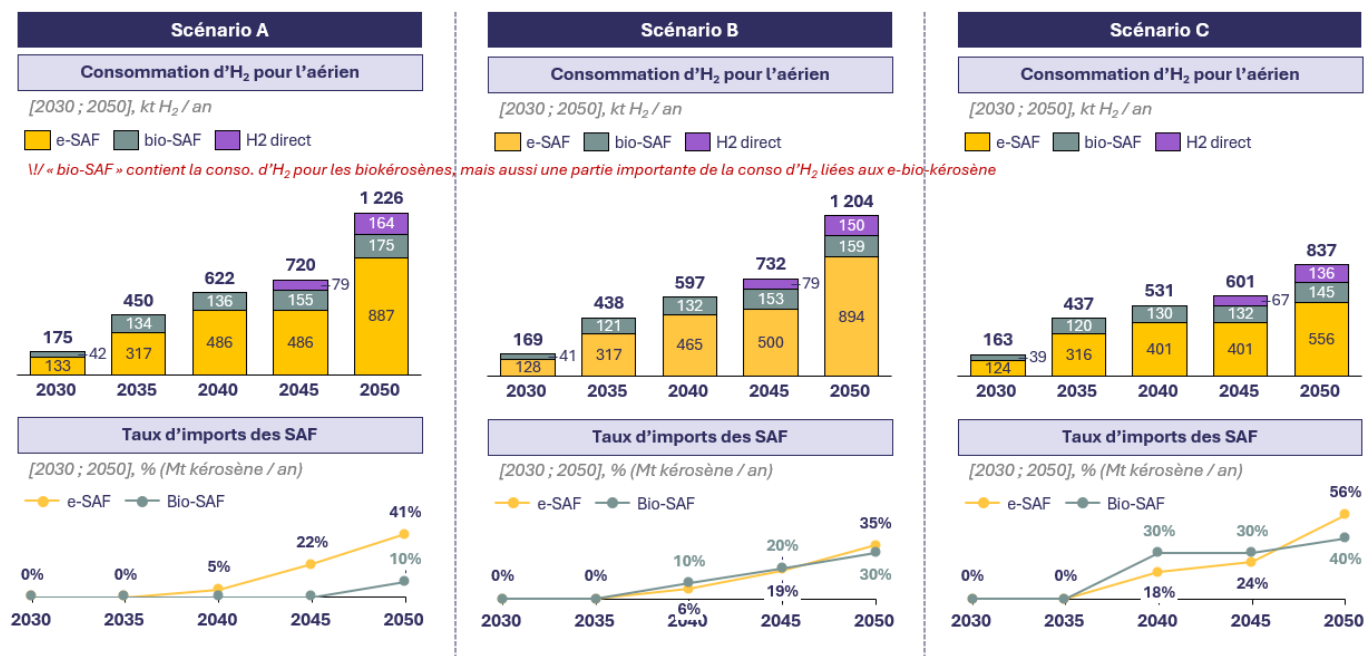
Consommation d'hydrogène et de CO₂ associée à la production des e-SAF :

La production des e-kérosène en France conduirait à une demande d'hydrogène associée à hauteur de 120-130 kt H₂ / an en 2030 et 560 – 900 kt H₂ / an en 2050.

La consommation de CO₂ associée serait d'environ 1 Mt CO₂ / an en 2030, 2,4 Mt CO₂ / an en 2035, 3,0 à 3,7 Mt CO₂ / an en 2040 et 2045, et 4,2 à 6,7 Mt CO₂ / an en 2050.

A cette demande d'hydrogène s'ajoute la consommation d'hydrogène comme usage direct et comme intrants des processus de production des biokérosènes. Cela amène à une **consommation totale d'H₂ pour l'aérien d'environ 160-180 kt H₂ / an en 2030 et 840 – 1230 kt H₂ / an en 2050.**

La scénarisation des productions en France des SAF (e-kérosène, e-bio-kérosène et H₂ direct) permet d'estimer des ordres de grandeur de la consommation d'H₂ associée à l'aérien en France



Les estimations de consommation d'hydrogène et de CO₂ liées à la production nationale d'e-kérosène, d'e-bio-kérosène et de biokérosènes ont été réalisées à partir d'hypothèses de consommation spécifiques d'H₂ par procédés (e-FT-SPK pour l'e-kérosène, le procédé d'e-bio-kérosène BioTJet, et les procédés bio-FT-SPK, ATJ-SPK, HEFA pour les biokérosènes).

Les processus de production du e-kérosène ou e-bio-kérosène produisent du e-kérosène ou du e-bio-kérosène mais aussi des co-produits comme du e-diesel ou du e-naphta. Le taux de sélectivité du kérosène pris en hypothèse pour les processus est de 70%. Ce taux peut varier selon les procédés.

Les consommations spécifiques ont été calculées à partir des valeurs trouvées dans la littérature, données pour la production du « mélange » de carburants produits, auxquelles l'hypothèse de sélectivité a été appliquée.

Pour calculer la consommation d'hydrogène associée à la production des biokérosènes, un détail de mix plus fin de biokérosènes entre les différentes voies de production a été réalisée (e-bio-kérosène, bio-FT-SPK, ATJ-SPK et HEFA).

Les consommations spécifiques retenues sont précisées dans le tableau ci-dessous.

| Procédé | Produits mélangés | | Conso spécifique pour kérosène produit | | | Source |
|-------------|--------------------------------|---------------------------------|--|---------------------------------|----------------------------------|------------------|
| | H ₂ | CO ₂ | Sélectivité e-kérosène en % (kg kérosène / kg mélange) | H ₂ | CO ₂ | |
| | kg H ₂ / kg mélange | kg CO ₂ / kg mélange | | kg H ₂ / kg kérosène | kg CO ₂ / kg kérosène | |
| e-FT-SPK | 0,493 | 3,72 | 70% | 0,70 | 5,31 | [1] ⁴ |
| Bio ATJ-SPK | 0,011 | / | 70% | 0,016 | / | [2] ⁵ |

⁴ [1] Concawe, E-Fuels: A techno economic assessment of European domestic production and imports towards 2050 (page 39 et 269)

⁵ [2] Strategic assessment of sustainable aviation fuel production technologies, Tanzil et al., 2020

| | | | | | | |
|---------------------|--------------------|---|-----|--------------------|---|-------------------------------------|
| Bio FT-SPK | <i>Très faible</i> | / | 70% | <i>Très faible</i> | / | |
| HEFA | 0,042 | / | 70% | 0,060 | / | [2] ⁵ , [3] ⁶ |
| e-bio-FT-SPK | 0,261 | / | 70% | 0,373 | / | [4] ⁷ |

Hypothèses de consommations spécifiques utilisées dans l'étude

Une limite de ce calcul est que les consommations spécifiques du procédé e-FT-SPK (Fischer Tropsch) ont été utilisées pour la consommation d'H₂ de la production des e-kérosène, alors que de plus en plus de projets sont annoncés avec le procédé « e-méthanol-to-jet », notamment les projets de Verso Energy. Des estimations plus fines partageant la production d'e-kérosène entre la voie FT-SPK et e-methanol-to-jet seront réalisées ultérieurement.

5. Le spectre de scénarios de production d'e-kérosène en France vous semble-t-il pertinent, plausible et suffisamment exhaustif ? La vision proposée vous semble-t-elle réaliste, ou trop faible, ou trop ambitieuse ?
6. Le spectre de scénarios de consommation d'hydrogène et de CO₂ liées au secteur aérien vous semble-t-il pertinent et suffisamment exhaustif ?
7. Les parts d'imports d'e-SAF envisagées vous semblent-elles pertinentes, ou trop faibles / trop fortes, ou pas assez variées ? Quels facteurs pourraient selon vous influencer les choix entre import et production nationale ?

2.2 Analyse du marché de l'e-méthanol

Cette sous-partie a pour but d'échanger avec les parties prenantes sur la compréhension et la scénarisation de l'évolution du marché de l'e-méthanol en France et en Europe, concernant la demande et la production en France de carburants durables, et les consommations d'hydrogène et de CO₂ associées.

Périmètre de l'étude du marché de l'e-méthanol :

A moyen-terme, l'e-méthanol pourrait être consommé pour 3 secteurs principaux : maritime, chimie et aérien.

Le secteur « maritime » désigne la consommation de méthanol (e-méthanol et biométhanol) comme carburant maritime. Le méthanol pourrait être de plus en plus utilisé dans des navires équipés de moteurs *dual fuel* fioul-diesel et méthanol (deux motorisations). Par exemple, CMA CGM a récemment commandé des porte-conteneurs à motorisation *dual fuel* méthanol.

Le secteur « chimie » désigne la consommation de méthanol pour la chimie, utilisé notamment dans la production de plastiques, de solvants, d'explosifs, de peintures ou d'additifs pour essence.

Le secteur « aérien » désigne la consommation de méthanol pour produire du e-kérosène avec le procédé « e-methanol-to-jet ». Plus spécifiquement, ce marché désignerait la production d'e-méthanol d'un producteur, qui serait vendue à un autre acteur producteur d'e-kérosène. Autrement dit, la production d'e-méthanol sur le site d'une usine de production d'e-kérosène, servant uniquement aux processus internes de cette usine, ne serait pas incluse dans le marché « aérien » ainsi défini.

⁶ [3] Techno-economic analysis of used cooking oil to jet fuel production, Hsin-Wei Hsu (2020) [process "2 step"]

⁷ [4] "Paris Air Show 2023 : Elyse Energy gives details of BioJet project", Air & Cosmos, 22/06/2023

Ces 3 marchés devraient être étudiés pour définir la demande en e-méthanol en France entre aujourd'hui et 2050, et la mettre en regard avec les capacités de production annoncées.

Cependant, à date, l'e-méthanol-to-jet comme débouché de vente d'une production d'e-méthanol n'a pas encore été modélisé. Il le sera dans un second temps, notamment avec le retour des participants aux ateliers. L'analyse suivante se concentre donc sur le marché maritime et le marché chimie.

Le marché maritime sera abordé en premier, suivi du marché chimie, puis les projets de production d'e-méthanol seront analysés et mis en regard avec les scénarios de demande du e-méthanol pour le maritime et la chimie en France.

Marché de l'e-méthanol pour le maritime :

Le marché e-méthanol pour le maritime désigne la consommation d'e-méthanol ou de bio-méthanol dans le secteur maritime. Pour concevoir les scénarios, une étude du soutage des carburants maritimes dans les ports français en 2019 et 2025 a été réalisée, ainsi qu'une étude de la réglementation sur la décarbonation du secteur maritime.

Des hypothèses ont ensuite été définies pour estimer l'évolution du soutage des carburants maritimes en France. Ces hypothèses concernent l'évolution du trafic maritime, les gains d'efficacité énergétique, les baisses de vitesse des navires, et l'évolution du mix de carburants maritimes soutée aux ports français.

Le détail des analyses concernant le bilan actuel du soutage en France, les hypothèses des scénarios et les mix estimés de carburants soutés aux ports français entre 2025 et 2050, est disponible en annexes. Seuls les informations clés sur la réglementation et les résultats de la modélisation du marché maritime sur les carburants maritimes sont présentées ci-après.

Contexte sur le soutage de carburant et la réglementation :

Selon les données du CPDP (Comité Professionnel du Pétrole), **le soutage de carburant maritime était d'environ 1,7 Mtep / an en France en 2019**, concentré dans les ports de Marseille-Fos (GPMM) et du Havre, à hauteur de 1,1 Mtep / an et 0,6 Mtep / an respectivement.

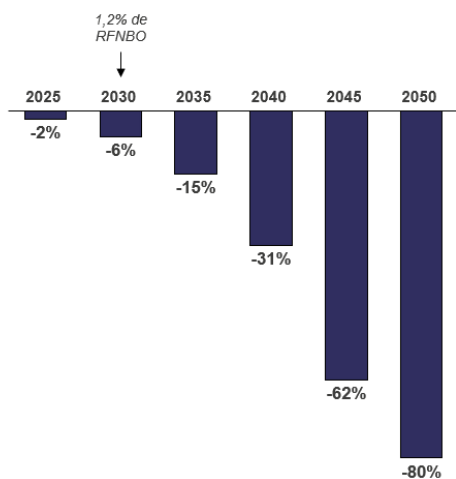
En 2025, le soutage de carburants est estimé à 1,65 Mtep / an, dont 1,2 Mtep / an de fioul, 0,3 Mtep / an de GNL et 0,1 Mtep / an de diesel marin léger (DML). Ce soutage a été décomposé en 4 types de navires étudiés dans la modélisation des scénarios : porte-conteneurs, navires de croisière, ferries et vraquiers. Le soutage en 2025 estimé alimenterait à hauteur de 1,10 Mtep / an les porte-conteneurs, 0,27 Mtep / an les ferries, 0,15 Mtep / an les vraquiers et 0,12 Mtep / an les navires de croisière.

La réglementation principale qui motive l'usage croissant de carburants maritimes est la réglementation européenne FuelEU Maritime, votée le 13 septembre 2023.

Cette réglementation définit des objectifs de réduction de l'intensité d'émissions de GES du mix énergétique utilisé pour la propulsion des navires, mesuré en % de baisse en gCO₂ / MJ.

FuelEU Maritime impose des objectifs de réduction d'émissions de GES à bord des navires, jusqu'à 80% en 2050 par rapport à 2023

OBJECTIFS DE RÉDUCTION DE L'INTENSITÉ GES DU MIX ÉNERGÉTIQUE DES NAVIRES SELON FuelEU MARITIME
[2025 ; 2050], % (gCO₂ / MJ)



Sources : Regulation (EU) 2023/1805 of the European Parliament and of the Council of 13 September 2023 on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport, and amending Directive 2009/16/EC

FuelEU Maritime en quelques points :

- La réglementation FuelEU Maritime a été adoptée par l'Union Européenne le **13 septembre 2023** (Regulation (EU) 2023/2405) et s'applique aux navires de plus de 5 000 GT
- Elle définit des objectifs de réduction de l'intensité d'émissions GES du mix énergétique utilisé pour la propulsion des navires, en **% de baisse en gCO₂ / MJ**
- L'accord fixe un **objectif de 1,2% de RFNBO en 2030**, et 2% d'utilisation de RFNBO à partir de 2034 si la Commission signale qu'en 2031, les RFNBO représentent moins de 1% du carburant maritime souté dans les navires
- Les **pénalités en cas de non-respect** des réductions d'émissions et des seuils RFNBO sont conséquentes et devraient être portées principalement par l'armateur, à l'échelle d'une flotte de navires, et non d'un navire seul

« Pooling mechanism » :

- Plusieurs armateurs peuvent se regrouper au sein d'un « pool » de navires** pour respecter les objectifs de réduction des émissions de GES sur la moyenne de tous les navires. Des navires aux carburants durables peuvent ainsi « compenser » les émissions de navires fioul ou diesel. C'est le « *pooling mechanism* » ou la « *pool compliance* »

Critères sur les carburants mobilisables :

- Par ailleurs, les **critères de durabilité de RED II** s'appliquent : les biocarburants 1G (« food based ») sont exclus et devraient disparaître à l'horizon 2030
- FuelEU Maritime se veut « **technologiquement** » neutre sur le plan des carburants bas-carbone à utiliser par les armateurs, hormis la cible de 1,2% de RFNBO en 2030

L'usage de carburants moins carbonés que le fioul lourd ou le diesel serait nécessaire pour respecter ces seuils. Ces carburants peuvent être le GNL (à court terme), le biométhane, l'e-méthane, le bio-méthanol, l'e-méthanol, le biodiesel et l'e-ammoniac.

D'autres réglementations contraignantes s'ajoutent à FuelEU Maritime, comme l'intégration du maritime dans les crédits carbone européens (ETS), la réglementation de l'Organisation Maritime Internationale (OMI) ou encore les zones de contrôle des émissions de soufre en méditerranée (zone SECA). Ces réglementations sont détaillées en annexes.

Résultats des scénarios de transition du maritime en termes de carburants soutés :

Des scénarios d'évolution du soutage de carburants maritimes aux ports français ont été définies à partir d'hypothèses sur :

- Le trafic maritime
- L'efficacité énergétique
- Les baisses de vitesse des navires
- Les rythmes de renouvellement des navires
- Les choix de motorisations en cas de navires neufs ou rétrofits
- L'évolution du mix d'énergie des navires équipés de motorisation dual fuel

L'évolution du mix d'énergie des navires équipés de motorisation dual fuel a été estimée de manière à respecter les seuils réglementaires, tout en minimisant les frais de carburants via le mécanisme de « pool compliance » de FuelEU Maritime. Ces hypothèses et la méthodologie de calcul associée sont décrites en annexe.

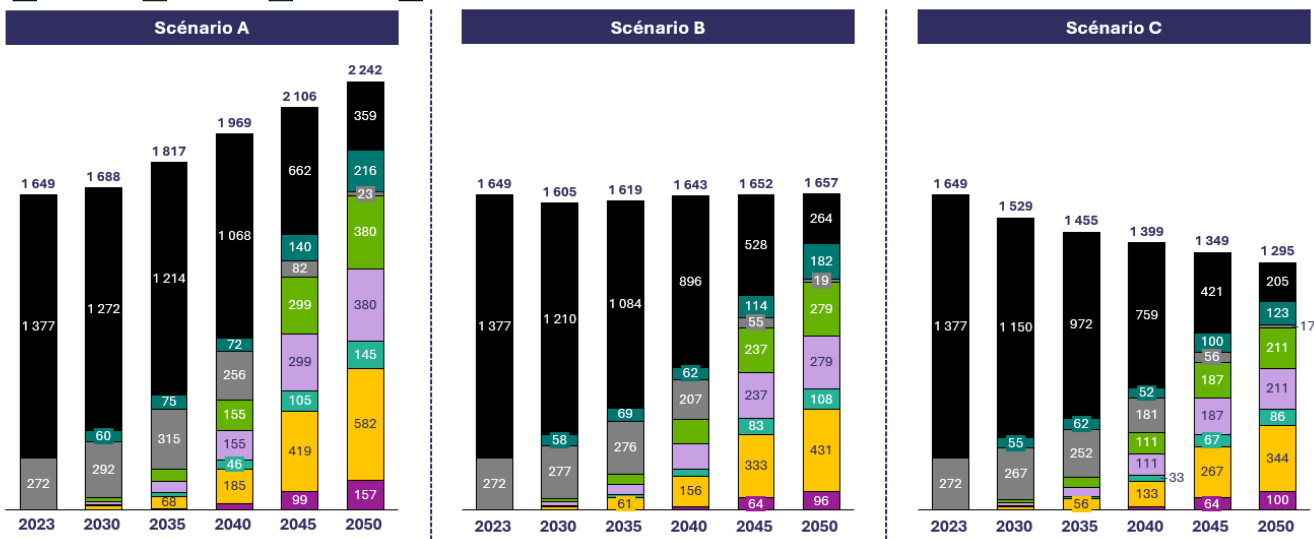
Les 3 scénarios définis (A, B, C) amènent à une consommation d'e-méthanol soutée en France de l'ordre de 350 à 580 ktep e-méthanol / an en 2050, soit de 790 à 1070 kt e-méthanol / an en 2050.

Les scénarios envisagent une part croissante des carburants durables dans le mix d'énergie soutée aux ports français, conduisant à une demande estimée de 350 – 580 ktep e-méthanol / an en 2050

MIX DE CARBURANTS SOUTÉS AUX PORTS FRANÇAIS

[2023-2050], ktep / an

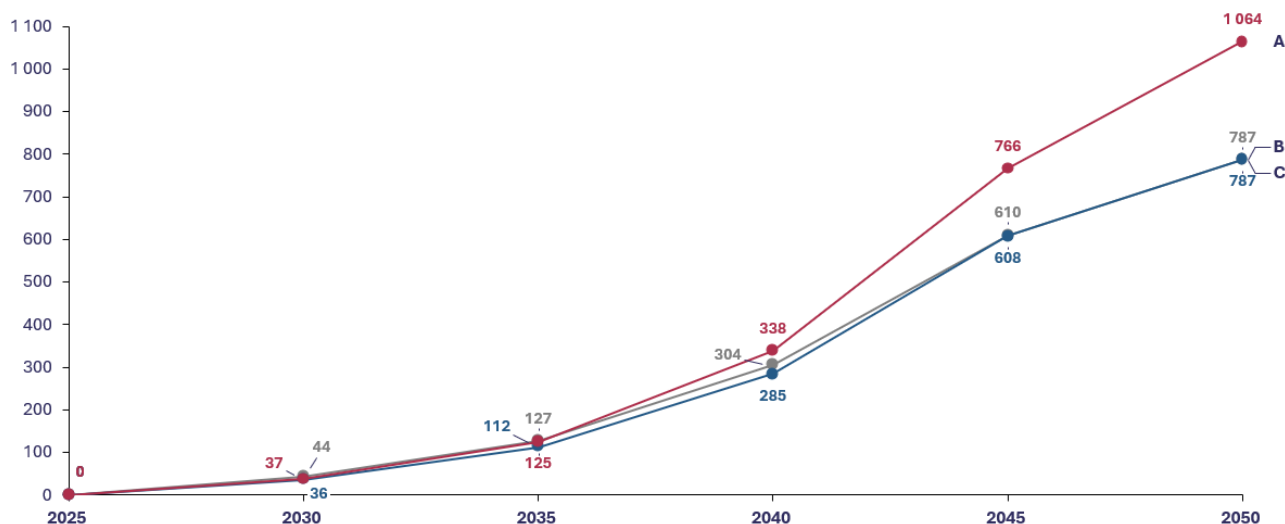
■ Fioul et DML ■ GNL ■ e-méthane ■ e-méthanol
 ■ FAME ■ biométhane ■ biométhanol ■ e-ammoniac



Selon les scénarios, le soutage d'e-méthanol aux ports français pourrait augmenter d'environ 40 kt e-méthanol / an en 2030 à 790 – 1070 kt e-méthanol / an en 2050

SOUTAGE D'E-MÉTHANOL AUX PORTS FRANÇAIS

[2025-2050], kt e-méthanol / an



Au-delà de la consommation française d'e-méthanol pour le maritime, la production française d'e-méthanol pourrait également être utilisée pour de l'export pour alimenter les ports européens ou mondiaux. Ce potentiel d'export sera étudié en regard avec les projets annoncés d'e-méthanol.

8. Le spectre de scénario sur l'évolution de la consommation d'e-méthanol dans le maritime vous semble-t-il pertinent, plausible et suffisamment exhaustif ? Les ordres de grandeur estimés vous semblent-ils cohérents avec votre vision du marché ?
9. Le mix de carburants maritime souté en France estimé dans les scénarios est-il cohérent avec votre vision de l'évolution du marché ?
10. Quels seraient selon vous les points d'amélioration de la méthodologie de scénarisation proposée ci-dessus ?
11. Auriez-vous des estimations plus précises des carburants soutés aux ports français, par typologie de navire, en 2019, 2023 ou 2025 ?

Marché du e-méthanol chimie :

En complément du marché du e-méthanol pour le maritime, le marché du e-méthanol pour la chimie a été étudié.

Un bilan des consommations actuelles de méthanol en France est d'abord présenté, avant d'aborder les hypothèses structurant l'évolution de la demande d'e-méthanol pour la chimie en France.

Bilan des consommations actuelles de méthanol en France pour la chimie :

La consommation de méthanol dans la chimie française était de l'ordre de 650 kt méthanol / an en 2023. Cette consommation est en quasi-totalité importée (à 99%), puisque seuls 8 kt méthanol / an ont été produits en France en 2023 [source : *Elementarium*].

Dans le monde, le méthanol fossile en chimie est utilisé majoritairement pour la production d'oléfines (utiles à la production de plastique notamment), mais aussi celle de formaldéhyde (peintures, explosifs), d'additifs à l'essence, et d'autres composés chimiques utilisées dans la production de solvants, peintures, vernis, dégraissants, pesticides, colles, médicaments, etc...

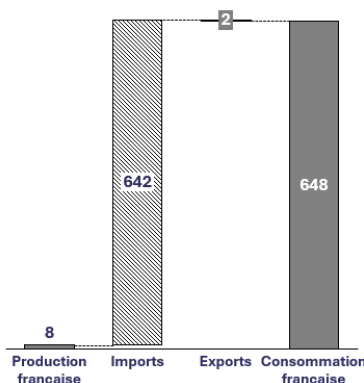
A défaut d'information précise sur l'usage du méthanol fossile en France, la consommation française de méthanol a été supposée similaire à la vision mondiale.

La consommation de méthanol française était de 650 kt / an en 2023, en quasi-totalité importée (à 99%) et utilisée principalement en chimie ou comme additif de l'essence

Consommation et approvisionnement du méthanol en France en 2023

[2023], kt méthanol fossile / an

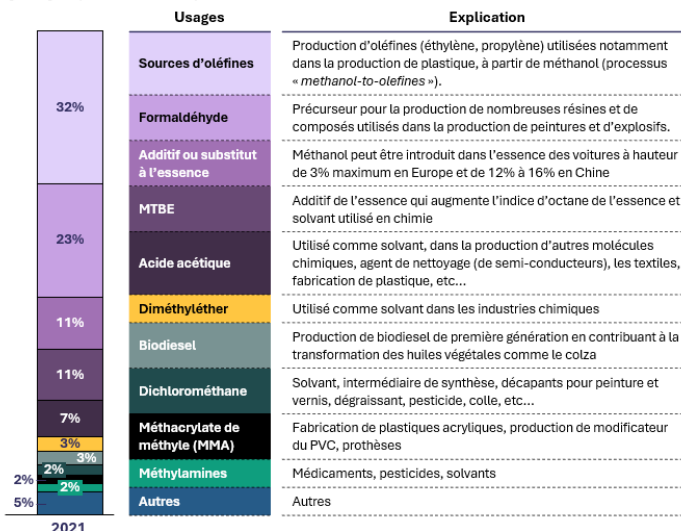
En 2023, la quasi-totalité de la consommation française de méthanol fossile était importée (99% d'imports)



Sources : analyses NaTran et Téréga, Elementarium (Méthanol), IRENA, Wikipedia

Usages du méthanol dans le monde

[2021], % (kt méthanol / an)



Scénarios d'évolution de la consommation d'e-méthanol dans la chimie française :

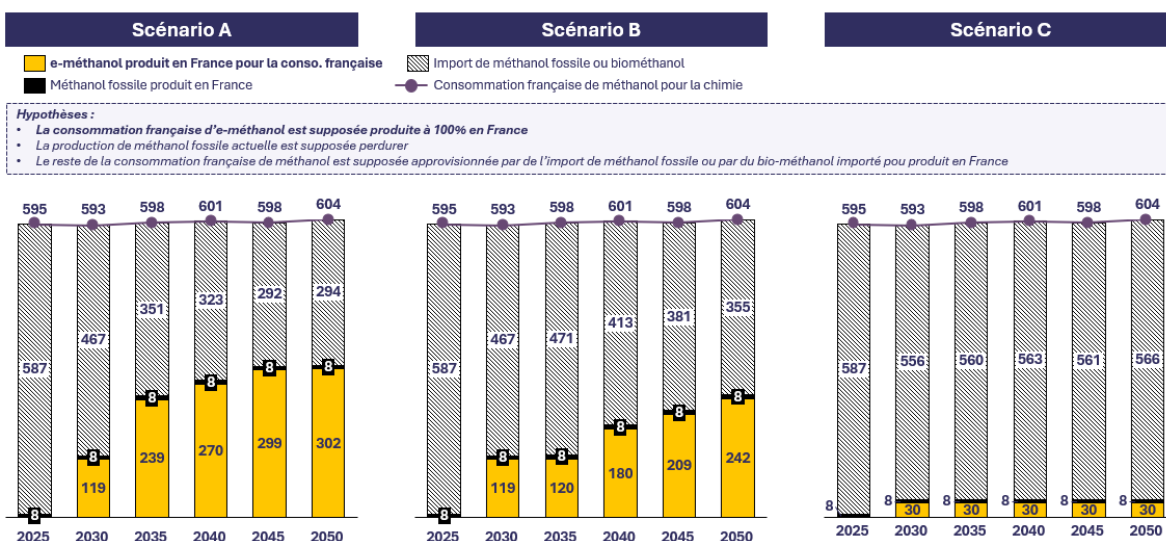
Les scénarios sur l'évolution de la consommation d'e-méthanol dans la chimie ont été réalisés selon des hypothèses d'évolution de la consommation de méthanol en France en chimie, et d'augmentation de la part du e-méthanol dans la consommation française. Ces hypothèses sont décrites en annexes.

Selon les scénarios (A, B et C), la consommation d'e-méthanol pour la chimie en France serait de 30 à 120 kt e-méthanol / an en 2030 et de 30 à 300 kt e-méthanol / an en 2050.

Les scénarios supposent que la consommation française d'e-méthanol est assurée par une production française d'e-méthanol, réduisant ainsi les imports de méthanol de l'étranger

BILAN DE L'APPROVISIONNEMENT EN MÉTHANOL EN FRANCE POUR LA CHIMIE

[2025-2050], kt méthanol / an



Ces scénarios présentent une réduction de la part du méthanol importé, ce qui augmenterait la « souveraineté » énergétique de la France sur cette partie de la chaîne de valeur de la chimie.

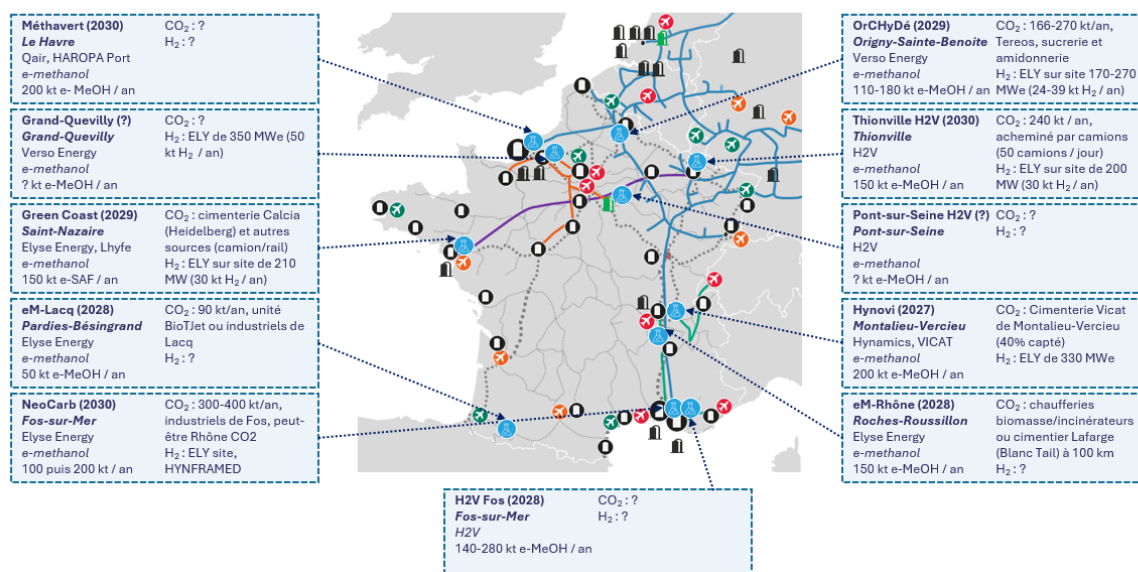
Au-delà de la consommation française d'e-méthanol pour la chimie, la production française d'e-méthanol pourrait également être utilisée pour de l'export pour alimenter la chimie européenne. Ce potentiel d'export sera étudié en regard avec les projets annoncés d'e-méthanol.

12. Le spectre de scénario sur l'évolution de la consommation d'e-méthanol dans la chimie française vous semble-t-il pertinent, plausible et suffisamment exhaustif ? Les ordres de grandeur estimés vous semblent-ils cohérents avec votre vision du marché ?
13. Une forte hausse de la part d'e-méthanol dans la consommation de la chimie française est-elle réaliste compte tenu des difficultés actuelles de compétitivité de la chimie européenne ?
14. Quels seraient selon vous les points d'amélioration de la méthodologie de scénarisation proposée ci-dessus ?
15. Auriez-vous des estimations plus précises des volumes d'e-méthanol demandés dans la chimie en France entre aujourd'hui et 2050 ?

Analyse des projets annoncés d'e-méthanol et mise en perspective avec la demande d'e-méthanol estimée en France :

Au-delà des scénarios de demande d'e-méthanol en France, les projets annoncés d'e-méthanol ont été étudiés afin de définir des scénarios de production d'e-méthanol en France.

Pour le méthanol, les projets annoncés d'e-méthanol représenteraient au total une production de 1250 à 1460 kt e-MeOH / an dès 2030, sans compter l'e-méthanol produit directement dans les usines d'e-kérosène

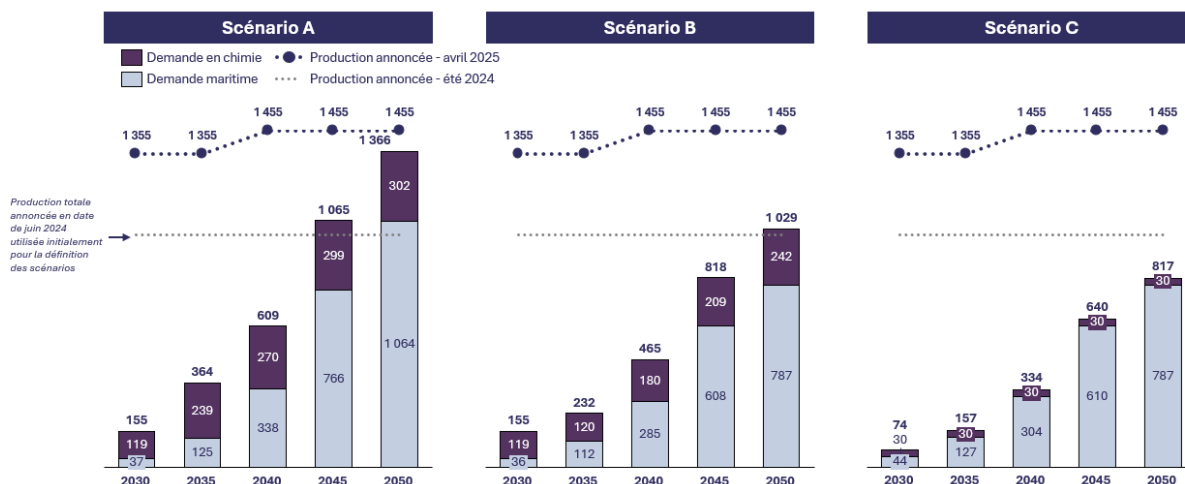


Au total, 11 projets de production d'e-méthanol ont été annoncés, représentant une production totale de 1250 à 1460 kt e-méthanol / an dès 2030. L'e-méthanol qui serait produit directement dans les usines d'e-kérosène avec le processus « e-methanol-to-jet » n'est pas inclus ici.

Cette capacité de production serait supérieure à la demande nationale scénarisée en e-méthanol pour la chimie et le maritime, laissant la porte ouverte à de potentiels exports d'e-méthanol.

La consommation d'e-méthanol en France pour la chimie et le maritime pourrait être de 820 à 1370 kt e-méthanol / an en 2050, ce qui est inférieure à la production de tous les projets annoncés d'e-méthanol

CONSOMMATION D'E-MÉTHANOL EN FRANCE POUR LA CHIMIE ET LE MARITIME
[2030-2050], kt e-méthanol / an

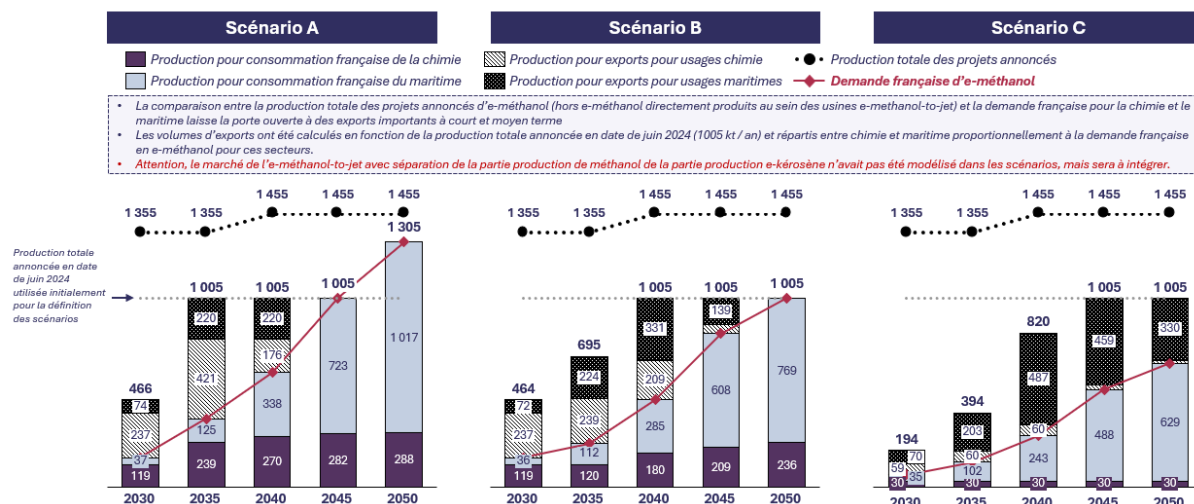


Puisque la production annoncée d'e-méthanol serait supérieure à la demande française en e-méthanol, des exports d'e-méthanol ont été supposés⁸. Avec les exports, la production d'e-méthanol scénarisée serait de 200 à 470 kt e-méthanol / an en 2030 et augmenterait à 1000 – 1300 kt e-méthanol / an en 2050.

⁸ Ces exports ont été calculés en fonction de la production totale annoncée de 1005 kt e-méthanol / an, qui n'est plus à jour. Ils ont été répartis entre chimie et maritime proportionnellement à la demande française en e-méthanol pour ces secteurs. Pour les scénarios A, B et C, le potentiel d'export en 2030 a été limité au double de la demande française en e-méthanol dans la chimie et le maritime pour prendre en compte de potentiels exports tout en restant « conservateurs », « prudents », sur leurs proportions. Cela est également le cas en 2035 pour B et C.

La demande française estimée en e-méthanol dans les scénarios seraient inférieure aux capacités de production de tous les projets annoncés, ce qui laisse la porte ouverte à des exports à court/moyen terme

PRODUCTION D'E-MÉTHANOL EN FRANCE POUR LES SECTEURS CHIMIE ET MARITIME, AVEC EXPORTS
[2030-2050], kt e-méthanol / an



Pour rappel, le marché aérien (« e-méthanol-to-jet ») n'a pas été modélisé pour l'instant. Ce marché pourrait ajouter une demande supplémentaire française et européenne pour le e-méthanol, et offrir ainsi des débouchés supplémentaires à la production française d'e-méthanol.

Selon les scénarios, la production française d'e-méthanol représenterait une consommation d'hydrogène à hauteur 40 – 90 kt H₂ / an en 2030 et de 200 – 250 kt H₂ / an en 2050. En prenant tous les projets annoncés d'e-méthanol en compte, la consommation d'H₂ associée serait de 280 kt H₂ / an.

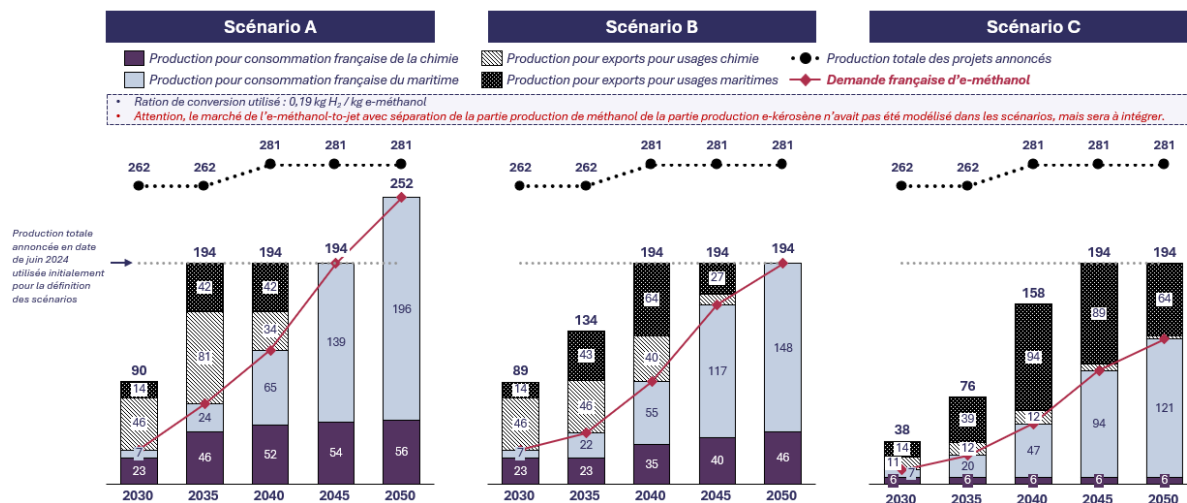
La consommation associée de CO₂ serait de 0,4 à 0,55 Mt CO₂ / an en 2030, 0,5 à 1 Mt CO₂ / an en 2035, 0,7 à 1 Mt CO₂ / an en 2040, 0,9 à 1,2 Mt CO₂ / an en 2045 et 1 à 1,4 Mt CO₂ / an en 2050.

Les consommations spécifiques utilisées sont de 1,40 kg CO₂ / kg e-méthanol et de 0,193 kg H₂ / kg e-méthanol et sont issues de l'étude de Concawe⁹.

⁹ Concawe, E-Fuels: A techno economic assessment of European domestic production and imports towards 2050, page 255

La conso. d'H₂ scénarisée pour la prod. d'e-méthanol en France pourrait atteindre 200 – 250 kt H₂ / an en 2050, mais pourrait être plus élevé en prenant tous les projets annoncés et un développement fort du marché aérien

CONSOMMATION D'H₂ POUR LA PRODUCTION D'E-MÉTHANOL EN FRANCE POUR LA CHIMIE ET LE MARITIME, AVEC EXPORTS [2030-2050], kt H₂ / an



16. Le spectre de scénario de production en France d'e-méthanol vous semble-t-elle pertinente, exhaustive, plausible ?
17. Quelle est votre vision sur la demande européenne ou mondiale d'e-méthanol pour la chimie, le maritime et l'aérien que la production française d'e-méthanol pourrait adresser ?
18. Quelle est votre vision des volumes d'exports d'e-méthanol qui pourraient être réalisés par la production française d'e-méthanol ?
19. Quels seraient selon vous les points d'amélioration de la méthodologie de scénarisation proposée en annexes ?

3. Éléments clés dans la réalisation des projets de production d'e-molécules

Cette partie a pour but d'échanger sur la vision des participants de l'atelier concernant les éléments qui semblent importer à la réalisation effective des projets de production d'e-molécules. L'objectif est de mieux comprendre ce qui définira la réussite ou non du développement de la production d'e-molécules en France, et comment elle se répartirait sur le territoire. Les points proposés à la discussion sont :

- **Les facteurs de choix d'implantation géographique** des porteurs de projet e-molécules
- **Les contrats de vente** des e-molécules produite
- **Les besoins ou non de subventions publiques** pour la réussite des projets
- **Plus largement, les freins rencontrés** par les porteurs de projet d'e-molécules dans leur développement et les solutions identifiées
- **La compétitivité de la production nationale** d'e-molécules vis-à-vis de la concurrence étrangère

A. Facteurs de choix d'implantation des porteurs de projet e-molécules

NaTran et Teréga réalisent des **scénarios territorialisés** de consommation et de production d'hydrogène en France. Ces scénarios servent à alimenter les études de schémas de développement prospectifs des réseaux de transport d'H₂ et de CO₂. Ces études nécessitent entre autres de scénariser l'implantation des projets de production d'e-molécules non encore annoncés.

Ces analyses serviraient par exemple à étudier le potentiel de raccordement aux réseaux H₂ et CO₂ des producteurs d'e-molécules.

Pour alimenter ces études, plusieurs facteurs influençant le **choix d'implantation géographique** des porteurs de projet d'e-molécules ont été identifiés, dont la pertinence est à challenger avec les participants de l'atelier.

Les facteurs identifiés à date sont :

- **La proximité aux sources de CO₂**, notamment biogéniques, en quantités suffisantes
- **L'accès au foncier**
- **L'accès à des infrastructures de transport des e-molécules produites** : infrastructures de fret ferroviaire et infrastructures pétrolières (dépôts pétroliers, oléoducs)
- **L'accès à une électricité bas-carbone** en quantité suffisante (contraintes de raccordement, risques de congestion de lignes électriques, etc...)
- **La proximité aux futurs réseaux de transport d'H₂ et de CO₂**
- **La proximité avec les consommateurs des e-molécules produites** (aéroports pour les e-SAF, ports et usines chimiques ou d'e-méthanol-to-jet pour l'e-méthanol)

Les facteurs prédominants semblent être l'accès aux sources de CO₂ biogéniques, l'accès au foncier, à des infrastructures de transport des e-molécules produites et à une électricité bas-carbone.

A titre d'exemple, Antoine Huard, directeur général de Verso Energy, indiquait dans un article du [09 janvier 2025 de l'Usine Nouvelle](#) que : « Nous avons mené une étude au niveau national pour **détecter les plus gros émetteurs de CO₂ biogénique**, qui deviendra obligatoire dans la production d'e-SAF pour l'Europe à partir de 2041. Puis, pour le SAF, nous avons **éliminé ceux émettant moins de 300 000 tonnes de CO₂ par an** et **ceux trop éloignés d'un poste de raccordement de RTE**, le process étant très énergivore (400 MW pour Rouen). Il en restait quatre. »

Pour l'instant, la proximité à de futurs réseaux de transport d'H₂ et de CO₂ ne semblent pas être un critère de choix des porteurs de projet. Cependant, cette proximité pourrait représenter des opportunités à l'avenir, comme l'accès à un H₂ à prix potentiellement plus compétitif, à du stockage d'H₂ et à d'autres sources de CO₂.

20. Les facteurs de choix d'implantation des sites de production d'e-molécules vous semblent-ils bien identifiés ? En manque-t-il ?
21. Parmi les facteurs de choix d'implantation des sites de production d'e-molécules identifiés, quels facteurs vous semblent les plus importants ?
22. La potentialité de se raccorder à moyen terme à des réseaux de transport d'H₂ et de CO₂ a-t-elle été étudiée et envisagée ? Fait-t-elle partie des critères d'implantation des futurs sites de production d'e-molécules, même en tant que critères secondaires ?

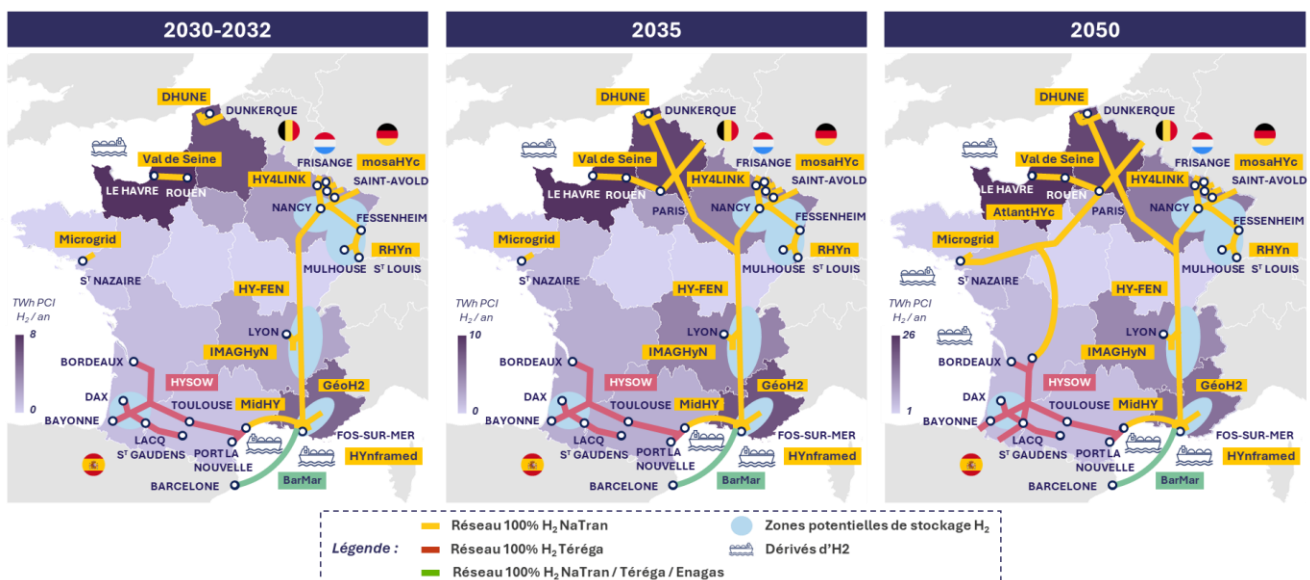
La régionalisation de la production future d'e-molécules a été menée sur la base éléments cartographiés ci-dessous :

- Carte des infrastructures ferroviaires et pétrolières existantes
- Carte des schémas de développement des réseaux H₂ et CO₂
- Carte avec des estimations d'émissions de CO₂ biogéniques à l'horizon 2050 par départements français [Club CO₂, étude de 2025]
- Carte des projets annoncés de production d'e-molécules

Carte des infrastructures ferroviaires et pétrolières existantes :



Carte des schémas de développement prospectifs des réseaux H₂ :



Carte des schémas de développement prospectifs des réseaux CO₂ :



Carte des émissions de CO₂ biogéniques estimées en 2050 par départements français :

Deux types de cartes sont proposées : une carte des émissions de CO₂ biogéniques en 2022 et une carte des émissions de CO₂ biogéniques estimées en 2050, dans un scénario fourni par le Club CO₂.

Carte des émissions biogéniques de 2022 :

En premier lieu, une carte est proposée des émissions de CO₂ biogéniques en France en 2022. Le périmètre contient l'industrie, le secteur déchets (*incinérateurs*) et le secteur énergie (*production d'électricité et de chaleur à partir de biomasse ou de déchets*).

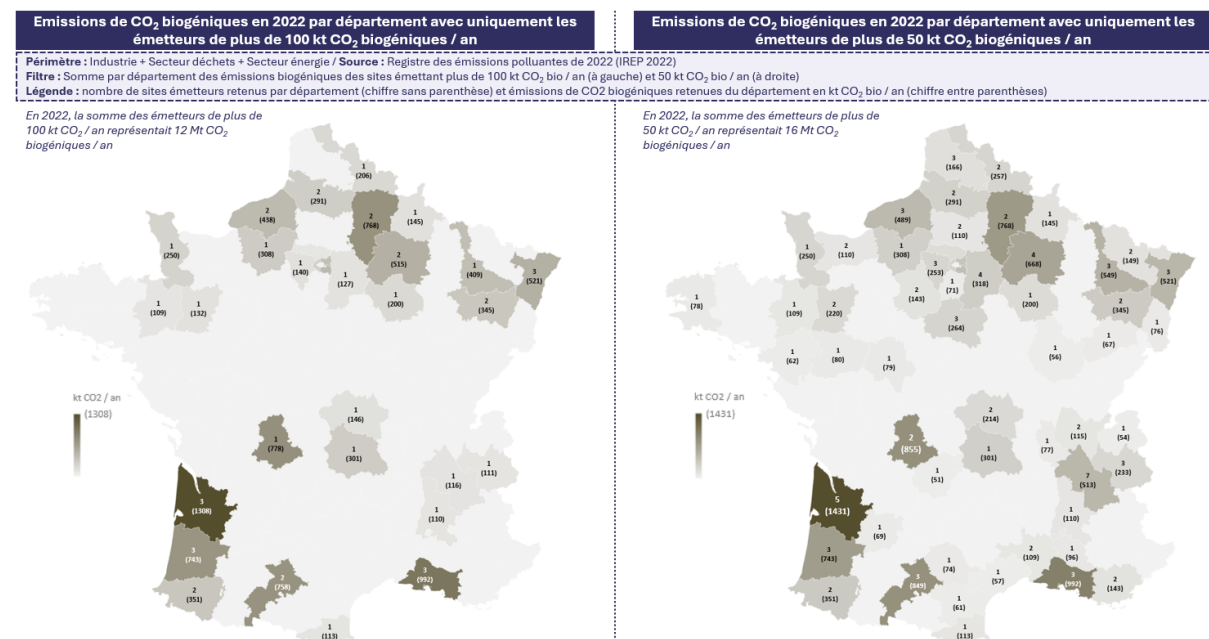
Les données proviennent du *Registre des Emissions Polluantes* français (IREP 2022) qui recense les émissions de CO₂ fossiles et biogéniques des sites français émettant plus de 10 kt CO₂ / an.

Pour étudier le potentiel de développement des projets de production d'e-molécules à court et moyen terme (< 2040), seuls les sites émettant des volumes conséquents de CO₂ biogéniques ont été considérés. L'idée sous-jacente est que les projets annoncés de production d'e-molécules semblent s'installer à proximité des sources importantes de CO₂ biogéniques, avec un nombre limité de sources différentes, de manière à faciliter la logistique de transport de CO₂ associée.

La taille critique envisagée aujourd'hui pour la capture de CO₂ semble être aux alentours d'émetteurs émettant plus de 300 kt de CO₂.

Deux cartes sont ainsi proposées : la première ne retenant que les sites émettant plus de 100 kt CO₂ biogéniques / an, la deuxième que ceux émettant plus de 50 kt CO₂ / an. Les émissions de ces sites ont ensuite été regroupées par départements de France Métropolitaine (Corse exclue). Pour chaque département, les émissions annuelles de CO₂ biogéniques émises et le nombre de sites émetteurs sont indiqués sur la carte.

A l'aune de ces cartes, les zones fortement émettrices de CO₂ biogéniques, potentiellement exploitables pour la production d'e-molécules, semblent être le Sud-Ouest, la région de Foss-sur-Mer, le Grand Est, les Hauts de France, la Normandie et quelques départements dans le centre de la France. L'analyse de ces cartes révèle également que les émissions sont concentrées dans un nombre restreint de sites (49 sites émettant plus de 100 kt CO₂ bio. / an par exemple en 2022).



Carte des émissions biogéniques en 2050 selon un des scénarios du Club CO₂ :

Le Club CO₂ a mené une étude sur le potentiel d'émissions de CO₂ biogéniques en France entre 2022 et 2050, selon des scénarios de décarbonation inspirés de ceux de l'étude ADEME « Transitions 2050 ».

Le périmètre considéré contient l'industrie, le secteur déchets, le secteur énergie et la production de gaz verts (méthanisation, pyrogazéification, gazéification hydrothermale).

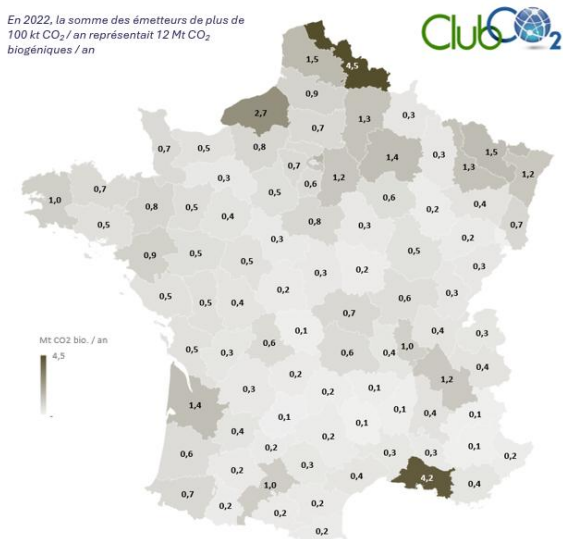
Les émissions sont présentées en Mt CO₂ biogénique / an en 2050 par départements de France Métropolitaine (Corse exclue) pour le scénario « SB » de l'étude du Club CO₂, inspiré du scénario « S3 » de l'étude ADEME « Transitions 2050 ».

La carte de gauche présente les émissions biogéniques totales avec production de gaz verts, tandis que celle de droite ne présente que les émissions de l'industrie, du secteur déchets et du secteur énergie (hors production de gaz verts).

**Emissions totales de CO₂ bio. par département en 2050 selon le scénario « SB »
(inspiré du scénario « S3 » de l'ADEME) fournies par le Club CO₂**

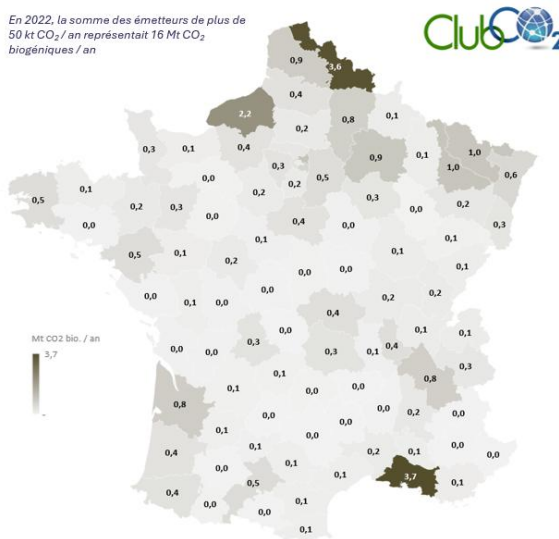
Périmètre : Industrie, secteur déchets, secteur énergie avec (à gauche) et sans (à droite) production de gaz verts (méthanisation, pyrogazéification, gazéification hydrothermale)
Source : Etude du Club CO₂

En 2022, la somme des émetteurs de plus de
100 kt CO₂ / an représentait 12 Mt CO₂
biogéniques / an



**Emissions hors production de gaz verts de CO₂ bio. par département en 2050
selon le sc. « SB » (inspiré du sc « S3 » de l'ADEME) fournies par le Club CO₂**

En 2022, la somme des émetteurs de plus de
50 kt CO₂ / an représentait 16 Mt CO₂
biogéniques / an



Ces cartes indiquent en 2050 des émissions de CO₂ biogéniques importantes aux alentours de Fos-sur-Mer, en Vallée de la chimie (région lyonnaise), Grand Est, Hauts de France, Normandie et Nouvelle-Aquitaine. La comparaison de ces deux cartes montre que les émissions du Nord-Est (Bretagne, Pays de la Loire) seraient surtout issues de la production de gaz verts en 2050.

Les émissions biogéniques importantes issues de la production de gaz vert, de nature diffuse sur le territoire, interroge quant à la possibilité technique et sa pertinence économique de les collecter pour les acheminer vers des unités de production d'e-molécules.

Identification des zones propices au développement de la production d'e-molécules :

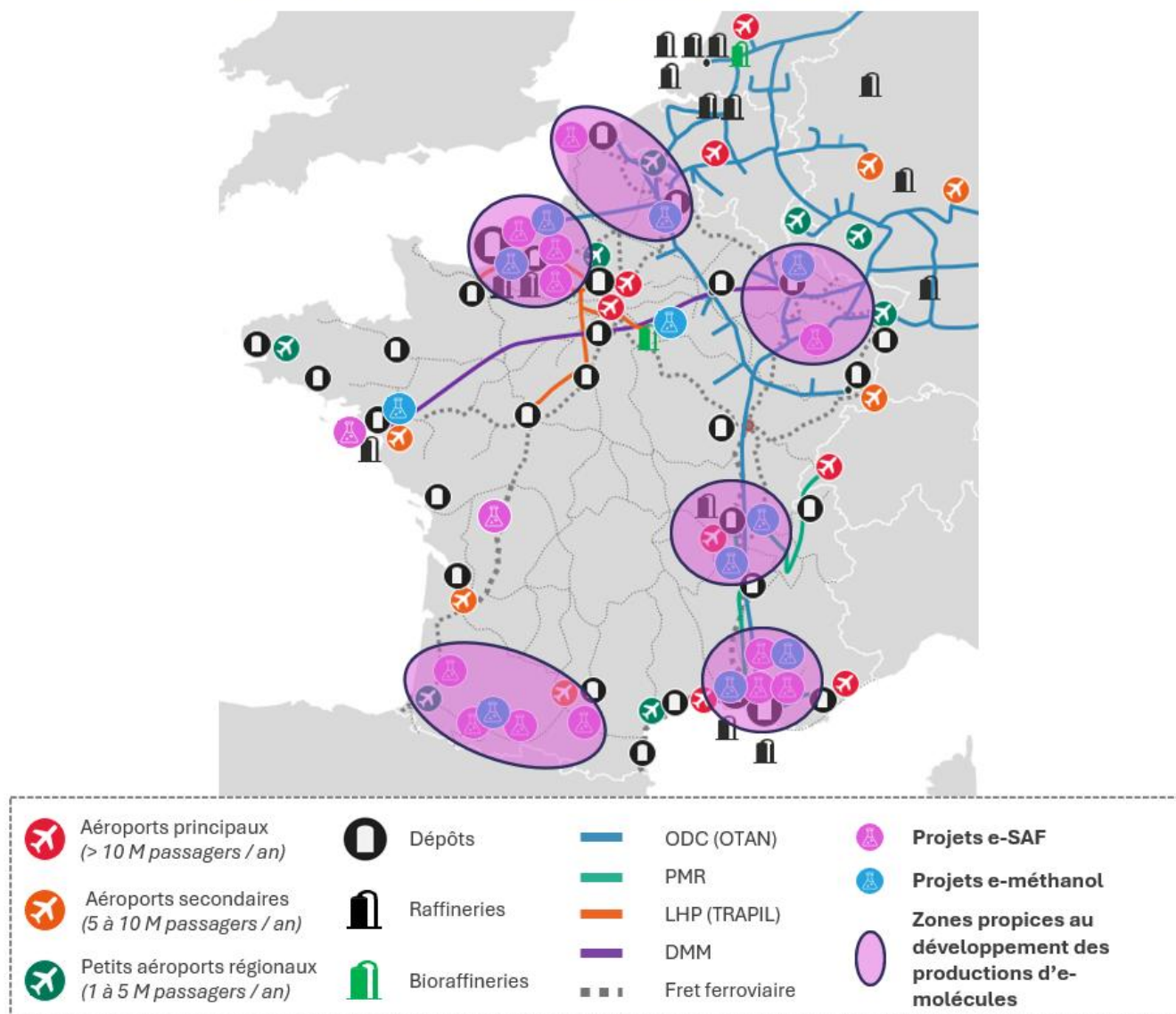
En combinant ces cartes, plusieurs zones semblent privilégiées pour l'implantation des projets d'e-molécules, car elles combinent des ressources en CO₂ biogéniques, un accès à des infrastructures de transport des e-molécules, et une proximité aux réseaux de transport d'H₂ et de CO₂ tels qu'imaginés à moyen/long terme. Le détail des arguments en faveur de ces zones est disponible en annexe. Ces zones jugées propices sont :

- Zones industrielles de Fos-sur-Mer et ses alentours
- Vallée de la Chimie (région lyonnaise)
- Grand Est
- Hauts de France
- Sud-Ouest de la France

Certaines zones en revanche semblent moins propices au développement des projets de production d'e-molécules, comme le centre la France (région Centre) et le Centre Ouest (Bretagne, Pays de la Loire), notamment en raison d'un manque potentiel de CO₂ biogénique concentré. Cette remarque est à nuancer puisque quelques projets ont été annoncés localement à Nantes Saint Nazaire (Green Coast pour l'e-méthanol et Take Kair pour le e-kérosène).

Les zones supposées propices au développement des productions d'e-molécules ont été représentées sur la carte ci-dessous.

Carte présentant les zones qui semblent les plus propices au développement des productions d'e-molécules



23. Les zones jugées les plus propices à l'implantation des usines futures de production d'e-molécules vous semblent-elles les bonnes ? Si oui/non, pour quelles raisons ? Et si non, quelles seraient les zones les plus propices selon vous ?

24. En quelle mesure l'implantation des projets de production d'e-molécules pourrait être facilitée, en termes de réglementation, de procédures administratives, de raccordement électrique/H₂/CO₂, etc. ?

B. Contrats de vente des e-molécules produites

L'objectif de cette partie est d'aider NaTran et Téréga à mieux comprendre les problématiques de développement des projets de production d'e-molécules en termes économiques et de gestion du risque, afin d'évaluer en quelle mesure la production d'e-molécules pourrait se développer en France et en Europe, et à quel rythme.

A ce titre, la signature de contrats de vente des e-molécules produites avec un acheteur sur le long terme (10 – 15 ans) semble être un facteur de succès important. Elle permet notamment de réduire l'exposition au risque des investisseurs et facilite donc l'obtention de financements.

Le réalisme des scénarios d'augmentation de la production d'e-molécules pourrait s'évaluer à l'aune du nombre de contrats signés de ventes des e-molécules produites, selon les secteurs.

Si les contrats long termes ne sont pas signés en quantité suffisante, cela pourrait signifier un faible développement à venir de la production d'e-molécules en France.

A titre d'exemples, Air France-KLM a signé plusieurs contrats d'approvisionnement de SAF :

- **Avec TotalEnergies** un contrat d'approvisionnement jusqu'à 1,5 Mt de SAF sur une période de 10 ans [\[source\]](#)
- **Avec le finlandais Neste** un contrat d'approvisionnement de 1 Mt sur la période 2023 à 2030, qui produira du carburant à Rotterdam (Pays-Bas) et Singapour [\[source\]](#), [\[source\]](#)
- **Avec l'américain DG Fuels** un contrat d'approvisionnement de 600 kt d'e-SAF entre 2027 et 2036 [\[source\]](#)
- **A priori avec Engie** pour la production du projet KerEAUzen au Havre d'Engie [\[source\]](#)
- **A priori avec EDF** pour la production du projet Take Kair à Saint-Nazaire d'EDF [\[source\]](#)

Des contrats semblent également avoir été signés entre H2V et Hy2Gen, et l'Aéroport de Marseille Provence et VINCI Airports (Lyon, Clermont-Ferrand, etc...) concernant la production d'e-kérosène du projet d'H2V et d'HY2GEN à Fos-sur-Mer [\[source\]](#), [\[source\]](#).

Cependant, de nombreux projets n'ont pas déclaré publiquement avoir signé des contrats d'off-take.

25. La signature de contrat long-terme de vente des e-molécules produites (off-take) est-elle nécessaire à la réalisation des projets de production de ces e-molécules ?
26. La demande des e-molécules dans les secteurs aérien (SAF), maritime (carburants durables) et chimie (e-méthanol) se traduit-t-elle déjà aujourd'hui par de nombreux contrats d'off-take signés ? Ou la demande est-elle trop faible ou trop « timide » pour envisager de signer des contrats d'approvisionnement en e-molécules ?
27. Les projets d'e-molécules annoncés (une vingtaine) ont-ils tous sécurisé leur production via ces contrats d'off-take ? Quelle part des projets l'ont déjà fait ? À quelle phase de développement sont les projets qui n'ont pas signé d'off-take ?
28. Il y a-t-il un secteur parmi l'aérien, le maritime et la chimie qui s'engage davantage que les autres dans la signature de contrats d'off-take ? Si oui, lequel et pourquoi ?

Besoin (ou non) de subventions publiques :

En complément des contrats d'off-take, l'octroi de subventions publiques aux développeurs de projets d'e-molécules pourrait jouer sur leur réussite en « rassurant » les investisseurs et/ou en diminuant le prix de vente des e-molécules, ce qui renforcerait la compétitivité du projet dans la concurrence internationale.

A ce titre, Anne Rigail, directrice générale d'Air France, estimait dans un entretien avec l'Usine Nouvelle du 30 mai 2023 que « [...] Grâce à [l'Inflation Reduction Act \(IRA\)](#), les producteurs américains ont accès à [des aides extrêmement importantes](#) pour effectuer des investissements très significatifs » [[source](#)].

Elle ajoute que « [...] [Le SAF] incorporé par les producteurs se situe autour de 5 000 euros la tonne en France, contre une moyenne mondiale de 3 200 euros. C'est une des raisons pour lesquelles nous allons acheter une partie de notre carburant durable aux États-Unis, où son prix se situe entre 2 000 et 2 500 euros la tonne [du fait des aides](#). On peut sécuriser des volumes importants aux États-Unis mais en Europe, c'est plus timide. Des incitations, telles que des [subventions](#) vers les compagnies aériennes et les producteurs, pourraient accélérer les initiatives en Europe. Il manque un signal politique fort en ce sens. » [[source](#)].

Par ailleurs, le 23 avril 2025, dans le cadre de [l'appel à projets « Carb Aéro »](#) du programme d'investissement « France 2030 », 4 projets français de production d'e-SAF ont reçu des subventions publiques pour mener les études de faisabilité de leur projet (FEED) à hauteur de 100 M€ (au total pour les 4 projets). Ces 4 projets sont :

- **Projet « France KerEAUzen »** d'Engie au Havre
- **Projet « TAKE KAIR »** porté par Hynamics, filiale d'EDF, à Saint-Nazaire
- **Projet « DÉZIR »** porté par Verso Energy à Rouen
- **Projet « BiotJet »** porté par Elyse Energy dans le bassin de Lacq dans les Pyrénées Atlantiques

Par ailleurs, le financement des études FEED du projet « DÉZIR » pourrait être réutilisé pour les autres projets d'e-SAF de Verso Energy à Tartas (ReSTART), Epinal (Ep'Hyne) et Saillat-sur-Vienne (LiCHen) [[source](#)].

29. La réception de subventions publiques est-elle nécessaire à la réalisation effective des projets de production d'e-molécules ?
30. Des subventions publiques pour les producteurs ou les compagnies aériennes sont-elles nécessaires pour assurer la compétitivité de la production française d'e-molécules face à la concurrence internationale, notamment américaine, asiatique ou moyen-orientale ?
31. Anne Rigail, directrice générale d'Air France, mentionne des aides publiques américaines conséquentes pour la production de SAF. En quelle mesure permettent-elles à la production américaine d'être plus compétitive que la production française et européenne ? Ces aides seraient-elles répliquables en Europe ?
32. Selon vous, quelles aides publiques seraient nécessaires pour aider au développement des projets français et européens d'e-SAF ? Quel type d'aide pour quel montant, quel bénéficiaire et quel horizon de temps ?

C. Freins rencontrés par les porteurs de projet et solutions envisagées [expression libre]

Pour comprendre ce qui pourrait « bloquer » ou « faciliter » la production en France d'e-molécules, NaTran et Téréga proposent d'échanger avec les participants sur leurs difficultés actuelles et sur les solutions qu'ils aimeraient voir être mises en œuvre pour y remédier.

Au premier abord, les difficultés que les producteurs d'e-molécules pourraient rencontrer seraient :

- **Manque de foncier** (en termes de surfaces disponibles et/ou d'obligations liées aux mesures du Zero Artificialisation Nette – ZAN)
- **Manque de disponibilité de CO₂ biogénique**
- **Eloignement à un poste de raccordement électrique** de RTE
- **Manque de contrats d'off-take** pour sécuriser les projets
- **Manque de subventions publiques**
- **Concurrence internationale**
- **Difficulté à transporter les e-molécules produites** (fret ferroviaire, oléoducs)
- **Manque de financements**
- **Difficulté d'acceptabilité sociale** locale
- Difficulté à se raccorder à des axes de transport d'H₂
- Difficulté à se raccorder à des axes de transport de CO₂

33. Parmi ces conditions, certaines vous semblent-elles plus bloquantes que d'autres ? Lesquelles doivent être prises en compte par NaTran et Teréga pour scénariser la localisation des scénarios prospectifs du secteur des e-molécules ?

34. Quels seraient les éléments susceptibles d'influencer sur ces conditions qui définissent les zones propices aux e-molécules (ex: pré-définition de zones avec raccordement élec+H₂+CO₂, dégagement de foncier viabilisé, ...)

Compétitivité vis-à-vis des imports de l'étranger

Les problématiques de risque de concurrence internationale sur le développement des projets d'e-molécules ont été déjà mentionnées plus haut dans ce document.

Plus largement, NaTran et Téréga souhaitent recueillir les avis (qui n'auraient pas déjà été exprimés dans les questions précédentes) des participants concernant le risque concurrentiel estimé, ainsi que les leviers permettant de protéger la production nationale d'e-molécules ou de renforcer sa compétitivité.

Ces retours serviraient à NaTran et à Téréga à affiner les scénarios de production nationale d'e-molécules au long terme (2040 – 2050) et à identifier en quelle mesure les politiques publiques qui pourraient être annoncées dans les mois et années à venir en matière d'e-molécules seraient pertinentes pour susciter le développement de la production nationale. Cela permettrait ainsi de faciliter la mise à jour future des scénarios en fonction des évolutions de politiques publiques.

Ces réponses pourraient également servir aux pouvoirs publics français et européens dans l'élaboration de leurs politiques publiques, industrielles et énergétiques.

35. Percevez-vous une menace importante de concurrence internationale sur le développement de la production nationale d'e-molécules ? En quelle mesure ?

36. Quelle est votre vision de la différence de coûts de production estimée entre la production française, européenne et étrangère (USA, Moyen-Orient, Maghreb, Asie, Amérique du sud) ?

37. Sur quel secteur cette concurrence serait-elle la plus forte : Aérien (e-SAF), maritime (carburants durables, e-méthane, e-méthanol, e-ammoniac) et chimie (e-méthanol) ?

38. Même si des écarts de coût de production d'e-molécules sont envisagés entre les différentes zones du monde, la demande nationale ou européenne est-elle

suffisante par rapport à l'offre pour que tous les projets européens trouvent des débouchés ? Les acheteurs d'e-molécules seraient-ils prêts à payer pour un surcoût de production française ou européenne vis-à-vis de l'étranger (par exemple en adoptant une logique de « pass-through » sur leurs clients) ?

39. Les autres régions du monde mettent-elles en place des mesures pour augmenter leur compétitivité vis-à-vis de la production française et européenne ? Par exemple, des subventions publiques, des limitations de leur marché intérieur à la production européenne, des écosystèmes de financement ou de R&D dédiés, etc... ? En quelle mesure l'Europe et la France pourrait mettre en place des politiques industrielles similaires pour le secteur des e-molécules ?
40. De manière plus générale, quels seraient les leviers à mobiliser pour protéger la production nationale de la concurrence internationale et renforcer sa compétitivité ?

Si des réponses sur ces points ont déjà été évoquées dans une partie du document, il n'est pas nécessaire d'y répondre à nouveau.

4. Approvisionnement en CO₂ des projets de production d'e-molécules

Cette partie a pour but d'échanger sur la vision des participants de l'atelier concernant les problématiques liées à l'approvisionnement en CO₂ des projets de production d'e-molécules. Les problématiques proposées à discuter sont :

- A) **La logistique d'approvisionnement en CO₂ privilégiée** aujourd'hui et à l'avenir
- B) **Les contraintes de continuité d'approvisionnement en CO₂** et le rôle à jour des réseaux de transport CO₂

A) Logistique d'approvisionnement en CO₂ privilégiée aujourd'hui et à l'avenir

Cette partie a pour but de comprendre les logistiques d'approvisionnement en CO₂ envisagés par les porteurs de projet de production d'e-molécules. Elle vise également à comprendre dans quelle mesure les réseaux de transport de CO₂ pourraient aider les industriels à vendre et transporter leur CO₂, et les producteurs d'e-molécules à s'approvisionner en CO₂.

Une revue des logistiques d'approvisionnement en CO₂ des projets annoncés est d'abord proposée, avant de présenter une carte illustrant le potentiel de raccordement des sites d'e-molécules au réseau de transport de CO₂.

Etude de l'approvisionnement en CO₂ des projets annoncés :

Aujourd'hui, les projets annoncés d'e-molécules semblent envisager s'approvisionner directement en CO₂ chez les industriels, avec une connexion directe par pipelines de CO₂, transport ferroviaire ou par camions. La liste des projets actuels avec leur approvisionnement envisagé confirme ce constat.

| Projet d'e-molécules | Approvisionnement en CO ₂ |
|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Projets de production d'e-SAF | |
| KerEAUzen – Le Havre - Engie | 270 kt CO ₂ / an |

| | |
|--|--|
| | Unité de bioéthanol de Téréos à Lillebonne (15 km du site) et biomasse / CSR de Suez (10 km du site) |
| DEZIR – Petit-Couronne – Verso Energy | 350 kt CO ₂ / an Production électrique par biomasse de BEA (Biomasse d'Energie d'Alizay) à Alizay (180 MW _{th}) à 13 km du site, relié par pipes CO ₂ . |
| Lhyfe/SAF+ - Normandie – Lhyfe/SAF+ | <i>Inconnu</i> |
| Take Kair – Saint-Nazaire - Hynamics (EDF) | 160 kt CO ₂ / an Cimenterie de Saint-Pierre-La-Cour et potentiel raccordement au pipe de CO ₂ « GoCO2 » |
| LICHEN – Saillot-sur-Vienne – Verso Energy | Chaudière biomasse du papetier Sylvamo |
| ReSTART – Tartas – Verso Energy | 334 kt CO ₂ / an 3 chaudières biomasses de RYAM émettant 450 kt CO ₂ / an. RYAM est un producteur américain de cellulose utilisée pour la production de filtrations, plastiques durables et textiles |
| BioTJet – Mourenx/Lacq – Elyse Energy | CO₂ issu de gazéification de bois (déchets et résidus forestiers) |
| Hylann – Lannemezan – QAIR, Airbus | CO ₂ issu du bassin industriel local |
| Occi'Jet – Région toulousaine – MGH Energy | <i>Inconnu / Confidentiel</i> |
| H2V/Hy2Gen – Fos-sur-Mer – H2V/Hy2Gen | 325 kt CO ₂ / an <i>Inconnu</i> , zone de Fos-sur-Mer |
| NeoCarb – Fos-sur-Mer – Elyse Energy | 300 – 400 kt CO ₂ / an Industriels de Fos-sur-Mer et peut-être raccordement à « Rhône CO2 » |
| Hynovera – Meyreuil/Gardanne – Hy2Gen | Gazéification de plaquette forestière |
| Ep'Hyne – Chavelot – Verso Energy | Centrale de cogénération à biomasse du papetier norvégien Norske Skog, gérée par Green Energy Valley |
| ReUze – Dunkerque – Engie, Infinium | 300 kt CO ₂ / an Hauts fourneaux et convertisseurs à oxygène du site sidérurgique d'Arcelor Mittal à Dunkerque |
| Projet d'e-méthanol | |
| Méthavert – Le Havre – Qair, HAROPA Port | <i>Inconnu</i> |
| Grand-Quevilly (Normandie) – Verso Energy | <i>Inconnu</i> |
| Green Coast – Saint-Nazaire – Elyse Energy | Cimenterie Calcia (Heidelberg) et autres sources, peut-être raccordement au pipe CO ₂ « GoCO2 » |
| eM-Lacq – Pardies-Bézingrand – Elyse Energy | 90 kt CO ₂ / an Unité BioTJet et peut-être d'autres industriels de la zone de Lacq |
| NeoCarb – Fos-sur-Mer – Elyse Energy | 300 – 400 kt CO ₂ / an Industriels de Fos-sur-Mer, peut-être raccordement à Rhône CO2 |
| H2V Fos – Fos-sur-Mer – H2V | <i>Inconnu</i> |
| eM-Rhône – Roches-Roussillon – Elyse Energy | Chaudières biomasse et/ou incinérateurs , ou cimentier Lafarge (Blanc Tail) à 100 km du site |
| Hynovi – Matelieu-Vercieu – Hynamics (EDF) | Cimenterie Vicat de Montalieu-Vercieu (40% capté) |

| | |
|---|--|
| Pont-sur-Seine H2V – Pont-sur-Seine – H2V | <i>Inconnu</i> |
| Thionville H2V – Thionville – H2V | 240 kt CO ₂ / an CO ₂ acheminé par camions (50 camions par jour). <i>Sources inconnues</i> |
| OrCHyDé – Origny-Sainte-Benoite – Verso Energy | 166 – 270 kt CO ₂ / an Tereos, sucrerie d'Origny-Sainte-Benoite et amidonnerie de Mesnil-Saint-Nicaise |

Liste des sources de CO₂ envisagées par les projets annoncés d'e-SAF (sources : revue des projets annoncés, documents de consultation publique, presse spécialisée)

Selon cette revue de projet, les types de sources de CO₂ biogéniques envisagées pour les projets annoncés seraient :

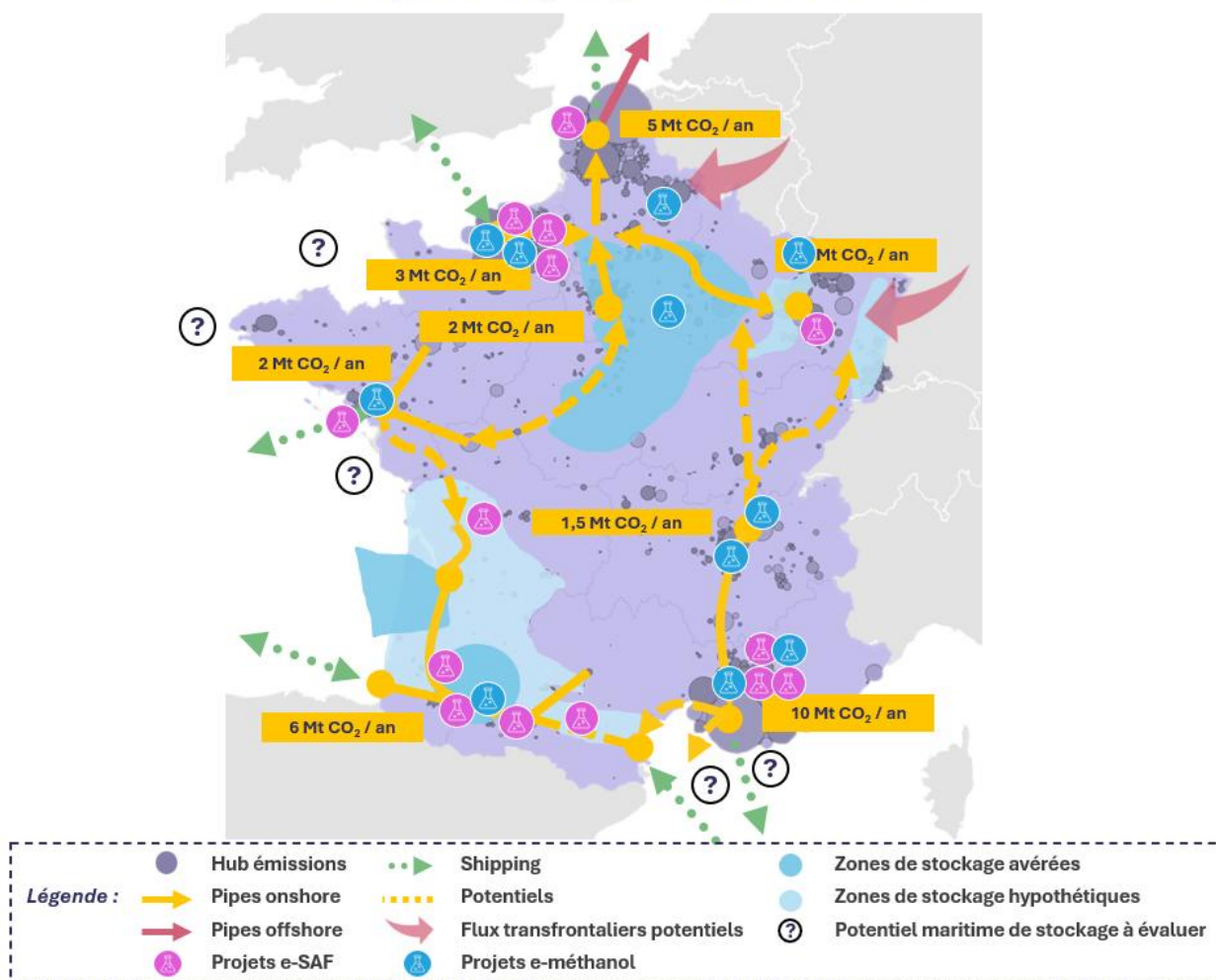
- **Unité de production de bioéthanol**
- **Sucreries et amidonneries**
- **Centrales de production d'électricité et de vapeur par biomasse et/ou CSR** (Combustibles Solides de Récupération) pour des papetiers, producteurs de cellulose, d'électricité pour le réseau, etc...
- **Cimenteries**
- **Unités de production de biokérosène** ou d'e-bio-kérosène (ex : BioTJet)
- **Axes de transport de CO₂** (exemples : Rhône CO₂, GoCO₂)

Les porteurs de projet semblent ainsi privilégier le raccordement direct aux émetteurs de CO₂, notamment par pipelines de CO₂, même si certains acteurs envisagent un raccordement au réseau de transport de CO₂ comme les projets Take Kair, Green Coast avec « GoCO₂ » ou encore NeoCarb avec « Rhône CO₂ ».

Les projets raccordés pourraient bénéficier d'autres sources de CO₂, avec une grande diversité de sources injectant dans le réseau, ce qui permettrait entre autres de sécuriser l'approvisionnement en CO₂ des usines d'e-molécules.

Pour illustrer le potentiel de raccordement au futur réseau de transport de CO₂, une carte est proposée avec le réseau de transport de CO₂ envisagé en 2040 et au-delà et avec la localisation des projets annoncés de production d'e-molécules.

Carte des projets e-SAF et e-méthanol, en lien avec le réseau de transport de CO₂ imaginé en 2040 et au-delà



41. Les porteurs de projet de production d'e-molécules envisagent-ils de se raccorder à l'avenir aux réseaux de transport pour CO₂ pour leur approvisionnement ? Si oui ou non, pour quelles raisons, à quelles conditions ?
42. Quels types d'émetteur de CO₂ sont privilégiés pour s'approvisionner en CO₂ biogénique ? Quels sont les facteurs de choix (volumes, concentration de CO₂ dans les fumées, profil horaire/mensuel/annuel de production de CO₂, etc...) ?
43. Envisagez-vous la capture de CO₂ sur des méthaniseurs à moyen/long-terme, par exemple via une collecte du CO₂ par camions puis un acheminement par pipes CO₂ ? Pour quelles raisons et à quelles conditions ?
44. Lors d'un approvisionnement actuellement envisagé en CO₂ fossile (ex : cimenteries), quelle est la stratégie d'approvisionnement envisagée pour répondre

à la réglementation RED III obligeant l'approvisionnement en CO₂ biogénique à partir de 2041, et interdisant donc le CO₂ fossile (notamment de cimenteries) ?

45. Les développeurs de projet e-fuels envisagent-ils des contrats avec des industriels consistant à co-financer leur décarbonation par l'usage de biomasse afin de récupérer le CO₂ biogénique qui serait ainsi produit à un tarif avantageux ? Cette idée existe dans d'autres secteurs, par exemple des industriels qui investiraient dans des centrales nucléaires pour bénéficier d'un tarif d'électricité préférentiel (ex : Exeltium).

B) Continuité d'approvisionnement en CO₂

Au-delà des questions relatives à la source de CO₂ biogénique, plusieurs problématiques existent concernant la sécurité d'approvisionnement en CO₂ des projets.

La production des e-molécules semble devoir s'effectuer en continu, avec des possibilités limitées de flexibilité de la production. En réponse à cette contrainte, les producteurs d'e-molécules devraient « sécuriser » leur approvisionnement en CO₂ sur de longues durées (durée de vie des usines e-molécules > 20 – 30 ans), mais aussi sur des pas de temps plus faibles (minutes, heures, journées).

Pour assurer une continuité d'approvisionnement en CO₂, plusieurs solutions semblent envisageables :

- **Signer des contrats de continuité d'approvisionnement** entre l'émetteur et le producteur, avec des pénalités en cours de rupture de cette continuité, comme cela existe dans le monde de l'Oil & Gas
- **Diversifier ses sources de CO₂ biogéniques**
- **Avoir accès à du stockage de CO₂** sur site pour « compenser » les fluctuations de l'approvisionnement en CO₂
- **Pouvoir produire de manière flexible les e-molécules** en ayant des processus de production flexibles et du stockage des e-molécules produites

En cas d'approvisionnement par réseau de transport de CO₂, plusieurs modalités d'achat du CO₂ peuvent être envisagées :

- **Achat du CO₂ au prix de marché à des intermédiaires** (« midstreamers », traders) qui feraient le lien entre émetteurs de CO₂ et acheteurs de CO₂
- **Achat du CO₂ via des contrats long terme** entre émetteurs et consommateurs de CO₂, qui injecteraient et soutireraient le CO₂ du réseau, à l'image des corporate PPAs (*Power Purchase Agreement*) ou des BPAs (*Biomethane Purchase Agreement*).

NaTran et Téréga souhaitent recueillir l'avis des participants sur ces problématiques de continuité d'approvisionnement en CO₂.

46. Comment voyez-vous les problématiques de continuité d'approvisionnement en CO₂ ? Vous semblent-elles importantes ?
47. Quelles stratégies de sécurisation de la continuité d'approvisionnement vous semblent la plus pertinente et à privilégier (cf liste proposée ci-dessus) ? Pour quelles raisons ?
48. Envisagez-vous du stockage tampon de CO₂ sur le site de production des e-molécules ? Par quels moyens techniques ? Envisagez-vous de vous raccorder au réseau de transport de CO₂ pour bénéficier d'un stockage via le réseau ?
49. En quelle mesure les processus de production des e-molécules pourraient être flexibles ? Quelles sont les contraintes sur cette production ? Il y a-t-il des procédés de production des e-molécules plus flexibles que d'autres (Fischer Tropsch, e-methanol-to-jet, etc...) ? Comment les implications économiques en CAPEX lié au surdimensionnement nécessaire à cette flexibilité sont-elles compensées (coût de la molécule H₂ réduit, compensation de l'effacement sur le réseau électrique...) ?
50. Envisagez-vous de diversifier vos sources d'approvisionnement en CO₂ ? De quelle manière ? Via le réseau de transport de CO₂ ?
51. Comment envisagez-vous l'achat et la vente de CO₂ sur un marché du CO₂ avec des injecteurs et des consommateurs de CO₂ reliés à un réseau de transport de CO₂ ? Quelles formes de contrat seraient privilégiées (contrat long terme d'émetteurs à consommateurs, ou achat sur le marché de type « spot ») ?

5. Approvisionnement en H₂ des projets de production d'e-molécules

Cette partie a pour but d'échanger sur la vision des participants de l'atelier concernant les problématiques liées à l'approvisionnement en H₂ des projets de production d'e-molécules. Les problématiques proposées à discuter sont :

- **La logistique d'approvisionnement en H₂ privilégiée** aujourd'hui et à l'avenir
- **Les contraintes de continuité d'approvisionnement en H₂** et le rôle à jour des réseaux de transport H₂

A) Logistique d'approvisionnement en H₂ privilégiée aujourd'hui et à l'avenir

Cette partie a pour but de comprendre les logistiques d'approvisionnement en H₂ envisagées par les porteurs de projet de production d'e-molécules. Elle vise également à comprendre dans quelle mesure les réseaux de transport d'H₂ pourraient aider les industriels à vendre et transporter leur H₂, et les producteurs d'e-molécules à s'approvisionner en H₂.

Une revue des logistiques d'approvisionnement en H₂ des projets annoncés montre que les projets envisagent surtout à court terme de produire l'hydrogène dont ils ont besoin à l'aide d'électrolyseurs installés sur site.

Certains porteurs de projet mentionnent tout de même un raccordement possible au réseau de transport de H₂ comme le projet NeoCarb d'Elyse Energy à Fos-sur-Mer (raccordement à HYNFRAMED).

Les projets raccordés pourraient bénéficier d'autres sources d'H₂, à un prix potentiellement plus compétitif, et d'un accès à du stockage d'H₂.

Pour illustrer le potentiel de raccordement au futur réseau de transport d'H₂, une carte est proposée avec le réseau de transport d'H₂ envisagé en 2040 et au-delà, et avec la localisation des projets annoncés de production d'e-molécules.

Carte des projets e-SAF et e-méthanol, en lien avec le réseau de transport d'H₂ imaginé en 2040 et au-delà



52. Les porteurs de projet de production d'e-molécules envisagent-ils de se raccorder à l'avenir aux réseaux de transport d'H₂ pour leur approvisionnement ? Si oui ou non, pour quelles raisons, à quelles conditions ?
53. Si les porteurs de projet d'e-molécules envisagent de se raccorder au réseau d'H₂, à quel horizon de temps l'envisagent-ils ? Si on considère une durée de vie d'un électrolyseur de 20 ans, le raccordement au réseau d'H₂ serait-il envisagé uniquement lors du remplacement de l'électrolyseur (dans 20 ans) ou plus tôt ? Envisageraient-ils d'être raccordés au réseau d'H₂ en plus d'un électrolyseur sur site (ce qui permettrait par exemple une production d'H₂ sur site flexible) ?

C) Continuité d'approvisionnement en H₂

La production des e-molécules semble devoir s'effectuer en continu, avec des possibilités limitées de flexibilité de la production.

En réponse à cette contrainte, les producteurs d'e-molécules semblent envisager une production d'hydrogène sur site par électrolyseurs, avec potentiellement un stockage d'H₂ sur

site pour assurer la continuité d'alimentation de l'usine en cas de défaillance de l'électrolyseur ou en cas de souhait d'utiliser de manière flexible l'électrolyseur pour bénéficier de prix d'électricité spot moins élevés selon les heures de la journée.

A l'avenir, le raccordement au réseau d'H₂ pourrait permettre de bénéficier des stockages d'H₂ en cavités salines reliés au réseau. Cet accès pourrait permettre :

- D'approvisionner en hydrogène en continu les usines d'e-molécules, voire de diversifier les sources d'approvisionnement en hydrogène en cas d'électrolyseurs déjà installés sur site
- De servir de moyen de « back-up » en complément de l'électrolyseur sur site
- De faciliter une production flexible des électrolyseurs installés sur site

Par ailleurs, en cas d'approvisionnement par réseau de transport d'H₂, plusieurs modalités d'achat de l'H₂ peuvent être envisagés :

- **Achat de l'H₂ au prix de marché à des intermédiaires** (« midstreamers », traders) qui feraient le lien entre producteurs d'H₂ et acheteurs d'H₂
- **Achat de l'H₂ via des contrats long terme** entre producteurs et consommateurs d'H₂, qui injecteraient et soutireraient l'H₂ du réseau, à l'image des corporate PPAs (*Power Purchase Agreement*) ou des BPAs (*Biomethane Purchase Agreement*).

NaTran et Téréga souhaitent recueillir l'avis des participants sur ces problématiques de continuité d'approvisionnement en H₂.

54. Comment voyez-vous les problématiques de continuité d'approvisionnement en H₂ des projets d'e-molécules ? Vous semblent-elles importantes ?
55. Quelles stratégies de sécurisation de la continuité d'approvisionnement vous semblent la plus pertinente et à privilégier ? Pour quelles raisons ?
56. Quelles sont les contraintes en termes de flexibilité de la production des e-molécules ? Est-elle flexible ou en bande ?
57. Les projets d'e-fuels envisagent-ils du stockage d'hydrogène sur site ? Si oui, en quelle proportion ? Envisagent-ils de se raccorder au réseau d'H₂ pour bénéficier des stockages d'H₂ en cavités salines ?
58. Envisagez-vous de diversifier vos sources d'approvisionnement en H₂ via l'accès au réseau d'H₂ ?
59. Souhaiteriez-vous faire opérer vos électrolyseurs en production flexible plutôt qu'en bande ? Si oui/non, pourquoi, à quelles conditions ? Souhaiteriez-vous être raccordés au réseau d'H₂ pour bénéficier des stockages d'H₂ et injecter/soutirer l'H₂ de manière optimisée ?
60. Comment envisagez-vous l'achat et la vente d'H₂ entre les producteurs et les consommateurs d'H₂ reliés au réseau d'H₂ ? Quelles formes de contrat seraient privilégiées (contrat long terme d'émetteurs à consommateurs, ou achat sur le marché de type « spot ») ?

6. Annexes

Hypothèses liées à l'étude du marché des e-SAF en France :

La demande française en carburants fossiles et durables a été scénarisée selon 3 scénarios : un scénario haut (A), un moyen (B) et un bas (C).

Dans ces scénarios, la demande en carburants aériens a été quantifiée à partir des seuils réglementaires d'incorporation de RFNBO et de biocarburants (RefuelEU Aviation), et des hypothèses d'évolution du trafic aérien, de gains d'efficacité énergétique moyens sur la flotte d'avions, et de mix d'énergie avitaillée aux aéroports français.

Les hypothèses de trafic et de gains d'efficacité énergétique sont issues de [la feuille de route de décarbonation du secteur aérien](#) publié en mars 2023 et l'étude de l'ADEME « [Elaboration de scénarios de transition écologique du secteur aérien – Rapport final](#) » publiée en septembre 2022.

En particulier, les scénarios suivants ont été retenus pour les hypothèses d'évolution du trafic aérien et des gains d'efficacité énergétique moyens :

- **Scénario A (haut)** : Scénario « A » de l'étude de l'ADEME
- **Scénario B (moyen)** : Scénario « Action » de la feuille de route du secteur
- **Scénario C (bas)** : Scénario « C » de l'étude de l'ADEME

Pour le trafic aérien, les scénarios avec « effet prix » ont été retenus. L'effet prix désigne la prise en compte de la diminution de la demande en voyages en avion suite à l'augmentation du coût d'approvisionnement en carburants des compagnies aériennes (due à l'incorporation croissante de carburants durables, plus onéreux que le kérosène fossile) sur les prix des billets des voyageurs. L'hypothèse sous-jacente est que des prix plus élevés de billets d'avion désincite une partie des consommateurs à prendre l'avion pour voyager.

Concernant le mix d'énergie, il est supposé suivre les seuils minimaux de RFNBO et de biocarburants de RefuelEU Aviation, en intégrant au sein des RFNBO une part d'H₂ direct à partir de 2045 à hauteur de 3% de la consommation totale de carburants (*parts en énergie*) en 2045 et 6% en 2050. Cette part de 6% correspondent au scénario « Action » de la feuille de route du secteur en 2050 (*valeur moyenne calculée à partir des mix d'énergie selon les périmètres nationaux et internationaux de l'étude*).

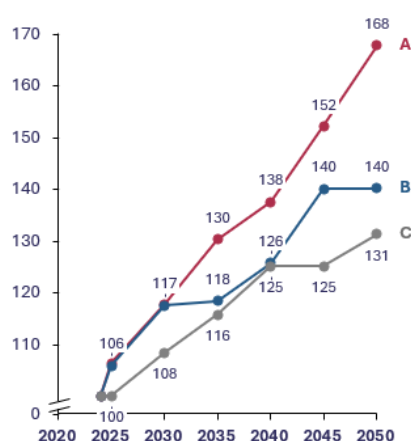
Les hypothèses de trafic aérien, de gains d'efficacité énergétique et de mix d'énergie consommée dans les avions sont définies selon une étude de l'ADEME et la feuille de route du secteur

Evolution du trafic aérien

[2024 ; 2050], base 100 en 2024

Hypothèses de trafic aérien selon :

- A : Sc. « A » de l'étude de l'ADEME (avec effet prix)
- B : Sc. « Action » de la feuille de route (avec effet prix)
- C : Sc. « C » de l'étude de l'ADEME (avec effet prix)

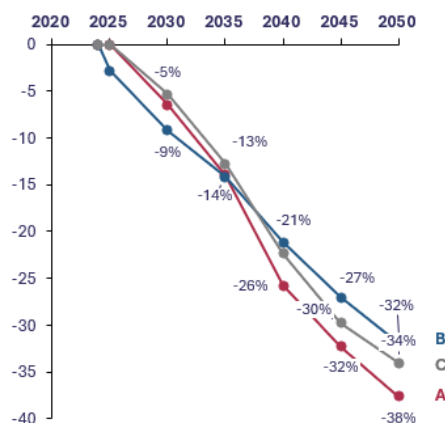


Gains d'efficacité énergétique

[2024 ; 2050], en % par rapport à 2024

Hypothèses de gains d'efficacité énergétique selon :

- A : Sc. « A » de l'étude de l'ADEME
- B : Sc. « Action » de la feuille de route (avec effet prix)
- C : Sc. « C » de l'étude de l'ADEME

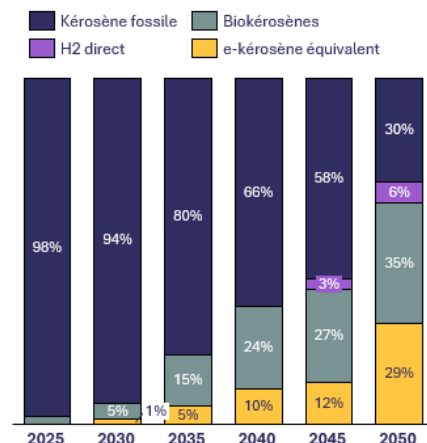


Mix d'énergie de l'aérien

[2025 ; 2050], en % (TWh PCI / an)

Hypothèses de mix d'énergie selon :

- A, B et C : mix d'énergie selon les parts minimales d'incorporation de RFNBO et biokérosène définies dans RefuelEU Aviation. La part d'H₂ direct est définie en 2050 selon le sc. « Action » de la feuille de route

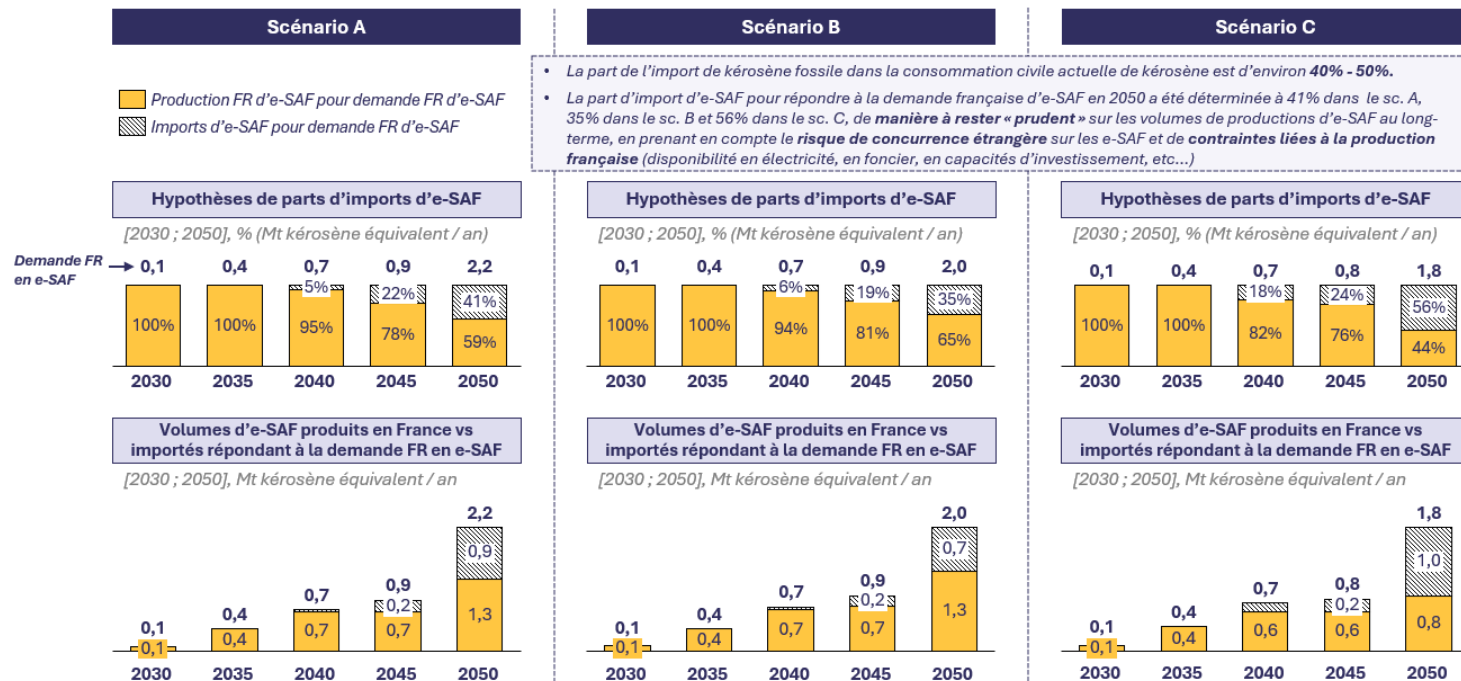


Sources : analyses NaTran et Téréga, RefuelEU Aviation, Feuille de route de décarbonation secteur aérien (mars 2023), étude de l'ADEME « Elaboration de scénarios de transition écologique du secteur aérien – Rapport final » (septembre 2022), ADEME

Ces hypothèses conduisent à une demande en France en e-SAF (e-kérosène ou e-bio-kérosène) de **0,1 Mt / an en 2030 à 1,8 – 2,2 Mt / an en 2050**.

Slides présentant les hypothèses de part d'import des e-kérosène dans la demande nationale :

Des hypothèses d'imports ont été prises en compte pour l'approvisionnement en e-fuels de la France afin d'obtenir une vision « prudente » des volumes de production d'e-fuels scénarisés au long terme

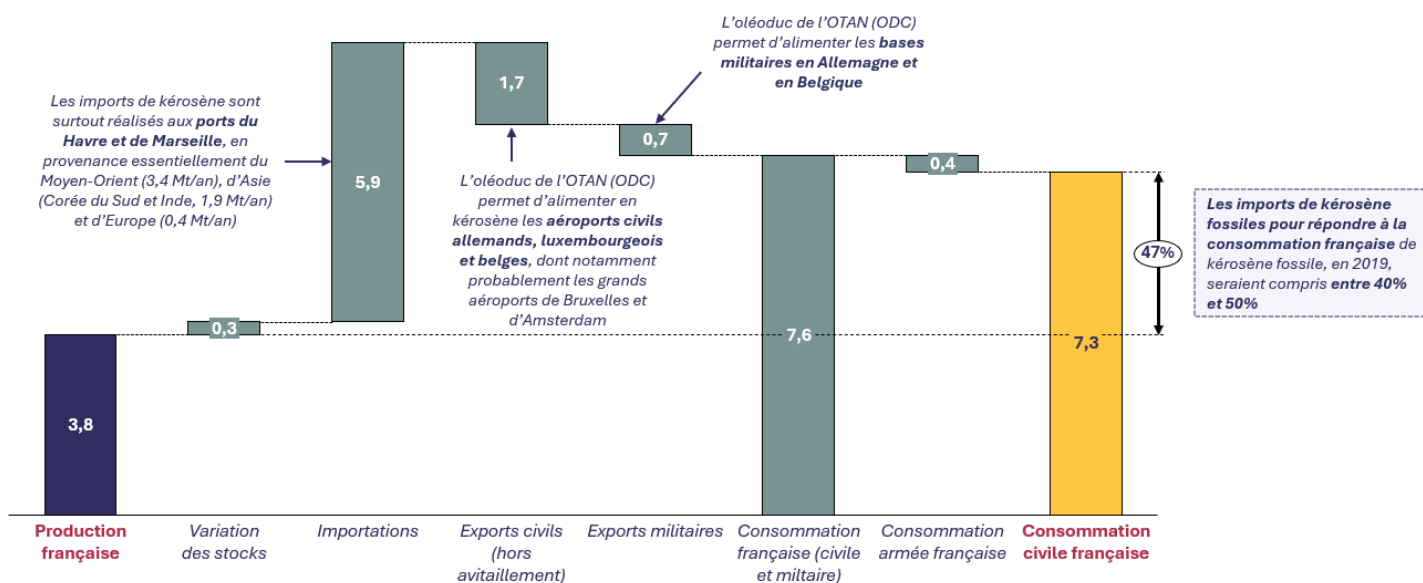


Sources : analyses NaTran et Téréga, vision européenne selon le document de concertation du projet ReSTART de Verso Energy (figure 16)

En 2019, les imports de kérosène fossile permettaient de répondre à environ 40%-50% de la consommation française de kérosène

ESTIMATION DU BILAN DES FLUX DE KÉROSÈNE EN FRANCE (PRODUCTION, CONSOMMATION, EXPORTS ET IMPORTS)

[2019], Mt kérosène / an



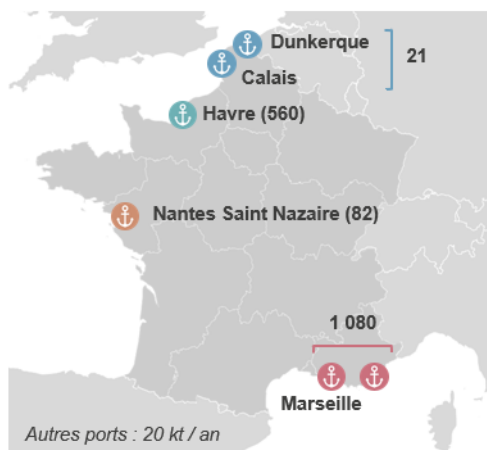
Sources : CPDP, DGAC, DGEC, UFIP, TRAPIL, Statistiques nationales du commerce extérieur – Exportations – Année 2019, Direction générale des douanes et droits indirects, Stratégie énergétique de défense – Rapport du groupe de travail énergie, ministère des Armées (2020) [page 16]

Hypothèses concernant l'étude du marché maritime en France :

Contexte sur le soutage de carburant maritimes aux ports français :

Selon les données du CPDP (Comité Professionnel du Pétrole), le soutage de carburant maritime était d'environ 1,7 Mtep / an en France en 2019, concentré dans les ports de Marseille-Fos (GPMM) et du Havre, à hauteur de 1,1 Mtep / an et 0,6 Mtep / an respectivement.

Les ports de Marseille et du Havre concentrent la majorité du soutage de carburants maritimes, en tant que premiers ports de marchandises et de grand port de passagers et de croisières (Marseille)

| | Données pour 2019 | Soutage kt / an | Marchandises Mt / an | Détails marchandises | Passagers Mt / an | Détails passagers |
|---|----------------------|-----------------|----------------------|---|-------------------|---|
|  | Dunkerque | 21 | 52 | Vracs solides, produits pétroliers et autres liquides | 2,3 | Ferries |
| | Calais | | 44 | Vracs | 8,5 | 1 ^{er} port (passagers) Ferries vers UK |
| | Havre | 560 | 66 | 2 ^{ème} port (marchandises) 1 ^{er} port (conteneurs) • 50% : produits pétroliers • 40% : conteneurs (26 Mt) • 10% : autres vracs | 0,5 | Croisières Europe du Nord |
| | Nantes Saint Nazaire | 82 | 31 | • 73% : vracs liquides (pétrole, GNL) • 17% : vracs solides (céréales) • <1% : autres (véhicules, Airbus) • <1% : conteneurs (1,5 Mt) | 0 | Aucune escale de navires passagers |
| | Marseille (GPMM) | 1 080 | 79 | 1 ^{er} port (marchandises) 2 ^{ème} port (conteneurs) • 55% : produits pétroliers • 20% : vracs solides • 15% : conteneurs (12 Mt) | 3,1 | 2 ^{ème} (passager) 1 ^{er} (croisières) 1,9 M / an de croisiéristes (83% du total en France) |
| | Toulon | | Faible | Marginal | 2 | Ferries (1,9) et croisiéristes (0,1) |

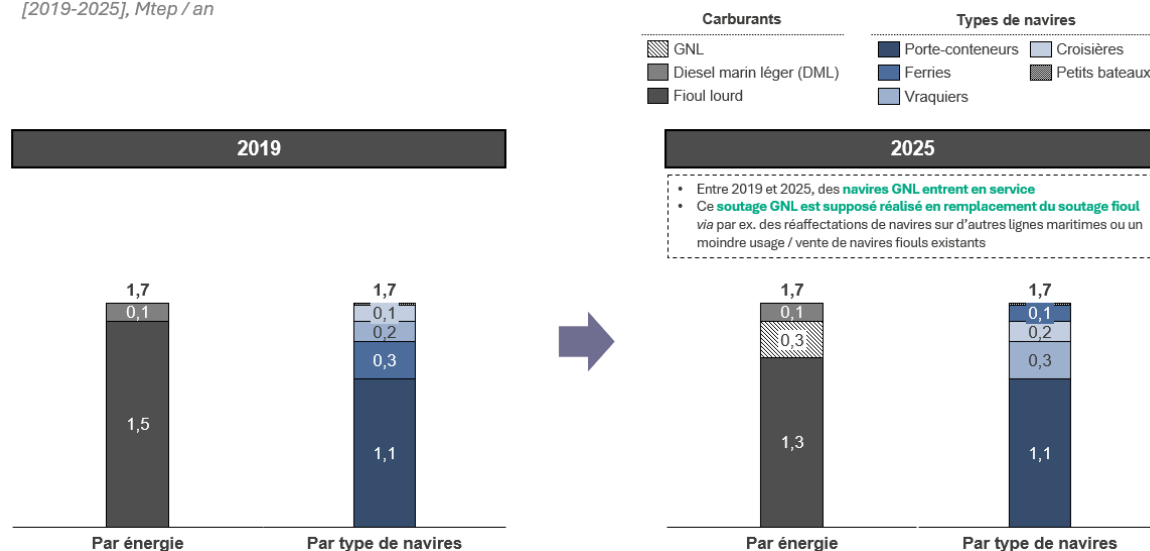
Le soutage de carburants maritimes en 2025 a été estimé à partir du soutage de 2019, en prenant en compte l'augmentation du soutage au GNL aux ports de Marseille-Fos et de Toulon. Cette hausse du soutage GNL est liée essentiellement à l'arrivée des porte-conteneurs GNL de CMA CGM ou des ferries GNL en liaison avec le Corse et/ou le Maghreb.

En complément, le soutage de carburants aux ports français a été décomposé aux grands ports français selon 4 profils de navires : porte-conteneurs, ferries, vraquiers et navires de croisière. Cette distinction par types de navires est nécessaire pour scénariser plus finement les évolutions de soutage de carburants maritimes, sachant que chaque profil présente probablement des évolutions différentes en matière de renouvellement de la flotte, de choix de motorisation et d'évolution du trafic maritime.

Cette décomposition a été menée en étudiant les contrats de signature GNL annoncés, les études régionales de décarbonation (ZIBAC – Zones Industrielles Bas Carbones) et les flux de passagers/navires aux principaux ports français.

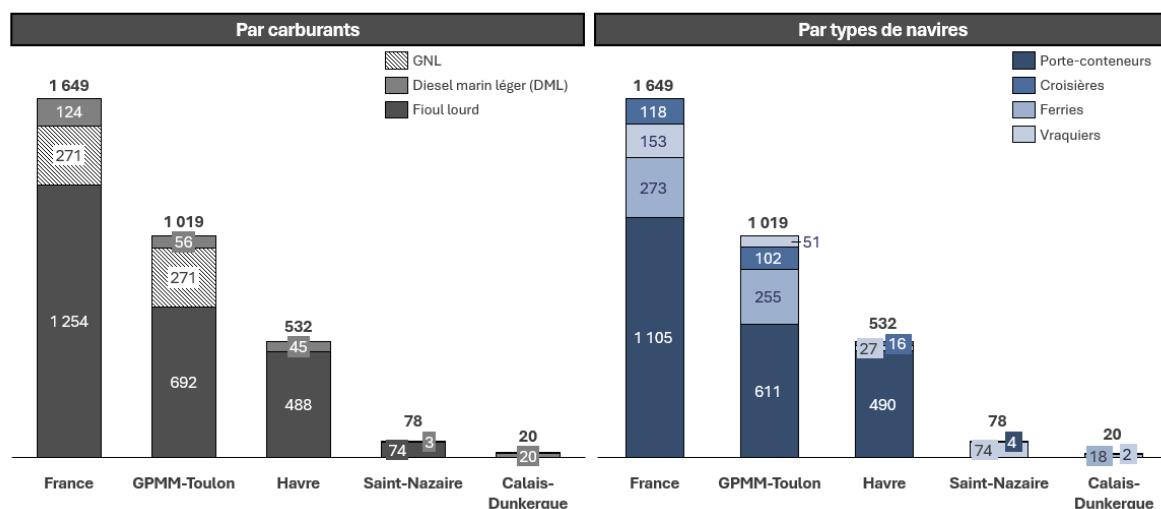
Entre 2019 et 2025, les volumes de soutage GNL devraient augmenter, tandis que le profil de soutage par types de navires devrait rester similaire

SOUTAGE DE CARBURANT MARITIME EN 2025 ESTIMÉ À PARTIR DU BILAN DE 2019
[2019-2025], Mtep / an



La première étape de la modélisation est le bilan en 2025 de la flotte soutant en France, estimé à 1,7 Mtep / an de soutage annuel

SOUTAGE DE CARBURANT MARITIME ESTIMÉ EN 2025
[2025], ktep / an



1. Le bilan du soutage de carburants maritimes aux ports français est-il cohérent avec votre vision du marché ou les données dont vous avez à disposition ?

Etude de la réglementation concernant la décarbonation du maritime :

Pour continuer l'analyse et scénariser l'évolution de la consommation d'e-méthanol comme carburant maritime, une étude de la réglementation européenne sur le maritime a été réalisée.

La réglementation principale qui motive l'usage croissant de carburants maritimes est la réglementation européenne FuelEU Maritime, votée le 13 septembre 2023.

Cette réglementation définit des objectifs de réduction de l'intensité d'émissions de GES du mix énergétique utilisé pour la propulsion des navires, mesuré en % de baisse en gCO₂ / MJ. Les « MJ » étant l'énergie utilisée pour la propulsion navale.

Les pénalités en cas de non-respect de ces objectifs sont conséquentes et dissuasives, et s'appliqueraient aux armateurs qui ne les respecteraient pas.

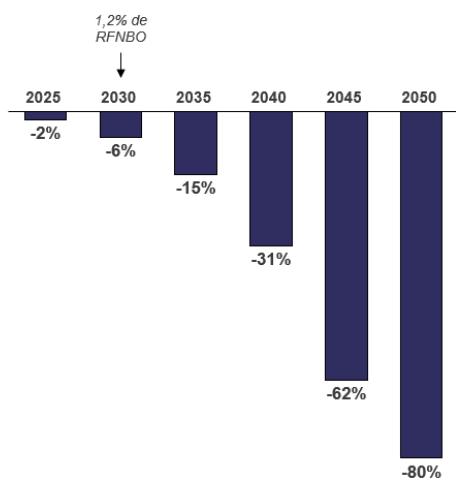
Pour faciliter l'atteinte de ces cibles, les armateurs peuvent faire des groupes de navires, dont la moyenne en gCO₂ / MJ annuelle devrait respecter les seuils réglementaires. Ces groupes de navires peuvent être constitués au sein de la flotte d'un seul armateur, mais aussi entre les flottes de plusieurs armateurs. Ce mécanisme de flexibilité est appelé « *pool compliance* ».

Enfin, la particularité de FuelEU Maritime est que le choix de carburants durables pour respecter les seuils réglementaires est libre. Hormis une cible spécifique RFNBO à court terme, il n'y a pas d'obligations sur le type de carburant à consommer. Cette « neutralité technologique » diffère de la réglementation pour l'aérien (RefuelEU Aviation) qui fixe des seuils spécifiques pour les RFNBO entre 2025 et 2050.

Enfin, d'autres réglementations contraignantes s'ajoutent à FuelEU Maritime, comme l'intégration du maritime dans les crédits carbone européens (ETS), la réglementation de l'Organisation Maritime Internationale (OMI) ou encore les zones de contrôle des émissions de soufre en méditerranée (zone SECA).

FuelEU Maritime impose des objectifs de réduction d'émissions de GES à bord des navires, jusqu'à 80% en 2050 par rapport à 2023

OBJECTIFS DE RÉDUCTION DE L'INTENSITÉ GES DU MIX ÉNERGÉTIQUE DES NAVIRES SELON FuelEU MARITIME
[2025 ; 2050], % (gCO₂ / MJ)



FuelEU Maritime en quelques points :

- La réglementation FuelEU Maritime a été adoptée par l'Union Européenne le **13 septembre 2023** (Regulation (EU) 2023/2405) et s'applique aux navires de plus de 5 000 GT
- Elle définit des objectifs de réduction de l'intensité d'émissions GES du mix énergétique utilisé pour la propulsion des navires, en **% de baisse en gCO₂ / MJ**
- L'accord fixe un **objectif de 1,2% de RFNBO en 2030**, et 2% d'utilisation de RFNBO à partir de 2034 si la Commission signale qu'en 2031, les RFNBO représentent moins de 1% du carburant maritime souté dans les navires
- Les **pénalités en cas de non-respect** des réductions d'émissions et des seuils RFNBO sont conséquentes et devraient être portées principalement par l'armateur, à l'échelle d'une flotte de navires, et non d'un navire seul

« Pooling mechanism » :

- Plusieurs armateurs peuvent se regrouper au sein d'un « pool » de navires** pour respecter les objectifs de réduction des émissions de GES sur la moyenne de tous les navires. Des navires aux carburants durables peuvent ainsi « compenser » les émissions de navires fioul ou diesel. C'est le « *pooling mechanism* » ou la « *pool compliance* »

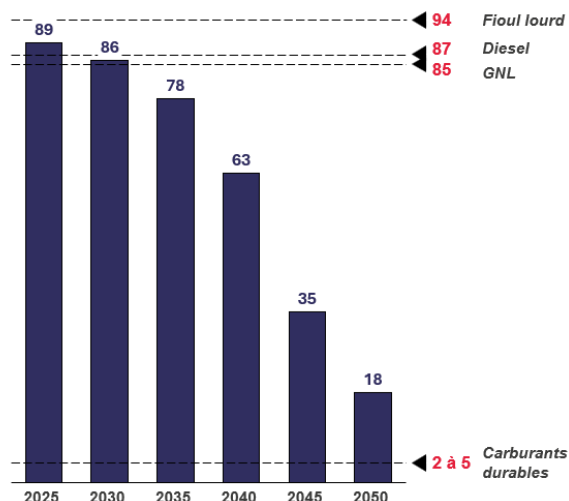
Critères sur les carburants mobilisables :

- Par ailleurs, les **critères de durabilité de RED II** s'appliquent : les biocarburants 1G (« food based ») sont exclus et devraient disparaître à l'horizon 2030
- FuelEU Maritime se veut « **technologiquement neutre** » sur le plan des carburants bas-carbone à utiliser par les armateurs, hormis la cible de 1,2% de RFNBO en 2030

Sources : Regulation (EU) 2023/1805 of the European Parliament and of the Council of 13 September 2023 on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport, and amending Directive 2009/16/EC

FuelEU Maritime induit des seuils d'émissions à respecter, pour lesquels des carburants durables seraient nécessaires dès 2030/2035

OBJECTIFS DE RÉDUCTION DE L'INTENSITÉ GES DU MIX ÉNERGÉTIQUE DES NAVIRES SELON FuelEU MARITIME
[2025 ; 2050], % (gCO₂ / MJ)



Sources : Regulation (EU) 2023/1805 of the European Parliament and of the Council of 13 September 2023 on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport, and amending Directive 2009/16/EC

Traduction de FuelEU Maritime en seuils d'émissions :

- FuelEU Maritime définit une **valeur d'émissions de GES de référence de 2023 de 91,2 gCO₂ / MJ**, correspondant à du fioul lourd fossile majoritairement utilisé dans le maritime
- Les objectifs de réduction des émissions de GES en % en gCO₂ / MJ se traduisent ainsi en **seuil d'émissions (gCO₂ / MJ)** à ne pas dépasser à l'échelle d'une flotte de navires (*pooling mechanism*)

Besoin d'utiliser dès 2030 des carburants durables :

- Dès 2030 ou 2035, les armateurs devront utiliser de plus en plus de **carburants durables** dans leur mix énergétique pour respecter les seuils d'émissions
- Les armateurs pourront utiliser les **motorisations dual fuel** qui permettent d'utiliser du fioul lourd/diesel et d'autres carburants (méthane, méthanol ou ammoniac) pour respecter ces seuils

Respect en détails des seuils par carburants :

- Le **fioul lourd (HFO)** utilisé seul ne permet pas de respecter les seuils d'émission entre 2025 et 2029 (89 gCO₂/MJ). Le **diesel marin léger (DML)** respecte le seuil entre 2025 et 2029, mais pas après 2030
- Le **GNL** respecterait les seuils 2025-2029 et 2030-2034, avec une attention particulière aux fuites de méthane qui sont considérées dans le bilan GES
- Les **carburants maritimes durables (CMD)** respectent tous les seuils

Au-delà de FuelEU Maritime, plusieurs réglementations européennes et françaises incitent à l'usage de carburants durables maritimes (1/2)

| Géographie | Réglementation | Détails des points-clés | Impact marché des CMD |
|------------|--|---|-----------------------|
| | Stratégie internationale GES du maritime | <ul style="list-style-type: none"> Objectifs internationaux de réduction des émissions totales de GES du transport maritime international par rapport à 2008 : -20% en 2030 et -70% en 2040 A priori non contraignant pour l'instant | Moyen |
| | Politique de l'IMO (2023) | <ul style="list-style-type: none"> Objectif de réduire l'intensité carbone de tous les navires d'au moins 40% d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 2008 Les navires sont obligés de calculer deux notes à partir du 1^{er} janvier 2023 : EEXI et CII L'EEXI (Energy Efficiency Index for Ships in Service) mesure l'efficacité énergétique CII (Carbon Intensity Index) mesure l'intensité carbone des navires avec des notes A, B, C, D, E attribuées à chaque navire Objectifs de réduction du CII de l'OMI par rapport à 2019 de -5% en 2023, -7% en 2024, -9% en 2025 et -11% en 2026, et probablement -20% en 2030 | Fort |
| | EU ETS Maritime | <ul style="list-style-type: none"> Intégration à partir de 2024 du maritime à l'ETS pour tous les navires > 5 k tonnes 100% des émissions des navires à quai ou naviguant dans l'Espace Economique Européen 50% des émissions des navires qui voyagent vers/depuis des pays tiers hors UE Augmentation progressive de la part des émissions couvertes (40% en 2024, 70% en 2025, et 100% à partir de 2026) | Fort |
| | Zone SECA | <ul style="list-style-type: none"> Une nouvelle zone de contrôle des émissions d'oxydes de soufre et de particules (SECA) va entrer en vigueur en 2025 en Méditerranée. Elle s'applique à tous les navires naviguant dans la zone, avec des amendes en cas de non-respect (jusqu'à 200k€ pour le capitaine du navire) Pour les navires sans scrubbers, le fioul devrait avoir une teneur (massique) en soufre maximale de 0,1% (fioul ULSFO) mais celui-ci coûte env. 2,5 fois plus cher que le fioul HSFO (1000 €/t vs 400€/t pour du fioul lourd HSFO) Pour les navires avec scrubbers, le fioul à teneur plus élevée pourrait encore être consommé. | Moyen |

Au-delà de FuelEU Maritime, plusieurs réglementations européennes et françaises incitent à l'usage de carburants durables maritimes (2/2)

| Géographie | Réglementation | Détails des points-clés | Impact marché des CMD |
|------------|------------------------|--|-----------------------|
| | SNBC | <ul style="list-style-type: none"> Objectif d'incorporation de carburants alternatifs dans le maritime (50% total – 100% domestique d'ici 2050), non contraignant | Faible |
| | Loi de finances (2022) | <ul style="list-style-type: none"> Taux d'accise valable pour 2023, avantageux pour le GNV4 (5,2 €/MWh) Les carburants maritimes pourraient prochainement être inclus dans la TIRUERT (dernière consultation publique 2023) avec un objectif de 3% d'énergie renouvelable à partir du 1er janvier 2025, facilitant l'atteinte des objectifs de FuelEU Maritime en France | Moyen |

Conception des scénarios d'évolution du soutage maritime en France :

Pour continuer l'analyse, des scénarios de consommation d'e-méthanol dans le maritime ont été définis entre 2025 et 2050.

La méthodologie est résumée dans la slide ci-dessous.

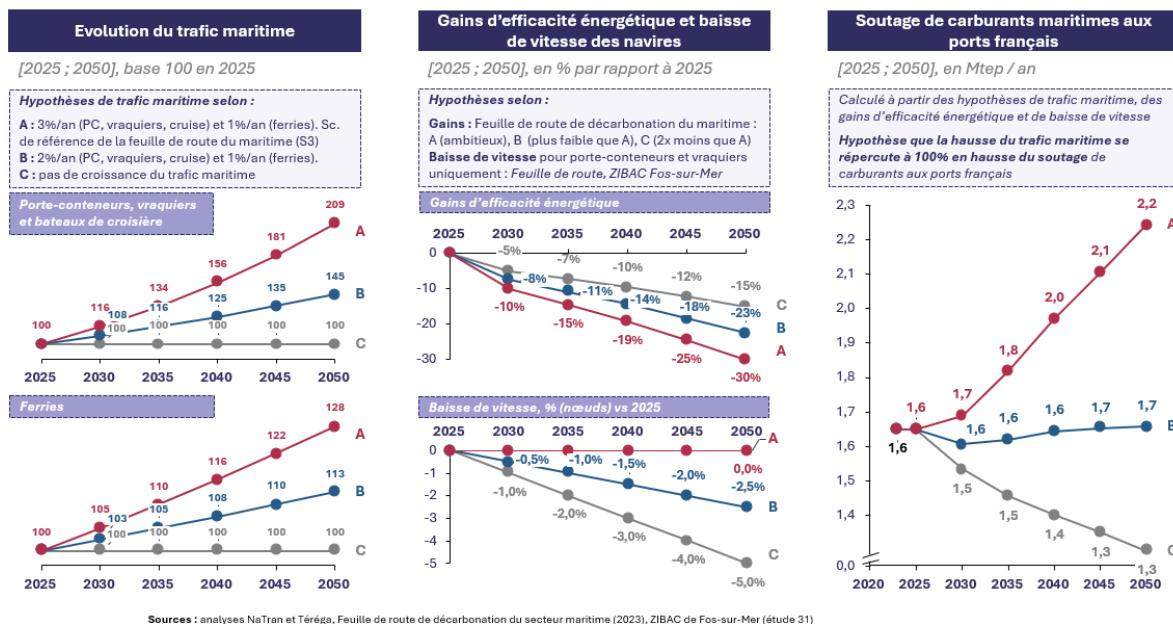
La modélisation de l'évolution du mix énergétique de la flotte de navires se fait en 5 étapes

| 1 | Etapes | Description | Inputs | Outputs |
|---|---|--|---|--|
| 1 | Bilan de la flotte en 2025 | Etablir un bilan de la flotte en 2025 comportant les volumes de soutage de carburants maritimes par grands ports, types de navires et motorisations | <ul style="list-style-type: none"> Volumes de soutage par régions selon le CPDP Estimations pour le soutage GNL Estimations de profil de soutage par types de navires par grands ports | Soutage annuel (ktep/an) par : <ul style="list-style-type: none"> Grands ports (Marseille, Havre, Calais et Dunkerque, Nantes Saint Nazaire) Types de navires (porte-conteneurs, ferries, vraquiers, croisières) Carburants (fioul, DML, GNL) |
| 2 | Arrivées et retraits de navires dans la flotte | Scénariser les arrivées et retraits de navires de la flotte de 2025 : Les arrivées peuvent être de 3 natures : pour (1) fin de vie , pour (2) rétrofit d'un navire existant et (3) pour hausse du trafic maritime (<i>accroissement de la flotte pour soutenir une hausse de demande de trafic</i>) Les retraits peuvent être de 2 natures : pour (1) fin de vie ou pour (2) rétrofit | <ul style="list-style-type: none"> Bilan de la flotte de 2025 Taux de croissance du trafic maritime Part de la croissance du trafic maritime assurée par de nouveaux navires Chroniques de renouvellement de la flotte pour motif de fin de vie Chroniques de rétrofit par types de navires Clés d'affectation de la motorisation des navires neufs et des navires rétrofités | Arrivées et retraits de navires vus via leur soutage (ktep / an) selon : <ul style="list-style-type: none"> Grands ports et types de navires Motorisations : <ul style="list-style-type: none"> Fioul / Diesel GNL – Fioul/Diesel Méthanol – Fioul/Diesel Ammoniac – Fioul/Diesel |
| 3 | Evolution de la flotte par motorisation | Evolution de la flotte soutant en France selon les arrivées et retraits de navires, et le bilan de la flotte de 2025 | <ul style="list-style-type: none"> Bilan de la flotte en 2025 Arrivées et retraits de navires, par grands ports et par motorisation | Soutage de la flotte (ktep / an), hors efficacité énergétique et baisse de vitesse , tous les 5 ans, selon grands ports, types de navires, motorisation |
| 4 | Efficacité énergétique et baisse de vitesse | Prise en compte des gains d'efficacité énergétique et des baisses de vitesse des navires dans le soutage de la flotte | <ul style="list-style-type: none"> Gains d'efficacité énergétique et baisse de la vitesse entre 2023 et 2050, tous les 5 ans | Soutage de la flotte (ktep / an) , tous les 5 ans, selon grands ports, types de navires, motorisation |
| 5 | Evolution du soutage par carburants via pool compliance | Détermination de la part de chaque carburant dans le mix des navires dual fuel , avec une optimisation à l'échelle du soutage des ports, par types de navires, pour respecter les critères FuelEU Maritime avec le moins de carburants durables, via les « pool compliance » | <ul style="list-style-type: none"> Emissions de GES des carburants Parts de bio vs e-fuels dans les carburants Répartition de l'effort de baisse des émissions de GES entre les carburants durables | Soutage de la flotte (ktep / an) , tous les 5 ans, selon grands ports, types de navires, motorisation et carburants |

Les hypothèses concernant l'évolution du trafic maritime, les gains d'efficacité énergétique et les baisses de vitesse de navire, ont été choisies en analysant les 7 scénarios de la feuille de route de décarbonation du maritime (2023) et les études ZIBAC.

La combinaison de ces hypothèses conduit à 3 scénarios contrastés d'évolution du soutage maritime aux ports français. Le scénario haut (A) amène à un soutage de 2,2 Mtep / an en 2050, le scénario « médium » (B) à 1,7 Mtep / an en 2050 et le scénario « bas » (C) à 1,3 Mtep / an en 2050, à comparer avec les 1,7 Mtep / an soutés en 2019.

Les hypothèses de trafic maritime, de gains d'efficacité énergétique et de baisse de vitesse sont définies selon la feuille de route du secteur et les études ZIBAC



Le mix d'énergie souté en France a ensuite été calculé à partir d'hypothèses supplémentaires sur les choix de motorisation des navires renouvelés ou rétrofités, et une optimisation « *pool compliance* » pour respecter les seuils de FuelEU Maritime.

La motorisation privilégiée pour les nouveaux porte-conteneurs, ferries, vraquiers et navires de croisières est supposée être les *dual fuel* fioul/diesel – méthane dans un premier temps, avec une part grandissante des dual fuel fioul/diesel – méthanol à moyen terme, et de l'ammoniac pour les vraquiers et porte-conteneurs à un horizon plus lointain (2040-2050).

Ces hypothèses ont été définies en analysant les carnets de commande des principaux armateurs soutant en France et en menant une revue de la littérature existante (dont les études ZIBAC). L'ammoniac n'est pas envisagé dans les ferries et les navires de croisière en raison de sa toxicité pour la santé humaine. Il n'est envisagé que pour les vraquiers et les porte-conteneurs.

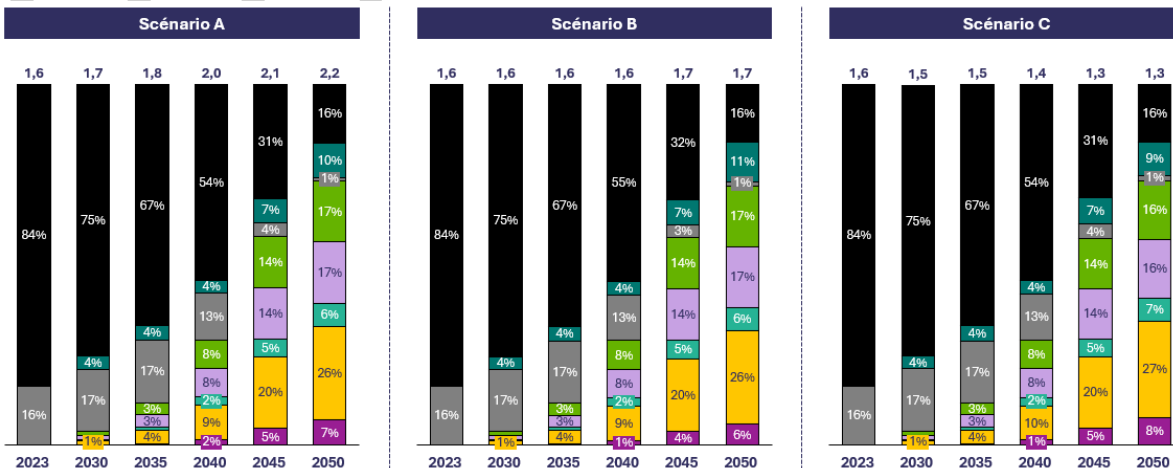
Les résultats en termes de mix de carburants soutés en France sont présentés ci-dessous.

Les scénarios envisagent une part croissante des carburants durables dans le mix d'énergie soutée aux ports français, jusqu'à 85% en 2050

MIX DE CARBURANTS SOUTÉS AUX PORTS FRANÇAIS

[2023-2050], ktep / an

■ Fioul et DML ■ GNL ■ e-méthane ■ e-méthanol
■ FAME ■ biométhane ■ biométhanol ■ e-ammoniac

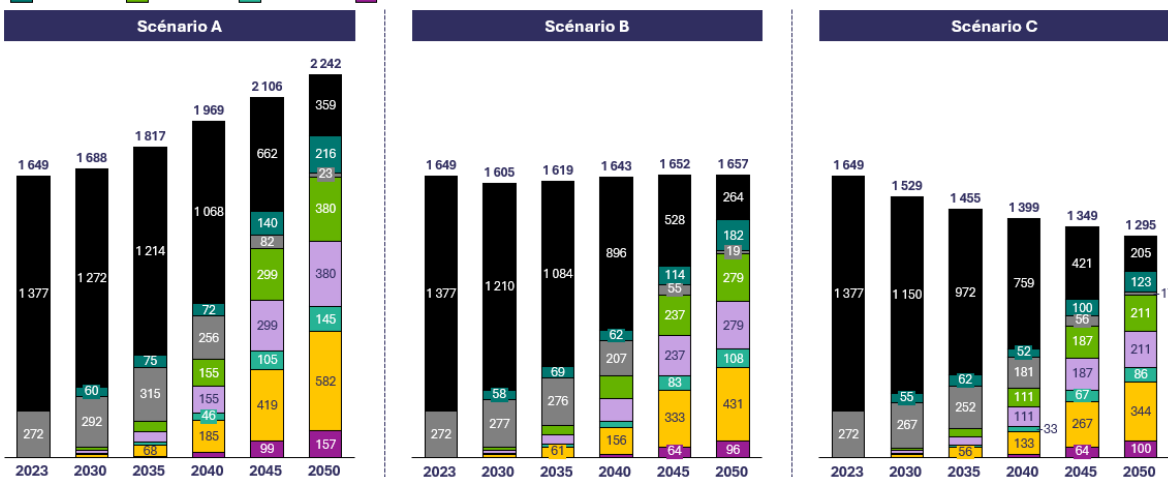


Les scénarios envisagent une part croissante des carburants durables dans le mix d'énergie soutée aux ports français, conduisant à une demande estimée de 350 – 580 kt e-méthanol / an en 2050

MIX DE CARBURANTS SOUTÉS AUX PORTS FRANÇAIS

[2023-2050], ktep / an

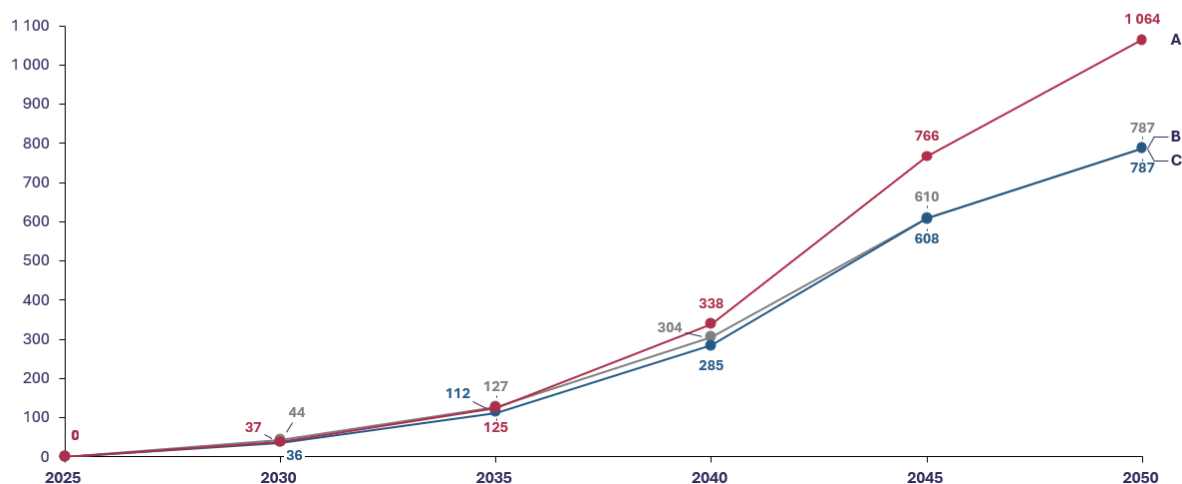
■ Fioul et DML ■ GNL ■ e-méthane ■ e-méthanol
■ FAME ■ biométhane ■ biométhanol ■ e-ammoniac



Ces scénarios amènent à une consommation d'e-méthanol soutée en France de l'ordre de 350 à 580 ktep e-méthanol / an en 2050, soit de 790 à 1070 kt e-méthanol / an en 2050.

Selon les scénarios, le soutage d'e-méthanol aux ports français pourrait augmenter d'environ 40 kt e-méthanol / an en 2030 à 790 – 1070 kt e-méthanol / an en 2050

SOUTAGE D'E-MÉTHANOL AUX PORTS FRANÇAIS
[2025-2050], kt e-méthanol / an



Au-delà de la consommation française d'e-méthanol pour le maritime, la production française d'e-méthanol pourrait également être utilisée pour de l'export pour alimenter les ports européens ou mondiaux. Ce potentiel d'export sera étudié en regard avec les projets annoncés d'e-méthanol.

Hypothèses liées au marché du e-méthanol pour la chimie :

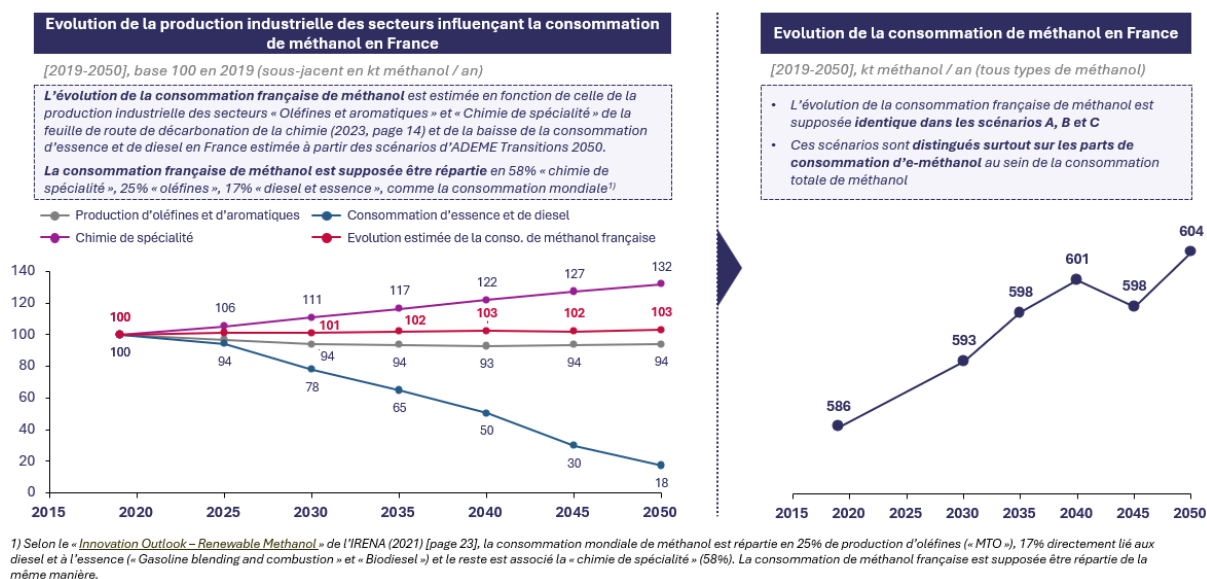
Les scénarios sur l'évolution de la consommation d'e-méthanol dans la chimie ont été réalisés selon des hypothèses d'évolution de la consommation de méthanol en France en chimie, et d'augmentation de la part du e-méthanol dans la consommation française. Ces hypothèses sont décrites en annexes.

L'évolution de la consommation de méthanol en France en chimie a été déterminé à partir de l'évolution de la production industrielle des secteurs chimiques « Oléfines et aromatiques » et « Chimie de spécialité » de la feuille de route de décarbonation de la chimie (2023, page 14), et de la baisse de la consommation estimée d'essence et de diesel en France selon les scénarios de l'ADEME Transitions 2050.

Pour l'analyse, la consommation française est supposée répartie aujourd'hui à hauteur de 58% pour la « chimie de spécialité », 25% pour « oléfines » et 17% pour « essence et diesel ». Ces parts correspondent aux répartitions de l'usage de méthanol au niveau mondial selon l'IRENA (*Innovation Outlook – Renewable Methanol*, IRENA, 2021, page 23).

La combinaison des évolutions de ces 3 secteurs d'usage du méthanol conduit à une consommation de méthanol en France pour la chimie en très légère augmentation entre 2019 et 2050.

Dans tous les scénarios, la consommation de méthanol en France est supposée stable entre 2019 et 2050, même si les sous-jacents « chimie de spécialité », « oléfines » et « diesel/essence » évolueraient différemment

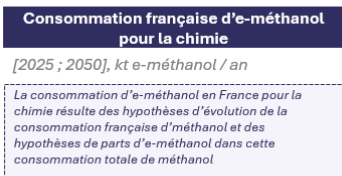
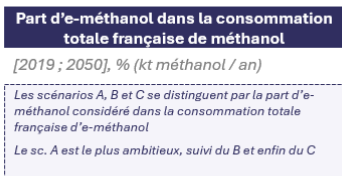
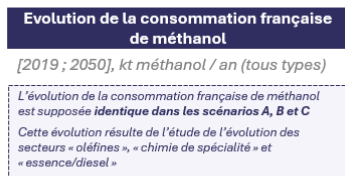


Les parts d'e-méthanol dans la consommation française en chimie ont été définies de manière à avoir un scénario A ambitieux, avec une hausse rapide de la part d'e-méthanol, un scénario B avec une hausse plus progressive dans le temps, et un scénario C qui inclut peu d'e-méthanol. Le scénario A correspondrait à un scénario avec une décarbonation de la chimie forte et rapide, réalisée en partie par la hausse de la part d'e-méthanol.

Ces parts sont soumises à de fortes incertitudes et à challenger avec les participants de l'atelier, puis la chimie française et européenne est aujourd'hui en difficulté face à une concurrence internationale conséquente. De plus, la filière méthanol et les produits en découlant sembleraient ne pas être suffisamment protégés par le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF).

Ces hypothèses conduiraient à une demande d'e-méthanol en France pour la chimie de l'ordre de 30 – 120 kt e-méthanol en 2030 et 30 – 300 kt e-méthanol / an en 2050.

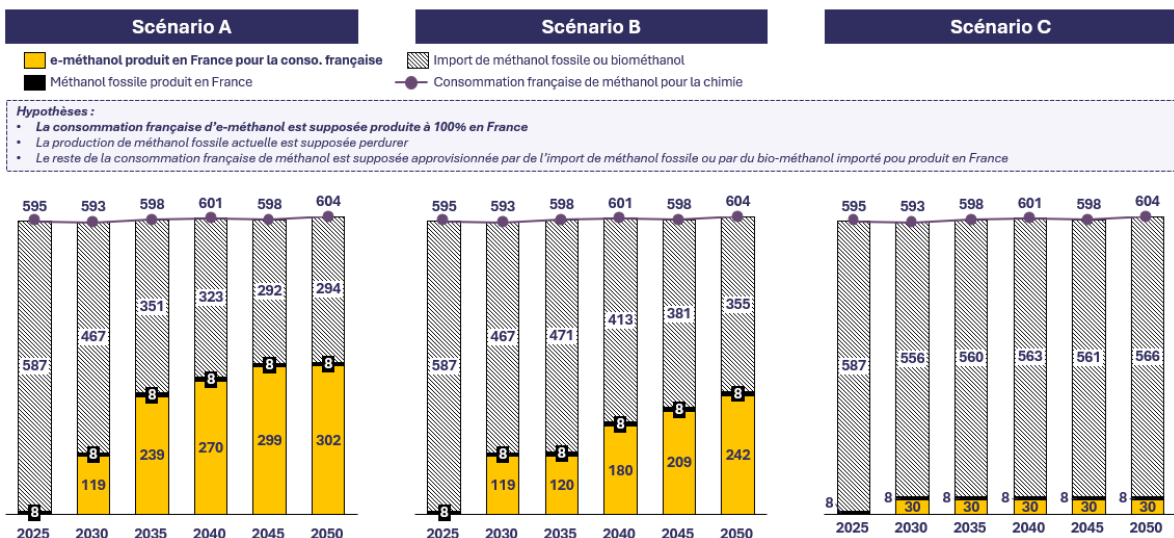
La consommation française d'e-méthanol pour la chimie est déterminée selon des hypothèses de part dans la consommation totale française, et pourrait atteindre 30 à 300 kt e-méthanol / an en 2050



En supposant que toute la demande d'e-méthanol dans la chimie française soit produite en France, cette production française d'e-méthanol permettrait de réduire les volumes de méthanol importés, ce qui pourrait augmenter la « souveraineté » industrielle de la France sur cette partie de la chaîne de valeur de la chimie.

Les scénarios supposent que la consommation française d'e-méthanol est assurée par une production française d'e-méthanol, réduisant ainsi les imports de méthanol de l'étranger

BILAN DE L'APPROVISIONNEMENT EN MÉTHANOL EN FRANCE POUR LA CHIMIE [2025-2050], kt méthanol / an



Détails des arguments en faveur des zones jugées propices au développement des projets de production d'e-molécules :

- Proximité de la zone industrielle de Fos-sur-Mer :**
 - Accès à du CO2 biogénique
 - Proximité des axes de transport d'H₂ HYNFRAMED et vers le stockage d'H₂ de Manosque, d'HYFEN et BarMar

- Proximité avec l'axe de transport de CO₂ (Rhône CO₂)
- Accès aux oléoducs PMR et ODC permettant d'alimenter les aéroports parisiens, Genève et les aéroports allemands, luxembourgeois, belges et néerlandais
- Accès aux liaisons de fret ferroviaire remontant vers le Nord de la France, l'Île de France, voire le Havre
- **Vallée de la Chimie :**
 - Accès à du CO₂ biogénique
 - Proximité aux stockages d'H₂ en cavités salines, les volumes les plus importants du territoire français
 - Proximité à l'axe de transport H₂ « HYFEN »
 - Proximité à l'axe de transport de CO₂ « Rhône CO₂ »
 - Accès aux oléoducs ODC et PMR qui sont reliés à un dépôt pétrolier à proximité de la raffinerie de Feyzin (près de Lyon)
- **Grand Est :**
 - Accès à du CO₂ biogénique (papetiers, chaudières biomasse alimentant les complexes chimiques d'Ottmarsheim, etc...)
 - Proximité avec un potentiel axe de transport de CO₂ et de la « Biométhane Valley » (nombreux méthaniseurs entre l'Île de France et le Grand Est)
 - Proximité aux stockages d'H₂ du Grand Est au long terme
 - Proximité aux axes de transport d'H₂ HYFEN, RHYn, mosaHYc et HY4LINK
 - Proximité à l'oléoduc ODC pour alimenter l'Île de France (possiblement via une connexion au pipeline DMM puis LHP)
 - Proximité au réseau ferroviaire pour alimenter le Havre, puis les aéroports franciliens via le pipeline LHP (*envisagé par H2V avec le projet de Thionville par exemple*)
- **Hauts de France :**
 - Accès à du CO₂ biogénique
 - Proximité avec un potentiel axe de transport de CO₂, allant de l'Île de France vers la zone industrielle de Dunkerque
 - Proximité avec un axe de transport d'H₂ (HYFEN, DHUNE)
 - Proximité à l'oléoduc ODC (OTAN) pour alimenter les aéroports franciliens, mais aussi néerlandais (Amsterdam Airport Schiphol), belges (Bruxelles-National) et allemands
 - Proximité au réseau ferroviaire pour être connecté au reste de la France, et rejoindre par exemple le Havre
- **Sud-Ouest de la France (zone de Saint Gaudens à Dax / Bordeaux) :**
 - Accès à du CO₂ biogénique
 - Proximité avec un potentiel axe de transport de CO₂
 - Proximité aux axes de transport d'H₂ de Téréga (HYSOW)
 - Proximité au réseau de fret ferroviaire pour alimenter les aéroports régionaux (Bordeaux, Toulouse) et remonter par exemple vers l'Île de France et le Havre, ou encore relier le port de Bordeaux pour exporter par voie maritime les e-molécules produites vers le reste de l'Europe ou vers le Havre (pour alimenter ensuite les aéroports franciliens via le LHP par exemple)
 - Complémentarité CCS/CCU privilégiée en raison de la présence d'un fort potentiel de stockage locaux on-shore.

